

Rapor No. ACS14951

Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm Önemli Aşamalar ve Zorluklar

Temmuz 2015



DÜNYA BANKASI
IBRD • IDA

Enerji ve Madencilik Küresel Uygulaması
Avrupa ve Orta Asya Bölgesi



Rapor No: ACS14951

Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm Önemli Aşamalar ve Zorluklar

Temmuz 2015



DÜNYA BANKASI
IBRD • IDA

Enerji ve Madencilik Küresel Uygulaması
Avrupa ve Orta Asya Bölgesi





© 2015 International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank
1818 H Street NW
Washington DC 20433
Telephone: 202-473-1000
Internet: www.worldbank.org

Standart Feragat Metni:

Bu rapor Uluslararası İmar ve Kalkınma Bankası / Dünya Bankası personelinin çalışmalarının bir ürünüdür. Bu çalışmada ifade edilen bulgular, yorumlar ve sonuçlar Dünya Bankası İcra Direktörleri Kurulu'nun veya temsil ettikleri hükümetlerin görüşlerini yansıtmıyor olabilir. Dünya Bankası bu çalışmada yer alan verilerin doğruluğunu garanti etmez. Bu çalışmadaki herhangi bir haritada gösterilen sınırlar, renkler, birimler ve diğer bilgiler Dünya Bankası adına herhangi bir ülkenin hukuki statüsü hakkında herhangi bir değerlendirme veya bu sınırların onayı veya kabulü anlamına gelmez.

Telif Hakkı Bildirimi:

Bu yayındaki materyaller telif haklarına tabidir. Bu çalışmanın izinsiz olarak kısmen veya tamamen kopyalanması ve/veya yayınlanması ilgili kanunların ihlaline yol açabilir. Uluslararası İmar ve Kalkınma Bankası / Dünya Bankası çalışmalarının yayılmasını teşvik etmektedir; dolayısıyla normal olarak raporun belirli bölümlerinin çoğaltılmasına hemen izin verecektir.

Bu çalışmanın herhangi bir bölümünün fotokopi yoluyla veya yeniden baskı yoluyla çoğaltılmasına yönelik izin talebinizi ve bilgilerinizi eksiksiz olarak "Copyright Clearance Center, Inc., 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, USA" adresine 978-750-8400 no'lu telefona, 978-750-4470 no'lu faks, <http://www.copyright.com/> internet adresine iletebilirsiniz.

Yan haklar da dahil olmak üzere, haklar ve lisanslar ile ilgili diğer tüm sorularınızı, "Office of the Publisher, The World Bank, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, USA" adresine; 202-522-2422 faks numarasına; pubrights@worldbank.org e-posta adresine iletebilirsiniz.



İçindekiler

Teşekkür	9
Kısaltmalar	11
1. Yönetici Özeti	13
2. Genel Bakış	17
2.1 Genel Bakış Bölüm 1: Enerji Reformu Kilometre Taşları	19
2.1.1 1. Aşama: 1980'lerde ve 1990'larda Piyasanın Özel Sektöre Açılması	19
2.1.2 2. Aşama: 2001'den İtibaren Yapılan Piyasaya Dayalı Reformlar	22
2.1.3 Gaz Piyasasının Geliştirilmesi.....	35
2.1.4 Yenilenebilir Enerjiye Sağlanan Destek	36
2.1.5 Türk Yatırımcıların ve Çoğunlukla Türk Olan Finansörlerinin Oynadığı Öncü Rol ...	38
2.1.6 Türkiye'nin Nükleer Programı	39
2.1.7 Siyasi Gelişmeler ve Enerji Reformu için uygun Ortam	40
2.1.8 Enerji Fiyatlandırması ve Sübvansiyonları.....	41
2.1.9 Sonuç: Türkiye'nin Enerji Reformlarının Sonuçları.....	42
2.2 Genel Bakış Bölüm 2: Enerji Reformu Önündeki Zorluklar	44
2.2.1 Doğal Gaz Piyasası Reformu.....	44
2.2.2 Elektrik Piyasasının Gelişimi.....	47
2.2.3 Enerji Sektöründe Yönetişim.....	49
2.2.4 Enerji Reformundaki Sonraki Adımlar.....	53
3. Ana Rapor	55
3.1 Elektrik Sektörünün 1984 Öncesindeki Durumunun Özeti	56
3.1.1 Türkiye Elektrik Kurumu Öncesi: 1913–70.....	56
3.1.2 TEK Dönemi	57
3.2 Elektrik Sektörü Reformu	58
3.2.1 Birinci Aşama: 1984–2001	58
3.2.2 İkinci Aşama: Rekabetçi Elektrik Piyasasının Kurulması.....	65
3.2.3 2008 Sonrası: Rekabetçi Bir Piyasaya Yönelik Yeni Adımlar	74
3.2.4 Başarılar	92
3.2.5 Elektrik Enterkonneksiyonları ve Bölgesel Elektrik Ticareti.....	101
3.3 Yenilenebilir Enerji (Elektrik Üretiminde)	105
3.3.1 Tarihsel Arka Plan	106
3.3.2 Mevzuat ve Gelişmeler	106



Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar

3.3.3 İlerleme	110
3.3.4 Lisanssız Üretim	116
3.4 Nükleer Enerji.....	120
3.5 Elektrik Piyasasında Geleceğe Yönelik Beklentiler ve Zorluklar	122
3.5.1 Arz/Talep Dengesi ve Arz Güvenliği	122
3.5.2 Elektrik Piyasasının Gelişimi.....	124
3.5.3 Son Kullanıcı Tarifeleri ve Alım Gücü.....	125
3.6 Doğal Gaz Piyasası	128
3.6.1 Genel Bakış	128
3.6.2 Doğal Gaz Piyasası Reformu.....	133
3.6.3 2001–14 Döneminin Analizi.....	143
3.6.4 Gelecekteki Beklentiler ve Zorluklar	144
3.7 Petrol Piyasasında Fiyat ve Sübvansiyon Reformu.....	148
Ek 1: 1984-20014 Döneminde YİD, Yİ ve İHD Modellerinin Uygulanması	153
YİD Modelinin Uygulanmasında Elde Edilen Sonuçlar ve Sorunlar	153
Yİ Modelinin Uygulanmasında Sonuçlar ve Sorunlar	156
Üretim Özelleştirmesi için İHD Modelinin Uygulanmasında Sonuçlar ve Sorunlar	157
Dağıtım İHD Modelinin Uygulanmasındaki Sonuçlar ve Sorunlar	158
Ek 2: Türkiye’de Hidroelektrik ve Rüzgar Kapasitesinin Gelişimi.....	159
Hidroelektrik	159
Rüzgar	164
Notlar	171

Şekiller

Şekil 1. Elektrik Piyasası Açıklık Oranı, 2003–15	25
Şekil 2. Elektrik Piyasasının Gelişimi	25
Şekil 3. Elektrik Piyasası Yapısı	27
Şekil 4. Elektrik Piyasası Katılımcılarının Artışı, 2003–14	29
Şekil 5. Gün Öncesi Piyasasındaki Ticarete Yaşanan Artış, 2009–14 (%)	30
Şekil 6. Üretim Kapasitesi İlaveleri ve Kapasite Marjları, 2002–2014	30
Şekil 7. Toplam Kurulu Güç İçerisinde Özel Üretim Şirketlerinin Payları, 2001–14 (%)	31
Şekil 8. Dağıtım Bölgeleri Özelleştirmesinin Gelişimi.....	33
Şekil 9. Türkiye’nin Sektör ve Piyasa Yapıları ile ilgili Önlemleri ve Elektrik Piyasasının Gelişimi	34
Şekil 10. Gaz ithalat Sözleşmeleri ve Gerçekleşen/Öngörülen Gaz Talebi, 2000–25	35
Şekil 11. GSYH ve Elektrik Talebi Artış Oranları, 1970–2014.....	55
Şekil 12. Puant Talep, Üretim Kapasitesi ve İletim Hatlarının Gelişimi, 1970–2014	56



Şekil 13. 1984 Öncesi Elektrik Sektörünün Yapısı	57
Şekil 14. TEK'in Yeniden Yapılandırılması.....	59
Şekil 15. 2000 Yılındaki Sektör Yapısı	60
Şekil 16. YİD Modelli Santrallerin Kapasitesinin Gelişimi, 1984–2005	61
Şekil 17. Otoprodüktör Tesisleri Kurulu Gücündeki Artış, 1984–2001 (MW).....	62
Şekil 18. Kurulu Güç ve Puant Talebin Gelişimi, 1984–2001 (MW).....	64
Şekil 19. 2001-07 Dönemindeki Önemli Uygulama Adımları.....	67
Şekil 20. Kamu Şirketlerinin Yeniden Yapılandırılması	67
Şekil 21. EPK Sonrası Piyasa Yapısı	69
Şekil 22. Yedek Marjı, 2001–07.....	72
Şekil 23. Üretim Kapasitesinin Gelişimi, 2001–07 (MW)	72
Şekil 24. Doğal Gaz Fiyatı ve Mesken Tarifesi, 2000–06.....	73
Şekil 25. 2007–13 Döneminde Atılan Başlıca Adımlar	74
Şekil 26. 2006 Yılından Bu Yana Uygulanan Mesken ve Sanayi Tarifeleri	74
Şekil 27. GSYH ve Talepte Üç Aylık Dönemler Bazında Yaşanan Değişiklikler, 2008–09.....	75
Şekil 28. Piyasa Gelişiminin Kilometre Taşları.....	76
Şekil 29. Nihai Piyasa Yapısı	79
Şekil 30. Dağıtımın Ayırıştırılması	79
Şekil 31. 2013 EPK Öncesinde EÜAŞ ve TETAŞ'ın Rolü	81
Şekil 32. 2013 EPK Sonrasında EÜAŞ ve TETAŞ'ın Rolü	82
Şekil 33. Dağıtım Bölgeleri Özelleştirmesinin Gelişimi.....	84
Şekil 34. Dağıtım Bölgelerinin Kayıp ve Kaçak Oranları, 2009 ve 2014	86
Şekil 35. Seçilmiş Bazı Dağıtım Bölgeleri için Kayıp-Kaçak Azaltma Hedefleri, 2011–15.....	87
Şekil 36. EÜAŞ'ın Linyit Yakıtlı Termik Santrallerinin Kapasite Faktörü, 2007–13.....	91
Şekil 37. PMUM Katılımcı Sayısı, 2003–14.....	92
Şekil 38. İkili Sözleşmeler, GÖP ve DGP Yoluyla Ticareti Yapılan Elektrik Miktarlarının Payları, 2009–14 (%)	93
Şekil 39. GÖP, DGP ve İkili Sözleşmeler Yoluyla Ticareti Yapılan Elektrik Payları, 2011–14.....	93
Şekil 40. GÖP Hacmi ve Marjinal Fiyatlar, 13 Kasım 2013.....	94
Şekil 41. GÖP ve DGP'nin Başlamasından Bu Yana Toptan Satış Piyasa Fiyatlarındaki Değişimler	94
Şekil 42. Türkiye Ortalama Toptan Satış Elektrik Fiyatı (TOTEF), 2006–14	95
Şekil 43. Toptan Satış Fiyatları ve Nihai Tüketici Mesken Tarifeleri, 2012–14	95
Şekil 44. Serbest Tüketicilik Sınırlarının ve Piyasa Açıklığının Gelişimi, 2003–15	96
Şekil 45. Serbest Tüketici Sayısı ve Kayıtlı Sayaçlar, 2009–14.....	97
Şekil 46. Üretim Lisanslarının Gelişimi, 2003–14.....	97
Şekil 47. İşletmeye Alınan Santrallerin Kapasitesi ve Mülkiyet Durumu, 2002–14.....	98

Şekil 48. Özel Şirketler Tarafından İnşa Edilen Yeni Santral Kapasitesi, 2002–14 (MW).....	98
Şekil 49. Üretim Yatırımlarının Yakıt Türüne Göre Dağılımı, 2003–14 (MW)	99
Şekil 50. Toplam Kurulu Güç İçerisinde Üretim Şirketlerinin Payları, 2001–14.....	99
Şekil 51. Hidroelektrik Santrallerin Kapasite Faktörü, 1990–2014.....	100
Şekil 52. Üretim Yatırımları ve Kurulu Kapasite Marjı, 1990–2014	101
Şekil 53. Elektrik İthalat ve İhracatı, 1990–2014.....	103
Şekil 54. Yenilenebilir Kaynaklar: Kurulu Güç İçindeki Payları, 2001–2014.....	105
Şekil 55. Elektrik Üretiminde Yenilenebilir Kaynakların Payı, 2001–2014	105
Şekil 56. 2002 Yılından İtibaren Yeni İnşa Edilen Yenilenebilir Kapasitesindeki Gelişmeler	110
Şekil 57. Hidroelektrik Santral Kapasitesinin Gelişimi, 2003–14.....	111
Şekil 58. Rüzgar Santrali Kapasitesi, 2001–14 (MW)	112
Şekil 59. Jeotermal Santral Kapasitesi, 2001–14	114
Şekil 60. Güneş Radyasyonu Haritası (GEPA)	115
Şekil 61. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Santrallerin ve Termik Santrallerin Aylık Kullanım Düzeyleri ve Gün Öncesi Piyasası Fiyatı.....	119
Şekil 62. Serbest Olmayan Tüketici Tarifeleri (Fon ve Vergiler Dahil) ve Toptan Satış Fiyatları (Vergiler Hariç)	125
Şekil 63. Mesken Tarifesinin Bileşenleri.....	126
Şekil 64. Doğu Avrupa ve Orta Asya Ülkelerinde Elektrik Fiyatları ve Toplam Hanehalkı Harcaması İçinde Elektrik Giderinin Payı.....	126
Şekil 65. Farklı Gelir Grupları ve Farklı Hanehalkı Tüketim Düzeyleri İçin Yıllık Hanehalkı Geliri İçinde Elektrik Harcamalarının Payı	127
Şekil 66. Türkiye'nin Birincil Enerji Arz Kaynakları, 1985–2013.....	129
Şekil 67. Doğal Gaz Tüketimi, 1987–2014 (mcm).....	129
Şekil 68. Sektörler Bazında Doğal Gaz Tüketimi, 2002–13 (mcm).....	129
Şekil 69. Doğal Gaza Dayalı Elektrik Üretiminin Toplam Üretim İçindeki Payı, 2001–14.....	130
Şekil 70. Doğal Gaz İletim Boru Hatlarının Gelişimi, 1985–2014	132
Şekil 71. Doğal Gaz İletim Haritası	132
Şekil 72. Doğal Gaz Piyasası Reformunun Başlıca Adımları.....	135
Şekil 73. Doğal Gaz Piyasası Yapısı	135
Şekil 74. Gaz Dağıtım Bölgeleri Sayısının Gelişimi, 2003–14.....	137
Şekil 75. Yeni Dağıtım Şirketlerinin Yaptığı Yıllık Dağıtım Yatırımları, 2009–13	138
Şekil 76. İthalatçıların Payları, 2013.....	140
Şekil 77. BOTAŞ'ın Serbest Tüketicilere Yönelik Gaz Fiyatları ve Ham Petrol Fiyatları, 2006–14	142
Şekil 78. Farklı Tüketici Gruplarının Mevsimsel Tüketim Eğilimleri (2013).....	147
Şekil 79. 2011 ve 2012 Yıllarında Rüzgar Santrali Kullanım Faktörü	167



Tablolar

Tablo 1. Türkiye'nin Enerji Reformlarından Çıkarılacak Başlıca Dersler	43
Tablo 2. Türkiye'nin Elektrik Sektörünün Seçilmiş Bazı Göstergeleri, 1970	57
Tablo 3. Türkiye Elektrik Sektörünün Seçilmiş Bazı Göstergeleri, 1984	58
Tablo 4. Türkiye'nin Elektrik Sektörü: Seçilmiş Bazı Göstergeler, 2001	65
Tablo 5. Özelleştirme İhalelerinin Sonuçları	85
Tablo 6. Komşu Ülkeler ile Enterkonneksiyonlar.....	102
Tablo 7. Yenilenebilir Enerji Kaynakları ile ilgili Temel Mevzuat.....	106
Tablo 8. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına İlişkin Sabit Fiyat Garantili Tarifeler	108
Tablo 9. Yerli Üretim için Ek Prim.....	108
Tablo 10. Lisanssız Üretim Projeleri.....	118
Tablo 11. Mevcut Uzun Vadeli Gaz Sözleşmeleri	130
Tablo 12. Doğal Gaz İthalatı, 2005–13 (bcm).....	131
Tablo 13. Doğal Gaz Piyasasında Verilen Lisanslar	136
Tablo 14. Sözleşme Devirleri.....	139
Tablo 15. Serbestleştirilmiş bir Gaz Piyasası Doğrultusunda Kaydedilen İlerleme	144



Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar



Teşekkür

Bu rapor Dünya Bankası Enerji ve Madencilik Sektörleri Küresel Uygulaması bilgi gündeminin tamamlayıcı bir parçasını oluşturmaktadır. Rapor, Enerji Sektörü Yönetim Yardım Programı (ESMAP) fonlarından ve Dünya Bankası'nın Türkiye ile olan Ülke İşbirliği Stratejisinin uygulanmasına yönelik operasyonel bütçeden finanse edilmiştir.

Dünya Bankası tarafından idare edilen küresel bir bilgi ve teknik yardım programı olan ESMAP, düşük ve orta gelirli ülkelerin yoksulluğu azaltma ve ekonomik büyümeyi sağlama hedefleri doğrultusunda çevresel açıdan sürdürülebilir enerji çözümleri için bilgi birikimlerini ve kurumsal kapasitelerini arttırmalarına yardımcı olmaktadır. ESMAP Almanya, Avustralya, Avusturya, Danimarka, Finlandiya, Fransa, İzlanda, Litvanya, Hollanda, Norveç, İsveç, İngiltere ve Dünya Bankası Grubu tarafından finanse edilmektedir. ESMAP'ın sağladığı finansal ve teknik destek için müteşekkirimiz.

Raporun başlıca yazarları Sayın Budak Dilli (Müşavir/Kıdemli Danışman) ve Kari Nyman'dır (Ekip Lideri). Sayın Budak Dilli Türkiye'nin enerji sektöründe sağladığı değerli kamu hizmeti sonrasında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji İşleri Genel Müdürlüğü'nden Genel Müdür ve baş enerji stratejisti olarak Ocak 2010'da emekli olmuştur. Görev ekibinde ayrıca Esra Arıkan (Çevre Uzmanı), Tunya Celasin (Kıdemli Dış İlişkiler Sorumlusu), Zeynep Darendeliler (Sosyal Kalkınma Uzmanı), Regina Nesiana (Kıdemli Program Asistanı), Maria Vagliasindi (Baş Ekonomist) ve Selçuk Ruscuklu (Ekip Asistanı) da yer almıştır. Rapor Christopher Marquardt tarafından baskıya hazırlanmıştır. Çalışma ekibi, Dünya Bankası Grubu bünyesinden Mediha Açar, Yeşim Akçollu, Fanny Missfeldt-Ringius, Yasemin Örucü ve Sevgi Seçkiner, Tunç Alyanak, Tonci Bakovic, Florian Fichtl, Stephen Karam, Ranjit Lamech, Shinya Nishimura, Martin Raiser, Sameer Shukla ve Jas Singh'e sağladıkları katkı ve önerileri için teşekkür eder.

Çalışma ekibi, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na, Hazine Müsteşarlığı'na, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na, Özelleştirme İdaresi Başkanlığı'na, Rekabet Kurumu'na, BOTAŞ'a ve TEİAŞ'a sağladıkları işbirliği için teşekkür eder. Raporun hazırlanmasında çeşitli bakanlıklardan, kamu kurumlarından ve kamu iktisadi teşebbüslerinden yetkililer; özel sektör şirketlerinin, sektör derneklerinin, bankaların ve danışmanlık şirketlerinin yöneticileri ve temsilcileri; ve Şubat 2015'te Ankara ve İstanbul'da gerçekleştirilen paydaş çalıştaylarının katılımcıları ile yapılan görüşme ve toplantılardan önemli ölçüde yararlanılmıştır.



Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar



Kısaltmalar

Dolar olarak ifade edilen tüm tutarlar aksi belirtilmediği sürece ABD dolarıdır.

AKP	Adalet ve Kalkınma Partisi
OFM	otomatik fiyatlandırma mekanizması
bcm	milyar metreküp
Yİ	Yap-İşlet
YİD	Yap-İşlet-Devret
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DUY	Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
KÇGT	kombine çevrim gaz türbini (santrali)
CNG	sıkıştırılmış doğal gaz
CPS	ülke işbirliği stratejisi
RK	Rekabet Kurumu
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
GÖPM	Gün Öncesi Programlama Mekanizması
EDAŞ	elektrik dağıtım şirketi
DSİ	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
EBT	Elektronik Bülten Tablosu
EBRD	Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası
EC	Avrupa Komisyonu
EV	enerji verimliliği
ÇED	çevresel etki değerlendirmesi
EİE/EİEİ	Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
EPK	4628 sayılı ve 2001 tarihli Elektrik Piyasası Kanunu (6446 sayılı ve 2013 tarihli “yeni EPK”)
EPDY	Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ENTSO-E	Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı
EPİAŞ	Enerji Piyasası İşletme Şirketi (“yeni PMUM”)
ESMAP	Enerji Sektörü Yönetim Yardım Programı
AB	Avrupa Birliği
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EİGM	Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
DİAB	Dış İlişkiler ve AB Genel Müdürlüğü
GSYH	gayrisafi yurtiçi hasıla
GenCo	üretim şirketi
GWh	gigawatt-saat
HES	hidroelektrik santral
UFK	uluslararası finansal kuruluş
IPO	ilk halka arz
IPP-(BEÜ)	bağımsız enerji üreticisi
LNG	sıvılaştırılmış doğal gaz
LPG	sıvılaştırılmış petrol gazı
LY	Lisans Yönetmeliği
mcm	milyon metreküp
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
KB	Kalkınma Bakanlığı
ÇŞB	Çevre ve Şehircilik Bakanlığı
OSİB	Orman ve Su İşleri Bakanlığı
MVA	megavolt amper (bir milyon volt amper)
MW	megavat
MWe	megavat elektrik

MWh	megavat-saat
DG	doğal gaz
DGPK	Doğal Gaz Piyasası Kanunu
ŞİD	Şebeke İşletim Düzenlemeleri
NGS	nükleer güç santrali
OECD	Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı
İ-B	işletme ve bakım
ÖİB	Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (TEİAŞ bünyesindeki elektrik piyasası işletmecisi)
PV	fotovoltaik
KÖİ	kamu-özel sektör işbirliği
ÖSK	Özel sektör katılımı
YE	yenilenebilir enerji
YEK	Yenilenebilir Enerji Kanunu
RoR	nehir tipi hidroelektrik santral
ÖTV	özel tüketim vergisi
TMSF	Tasarruf Mevduatı Sigorta Fonu
KOBİ	küçük ve orta büyüklükteki işletme
KİT	kamu iktisadi teşebbüsü
DPT	Devlet Planlama Teşkilatı (2011 sonrasında, Kalkınma Bakanlığı olarak yeniden yapılandırılmıştır)
STS	Standart Taşıma Sözleşmesi
TAEK	Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TANAP	Trans Anadolu Boru Hattı
TAP	Trans Adriyatik Boru Hattı
TORETOSAF	Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı
G-DUY	Geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TL	Türk Lirası
tpe	ton petrol eşdeğeri
İHD	işletme hakkı devri
ÜTE	üçüncü taraf erişimi
TP	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TS	termik santral
İSİ	iletim sistemi işletmecisi
TWh	teravat-saat
TSKB	Türkiye Sınai Kalkınma Bankası
UCTE	Avrupa Elektrik İletim Koordinasyon Birliği (Temmuz 2009'dan sonra ENTSO-E olmuştur)
AOGM	ağırlıklı ortalama gaz maliyeti
RES	rüzgar santrali
YEGM	Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (ETKB)
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destek Mekanizması

Yönetici Özeti

Yönetici Özeti

Türkiye'nin enerji reformu, hızlı büyüyen ve enerji ihtiyaçları hızla artan bir ekonomi için gerekli olan enerji güvenliğini, birbiri ile bağlantılı çeşitli önlemler yoluyla sağlamayı başarmıştır. Bu önlemler arasında elektrik, gaz, yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği ile ilgili mevzuat düzenlemeleri; enerji sektörü için bir düzenleyici kurumun kurulması; enerji fiyatlandırma reformu; işleyen bir elektrik piyasasının oluşturulması; doğal gazın yaygın bir şekilde kullanıma sunulması; kamuya ait enerji teşebbüslerinin yeniden yapılandırılması; özelleştirme ve yeni yatırımlar yoluyla geniş çaplı özel sektör katılımının sağlanması yer almaktadır. Bu önlemler sonucunda; (a) 800'den fazla katılımcının olduğu bir elektrik piyasası oluşturulmuş; (b) 2001 ile 2014 yılları arasında 31.000 megavatın (MW) üzerinde piyasaya dayalı, özel sektör elektrik üretim kapasitesi işletmeye alınmış; (c) 2008 ile 2013 yılları arasında tüm elektrik dağıtım sistemi özel yatırımcılar tarafından devralınmış; ve (d) yenilenebilir enerjiye ve elektrik piyasasının geliştirilmesine yönelik düzenleyici çerçeve sayesinde, 2001-2014 döneminde yenilenebilir kaynaklara dayalı 16.000 MW'lık ilave üretim kapasitesi sağlanmıştır.

Türkiye enerji sektörünü ilk olarak genel piyasa ekonomisine geçiş süreci kapsamında 1984 yılında özel sektöre açtı. Ancak sadece devlet tekelinin kaldırılması yeterli olmadı. Sağlam bir yasal ve düzenleyici çerçevenin ve işleyen bir enerji piyasasının olmadığı bir ortamda ancak sınırlı ilerleme kaydedilebildi. Elektrik kesintisi beklentileri üzerine, 1994 ve 1997 yıllarında, elektrik üretimine özel sektör yatırımlarını çekmeye yönelik devlet garantileri sağlayan yasal değişiklikler yapıldı. Kamu şirketinin ödemeleri için Hazine garantisi sağlayan uzun vadeli elektrik alım anlaşmaları kapsamında 8.550 MW'lık bir kapasite sözleşmeye bağlandı. Bu sözleşmeler geçici bir rahatlama sağlamakla birlikte, enerji güvenliği bakımından uzun vadeli bir çözüm getiremedi.

Avrupa Birliği'ne (AB) üyelik hedefi ile AB'nin 1996 yılında kabul ettiği elektrik ve gaz direktiflerini ve enerji reformlarını dikkate alan Türkiye, mevcut seçeneklerin gözden geçirilmesi ve yeni bir yol haritası hazırlanması amacıyla bir çalışma grubu oluşturmaya karar verdi. Bu hazırlık çalışmaları Türkiye'nin doğru bir zamanda harekete geçmesini sağladı. Türkiye'nin enerji piyasası reformları hükümetin derin bir ekonomik krize karşı müdahalesi kapsamında 2001 yılında başlatıldı; temel reformlarda genellikle görüldüğü gibi, bu kriz, reform tasarılarının uygulamaya dönüştürülebilmesi için gerekli olan baskıyı, kararlılığı ve ivmeyi sağladı. Yüzyılın sonlarına doğru yavaşlayan ekonomik büyüme, yüzyılın sonlarına doğru yavaşlamıştı ve daha sonra Türkiye 2000-2001'de derin bir ekonomik ve finansal krize sürüklendiğinde tümüyle çökmüştü. Uluslararası Para Fonu ve Dünya Bankası'nın desteği ile kapsamlı reformlar başlatıldı. Hükümet tarafından en önemlisi bankacılık sektörü olmak üzere bazı sektörlerde çok güçlü önlemler alındı. Enerji sektörü de bu sektörler arasında yer almaktadır: 2001 yılında Elektrik Piyasası Kanunu ve Doğal Gaz Piyasası Kanunu kabul edildi. Her iki kanun da iddialı ve geniş kapsamlı idi. Bu iki kanun ile sektörün yeniden yapılandırılması sağlamış, elektrik ve gaz piyasaları kurulmuş, piyasa açıklığı sağlanmış, elektrik tedarikçilerinin (yani ticaret şirketleri) oluşması ve ikili sözleşmelerin uygulanması, şebekelere açık erişimin sağlanması ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) kurulması gibi hükümler getirmiştir.

2001 yılında çıkarılan bu kanunlar gereklisiz temel oluşturmuştur. Daha sonra gerekli düzenleyici çerçeveyi oluşturmak, kamuya ait elektrik şirketlerini yeniden yapılandırmak ve merkezi bir elektrik ticaret platformunu (PMUM) oluşturmak için sistematik ve kademeli çalışmalar yapılmıştır. Özel sektör yatırımcılarının ilk tepkileri yüreklendirici olmakla birlikte, perakende tarifeleri 2007 yılına kadar maliyetlerin karşılandığı seviyelerin altında kaldığı için, sonuç olarak bu tepkiler elektrik arz güvenliğini sağlamak için yetersiz kalmıştır. 2008 yılında maliyet esaslı yeni bir fiyat-

landırma mekanizmasının uygulamaya konulması ve 2008-09'da getirilen bir dizi tarife ayarlaması elektrik sektörünü finansal açıdan sürdürülebilir hale getirmiş, büyük miktarda piyasaya dayalı üretim yatırımlarını desteklemiş ve hükümetin, o zamana kadar geciken dağıtım özelleştirme programını başlatmasını sağlamıştır.

Geçmişteki başarılar önümüzdeki süreç için yol gösterici olabilir, ancak gelecekteki başarıyı garanti altına almaz. Türkiye'nin ekonomisi büyümeye devam ediyor. Özellikle elektrik enerjisi olmak üzere enerjiye olan talep artmaya devam ediyor. Türkiye'nin büyümesi ve kalkınması için, ve vatandaşlarının refahı için, enerji sektörünün, elektrik ve gaz arz güvenliğinin sağlanması önündeki zorluklarla başa çıkması gerekmektedir. Bugüne kadar kaydedilen önemli başarımlara rağmen, eğer Türkiye 1990'ların büyük çaplı -ve uzun vadede sürdürülebilir olmayan- devlet desteği mekanizmalarına tekrar başvurmak zorunda kalmadan elektrik ve gaz arz güvenliğini sağlamaya devam etmek istiyorsa, enerji sektöründeki reformların sürmesi gerekecektir.

Elektrik piyasasının gelişimi, 2013 yılında çıkarılan ve yeni bir Elektrik Piyasası İşletme Şirketi'nin (EPIAŞ) kurulmasını öngören yeni Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında devam etmektedir. Söz konusu şirket, elektrik iletim sistemi işletmecisi olan TEİAŞ (yüzde 30 sermaye payı), Borsa İstanbul (yüzde 30) ve elektrik ve gaz piyasası katılımcılarının (yüzde 40) bir ortak girişimi olacaktır. EPIAŞ elektrik piyasası işletim fonksiyonlarını TEİAŞ'tan devraldıktan sonra, gaz piyasasına da açılacaktır. Buna paralel olarak, Borsa İstanbul, piyasa katılımcılarına yönelik bir finansal risk yönetimi platformu geliştirecektir.

Gaz arzının yaygınlaştırılmasında ve gaz dağıtım sektörünün özelleştirilmesinde Türkiye'nin kaydettiği önemli ilerlemeye karşın, gaz piyasasının gelişimi elektrik piyasasına göre oldukça geride kalmıştır ve gaz arz güvenliği risk altındadır. Soğuk kış aylarında gaz talebi arzi geçmekte ve bu durum arz kısıntılarına yol açmaktadır. BOTAŞ, hükümetin desteği ile kısa süre önce Azerbaycan ile ilave gaz arzı için sözleşme imzalamıştır ve bu gazın 2018 yılına kadar teslim edilmesi beklenmektedir. Mevcut sözleşmelerin süresi sona erdikçe yeni sözleşmeler/kaynaklar ve acil önlem olarak spot sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG)¹ ithalatı da dahil olmak üzere daha fazla önleme ihtiyaç duyulacaktır. Orta ve uzun vadede arzı güvence altına almak için kapsamlı bir dizi önleme ihtiyaç duyulmaktadır. 2001 yılında çıkarılan Doğal Gaz Kanununda yakın gelecekte yapılacak değişiklik ulusal gaz şirketi BOTAŞ'ın ayrıştırılması, ithalatın daha fazla serbestleştirilmesi ve etkili bir gaz ticaret platformunun oluşturulması bakımlarından önemli bir adım olacaktır. Ayrıca, maliyetleri yansıtan fiyatlandırma mekanizmasının oluşturulması ve çapraz sübvansiyonların kaldırılması rekabeti kolaylaştıracaktır. Eğer Türkiye gaz arz güvenliğini sağlamak, gaz ithalatında özel sektör katılımını arttırmak ve bölgesel bir enerji merkezi olma iddiasını gerçeğe dönüştürmek istiyorsa bu önlemlerin uygulanması gerekmektedir.

Türkiye'deki enerji tüketicilerinin çoğu yüksek enerji fiyatlarını kalkınmanın kaçınılmaz bir maliyeti olarak daha kabullenmiştir. Bununla birlikte, bu kabullenme tüm evsel tüketicilerin enerji faturalarını rahatlıkla ödeyebildiği anlamına gelmemektedir. Düşük gelirli tüketicilere yönelik hedefli sosyal destek ve enerji verimliliği programları, genel elektrik ve gaz piyasası serbestleştirme sürecinin ayrılmaz bir parçası olarak düşünülebilir. Tüketicilere doğrudan nakit ödemesi (enerji fiyatlarını etkilemeksizin) şeklindeki sosyal destek olanağı 2001 yılında çıkarılan kanunlarda öngörülmüştür ancak bu uygulanmamıştır.

Bu inceleme, elektrik ve gaz piyasalarının gelişimini sürdürmek ve piyasa katılımcılarına serbestleştirmenin devam ettiği ve kamu kurumlarında ve enerji KİT'lerinde yönetim ve şeffaflığın iyileştirileceği yönünde yeniden güvence vermek için bütünlük bir dizi önlemleri hükümetin değerlendirmesine sunmaktadır:

- Doğal Gaz Piyasası Kanununda yapılan değişiklikler yürürlüğe konulabilir.
- Gaz ithalat fiyatlarındaki düşüşten yararlanılarak, hükümet BOTAŞ'ın maliyetleri yansıtan ve şeffaf toptan satış gaz fiyatı ayarlamaları yapmasına izin verebilir.

- Düşük gelirli tüketicilere yönelik bir sosyal güvenlik mekanizmasının geliştirilmesi biraz zaman alacaktır (bütçeden finanse edilen mevcut sübvansiyon mekanizmalarından birisine dahil edilse bile) ancak hükümet böyle bir mekanizma oluşturmaya karar verdiğini açıklayabilir.
- EPIAŞ'ın 2015 içinde tam olarak faaliyete geçebilmesi için EPIAŞ'ın gelişim süreci hızlandırılabilir.
- Enerji Bakanlığı, BOTAŞ ve TEİAŞ, 2015-16 kışında gaz arzı kısıntısı ve elektrik kısıt yönetimi mekanizmalarını, bu mekanizmalar uygulanmadan ve kullanılmaları gerekmeden önce piyasa katılımcılarına açıklayabilir.
- Hükümet Borsa İstanbul'da gerçekleştirilecek bir halka arz programı amacıyla TEİAŞ'ın, BOTAŞ'ın belirli bölümlerinin (ayırıştırma sonrasında), EÜAŞ'ın, TETAŞ'ın ve TP'nin hisselerinin borsada kaydedtirilmesine karar verdiğini açıklayabilir.

Enerji piyasası katılımcıları ve tüketiciler/vatandaşlar enerji sektöründe yönetişimin iyileştirilmesini ve şeffaflığın artırılmasını isterler:

- Enerji KİT'lerinde yönetişimin modernleştirilmesi ve kilit enerji teşebbüslerinin borsa da kote edilmesi önemli politika öncelikleridir. Kamu İktisadi Teşekkülleri hakkındaki 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararname, Sayıştay Kanunu, Kamu İhale Kanunu ile Enerji Bakanlığı, Kalkınma Bakanlığı ve Hazine tarafından uygulanan bir dizi kontrol, yönetim özerkliğine zarar vermektedir. BOTAŞ, EÜAŞ, TEİAŞ ve TETAŞ şirket olarak kurulmuş olmalarına rağmen modern, özerk ve profesyonel olarak işletilen kamu iktisadi teşebbüslerine dönüşmeleri konusunda halen önemli zorluklar ile karşı karşıya kalmaktadır.
- Enerji piyasası katılımcıları düzenleyici süreçlerde (EPDK), piyasa işlemlerinde (PMUM/ EPIAŞ) EÜAŞ ve TETAŞ'ın ticaret faaliyetlerinde ve dengeleme, yük tevzi, kısıt yönetimi ve arz kesintisi gibi alanlardaki elektrik ve gaz iletim sistemi işlemlerinde (TEİAŞ ve BOTAŞ) şeffaflığın artırılmasını istemektedir.
- Başvuru sayısının çok fazla olması zaman zaman çevresel etki değerlendirme ve proje onay süreçlerini tıkaşabilmektedir. Proje sahipleri prosedürlerin karmaşıklığından, gecikmelerden ve şeffaflığın olmamasından şikayet etmiştir. Çevreciler ve vatandaşlar ise, çevresel izin ve ruhsat prosedürlerinin/usullerinin tutarsız bir şekilde uygulanması ve verilen kararların kamuoyuna duyurulmasındaki yetersizlikler ile ilgili endişelerini ifade etmişlerdir. İster onay ister ret yönünde olsun, kararların alınma ve gerekçelendirilme süreçlerinde daha fazla şeffaflığa ihtiyaç duyulmaktadır.

Enerji reformları –ve bu reformların çekmeyi amaçladığı yatırımlar- için kamuoyu desteğinin sağlanması; esas olarak özel sektör yatırımlarının çekilmesinden daha basittir, ancak uygulamada bu desteğin sağlanabilmesi aynı derecede zor olabilir. Kamuoyu desteği, sürekli olarak, bıkmadan ve istisnasız olarak bilgi paylaşımı, eğitim, istişare, katılım ve *şeffaflık* gerektirir; aksi takdirde sürekli kamuoyu desteği sekteye uğrayacaktır.



Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar

Genel Bakış

Genel Bakış

Birbiri ile bağlantılı çeşitli önlemler yoluyla gerçekleştirilen Türkiye'nin enerji reformları, enerji ihtiyaçları hızla artan hızlı büyüyen bir ekonomi için enerji güvenliği sağlamıştır. Bu önlemler arasında elektrik, gaz, yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği ile ilgili mevzuat düzenlemeleri; enerji sektörü için bir düzenleyici kurumun kurulması; enerji fiyatlandırma reformu; işleyen bir elektrik piyasasının oluşturulması; doğal gazın yaygın bir şekilde kullanıma sunulması; kamuya ait enerji teşebbüslerinin yeniden yapılandırılması ve özelleştirme ve yeni yatırımlar yoluyla geniş çaplı özel sektör katılımının sağlanması yer almaktadır. Bu önlemler sonucunda; (a) 800'den fazla katılımcının olduğu bir elektrik piyasası oluşturulmuş; (b) 2001 ile 2014 yılları arasında 31.000 megavatın (MW) üzerinde piyasaya dayalı, özel sektör elektrik üretim kapasitesi işletmeye alınmış; ve (c) tüm elektrik dağıtım sistemi yatırımcılar tarafından 2008 ile 2013 yılları arasında devralınmıştır.

Türkiye'nin başarısının "sırrı", birbirini takip eden hükümetler, kamu kurumları ve kamuya ait enerji şirketleri ile Türk yatırımcılar ve bunların çoğunlukla Türk olan finansörleri arasında üç yönlü bir işbirliği ve risk paylaşımında yatmaktadır. Bu işbirliği, Türkiye'deki enerji reformları tartışmalarında sıklıkla dile getirildiği gibi yavaş bir şekilde gelişmiş ve "adım adım" yoğunlaşmıştır. Reform süreci enerji sektörünün özel sektör girişimlerine açıldığı 1980'lerde başlamış ve Türkiye'nin enerji piyasalarının serbestleştirilmesini başlatan –ve bugün de halen devam eden- elektrik ve gaz piyasası kanunlarının 2001 yılında kabul edilmesinin ardından hızlanmıştır.

Yasal ve düzenleyici çerçeve ile sektör ve piyasa yapıları zaman içinde adım adım evrilmiştir. Enerji fiyatları tüketiciler için kabul edilebilir olduğu düşünülen bir hızda ayarlanmıştır. Birbiri ardına kurulan hükümetler, kamu kurumları ve kamuya ait enerji şirketleri, yatırımcılar ve finansörler bu çerçevenin ve yapıların oluşturulması ve işler hale getirmesi için hazırıldılar. Taraflar siyasi, operasyonel ve finansal riskleri almaya hazırlardı ve bu riskleri alabildiler. Bu risk paylaşımı Türkiye'nin enerji reformunu mümkün hale getirmiştir. Bu reform başarısı kolaylıkla tekrar edilebilir değildir; hatta tekrar edilmesi çok güçtür. Başka ülkelerin kendi yollarını çizmeleri gerekecektir ancak Türkiye'nin deneyimlerinden hem geçmişte atılan adımlar hem de mevcut reform zorlukları bakımından dersler çıkarabilirler.

Türkiye'nin geçtiği aşamaların ve önündeki zorlukların ele alındığı bu incelemenin amacı (a) Türkiye'nin deneyimlerinden dersler çıkarmak ve yararlanmak isteyen reformcular için gelecekteki enerji reformlarına bilgi girdisi sağlamak ve (b) Türkiye'de gelecekte yapılacak enerji reformları ile ilgili diyaloga katkıda bulunmaktır.

Türkiye'nin piyasa odaklı enerji reformlarının geliştirilmesinde ve uygulanmasında kaydettiği başarılar ve önümüzdeki sürece yönelik seçilen kilit reform zorlukları bu genel bakış bölümünde özetlenecek ve ana rapor metninde tam olarak sunulacaktır. Reform süreci bakımından, petrol sektöründeki enerji fiyatlandırması ve sübvansiyonları konuları da ele alınmakla birlikte, temel odak alanları elektrik ve doğal gaz sektörleri olacaktır. Rapor temel olarak elektrik ve doğal gaz piyasası kanunlarının çıkarıldığı 2001 yılından itibaren başlayan dönemi kapsamakla birlikte, enerji sektörünün özel sektör yatırımlarına açıldığı 1984 yılından yeni enerji piyasası kanunlarının çıkarıldığı 2001 yılına kadar olan dönem de önemli aşamaların sunulması ve çıkarılacak ana derslerin vurgulanması bakımından kısaca ele alınmaktadır.

Gelecekteki zorluklar bakımından, raporda elektrik ve gaz piyasalarında devam eden ve henüz tamamlanmayan serbestleştirme sürecine ilişkin sorunlara ilaveten enerji sektöründe yönetişimin iyileştirilmesi de dahil olmak üzere gerekli olan hükümet desteği tartışılmaktadır.



Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar

Bu genel bakışın ilk bölümünde Türkiye'nin enerjideki geçiş sürecinin kilometre taşları sunulacaktır. Bunlar arasında mevzuat ve düzenlemelerdeki başarımlar, fiyatlandırma alanındaki gelişmeler, sektör yeniden yapılandırması, sektör ve piyasa yapısı, elektrik piyasasının geliştirilmesi, Türkiye'nin enerji arz bileşimine doğal gazın dahil edilmesi, Türk yatırımcıların ve bunların finansörlerinin oynadıkları roller, yenilenebilir enerjinin geliştirilmesi, nükleer güç, siyasi liderlik konuları ile birlikte reformlar, fiyatlandırma ve sübvansiyonlar için sağlanan destekler yer almaktadır.

Bu genel bakışın ikinci bölümünde ise Türkiye'de devam etmekte olan reform diyaloguna bir katkı olarak Türkiye'nin enerji sektörünün önündeki kilit zorluklar sunulacaktır. Bu zorluklar arasında doğal gaz piyasası reformu, elektrik piyasasının daha fazla geliştirilmesi ve enerji sektöründeki yönetim sorunları yer almaktadır. İlgili bölümlerde çevresel ve sosyal hususlar ve sorunlar ile ilgili tartışmalar da ele alınmıştır.

2.1 Genel Bakış Bölüm 1: Enerji Reformu Kilometre Taşları

Uluslararası deneyimler kapsamlı reformların uygulamasının genellikle uzun zaman aldığı ve uzun vadeli bir kararlılık gerektirdiğini göstermektedir. Türkiye bu konuda bir istisna değildir. Bölüm II'de açıklandığı gibi, reformlar 1980'lerde başlamasına rağmen bugün halen devam etmektedir ve halen aşılması gereken önemli zorluklar mevcuttur.

Türkiye'nin enerji reformları iki ayrı aşamaya ayrılabilir:

- 1. Aşama: 1980'lerde ve 1990'larda sektörün özel sektöre açılması; ve
- 2. Aşama: 2001'den itibaren uygulanan piyasa tabanlı reformlar.

Her iki aşamada da enerji güvenliği –ekonomik büyümenin ve vatandaşların refahının desteklenmesi amacıyla enerji arzının güvence altına alınması, reformun yurt içindeki ana sürükleyici etkeni olmuştur. Bir istisna dışında : makro ve mali hususlar, Bütçenin ve dış dengelerin korunması hususu, 1990'ların sonlarında giderek büyüyen bir endişe kaynağı haline gelmiş ve nihayet derin bir ekonomik krizin ve enerji talebinde geçici bir düşüşün yaşandığı 2001'de başlayan piyasa tabanlı reformların temel sürükleyicisi olmuştur. Özellikle devletin uzun süreli elektrik alım sözleşmesi (ESA) yapmadan ve büyük ölçekli devlet garantisi olmadan elektrik üretiminin sağlanabilmesi için, özel sektör yatırımlarının piyasa koşullarında çekilmesi yaklaşımı, - makro ve mali dengeleri tehlikeye atmadan enerji güvenliğini sağlamanın temel aracı olarak benimsenmiştir. Enerji güvenliği endişeleri hükümeti 2008 yılından itibaren reformları hızlandırmaya itmiş ve zorlamıştır.

Türkiye Avrupa Birliği (AB) üyeliği için aday statüsüne sahip bir ülkedir. Ekim 2005'te katılım müzakereleri başlamıştır. Türkiye katılım sürecini kendisi için temel bir "modernizasyon süreci" olarak görmektedir. AB'ye üyelik ve Avrupa ile enerji işbirliği ve entegrasyonu hedefleri enerji reformu için etkili dış itici etkenler olmuştur. Türkiye'nin 2001 yılında başlattığı piyasa tabanlı reformların tasarımı AB'nin 1996 yılında kabul ettiği elektrik ve doğal gaz direktifleri ile birlikte İngiltere ve Galler'de elektrik sektörünün yeniden yapılandırılması ve özelleştirilmesi ve Kuzey Ülkeleri elektrik piyasasının geliştirilmesi de dahil olmak üzere Avrupa'daki reformlar ilham kaynağı olmuştur. Türkiye'nin bir enerji terminali haline gelme vizyonu hem Türkiye hem de AB'nin yararına olacağından dolayı, piyasa entegrasyonu her iki tarafın da çıkarına olacaktır.

2.1.1 1. Aşama: 1980'lerde ve 1990'larda Piyasanın Özel Sektöre Açılması

2.1.1.1 Piyasa Ekonomisini Hedefleyen Ekonomik Serbestleşme

Türkiye, piyasa ekonomisine geçiş politikası kapsamında enerji sektörünü özel sektöre açmıştır. 1970'lerin sonlarındaki ciddi bir ekonomik krizden, 1980'deki bir askeri darbeden ve 1980'lerin başarısız siyasi çalkantıdan çıkan Türkiye 1983 yılında yeni bir sürece girdi. Ülke devlet mülkiyetinin ve kontrolünün ağır bir şekilde hakim olduğu devlet kontrollü ve ithalat ikamesine dayalı bir sanayileşmeden hem iç piyasalar hem de uluslararası ticaret bakımından serbest piyasa ekonomisine geçiş süreci başlattı. Bu geniş çaplı ekonomik politika dönüşümü, 1984 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) dışındaki kuruluşların Yap-İşlet-Devret (YİD), İşletme Hakkı Devri (İHD) ve otoprodüktör modelleri kapsamında elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti için yetkilendirilmesi hakkındaki kanunun yürürlüğe konulması ile birlikte elektrik sektörüne de yansımıştır. Bu üç modelin kullanımı ile ilgili deneyimler ve sonuçlar aşağıda tartışılmaktadır.

2.1.1.2 Enerji Sektörünün Yeniden Yapılandırılması

Elektrik üretimi, iletimi ve kırsal elektrifikasyon için ilk olarak 1970 yılında entegre bir kurum olarak kurulan TEK, belediye dağıtım faaliyetlerinin TEK bünyesine alınması ile birlikte 1982 yılında fiili olarak bir tekele dönüşmüştür. Bununla birlikte, 1984 yılında çıkarılan kanun TEK'in tekel konumuna son vermiş ve TEK bir kamu iktisadi teşekkülü olarak yapılandırılmıştır. 1993 yılında TEK'in Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (TEDAŞ) olarak ikiye ayrılmasıyla elektrik sektöründeki yeniden yapılandırma devam etmiştir. TEAŞ ve TEDAŞ, iletim ve dağıtım şebekelerine bağlı YİD ve İHD şirketleri ile otoprodüktörlerden elektrik satın almak üzere görevlendirilmiştir.

Hidrokarbon kaynaklarının aranması, çıkarılması, üretimi, rafinajı ve pazarlanması amacıyla 1954 yılında Türkiye'nin ulusal petrol şirketi olarak Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TP- daha önce TPAO idi) kurulmuştur. Ancak, bir dizi yeniden yapılandırma ve özelleştirme önlemi sonrasında, TP faaliyetlerini temel olarak üretim tarafı (arama, sondaj, kuyu tamamlama ve üretim) üzerinde odaklandırmıştır; bununla birlikte Türkiye'nin tek doğal gaz depolama tesisini de işletmektedir. Türkiye'nin petrol ve gaz sektöründeki birkaç şirketten birisi olan Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) de TP'den doğmuştur. TP boru hatları ile ham petrol taşımak amacıyla 1974 yılında BOTAŞ'ı kurmuştur. 1986 yılında Türkiye'nin doğal gaz ithal etmek amacıyla Sovyetler Birliği ile ilk anlaşmayı imzalamasının ardından, BOTAŞ faaliyet alanını doğal gaz taşımacılığını ve ticaretini de içerecek şekilde genişletmiş ve böylelikle bir ticaret şirketi ve fiili olarak Türkiye'nin ulusal gaz şirketi haline gelmiştir. Elektrik sektöründeki serbestleşme ve yeniden yapılandırmanın aksine, BOTAŞ -1990 yılında çıkarılan bir Hükümet kararnamesi ile- doğal gaz ithalatına, dağıtımına, satışına ve fiyatlandırmasına ilişkin tekel haklarına sahip olmuştur.

2.1.1.3 Elektrik Sektöründe Özel Sektör Katılımı (ÖSK)

ÖSK için dört model kullanılmıştır: işletme hakkı devri (İHD), Yap-İşlet-Devret (YİD), Yap-İşlet (Yİ) ve otoprodüktör.

İHD Modeli Deneyimleri

İHD modeli kamu varlıklarının (bu durumda TEK, TEAŞ ve TEDAŞ'ın üretim ve dağıtım varlıkları) işletme haklarının İHD sözleşmesi süresi boyunca gerekli yatırımların özel sektör tarafından yapılması kaydıyla özel sektör yönetimine devredilmesini öngörür. Elektrik sektörüne özel sektör şirketlerini çekmek amacıyla İHD modelini kullanmak için 1980'li ve 1990'lı yıllarda yapılan birçok girişimden çoğu, kamu varlıklarının özel sektör yönetimine devrindeki temel hukuki sorunlar, 1994 öncesinde devlet garantilerinin olmayışı (üretim için) ve düzenleyici belirsizlikler (dağıtım ve üretimde) sebebiyle sonuçta başarısız olmuştur.

Doksanlı yıllarda dağıtım ve üretim varlıklarının devrine ilişkin çabalar da başlangıçta aynı kaderi paylaşmıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) Türkiye'nin 78 elektrik dağıtım bölgesinin çoğunu özel sektör yönetimine devretmek üzere kamu ihaleleri düzenlemiş ve 11 bölge için sözleşme imzalamıştır. Ancak, bu sözleşmelerin hukuki dayanağına ilişkin Türkiye'nin en yüksek idari mahkemesi olan Danıştay'a kadar uzanan itirazlarda bulunulmuştur. Mahkeme 11 sözleşmenin çoğunu iptal etmiş ve sonuçta sadece iki sözleşme uygulanabilmiştir.

ETKB ayrıca 16 elektrik santralini özel sektöre devretmek üzere ihaleler gerçekleştirmiş ve Bakanlar Kurulu'nun onayı ile bunların altısı için sözleşme imzalamıştır. Ancak burada da hukuki dayanağına ilişkin itirazlarda bulunulmuş sözleşmelerden biri dışında hepsi Danıştay tarafından iptal edilmiştir.

1980'lerdeki ve 1990'lardaki İHD çabaları büyük ölçüde sağlam bir hukuki dayanağın olmayışına nedeniyle başarısız olmasına rağmen, elde edilen deneyimler Türkiye'nin 2008-13 elektrik dağıtım özelleştirme programında İHD modelini başarılı bir şekilde kullanmasını sağlayan sağlam bir hukuki dayanağın oluşturulabilmesi gerekli olan yasal değişiklikleri yapmasını sağlamıştır.

Otoprodüktör Modeli Deneyimleri

Otoprodüktör modeli sanayi şirketlerinin temel olarak kendi elektrik ihtiyaçları için elektrik santrali sahibi olmalarını ve işletmelerini öngörmektedir. 1984 öncesinde Türkiye'de otoprodüktör santralleri bulunmasına rağmen, bunlar çoğunlukla devlete ait şeker fabrikalarında ve kojenerasyon² tesislerinde kullanılmaktaydı ve özel yönetmeliklerle yönetilmekteydi. 1984 yılında çıkarılan kanun ve daha sonra 1994-99 döneminde çıkarılan ve şirketlerin ortaklaşa elektrik santrali kurmalarına olanak tanıyan düzenlemeler otoprodüktör tesislerine yaygın bir şekilde yatırım yapılmasını tetiklemiştir. 2001 yılına kadar yaklaşık 2.300 MW'lık üretim kapasitesi kurulmuştur. Kanunun çıkarıldığı 1984 yılında öngörülmemekle birlikte, bu santraller Türkiye'nin yirmi yıl sonraki elektrik piyasası gelişiminde önemli bir rol oynamıştır.

YİD ve Yİ Modelleri ile ilgili Deneyimler

YİD modeli üç aşamadan oluşmaktadır:

1. Bir varlığın finansmanı ve yapımı – bu durumda, elektrik üreten santrallerin- özel bir şirket tarafından yapımı;
2. Santralin işletilmesi ve ürettiği elektriğin uzun vadeli bir sözleşme kapsamında bir kamu kuruluşuna satılması –bu durumda, elektrik alım sözleşmeleri kapsamında elektriğin TEK ve TEAŞ'a satılması; ve
3. Sözleşme süresinin sonunda varlığın Devlete devri.

1984 tarihli kanunun YİD modelinin uygulanması için yetersiz bir yasal dayanak sağladığı görüldüğü için, 1994 yılında YİD modelinin uygulanmasına ilişkin spesifik bir kanun çıkarıldı. 1994 tarihli kanun YİD modeline ilişkin yasal belirsizlikleri ortadan kaldırmanın yanı sıra TEAŞ'ın elektrik alım sözleşmeleri kapsamındaki ödemeleri için Hazine tarafından devlet garantisi sağlanmasını öngörmüştür.

1994 yılında çıkarılan YİD kanunu yabancı ve yerli yatırımcılardan önemli boyutlarda bir ilgi çekti. Yatırımcılar, inşa edilmesi halinde Türkiye'nin üretim kapasitesini üç katına çıkararak 200'den fazla proje teklifi sundular. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) ve TEAŞ, talep edilmeden sunulan bu beklenmedik proje teklifi akışını ele almak için hazırlıklı değildi. Sonuçta 24 adet YİD sözleşmesi (toplam üretim kapasitesi 2.450 MW) müzakere edilerek imzalandı, ancak tekliflerin çoğu hayata geçirilemedi.

Yİ Modeli:

Hükümet, talep edilmeden sunulan yüzlerce teklifi gözden geçirmek ve karşılaştırmak yerine kendi tercih ettiği öncelikli projeler üzerinde odaklanmaya ve daha makul fiyatlar ve koşullar elde etmek amacıyla rekabetçi ihale yoluyla bu projeler için yatırımcıları seçmeye karar verdi. Hukuki belirsizlikleri azaltmak ve böylelikle projelerin finanse edilebilirliğini arttırmak amacıyla, YİD modelinin sözleşme süresi sonunda santrallerin TEAŞ'a devredilmesi koşulunun kaldırıldığı değişik bir versiyonu uygulamaya konuldu. Yap-İşlet (Yİ) olarak adlandırılan bu model ile toplam üretim kapasitesi 6.100 MW olan beş sözleşme imzalandı.

2.1.1.4 Yön Değişimi

YİD ve Yİ uygulamaları kapsamında toplam yaklaşık 8.550 MW üretim kapasitesi sözleşmeye bağlanarak inşa edildi. Tüm sözleşmelerde "al ya da öde" hükmü yer alıyordu. TEAŞ'ın alım yükümlülükleri Hazine'nin sağladığı devlet garantileri ile destekleniyordu. Rekabetçi seçim ve Hazine garantileri ile uygulanan YİD/Yİ modelinden rekabetçi olarak ihalesi yapılan beş projenin daha da ötesinde yararlanılabilir ve muhtemelen ilave bir üretim kapasitesi güvence altına alınabilirdi. Bununla birlikte, Türkiye daha fazla garantiye bel bağlamak yerine özel sektör yatırımlarını çekmek için piyasaya dayalı bir yaklaşım benimsedi. Bu süreç değişimi birkaç sebepten dolayı ortaya çıkmış ve mümkün hale gelmiştir:

- Hazine ve Devlet Planlama teşkilatı (DPT; 2001'den sonra Kalkınma Bakanlığı) şarta bağlı yükümlülükleri (contingent liabilities) göz önünde bulundurarak YİD ve Yİ projelerine Hazine garantisi verme konusunda giderek daha isteksiz hale gelmişti;
- YİD sözleşme sürecinde usulsüzlük ve düzensizlik iddiaları ortaya atılmıştı. Talep edilmeden alınan tekliflere dayalı müzakereli YİD sözleşmelerinden öncelikli projeler için rekabetçi olarak ihalesi yapılan Yİ sözleşmelerine geçiş, bu endişelerin giderilmesine yardımcı oldu ancak geçmişteki YİD sözleşmeleri ile ilgili iddiaları ortadan kaldırmadı.
- 1990'ların sonlarında ekonomik büyümenin yavaşlamaya başlaması ile birlikte, elektrik talep artışı da yavaşlamıştı ve hâlihazırda sözleşmeye bağlanmış YİD ve Yİ santrallerinin öngörülen üretimleri ile birlikte arz/talep dengeleri rahatlamaya başlamıştı. Arz güvenliğinin sağlanabilmesi için Hazine garantilerinin sağlanması argümanı anlamını yitirmiş ve bunun yerini orta vadede pahalı al ya da öde³ yükümlülüğüne bağlı arz fazlası riski almıştı.

- AB'nin 1996 yılında yayınladığı ilk elektrik direktifi ve Avrupa'da yapılan elektrik reformları hükümeti piyasaya dayalı yaklaşımlar benimsemeye itmişti. Mevcut seçeneklerin gözden geçirilmesi ve yeni bir yol haritasının hazırlanması için Bakanlık, TEAŞ, TEDAŞ, DPT ve Hazine'den yetkilileri bir araya getiren bir çalışma grubu oluşturuldu. Bu hazırlık çalışmaları Türkiye'nin doğru zamanda harekete geçmesini sağladı.

2.1.2 2. Aşama: 2001'den İtibaren Yapılan Piyasaya Dayalı Reformlar

Temel reformlarda genellikle görüldüğü gibi, yaşanan bir kriz planlanan enerji reformlarının uygulanmasına ivme kazandırdı. Bu durumda kriz istisnai derecede derindi ve Türkiye'ye istisnai derecede güçlü önlemler uygulamak dışında hiçbir seçenek bırakmadı. Aşağıdaki bölüm Türkiye'nin 2001 yılından itibaren uygulamaya başladığı rekabetçi elektrik ve gaz piyasası modeli ile ilgili başarımları ve çıkarılacak dersleri sunmaktadır. Tartışma elektrik sektörü üzerinde odaklanmaktadır; gaz sektöründeki ilerleme daha sınırlı olmuştur ve bu sebeple enerji reformu zorlukları üzerinde odaklanan Bölüm 2.2'de daha ayrıntılı olarak ele alınmaktadır.

2000-01 Krizi

Türkiye yükselişlerin ve düşüşlerin damgasını vurduğu ekonomik döngüleri ile tanınıyor. 1990'lı yıllarda GSYH artışı %9,3 ile %-5,5 (küçülme) arasında değişiklik gösterdi. 1990'ların sonlarına doğru başlayan yavaşlama ile birlikte büyüme 1997 yılında yüzde 7,5'e ve 1998 yılında yüzde 2,5'e indi. Türkiye'de yavaşlayan büyüme ile birlikte Doğu Asya ve Rusya'daki finansal krizler yabancı yatırımcıların Türkiye'ye olan güvenini azalttı ve sermaye akışları azaldı. Bu arada 1999 yılında büyük bir deprem Türkiye'yi vurdu. Enflasyon yükseldi ve ekonomi yüzde 3,6 daraldı. 1999 yılında IMF stand-by anlaşması kapsamında desteklenen bir enflasyon düşürme ve makroekonomik istikrarlaşma programı başlatıldı, ancak bankacılık sektörünün sağlığı ile ilgili endişeler sürüyor ve artıyordu. Kasım 2000'de ve kısa bir durgunluk döneminin ardından Şubat 2001'de finansal krizler patlak verdi. Bunu takiben ikinci ve çok daha büyük çaplı IMF destekli program başlatıldı.

Bunun sonucunda Türkiye'nin Tasarruf Mevduatı Sigorta Fonu (TMSF) toplam maliyeti Türkiye'nin GSYH'sının yüzde 30'undan fazla olan bir birleştirme, kapatma ve yeniden sermayelendirme programı ile 18 bankayı devraldı. TMSF'nin ihtiyaç duyduğu kaynaklar, tahviller yoluyla finanse edilen fonlarla bütçeden aktarıldı. Bunun maliyeti oldukça yüksekti – Türkiye'nin kamu borcu iki katına çıktı– ancak piyasa güveninin yeniden tesis edilmesiyle büyüme süreci tekrar başladı. Olağanüstü bir toparlanma yaşandı: GSYH 2001 yılındaki yüzde 5,7'lik daralmanın ardından, 2002 yılında yüzde 6,2 ve 2007 yılına kadar olan dönemde yıllık ortalama yüzde 6'nın üzerinde büyüdü. 2000-01 krizi sonrası yeniden yapılandırmadan çıkan bankacılık sektörü, hükümetin krize müdahalesi kapsamında başlatılan enerji sektörü serbestleştirmesine cevap veren yatırımcılara borç finansmanının büyük bir kısmını sağladı.

2001 Elektrik ve Doğal Gaz Piyasası Kanunları

2001 yılında hükümet tarafından yukarıda tartışıldığı gibi özellikle bankacılık sektörü olmak üzere bazı sektörlerde kapsamlı reformlar başlatıldı ve oldukça güçlü önlemler alındı. Enerji sektörü de bankacılık sektöründen geri kalmadı: 2001 yılında Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ve Doğal Gaz Piyasası Kanunu (DGPK) çıkarıldı. Önceden yapılmış olan sözleşmelerden bazıları ile ilgili olarak kamu makamları arasındaki anlaşmazlıklar, yolsuzluk iddiaları ve mahkemelerde açılan davalar⁴ bu kanunların meclisten geçirilmesi de dahil olmak üzere reform için kamuoyu desteği oluşturulmasına yardımcı olmuştur. Her iki kanun da oldukça iddialı ve kapsamlı kanunlardı. Bu kanunlar sektörel yeniden yapılandırma sağlamış, elektrik ve gaz piyasalarını kurmuş, piyasa açıklığını sağlamış, elektrik tedarikçileri (ticaret şirketleri), ikili sözleşmeler, şebekelere açık erişim ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) kurulması gibi hükümler getirmiştir.

2.1.2.1 Elektrik Piyasasının Geliştirilmesi

Bu bölümde, ana raporda ayrıntılı olarak açıklanan Türkiye'nin elektrik piyasasının gelişiminin temel özellikleri özetlenmektedir.

Nihai hedef özel sektör yatırımlarını çekebilen ve rekabet yoluyla verimliliği arttırabilen rekabetçi bir piyasa ortamı oluşturmaktır. Bunun için idari ve düzenleyici çerçevede önemli değişiklikler yapılması, kamuya ait şirketlerin yeniden yapılandırılması ve ayrıştırılması, ticaret düzenlemelelerinde önemli değişiklikler yapılması, birden fazla alıcının ve satıcının etkileşim içinde olabileceği rekabetçi bir piyasanın oluşturulması, ve iletim ve dağıtım şebekelerine ayırım gözetmeyen bir erişim için bir açık erişim rejiminin oluşturulması gerekiyordu. Ayrıca tek alıcılı bir teknelci modelden toptan satış rekabetine ve nihai olarak tam perakende rekabetine (tüm tüketiciler serbest olduğunda, yani elektrik tedarikçilerini seçme özgürlüğüne sahip olduğunda gerçekleşir) geçiş için bazı geçiş süreci düzenlemelerinin yapılması ve atılacak adımların sıralandırılması gerekiyordu.

2.1.2.2 Yasal, Düzenleyici ve Kurumsal Çerçeve

2001 yılında çıkarılan EPK yasal zemini sağlamıştır. EPK kapsamında elektrik piyasasının düzenleyicisi olarak EPDK kurulmuş ve kısa bir süre sonra görev alanı doğal gaz, sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) ve petrol piyasalarını da kapsayacak şekilde genişletildiği için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu olarak yeniden adlandırılmıştır. EPDK tarafından lisanslandırma, düzenlemeye tabi faaliyetlere ilişkin tarifeler, iletim ve dağıtım şebekesi kuralları, piyasa açılışı, piyasa kuralları ve prosedürleri ve dengeleme ve uzlaştırma ile ilgili ikincil mevzuat hazırlanmıştır. Piyasanın gelişimi doğrultusunda hem EPK'da hem de EPDK yönetmeliklerinde değişiklikler ve revizyonlar yoluyla iyileştirmeler yapılmış ve gerekli oldukça yeni yönetmelikler çıkarılmıştır.

EPDK ilgili kanunlardan doğan görev ve yetkilerini Kurum'un temsil ve karar organı olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu vasıtasıyla yerine getirmekte ve kullanmaktadır. Kurul EPDK Başkanı da dahil olmak üzere dokuz üyeden oluşmaktadır ve her üye Bakanlar Kurulu tarafından altı yıllık bir görev süresi için atanmaktadır. EPDK'nın operasyonel açıdan özerkliğini sağlamak için, kanun Kurul üyelerinin görev süreleri tamamlanmadan görevden alınamayacaklarını hüküm altına almıştır. Kanun ayrıca EPDK'nın faaliyetlerini enerji sektöründen alınan ücretler ile finanse etmesini öngörerek finansal özerkliğini sağlamaktadır. EPDK'nın özerkliği ve tarife belirleme yetkisine hükümet müdahalesi ile ilgili giderek artan endişeler mevcut olmakla birlikte, piyasa düzenleme ve denetleme yetkisi büyük ölçüde hükümetten bağımsız bir düzenleyiciye aktarılmıştır.

Türkiye Mart 2004'te yeni bir Elektrik Stratejisi kabul etti.⁵ Stratejinin amaçları arasında 2006 sonuna kadar elektrik dağıtımının özelleştirilmesi de yer alıyordu. EPK'da yenilenebilir enerjinin geliştirilmesi ve enerji verimliliği için hedefli önlemler yer almadığından dolayı, 2005 ve 2007 yıllarında sırasıyla Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği için ayrı kanunlar çıkarıldı.

2.1.2.3 Kamuya Ait Elektrik Şirketlerinin Yeniden Yapılandırılması

2001 yılında, piyasa faaliyetlerinin ayrıştırılması ilkesi doğrultusunda, Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi (TEAŞ) üç ayrı bölüme ayrıldı:

- Elektrik iletimi, sistem işletme ve piyasa işletim faaliyetleri için Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) kuruldu;
- Elektrik üretim faaliyetleri için Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) kuruldu; ve
- Elektrik toptan satış faaliyetleri için –önceki rejimden kalan uzun vadeli ESA'ların (YİD, Yİ ve İHD şirketleri ile olan) yönetilmesi de dahil olmak üzere- Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) kuruldu.

Ayrıca, 2004 yılında yayınlanan Elektrik Stratejisi doğrultusunda dağıtım özelleştirmesinin uygulanabilmesi amacıyla 2004-06 döneminde TEDAŞ bir ana şirket ve 20 bölgesel bağlı ortaklık olarak yeniden yapılandırıldı.

2.1.2.4 Geçiş Dönemi Önlemleri

- Geçici bir önlem olarak, 2006 yılında (a) toptan satış elektrik tedarikçileri olarak TETAŞ ve EÜAŞ ile (b) TEDAŞ bağlı ortaklıkları ve alıcıları (perakende tedariklerinin yüzde 85'ini kapsayan) arasında yükümlenilen sözleşmeler⁶ (geçiş dönemi sözleşmeleri) yapıldı. Bu önlem 2012 yılında uygulamadan kaldırıldı.

- Serbest olmayan tüketiciler için tek-tip ulusal perakende tarifesi politikasının uygulanabilmesi amacıyla dağıtım bölgeleri arasındaki maliyet farklılıklarının dengelenmesi için bir fiyat eşitleme mekanizması (yani bölgeler arası çapraz sübvansiyon) getirildi.
- 15 YİD modellenli proje teklifi piyasaya dayalı projelere dönüştürüldü ve EPDK tarafından bunlara lisans verildi; bu yeni ortaya çıkan elektrik piyasası için yaklaşık 1.300 MW'lık bir kapasite sağladı.

2.1.2.5 Fonksiyonların Ayrıştırılması

Türkiye'nin yasal ve düzenleyici çerçevesi, rekabetçi piyasa faaliyetleri ile düzenlemeye tabi faaliyetleri birbirinden ayırmaktadır. İletim ve dağıtım faaliyetleri EPDK tarafından düzenlemeye tabi tutulmaktadır. Serbest olmayan tüketicilere⁷ perakende satışlar ve TETAŞ'ın toptan satış faaliyetleri dışında, üretim ve tedarik gibi rekabetçi piyasa faaliyetleri düzenlemeye tabi tutulmamaktadır. Aşağıdaki ayrıştırma önlemleri vurgulanabilir:

- *İletimin ayrıştırılması:* TEİAŞ'ın kurulması ile birlikte, iletim şebekesinin ve elektrik sisteminin işletimi tedarik faaliyetinden ayrılmıştır.
- *Dağıtımın ayrıştırılması:* Dağıtımın tedarikten ayrıştırılması iki aşamada gerçekleştirilmiştir. 2012 sonuna kadar, dağıtım ve perakende faaliyetleri aynı bölgesel dağıtım şirketi tarafından ayrı hesaplar altında yürütülüyordu ("hesap ayrıştırması"). Her bölgesel dağıtım şirketinin iki lisansı bulunuyordu: bölgesindeki dağıtım sisteminin işletilmesine yönelik bir dağıtım lisansı ve bölgesindeki serbest olmayan tüketicilere elektrik tedariki için bir perakende satış lisansı. Rekabet Kurumu'nun tavsiyesi üzerine, 2008 yılında EPDK'da yapılan değişikliklerde ve 2009 yılında yayınlanan Strateji Belgesinde belirtildiği gibi, bu faaliyetlerin hukuki olarak ayrıştırılması gerekiyordu. 2012 sonu itibarıyla, dağıtım şirketleri yasal olarak dağıtım ve "görevli tedarik" şirketleri olarak ayrıştırıldı.⁸
- Ocak 2013'ten itibaren, dağıtım şirketleri dağıtım şebekesini işletmekte ve bakımını yapmakta, gerekli şebeke yatırımlarını gerçekleştirmekte ve dağıtım sistemine bağlı ve/veya bağlanacak olan serbest tüketiciler de dahil olmak üzere tüm sistem kullanıcılarına ayırım gözetmeksizin elektrik dağıtım ve bağlantı hizmetleri sunmaktadır.
- Ocak 2013'ten itibaren, görevli tedarik şirketleri hem yetki bölgelerindeki serbest olmayan tüketicilere hem de ülke genelindeki serbest tüketicilere elektrik enerjisi ve/veya kapasitesi satabilmektedir. Bu şirketler aynı zamanda bölgelerindeki tüketiciler için son kaynak tedarikçisi olarak hizmet vermektedir.
- Dağıtım şirketleri başka bir piyasa faaliyetinde bulunamamasına rağmen, üretim/tedarik şirketlerinin sahipleri veya hissedarları dağıtım şirketlerinin ve perakende tedarik şirketlerinin sahibi olabilmektedir (ve genellikle olmaktadır). Görevli tedarik şirketleri için bir sınırlama bulunmamaktadır. Bu durum açık erişim rejiminin (bakınız sonraki bölüm) uygulanmasına ilişkin potansiyel bir endişe yaratmaktadır ve EPDK ile Rekabet Kurumu tarafından dikkatli bir şekilde denetlenmesi gerekmektedir.

2.1.2.6 İletim ve Dağıtım Şebekelerine Açık Erişim ile İlgili Hükümler

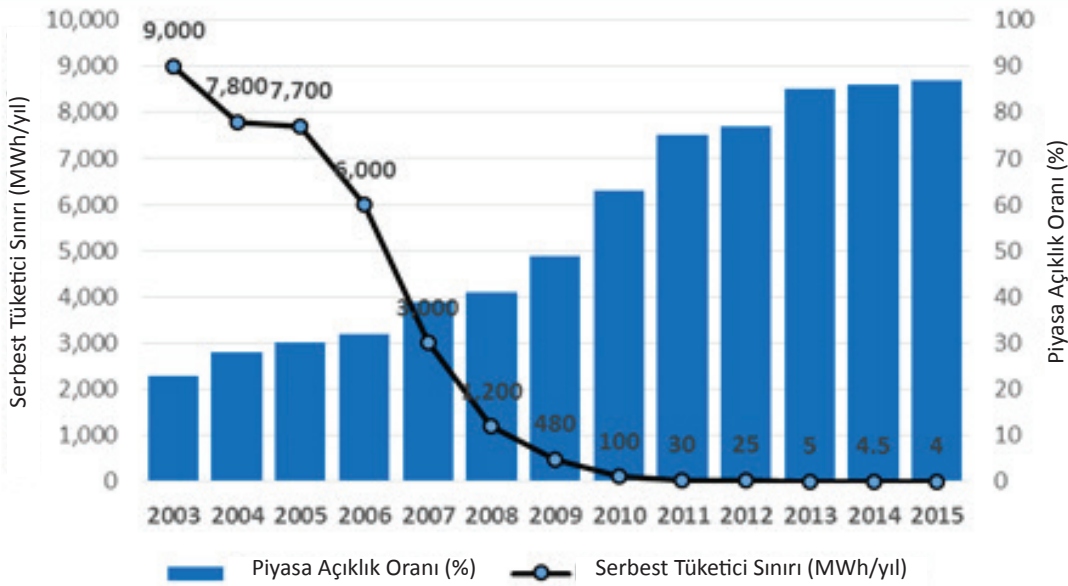
Şebeke faaliyetlerinin ayrıştırılması, şebekelere açık erişimin bir ön koşuludur ve yukarıda açıklandığı şekilde gerçekleştirilmiştir. İlave olarak, etkili bir üçüncü taraf erişimi (ÜTE) rejimi üçüncü tarafların şebekelere ayırım gözetilmeksiz erişimi ve sistemin kullanımı için bir dizi kural, prosedür ve fiyatlandırma düzenlemesi gerektirir. Bunlar EPK ve ikincil mevzuat ile getirilmiş durumdadır. EPDK bu hükümlerin uygulanmasını sağlamak amacıyla şebeke işletmecilerinin faaliyetlerini ve piyasanın işleyişini denetlemektedir. TEİAŞ ve dağıtım şirketleri, aşağıdakileri kapsayan ÜTE kurallarına uygun olarak şebekelere ayırım gözetmeksizin erişim sağlamakla yükümlüdür: (a) şebekelere bağlantı ve (b) standart bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları ile düzenlenen iletim ve dağıtım şebekeleri kullanımı. Ayrıca, bağlantı ve sistem kullanım fiyatları, bağlantı ücretleri ve iletim/dağıtım tarifeleri yoluyla düzenlemeye tabi tutulmaktadır.

Sonuç olarak, üretim şirketleri ve diğer tedarikçiler serbest tüketicilere erişebilmekte, serbest tüketiciler de potansiyel tedarikçilere erişebilmektedir – tüm bunlar müşterilere erişim için şebekeyi kullanma hakkına kimlerin sahip olduğunu belirlemeye yönelik rekabetçi ve piyasaya dayalı bir mekanizma oluşturan piyasa tasarımı ve ticaret düzenlemeleri sayesinde mümkün hale gelmiştir.

2.1.2.7 Serbest Tüketiciler ve Piyasa Açılışı

Elektrik piyasası, büyük tüketicilerin elektrik tedarikçilerini serbest bir şekilde seçebilir hale geldiği 2003 yılında açılmıştır. 2003 yılında serbest tüketici olabilmek için uygulanan tüketim sınırı yıllık 9 GWh idi; bu sınır Şekil 1’de görüldüğü gibi Ocak 2015 itibariyle 4 MWh’e kademeli olarak indirilmiştir. Aynı dönemde, teorik piyasa açıklık oranı (piyasa serbestleşmesinin bir ölçüsü) %85’e ulaşmıştır .

Şekil 1. Elektrik Piyasası Açıklık Oranı, 2003–15



2010 yılına kadar tedarikçisini seçme hakkını kullanan serbest tüketici sayısı oldukça düşük seviyelerde kalmıştır. Bu tüketicilerin sayısı 2010’dan itibaren kayda değer ölçüde artarak yaklaşık bir milyona ulaşmıştır. Serbest tüketicilerin tedarikçileri çoğunlukla üretim şirketleri ve toptan satış şirketleridir (ticaret şirketleri).

2.1.2.8 Merkezi Dengeleme, Uzlaştırma ve Ticaret Düzenlemeleri

Bir elektrik borsasının (yani elektrik ticaretine yönelik merkezi bir platform) karmaşık ve uzun yıllar alan bir girişimdir. Bunun için atılmış olan adımlar Şekil 2’de gösterilmekte ve aşağıda tartışılmaktadır.

Şekil 2. Elektrik Piyasasının Gelişimi



Türkiye'nin Mart 2004 tarihli Elektrik Stratejisi Türkiye'nin elektrik borsasının iki aşamada ve iddialı bir şekilde geliştirilmesini öngörmüştür: (a) Ocak 2005'e kadar bir geçici dengeleme ve uzlaştırma mekanizması ve (b) Temmuz 2006'ya kadar saatlik fiyatlar üzerinden işlem yapılan modern bir gün öncesi piyasası. Gerekli süre fazlaca iyimser olarak öngörülmüştü – ilk adım 2006'da, ikinci adım ise 2011 yılında tamamlanabildi– ancak elde edilen sonuçlar ilk baştan itibaren etkileyici oldu. TEİAŞ bünyesinde dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasını yöneten Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) kuruldu. 2011 yılında Gün Öncesi Piyasası kurulduktan sonra bile Türkiye'nin elektrik borsası PMUM olarak adlandırılmaya devam ediyor. Elektrik piyasasının gelişim süreci, 2015 yılında PMUM'un TEİAŞ bünyesinden ayrılarak bağımsız bir Elektrik Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) haline gelmesi ile devam edecek.

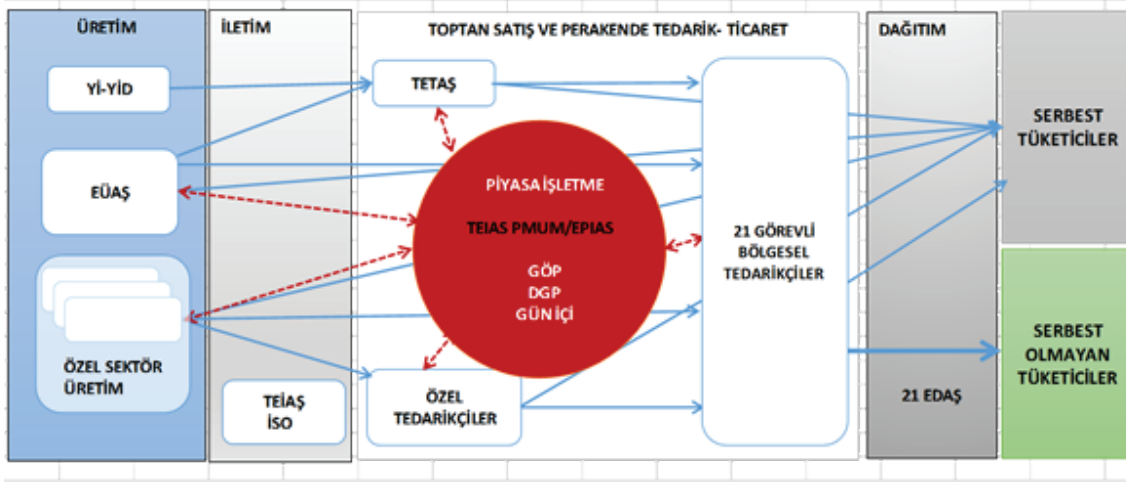
Geçici dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasının amacı, iletim sistemi işletmecisi olan TEİAŞ'a elektrik arz ve talebini gerçek zamanlı olarak dengeleme görevinde yardımcı olmaktır. Bunu gerçek yük tevziinden bir gün önceden TEİAŞ'ın gösterge niteliğinde bir üretim programı hazırlamasına olanak tanıyan bir mekanizma yoluyla gerçekleştirdi. Kapsamlı bir BT sisteminin olmadığı bir ortamda (BT sisteminin geliştirilmesine daha yeni başlanmıştı), üretim şirketleri önerilen programlarını ve fiyatlarını ayda iki kez PMUM'a sunuyordu. TEİAŞ günlük talep tahminlerini hazırlıyor; ve PMUM santraller için günlük programları hazırlıyordu (ve TEİAŞ'ın bunları duyurmasını) sağlıyordu.

PMUM'daki fiyatlar düzenlemeye tabi tutulmuyor, bunun yerine talep ve arzı yansıtıyordu. PMUM yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı proje sahipleri de dahil olmak üzere özel üretim şirketleri için cazip bir merkezi piyasa sundu. PMUM'daki toptan satış fiyatları yenilenebilir enerji için oluşturulan "destek mekanizmasında" hızla 55\$/MWh seviyesini aştı,⁹ hidroelektrik proje faaliyetleri hızlandı ve rüzgar proje faaliyetleri uçuşa geçti. Ancak, düşük seviyelerde tutulan düzenlemeye tabi tarifelerin devam etmesi, serbest tüketicilerin düzenlemeye tabi tarifelerden vazgeçmeleri önünde caydırıcı bir etki yarattı ve bunlar serbest olmayan tüketici olarak kaldılar (serbest tüketici statüsüne geçen birçok tüketici de geri döndü). Üretim şirketleri serbest tüketiciler ile ikili sözleşmeler yapmaya çalışmak yerine ürettikleri elektriği PMUM'da sattılar. Otoproduktörler (başlangıçta kendi elektrik ihtiyaçları için elektrik üretim tesisi kuran sanayi tesisleri) de aynı fırsattan yararlandılar: ürettikleri elektriği PMUM'da sattılar ve kendi ihtiyaçları olan elektriği dağıtım şirketlerinden daha düşük ve devlet kontrolündeki tarifeler üzerinden satın aldılar. Sonuçta başlangıçta çok daha sınırlı bir geçici dengeleme ve uzlaştırma mekanizması rolü üstlenmesi amaçlanan PMUM, hızla gelişerek likit bir toptan satış piyasası haline geldi.

2.1.2.9 PMUM Ticaret Platformlarının Geliştirilmesi

2009 yılında yayınlanan Elektrik Stratejisinde, PMUM'un enerji ticaret ve dengeleme piyasalarının ayrıştırılmasına yönelik ana geçiş süreci adımları ve hedef tarihleri teyit edilmişti. Bu strateji doğrultusunda, (a) 2009 yılında geçici bir gün öncesi planlama piyasası uygulamaya konuldu ve (b) Aralık 2011'de EPDK yönetmelikleri doğrultusunda TEİAŞ tarafından modern gün öncesi ve dengeleme piyasaları başlatıldı. TEİAŞ'ın yerini alacak olan Elektrik Piyasası İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) tarafından PMUM'un tasarladığı yeni bir gün içi piyasası yakında faaliyete sokulacaktır. Gün içi piyasasının düzensiz üretim yapan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için özellikle faydalı olması beklenmektedir – bu tesislerin üretimlerini gün içinde tahmin etmeleri gün öncesinden tahmin etmelerine göre çok daha kolaydır ve daha iyi dengeleme için gün içi piyasasını kullanmaları daha uygundur. Sonuçta ortaya çıkan elektrik piyasası yapısı Şekil-3'te gösterilmiştir.

Şekil 3. Elektrik Piyasası Yapısı



2.1.2.10 Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ)

Organize toptan satış elektrik piyasalarının işletimi ve bu piyasalarda gerçekleştirilen işlemlerin mali uzlaştırması TEİAŞ'tan bağımsız Enerji Piyasası İşletme Anonim Şirketi'ne (EPIAŞ) geçecektir. TEİAŞ dengeleme güç piyasasını ve yan hizmetler piyasasını işletme devam edecektir. Hükümet 2009 yılında yayınlanan Elektrik Stratejisinde böyle bir şirket kurma niyetinin işaretlerini vermiş ve 2013 yılında çıkarılan yeni Elektrik Piyasası Kanunu da EPIAŞ'ın kurulmasını öngörmüştü.

EPIAŞ elektrik ve gelecekte gaz için organize toptan satış piyasalarının (gün öncesi ve gün içi gibi) işletilmesinden sorumlu olacak ve fiili olarak bir enerji borsası haline gelecektir. EPIAŞ'ın kuruluşuna ilişkin çalışmalara EPDK öncülük etmiştir. EPIAŞ'ta TEİAŞ yüzde 30'luk bir paya, Borsa İstanbul yüzde 30'lük bir paya sahiptir, kalan yüzde 40 hisse ise ilgilenen piyasa katılımcıları arasında paylatılmıştır. Finansal ticaret ve risk yönetim araçları Borsa İstanbul tarafından geliştirilecek ve işletilecektir. Piyasa katılımcıları bağımsız bir enerji piyasası işletmecisi fikrini memnuniyet ile karşılamıştır ve EPDK'nin EPIAŞ'ta hisse sahibi olma davetine 97 şirket cevap vermiştir.

2.1.2.11 Devlet Garantili Elektrik Alım Sözleşmelerinin Yöneticisi olarak TETAŞ ve Kredi Değer Olmayan Elektrik Dağıtım Şirketlerine Satışlar

Türkiye'nin elektrik reformundaki bir başka kayda değer özellik de, 1990'larda yapılan YİD/Yİ sözleşmelerinin yönetilmesi için TETAŞ'ın kurulması ve sözleşmeye bağlı ve devlet garantili YİD/Yİ santrallerinin ürettiği elektriğin alıcısı olarak, piyasaya dayalı elektrik için kurulan merkezi piyasa platformu konusundaki PMUM ile birlikte faaliyet göstermesidir. TETAŞ'ın elektrik dağıtım bağlı ortaklıklarının 2006 sonuna kadar planlanan özelleştirmesinin uygulanabilir olmadığı görülmesi ve sonuçta birkaç yıl gecikmesi ile birlikte bu ikili yapının kaçınılmaz olduğu ortaya çıkmıştır. Eğer üretim şirketleri potansiyel müşteri olarak sadece düşük seviyedeki devlet kontrollü tarifelere sahip TEDAŞ dağıtım şirketleri ve sanayi şirketleri ile muhatap olsalardı, piyasaya dayalı üretimin o zamanlarda PMUM'a satış yaparak geliştiği kadar gelişmesi mümkün olmazdı. TETAŞ Türkiye'nin YİD/Yİ modelli üretim şirketlerine karşı yükümlülüklerini yerine getirdi ve daha pahalı olan YİD/Yİ santrallerinin ürettiği elektriği daha ucuz EÜAŞ elektriği ile harmanladı. TETAŞ düşük perakende tarifeleri sebebiyle çoğu finansal açıdan sürdürülebilir ve kredibl olmadığı bir zamanda TEDAŞ dağıtım şirketlerine elektrik tedarik etti. TETAŞ şu anda hepsi özelleştirilmiş durumda olan dağıtım şirketlerine (PMUM'dan satın aldığı enerji de dahil olmak üzere) elektrik tedarik etmeye devam etmektedir. TETAŞ tek-tip ulusal perakende tarife politikasının uygulanmasını sağlayan fiyat eşitleme mekanizmasını da işletmektedir.

2.1.2.12 Tarifeler ve Yatırımlar ile Elektrik Piyasası Gelişimi Üzerindeki Etkileri

Elektrik Piyasası Kanununa göre;

- Tüm düzenlemeye tabi tarifelerin maliyetleri yansıtması gerekmektedir;
- Enerji fiyatı (düzenlemeye tabi son kullanıcı tarifeleri hariç olmak üzere) rekabet koşulları altında piyasa tarafından belirlenir; ve
- Eğer bazı tüketicilerin korunması gerekiyorsa, sübvansiyonlar tarifeler yoluyla değil doğrudan sübvansiyon mekanizması yoluyla sağlanır.

Aşağıda tartışıldığı üzere gerçek uygulamanın bu ilkelere göre yapılması her zaman mümkün olmadı –özellikle 2003-07 döneminde. EPDK’yı elektrik perakende tarifelerini 2003 ile 2007 arasındaki dönemde sabit tutmaya yönlendiren hükümet politikası, yeterli üretim yatırımı ve dağıtım özelleştirmesi beklentilerini sektöre uğrattı. 2005 yılından itibaren ithal gaz fiyatlarındaki ve üretim maliyetlerindeki önemli artışlara rağmen perakende elektrik fiyatlarının sabit tutulması sektörün finansal sürdürülebilirliğinde ciddi bir kötüleşmeye yol açtı. Bu durum yeni kamu yatırımları için mevcut kaynakların sınırlanması, özel yatırımcıların caydırılması ve enerji tüketicilerine enerji kullanımı ve tüketimi hakkında yanlış sinyallerin gönderilmesi gibi etkilere yol açtı. Arz güvenliği tekrar birincil ve büyüyen bir endişe haline geldi.

2006 yılında yaşanan kısmi elektrik kesintileri geçici dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasının (aşağıda açıklandığı gibi bu hızla etkili bir toptan satış ticaret platformuna dönüştü) uygulanmasına hız verdi ancak fiyatlandırma kararları yine ertelendi. Fiyatlandırma konusunda bir baskı oluştu. Hükümet iki seçenek arasında bir tercih yapmak zorunda kaldı: (a) EPDK’nın önemli tarife ayarlamaları yapmasına izin vermek ve (b) ülkeyi artan bir elektrik kesintisi riskine maruz bırakmak –ve potansiyel olarak kesintilere, ekonomik yavaşlamaya ve vatandaş protestolarına yol açmak. Elektrik kesintileri riskinin arttığı algılanması üzerine, Mart 2008’de yeni bir maliyet esaslı enerji fiyatlandırma mekanizması onaylandı ve aşağıda tartışıldığı gibi 2008-09’da önemli fiyat ayarlamaları yapıldı.

Perakende tarifelerinin düşük olması sebebiyle, TEDAŞ dağıtım şirketleri tedarikçilerine (EÜAŞ, PMUM ve TETAŞ) ödemelerini zamanında yapamadılar. Bu da PMUM’un satıcılara (özel sektör üretim şirketleri, TETAŞ ve EÜAŞ); TETAŞ’ın YİD/Yİ şirketlerine; ve EÜAŞ’ın gaz tedarikçisi olan BOTAŞ’a olan ödenmemiş borçlarının birikmesine yol açtı. Özel sektör üretim şirketlerinin caymalarını önlemek için, PMUM öncelikle özel sektör üretim şirketlerine daha sonra TETAŞ ve EÜAŞ’a ödeme yapılmasına karar verdi. 2008 yılındaki tarife reformuna ve maliyet esaslı enerji fiyatlandırma mekanizmasının (aşağıda tartışılmaktadır) uygulamaya konulmasına kadar birikmiş borçlar artmaya devam etti ve daha sonra kademeli olarak ödenerek 2011 yılında borçlar tamamen kapatıldı.

Maliyet Esaslı Enerji Fiyatlandırma Mekanizması

Yetersiz yatırımlar ve yüksek talep artışı sebebiyle elektrik kesintileri riskinin hızla artması üzerine Yüksek Planlama Kurulu (Başbakanın başkanlığını yaptığı bir kurul) Mart 2008’de yeni bir maliyet esaslı enerji fiyatlandırma mekanizmasını onayladı. Temmuz 2008’de EPDK tarafından uygulamaya konulan mekanizma, toptan satış piyasasından temin edilen elektriğin maliyeti de dahil olmak TKİ, TETAŞ, EÜAŞ, TEDAŞ ve BOTAŞ’ın maliyetlerindeki artışları (makul şekilde gerekçelendirilmesi koşuluyla) karşılamak için, şirketler tarafından yapılacak zorunlu tarife başvuruları (gerekçeli) ve EPDK tarafından yapılacak tarife ayarlamaları yoluyla elektrik fiyatlarının üç aylık dönemler bazında ayarlanmasını öngörüyordu.

BOTAŞ mekanizmayı gaz satışları için ancak 2009 yılına kadar işletebildi – bu aşağıda tartışıldığı gibi bugün bile doğal gaz piyasasının gelişimini engelleyen bir sorundur. Elektrikte ise EPDK fiyatlandırmasını 2008 yılından itibaren uyguladı ve aşağıdaki etkileyici sonuçlar elde edildi:

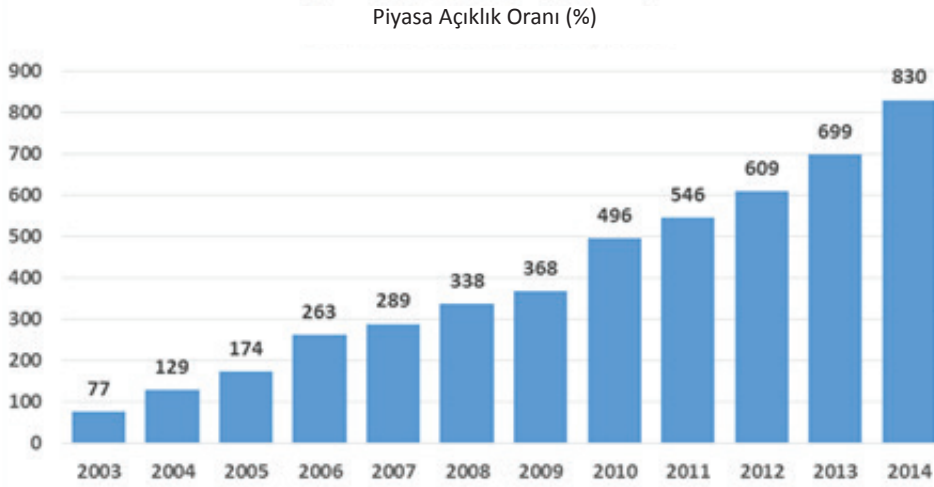
- Ocak 2009’a kadar toplam yüzde 60’ı bulan bir dizi önemli tarife ayarlamaları ile tarifeler maliyetlerin karşılandığı seviyeye getirildi.

- Tarife ayarlamalarına rağmen özellikle dağıtımın özelleştirilmesi sonrasında tahsilat oranları iyileşmeye başladı.
- Maliyetleri yansıtan tarifeler ve iyileşen fatura tahsilatları ile elektrik sektöründe finansal toparlanma sağlandı.
- Finansal toparlanma TETAŞ ve PMUM'un cari faturaları ödemesini ve özel sektör üretim şirketlerine olan birikmiş borçları 2010 yılına kadar temizlemesini sağladı.
- Kamu sektörü şirketleri arasındaki kalan çapraz borçlar ve alacaklar TBMM tarafından Şubat 2011'de kabul edilen özel bir mevzuat ile mahsup edildi.

2.1.2.13 Yatırımcı Tepkisi ve Sonuçlar

Özel sektörün bu yasal ve düzenleyici önlemlere ve PMUM ticaret platformunu geliştirme önlemlerine olan tepkisi oldukça çarpıcıydı. 2008 yılından bu yana devlet garantisi olmadan yaklaşık 31.000 MW'lık yeni üretim kapasitesi geliştirildi. PMUM tarafından işletilen Gün Öncesi Piyasası şu anda Türkiye'nin elektrik arzının yaklaşık yüzde 30'unu kapsamaktadır – ve ikili sözleşmeler yoluyla PMUM dışında alınıp satılan elektrik için fiyat sinyali sağlamaktadır. Aşağıdaki bölümde tartışıldığı gibi dağıtım özelleştirme programı başlatıldı, yürütüldü ve tamamlandı. Son olarak, Şekil-4'te görüldüğü gibi piyasa katılımcılarının sayısı kademeli olarak artarak şu anda 830'u geçti. Bunlar çoğunlukla özel üretim şirketlerinden ve toptan satış/perakende satış şirketlerinden oluşmaktadır.

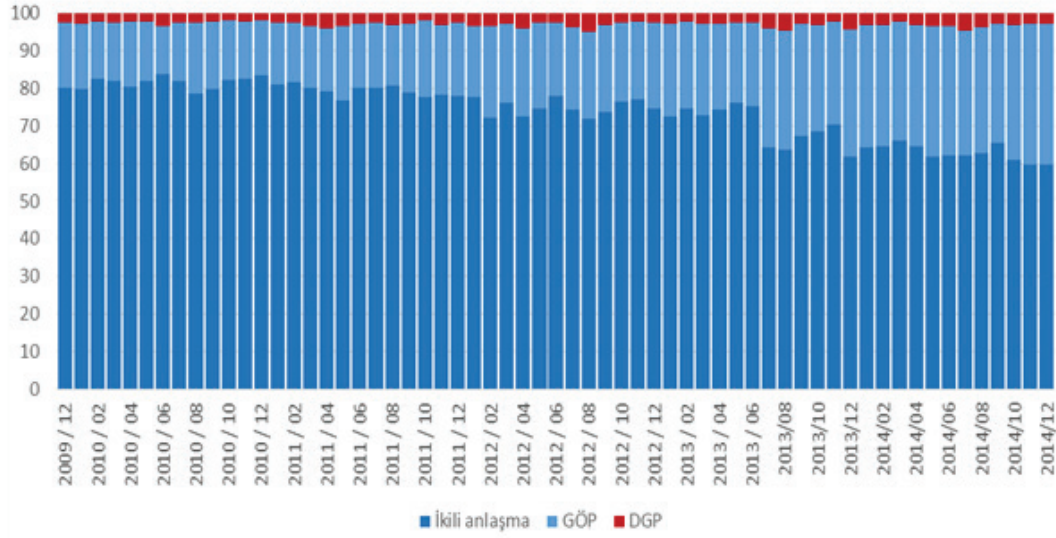
Şekil 4. Elektrik Piyasası Katılımcılarının Artışı, 2003–14



Kaynak: TEİAŞ PMUM.

Türkiye'nin elektriğinin yaklaşık yüzde 70'i şu anda ikili sözleşmeler yoluyla alınıp satılmaktadır. Geri kalan elektrik temel olarak Gün Öncesi Piyasasında (GÖP) alınıp satılmakta ve dengesizlikler Dengeleme Güç Piyasasında (DGP) çözülmektedir. Şekil 5 gün öncesi ticaret başladığından bu yana toplam elektrik ticareti içinde gün öncesi piyasa payındaki artışı göstermektedir.

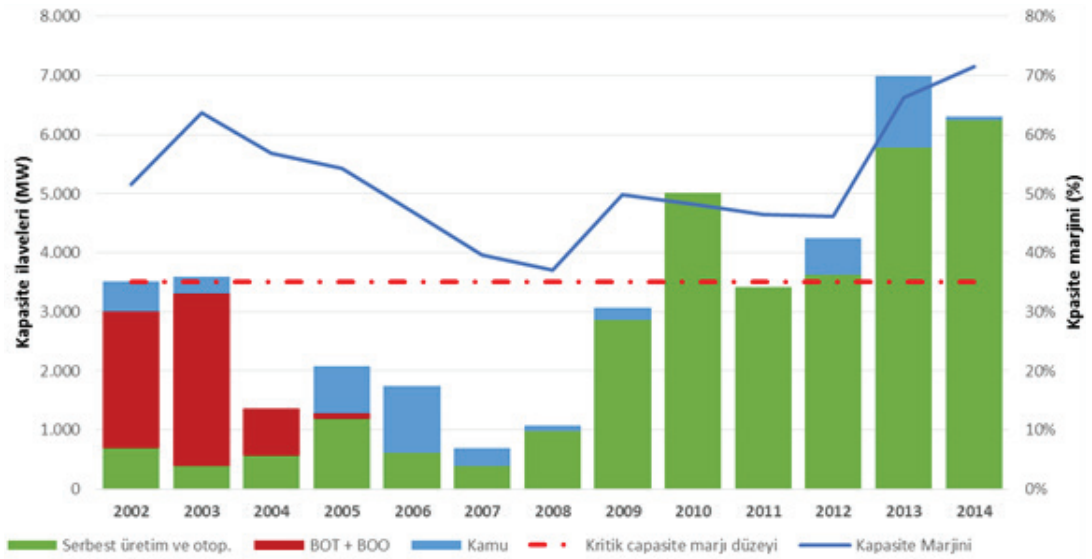
Şekil 5. Gün Öncesi Piyasasındaki Ticarete Yaşanan Artış, 2009–14 (%)



Kaynak: TEİAŞ PMUM.

Şekil 6, 2002 ile 2014 yılları arasındaki dönemde üretim kapasitesi ilavelerini ve kapasite marjlarını göstermektedir. (Kapasite marjı puant talebin üzerindeki toplam nominal üretim kapasitesinin yüzdesini gösterir. Arz/talep dengesinin bir göstergesi niteliğindedir ancak üretim kapasitesinin gerçekteki mevcudiyetini yansıtan rezerv marjı ile karıştırılmamalıdır.) Türkiye için, geçmiş deneyimler, hidroelektrik kapasitesi payının yüksek olması ve EÜAŞ linyit santrallerinin emreamadeliğinin düşük olması sebebiyle kapasite marjının yüzde 35’te düşük olmaması gerektiğini göstermiştir. (Bu grafikte “kritik kapasite marjı düzeyi” olarak gösterilmiştir.)

Şekil 6. Üretim Kapasitesi İlaveleri ve Kapasite Marjları, 2002–2014



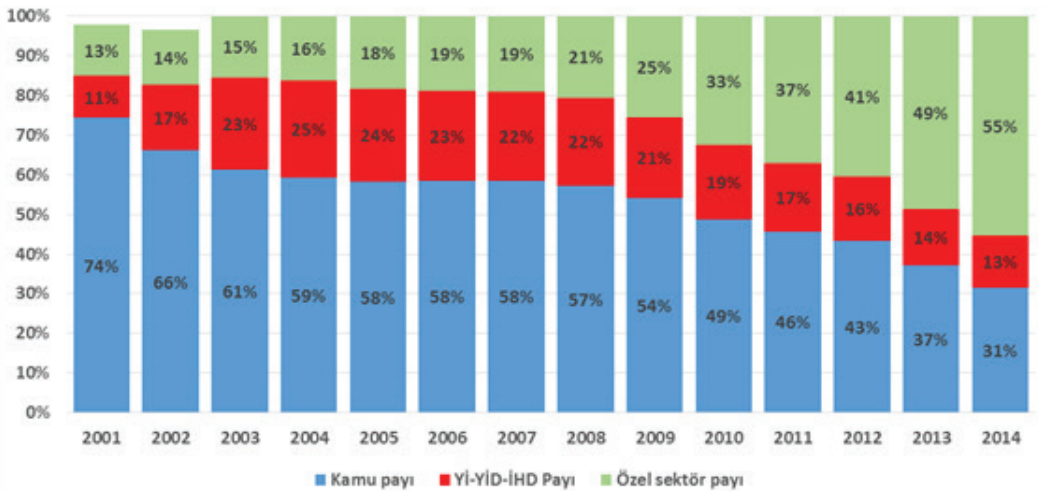
Kaynak: EPDK-TEİAŞ

2000-01 krizinden sonra, Türkiye 2002-2007 döneminde yıllık yüzde 6'nin üzerinde sağlam bir ekonomik büyüme hızı sağlayan kararlı bir reform yoluna girdi. 2007 yılına kadar yapılan projeksiyonlar kapasite marjının 2009 yılında kritik yüzde 35 seviyesinin altına ineceğini ve sonrasında hızla düşmeye devam edeceğini gösteriyordu. Şekil 5 kapasite marjlarının aslında yükseldiğini göstermektedir. Bunun sebebi 2008 yılındaki küresel ekonomik krizin Türkiye ekonomisini de vurmuş olmasıdır. Büyüme yavaşladı ve GSYH 2008'in dördüncü çeyreğinden itibaren daralmaya başladı. 2008 yılı için yıllık büyümeyi yüzde 1,1'e ve 2009 yılı için yüzde -4,8'e düşürdü. Ekonomi daha sonra sıçrayarak 2010 yılında yüzde 9'luk bir büyüme kaydetti. 2010 yılından bu yana, ekonomik büyüme yıllık yüzde 3-4 seviyelerinde sabitlendi ve buna paralel olarak elektrik talep artışı da –yıllık yüzde 4-5 ile- bir önceki on yılda kaydedilen yıllık ortalama yüzde 6-7 seviyesinin oldukça altına düştü. Elektrik üretim yatırımları devam etti ve kapasite ilaveleri 2013 yılında zirveye çıktı. Üretim kapasite marjı yüzde 70'e ulaştı. 2014 yılındaki ciddi kuraklık hidroelektrik üretimini vurmasaydı piyasa aşırı arz ile karşı karşıya kalacaktı.

1990'ların sonları ve 2000'li yılların başlarında, fazla kapasite riski ve maliyeti kamu sektörü tarafından üstleniyordu – doğrudan TEAŞ ve TETAŞ ve dolaylı olarak YİD/Yİ sözleşmelerinin garantörü konumundaki Hazine tarafından. Artık fazla kapasite riski ve maliyeti temel olarak piyasaya dayalı üretim şirketlerinin sahipleri ve finansörleri olarak özel sektör tarafından üstlenilmektedir. Elektrik piyasasındaki rekabet artmıştır. Bundan en fazla etkilenenler, artık üretim maliyetlerini karşılamakta daha fazla güçlük yaşayan eski ve daha az verimli doğal gaz santralleridir. Piyasada konsolidasyon beklenmektedir: bazı eski santraller kapanmış durumdadır ve başkalarının da kapanması beklenmektedir. Bununla birlikte, 2000–01'deki durumun aksine, bankacılık sektörünün bazı müşterilerinin yaşayacağı finansal güçlüklerin etkilerine göğüs gerebileceği düşünülmektedir. Hükümetin önündeki zorluk ise mevcut geçici fazla kapasite durumu sona erdikten sonra arz güvenliğinin devam ettirilebilmesi için yatırımcıları ve finansörleri yatırım yapmaya devam etmeye ikna etmektir.

Şekil 7, 2001 yılında EPK kabul edilmesinin ardından geçen 14 yıldan kısa bir süreçte neredeyse yüzde 100 kamu üretiminden şu anda yüzde 55 ile elektrik arzının çoğunluğunu oluşturan piyasaya dayalı özel sektör üretimine geçişi göstermektedir. Toplam kapasitenin yüzde 10'unu oluşturan Yİ santrallerinin de özel sektör yatırımı oldukları ve YİD santrallerinin aksine kamuya devredilmeyecekleri düşünüldüğünde bu santrallerin de özel sektörün payına ilave edilebileceklerini belirtmek gerekir.

Şekil 7. Toplam Kurulu Güç İçerisinde Özel Üretim Şirketlerinin Payları, 2001–14 (%)



2.1.2.14 Özelleştirme

Öncelik sıralaması

2004 yılında yayınlanan Strateji Belgesi önceliği dağıtımın özelleştirilmesine vermiştir. Bu “önce dağıtımın özelleştirilmesi” yaklaşımı müstakbel yatırımcılara üretim özelleştirmeleri ve yeni kapasite ilaveleri konusunda güven verecek olan güvenilir bir dağıtım sektörü oluşturmayı amaçlıyordu. TEDAŞ bu güveni sağlayabilecek bir konumda değildi. Eğer dağıtımdan önce üretimin özelleştirilmesi amaçlansaydı, üretim şirketlerinin ana müşterisi TEDAŞ olacaktı. Üretim şirketleri devlet garantisi olmadan TEDAŞ ile sözleşme yapmayacağı için üretim özelleştirmelerinin başarılı olmayacağı değerlendiriliyordu. Devlet garantileri yoktu ve olması da EPK'nın piyasaya dayalı rekabetçi yaklaşımına aykırı olan 2001 öncesi özelleştirme yöntemine bir dönüş anlamına geleceği için zaten istenmiyordu.

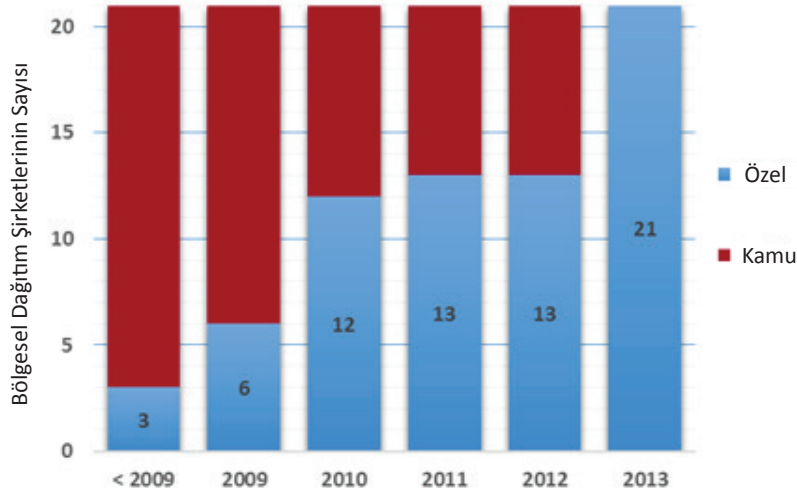
İkinci sorun, etkili toptan satış rekabeti için gerekli olan güvenilir ölçüm, faturalama ve dengeleme-uzlaştırma fonksiyonlarının eksikliği idi; böyle bir ortamın oluşturulabilmesi için zaman ve yatırıma ihtiyaç duyulacaktı. Üçüncü etmen ise etkili bir özel sektör yönetimi yoluyla kayıp ve kaçakları azaltma isteğiydi.

Dağıtım Özelleştirmesi

Dağıtımın özelleştirilmesi, gerekli yatırımların yapılmasının, tatmin edici bir fatura tahsilatı performansının ve verimli bir dağıtım şebekesi işletmeciliğinin uzun dönemli ve sürdürülebilir olarak sağlanması için en uygun, bir çözüm yolu olarak benimsenmişti. 1990'larda yapılan ilk özelleştirme girişimi hukuki sorunlar ve düzenleyici ortamdaki belirsizlikler sebebiyle başarılı olamamıştı. İkinci girişimin başlatıldığı 2008'e kadar, bu sorunlar giderilmişti: (a) hukuki sorunlar Danıştay ile istişare içerisinde giderilmiş ve İHD sözleşmesinin TEDAŞ ve bağlı ortaklıkları ile imzalandığı ve özelleştirmede bu bağlı ortaklıkların hisselerinin Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) tarafından yürütülen rekabetçi bir ihale süreci yoluyla satışa sunulduğu revize bir yaklaşım benimsenmişti; ve (b) Elektrik Piyasası Kanunu ve EPDK yönetmelikleri yoluyla düzenleyici ortamdaki belirsizlikler ortadan kaldırılmıştı.

Maliyet esaslı enerji fiyatlandırma mekanizması, özel sektör güveninin tesis edilmesine yardımcı olmuş ve hükümet geciken elektrik dağıtım özelleştirme programının uygulamasını başlatmıştır. ÖİB satış sürecini üç aşamalı olarak yapılandırmış –2008 yılında dört, 2009 yılında üç ve 2010 yılında on bir ihale yoluyla program kapsamında yer alan 18 dağıtım şirketinin hepsi için kazanan teklif sahiplerini belirlemiştir. Bununla birlikte, 2010 yılında yapılan ihalelerin yedisi sonuçlandıramamış, daha sonra iptal edilmiş ve 2012-23'te tekrar ihaleye açılmıştır. Bu kez yedi dağıtım şirketinin hepsi satılarak özelleştirme programı 2013 yılında tamamlanmıştır. Şekil 8'de görüldüğü özelleştirme programından toplam yaklaşık 12,7 milyar ABD\$ gelir elde edilmiştir.

Şekil 8. Dağıtım Bölgeleri Özelleştirmesinin Gelişimi



Kaynak: ÖİB

Üretim Özelleştirmesi

Üretim özelleştirmesinin ancak piyasada yeni özelleştirilen üretim şirketlerinin üretimleri için sözleşme yapabilecek ticari alıcılar (özel dağıtım şirketleri ve toptan satış şirketleri gibi) ve gelişmiş bir merkezi elektrik piyasası mevcut olduğu zaman başarılı olabileceği varsayılmıştır. Dolayısıyla, üretim özelleştirmesi dağıtım özelleştirmesinde belirli bir ilerleme kaydedildikten ve toptan satış-perakende ticaret mekanizmaları uygulamaya konulduktan sonra başlatılmıştır.

Bu strateji doğrultusunda, hükümet EÜAŞ'ın tüm termik santrallerini ve bazı hidroelektrik santrallerini özelleştirmeye karar vermiştir. Şu ana kadar bazı küçük hidroelektrik santrallerin yanı sıra 10 adet büyük termik santral (5.758 MW) ihale edilerek yeni özel sektör sahiplerine devredilmiştir. Hükümet kalan santralleri de kademeli olarak özelleştirmeyi planlamaktadır.

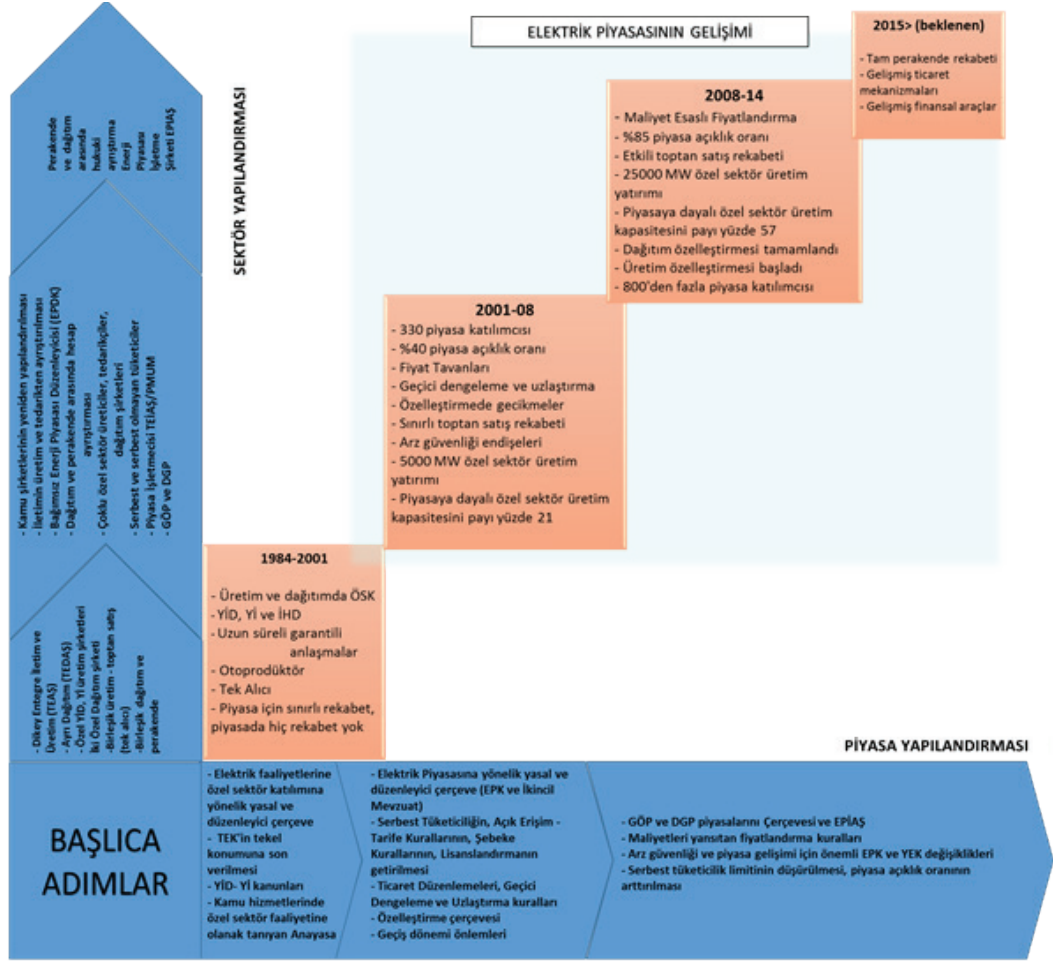
2.1.2.15 Başarı Faktörleri ve Ortaya Çıkmaya Başlayan Zorluklar

Şekil 9'da özetlendiği gibi, Türkiye 2001 yılında belirlediği hedeflere önemli ölçüde ulaşmıştır. Yerel ve uluslararası piyasalarda krizlerin ve çalkantıların yaşandığı bir dönemde Türkiye'nin elektrik piyasasındaki gelişme ve dağıtım özelleştirme programlarının başarıyla tamamlanmasının temelinde, farklı kurumlar arasındaki işbirliği de dahil olmak üzere çeşitli faktörler yatmaktadır. Hükümetin serbest piyasanın oluşturulması, yatırımların piyasaya dayalı olarak yapılması ve özelleştirme konularındaki kararlılığı yatırımcılar tarafından algılanmıştır. Hükümet, mevcut ve müstakbel yatırımcılara kararlı bir şekilde ve defalarca, 1990'ların devlet garantilerine dönüş olmayacağı ve üretim yatırımcılarının ve özelleştirilen elektrik dağıtım şirketlerinin yeni sahiplerinin hükümetin tam desteğine sahip olacağı yönünde güvence vermiştir.

Özel sektörün güçlü tepkisi hükümetin kararlılığının güvenilirliğini ve genel yasal ve düzenleyici çerçevenin güçlülüğünü göstermiştir. Türkiye'nin yasal ve düzenleyici çerçevesi özel sektör yatırımlarını ve özelleştirmeyi kolaylaştırmış ve yöneticiler –enerji tarafında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) ve özelleştirme işlemleri tarafında Maliye Bakanlığı, ÖİB ve özelleştirme danışmanları– özelleştirme programının uygulanabilmesi için etkili bir şekilde birlikte çalışmışlardır.

Son olarak, Türkiye'nin genel anlamdaki olumlu uzun vadeli büyüme beklentileri yatırımcıların çekilmesine ve teşvik edilmesine yardımcı olmuştur. Rekabet Kurumu'nun piyasa tasarımına ve uygulamasına katkısı da kayda değerdir. Dağıtım ve perakende tedarik fonksiyonlarının ayrıştırılması yönündeki önerileri ile özelleştirme sırasında piyasa payı ile ilgili kararları elektrik piyasasının rekabetçiliğinin artırılmasına yardımcı olmuştur.

Şekil 9. Türkiye'nin Sektör ve Piyasa Yapıları ile ilgili Önlemleri ve Elektrik Piyasasının Gelişimi



Özelleştirilen dağıtım şirketlerinin performansını değerlendirmek için henüz çok erkendir –ayrıntılı bilgi henüz mevcut değil. Bazı özel şirketler ve sektör dernekleri ile yapılan görüşmeler, birkaç şirketin EPDK'nın sistem kayıpları ve/veya fatura tahsilatı ile ilgili performans hedeflerini tutturmak için mücadele ettiğini ve bu hedefleri tutturamayabileceklerini göstermektedir. Maliyet esaslı tarife mekanizması, şirketler EPDK'nın performans hedeflerini tutturdukları ve geçtikleri sürece faaliyetlerin sürdürülebilir olacağını öngörmektedir. Ancak şirketler bu hedeflerin altında kaldıklarında mali durumları giderek artan bir baskıya maruz kalacaktır. TEDAŞ'ın sistemi yerel şirketlerin özelleştirme sürecine katılmalarını mümkün hale getirmek ve rekabeti arttırmak için 20 şirkete bölünmüştür. Kayıp-kaçak oranları olağan dışı derecede yüksek olan güneydoğudaki iki şirketin ihale de dahil olmak üzere –Van Gölü ve Dicle- ihalelerde bu hedeflere ulaşılmış ve yoğun bir rekabet ortamı sağlanmıştır. Görüşmelerde, (a) EPDK'nın performans hedeflerinin satışa sunulan 20 şirketten bazıları için aşırı derecede sıkı olabileceği; ve (b) bazı teklif sahiplerinin ihaleye verdikleri teklifleri hesaplamalarında aşırı agresif davrandıkları ve kayıp-kaçak sorunları ile mücadele edebilme yeteneklerinin değerlendirilmesinde aşırı iyimser davranmış olabilecekleri belirtilmiştir.

İhalelerde teklif sahiplerinin aşırı iyimser teklif stratejilerinde hükümetin ve EPDK'nın yapabileceği çok az şey olmasına rağmen, eğer nesnel değerlendirmeler sonucunda hedeflerin aşırı iddialı olduğu ve/veya bu hedeflerin gerçek olmayan başlangıç durum bilgilerine dayandıklarının ortaya çıkması durumunda EPDK'nın performans hedeflerinde ayarlama yapılması düşünülebilir. Ayrıca, perakende rekabetinin artırılmasına ve lisanssız üretim sistemlerinin genişletilmesine yönelik uygulamaların başarılı bir şekilde gerçekleştirilebilmesi için, EPDK tarafından sürekli ve

dikkatli denetleme yapılması ve Rekabet Kurumu ile koordinasyonun sağlanması hayati öneme sahip olacaktır.

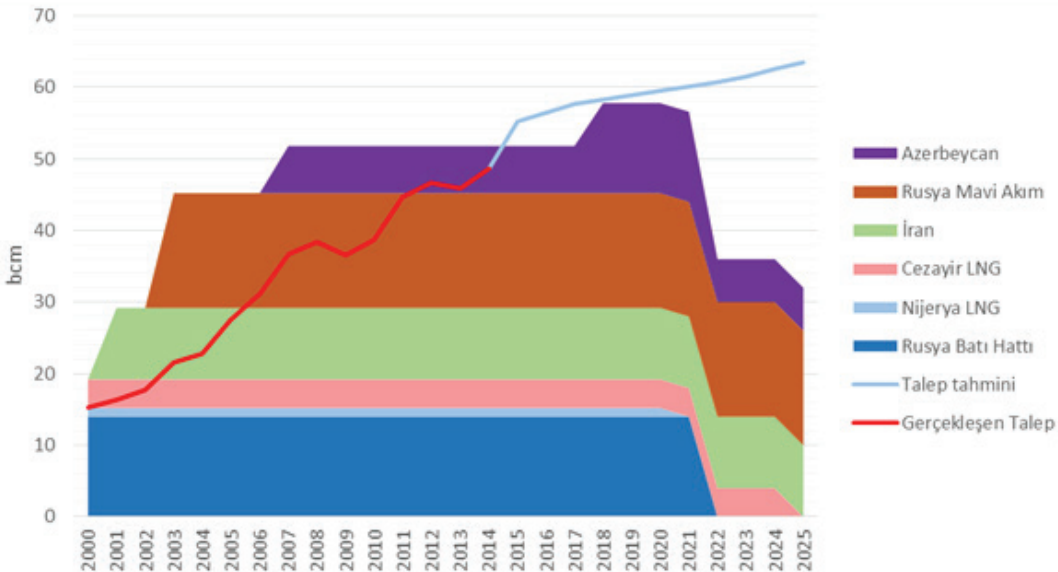
2.1.3 Gaz Piyasasının Geliştirilmesi

Elektrik sektörünün aksine, doğal gaz piyasasındaki ilerleme oldukça yavaş olmuştur. Hükümet 2001 yılında çıkarılan Doğal Gaz Piyasası Kanununda öngörülen gaz piyasası reformunun bazı kilit unsurları ile ilgili olarak temkinli bir şekilde ilerlemeyi tercih etmiştir. Elektrik sektörü yeniden yapılandırma ilkeleri doğrultusunda, Doğal Gaz Piyasası Kanunu da BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılarak ticaret ve altyapı fonksiyonlarının ayrıştırılmasını öngörmüştür; ancak bu ayrıştırma henüz gerçekleştirilememiştir. Kanun BOTAŞ'ın doğal gaz ithalatı, dağıtımı, satışı ve fiyatlandırması konularındaki tekel haklarını resmi olarak ortadan kaldırmıştır. BOTAŞ Türkiye'nin gaz ithalatındaki tekel haklarından, 2005 yılında yapılan ve 4 milyar metreküp (bcm) gazın serbest bırakıldığı bir ihale ile feragat etmiştir ve 2012 yılında özel sektör şirketleri tarafından 6 milyar metreküp gaz ithal edilmeye başlanmıştır. Hükümetin güçlü çabalarına rağmen, BOTAŞ halen neredeyse yüzde 80'lik piyasa payı ile en büyük gaz ithalatçısı konumundadır. Geri kalan yüzde 20'lik payı ise yedi özel sektör şirketi paylaşmaktadır.

BOTAŞ'ın ayrıştırılmasındaki gecikme ve BOTAŞ'ın fiyatlandırma mekanizmasını tutarlı bir şekilde uygulamaması hükümetin uluslararası piyasadaki gaz fiyat artışlarının etkisini hafifletmesine olanak tanımıştır. Bu uygulamalar Türkiye'nin sanayi işletmelerine Avrupa'daki ikinci en düşük gaz fiyatını uygulamasını sağlamıştır –yurt içi gaz üreticisi fiyatları üzerindeki kontrol sayesinde sadece Romanya'daki sanayi işletmeleri daha düşük gaz fiyatlarına sahiptir. Ancak bu uygulamalar önemli bozulmalara yol açmakta ve rekabetçi bir gaz piyasasının gelişimine zarar vermektedir. Özel sektör ayrıca BOTAŞ'ın hem önemli bir gaz ticaret şirketi hem de gaz iletim sisteminin sahibi ve işleticisi olmasının yol açtığı çıkar çatışması ile ilgili endişelerini de dile getirmektedir.

Şekil 10'da görüldüğü gibi, mevcut uzun vadeli gaz alım sözleşmeleri öngörülen talep artışını karşılamak için yeterli değildir. Spot LNG de dahil olmak üzere büyük ölçekli ilave gaz ithalatına ihtiyaç duyulacaktır. Eğer bu ithalatlar BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmez ise, ithalatın daha fazla serbestleştirilmesi, bunun için de Doğal Gaz Piyasası Kanununun değiştirilmesi gerekecektir. Gaz depolama kapasitesinin yetersiz olması sebebiyle, soğuk mevsimlerde gaz arzı günlük tüketimi karşılayamamaktadır. Öte yandan, BOTAŞ'ın gaz şebekesinde sadece gaz akışını değil aynı zamanda müstakbel rakipleri tarafından gaz ticareti yapılmasını kısıtlayan darboğazlar mevcuttur. Bu sorunlar giderilinceye kadar gaz arz güvenliği risk altında olmaya devam edecektir.

Şekil 10. Gaz ithalat Sözleşmeleri ve Gerçekleşen/Öngörülen Gaz Talebi, 2000–25



Kaynak: BOTAŞ ve EPDK verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

2001 yılında çıkarılan Kanunun Türkiye'ye gaz dağıtımında özel sektör katılımını teşvik etme konusunda daha fazla etkili olduğu görülmüştür. EPDK tarafından yeni şehir içi dağıtım şebekelerinin yapımı ve dağıtım ve perakende tedarik hizmetlerinin sunulması için oldukça başarılı ve rekabetçi lisans ihaleleri düzenlenmiştir. Halihazırda Türkiye'nin 81 ilinin 70'ine gaz hizmeti mevcuttur ve bu 70 ilin biri dışında hepsinde özel şirketler tarafından hizmet verilmektedir. Dağıtım lisansları için yapılan ihalelerde yoğun bir rekabet yaşanmıştır. EPDK'nın lisans ihalelerinde kazanan şirketlerin çoğu tarafından ilk sekiz yıllık tarife dönemi için oldukça düşük dağıtım ücretleri teklif edilmiş, bazı durumlarda başlangıçtaki bağlantı ücreti dışında hiçbir ücret talep edilmemiştir. EPDK şu anda ikinci tarife dönemi için uygulanacak tarifeler üzerinde çalışmaktadır. Dağıtım hizmeti maliyetinin daha iyi yansıtılabilmesi için, EPDK'nın elektrik dağıtımında yaptığı gibi dağıtım ücretlerinin kaçınılmaz olarak ayarlanması gerekecektir.

2.1.4 Yenilenebilir Enerjiye Sağlanan Destek

Avrupa bağlamında düşünüldüğünde oldukça muhafazakar bir düzeyde olmakla birlikte, Türkiye'nin destek programları özel sektör tarafından yenilenebilir enerjiye yapılan yatırımların teşvik edilmesinde etkili olmuştur. Türk şirketlerinin elektrik piyasasına satış yapmak için veya Bulgaristan ve Romanya'nın benzer rüzgar koşulları altında özel sektör şirketlerini çekmek için ödediği fiyatın yarısından düşük bir fiyat ödenen bir destek programı kapsamında rüzgar santrallerine yatırım yapması çarpıcıdır. Bulgaristan ve Romanya'da yaşanan sonradan aşırı bir şekilde düzeltmeyi hedefleyen, siyasi açıdan hassas ve hukuki açıdan tartışmalı (ve muhtemelen maliyetli) geri dönüşler Türkiye'de şimdiye kadar önlenilebilmiştir. Bununla birlikte, sübvans edilen güneş kapasitesi için bir tavan belirlenmemesi durumunda, 133\$/MWh düzeyindeki güneş enerjisi desteğinin büyük çaplı bir yayılmaya yol açabileceğinden ve bunun gelecekte elektrik tüketicileri için mali bir yüke dönüşebileceğinden endişe edilmektedir. Güneş enerjisi tesislerinin yatırım maliyetlerinde devam eden düşüş göz önüne alındığında, orta vadede Türkiye'nin zengin güneş enerjisi potansiyelini piyasa fiyatlarından yüksek olmayan destek fiyatları ile geliştirmek mümkün olabilir.

2.1.4.1 Yenilenebilir Enerji Yatırımları için Piyasaya Dayalı Özendirme

Türk özel sektör şirketlerine 2004 yılında piyasaya dayalı hidroelektrik santral projelerine yatırım yapma olanağı verilmiştir. Şirketler temel olarak üretimlerini büyük ölçekli tüketicilere ve ticaret şirketlerine piyasa fiyatlarından karlı bir şekilde satmayı bekledikleri elektrik piyasası sebebiyle hidroelektrik santral –ve daha sonra diğer yenilenebilir enerji- yatırımlarına girmişlerdir. Bu durum, hükümetlerin kendi elektrik piyasalarındaki mevcut toptan satış fiyatlarının çok üzerinde fiyatların sunulduğu cazip destek programları ile özel yatırımları teşvik ettikleri başka bazı Avrupa ülkelerinde uygulanan yaklaşım ile tezat teşkil etmekteydi. Türk bankaları arasında başlangıçta yenilenebilir enerji finansmanı konusunda tereddüt yaşanmıştı. Bununla birlikte, Türkiye Sınai Kalkınma Bankası'nın (TSKB) ve Türkiye Kalkınma Bankası (TKB)'nin öncü çalışmaları diğer bankalar için yol göstermiş ve daha sonra büyük bankalar da TSKB'yi takip etmiştir. Özel sektörü yenilenebilir enerji yatırımlarına çekme çabasının ikinci bir adımı olarak, hükümet 2005 yılında bir Yenilenebilir Enerji Kanunu hazırlamış ve bu kanun ile yenilenebilir enerji için destekleyici bir güvenlik mekanizması oluşturmuştur. Kanunda yenilenebilir enerji üreticilerinin ürettikleri elektriği piyasada daha yüksek bir fiyattan satamamaları halinde 55\$/MWh'lık bir fiyattan satın alınması öngörüldü.

2.1.4.2 Tutucu Destek Mekanizması

Temel olarak elektrik piyasasının, piyasa fiyatlarının düşük olması halinde ise tutucu bir taban fiyat garantisi ile desteklenen gücü ve gelecek için vaat ettiklerine dayalı olarak özel sektör yenilenebilir enerji yatırımlarına çekildi. Başka yerlerdeki çok daha cömert destek programlarının bulunduğu farkında olan hükümet Türkiye'de de daha fazla destek sağlanabilmesi için Yenilenebilir Enerji Kanununda değişiklik yaptı. TBMM Aralık 2010'da daha fazla destek sağlanmasını öngören değişiklik kanununu onayladı. Kanunda sunulan destekler arasında; (a) teknolojiye dayalı bir tarife garantisi ve (b) alım garantisi düzenlemeleri öngören bir destek mekanizması (bir yenilenebilir enerji havuzu) yer almaktaydı. Hidro ve rüzgar için onaylanan garantili tarife (73\$/

MWh) PMUM fiyatlarına benzer seviyelerdeydi. Jeotermal (\$105/MWh) ile biyokütle ve güneş enerjisinden üretilen elektrik (\$133/MWh) için uygulanan tarife PMUM fiyatlarından çok daha yüksek olmakla birlikte bazı yatırımcıların özellikle güneş için bekledikleri fiyatların altındaydı. Bunun yerine yeni kanun yerli içerik teşvikleri yoluyla ilave destekler getirilmiştir. Hükümet bu fiyatları yenilenebilir enerji teknolojilerinin fiyatlarının düşmeye devam edeceği, dolayısıyla daha yüksek destek fiyatlarından kaçınılması gerektiği beklentisi ve değerlendirmesine dayalı olarak belirlemiştir.

Türkiye'nin mekanizması yenilenebilir enerji üreticilerinin her yıl Ekim ayında takip eden yıl boyunca destek mekanizmasından yararlanma ya da ürettikleri elektriği piyasaya satma seçenekleri arasından birini seçmelerini öngörmektedir. Başlangıçta, 2012 ve 2013 yıllarında, yatırımcılar büyük bir çoğunlukla piyasa seçeneğini tercih ettiler. 2015 yılı için ise, birçok yatırımcı mevcut belirsizlikleri göz önünde bulundurarak destek mekanizmasına geçmeyi tercih etti; bunun sonucunda uygun yenilenebilir enerji kapasitesinin yaklaşık yarısı destek mekanizmasına girerken, yarısı piyasaya satış yapmaya devam etmektedir. 2013 yılında kabul edilen Elektrik Piyasası Kanunu yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı küçük üretim tesisleri (1 MW'tan küçük) için lisans alma koşulunu kaldırdı ve bu tesislerin yer aldığı bölgelerdeki dağıtım şirketlerine bu tesislerden elektrik satın alma yükümlülüğü getirdi (bu ulusal bir program olduğu için uzlaştırması PMUM bünyesinde yapılmaktadır). Küçük ölçekli yenilenebilir enerji üretim tesislerine yönelik bu özel düzenlemelerin özellikle güneş enerjisi yatırımlarına hız kazandırması beklenmektedir.

Elektrik piyasasının gelişimi ve yukarıda açıklanan destek mekanizmalarının sonucunda, 2002 ile 2014 yılları arasında yaklaşık 16.000 MW'lık yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı yeni üretim kapasitesi devreye alınmıştır.

2.1.4.3 Yenilenebilir Enerji Yatırımlarının Çevresel ve Sosyal Boyutları

Yenilenebilir enerji, termik elektrik üretimi ile karşılaştırıldığında geniş bir desteğe sahiptir. Ancak, küçük ve orta ölçekli projeler de dahil olmak üzere büyük ölçekli yenilenebilir enerji yatırımları kaçınılmaz olarak kendi içlerinde önemli çevresel ve sosyal etkilere sahiptir. Türkiye de bu konuda istisna teşkil etmemektedir. Başvuruda bulunanların sayısının çok olması zaman zaman çevresel etki değerlendirme ve proje onay süreçlerinde tıkanmalara yol açmıştır. Yatırımcılar prosedürlerin karmaşıklığından, gecikmelerden ve şeffaflığın olmamasından şikayet etmiştir. Çevreciler ve vatandaşlar ise, çevresel izin ve ruhsat prosedürlerinin/kılavuzlarının tutarsız bir şekilde uygulanması ve verilen kararların kamuoyuna duyurulmasındaki yetersizlikler ile ilgili endişelerini ifade etmişlerdir.

Ülkenin çeşitli yerlerinde, yenilenebilir enerji projeleri (özellikle HES'ler) temel olarak (a) projelerin ruhsatlandırma ve karar verme aşamalarında yeterli kamuoyu istişare prosedürlerinin olması ve (b) bu projelerde kullanılan acele kamulaştırma işlemleri sebebiyle kamuoyunda tepkiye yol açmıştır. Projelerin büyüklüğüne ve çevresel kategorisine bağlı olarak ÇED hazırlık aşamasında kamuoyu ile istişare yapılması zorunlu olabilmekte birlikte, proje yapımı öncesinde, sırasında ve sonrasında genellikle topluluklarla anlamlı ve erişilebilir bir istişare süreci yürütülmemektedir. Bunun sonucunda, insanlar mağduriyetlerinin giderilmesi için temel olarak mahkemelere başvurmaktadır. Bu halkla ilişkilerin ve sosyal risklerin yönetilmesi için optimal bir süreç değildir.

Yenilenebilir enerji yatırımlarının kümülatif etkilerinin değerlendirilmesi hususunun özellikle sorun teşkil ettiği görülmektedir. Çevresel etki değerlendirme ve proje onay süreçleri bir nehir üzerinde yapılan projeler dizisi veya bir grup rüzgar santrali yerine farklı yatırımcılar tarafından farklı zamanlarda yapılan bireysel projeler üzerinde odaklanmaktadır. Şimdi Hükümet tarafından nehir havzası ölçeğinde planlama yaklaşımı benimsenmiştir. Ancak 25 nehir havzasının tümü için entegre planların hazırlanması 5–10 yıl sürecektir ve o zamana kadar ilave birçok HES daha inşa edilmiş olacaktır. Şu anda Türkiye'de inşa edilen rüzgar santrallerine ilişkin olarak uygulanan çözümler arasında yıllık olarak uygulanan lisanslandırma döngüsü ve şebekeye erişim için TEİAŞ tarafından gerçekleştirilen rekabetçi ihaleler yer almaktadır. Bu yaklaşımların bu sorunları giderip gidermeyeceğini ve nasıl gidereceğini zaman gösterecektir.

Yatırımcı dernekleri birkaç deneyimsiz yatırımcının hatalarından tüm sektörün zarar gördüğünü vurgulamaktadır. Bu hatalardan zarar gören kişilerin uğradığı zararların telafi edilmesi gerektiğini kabul etmekte, ancak bunun için tüm sektörün sorgulanmaması gerektiğini belirtmektedirler. Süreçte daha fazla ve daha şeffaf istişareye ihtiyaç duyulduğu ve (sonucu ister onay ister ret olsun) kararların açık bir şekilde gerekçelendirilmesi gerektiği konusunda tüm taraflar mutabık görünmektedir. Ayrıca uzun süren inceleme sürecinin kısaltılması ve kural ve prosedürlerin standartlaştırılması gerektiği görüşünü ifade etmektedirler.

2.1.5 Türk Yatırımcıların ve Çoğunlukla Türk Olan Finansörlerinin Oynadığı Öncü Rol

Türkiye'nin elektrik reform programı çeşitli yabancı şirketlerden büyük yatırımlar çekmiştir. Bunlardan ikisi – Çek Cumhuriyeti'nden CEZ ve Almanya'dan E.ON (Avusturya'dan Verbund'tan devraldı) – özelleştirme programı sonrasında köklü yerli şirketler ile ortak olarak elektrik dağıtımına katılmıştır. CEZ ve E.ON'a ek olarak, başka altı yabancı şirket daha Türkiye'de elektrik üretmektedir: Suudi Arabistan'dan ACWA, Fransa'dan EdF Energies Nouvelles vee ENGIE (daha önce GdF Suez), Almanya'dan EnBW, Avusturya'dan OMV, ve Norveç'ten Statkraft. Bunların çoğu köklü yerli şirketler ile ortak olarak ve hepsi de uzun vadeli devlet garantili sözleşmeler olmadan faaliyet göstermektedir. (Ayrıca, Hindistan'dan Tata şirketi de Gürcistan'da Türkiye piyasasına ihraç edilmek üzere elektrik üretecek bir HES projesi geliştirmektedir.)

Proje finansmanı sağlayan yabancı bankalar arasında BNP Paribas, BPCE, Deutsche Bank, Erste Group, MUFG, Raiffeisen, Société Générale ve Unicredit yer almaktadır. Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD), Avrupa Yatırım Bankası (EIB) ve Uluslararası Finans Kurumu (IFC) da önemli finansal taahhütlerde bulunmuştur. Etkileyici bir şirket ve banka listesi bulunmakla birlikte, yabancı yatırımcılar ve dış finansman Türkiye'nin enerji sektöründe (özellikle önemli düzeyde özel sektör yatırımının yapıldığı elektrik sektöründe) nispeten küçük bir doğrudan rol oynamıştır –. Öte yandan, yabancı yatırımlar ve dış finansman Borsa İstanbul (İstanbul Borsası) ve yerel bankalar aracılığıyla Türkiye'nin enerji sektörünü dolaylı olarak da desteklemektedir. Yabancı şirketlerin, üretim şirketlerinde ve muhtemelen dağıtım şirketlerinde hisse edinimi yoluyla gelecekte mevcudiyetlerini arttırmaları beklenmektedir.

Türk yatırımcıları ve çoğunlukla Türk olan finansörleri öncü bir özel sektör rolü oynamıştır. Türkiye'nin enerji reformlarındaki başarının "sırrı" (a) birbiri ardına kurulan hükümetler, (b) kamu kurumları ve kamuya ait şirketler ve (c) Türk yatırımcılar ve çoğunlukla Türk olan finansörleri arasındaki üç yönlü işbirliği ve risk paylaşımında yatmaktadır. Bu işbirliği, Türkiye'nin enerji piyasalarında serbestleşme sürecini başlatan elektrik ve gaz piyasası kanunlarının 2001 yılında kabul edilmesinin ardından hızlanmıştır. Türk yatırımcılar, piyasanın, 2001 yılında çıkarılan Elektrik Piyasası Kanunu ile sadece kağıt üzerinde mevcut olduğu bir zamanda piyasanın gücüne ve vaat ettiği umutlara güvenerek devlet garantisi olmaksızın elektrik üretimine yatırım yapma riskini almışlardır. Piyasanın oturmasını beklemeden her yıl yatırım yapmaya devam etmişlerdir. Yatırımcıların merkezi bir piyasa yönündeki istekli oldukları, kurulduğu 2006 yılında satış için PMUM'a gösterdikleri ilgiden oldukça açık bir şekilde görülmektedir. — Ancak yatırımcılardan olmasa da finansörlerinden zaman zaman uzun vadeli sözleşme talepleri gelmektedir. Şirketler PMUM'da giderek artan miktarlarda elektrik ticareti yapmaya devam etmektedirler. Yeni PMUM'da, yani Elektrik Piyasası İşletme Anonim Şirketi'nde (EPIAŞ) hisse sahibi olabilmek için yüzden fazla yatırımcı başvuruda bulunmuştur.

2005 yılında çıkarılan Yenilenebilir Enerji Kanunu özel sektörün yenilenebilir enerji yatırımlarına ilgisini artırmıştır. Çoğunluğu Türk şirketlerden oluşan özel sektör tepkisi tüm beklentileri aştı. İlk yatırım dalgası hidroelektrik ve daha sonra rüzgar üzerinde yoğunlaştı ve şimdi de güneş enerjisi yatırımları başlıyor. "Eğer 20 MW'lık bir santraliniz yoksa siz hiçbir şeysiniz" sözü Türk yatırımcıların heyecanını yansıtmaktadır. sadece deneyimli Türk inşaat şirketleri değil aynı zamanda daha önceden enerji sektöründe çok az deneyimi olan veya hiç deneyimi olmayan diğer Türk şirketleri orta ölçekli hidroelektrik santral projelerine ve son zamanlarda rüzgar santrallerine yatırım yapmıştır ve muhtemelen yakın gelecekte de güneş santrallerine yatırım yapacaklardır.

2000-01 krizi sonrasında bankacılık sektöründeki kapsamlı yeniden yapılandırmanın ardından Türkiye artık Türk yatırımcılarına büyük miktarlarda finansman sağlayabilen bir bankacılık sektörüne sahiptir. Türk bankaları enerji yatırımcılarına borç finansmanının büyük bir kısmını sağlamıştır. Türk bankaları enerji sektöründe risk almak için oldukça istekli görünmekle birlikte, ana riski yatırımcıların üstlenmelerini istemişlerdir. Sermaye koşulu istemişler –ki bu normaldir- ve aynı zamanda proje finansmanı yerine kurumsal finansman sağlamayı tercih etmişlerdir. Enerji sektörüne yeni giren birçok Türk şirketi enerji projelerine yönelik borç finansmanının bir kısmını güçlü bilançoları sayesinde temin edebilmiştir. Halka arzlar ve tahvil ihraçları yoluyla sermaye piyasasının kullanımı sınırlı düzeyde kalmıştır ve gelecekteki enerji yatırım ihtiyaçlarının belirli bir bölümünün finansmanı için önemli bir potansiyel sunmaktadır. Enerji sektörüne yeni giren büyük şirketler de dahil olmak üzere birçok şirket aile şirkettir ve halka arz seçeneğini düşünebilirler. Hükümet halka arzlar için iyi birer aday olabilecek birkaç enerji şirketine sahiptir. Elektrik ve gaz piyasaları işlediği ve fiyatların piyasada belirlenmesine izin verildiği sürece finansman mevcudiyetinin enerji yatırımları önünde bir kısıt oluşturması beklenmemektedir.

2.1.6 Türkiye'nin Nükleer Programı

Türkiye'nin nükleer enerjiye olan ilgisi uzun bir geçmişe sahiptir. 1956 yılında Atom Enerjisi Komisyonu kurulmuştur. Komisyon 1982 yılında Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) olarak yeniden yapılandırılmıştır. Nükleer santral ile ilgili ilk fizibilite raporu 1970 yılında hazırlanmıştır. Daha sonra 1973, 1976, 1980 ve 1992 yıllarında da projelerin başlatılması için teklifler ve girişimler yapılmıştır. Nükleer enerji Türkiye'nin kalkınma planına 1993 yılında dahil edilmiş ve 1996 yılında 2.000 MW'lık bir nükleer santral için resmi bir ihale süreci başlatılmıştır. Bir dizi gecikme ve erteleme sonrasında, 2000 yılında ekonomik durumun kötüleşmeye devam etmesi ile birlikte bu çabadan vazgeçilmiştir. Ekonomik kriz sonrasındaki toparlanma ile birlikte, nükleer enerji çabaları 2006 yılında tekrar başlatılmıştır.

2007 yılında Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun (5710 sayılı Kanun) kabul edilmiş ve 2008 yılında Akkuyu'da (Akdeniz kıyısındaki küçük bir kasaba) Yap-İşlet modeli ile bir nükleer santralin kurulması ve işletilmesi için firmalardan teklif sunmaları istenmiştir. Hazine garantisi sunulmamıştır, ancak TETAŞ'ın üretilen elektriğin alıcısı olması öngörülmüştür. İhaleye tek teklif Rusya'nın kamuya ait nükleer enerji şirketi Atomstroyexport liderliğindeki bir konsorsiyum tarafından sunulmuş ve sonuçta ihale iptal edilmiştir. Başarısızlıkla sonuçlanan birkaç rekabetçi ihale girişiminin ardından, hükümet Rus hükümeti ile doğrudan müzakere yapmayı kararlaştırmıştır. Hükümetler arası müzakerelerin ardından, Mayıs 2010'da Akkuyu'da 4.800 MW'lık (her biri 1.200 MW'lık dört ünite) bir nükleer santralin yapımı için Türkiye Başbakanı ile Rusya Devlet Başkanı arasında hükümetler arası bir anlaşma imzalanmıştır. Anlaşma o yıl ilerleyen aylarda Türk ve Rus parlamentoları tarafından onaylanmıştır.

Bu gelişmeler, ilk ihale sürecinde teklif sunmayan bazı tedarikçileri tekrar harekete geçirmiş ve daha sonra çeşitli teklifler alınmıştır. Hükümet birkaç grup ve bunların hükümetleri ile görüşmeler ve müzakereler gerçekleştirmiştir. Daha sonra 2013 yılında 4.480 MW'lık (her biri 1.120 MW'lık dört ünite) santral için bir Fransız-Japon konsorsiyumu ile ikinci bir sözleşme imzalanmıştır. İkinci santral Karadeniz kıyısındaki Sinop'ta inşa edilecektir. Hükümetler arası anlaşma Türkiye Büyük Millet Meclisi (TBMM) tarafından Nisan 2015'te imzalanmıştır. Hükümetler arası anlaşmaya göre, dört ünitenin işletmeye alınma tarihleri şöyledir: birinci ünite 2023 yılında, ikinci ünite 2024 yılında, üçüncü ünite 2027 yılında ve dördüncü ünite 2028 yılında. İlave sözleşmelerin yapılması beklenmektedir.

TETAŞ, her bir ünitenin ticari işletmeye giriş tarihinden itibaren 15 yıllık bir süre için geçerli olmak üzere, Akkuyu Nükleer Güç Santralinin birinci ve ikinci ünitelerinin üretiminin yüzde 70'ini, üçüncü ve dördüncü ünitelerin üretiminin yüzde 30'unu 123,5\$/MWh'lık ortalama fiyattan satın alacaktır. Santral üretiminin geri kalanı Akkuyu Şirketi tarafından elektrik piyasasında satılacaktır. Hükümet Akkuyu'da doğrudan veya kamu şirketleri aracılığıyla başlangıçta bir hisse payı almamaktadır. Akkuyu şirketi %100 Rus mülkiyeti ile başlayacaktır, ancak Rusların mülkiyet payını yüzde 51'e kadar düşürmeyi planladığı belirtilmektedir. Dolayısıyla, inşaat ve/veya işletme sürecinin ilerleyen aşamalarında Türk şirketleri kamu ve özel) şirkete ortak olabilecektir. 15

yıllık bir işletme döneminin ardından –ki o zamana kadar santral finansmanının borç kısmı ödemiş olacaktır- Akkuyu Şirketi karının yüzde 20'sini Türkiye Hükümeti'ne ödeyecektir. TETAŞ Sinop santralının üretiminin yüzde 100'ünü ortalama 108,3\$/MWh'lık (yakıt hariç) fiyat üzerinden satın alacaktır. EÜAŞ'ın sermaye katılımı ve Sinop santralının üretiminin yüzde 100'ünün TETAŞ tarafından satın alınacağı göz önüne alındığında, Sinop santralinde kamu şirketlerinin görünürlüğü Akkuyu santraline göre daha yüksektir.

Akkuyu santrali için 123,5\$/MWh ve Sinop santrali için 108,3\$/MWh (yakıt hariç) olan elektrik fiyatı, Türkiye piyasasında baz yük elektrik için geçerli olan piyasa fiyatlarının oldukça üzerinde olacaktır. İngiltere Hükümeti'nin¹⁰ bu düzenlemelerin arz güvenliği, çeşitlendirme ve iklim değişikliği bakımlarından faydalı olacağı yönünde ortaya koyduğu tezlere benzer gerekçelerle Hükümet'in, bu maliyetin bir şekilde elektrik tüketicilerine yansıtılması için düzenlemeler yapacağı hususunda yaygın bir beklenti mevcuttur. İster nükleer ister yenilenebilir enerji için olsun, garantili alım düzenlemeleri kaçınılmaz olarak rekabetçi piyasanın (yani özel sektör şirketlerinin rekabet yarışabilecekleri piyasanın) boyutlarını küçültür.

Hükümetin nükleer enerji stratejisinde bir dizi nükleer enerji projesi öngörülmektedir. Eğer ekonomi yıllık ortalama yüzde 3-4'lük hızlarda büyümeye devam ederse, elektrik talebi yıllık ortalama yüzde 4-5'lik hızla artmaya devam edecektir. Artış oranları bir önceki on yılda gerçekleşen oranlardan düşük olmakla birlikte, sistem artık daha büyüktür ve sürekli kapasite ilavesine ihtiyaç duyulacaktır. Türkiye'nin stratejisi elektrik üretiminde giderek daha fazla çeşitlenen bir yakıt bileşimi öngörmektedir: gazın payının azaltılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artırılması, kalan linyit kaynaklarından tam olarak yararlanılması ve önemli bir baz yük elektrik kaynağı olarak nükleer enerjinin kullanıma sokulması öngörülmektedir. Önümüzdeki birkaç yıl içerisinde yapımına başlanması planlanan ilk iki nükleer santral projesi için yapılan hazırlıklarda yerel nüfustan ve sivil toplumdan önemli bir muhalefet ile karşılaşmıştır. Nükleer programının gelecekteki uygulaması için, hükümet: (a) nükleer enerjinin rolü ve elektrik üretiminin sürekli olarak artırılmasına duyulan ihtiyaç hakkında daha fazla bilgilendirme yapılmasını, (b) saha seçimi ile ilgili istişareleri arttırmayı, (c) atık yönetimi ve acil durum planları ile ilgili şeffaflığı arttırmayı; ve (d) TAEK'in düzenleyici fonksiyonlarının ayrılarak bunların bağımsız bir nükleer düzenleyici kurumuna verilmesini düşünebilir. Yeni bir Nükleer Enerji Kanunu ve hazırlanan yeni kanunun yukarıdaki (b), (c) ve (d) maddelerinde belirtilen alanları kapsadığı belirtilmektedir.

2.1.7 Siyasi Gelişmeler ve Enerji Reformu için uygun Ortam

Türkiye, bu incelemenin kapsadığı dönemde önemli siyasi değişiklikler yaşamıştır. 1980'li yıllar Eylül 1980'de yapılan bir askeri darbe ile başlamıştır. Kısa süreli bir askeri yönetimi takip eden hükümetler tipik olarak istikrarsız ve kısa ömürlü hükümet olmuştur. Ekonomik performans yıldan yıla değişiklik göstermiştir. Yirminci yüzyılın sonlarına doğru açıklar artmış ve ekonomi yavaşlamıştır. Yirmi birinci yüzyıl Türkiye'de derin bir kriz ile başlamıştır. Bu hiç bitmeyeceği düşünülen siyasi türbülans ve çalkantılar, 1980'li ve 1990'lı yıllarda enerji reformlarının uygulanması için uygun olmayan ve istikrarsız bir siyasi ortam yaratmıştır. Sonuçta 2001 ekonomik krizi enerji reformcularına elektrik ve gaz reformu için oldukça iddialı bir mevzuat paketi ortaya koymaları ve onaylatmaları için bir fırsat tanımıştır.

1980'ler ve 1990'ların tersine, Türkiye 2002-2015 döneminde istikrarlı bir hükümete sahip oldu. 2002 seçimlerinden sonra yeni göreve gelen hükümet 2001 yılında başlatılan bir enerji reform paketi devraldı ve bu reform paketini desteklemeye ve uygulamaya devam etme kararı aldı. Ancak, reform uygulamasının başlangıçtaki hızı reformcuların umduğundan daha yavaş oldu. 2005 yılında petrol fiyatları serbestleştirildi ancak elektrik fiyatlandırmasında oldukça ihtiyatlı davranıldığı açık bir şekilde görülmüyordu: 2003-2007 döneminde beş yıl boyunca elektrik fiyatları sabit tutuldu.

2007 genel seçimlerinde tekrar göreve geldikten sonra, hükümet yeni ortaya çıkan elektrik arz güvenliği riskine etkileyici bir şekilde müdahale etti. 2008 yılından itibaren enerji reformları hız kazandı ve daha önce tartışılan yenilenebilir enerji yatırımları da dahil olmak üzere elektrik sektöründe çarpıcı sonuçlar verdi.

Hükümet gaz sektörü reformlarında daha ihtiyatlı bir şekilde hareket etti. 2001 yılında çıkarılan Elektrik Piyasası Kanunundaki durumun aksine, hükümet yine 2001 yılında çıkarılan Doğal Gaz Piyasası Kanunundaki kilit önlemlerin uygulamasını geciktirdi ve BOTAŞ 2008 yılında çıkarılan maliyete dayalı enerji fiyatlandırma mekanizmasını tutarlı bir şekilde uygulayamadı. Daha önce de tartışıldığı gibi, gaz sektörü reformu henüz tamamlanmış değildir.

Hükümet “normal” enerji sözleşmelerini ve yatırımları büyük ölçüde özel sektöre bırakmasına rağmen, BOTAŞ’ın gaz ithalatlarında ve nükleer enerji yatırımlarında/sözleşmelerinde aktif bir rol oynamaya devam etmektedir. Devlet garantileri sağlanmamıştır ancak BOTAŞ’ın ana gaz alıcısı olduğu ve TETAŞ’ın nükleer santral sözleşmeleri kapsamında bu santrallerin üretecekleri elektriğin ana alıcısı olacağı bir yapıda devlet kamu sektörünü büyük ve uzun vadeli yükümlülükler altına sokmaktadır.

2.1.8 Enerji Fiyatlandırması ve Sübvansiyonları

Fiyat reformu, fiyatların maliyetlerin karşılandığı seviyelerin altında olduğu ve hükümetin sübvansiyon sağlama yeteneğinin sınırlı olduğu durumlarda başarılı bir enerji reformunun temel bir unsurunu oluşturur. Görünüşteki bu açık gerçeği ifade etmek kolaydır ancak bunu eyleme dönüştürmek güçtür ve birçok ülkede fiyat reformunu uygulamanın güç olduğu görülmüştür. Türkiye enerji fiyat reformunda kayda değer bir ilerleme kaydetmiş olmasına rağmen, özellikle doğal gaz sektöründe olmak üzere aşılması gereken zorluklar halen mevcuttur.

2.1.8.1 Petrol

Petrol fiyat reformu ve serbestleştirilmesi ilk girişilen ve başarılı adım olmuştur. Bu süreç onlarca yıl sürmüştür. Serbestleştirme süreci esasen 1983 yılında TP’nin yeniden yapılandırılması ile başlamıştır. Daha sonra 1989 yılında özel şirketlere fiyat belirleme hakkı tanıyan bir kanun ile fiyat serbestleştirilmesi bunu takip etmiştir. Ancak kamu şirketlerinin sektördeki hakimiyetinin sürmesi ve özel şirketleri gerçekteki fiyatlandırma özgürlüğü sınırlı olduğu için başlangıçtaki etkisi sınırlı kalmıştır.

1998 yılında hükümet uluslararası fiyatlara dayalı olarak petrol ürünleri için fiyat tavanlarının belirlendiği bir otomatik fiyatlandırma mekanizması benimsemiştir.

2003 yılında çıkarılan Petrol Piyasası Kanunu, 2001 yılında geliştirmekle görevlendirildiği elektrik ve gaz piyasaları ile birlikte petrol piyasası için de EPDK’ya görevlendirmiştir. 2003 yılında çıkarılan kanun uyarınca, petrol fiyatları 2005 yılında tamamen serbestleştirilmiştir. EPDK piyasanın işleyişini izlemeye devam etmiş ve fiyat muvazaalarından şüphe ettiği durumlarda müdahale etmiştir. Benzin ve petrol perakende fiyatları yüksek tüketim vergileri sebebiyle yüksek seviyelerdedir. Toplu taşıma ve tarım için hedefli vergi istisnaları getirilmiştir.

2.1.8.2 Elektrik ve Doğal Gaz

Elektrik ve doğal gaz fiyatları 2001 yılında EPDK kuruluncaya kadar hükümet tarafından (Enerji Bakanlığı aracılığıyla) yönetilmekteydi. Bununla birlikte, 2001 yılında çıkarılan elektrik ve doğal gaz kanunları ile birlikte fiyat düzenleme yetkisi EPDK’ya devredilmesine rağmen, uygulamada hükümet etkisi halen devam etmektedir. 2008 yılında getirilen maliyet esaslı enerji fiyatlandırma mekanizması devlet kontrolünü kaldırılacak şekilde tasarlanmıştır. Bu mekanizma, EPDK’nın 2008 yılından bu yana fiyatlandırma mekanizmasını uyguladığı elektrikte etkili olmuştur –yukarıda tartışıldığı gibi etkileyici sonuçlar elde edilmiştir. BOTAŞ ise mekanizmayı tutarlı bir şekilde uygulayamamıştır – bu doğal gaz piyasasının gelişimini halen kısıtlayan ve elektrik piyasasını da dolaylı olarak etkileyen bir sorundur. Hükümet BOTAŞ yoluyla gaz toptan satış fiyatlarını efektif olarak kontrol etmekte ve EPDK’ya sadece gaz dağıtım ve tedarik hizmetlerinin düzenlenmesi işlevlerini bırakmaktadır.

2.1.8.3 Kamuoyu Kabulü

Türkiye’deki sürücüler şüphesiz ki pompa başında ödedikleri benzin ve mazot fiyatlarının Avrupa’daki en yüksek fiyatlar arasında olduğu gerçeğinden memnun değildir. Bununla beraber, petrol, elektrik ve gaz fiyatlarında yapılan ayarlamalar tüketiciler tarafından kabul edilmektedir.

Yüksek petrol fiyatlarının ve 2008-09'da elektrik fiyatlarında yapılan önemli düzeylerdeki ayarlamaların kabulünde, Türkiye'nin 2002 yılından itibaren kaydettiği ekonomik büyüme performansı ve buna paralel olarak hanehalkı gelirlerinde yaşanan ve fiyat artışlarının yol açtığı yükü hafifleten göreceli artışlar kolaylaştırıcı bir rol oynamıştır.

Devletin en az 22 ayrı sosyal destek mekanizması bulunmaktadır. Uygulamadaki tek hedefli enerji sübvansiyonu belediye düzeyinde düşük gelirli hanehalklarına ücretsiz kömür dağıtımdır. Hükümet düşük gelirli tüketicilerce elektrik ve gaz faturalarının ödenmesine yönelik hedefli bir sosyal destek uygulamamıştır. Hanehalkları elektrik tüketiminde küçük (yaklaşık yüzde 20) ve gaz tüketiminde daha da az bir paya (doğrudan veya elektrik yoluyla) sahip olduğu için, düşük gelirli hanehalklarına sağlanacak olan doğrudan destek, halihazırda doğal gaz toptan satış fiyatında genel bazda uygulanan sübvansiyondan daha az maliyetli olurdu. Meskenler için uygulanan elektrik fiyatlarındaki enerji tarifesi şu anda mesken dışı elektrik tüketicileri için uygulanan fiyatlara göre daha yüksektir. –Bu uygulama, tüketicilerin serbest tüketici haline geldiklerinde tedarikçilerini değiştirmeye teşvik edecek bir faktördür.

Hükümetin temel ekonomik kaygısı enerji fiyat artışlarının hanehalkları üzerindeki etkisinden ziyade, enflasyon ve Türk sanayiinin rekabet gücü üzerindeki etkisi yoluyla ekonomi üzerindeki etkileridir. Ekonomi politikalarına esas değerlendirmenin,, enerji fiyat ayarlamalarının ekonomik büyümeyi ve hanehalkı gelir artışlarını tehlikeye atmadığı sürece devam edebileceği yönünde olduğu görülmektedir. Enerji fiyat ayarlamalarının kalkınmanın kaçınılmaz bir maliyeti olarak kabul edildiği görülmektedir. Öte yandan, bu kabullenme tüm hanehalklarının enerji faturalarını rahatlıkla ödeyebildikleri anlamına gelmemektedir, dolayısıyla düşük gelirli hanehalklarına yönelik hedefli sosyal destek ve enerji verimliliği programlarının uygulanması düşünülebilir.

2.1.9 Sonuç: Türkiye'nin Enerji Reformlarının Sonuçları

Enerji reformları, Türkiye'nin hızla büyüyen ekonomisinden ve gelirleri hızla artan hızlı büyüyen nüfusundan kaynaklanan talebi karşılamak için gereken arz güvenliğini sağlamıştır.

Türkiye'nin enerji reformlarından çıkarılan ana dersler bu bölümün sonundaki Tablo-1'de özetlenmektedir. Çıkarılan bu dersler ve Türkiye'nin başarıları, Türkiye'nin 2001 yılında uygulamaya başladığı rekabetçi elektrik ve gaz piyasası modeli doğrultusunda yaşadığı dönüşümün ortaya konulduğu önceki bölümlerde tartışılmıştır. Tartışma temel olarak elektrik sektörü üzerinde odaklanmaktadır; gaz sektöründe kaydedilen ilerleme daha sınırlı olmuştur ve enerji reform zorluklarının tartışıldığı Bölüm 2.2'de daha ayrıntılı olarak ele alınmıştır.

Enerji güvenliği büyük yatırımlar yoluyla sağlanmıştır. 2001 yılından bu yana yatırımların büyük bir bölümü devlet garantisi olmadan ve elektrik ve gaz piyasalarının güçlü yönlerine dayalı olarak özel sektör yatırımcıları tarafından yapılmıştır. Bu durum Türkiye'nin mali ve dış dengelerin korunması çabalarına yardımcı olmuştur.

Enerji güvenliği, enerji reformları sayesinde Türkiye'nin birinci enerji bileşiminin çeşitlendirilmesi yoluyla sağlanmıştır:

- Ulaştırma sektörünün petrol ürünlerine olan bağımlılığı devam etmektedir, ancak elektrik üretiminde petrol kullanımı neredeyse ortadan kaldırılmıştır ve sanayideki kullanımı da azaltılmıştır;
- 1987 yılında doğal gaz kullanımı neredeyse sıfır düzeyinde iken, 20 yıl içerisinde özellikle elektrik üretiminde olmak üzere (neredeyse yüzde 50'lik bir paya sahiptir) önemli bir enerji kaynağı haline gelmiştir;
- EÜAŞ'ın hidroelektrik üretim kapasitesini tamamlayıcı olarak özel sektör yatırımları çekilebilmiştir ve 2005 yılında Yenilenebilir Enerji Kanununun çıkarılmasından sonra diğer yenilenebilir enerji yatırımlarında da özel sektör öncü hale gelmiştir; ve
- Önümüzdeki on yıllık dönemde işletmeye alınacak iki büyük nükleer güç projesine yönelik sözleşmelerin imzalanması ile birlikte, çeşitlendirmeye yönelik büyük bir adım daha atılmıştır.

Büyük ölçüde piyasaya dayalı ve maliyetleri yansıtan enerji fiyatlarının uygulanmasına neden olan enerji reformları, enerjinin daha verimli kullanımını ve bu sayede enerji güvenliğini desteklemiştir. Artan enerji verimliliği talep artışının kontrol altına alınmasına ve sadece enerji güvenliğinin değil aynı zamanda Türkiye'nin genel anlamda rekabet gücünün artırılmasına yardımcı olmuştur.

Türkiye'nin reform uygulamasındaki başarısının "sırrı" (a) birbirini takip eden hükümetler, (b) kamu kurumları ve kamuya ait şirketler ve (c) Türk yatırımcılar ve çoğunlukla Türk olan finansörleri arasındaki üç yönlü işbirliği ve risk paylaşımında yatmaktadır.

Tablo 1. Türkiye'nin Enerji Reformlarından Çıkarılacak Başlıca Dersler

Reform Özellikleri	Türkiye'deki Uygulama	Başka Ülkelerde Uygulanabilirlik
Yasal çerçeve	Elektrik ve Doğal Gaz Piyasası Kanunları, Yenilenebilir Enerji Kanunu	Yasal sistemin ve bağımsız bir yargının işleyişi.
Düzenleyici çerçeve	EPDK	Bağımsızlık ve profesyonellik, hükümet kararlılığı ve desteği ve yetkin profesyoneller gerektirir.
Merkezi elektrik piyasası	PMUM, yakında EPIAŞ	Çok sayıda alıcı ve satıcı gerekir. Küçük ülkeler/sistemler için bu bölgesel piyasa çözümleri yoluyla sağlanabilir.
Piyanın başlatılması	Sanayi sektöründeki otoproduktörler de dahil olmak üzere üretim faaliyetinde bulunan kamu şirketleri ve mevcut özel şirketler	Kamu şirketlerinin piyasaya satış yapması konusunda istekli olma.. Piyasa Dışı veya başka özel sektör üretim kapasitesinin mevcudiyeti.
Mevcut uzun vadeli sözleşmelerin ele alınması	PMUM'a paralel olarak TETAŞ (sözleşmeler ve piyasa paralel olarak).	Geçiş dönemi araçlarının mevcudiyeti ve kapasitesi.
Reform adımlarının sıralandırılması	Dağıtım özelleştirmesinden önce ilk üretim yatırımları, dağıtımın özelleştirilmesine paralel olarak büyük üretim yatırımları; daha sonraki aşamada üretimin özelleştirilmesi. Bunlara paralel olarak merkezi platformların oluşturulması; piyasaya dayalı üretim şirketleri için PMUM ve garantili bağımsız enerji üreticileri için TETAŞ.	Hükümetin reform mevzuatını ve stratejisini uygulama kararlılığının güvenirliliği. Geçiş dönemi araçlarının mevcudiyeti ve kapasitesi.
Yeni uzun vadeli sözleşmelerin mevcudiyeti	Henüz süresi bir yıldan uzun sözleşme yok. Borsa İstanbul finansal araçlar sunacak.	Piyanın uzun vadeli sözleşmeler olmaksızın yatırımcıları ve finansörleri çekme gücü
Toptan satış piyasa fiyatı	Arz ve talebe dayalı olarak PMUM'da belirleniyor. Buna paralel olarak TETAŞ.	Fiyat kontrolleri yerine piyasa fiyatlarını kabul etme istekliliği.
Piyasa katılımcılarının oyunlarına/fiyat manipülasyonlarına karşı etki azaltma	Devlet TETAŞ ve EÜAŞ yoluyla toptan satış piyasasında önemli bir mevcudiyete sahip ve olmaya devam edecek. EPDK ve rekabet Kurumu manipülasyon iddialarını soruşturabiliyor.	Kamu kurumlarının gücü, kamu üretim/tedarik şirketlerinin piyasa payı.
Perakende piyasa fiyatı	Geçici bir mekanizma olarak EPDK tarafından işletilen maliyete dayalı fiyatlandırma mekanizması. Şebeke hizmetlerinin EPDK tarafından sürekli bazda düzenlemeye tabi tutulması.	Toptan satış fiyatlarının yansıtılması da dahil olmak üzere maliyetlerin karşılanmasını kabul etme istekliliği.
Yenilenebilir enerjinin geliştirilmesi	Temel olarak işleyen bir merkezi elektrik piyasasına dayandırılmıştır; teknolojiye özgü tarife garantileri ilave rahatlık sağlıyor. Gün içi piyasası büyük çaplı yenilenebilir enerji girişini kolaylaştıracak.	İşleyen bir toptan satış piyasası gerekli.
Dağıtımın özelleştirilmesi	Yasal ve düzenleyici çerçeve ve kurumlar. Özelleştirme İdaresi Başkanlığı, EPDK, Danıştay.	Hükümet kararlılığı gerekli, ancak aynı zamanda sağlam yasal ve düzenleyici çerçeve ve kurumlar da gerekli
İş ortamı	Köklü yerel şirketler ve yüksek risk iştahına sahip i müstakbel yeni giriş yapacak yerel şirketler. Yabancı şirketler mevcut ancak enerji sektörü yabancı katılımına bağımlı değil.	Yerel işletmelerin mevcudiyeti, büyüklüğü ve risk iştahı.
Bankacılık sektörü	Güçlü yerel bankacılık sektörü (köklü bankacılık sektörü reformu sonrasında). Yabancı bankalar mevcut ancak büyük ölçüde yerli bankalar aracılığıyla.	Yerel bankaların mevcudiyeti, büyüklüğü ve risk iştahı.
Sermaye piyasası	Borsa İstanbul (büyük bir borsa), yerli ve yabancı yatırımcılar.	Yatırımcıların mevcudiyeti, büyüklüğü ve risk iştahı.
Ekonomik büyüme	Ekonomiyi sürdürülebilir büyüme ve vatandaşların refahı ekseninde ve seçimlerde başarılı olmak için yöneten hükümetler.	Siyasi istikrar, hükümetlerin yakın gelecekte ve mevcut sorunlardan öteye bakabilmesi.
Ekonomik büyüme ve vatandaşların refahı için enerji güvenliği	2001 ekonomik krizi sonrasında başarılı bir toparlanma ile kaydedilen hızlı ekonomik büyüme ve artan enerji talebi.	Şimdi/yakın gelecekte veya orta/uzun vadede enerji güvenliği risk altında mı?
Mali denge	Şarta bağlı yükümlülüklerin kontrol altına alınması yönündeki kararlılık.	Mali durum. Devlet bütçesinin şarta bağlı yükümlülükleri taşıyabilme yeteneği.
Cari hesaplar dengesi	Yüksek enerji ithalat bağımlılığı. Cari açıkların düşürülebilmesi için enerji ithalat faturasını kontrol altına alma ihtiyacı.	Yurt içinde enerji kaynaklarına sahip olma. Ülkenin ithalat faturasında enerjinin payı.
Avrupa Birliği	Katılım hedefi Türkiye'nin kendi modernizasyon süreci için çıpa oluşturuyor.	Etkili harici reform itici güçlerinin mevcudiyeti.
Bölgesel entegrasyon	Türkiye açısından daha fazla enerji güvenliği sağlanması ve bölgede ve Avrupa'da enerji güvenliğine katkıda bulunulması için bölgesel bir enerji terminali olma potansiyeli (özellikle gaz için).	Entegrasyonun coğrafi ve jeopolitik uygulanabilirliği.
Enerji fiyat ayarlamalarının kamuoyunda kabulü	Fiyat ayarlamaları ekonomik büyümenin ve kalkınmanın kaçınılmaz bir parçası olarak kabul edildi. Elektrik ve gaz fiyat ayarlamaları öncesinde hanehalkı gelirlerinde artış sağlandı. Düşük gelirli tüketiciler için hedefli sosyal destek yok.	Ekonomideki ve hanehalkı gelirindeki büyüme ve artış beklentileri. Düşük gelirli tüketiciler için etkili sosyal destek mekanizmalarının mevcudiyeti.

2.2 Genel Bakış Bölüm 2: Enerji Reformu Önündeki Zorluklar

Geçmişteki başarı önümüzdeki yolu göstermeye yardımcı olabilir ancak gelecekteki başarıyı garanti etmez. Türkiye ekonomisi büyümeye devam ediyor. Özellikle elektrik enerjisi olmak üzere enerjiye olan talep artmaya devam ediyor. Enerji sektörünün, Türkiye'nin büyümesi ve kalkınması ve vatandaşlarının refahı için gerekli olan arz güvenliğini sağlama konusundaki zorlukları aşması gerekecektir. Şu anda hükümetin önündeki sorunlardan bazılarını halletmek geçtiğimiz on yıllık dönemde olduğu kadar zorlu olabilir. Türk yatırımcılar ve çoğunlukla Türk olan finansörleri büyük miktarlarda yatırım yapmışlar ve çok şey öğrenmişlerdir, ancak heyecanları eskisi kadar çok değildir. Risk alma kapasiteleri artarken, risk anlayışları da gelişmiştir. Enerji piyasasındaki serbestleşmenin devam etmesini ve enerji sektöründeki şeffaflığın ve yönetişimin iyileşmesini ve gelişmeye devam etmesini bekliyorlar.

Reformun elektrik sektörüne göre çok daha geri kaldığı ve arz güvenliğinin risk altında olduğu gaz sektöründe durum daha kritiktir. Bununla birlikte, elektrik üretiminde en büyük paya doğal gazın sahip olduğu düşünüldüğünde, gaz sektöründeki sorunlar, şu anda arz fazlası bulunsa bile elektrik sektörünü de doğrudan etkileyecektir. EPDK'daki, enerji KİT'lerindeki ve enerji Bakanlığı'ndaki yönetim sorunları tüm enerji sektörünü etkilemektedir.

Türkiye'nin 2014 yılı için ekonomik büyüme oranı yüzde 2,9 olarak tahmin edilmektedir. Dünya Bankası Türkiye ekonomisinin 2015-17 döneminde yıllık ortalama yüzde 3,0 ile yüzde 3,5 aralığında büyümeye devam edeceğini tahmin etmekte, bununla birlikte Avrupa'da devam eden yavaş büyüme ve jeopolitik gerilimler gibi aşağı yönlü risklere dikkat çekmektedir. 2014 yılının ortalarından bu yana petrol fiyatlarında yaşanan düşüş ve gaz ithalat fiyatlarında devam eden düşüş 2015 yılında büyümeyi hızlandırabilir ve cari açık ile enflasyonu düşürebilir.

Öte yandan, Türkiye'deki öngörülemez iş ortamı ile kilit ekonomi kurumlarının güçlülüğü hakkındaki endişeler yerli ve yabancı yatırımcılar için caydırıcı bir rol oynamaktadır. Bu endişeler arasında elektrik ve gaz piyasalarındaki iş ortamı ile enerji sektöründeki kilit kamu kurumlarının gücü de yer almaktadır. Türkiye'nin enerji reformlarının başarısını açıklayan üç yönlü işbirliğinin yeri doldurulamaz nitelikteki üçüncü unsuru olan Türk enerji yatırımcıları ve çoğunlukla Türk olan finansörleri, — enerji piyasası gelişiminin devamı ile EPDK, enerji KİT'leri ve Enerji Bakanlığı'ndaki operasyonel özerklik ve şeffaflık konusunda endişe duymaktadırlar. Bu genel bakışın birinci bölümünde açıklanan kayda değer başarılarla rağmen, eğer Türkiye büyük çaplı -ve uzun vadede sürdürülebilir olmayan- devlet desteği mekanizmalarına tekrar başvurmak zorunda kalmadan elektrik ve gaz arz güvenliğini sağlamaya devam etmek istiyorsa, enerji sektöründeki reformların sürmesi gerekecektir.

Bu enerji sektörü incelemesinde geniş anlamda üç enerji reform zorluğu vurgulanmaktadır:

- Doğal gaz piyasası reformu,
- Elektrik piyasasının daha fazla geliştirilmesi, ve
- Enerji sektöründeki yönetim sorunları.

Bu hususların her biri aşağıdaki bölümlerde tel tek ele alınmaktadır.

2.2.1 Doğal Gaz Piyasası Reformu

Gaz piyasasında –BOTAŞ'ın fazla sözleşmelerinden kaynaklanan- kısa süreli bir arz fazlasının ardından, talep tekrar sözleşmeye bağlanan ithalat miktarlarını yakalamaktadır. Yıllık yaklaşık 47 milyar metreküp düzeyindeki mevcut gaz talebi, sözleşmeye bağlanmış toplam arz miktarı olan 52 milyar metreküpe yaklaşmış durumdadır. Gaz talebi soğuk kış aylarında mevcut arzı aşmakta ve bu durum arz kesintilerine yol açmaktadır. BOTAŞ hükümet desteği ile kısa süre önce Azerbaycan ile ilave arz sağlayacak bir sözleşme imzalamıştır ve bu sözleşme ile 2018 yılına kadar Türkiye'nin sözleşmeye bağlanmış gaz arzına yaklaşık 6 milyar metreküp gaz eklenecektir. Gaz fiyatları, yeni botu hatları ve ilave gaz alımı hakkında Rusya ile müzakereler devam etmektedir. Kısa vadeli açıkların kapatılabilmesi için spot ithalat dahil olmak üzere LNG ithalatına ihtiyaç duyulacaktır. Mevcut sözleşmeler sona erdikçe yeni kaynaklardan ve yeni arz güzergahlarından ilave gaz arzının sağlanması gerekecektir. Gaz dağıtımının özelleştirilmesinde ve gaz kullanımını

yaygınlaştırma programında kaydedilen çarpıcı ilerlemenin aksine, gaz piyasasının gelişimi elektrik piyasası gelişiminin oldukça gerisinde kalmıştır. 2001 yılında çıkarılan Doğal Gaz Piyasasının Kanununun değiştirilmesi ile başlanarak, ulusal gaz şirketi BOTAŞ'ın ayrıştırılması ve BOTAŞ tarafından maliyet esaslı enerji fiyatlandırma mekanizmasının tutarlı bir şekilde uygulanması gibi adımlar yoluyla orta ve uzun vadede gaz arz güvenliğinin sağlanması için kapsamlı bir dizi önleme ihtiyacı duyulmaktadır. Gaz ithalatında özel sektörün payının artırılması, Türkiye'nin bölgesel bir enerji merkezi haline gelme iddiasını gerçekleştirebilmesi ve gaz arz güvenliğinin korunması ve geliştirilmesi için bu önlemlere ihtiyaç duyulmaktadır.

Beş konuyu kapsayan bir önlemler paketi gaz piyasasının gelişimini daha ileri aşamalara taşıyabilecektir:

1. Özel sektör tarafından gaz ithalatının kolaylaştırılması;
2. BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılması;
3. BOTAŞ tarafından maliyetleri yansıtan ve şeffaf bir toptan satış gaz fiyatlandırması yapılması;
4. Merkezi bir gaz ticaret platformunun oluşturularak BOTAŞ'ın kademeli olarak bu platform üzerinden gaz ticareti yapmasının sağlanması; ve
5. Şebeke darboğazlarının azaltılması ve depolama kapasitesinin artırılması.

2.2.1.1 Doğal Gaz Piyasası Kanununun Değiştirilmesi

Hükümet Doğal Gaz Piyasası Kanununda değişiklik yapılmasını öngören bir kanun tasarısını TBMM'ye sunmuştur. Ancak kanun tasarısında yukarıda belirtilen beş reform önleminde bazıları yer almakla birlikte bunların formülasyonu önemli belirsizlikler ortaya koymaktadır:

- Değişiklik tasarısı BOTAŞ dışındaki şirketler üzerindeki gaz ithalat kısıtlamalarını ortadan kaldıracaktır; bu kısıtlamalar şu anda BOTAŞ'ın gaz alım anlaşması imzaladığı ülkelerden ithalat yapılmasını yasaklamaktadır. Bu değişiklik özel sektör tarafından uzun süredir istenmektedir. Ancak, (a) değişiklik tasarısı müstakbel ithalatçıların Enerji Bakanlığı'ndan onay alma koşulunu getirmektedir (LNG ithalatı dahi bu koşuldandır muaf değildir) ve (b) BOTAŞ gaz arz güvenliğinin tehlikeye düşmesi halinde veya ihracat amacıyla yeni boru hattı gaz ithalat sözleşmeleri yapabilecektir (Bakanlar Kurulu'nun onayı ile). Bu hükümler özellikle Türkiye'nin uzun süredir ithalat yaptığı Rusya ve Azerbaycan gibi ülkelerdeki gaz üreticileri ile ilişkili olmayan şirketler olmak üzere özel sektör girişimleri için caydırıcı olabilir.
- Değişiklik tasarısı, 2001 yılında çıkarılan kanunda yer alan BOTAŞ'ın gaz ithalatındaki payının yüzde 20'ye düşürülmesi hedefini korumaktadır. 2001 yılında çıkarılan kanunda bu hedef için belirlenen yıl 2009 olmasına rağmen, 2009 yılına kadar kaydedilen ilerleme marjinal düzeyde kalmıştır ve BOTAŞ'ın piyasadaki payı halen yüzde 80'ler seviyesindedir. Değişiklik tasarısında bu hedef için herhangi bir son tarih belirlenmemiştir.
- Değişiklik tasarısı gaz iletim, depolama ve LNG faaliyetlerinin BOTAŞ'tan ayrılarak biri gaz iletim şebekesi ve işletme faaliyetleri için, diğer gaz depolama ve LNG terminalleri ilişkin faaliyetler için olmak üzere iki ayrı şirket kurulmasını öngörmektedir. Özel sektör uzun zamandan bu yana böyle bir yeniden yapılandırmayı beklemektedir. Değişikliğe göre, bu ayrıştırma süreci kanun yürürlüğe girdikten sonra bir yıl içerisinde tamamlanacaktır.
- Değişiklik tasarısı yeni kurulacak Enerji Piyasası İşletme Anonim Şirketinin (EPIAŞ) faaliyet alanının genişletilerek elektriğin yanında gaz piyasası işletmecisi olarak da faaliyet göstermesini öngörmektedir. 2013 yılında çıkarılan Elektrik Piyasası Kanununda öngörüldüğü şekilde, EPIAŞ şu anda kuruluş aşamasındadır. Ancak, değişiklik tasarısında şirketin faaliyet alanının gaz piyasasını da içerecek şekilde genişletilmesinin ne zamana kadar yapılacağı belirtilmemektedir.

Bu gözlemlere karşın, önerilen DGPK değişiklikleri rekabetçi bir doğal gaz piyasasının oluşturulması yönünde önemli bir adım teşkil edecektir.

2.2.1.2 BOTAŞ

BOTAŞ öngörülebilir gelecekte en büyük gaz ithalatçısı olmaya devam edecektir. Türkiye'deki gaz talebi arttıkça ve BOTAŞ'ın mevcut ithalat sözleşmelerinin süresi sona erdikçe yeni alım sözleşmeleri imzalamadığı takdirde, zaman içinde BOTAŞ'ın piyasa payı giderek azalacaktır. BOTAŞ'ın etkili bir şekilde ayrıştırılması, özel şirketlerin BOTAŞ'ın şebeke üzerindeki kontrolü sayesinde piyasadaki konumunu güçlendirdiği yönündeki endişelerinin azaltılmasına yardımcı olacaktır. Özel sektör, hükümetin niyet ve kararlılığının işaretleri olarak DGPK değişikliklerinde, BOTAŞ'ın ayrıştırılmasında ve EPIAŞ'ın bir gaz ticaret platform oluşturmasında kaydedilecek ilerlemeleri (ve EPIAŞ'ın gaz piyasasını da kapsamasından önce EPDK ve BOTAŞ tarafından atılacak hazırlık adımlarını) yakından izleyecektir. Ayrıca; (a) likiditenin geliştirilmesine yardımcı olmak ve (b) hem BOTAŞ'ın ikili toptan satış gaz tedarik sözleşmelerindeki rolünün hem de çapraz sübvansiyon olanaklarının azaltılması için, BOTAŞ'a gaz ithalatının giderek artan bir payının ticaretini yeni EPIAŞ platformu üzerinden gerçekleştirme yükümlülüğü getirilebilir.

2.2.1.3 Toptan Satış Gaz Fiyatlandırması

2001 yılında çıkarılan kanun önerilen şekilde değiştirilse ve yukarıda açıklanan önlemler uygulanırsa bile, BOTAŞ tarafından maliyetleri yansıtan ve şeffaf bir toptan satış gaz fiyatlandırması yapılmadığı sürece gaz piyasası reformu eksik kalacaktır. Fiyatlandırmadaki distorsiyonlar ortadan kaldırılmadan, BOTAŞ ve rakiplerine daha adil bir oyun alanı oluşturacak etkili bir gaz piyasası oluşturulamaz. Gaz ithalat fiyatlarında devam eden düşüş, BOTAŞ'ın 2015 yılında piyasadaki müşterilerine uyguladığı fiyatları önemli ölçüde yükseltmeksizin, toptan satış gaz fiyatlandırmasında bir reform yapılması için fırsat sunmaktadır. Gazprom ile müzakereler ve gaz fiyatlarına ilişkin İran ile olan tahkim davası devam etmektedir. Hükümet ve BOTAŞ her iki süreçten de önemli fiyat indirimleri beklemektedir. 2015 yılında LNG fiyatları boru hattı ile gelen gaz fiyatlarından bile daha yüksek oranda düşebilir. Sübvansiyonlardaki azalmalardan kaynaklı olası fiyat artışlarının yükü, önceden ödenen petrol ithalat vergisi gelirleri yoluyla vergi mükellefleri tarafından değil kullanıcılar tarafından üstlenilmelidir. Düşük gelirli tüketicilere yönelik hedefli bir sosyal destek düşünülebilir.

2.2.1.4 İletim Sistemi Darboğazları ve Gaz Depolaması

BOTAŞ'ın ve halefi olacak gaz iletim şebekesi şirketinin şebeke darboğazlarını gidermelerini istemek, doğal gaz piyasası reformunun en kolay kısmı olacaktır. Piyasa katılımcılarından şebeke yatırım planları hakkında geri bildirim sağlamaları ve en acil ihtiyaç duyulan öncelikli projelere ilişkin önerilerini sunmaları istenebilir. BOTAŞ gaz iletim şebekesi projelerini geliştirme ve uygulama kapasitesine sahip olduğunu göstermiştir. Bu kapasite ayrıştırma sonrasında kurulacak gaz iletim şebekesi şirketine aktarılabilir. Yeni gaz iletim şebekesi işletmecisi aynı zamanda BOTAŞ'ın kısıt yönetimi uygulamalarının şeffaflığını artırarak gaz piyasası gelişimini sağlamak için önemli bir fırsata sahip olacaktır.

Sadece gaz piyasasının işleyişini desteklemek için değil, aynı zamanda arz güvenliğini sağlamak için gaz depolama kapasitesinin önemli ölçüde artırılması da gerekecektir. Türkiye'nin şu anda 2,6 milyar metreküp olan mevcut gaz depolama kapasitesi yıllık gaz tüketiminin sadece yaklaşık yüzde 5'ikadardır. Öte yandan, Avrupa'daki diğer gaz ithal eden ülkelerde, depolama kapasiteleri yıllık tüketimlerinin yaklaşık yüzde 20-30'unu kadardır. Bir milyar metreküp kapasiteli Tuz Gölü gaz depolama projesinin yapımı devam etmektedir ve depolama kapasitesinin daha fazla artırılması için büyük bir kapasite mevcuttur. Doğal Gaz Piyasası Kanununda değişiklik yapılmasına dair kanun tasarısı gaz iletim sistemi, gaz depolama ve LNG terminalleri faaliyetlerinin BOTAŞ'tan ayrılarak iki ayrı şirket kurulmasını öngörmektedir. Başlangıçtan itibaren daha güçlü bir depolama şirketi oluşturulmasına yardımcı olacağından dolayı, TP'nin mevcut gaz depolama tesislerinin ve devam etmekte olan depolama yatırımlarının yeni kurulacak gaz depolama ve LNG terminalleri şirketine devredilmesi hususu değerlendirilmelidir.

2.2.1.5 Türkiye'nin Bir Enerji Merkezi Haline Getirilmesi: Gaz

Türkiye gaz alanında bölgesel bir merkez haline gelme vizyonuna ve potansiyeline sahiptir. Türki-

ye Rusya, Azerbaycan ve İran'dan ithal edilen gazı ülkeye getiren boru hatlarını birbirine bağlayan ülke çapına yayılmış bir gaz iletim şebekesine sahiptir. Türkiye'de halihazırda işler durumda iki LNG terminaline ve ilave terminallerin kurulması için uygun yerlere de sahiptir. Gaz depolama kapasitesi halen düşük seviyededir, ancak önemli bir depolama projesi yapım aşamasındadır ve gelecekte depolama kapasitesinin daha fazla artırılması için büyük bir potansiyel mevcuttur. Türkiye komşusu Irak, İsrail (deniz altı boru hattı yoluyla) ve Türkmenistan gibi ülkeler ile boru hattı gaz ithalat kaynaklarını daha fazla çeşitlendirme potansiyeline sahiptir. Ayrıca, Avrupa şu anda "Güney Koridoru" yoluyla gaz arz kaynaklarını ve güzergahlarını çeşitlendirmeyi amaçlamaktadır –Türkiye bu koridorda Avrupa ile Hazar ve orta Doğu bölgelerindeki potansiyel gaz kaynakları arasında konumlanmaktadır. Güney Koridoru kapsamındaki ilk büyük yatırım, Azerbaycan'daki yıllık 16 milyar metreküp kapasiteli bir gaz üretim projesinden ve Türkiye üzerinden geçen Trans-Anadolu Boru Hattı (TANAP) ile Türkiye'nin batı sınırlarından geçerek Yunanistan, Arnavutluk ve Adriyatik Denizi güzergahı üzerinden İtalya'ya ulaşan Trans-Adriyatik Boru Hattı (TAP) gaz iletim hattı projelerinden oluşmaktadır. BOTAŞ yıllık 6 milyar metreküplük bir sözleşme imzalamıştır ve geri kalan yıllık 10 milyar metreküp gaz TANAP ve TAP üzerinden İtalya'ya ulaştırılacaktır.

Bu boru hatları inşa edildiğinde, Türkiye ilk kez kendi gaz ihtiyaçlarının ötesinde önemli bir boru hattı kapasitesine sahip olacaktır –bu bir gaz merkezi olabilmek için temel bir ön koşuldur. Ayrıca TANAP ile TAP boru hatlarının ilave miktarları kaldırabilecek şekilde genişletilmesi mümkün olacaktır. Öte yandan, TAP işletmeye girişten itibaren yüzde 80'e kadar ters akışa olanak tanıyacaktır.

Hükümetin Türkiye'yi bir enerji merkezi yapma vizyonunu gerçekleştirebilmesi için doğal gaz piyasası reformuna ihtiyaç duyulmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri'nin, İngiltere'nin ve kıta Avrupasının deneyimlerinin gösterdiği gibi, işleyen bir gaz merkezinin oluşturulması –giriş akışları, depolama ve çıkış akışları için yeterli kapasitenin ötesinde– çok sayıda tedarikçi ve tek bir piyasa katılımcısının kontrolü altında olmayan çok sayıda arz kaynağı ve güzergahının mevcut olmasını gerektirir. Kıta Avrupasındaki son deneyimler, gaz merkezlerinin yeni tedarikçilerin Avrupa gaz piyasasına girmelerine nasıl yardımcı olduğunu, nasıl rekabeti sağladığını ve en büyük ve en köklü Avrupalı gaz şirketlerine ve onların yabancı gaz tedarikçilerine bile nasıl piyasa baskısı getirdiğini göstermiştir.

2.2.2 Elektrik Piyasasının Gelişimi

Bu genel bakışın birinci bölümünde tartışıldığı gibi, Türkiye geçtiğimiz on yıllık dönemde iyi işleyen bir elektrik piyasasını adım adım oluşturmuştur. Yasal, düzenleyici ve kurumsal çerçeve, 2001 yılından bu yana, 25.000 MW'ı 2008 yılından itibaren olmak üzere 31.000 MW'ın üzerinde piyasaya dayalı özel sektör üretim yatırımları çekmiş ve bunların gerçekleştirilmesini mümkün kılmıştır. Kamu şirketlerinin toptan satış elektrik arzındaki payı (üretici veya uzun vadeli elektrik alım sözleşmeleri kapsamında alıcı olarak) yüzde 50'nin altına düşmüştür. Merkezi toptan satış elektrik piyasasının şu anda 800'ün üzerinde piyasa katılımcısı mevcuttur. Elektrik piyasası rekabetçi bir yapıdadır ve arz fazlası sağlanmıştır (aslında hidroelektrik üretiminde düşüşe yol açan ciddi bir kuraklık yaşamamış olsaydı 2014 yılında da Türkiye arz fazlası ile karşı karşıya kalacaktı). Bununla birlikte, içinde bulunduğumuz on yıllık dönemin sonundan önce elektrik açığı riskinin önlenmesi amacıyla şu anda tereddütlü olan özel sektör yatırımcılarını yatırım faaliyetlerini geç olmadan tekrar başlatmaya ikna edebilmek için piyasa geliştirme çabalarının sürdürülmesi gerekmektedir.

Dört konuda genel önlemler içeren bir önlemler paketi elektrik piyasasının gelişimini daha ileri aşamalara taşıyabilecektir:

1. Doğal gaz piyasası reformu;
2. EPIAŞ'ın kurulması ve finansal ticaret ve risk yönetim araçlarının geliştirilmesi;
3. TEİAŞ'ın operasyonel ve finansal açıdan güçlendirilmesi; ve
4. EPDK kararları, TEİAŞ'ın kısıt yönetimi, TETAŞ ve EÜAŞ'ın piyasa faaliyetleri ile hükümetin TETAŞ ve EÜAŞ ile ilgili operasyonel ve finansal hedefleri konularında şeffaflık.

2.2.2.1 Doğal Gaz Piyasası

Doğal gazın elektrik üretimi yakıt bileşiminde sahip olduğu önemli rol göz önüne alındığında, doğal gaz piyasası reformu Türkiye'nin elektrik piyasasını geliştirme çabalarının da kilit bir unsurunu oluşturmaktadır. Yeni gaz yakıtlı santral üretim kapasitesine yatırım yapacak müstakbel yatırımcılar ve finansörleri öngörülebilirliğin ve şeffaflığın artırılmasını istemektedirler. Doğal gaz elektrik üretiminde neredeyse yüzde 50'lik bir paya sahiptir. Elektrik piyasasında fiyat oluşumunda gaz yakıtlı santraller belirleyici bir rol oynamaktadır. İyi işleyen bir gaz piyasası elektrik sektöründe yatırımcı güvenini arttıracaktır. Doğal Gaz Piyasası Kanununda yapılacak değişiklikler ve EPIAŞ tarafından merkezi bir gaz ticaret platformunun oluşturulması sonrasında öngörülebilirliğin ve şeffaflığın artması beklenmektedir.

2.2.2.2 EPIAŞ

2013 yılında çıkarılan yeni Elektrik Piyasası Kanunu, TEİAŞ'ın elektrik piyasası işletme faaliyetlerini devralmak üzere yeni bir Enerji Piyasası İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) kurulmasını öngörmüştür. Piyasa katılımcıları bağımsız bir enerji piyasası işletmecisi hedefini oldukça olumlu karşılamıştır: EPDK'nın daveti üzerine 97 şirket EPIAŞ'a hissedar olmuştur. EPIAŞ'ın daha şeffaf bir piyasa işletimi ve hem elektrik hem de gaz için etkili bir enerji borsasının kurulması doğrultusunda önemli bir adım olması beklenmektedir. 2015 yılı içinde gün içi piyasasının uygulamaya konulması beklenmektedir. Piyasa bölme ve talep tarafı katılımı gibi yeni yöntemlerin uygulamaya konulması daha etkili piyasa işletimini destekleyecektir. Borsa İstanbul tarafından finansal ticaret ve risk yönetim araçları geliştirilecek ve işletilecektir.

2.2.2.3 TEİAŞ

Elektrik sisteminin omurgasını oluşturan TEİAŞ, özel üretim şirketlerinin taleplerine ve yük değişimlerini yönetme konularında giderek artan ciddi bir baskı altındadır. TEİAŞ geçtiğimiz 10 yıllık dönemde, çoğu kırsal alanlarda bulunan ve toplam kurulu gücü 35.000 MW'ı aşan yüzlerce yeni üretim tesisinin yeni bağlantı başvurularına zamanında cevap verebilmek için iletim kapasitesini büyütme gibi gerçek bir zorluk ile karşı karşıya kalmıştır. Lisans alan ancak henüz inşa edilmemiş olanlar da dahil olmak üzere, TEİAŞ 100.000 MW'ın üzerinde bir kapasite için bağlantı izinleri verebilmiştir ve yeni üretim projelerinin uygulamasındaki ilerlemeye göre şebekeyi genişletmeye çalışmaktadır.

Özel sektör üretiminin payının artmaya devam etmesi beklenmektedir ve dağıtım tarafı tamamen özelleştirilmiştir; bu durum TEİAŞ'ın üretim ve dağıtım arasında giderek artan zorluklarla karşı karşıya bırakmaktadır. Rüzgar enerjisine dayalı üretim kapasitesinin oluşumu ve giderek artan payı ile yeni ortaya çıkan güneş enerjisine dayalı üretim kapasitesi, TEİAŞ için önemli entegrasyon ve sistem işletme sorunları doğurmaktadır. Daha uzun yapım sürelerine sahip ve dolayısıyla TEİAŞ'a bağlantı taleplerine cevap vermesi için daha uzun bir zaman sağlayabilen, merkezi konumdaki (büyük ölçekli) termik santrallerin aksine rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı üretim santralleri merkezlerden uzak ve dağınık bir yayılım göstermekte olup inşaat süreleri de oldukça kısadır. Kesintili üretim yapan rüzgar ve güneş enerjisine dayalı santraller güvenilir sistem işletimini çok daha karmaşık ve zorlu hale getirmektedir.

TEİAŞ'ın iletim sistemindeki darboğazlar kısıntılara yol açabilmekte, maliyetleri arttırabilmekte, ve bazı üretim şirketlerince piyasa güçlerinin kullanılması endişelerine yol açabilmektedir. Bu sorunlar en çarpıcı olarak gaz arzında sıkıntı olduğunda görülebilmekte ve, elektrik iletim sistemindeki kısıtlar nedeniyle daha düşük verimlilikle gaz santrallerinin zorunlu kullanımı ve en yüksek verimlilikle santrallere gaz tedarik kısıtlamalarına yol açabilmektedir. TEİAŞ'ın şebeke kısıt yönetiminde daha fazla şeffaflığa ihtiyaç duyulmaktadır.

TEİAŞ'ın mevcut kurumsal yapısı orta ve uzun vadede sürdürülebilir olmayabilir. TEİAŞ'ın finans, satın alma, karar verme, şeffaflık ve personel işe alma tutma alanlarındaki kısıtlarına ilişkin tespitler üzerinde geniş bir uzlaşma mevcuttur. Eğer kamu iktisadi teşebbüslerinin yönetimi alanındaki genel reform programında ilerleme beklenmiyor ise, TEİAŞ'ın operasyonel kapasitesinin ve finansal gücünün artırılmasına yönelik çözüm için TEİAŞ'a yeterli özerklik sağlayacak özel bir kanun çıkarılmasını gerekebilir.

2.2.2.4 Türkiye'nin Bir Enerji Merkezi Haline Getirilmesi: Elektrik

Fransa'dan Finlandiya'ya kadar uzanan Batı ve Kuzey Avrupa ülkeleri elektrik piyasalarını entegre etmişlerdir. Bu entegrasyon süreci Bölgeler Arası Fiyat Eşleştirmesi (Price Coupling of Regions-PCR) adı verilen bir proje ile yönetilmekte ve bir Çok Bölge Eşleştirme (MRC) anlaşması ile düzenlenmektedir. (PCR, 7 Avrupa elektrik merkezi pazarının (exchange) ortak girişimidir ve gün öncesi piyasalarında fiyat belirlemede ortak bir çözüm kullanımının ve elektrik ticaretinde sınır aşan hat kapasitelerinin tahsisinin Avrupa çapında yapılabilmesini sağlamayı amaçlamaktadır). Romanya, Macaristan, Çek Cumhuriyeti ve Slovakya kendi piyasalarını eşleştirmişlerdir ve Batı ve Kuzey Avrupa piyasa eşleştirmesine katılmak istemektedirler. Bulgaristan'ın yeni piyasa işletmecisi olan Bağımsız Bulgaristan Enerji Borsası (IBEX) Avrupa piyasa eşleştirmesine katılmak istemektedir. EPIAŞ'ın PCR algoritmasını uygulaması yoluyla –ve Avrupa elektrik sistemi ile yeterli enterkonneksiyonların mevcut olmasına bağlı olarak– Türkiye yeni ortaya çıkan Avrupa çapındaki elektrik piyasasına katılma potansiyeline sahip olacaktır. Bu Türkiye için önemli bir fırsattır.

Şimdiye kadar entegrasyon enterkonneksiyon üzerinde odaklanmıştır ve bu amaçla yapılması gereken çalışmalar Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı (ENTSO-E) tarafından idare edilen Avrupa elektrik sistemi ile senkronizasyon gerektiği için esas olarak TEİAŞ'ın sorumluluk alanına girmiştir (elektrik üretim santrallerinin kontrol sistemlerinin geliştirilmesi dışında). Bu süreç tamamlandığı ve TEİAŞ ENTSO-E'nin ortak üyesi haline geldiği için, mevcut enterkonneksiyon tam kullanıma sokulabilir. Türkiye–ENTSO-E enterkonneksiyonunun daha fazla güçlendirilmesi, Türkiye'nin Avrupa piyasası ile ticaret fırsatlarından daha fazla yararlanmasına yardımcı olabilir. TEİAŞ sisteminin ülkenin kuzeydoğu bölgesindeki iletim sistemi sınırlamaları, Türkiye'nin Gürcistan ile olan mevcut enterkonneksiyonunun kullanımını kısıtlamaktadır. TEİAŞ'ın diğer komşu ülkeler ile olan sistem enterkonneksiyonları sınırlı kapasiteli bağlantılardır, ada işletme modundadır ya da işletmede değildir. (Bu bağlantıların geliştirilerek potansiyelin kullanılması ve ticaretin artırılması da jeopolitik gelişmelere bağlıdır.)

2.2.2.5 TETAŞ ve EÜAŞ

EÜAŞ'ın kendi santrallerinde doğrudan ürettiği veya dolaylı olarak TETAŞ'ın YİD/Yİ modelli üretim santrallerinden satın aldığı elektrikten oluşan kamunun elektrik üretimindeki payının azaltılması, elektrik piyasasının geliştirilmesi ve serbestleştirilmesi için yararlı olacaktır. TETAŞ'ın YİD/Yİ üretim şirketleri ile olan sözleşmeleri 2017 ile 2021 yılları arasında kademeli olarak sona erecektir. Bunların yerini 2020'li yıllarda yıllık ortalama 1.000 MW'lık bir artışla devreye alınması beklenen nükleer santral projelerinden elektrik alımları olacaktır.

Bununla birlikte, Türkiye'de yeni üretim kapasitesinin büyük bir kısmı piyasaya dayalı özel sektör projelerinden gelmeye devam edecektir. Hükümetin termik santral üretim kapasitesini ve küçük HES'leri özelleştirme programı doğrultusunda –toplam yaklaşık 16.000 MW'lık kapasitenin özelleştirilmesi öngörülmüştür ve bunun 4.000 MW'tan fazlası şimdiye kadar özelleştirilmiş durumdadır- EÜAŞ'ın üretimi azalmaya devam edecektir. EÜAŞ büyük HES'leri elinde tutmaya devam edecektir ve Sinop Nükleer Santral Projesi ile yerli linyit kaynaklarının kullanılmasını amaçlayan santral projeleri gibi stratejik kamu-özel sektör ortaklığı (KÖO) projelerine ortak olması muhtemeldir. Hükümet elektrik sektörü reformunun ve elektrik piyasası serbestleştirmesinin desteklenmesinde EÜAŞ'ı ve özellikle de TETAŞ'ı önemli araçlar olarak kullanmıştır ve bu şirketler piyasa katılımcılarının oyunları/fiyat manipülasyonları gibi girişimlere karşı müdahaleler de dahil olmak üzere elektrik piyasasına yapılacak müdahalelerde hükümetin kullanabileceği araçlar olarak kalmaya devam edecektir. Hükümetin TETAŞ'a ve EÜAŞ'a ilişkin operasyonel ve finansal hedeflerinde daha fazla şeffaf olması, öngörülebilirlik sağlayacak ve hükümetin önümüzdeki yıllarda ve sonrasında TETAŞ ve EÜAŞ'ı nasıl kullanmak istediği ile ilgili piyasa endişelerinin rahatlatılmasına yardımcı olacaktır.

2.2.3 Enerji Sektöründe Yönetişim

2.2.3.1 EPDK

EPDK 2001 yılında bağımsız ve idari ve finansal açıdan özerk bir kamu kurumu olarak kurulmuştur. EPDK kanundan kaynaklanan görev ve yetkilerini, Kurum'un temsil ve karar verme organı olan

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu vasıtasıyla yerine getirmekte ve kullanmaktadır. Kurul EPDK Başkanı da dahil olmak üzere dokuz üyeden oluşmaktadır ve her üye Bakanlar Kurulu tarafından altı yıllık bir görev süresi için atanmaktadır. EPDK'nın operasyonel açıdan özerkliğini sağlamak için, kanun Kurul üyelerinin görev süreleri tamamlanmadan görevden alınamayacaklarını hüküm altına almıştır. Kanun ayrıca EPDK'nın faaliyetlerini enerji sektöründen alınan ücretler ile finanse etmesini öngörerek hükümetten finansal özerkliğini sağlamaktadır. Bu düzenlemeler uluslararası en iyi uygulamalara uygun olmakla birlikte, atamaların ve EPDK'nın özerkliğinin uygulamada zaman zaman zayıflatıldığı yönünde endişeler mevcuttur. Hükümet genel kabul gören ve piyasanın güvenine sahip olan enerji ve finans sektörü profesyonellerini atayarak bu sorunu ortadan kaldirabilir.

Düzenlemeye tabi tarifeler EPDK tarafından belirlenmesine ve TETAŞ, EÜAŞ ve dağıtım şirketleri tarafından uygulanacak fiyatları belirleme için maliyet esaslı fiyatlandırma mekanizması kullanılmasına rağmen; piyasadaki algı enerji fiyatlandırmasının gerçekte EPDK tarafından değil hükümet tarafından yapıldığı yönündedir. Her seferinde enerji fiyat ayarlamalarının veya mali sıkıntıları kabul edilmesine rağmen BOTAŞ'ın fiyat ayarlamalarında yapılan ertelemelerin hükümet tarafından açıklanması bu algıyı güçlendirmektedir.

2013 yılında çıkarılan Elektrik Piyasası Kanununda yer alan, elektrik dağıtım şirketlerinin performansının denetimi sorumluluğunun EPDK'dan alınıp Enerji Bakanlığı'na verilmesi yönündeki hüküm EPDK'nın rolünün azaldığı ile ilgili endişe ve algılara katkıda bulunmuştur. Denetim raporları EPDK'ya gönderilecek olmasına ve nihai kararı verecek makamın EPDK olmasına rağmen, özellikle EPDK'nın kuruluşundan on yıl sonra getirildiği düşünüldüğünde bu oldukça sıra dışı bir düzenlemedir.

Hükümetin özelleştirme programı ile tüm dağıtım sistemi özel şirketlere devredilmiştir. Dağıtım sistemi, hem daha önceden tahsilat oranları düşük olan bölgeleri hem de sosyoekonomik dezavantajları bulunan bölgeleri içermektedir. Kayıp ve kaçak oranlarının olağan dışı derecede yüksek olduğu bölgelerde faaliyet gösteren iki şirket –Van Gölü Elektrik Dağıtım A.Ş. ve Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.- için bile birkaç şirket teklifte sunmuştur. Özel dağıtım şirketlerinin bu bölgelerde büyük zorluklar yaşıyor olmaları şaşırtıcı değildir. Hükümet özelleştirme programını uzun vadeli bir başarı haline getirme konusunda karardır. Özelleştirme sürecinde, hükümet özelleştirilen elektrik dağıtım şirketlerinin yeni özel sektör sahiplerinin hükümetin tam desteğine sahip olacağı hususunda yatırımcılara kararlı bir şekilde ve tekrar tekrar güvence vermiştir. Hükümetin elektrik alanının çok ötesinde hukuk, asayiş ve sosyoekonomik kalkınma gibi alanlara uzanan sorunlara sürdürülebilir çözümler bulma gibi yasal bir sorumluluğa sahiptir. Ancak EPDK'nın dağıtım şirketlerini düzenlemeye tabi tutma yeteneğini sekteye uğratmak bu devlet desteğinin bir parçası olamaz. Eğer hükümet EPDK'nın operasyonel kapasitesi konusunda endişe duyuyorsa, alınması beklenen önlem EPDK'dan bu görevleri almak yerine EPDK'nın yetki ve kapasitelerini güçlendirmek olmalıdır. Dağıtım şirketlerinin denetimi amacıyla Bakanlıkta oluşturulan yeni denetim birimi EPDK'ya taşınmalıdır.

2.2.3.2 Perakende Rekabetinde EPDK-Rekabet Kurumu İşbirliği

Perakende rekabetini arttırmak için, dağıtım şirketleri suni zorluklar yaratmadan serbest tüketicilerin görevli tedarik şirketleri (dağıtım şirketleri ile aynı sermaye grubuna ait olan) dışındaki başka tedarikçilere geçişlerine izin vermelidir. Benzer şekilde, lisanssız üretim tesislerinin yaygınlaştırılabilmesi için, dağıtım şebekelerine ayırım gözetmeyen şekilde üçüncü taraf erişimi gerekir. Bağımsız tedarikçilerin ve tüketicilerin rekabet Kurumu'na yaptıkları başvurulardan, bazı dağıtım şirketlerinin geçişleri önlemek için piyasa güçlerini suiistimal ettikleri ve bağlantı izinlerinde isteksiz davrandıkları yönünde bir endişe olduğu anlaşılmaktadır. Perakende ve dağıtım faaliyetleri yasal olarak ayrıştırılmasına rağmen, mülkiyet ayrıştırması mevcut değildir. Dolayısıyla, bu gibi davranışların önlenmesi amacıyla görevli perakende şirketlerinin ve dağıtım şirketlerinin faaliyetlerinin izlenmesinde EPDK tarafından dikkatli bir şekilde denetleme işlevinin yerine getirilmesi ve EPDK ile Rekabet Kurumu arasında güçlü bir koordinasyonun sağlanması yararlı olacaktır. Ayrıca,

bu geçişlerin potansiyel faydaları hakkında tüketiciler arasında farkındalığın oluşturulabilmesi için EPDK ile tüketici dernekleri arasında yakın bir işbirliği sağlanması faydalı olacaktır.

2.2.3.3 Düşük Gelirli Tüketicilere Yönelik Sübvansiyonlar

Türkiye'deki enerji tüketicilerinin çoğu enerji fiyat ayarlamalarını ekonomik kalkınmanın kaçınılmaz bir maliyeti olarak kabullenmiştir. Bununla birlikte, bu kabullenme tüm hane halklarının enerji faturalarını rahatlıkla ödeyebildikleri anlamına gelmemektedir. Türkiye genelinde kısa süre önce yapılan bir etki değerlendirmesinde, Türkiye'deki hanehalklarının çoğunun fiyat artışlarına rağmen elektrik faturalarını ödeyebildiklerini görülmüştür. Ancak, düzenli aylık geliri olmayan evsel tüketicilerin, kırsal hanehalklarının ve geçimleri elektrik kullanımına dayalı olabilecek tüketicilerin (sulama için elektrikli su pompası kullanan çiftçiler veya küçük kentsel işletmeler gibi) elektrik fiyatlarındaki artışlara karşı kırılgan olduklarını ortaya koymuştur. Düşük gelirli tüketicileri hedefleyen sosyal destekler ve enerji verimliliği programları elektrik ve gaz piyasalarındaki genel serbestleştirme sürecini destekleyecektir ve hükümetin sosyal yardım mekanizmalarında yapmayı planladığı gözden geçirme kapsamında bu husus değerlendirilebilir.

Düşük gelirli tüketicilerine yönelik hedefli sosyal destek ve enerji verimliliği programları, özelleştirilen bazı elektrik dağıtım şirketlerinin halihazırda yaşadığı zorluklar için geliştirilecek çözümün ayrılmaz bir parçası olarak düşünülebilir. Sosyal destek, şirketlerin kendilerinin geliştirecekleri esnek ve yenilikçi önlemlerin bir ikamesi değildir. Bazı şirketlerin geçmiş borçların affedilmesi, sabit aylık ödemeler, taksitli ödeme, vs. gibi uygulamaları denedikleri bildirilmektedir. Ancak, bazı mahalle ve köylerin elektrik hizmetinin "toptan" kesildiği ve buralarda faturalarını ödeyen kişilerin de ödeme isteğinin azaldığı yönünde bildirimler de yapılmıştır.

Hedefli sosyal destek gaz dağıtımında önümüzdeki dönemde gerçekleşecek olan daha "düzenli" tarifelere geçişi de kolaylaştıracaktır. EPDK'nın dağıtım lisansları için düzenlediği oldukça rekabetçi lisans ihalelerinde kazanan şirketlerin çoğu ilk sekiz yıllık tarife dönemi için çok düşük dağıtım ücretleri teklif etmişler ve bazı durumlarda başlangıçta alınan bağlantı ücreti dışında hiçbir ücret talep etmemişlerdir. EPDK şu anda ikinci tarife dönemine ilişkin tarifeler üzerinde çalışmaktadır ve bu tarifelerde dağıtım hizmetinin maliyetinin yansıtılabilmesi için artık dağıtım ücretlerinin kaçınılmaz olarak artırılması gerekebilecektir.

2.2.3.4 Şeffaflık

Küçük ve orta ölçekli yenilenebilir enerji projeleri de dahil olmak üzere büyük ölçekli yenilenebilir enerji yatırımları kaçınılmaz olarak kendi içlerinde önemli çevresel ve sosyal etkilere sahiptir. Başvuruda bulunanların sayısının çok olması zaman zaman çevresel etki değerlendirme ve proje onay süreçlerinde tıkanmalara yol açmıştır. Yatırımcılar prosedürlerin karmaşıklığından, gecikmelerden ve şeffaflığın olmamasından şikayet etmiştir. Çevreciler ve vatandaşlar ise, çevresel izin ve ruhsat prosedürlerinin/kılavuzlarının tutarsız bir şekilde uygulanması ve verilen kararların kamuoyuna duyurulmasındaki yetersizlikler ile ilgili endişelerini ifade etmişlerdir. Süreçte daha fazla şeffaflığa ve (sonucu ister onay ister ret olsun) kararların açık bir şekilde gerekçelendirilmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Nükleer enerji bakımından ise, konunun nükleer güvenlik ve atık bertarafı gibi ilave boyutları kamuoyunun bilgilendirilme talebinin yeterince karşılanmadığı alanlardır.

Türkiye'nin büyüyen ekonomisi ve artan nüfusu daha fazla enerji gerektirmeye devam edecektir. Türk yatırımcılardan ve çoğunlukla Türk olan finansörlerinden beklenen yatırımları güvence altına alabilmek için karmaşık reformlara ve önlemlere ihtiyaç duyulmaktadır. Yatırımcılar ve finansörler aynı zamanda piyasa işletiminde (PMUM/EPIAŞ) ve dengeleme, tevzi, kısıt yönetimi ve arz kesintileri de dahil olmak üzere elektrik ve gaz iletim sistemi operasyonlarında (TEİAŞ ve BOTAŞ) daha fazla şeffaflık istemektedirler. Reformlar ve bu reformların çekmeyi amaçladığı yatırımlar için kamuoyu desteği sağlamak esas olarak daha basittir, ancak uygulamada bu desteğin sağlanabilmesi aynı derecede zordur. Sürekli olarak, bıkmadan ve istisnasız olarak bilgi paylaşımı, eğitim, istişare, katılım ve şeffaflık gerektirir; aksi takdirde sürekli kamu desteği sektöre uğrayacaktır. İstatistikî veri toplama ve duyurma faaliyetlerinin iyileştirilmesi, şeffaflığın ve hem piyasa katılımcıları hem de kamuoyu nezdinde güvenilirliğin artırılmasına yardımcı olacaktır.

2.2.3.5 Kamuya Ait Enerji İşletmeleri

Enerji sektöründe kamu iktisadi teşebbüslerinin (KİT) rolü 2001 yılından bu yana önemli ölçüde azalmıştır ve yatırımların çoğu özel sektör tarafından yapıldıkça ve EÜAŞ'ın termik santrallerine yönelik özelleştirme programı tamamlandıkça azalmaya devam edecektir. Bununla birlikte, piyasa payları azalmasına rağmen enerji KİT'lerinin rolü elektrik ve gaz piyasalarının işleyişi bakımından kritik öneme sahip olmaya devam etmektedir. Elektrik iletim sisteminin işletmecisi olan TEİAŞ ile yakında kurulacak olan gaz iletim sistemi işletmecisi ve gaz depolama/LNG terminal şirketi enerji sisteminin bel kemiğini oluşturacaktır. Öngörülebilir gelecekte BOTAŞ en büyük gaz ithalatçısı ve tedarikçisi konumunu sürdürecektir. EÜAŞ ülkedeki en büyük hidroelektrik santrallerin sahibi ve işletmecisi olmaya, dolayısıyla elektrik piyasasında önemli bir oyuncu olmaya devam edecektir. 1990'larda imzalanan elektrik alım sözleşmelerinin süresi birer birer sona erecektir, ancak elektrik ticaret şirketi TETAŞ Türkiye'nin nükleer enerji programındaki rolü sebebiyle önemli bir elektrik alıcısı ve satıcısı olmaya devam edecektir. EÜAŞ nükleer güç santrallerinin en az birinde azınlık hisse sahibi olacak ve TETAŞ ile birlikte piyasada önemli miktarlarda elektrik satacaktır.

Enerji KİT'lerinde yönetim yapısının daha fazla modernleştirilmesi ve kilit enerji işletmelerinin borsaya kaydolması önemli politika öncelikleridir. Şirket olarak kurulmuş olmalarına rağmen, BOTAŞ, EÜAŞ, TEİAŞ ve TETAŞ modern, özerk ve profesyonel bir şekilde yönetilen KİT'lere dönüşme konusunda halen önemli zorluklarla karşı karşıyadır. Kamu İktisadi Teşekkülleri hakkındaki 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararname, Sayıştay Kanunu, Kamu İhale Kanunu ve Enerji Bakanlığı, Kalkınma Bakanlığı ve Hazine tarafından uygulanan bir dizi kontrol yönetim özerkliğini zayıflatmaktadır. Mevzuat uyarınca enerji KİT'lerinin yönetim kurulları bir CEO'dan (Genel Müdür), iki Genel Müdür Yardımcısından (genellikle en kıdemlileri), Enerji Bakanlığı'ndan gelen iki üst düzey yetkiliden (genellikle Müsteşar Yardımcıları) ve Hazine tarafından atanan bir üyeden oluşmaktadır. Yatırım tekliflerinin Yönetim Kurulu, Enerji Bakanlığı ve Kalkınma Bakanlığı tarafından onaylanması gerekmektedir. Hükümet, tamamen EPDK düzenlemesine tabi olmalarına rağmen BOTAŞ ve TEİAŞ'ın şebeke yatırımları için bile onay yetkisine sahiptir. KİT'ler ticari denetçiler yerine, merkezi ve yerel yönetim kuruluşlarının gelirlerini, giderlerini ve varlıklarını Türkiye Büyük Millet Meclisi (TBMM) adına denetlemekten sorumlu bir kurum olarak Sayıştay tarafından denetlenmektedir. KİT'ler ticari satın alma uygulamaları yerine Kamu İhale Kanununu uygulamakla yükümlüdür.

OECD'nin *Kamu İktisadi Teşebbüslerinde Kurumsal Yönetişim İlkeleri*¹¹ KİT yönetim reformları için küresel bir ölçüt niteliğindedir:

- Hükümetlerin, kamu mülkiyetinin amaçlarını, KİT'lerin kurumsal yönetiminde devletin rolünü ve devletin mülkiyet politikasını nasıl uygulayacağını tanımlayan bir kamu mülkiyet politikası geliştirmesi ve yayınlaması istenmektedir.
- Hükümetler KİT'lerin gündelik yönetim faaliyetlerine müdahale etmemelidir. Bunun yerine, tanımlanan hedeflere ulaşabilmeleri için KİT'lere tam *operasyonel* özerklik tanımalı ve yönetim kurullarından ve yönetimlerinden performansları için hesap sormalıdır.

Doğal olarak, enerji KİT'leri faaliyetlerini hükümetin enerji politikaları doğrultusunda ve ülkenin kanun ve düzenlemelerine uygun olarak yürütmeye devam edeceklerdir. Enerji KİT'lerinin yönetim kurullarının ve yönetimlerinin profesyonelleştirilmesi, Enerji KİT'lerinin şirketleri hükümetin gündelik müdahaleleri olmadan yönetebilen ve işletebilen yönetim kurullarına ve idari yapıya sahip olmasına yardımcı olacaktır.

Son yıllarda enerji KİT'lerinin halka arzlar yoluyla Borsa İstanbul'a kote edilmesi tartışılmaktadır. Örneğin Ekim 2014'te hükümetin özelleştirme ve halka arz planları hakkında yapılan bir röportajda bu konu Maliye Bakanı tarafından dile getirilmiştir. Çeşitli ana politika amaçlarını desteklemek üzere bir halka arz programı uygulama potansiyeli mevcuttur. Bu amaçlar arasında (a) yeni yatırımcıların enerji KİT'lerinin yönetim kurullarının ve yönetimlerinin profesyonelleşmesini isteyecekleri beklendiği için enerji KİT'lerinde yönetişimin iyileştirilmesi; (b) doğrudan KİT'lerin performansını iyileştirerek ve dolaylı olarak genel yatırımcı güvenini artırarak elektrik ve gaz piyasasında serbestleşmenin desteklenmesi; ve (c) hükümet için gelirlerin artırılması – ve daha

sonra da yatırım ihtiyaçlarına ve borç/sermaye pozisyonuna bağlı olarak her bir şirket için yatırım kaynaklarının artırılması.

Halka arz programı TEİAŞ ve yeni kurulacak olan gaz iletim sistemi şirketinin (BOTAŞ'ın beklenen ayrıştırılması sonrasında) hisseleri ile başlayabilir. Daha sonra bunları BOTAŞ, EÜAŞ ve TETAŞ takip edebilir. Yeni kurulacak gaz depolama/LNG terminalleri şirketi, faaliyetlerinin ve mali yapısının halka arz için daha cazip hale gelmesi için biraz daha zamana ihtiyaç duyabilir. Petrol sektöründe TP borsada işlem görmek için başka bir önemli adaydır. Daha sonra ileriye yönelik adım adım uygulanacak bir mülkiyet çeşitlendirme ve ticarileştirme programı kapsamında ikincil halka arzlar gerçekleştirilebilir.

Kamu işletmelerinin borsaya açılması bakımından Türk Hava Yolları reformu mükemmel bir yerel referans noktası sunmaktadır: devlet önemli bir hisse oranına sahiptir (%49,12) ve şirket 233 sayılı KHK, Sayıştay Kanununun ve Kamu İhale Kanunu uyarınca uygulanan kontrollerin dışında ticari olarak yönetilmektedir. Enerji sektöründe İtalya deneyimi Türkiye için anlamlı bir referans oluşturabilir: önceden düşünülmesi bile mümkün değil iken petrol ve gaz şirketi ENI, elektrik üreticisi ve tedarikçisi Enel ve iletim sistemi işletmecisi Terna yerel ve uluslararası borsalara açılmıştır (iyi tanımlanmış yönetim politikaları ile) ve İtalyan devleti mülkiyet payını yüzde 50'nin oldukça altına düşürmüştür.

2.2.4 Enerji Reformundaki Sonraki Adımlar

2001 yılından bu yana kaydedilen önemli başarımlara rağmen, eğer Türkiye büyük çaplı -ve uzun vadede sürdürülebilir olmayan- devlet desteği mekanizmalarına tekrar başvurmak zorunda kalmadan elektrik ve gaz arz güvenliğini sağlamaya devam etmek istiyorsa, enerji sektöründeki reformların sürmesi gerekecektir. Reform zorlukları ile ilgili bu inceleme, elektrik ve gaz piyasalarının daha fazla geliştirilmesi ve EPDK ile kilit enerji KİT'lerinin yönetim yapılarının ve işleyişlerinin iyileştirilmesi için bir reform önlemleri paketine ihtiyaç duyulduğu sonucuna ulaşmaktadır.

Hükümet 2009 yılında yayınladığı enerji stratejisini güncellemektedir. Strateji güncellemesi hükümetin güncellenmiş aşamalar ve süreler ile birlikte enerji vizyonunu tekrar ifade etmesi ve aynı zamanda mevcut piyasa katılımcılarını ve müstakbel yatırımcıları Türkiye'nin elektrik ve gaz piyasalarındaki geliştirme ve serbestleştirme süreçlerine dahil etmesi için mükemmel bir araçtır.

Kapsamlı reformlar bir gecede gerçekleşmez ve piyasa katılımcıları ile finansörleri de her şeyin bir gecede olmasını beklemezler. Ancak elektrik ve gaz piyasalarının gelişmelerini sürdürmek ve piyasa katılımcılarına serbestleştirmenin devam ettiği, kamu kurumları ile enerji KİT'lerinin yönetim yapısının iyileştirileceği ve şeffaflığının artırılacağı yönünde güvence vermek için önümüzdeki 12 aylık dönemde önceden "güven oluşturuvcu önlemler" uygulanabilir. Bu önlemler arasında aşağıdakiler yer alabilir:

- Doğal Gaz Piyasası Kanunundaki değişiklikler kabul edilebilir.
- Hükümet gaz ithalat fiyatlarındaki düşüşten yararlanarak BOTAŞ'ı tekrar Maliyete Dayalı Fiyatlandırma Mekanizmasına döndürebilir ve BOTAŞ'ın toptan satış doğal gaz fiyat ayarlamalarını maliyetleri yansıtacak şekilde ve şeffaf olarak yapmasına izin verebilir.
- Düşük gelirli enerji tüketicilerine yönelik bir sosyal güvenlik mekanizmasının geliştirilmesi zaman alacaktır (bütçeden finanse edilen mevcut sübvansiyon mekanizmalarından birisine eklense bile) ancak hükümet böyle bir mekanizma oluşturmaya karar verdiğini açıklayabilir.
- EPIAŞ'ın 2015 içinde tam olarak faaliyete geçebilmesi için EPIAŞ'ın gelişim süreci hızlandırılabilir.
- Enerji Bakanlığı, BOTAŞ ve TEİAŞ, 2015-16 kışında gaz arzı kısıntısı ve elektrik kısıt yönetimi mekanizmalarını, bu mekanizmalar uygulanmadan ve kullanılmaları gerekmeden önce piyasa katılımcılarına açıklayabilir.
- Hükümet Borsa İstanbul'da gerçekleştirilecek bir halka arz programı yoluyla TEİAŞ'ın, BOTAŞ'ın belirli bölümlerinin (ayırıştırma sonrasında), EÜAŞ'ın, TETAŞ'ın ve TP'nin hisselerinin borsada kaydettirilmesine karar verdiğini açıklayabilir.



Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar

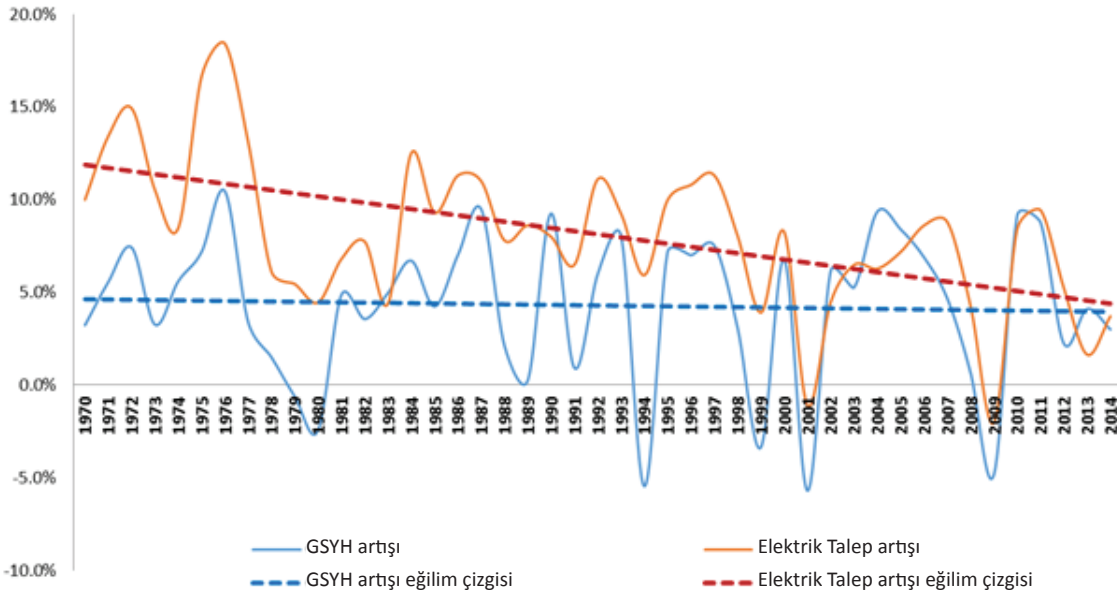
Şu anda hükümetin önündeki sorunlardan bazıları geçtiğimiz 14 yıllık dönemde karşılaşılanlar kadar zorlu olabilir. Türk yatırımcılar ve çoğunlukla Türk olan finansörleri büyük miktarlarda yatırım yapmışlar ve çok şey öğrenmişlerdir, ancak heyecanları eskisi kadar çok değildir. Risk alma kapasiteleri artarken, risk anlayışları da gelişmiştir. Hükümetin zorlukları ele alma niyeti hakkında işaretler beklemektedirler. Ayrıca enerji piyasasındaki serbestleşmenin devam etmesini ve enerji sektöründeki yönetişimin iyileşmesini ve şeffaflığın artmasını beklemektedirler.

Ana Rapor

Türkiye Cumhuriyeti güneydoğu Avrupa ile Asya arasında yer almakta ve Akdeniz, Ege Denizi ve Karadeniz ile çevrilidir. Komşu ülkeleri Azerbaycan, Bulgaristan, Ermenistan, Gürcistan, Irak, İran Suriye ve Yunanistan'dır. Ülkenin nüfusu 2014 sonu itibariyle 77.695.904'tür ve toplam yüzölçümü 780.580 km²'dir.¹²

Türkiye ekonomisi yükselen piyasa ekonomisi olarak tanımlanmakta ve büyük ölçüde gelişmiş olan bu ekonomi ülkeyi dünyanın yeni sanayileşmiş ülkelerinden birisi yapmaktadır. Yaşanan çok sayıda durgunluk ve istikrarsız büyüme performansına rağmen, Türkiye'nin son 45 yıldaki ortalama GSYH artış oranı yüzde 4,3'tür. Büyüyen ekonomiye paralel olarak, Türkiye'nin elektrik piyasası da dünyanın en hızlı büyüyen piyasalarından birisidir. Şekil 11'de görüldüğü gibi, 1970 yılından bu yana aylık ortalama tüketim artışı yüzde 8,3 olmuştur.

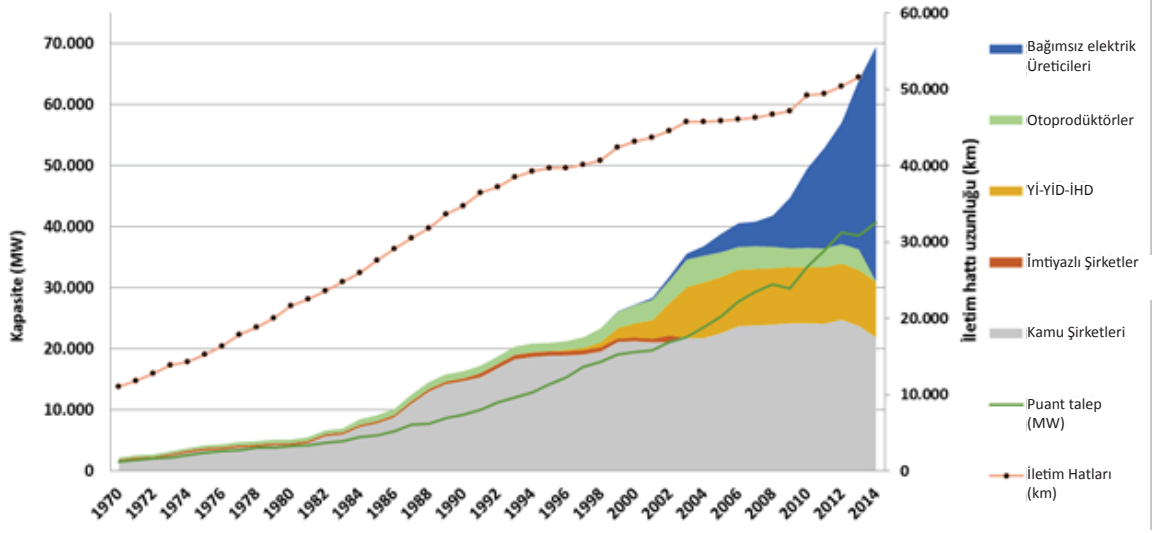
Şekil 11. GSYH ve Elektrik Talebi Artış Oranları, 1970 - 2014



Kaynak: TÜİK ve TEİAŞ.

Türkiye'nin ekonomik büyümesini desteklemek ve artan elektrik talebi ile başa çıkabilmek için, elektrik sektörünün üretim, iletim ve dağıtım alt sektörlerinde önemli miktarlarda yatırımların yapılması gerekmektedir. Üretim kapasitesini arttırmak için, 1960'ların sonlarından bu yana farklı yatırım modelleri uygulanmıştır. Sonuç olarak, söz konusu dönemde üretim kapasitesinin mülkiyet bileşimi çarpıcı bir şekilde değişmiştir. Üretim kapasitesinin mülkiyet gelişimi Şekil 12'de gösterilmektedir.

Şekil 12. Puant Talep, Üretim Kapasitesi ve İletim Hatlarının Gelişimi, 1970–2014



Kaynak: TEİAŞ istatistikleri.

1970 yılından bu yana Türkiye'nin elektrik üretimi 30 kattan fazla artarak 2014 sonu itibariyle 69.500 MW'a ulaşmıştır. Parçalı iletim sistemi önemli ölçüde geliştirilmiş ve sonuçta ülke çapında enterkonnekte bir iletim şebekesi oluşturulmuştur. İddialı kentsel ve kırsal elektrifikasyon programları yoluyla dağıtım sistemi de genişletilmiş ve "tüm vatandaşlara elektrik hizmeti sunma" hedefine ulaşılmıştır.

Elektrik sektörünün özel sektöre açılmasına yol açan reformların temel itici güçlerini anlamak için, 1980'lerin başlarında Türkiye'de mevcut olan durumu özetlemek yararlı olacaktır.

3.1 Elektrik Sektörünün 1984 Öncesindeki Durumunun Özeti

3.1.1 Türkiye Elektrik Kurumu Öncesi: 1913–70

Türkiye'de elektrik üretimi 1900'lü yılların başlarında 2 kW'lık küçük bir hidro türbin ile başlamasına rağmen, ülkenin ilk ticari üretim tesisi 1913 yılında işletmeye alınan kömür yakıtlı Silahtarğa elektrik santralidir. O tarihten 1935 yılına kadar elektrik sektörüne neredeyse tamamen özel girişimler hakim olmuştur. 1923 yılında Türkiye Cumhuriyeti kurulduğunda, toplam kurulu güç 32 MW ve kişi başına düşen tüketim sadece 3,3 kWh idi. 1935 yılında kamuya ait bir kalkınma bankası olan Etibank ve Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) kuruldu ve elektrik işi kamusallaştırıldı.

1970'lere kadar bazı kamu kurumları –Etibank ve İller Bankası (bir başka kamuya ait kalkınma bankası), belediyeler, EİE ve Devlet Su İşleri (DSİ) gibi– üretim, iletim ve dağıtım kapasitelerini arttıran yatırımlar yaptılar. Sektördeki ilk kamu-özel sektör ortaklıkları imtiyaz şirketleri şeklinde kurulmuştur (Çukurova Elektrik A.Ş. ve Kepez Elektrik A.Ş.).

1970'lere kadar sistem parçalı bir yapı sergilemiştir. Bazı bölgesel şebekeler dışında, iletim ve dağıtım sistemleri enterkonnekte değildi; daha ziyade farklı kamu kurumlarının mülkiyeti ve işletmesi altındaydılar ve tüm elektrifikasyon programları farklı kamu kurumları tarafından yürütülmekteydi. Belediyeler ve imtiyazlı özel şirketler elektrik üretimi, iletimi, dağıtımını ve satışı ile ilgili kendi hak ve sorumluluklarına sahiptiler. Elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımını ile ilgilenen çeşitli kamu kuruluşları bulunmasına rağmen, merkezi bir planlama mevcut değildi. Tablo 2 de 1970 yılı itibarıyla elektrik sektörüne ait bazı göstergeler verilmiştir.

Tablo 2. Türkiye'nin Elektrik Sektörünün Seçilmiş Bazı Göstergeleri, 1970

1970	Kamu	Özel							Toplam
		İmtiyaz Şir.	YİD	Yİ	İHD	Otop.	Özel Serbest Elk. Ür.	Toplam Özel	
Üretim Kapasitesi (MW)	1.994	194	0	0	0	(360)*	0	194	2.188
Üretim Kapasitesi Mülkiyeti (%)	%91,1	%8,9	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0	%8,9	
İletim Hatları (km)	11.000								
İletim Trafosu sayısı / kapasitesi (MVA)	Bilgi Yok								
Kırsal Elektrifikasyon (%)	6								

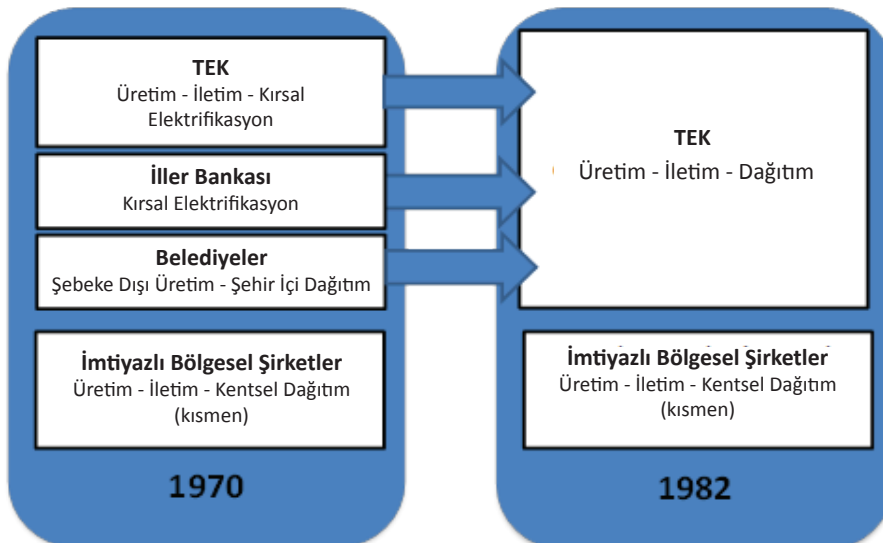
Kaynak: TEİAŞ istatistikleri.

* Çoğunlukla kamuya ait şeker fabrikalarında kullanılmıştır; dolayısıyla "kamu mülkiyetli" olarak düşünülmüştür.

3.1.2 TEK Dönemi

1970 yılında dikey bütünleşik Türkiye Elektrik Kurumu'nun (TEK) kurulması –ve belediyelerin mülkiyetindeki ve işletmesindeki dağıtım sistemleri ile iki bölgesel özel şirket dışında elektrikle ilgili tüm faaliyetlerin bu kurum bünyesinde toplanması- sektörün yeniden yapılandırılmasında atılan önemli adımlardan birisi olmuştur. Temel öncelik Türkiye'nin elektrifikasyonu idi ve TEK'in ana hedefi kentsel ve kırsal elektrifikasyonun yaygınlaşması ile birlikte enterkonnekte ve güçlü bir iletim ağının geliştirilmesi idi. TEK'in kuruluşu o zamanlar tercih edilen ekonomik kalkınma politikası ile uyumluydu (devletin öncülüğünde planlı bir ekonomi yoluyla kalkınma). 1982 yılında kentsel elektrik dağıtım faaliyetlerinin belediyelerden TEK'e devredilmesi ile tüm elektrik sektörünün konsolidasyonu tamamlanmıştır. Aslında başlangıçtaki amaç dağıtım ve perakende faaliyetlerini belediyelerin yürütmesiydi. Ancak belediyelerin performansı kötü olduğu ve elektrik faturalarını TEK'e ödemedikleri için, sonunda bu tesislerin ve hizmet yükümlülüklerinin TEK'e devredilmesi kararlaştırılmıştır. Özel sektör katılımı (ÖSK) çok sınırlıydı ve sadece iki dikey entegre bölgesel imtiyaz şirketi ile küçük bir bölgede faaliyet gösteren bir imtiyazlı dağıtım şirketi mevcuttu. Bu imtiyazlı şirketlere kamu şirketleri de ortaklı. Sektör yapısı Şekil 13'te özetlenmektedir.

DSİ ile Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) Genel Müdürlüğü söz konusu dönemde hidroelektrik kapasitenin geliştirilmesinden sorumluydu.

Şekil 13. 1984 Öncesi Elektrik Sektörünün Yapısı

1970'lerin sonlarında Türkiye bir ekonomik durgunluğa girmiştir. GSH artış oranı keskin bir şekilde düşmüş ve ekonomi 1979 ve 1980 yıllarında daralmıştır. Yükselen petrol fiyatları sebebiyle dünya genelinde yaşanan enerji krizi bu düşüşün sebeplerinden birisi olmuştur. Ülkenin kurulu güç kapasitesinin yaklaşık yüzde 30'u petrol ithalatına bağlıydı ve ithalat üzerindeki sınırlamalar 1978-1980 döneminde elektrik kesintilerine ve kısıntılarına yol açmıştır.

Özet olarak, 1970–1984 dönemi aşağıdaki özellikler ile karakterize edilebilir:

- Sektör faaliyetlerinin güçlü bir devlet tekeli bünyesinde konsolidasyonu;
- Üretim ve iletim için merkezi olarak planlanan kamu yatırımları ve bir elektrifikasyon programı doğrultusunda gerçekleştirilen dağıtım yatırımları; ve
- Yatırım, hatta işletme ve bakım bütçelerini bile kısıtlayan ekonomik sorunlardan kaynaklanan güçlükler (özellikle 1977 sonrasında arz yetersizliği).

3.2 Elektrik Sektörü Reformu

1970'lerin sonlarındaki ciddi bir ekonomik krizden, 1980'deki bir askeri darbeden ve 1980'lerin başarısızlığından çıkan Türkiye 1983 yılında yeni bir sürece girdi. Ülke devlet mülkiyetinin ve kontrolünün büyük ölçüde hakim olduğu devlet kontrollü ithalat ikamesine dayalı bir sanayileşmeden hem iç piyasalar hem de uluslararası ticaret bakımından serbest piyasa ekonomisine geçiş süreci başladı.

Elektrik sektörü de bu gelişmelerden etkilendi ve Türkiye elektrik sektöründe dönüşüm programı uygulamaya başladı. Elektrik sektörü için finansman ihtiyacı ile ekonomik verimliliği artırma isteği özel sektörün de Türkiye'de elektrik arzına katılımını sağlamayı amaçlamasına yol açtı. Özel sektör katılımı sadece finansman temin etmek için değil aynı zamanda piyasa odaklı becerilere, en son teknolojilere sahip olmak ve kamu sektörü yönetimine göre genellikle daha hızlı bir uygulamayı sağlamak için amaçlanmıştır.

Dönüşüm ve yeniden yapılandırma süreci, elektrik piyasasının operasyonel bileşenlerinin–üretim, iletim ve dağıtım- özel sektöre açılması ile 1980'lerin ilk yarısında başlamıştır. Bu süreç iki ayrı aşamaya ayrılabilir:

- Birinci aşama: 1984–2001.
- İkinci aşama: 2001 yılında elektrik Piyasası Kanunu kabul edildikten sonra başlayan dönem. Bu aşama da 2001-2007 ve 2008'den günümüze kadar olan dönem olmak üzere ikiye ayrılabilir. Bu ikinci dönemde yeni enerji fiyatlandırma mekanizması ve toptan satış piyasası mekanizmalarının geliştirilmesi ile reform uygulaması hız kazanmıştır.

3.2.1 Birinci Aşama: 1984–2001

1984 ile 2001 yılları arasındaki birinci aşamada, (a) elektrik üretiminde ve dağıtımında devlet tekeli ortadan kaldıran ve (b) elektrik sektörüne özel sektör katılımını sağlayan yasal ve yapısal değişiklikler ön plana çıkmıştır. Tablo 3 bu aşamanın başındaki temel elektrik sektörü göstergelerini göstermektedir.

Tablo 3. Türkiye Elektrik Sektörünün Seçilmiş Bazı Göstergeleri, 1984

1984	Kamu	Özel						
		İmtiyaz Şir.	YİD	Yİ	İHD	Otop.	Bağımsız Elk. Ür.	Toplam Özel
Üretim Kapasitesi (MW)	7.190	324	0	0	0	948	0	1.272
Üretim Kapasitesi Mülkiyeti (%)	%85,0	%3,8	%0,0	%0,0	%0,0	%11,2	%0,0	%15,0
İletim Hatları (km)	25.975							
İletim Trafosu sayısı / kapasitesi (MVA)	682 / 17.206							
Kırsal Elektrifikasyon (%)	65							

Kaynak: TEİAŞ istatistikleri

Aralık 1984'te elektrik sektörüne özel sektör katılımını sağlamak amacıyla 3096 sayılı Kanun kabul edilmiştir. Bu Kanun **yap-işlet-devret (YİD)**, **işletme hakkı devri (İHD)** ve **otoprodüktör** gibi özel sektör üretim yatırım modelleri getirerek TEK'in üretimdeki tekel konumuna son vermiştir. Aynı yıl TEK'in hukuki statüsü değiştirilerek kamu iktisadi teşebbüsü haline getirilmiştir.

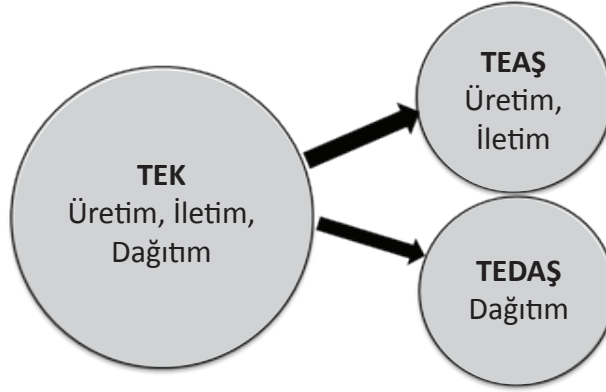
İlk aşama da ara aşamalardan oluşmuştur. Mevcut belirsizlikler, YİD modelinin tatmin edici bir şekilde ilerlememesi ve arz/talep dengesinin giderek sıkışması sebebiyle, 1994 yılında YİD modelinin uygulanmasına ilişkin spesifik bir kanun (3996 sayılı Kanun) çıkarılmıştır. Daha sonra, 1997 yılında özel sektör üretim yatırımlarının artırılması için **Yap-işlet (Yİ) modeli** uygulamaya konulmuştur.

Ayrıca, bu dönemde kamuya ait şirketler yeniden yapılandırılmış ve sektör yapısı değiştirilmiştir. Özel sektör katılımı modellerinin uygulanmasına ve yeniden yapılandırmaya ilişkin ayrıntılar ilerleyen bölümlerde tartışılmaktadır.

3.2.1.1 1984–2001 Dönemindeki Sektör Yapısı

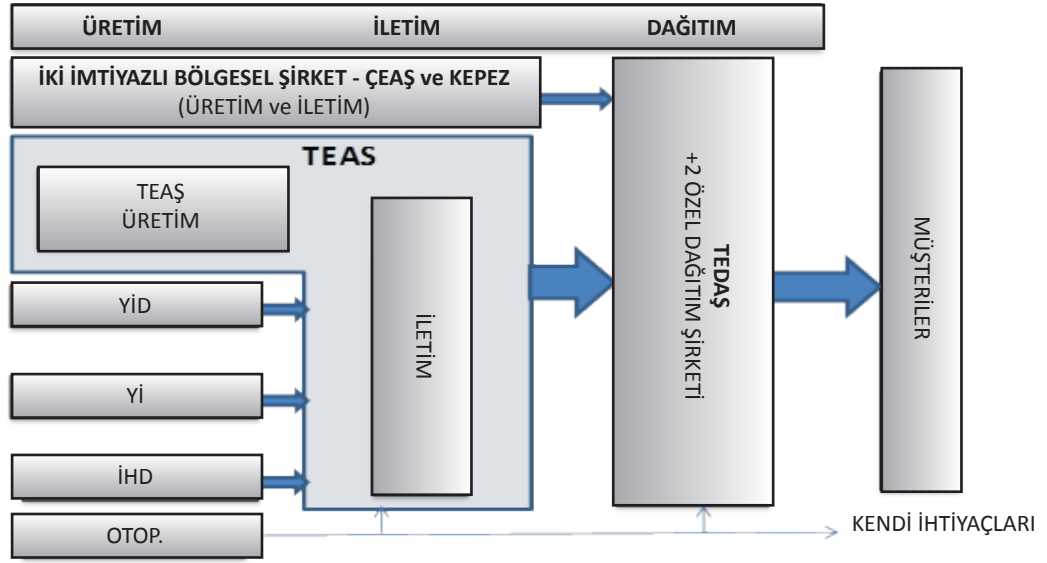
1984 ile 1993 yılları arasındaki dönem bir "TEK artı özel sektör katılımı" dönemi olarak tanımlanabilir. Şekil 14'te görüldüğü gibi, 1993 yılında TEK yeniden yapılandırılmış ve iki ayrı kamu şirketi kurulmuştur: TEAŞ (Türkiye Elektrik Üretim ve İletim A.Ş.) ve TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.). Bu kamu işletmelerinin ayrıştırılması ve şirketleştirilmesi yolunda önemli bir adım olmuştur. Dağıtım ve perakende faaliyetlerinin üretim ve iletim faaliyetlerinden ayrıştırılması ve yeni kamu şirketlerinin kurulması, kamu sektörünün verimliliğini arttırmaya ve özel sektör katılımını sağlamaya yönelik girişimlerdi; dolayısıyla özelleştirme yolunda atılan ilk adımlar olarak düşünülmeleri mümkündür.

Şekil 14. TEK'in Yeniden Yapılandırılması



Şekil 15 bu dönemin sonundaki sektör yapısını göstermektedir.

Şekil 15. 2000 Yılındaki Sektör Yapısı



Bu dönemde, TEAŞ Hazine garantili al ya da öde taahhütlü uzun vadeli elektrik alım sözleşmeleri kapsamında YİD, Yİ ve İHD modeli santrallerin ürettiği elektriğin tek alıcısı ve satıcısı konumundaydı. Sanayi şirketleri otoprodüktör modeli kapsamında kendi kullanımları için elektrik üretebiliyordu.

3.2.1.2 Üretimde Özel Sektör Katılımı

1984 yılında kabul edilen 3096 sayılı Kanun YİD, İHD ve otoprodüktör modelleri yoluyla elektrik üretimine özel sektör katılımını sağlamıştır. Bu kanunun uygulanmasına ilişkin ikincil mevzuat Eylül 1985'te çıkarılmıştır. Kanunun temel amacı görevlendirme sözleşmeleri yoluyla –o zamana kadar sadece iki bölgesel iletim/üretim ve bir dağıtım faaliyeti için kullanılan imtiyaz kavramı yerine- özel hukuk hükümlerine dayalı olarak üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerine özel sektör katılımını sağlamaktır. Ancak, o zamanlar geçerli olan genel kamuoyu görüşü ve yargı makamlarının verdikleri kararlar sonucunda 3096 sayılı Kanun da (ülkenin en yüksek idari mahkemesi olan) Danıştay'ın idari yetki alanına tabi olarak imtiyaz şeklinde uygulanmaya zorlanmıştır. Buna bir istisna olarak imtiyaz kavramına gerek duyulmaksızın başarılı bir şekilde uygulanan otoprodüktör modeli söylenebilir.

YİD Modeli

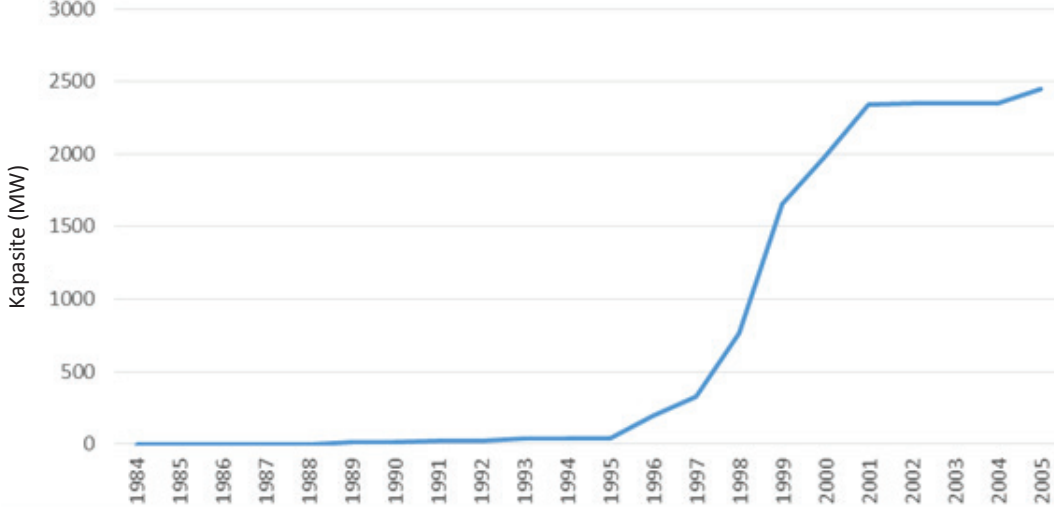
YİD modeli kapsamında, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile şirket arasında yapılan uzun vadeli elektrik alım sözleşmeleri ve "görevlendirme" veya imtiyaz sözleşmeleri yoluyla şirketlerin elektrik santralleri kurup işletmelerine ve bu santrallerde ürettikleri elektriği kamu kuruluşlarına (TEK ve daha sonra TEAŞ ve TEDAŞ) satmalarına izin verilmiştir. Sözleşmelerin süresi sonunda santral mülkiyeti devlete devredilecektir. Süreler ve uzun dönemli elektrik alım sözleşmesi fiyatları ana sözleşmede belirlenmiştir ve TEAŞ ana sözleşmeye uygun olarak elektrik alım sözleşmesi imzalamak la yükümlüdür. YİD modelinin uygulaması Ek-1'de ayrıntılı olarak açıklanmaktadır.

1994 yılında çıkarılan YİD Kanunu, yerli ve yabancı yatırımcıların ilgisini büyük ölçüde çekerek, onların birçoğu talep edilmeden teklif edilen ve en uygun (optimum) üretim geliştirme planlarında yer almayan yüzlerce proje teklifi vermelerine yol açmıştır. Bununla birlikte, ETKB ve TEAŞ bu beklenmeyen proje teklifi akışlarını değerlendirmek için yeterli düzeyde donanımlı değildi.

YİD modeli uygulaması sonucunda, 1984 ile 2001 yılları arasında 18'i HES, 2'si rüzgar santrali ve 4'ü doğal gaz kombine çevrim santrali¹³ olmak üzere 24 santral işletmeye girmiştir: Şekil 16'da görüldüğü gibi, 1994 yılında YİD santrallerinin toplam kurulu gücü sadece 35 MW idi; bu santrallerin çoğu 1994 sonrasında sözleşmeye bağlandı, işletmeye girdi ve bu YİD santralleri-

nin toplam kurulu gücü 2.450 MW'a ulaştı. Ülkenin enerji ihtiyaçları ile karşılaştırıldığında ve hükümetin sürekli çabaları ve iddialı beklentileri düşünüldüğünde bu sonuç tatmin edici olarak değerlendirilemez.

Şekil 16. YİD Modelli Santrallerin Kapasitesinin Gelişimi, 1984–2005



Kaynak: TEİAŞ istatistikleri.

Bu yetersiz sonucun temel sebepleri Ek-1'de ayrıntılı olarak tartışılan yasal ve idari çerçevedeki belirsizlikler ile uygulama sorunları idi. Bununla birlikte, YİD deneyimi açık ve şeffaf bir yasal ve idari çerçeve, temel yasal çerçeve ve ilkeler üzerinde bir uzlaşma ve şeffaf bir uygulama olmaksızın hiçbir modelin başarılı olamayacağını kanıtlamıştır. Üretim kapasitesinin artırılması için bu modelin kullanılması, dikkatli ve planlı bir proje uygulama zamanlaması, rekabetçi seçim yöntemleri ve Hazine garantilerinin düzeyi gibi hususlar göz önüne alınarak, mümkün olabilirdi. Ancak bu uygulama aynı zamanda ülkenin şartına bağlı yükümlülüklerini arttıracak ve rekabetçi bir piyasa mekanizmasının oluşturulmasını geciktirecekti.

İHD Modeli (Üretim Özelleştirme)

İHD modeli kamuya ait elektrik santrallerinin işletme haklarının özel şirketlere devrini içermektedir. Varlıkların mülkiyeti devlette kalmaktadır. Bu modelde de yine Bakanlık ile bir görevlendirme sözleşmesi ve kamu şirketi ile elektrik alım sözleşmesi mevcuttu. İHD modeli 1984 ile 2001 yılları arasında, kamuya ait elektrik santrallerinin özelleştirilmesi için kullanılmıştır. 1996 yılında bir hidroelektrik santralin (HES) işletme hakları devredilmiştir ve 1997 yılında toplam kurulu gücü 9.576 MW olan 16 termik santral için ihale süreci başlatılmıştır. Ancak ihale sonucunda altı sözleşme imzalanmasına rağmen, Danıştay iptal sonucunda sözleşmelerin iptal edilmesi gerekmiştir.

Dolayısıyla, İHD uygulamasının sonucu oldukça yetersiz olmuştur. Sonuçta imtiyaz sözleşmeleri uyarınca 1996 yılında devredilen 30 MW'lık bir HES ile 2000 ve 2001 yıllarında devredilen 620 MW'lık linyit yakıtlı Çayırhan santrali¹⁴ dışında diğer sözleşmelerin hiçbiri uygulanamamıştır.

İptallerin ana sebebi Danıştay kararları olmasına rağmen, bu uygulamanın başarısız olmasının Ek-1'de tartışılan başka sebepleri de olmuştur.

Yap-İşlet (Yi) Modeli

1997 yılına kadar YİD santrallerindeki gerçekleşmenin yetersiz olması sebebiyle ve talep edilmeden sunulan yüzlerce proje teklifini incelemek ve karşılaştırmak yerine, hükümet, kendi tercih edeceği öncelikli projeler üzerinde odaklanmaya ve daha makul fiyatlar ve koşullar elde etmek amacıyla bu projeler için rekabetçi ihale yoluyla yatırımcıları seçmeye karar verdi. Böylelikle 1997 yılında 4283 sayılı Kanun ile **Yap-İşlet (Yi) modeli** uygulamaya konuldu. Bu modelin uygulaması Ek-1'de açıklanmaktadır.

YİD modeli ile karşılaştırıldığında, Yİ modeli başarılı bir şekilde ve nispeten kısa bir süre içerisinde uygulanmıştır. İhale süreci sonucunda 1998 ve 1999 yıllarında dört adet doğal gaz Kombine Çevrim Güç Santrali ve bir adet ithal kömür yakıtlı santral için sözleşmeler imzalanmıştır. Bu santrallerin toplam kurulu gücü 6.100 MW'tır ve tümü 2002-04 yılları arasında işletmeye girmiştir.

Bununla birlikte, Yİ modeli uygulamasının bazı olumsuz sonuçları da ortaya çıkmıştır. Doğal kaynakların kullanımı imtiyaz sözleşmesi gerektireceğinden dolayı, kanunda yerli linyit ve hidrolik gibi kaynakların kullanımına izin verilmemiştir. Dolayısıyla sadece doğal gaz ve ithal kömür kullanılabilmektedir. (Ancak hukuken durum öyle olmasaydı bile ilave kapasiteye acil olarak ihtiyaç duyulmaktaydı ve sadece doğal gaz yakıtlı santraller bu kadar bir süre içerisinde kurulabilmekteydi). Sonuçta 4.800 MW'lık Yİ modellenmiş gaz yakıtlı santrallerin kurulması elektrik üretiminde ithal doğalgaza aşırı bir bağımlılık yaratmıştır. Ayrıca, al ya da öde yükümlülükleri sebebiyle YİD santrallerinde olduğu gibi, Yİ santralleri tarafından üretilen elektrik miktarı elektrik piyasasında rekabeti kısıtlamıştır.

Otoprodüktör Modeli

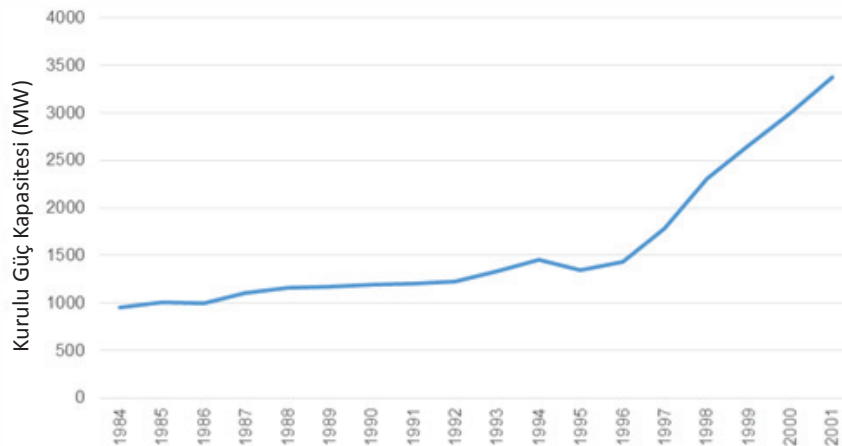
Otoprodüktör (kendi ihtiyaçları için üretim) **modeli** sanayi şirketlerinin temel olarak kendi elektrik ihtiyaçları için elektrik santrali sahip olmasını ve işletmesini içerir. Türkiye'de bu model ile inşa edilen santraller genellikle kojenerasyon tesisleri¹⁵ olmuştur ve ürettikleri fazla elektrik TEDAŞ'a satılmıştır. 1984 öncesinde de otoprodüktör tesisleri bulunmasına rağmen, bunlar çoğunlukla kamuya ait şeker fabrikalarında kullanılan kojenerasyon tesisleri idi ve özel düzenlemelere tabiydiler. 3096 sayılı kanun otoprodüktör modelinin yaygın bir şekilde kullanımını sağlamıştır.

Başlangıçta otoprodüktör tesisleri temel olarak endüstriyel proseslerde kullanılmak üzere ısı üretmek amacıyla inşa edilmişti ve elektrik üretimi temel amaçları değildi. Ancak arz/talep dengesinin sıkışması ile birlikte, ETKB otoprodüktör tesislerini teşvik etmeye karar verdi ve TEDAŞ'a yaptıkları satışlar için uygulanan tarife tavanını yükseltti. Bu durum temel amacı elektrik üretmek olan yeni otoprodüktör tesislerinin inşa edilmesine yol açtı –bunlar kojenerasyon amaçlı kurulanlara göre daha düşük termik verimliliği olan tesislerdi.

Ayrıca bir "otoprodüktör grubu" kavramı da getirildi. Bu kavrama göre, sanayi şirketleri bir otoprodüktör gibi kendi elektrik ihtiyaçlarını karşılayacak üretim tesisi kurmak için bir araya gelebilmekteydi. Hem otoprodüktörler hem de otoprodüktör grupları ürettikleri fazla enerjiyi, üretim zamanları ve tüketim zamanları ne olursa olsun TEAŞ veya TEDAŞ'a (bir tavan dahilinde) satabilmekteydi.

Bu bölümde ele alınan dört model arasından en iyi sonuç alınan model otoprodüktör modeli olmuştur. Söz konusu dönemde toplam kurulu gücü yaklaşık 2.300 MW olan birçok otoprodüktör tesisi işletmeye girmiştir. Ayrıca 2001 itibarıyla yapım aşamasında olan bazı otoprodüktör tesisleri de mevcuttu. Şekil 17'de görüldüğü gibi bu uygulama 1997 sonrasında hız kazanmıştır.

Şekil 17. Otoprodüktör Tesisleri Kurulu Gücündeki Artış, 1984–2001 (MW)



Kaynak: TEİAŞ istatistikleri.

Otoprodüktör grubu uygulaması, bağımsız üretim doğrultusunda atılan ilk adım olarak değerlendirilebilir. Ancak, kendi ihtiyaçlarını karşılamaya yönelik elektrik üretmekten ziyade esas olarak TEAŞ ve TEDAŞ'a elektrik satmaya yönelik yeni santraller kurmak için birçok ortağın çok küçük hisse ile (yaklaşık yüzde 1 hisse ile bile) bir araya gelmesi, bakımından aynı zamanda otoprodüktör kavramının bir suiistimali de olmuştur (2008'den sonra sadece elektrik üretimi için kurulmuş olan santraller üretim şirketlerine dönüştürülmüş ve bunlar, bağımsız elektrik üreticisi olmuşlardır.)

Dağıtım Sektöründe Özel Sektör Katılımı- İHD Modeli Yoluyla Dağıtım Özelleştirilmesi

1984 ile 2001 arasında İHD modeli kapsamında elektrik dağıtımının özelleştirilmesi için iki farklı tür sözleşme kullanılmıştır. İki dağıtım bölgesinde (Aktaş ve Kayseri) kullanılan birinci modelde, enerji tedarik şirketi (TEAŞ) tüm riski üstlenmiş ve dağıtım şirketi önceden belirlenmiş bir karı garanti altına almıştır. (*Kar "makul bir sermaye getirisi" olarak belirlenmiştir.*)

İkinci modelde bir ihale süreci kullanılmıştır. Bu model ile birinci model arasındaki temel fark, bu modelde bazı risklerin şirkete bırakılmış olması ve uzlaştırma (mahsup) sürecinin ortadan kaldırılmasıdır.¹⁶ İkinci modele göre, dağıtım bölgelerinin işletmesi sınırlı bir süre için özel şirketlere devredilebilmekteydi. Varlıkların mülkiyeti devlette kalmaktaydı. Şirketler bölgedeki dağıtım şebekesinin işletilmesine ve bölgedeki tüm tüketicilere (otoprodüktörlerin elektrik tedarik ettiği sanayi şirketleri haricinde) elektrik tedarikine ilişkin münhasır haklara sahipti.

Türkiye 1996 yılında neredeyse tüm dağıtım bölgelerini ihale etmesine rağmen, Danıştay çoğu şirketin yetkilendirmesini iptal ettiğinden dolayı bölgelerin işletme haklarını başarılı bir şekilde devredememiştir. Dolayısıyla, Ek-1'de açıklandığı gibi iki bölge dışında bu süreç sonuçlandıramamıştır.

3.2.1.3 1984 - 2001 Döneminin Özeti

Bu döneme (a) elektrik üretiminde ve dağıtımında devlet tekeline son veren ve (b) elektrik sektörüne özel sektör katılımını sağlayan yapısal değişiklikler damgasını vurmuştur. Dönemin başlangıcında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) üretim, iletim, dağıtım ve ticaret alanlarında dikey entegre tekel olarak faaliyet göstermekteydi. 1984 yılında 3096 sayılı Kanunun çıkarılması özel sektörün elektrik sektörüne katılımına olanak tanıdı. Bu kanun esas olarak YİD, İHD, Yİ ve otoprodüktör gibi yatırım modelleri ile üretime özel sektör katılımı sağlayarak TEK'in üretimdeki tekel konumuna son verdi.

Bununla birlikte, atılan bu ilk adımların yeterince sağlam bir hukuki temeli yoktu. Bu dönemde elektrik sektörünün serbestleşmesi, uzun vadeli bir yeniden yapılandırma planının bir sonucu olmaktan ziyade yüksek talep artışının ve buna göre ortaya çıkan acil yatırım ihtiyacından kaynaklanmıştır. Reform çabalarının ilk aşamasının genel sonucu üretim sektöründe orta düzeyde bir özel sermaye girişi olarak özetlenebilir. Düzenleyici belirsizliklerin ve ülke riskinin yatırım ortamını olumsuz etkilemesinden kaynaklanan yüksek risk primleri, üretim alanında yapılacak yeni yatırımlarda yüksek fiyatlara yol açıyordu. Ayrıca, sözleşmelerde risklerin çoğu alıcı (kamu şirketleri) üzerinde idi.

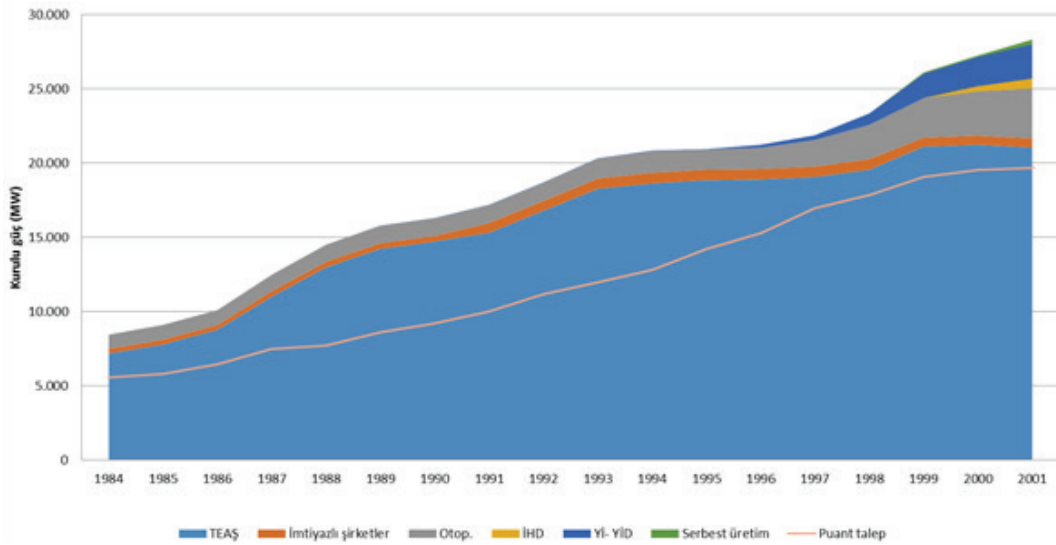
Aşağıdaki sebeplerden dolayı bu süreç kesintiler ve geriye dönüşler ile doluydu:

- Elektrik faaliyetlerine özel sektör katılımı hakkında yargı makamları ile hükümetler arasında uzlaşma olmaması ve aşağıdaki faktörlerin de etkisiyle önemli gecikmelerin ve tereddütlerin yaşanması:
 - Yasal çerçeve ile ilgili olarak uzun süren tartışmalar ve 3096 ve 3996 sayılı kanunlarda belirtilen ilkelere karşı verilen yargı kararları;
- YİD ve İHD modellerinin uygulanma biçimi hakkında kamu kurumları arasında bir uzlaşmanın olmaması – bunun sonucunda Devlet Planlama Teşkilatı (DPT), Hazine ve TEAŞ'ın, YİD ve İHD modelleri ile ilgili ETKB uygulamalarına direnç göstermesi;
- Üretim ve dağıtım faaliyetlerinin özelleştirilmesine yönelik başarısızlıkla sonuçlanan çabalar;

- Yetersiz üretim yatırımları sebebiyle kötüleşen arz güvenliği; ve
- Kararlılığın olmaması, sık sık değişen hükümetler, yoksuzluk suçlamaları ve bürokraside sıklıkla yaşanan değişiklikler.

2001 yılı itibariyle yapım aşamasında olan YİD, Yİ ve otoprodüktör santralleri de dahil olmak üzere, bu dönemde getirilen yasal çerçeve kapsamında yaklaşık 11.000 MW'lık bir kurulu güç kapasitesi devreye alınmıştır. Ancak, Şekil 18'de görüldüğü gibi, YİD yatırım beklentileri sebebiyle kamu yatırımlarının yavaşlaması ve uygulamada yaşanan gecikmeler sonucunda 1994 sonrasında kapasite marjı (kurulu güç ile puant talep arasındaki fark) keskin bir şekilde düşmüş ve 2000'li yıllara doğru arz güvenliği kötüleşmiştir.

Şekil 18. Kurulu Güç ve Puant Talebin Gelişimi, 1984–2001 (MW)



Kaynak: TEİAŞ İstatistikleri

Bu dönemin sonlarına doğru, acil bölgesel arz sorunlarının üstesinden gelebilmek için, “mobil santraller” adı verilen bir uygulama başlatılmıştır. Bu modele göre, özel şirketler tarafından küçük santraller (başlangıçta her biri 25 MW) inşa edilmiş ve bunların kapasiteleri 1999 yılından başlayarak beş yıllık bir süre için TEAŞ tarafından “kiralınmıştır”. Daha sonra bu kavram daha da kötüleşen arz açığı sorununun çözülmesi için kullanılmış ve santrallerin hem sayısı hem de ünite güçleri arttırılmıştır (her biri 100 MW). 2001 yılında talep keskin bir şekilde düşmesine rağmen, mevcut sözleşmeler sebebiyle santrallerin yapımı devam etmiştir; sonuç olarak 1999-2003 döneminde bu modelle özel sektör tarafından toplam 795 MW'lık bir kapasite işletmeye alınmıştır. Bunlar çoğunlukla fuel-oil veya dizel yakıtlı santrallerdi (bacalı yanmalı motorlar) ve bazıları sözleşme süreleri sona erdikten sonra sökülmesine rağmen bazıları halen bağımsız üretici (serbest üretim) olarak faaliyet göstermeye devam etmektedir.

Bu dönemde piyasa içi rekabet yoktu ve piyasaya giriş için sınırlı rekabet vardı. Bir başka deyişle, santrallerin yapımına, işletilmesine ve üretilen elektriğin satışına yönelik hakları veya imtiyazları elde etmek için şirketler arasında belirli düzeyde bir rekabet vardı (“piyasa için rekabet”). Ancak, otoprodüktör modeli dışında, her tüketici enerjiyi dağıtım şirketinden almak zorundaydı ve dağıtım şirketlerinin tek tedarikçisi TEAŞ idi. Bir piyasa yoktu ve tedarikçiler arasında rekabet için herhangi bir yasal dayanak da yoktu.

Aşağıdaki Tablo Tablo 4 bu aşamanın sonu itibariyle elektrik sektörü göstergelerinin bazılarını özetlemektedir.

Tablo 4. Türkiye'nin Elektrik Sektörü: Seçilmiş Bazı Göstergeler, 2001

2001	Kamu	Özel							Toplam
		İmtiyaz Şir.	YİD	Yİ	İHD	Otop.	Bağımsız Elk. Ür.	Toplam Özel	
Üretim Kapasitesi (MW)	21.063	610	2.338	0	650	3.374	297	7.269	28.332
Üretim Kapasitesi Mülkiyeti (%)	%74,3	%2,2	%8,3	%0,0	%2,3	%11,9	%1,0	%25,7	
İletim Hatları (km)	43.654								
İletim Trafosu sayısı / kapasitesi (MVA)	1.090 / 62.015								
Kırsal Elektrifikasyon	100								

Not: Mobil santraller bağımsız elektrik üreticisi olarak değerlendirilmiştir.

Kaynak: TEİAŞ istatistikleri.

3.2.2 İkinci Aşama: Rekabetçi Elektrik Piyasasının Kurulması

3.2.2.1 Temel Motivasyon ve Kilit Unsurlar

1990'lı yılların sonlarında, önceki serbestleştirme girişimlerinden çıkarılan dersler dikkate alınarak, enerji sektörünün ekonomik verimliliğinin artırılması ve enerji sektörüne özel sektör yatırımlarının çekilmesi amacıyla daha dikkatli bir şekilde yapılandırılmış bir dönüşüm süreci başlatılmıştır. 1980'lerin başlarından itibaren özel sektör yatırımlarını çekmeye yönelik bir özel sektör katılımı modeli bulunmasına rağmen (yukarıda açıklanmıştır), bu model al ya da öde yükümlülükleri gerektirmekteydi ve piyasa risklerinin neredeyse tamamını alıcıya bırakırken kamu kurumları için şarta bağlı yükümlülükler yaratmaktaydı.

Bir önceki dönemde karşılaşılan sorunlar (YİD santrallerinin yüksek maliyetli üretimi ve Hazine garantileri sebebiyle devletin üstlendiği şarta bağlı yükümlülükler), özel sektör yatırımlarını çekmek için farklı bir modele ihtiyaç duyulduğunu göstermiştir. Devletin veya kamuya ait şirketlerin garantileri olmadan özel sektör yatırımlarını çekecek bir yatırım ortamına –yani bir piyasaya– ihtiyaç duyulmaktaydı; bunun yerine **yeni üretim yatırımlarını piyasanın kendisi çekmeliydi**.

Dolayısıyla, temel amaç yatırımları çekme, verimliliği artırma ve arz güvenilirliğini ve kalitesini artırma beklentisi ile rekabetçi bir piyasa yapısı oluşturmaktır. Ancak, rekabet çok sayıda alıcı, çok sayıda satıcı ve bir açık erişim (AE) rejimi gerektirir. Bu gereklilikleri karşılamak için, sektörün yeniden yapılandırılması, tekeli faaliyetlerin fiyatlandırılmasına ve denetlenmesine yönelik düzenleyici bir çerçevenin oluşturulması, piyasaya giriş önündeki engellerin kaldırılması ve ticaret mekanizmalarının uygulamaya konulması gerekmektedir.

Türkiye'nin AB'ye katılım için çaba sarf ettiği bir dönemde, 1996 yılında ilk AB Elektrik Direktifinin yayınlanmış olması da Türkiye elektrik sektörü için önemli bir kilometre taşı oluşturmaktadır. Ocak 1997'de, Dünya Bankası'nın sağladığı finansman ile Türkiye'nin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) AB Direktifinin koşullarına uygun rekabetçi bir elektrik piyasasına yönelik yasal çerçevenin hazırlanmasına yönelik çalışmalara başlamıştır. Bir Elektrik Piyasası Kanununun (EPK) hazırlanması amacıyla ETKB bünyesinde bir çalışma grubu oluşturulmuştur. Dünya Bankası'nın ve Avrupa Komisyonu'nun desteği ile bir kanun tasarısı taslağı hazırlanmıştır. Buna paralel olarak bir başka çalışma grubu da Doğal Gaz Piyasası Kanunu (DGPK) hazırlıklarına başlamıştır. Bu çalışmaların amacı sonuçta enerji sektöründe dikey entegre tekeli bir sistemden tam perakende rekabeti sağlayacak bir piyasa yapısına geçiş sağlamaktır.

2000 ve 2001 yıllarındaki derin ekonomik kriz sebebiyle, hükümet aralarında enerji sektörünün de bulunduğu bazı sektörlerde kapsamlı reformlar başlattı. Bir anlamda, bu kriz yukarıda belirtilen tasarıların uygulamaya aktarılmasına hız kazandırdı. Ayrıca, kamu kurumları arasındaki daha önceki uygulamalara ilişkin görüş ayrılıkları ve o dönemdeki uygulamalara ilişkin davalar da bu reformlara ilişkin kamuoyu desteğini arttırdı.

3.2.2.2 2001 Elektrik Piyasası Kanununun Temel İlkeleri ve Kilit Unsurları

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ("EPK") Mart 2001'de yayınlandı. İlerleyen yıllarda kanunda birçok değişiklik yapıldı. Son olarak, yapılan revizyonlar sonrasında 30 Mart 2013 tarihinde 6446 sayılı yeni Elektrik Piyasası Kanunu ("yeni EPK") yürürlüğe sokuldu.

EPK'nın amacı şu şekilde belirlendi:

Elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösteren, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması.

2001 yılında çıkarılan EPK sektöre yönelik yasal çerçeveyi belirledi; kurumsal yapıyı, piyasa faaliyetlerini ve piyasa oyuncularının görev ve sorumluluklarını tanımladı; ve bu piyasanın bağımsız bir şekilde düzenlenmesi ve denetlenmesi amacıyla Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nu (EPDK) kurdu. Daha spesifik olarak, 2001 yılında çıkarılan EPK, rekabetçi bir piyasanın oluşturulması amacıyla aşağıdaki ilkeleri getirdi.(Bu ilkeler, 2013 yılında kabul edilen yeni EPK'da da korunmuştur):

- Piyasaya giriş için bir lisanslandırma çerçevesinin oluşturulması;
- İletim sistemi ve piyasa işletiminin üretim ve dağıtım faaliyetlerinden hukuki olarak ayrıştırılması;
- Ayrıştırma gerekliliğini yerine getirmek için, TEAŞ'ın üç ayrı kamu şirketine bölünmesi: üretim için EÜAŞ, iletim ve piyasa işletimi için TEİAŞ, ve ticaret için TETAŞ (aşağıda tartışılmaktadır);
- Hukuki olarak ayrıştırılincaya kadar (2013), dağıtım ve perakende faaliyetleri için hesap ayrıştırması;
- Ayrım gözetmeyen fiyatlandırma ve tarife mekanizmaları;
- İletim ve dağıtım şebekelerine ayrım gözetmeyen şekilde düzenlemeye tabi üçüncü taraf erişimi;
- Üretim şirketlerinin ve tedarikçilerin dağıtım bölgelerindeki serbest tüketicilere ayrım gözetmeyen bir şekilde erişimi;
- Tüm tüketicilerin (nihai hedef) tedarikçilerini seçme özgürlüğüne sahip olduğu (rakip tedarikçilere erişebildikleri) serbest tüketici kavramı;
- Rekabetçi ikili sözleşmeler ve dengeleme piyasalarının oluşturulmasına yönelik yasal dayanak;
- Üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi; ve
- Tam serbestleşmeye kadar bir geçici dönem uygulaması.

Piyasa faaliyetleri iki kategoriye ayrılmaktadır. *Düzenlemeye tabi* piyasa faaliyetleri (a) iletim, (b) dağıtım, (c) serbest olmayan tüketicilere perakende satış ve perakende satış hizmeti, ve (d) TE-TAŞ'ın toptan satış faaliyetinden oluşmaktadır.

Rekabetçi piyasa faaliyetleri (a) üretim, (b) toptan satış (düzenlemeye tabi olan TETAŞ'ın ikili sözleşmeleri ile geçiş dönemi sözleşmeleri dışında), ve (c) serbest tüketicilere perakende satış faaliyetlerinden oluşmaktadır.

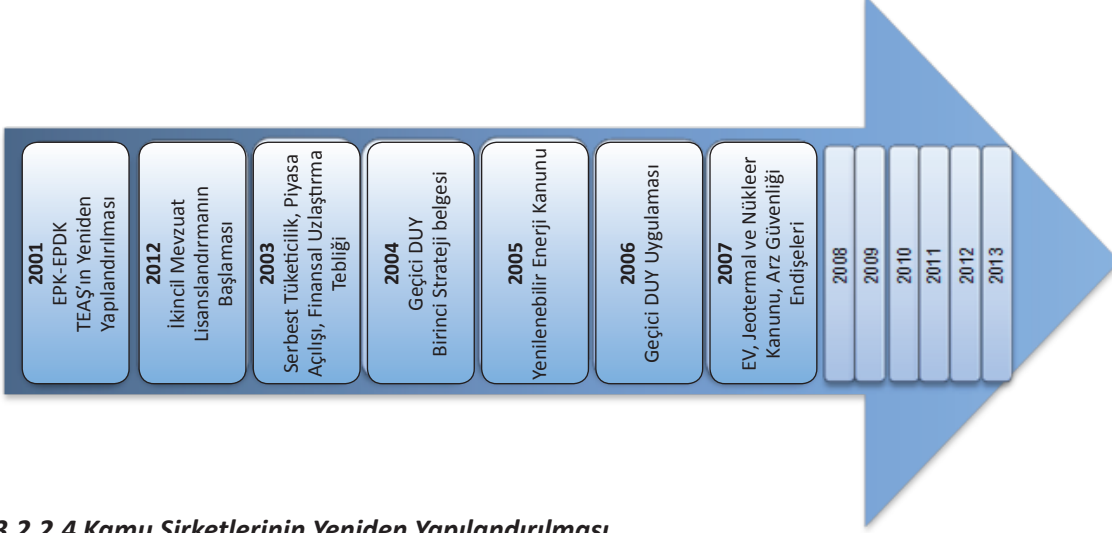
(Yeni EPK'da toptan satış ve perakende satış faaliyetleri "tedarik faaliyeti" olarak adlandırılmaktadır).

3.2.2.3 2001 ile 2007 Arasındaki Önemli Uygulama Adımları

Türkiye 2001 yılından bu yana enerji sektöründe kapsamlı bir reform uygulamaktadır. Yasal ve düzenleyici çerçeve ile piyasa yapıları zaman içinde adım adım gelişmesine rağmen, bu süreç iki

temel aşamaya ayrılabilir. 2001 ile 2007 yılları arasında temel yasal ve düzenleyici düzenlemeler geliştirilmiştir (bakınız Şekil 19) ve piyasa yapısı değiştirilmiştir – ancak aynı zamanda bazı geçiş sorunları ile de karşılaşmıştır. 2008 yılından sonra başlayan ikinci aşamada, reformlara hız verilmiş ve rekabetçi bir piyasa geliştirilmiştir. Aşağıdaki bölümlerde bu süreçte atılan önemli adımlar tartışılmaktadır.

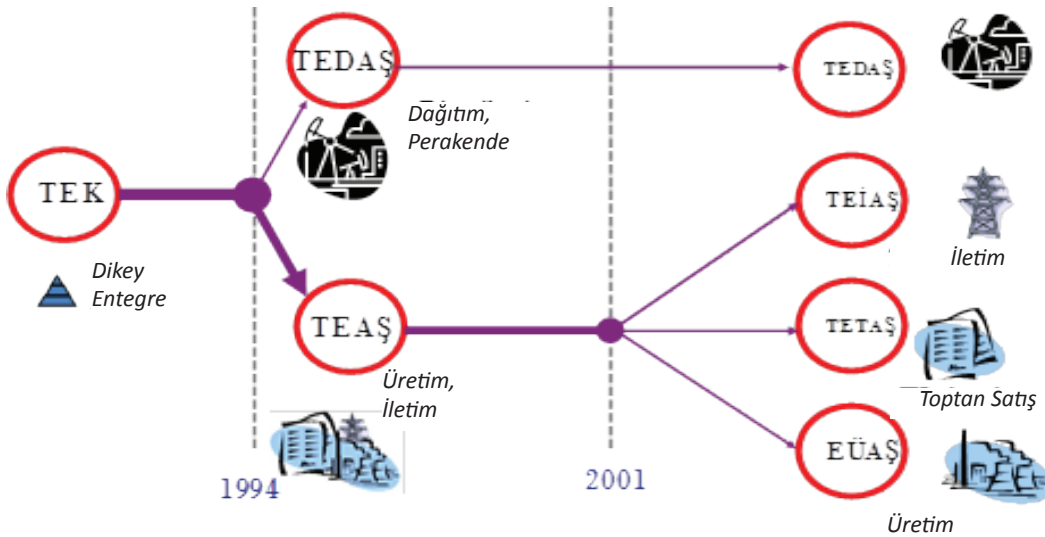
Şekil 19. 2001-07 Dönemindeki Önemli Uygulama Adımları



3.2.2.4 Kamu Şirketlerinin Yeniden Yapılandırılması

Atılan ilk adımlardan birisi kamu elektrik şirketlerinin yeniden yapılandırılması olmuştur. Piyasa faaliyetlerinin ayrıştırılması ilkesi doğrultusunda, kamuya ait TEAŞ Şekil 20'de görüldüğü gibi iletim, üretim ve toptan satış faaliyetlerinden sorumlu olacak üç şirkete ayrılmıştır. Bunun temel sebeplerinden birisi, rekabetçi bir piyasa yapısı için gerekli olan, bağımsız bir sistem ve piyasa işletmecisi olarak hareket edecek bir iletim şirketi oluşturma gereği idi.¹⁷

Şekil 20. Kamu Şirketlerinin Yeniden Yapılandırılması



TEAŞ üç yeni kamu işletmesi olarak yeniden yapılandırılmıştır:

- **Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ):** elektrik iletim faaliyetlerinin gerçekleştirilmesi için ve sistem ve piyasa işletmecisi olarak kurulmuştur
- **Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ):** elektrik üretim faaliyetlerinin gerçekleştirilmesi için kurulmuştur;

- **Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ):** YİD, Yİ ve İHD şirketleri ile yapılmış olan mevcut uzun vadeli elektrik alım sözleşmelerinin yönetilmesi de dahil olmak üzere elektrik toptan satış faaliyetlerinin yürütülmesi için kurulmuştur. TETAŞ YİD, Yİ ve İHD şirketlerinin ürettiği elektriği ve aynı zamanda EÜAŞ'ın büyük kapasiteli hidroelektrik santrallerinde üretilen düşük maliyetli elektriği satın almakta ve bunu düzenlemeye tabi fiyatlar üzerinden dağıtım şirketlerine satmaktadır.

TEDAŞ ve bu üç şirket, piyasadaki kamuya ait oyunculardır. Daha sonra tartışılacağı gibi, 2008-13 döneminde gerçekleştirilecek özelleştirme için **TEDAŞ** 2005 yılında yeniden yapılandırılmıştır.

3.2.2.5 Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) Kurulması

Reform sürecinde atılan önemli adımlardan birisi piyasanın bağımsız bir şekilde düzenlenmesi ve denetlenmesi amacıyla Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) kurulması olmuştur. EPK ile ilk kurulduğu zaman adı *Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu* olan kurum, 2001 yılında çıkarılan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile *Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu* olarak yeniden adlandırılmıştır. 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu ve 5307 sayılı Sıvılaştırılmış Petrol Gazı (LPG) Piyasası Kanunu ile, EPDK'ya petrol ve LPG piyasalarını düzenleme ve denetleme yetkisi de verilmiştir. EPDK'nın ilk Kurul üyeleri EPDK'nın faaliyete geçtiği 19 Kasım 2001'de göreve başlamıştır.

3 Eylül 2002 tarihinde sona eren Hazırlık Döneminde EPDK tarafından gerekli ikincil mevzuat hazırlanmıştır. İlk taslak piyasa kuralları (Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı ve daha sonra Geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, veya G-DUY) yeterli miktarda üretim yedek marjının bulunduğu bir zamanda, 2002-03'te geliştirilmiştir. Eylül 2002'de lisanslandırma faaliyetleri başlamış ve piyasa Mart 2003'te serbest tüketicilere açılmıştır. Başlangıçta serbest tüketici olabilmek için tüketim sınırı yıllık 9 GWh olarak belirlenmiştir (ilerleyen bölümlerde tartışılacağı gibi, bu sınır EPDK tarafında zaman içinde kademeli olarak düşürülmüştür).

2002-03 döneminde EPDK tarafından hazırlanan önemli ikincil mevzuat arasında Lisans Yönetmeliği (LY)

- Şebeke Yönetmeliği
- Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği (EPDY)
- Geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY)
- Yan Hizmetler Yönetmeliği
- Tarife Yönetmeliği

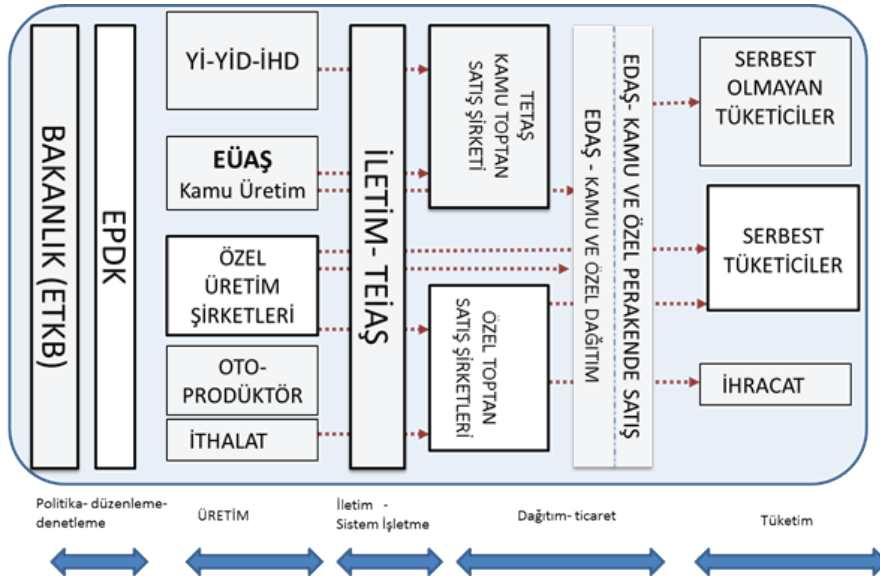
Bulunmaktadır.

Bir başka önemli adım da geçerli mevcut sözleşmeler olan ancak henüz uygulanmaya başlanmamış YİD projelerini piyasaya uyumlaştırmaya yönelik girişimler olmuştur. Lisans Yönetmeliğinde bu projelerin sahiplerinin sözleşmeden doğan haklarından feragat etmeleri halinde Yönetmelikte belirtilen lisans koşulları aranmaksızın lisans almaya hak kazanacakları açıklanmıştır. (daha sonra EPK da benzer bir hüküm içerecek şekilde değiştirilmiştir.) Bu kapsamda toplam kurulu gücü 2.855 MW olan 31 proje bulunmaktaydı. Bunlardan 15'inin (toplam kurulu gücü 1.300 MW) karşılıklı anlama yoluyla iptal edilmiştir. Bu şirketlerin tümü üretim lisansı olarak projelerini gerçekleştirmiş ve piyasa oyuncusu haline gelmiştir.¹⁸ Aslında bunlar mevcut otoprodüktör şirketleri ile birlikte piyasadaki ilk oyuncular arasında yer almıştır. Bu, sulh yoluyla ulaşılan bir çözüm olmuş ve sorunsuz bir geçiş sağlamıştır.

3.2.2.6 Piyasa Yapısı

Yukarıda belirtilen yeniden yapılandırma ve ayrıştırma adımları ile yeni piyasa katılımcılarının girişi Türkiye elektrik piyasasında önemli bir yeniden yapılandırma sağlamıştır. Şekil 21 EPK sonrasındaki elektrik sektörünün yapısını göstermektedir.

Şekil 21. EPK Sonrası Piyasa Yapısı



Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde (DUY) açıklanan piyasa kuralları, piyasa işletmecisi olarak hareket eden PMUM tarafından uygulanmaktadır. (DUY uygulaması bu raporun ilgili bölümlerinde açıklanmaktadır.)

İlerleyen bölümlerde açıklandığı gibi, 2013 yılında yeni EPK'nın kabul edilmesi ile birlikte bu yapının değiştiğini belirtmek gerekir.

3.2.2.7 2004 Strateji Belgesi

Piyasa tasarımında piyasanın kısa bir süre içinde faaliyete geçmesi ve dağıtım şirketlerinin (EDAŞ) özelleştirilmesinde hızlı bir ilerleme kaydedilmesi öngörülmüştür. Bu iki adım şeffaf ve öngörülebilir piyasa fiyatının oluşması için gerekli zemini oluşturacak; dengeleme ve uzlaştırma kurallarının (DUY) uygulanması konusunda yatırımcılar arasında güven oluşmasını sağlayacak ve böylece güvenilir alıcıların yeni üretim projelerinin finansmanını ve uygulamasını desteklemesini sağlayacaktır.

Elektrik Piyasası Kanunu temel ilkeleri belirlemesine rağmen, piyasanın gelişimi – ve özellikle dengeleme ve uzlaştırma mekanizması, dağıtım ve üretim varlıklarının özelleştirilmesine yönelik adımlar ve tarife uygulamasına ile kamu üretiminin pazarlanmasına yönelik geçiş dönemi önlemleri için bir yol haritası oluşturulması gerekiyordu. Bununla birlikte, hükümet reform programının hedefleri -spesifik olarak, rekabetçi bir piyasa uygulaması ve dağıtım ve üretimin özelleştirilmesi hedefleri– konusunda kararlı olmasına rağmen, uygulamada sağlanan ilerleme sınırlı olmuştu. Uygulama hedefleri ve uygulama adımları kararlaştırılmıştı ancak gerekli adımlar atılamamıştı. Reform çabaları etkili bir şekilde koordine edilememişti ve belki de daha önemlisi geçiş dönemi yaklaşımları üzerinde bir uzlaşma yoktu. Dağıtım ve üretimin özelleştirilmesi ile rekabetçi bir piyasa yapısına ulaşma üzerinde geniş bir mutabakat bulunmakla birlikte, ETKB ve Maliye Bakanlığı tarafından:

- Piyasanın sorunsuz bir şekilde başlatılması ve özelleştirmenin kolaylaştırılması için, üretim ve dağıtım şirketleri arasında başlangıç sözleşmelerinin (yükümlenilen sözleşmeler) yapılması;
- Özelleştirme öncesinde perakende düzeyinde maliyetleri yansıtan fiyatlandırma rejimine geçilmesi; ve
- Fiat artışlarının düşük gelirli tüketiciler üzerindeki etkilerinin yönetilmesine yönelik hedefli sübvansiyonlar.

Gibi geçiş dönemi önlemlerinin ve düzenlemelerinin gerekliliği dile getiriliyordu.

Dolayısıyla, uluslararası uzmanların da desteği ile (Dünya Bankası tarafından finanse edilen bir Uzmanlar Paneli), ETKB, EPDK, Hazine, DPT¹⁹ ve Özelleştirme İdaresi Başkanlığı'nın ortak çalışması sonucunda "Elektrik sektörü Reform ve Özelleştirme Strateji Belgesi" başlıklı bir strateji belgesi hazırlanmış ve Başbakanın başkanlığında toplanan bakanlar düzeyindeki Yüksek Planlama Kurulu kararı olarak 17 Mart 2004 tarihinde yayınlanmıştır. Strateji belgesinde öne çıkan kararlar arasında aşağıdakiler yer almıştır:

- **Özelleştirme:**

Elektrik sektörüne yeni üretim yatırımlarının çekilmesine yardımcı olacak finansal açıdan güçlü ve sürdürülebilir bir perakende sektörü oluşturabilmek için, özelleştirmenin dağıtım sektöründen başlatılmasına karar verilmiştir. 21 dağıtım bölgesinde 20 bölgesel dağıtım şirketi kurulacaktır [biri zaten özel şirket tarafından işletilmektedir].

Üretim özelleştirmesi dağıtım özelleştirmesinden ve işleyen bir toptan satış piyasası oluşturulduktan sonra başlayacaktır. Özelleştirilmeyecek olan bazı hidroelektrik santraller dışında, kamuya ait üretim varlıkları gruplandırılacak ve portföy üretim şirketleri kurulacaktır.

Bölgesel dağıtım şirketlerinin kurulmasına, lisanslandırma süreçlerinin ve tarife yapılarının belirlenmesine, vs. yönelik hazırlık çalışmalarına ilişkin takvim de strateji belgesinde belirlenmiştir.

Gerekli hazırlık çalışmalarının ve gerekli yasal ve düzenleyici değişikliklerin 2005 ortasına kadar tamamlanması ve dağıtım özelleştirmesinin 2007'ye kadar tamamlanması öngörülmüştür.

- **Geçiş Dönemi Uygulamaları:**

EÜAŞ ve TETAŞ'ın geçiş dönemi (yükümlenilen) sözleşmeler ile, dağıtım şirketlerinin serbest olmayan tüketicilerinin bölgesel taleplerinin yüzde 85'ini karşılamak üzere elektrik satmaları kararlaştırılmıştır. TETAŞ sözleşmeleri dışında, bu sözleşmelerin süresi 5 yıl olacaktır. Tüketicilere tek bir ulusal satış fiyatı uygulanabilmesi için, bir fiyat eşitleme mekanizmasının (bölgeler arası çapraz sübvansiyon) uygulanması kararlaştırılmıştır. Bu bağlamda, bölgesel tarifelerin maliyetleri yansıtan tarifeden yüksek olması halinde her bir dağıtım şirketi topladığı fazla parayı TETAŞ'a aktaracaktır ve bu fazla para maliyetleri yansıtan tarifeleri ulusal tarifeden daha yüksek olan dağıtım şirketlerine aktarılacaktır. Ulusal tarife bu transferi sağlayacak bir düzeyde tutulur.

- **Piyasa Geliştirme:**

Geçici bir Dengeleme ve Uzlaştırma mekanizması hazırlanacak ve uygulamaya konulacaktır. Gerçek uygulamaya geçmeden önce piyasa katılımcılarının eğitimi için bir sanal deneme süresi (nakit gereklilikleri olmadan) öngörülmüştür.

Nihai DUY hazırlanacak ve saatlik uzlaştırmanın yapıldığı bir toptan satış ticaret platformu oluşturulacaktır.

2004 Strateji Belgesinde aynı zamanda arz güvenliğinin sağlanmasına ve TEİAŞ'ın güçlendirilmesine yönelik önlemler de yer almıştır. Strateji Belgesindeki bazı önlemlerin uygulanması Elektrik Piyasası Kanununda ve ilgili mevzuatta değişiklik yapılmasını gerektireceğinden dolayı, Strateji Belgesinde bu değişikliklere ilişkin bir yol haritası da öngörülmüştür. Hazırlık çalışmalarının ve mevzuat değişikliklerinin ETKB koordinasyonu altında gerçekleştirilmesi öngörülmüştür.

3.2.2.8 2004 Strateji Belgesinin Uygulanması

Özelleştirme

Dağıtım şirketlerinin yeniden yapılandırılmasına, gelir gereksinimlerinin belirlenmesine, kayıp ve kaçak oranlarının belirlenmesine, hesap ayrıştırmasına ve EÜAŞ'ın portföy gruplarının oluşturulmasına yönelik hazırlık çalışmaları, Strateji Belgesinde öngörülen takvime göre biraz gecikmeyle 2004-05'te tamamlanmıştır. Bu arada, TEDAŞ ÖİB yönetimine devredilmiştir ve 20 bölgesel dağıtım şirketi kurularak bu şirketlere lisans verilmiştir.

Bununla birlikte, hazırlıklar 2006'nın son çeyreğine kadar tamamlanmasına rağmen, ihale aşamasından hemen önce dağıtım özelleştirme hükümet tarafından beklenmeyen bir şekilde ertelenmiştir. Bu kararın gerekçesi bu raporun Özelleştirme bölümünde açıklanmaktadır.

Geçiş Dönemi Önlemleri

Gerekli yasal ve düzenleyici değişiklikler ile Elektrik Piyasası Kanununda yapılması gereken değişiklikler 2006 yılında gerçekleştirilmiş ve ulusal tarife uygulaması, fiyat eşitleme mekanizması ve geçiş dönemi sözleşmeleri için gerekli yasal zemin oluşturulmuştur.

2004-07 Döneminde Piyasa Gelişimi (DUY Uygulaması)

Piyasa kuralları ilk olarak 2003 yılında tasarlanmış ve Kasım 2004'te yasal çerçeve (yani "Geçici" Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği veya G-DUY) tamamlanmış, PMUM (TEİAŞ bünyesindeki piyasa işletim merkezi) kurulmuş ve sanal (nakit olmayan bazda) uygulama başlamıştır. Bununla birlikte, TEDAŞ'ın sanal uygulamaya dahi katılmak istememesinin karar vericileri de etkilemesi sebebiyle gerçek uygulama ancak Ağustos 2006'da başlayabilmiştir. TEDAŞ bölgesel talepleri kesin bir şekilde değerlendiremediğinden dolayı, (a) dengesizlikler sebebiyle dengeleme piyasası işlemleri sonucunda üzerine ilave bir yük bineceğinden ve (b) o zamanlar maliyetleri yansıtan bir tarife uygulama yönünde bir niyet olmadığı için bu ilave maliyetin zaten yüksek düzeylerde olan zararlarını daha da arttıracığından endişe ediyordu.

Büyük bir termik santralde yaşanan arıza ve dengeleme kapasitesinin yetersiz olması sebebiyle bölgesel ölçekte yaşanan bir kesinti sonrasında, ETKB dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliğini acil olarak uygulamaya koymaya karar verdi. G-DUY uygulamaya konulduktan sonra, PMUM piyasa katılımcıları için bir ticaret platformu sundu. Ancak, baskılanan düzenlemeye tabi tarifeler (aşağıda daha ayrıntılı olarak tartışılmaktadır) serbest tüketicilerin düzenlemeye tabi tarifelerden çıkmasını engelledi ve serbest olmayan tüketici olarak kaldılar (hatta serbest tüketici statüsüne geçmiş olan bazı tüketiciler bile tekrar dağıtım şirketlerine döndüler). Sonuç olarak, özel üretim şirketleri üretimlerinin çoğunluğunu PMUM'a satmak zorunda kaldılar ve böylelikle dengeleme piyasası bir çeşit havuz haline geldi. Bu durum da başka bir zorluğa yol açtı. Dağıtım şirketleri (o zamanlar çoğunlukla kamuya ait şirketler) enerji ihtiyaçlarının kalan miktarlarını (TEDAŞ ve EÜAŞ tarafından sağlanan miktarın üzerine) ve dengesizlik nedeniyle oluşan güç ihtiyaçlarını PMUM'dan temin ettiler, ancak bunu maliyetleri yansıtmayan tarife üzerinden serbest olmayan tüketicilere satmak zorunda kaldılar. Sonuçta, bu durum TEDAŞ dağıtım şirketlerinin tedarikçilere olan ödemelerinde gecikmelere yol açtı.

Bununla birlikte, sorunlu uygulamaya rağmen, dengeleme ve uzlaştırma piyasasının uygulamaya konulması reform sürecindeki önemli adımlardan birisi olmuştur ve yeni üretim yatırımlarını başlatmıştır.

2004 Strateji Belgesi reform süreci için bir yol haritası sunmuş ve özellikle potansiyel olarak Türkiye'de yatırım yapabilecek özel şirketler olmak üzere piyasa katılımcılarının güvenini arttırmayı amaçlamıştır. Aslında strateji belgesi katılımcılar tarafından başlangıçta genel olarak olumlu karşılanmıştır. Ancak, bir piyasa alanının oluşturulması konusundaki tereddütler ve gecikmeler (dengeleme ve gün öncesi piyasaları) ve dağıtım özelleştirmesini erteleme kararı bir güven kaybına yol açmıştır. Ek olarak, nihai tüketici fiyatlarını kontrol altında (maliyetlerin altında) tutmaya yönelik müdahaleler de piyasa oyuncularının güvenini daha da azaltmıştır. Bu da üretim yatırımlarının yetersizliği sebebiyle arz güvenliği üzerinde olumsuz bir etki yaratmıştır.

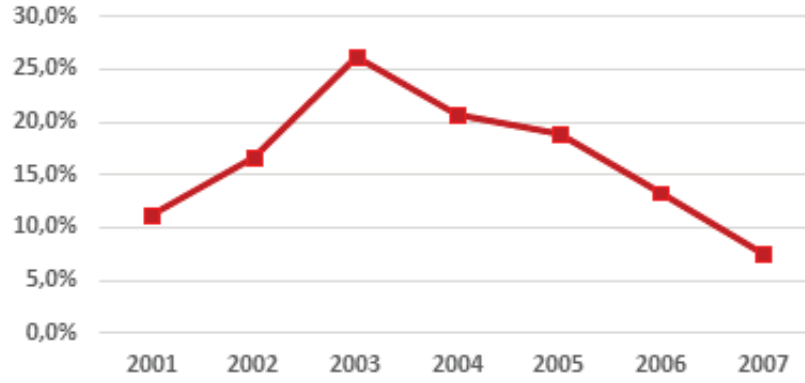
Uygulaması gecikmesine rağmen, 2004 strateji belgesi reform sürecinde atılan önemli bir adım olmuştur. Belgede belirtilen kararlar ve ilkeler özelleştirme, geçiş dönemi önlemleri ve toptan satış piyasasının oluşturulması için esas teşkil etmiştir.

3.2.2.9 2001-07 Döneminde Arz/Talep Dengesi

Yetersiz Üretim Yatırımları: Uyarı İşaretleri Veren Arz Güvenliği Durumu

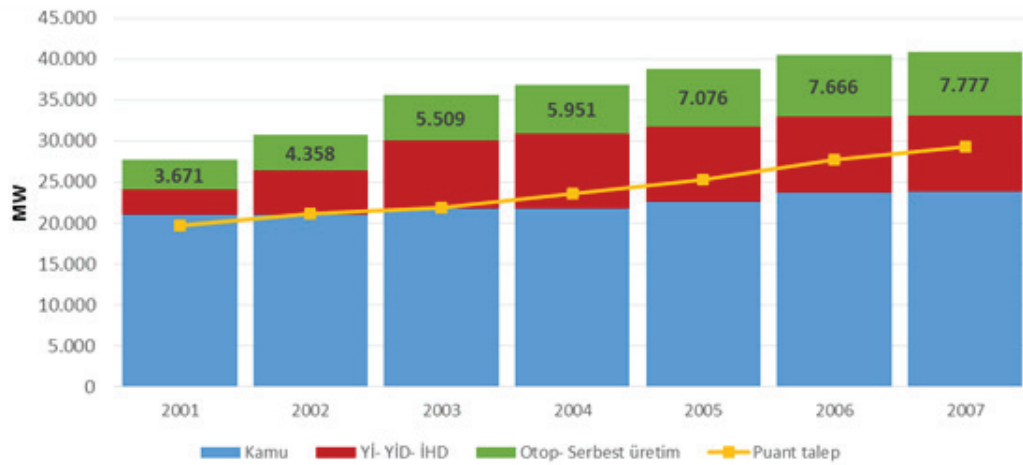
2002-07 döneminde yıllık ortalama talep artış oranı yaklaşık yüzde 7 olmuştur. 2001 yılında talepte yaşanan keskin düşüş ve 2002 ve 2003 yıllarında Yı santrallerinin işletmeye girmesi sebebiyle yedek marjı²⁰ başlangıçta yeterince yüksekti. Ancak, Şekil 22'de görüldüğü gibi, 2003 yılından sonra yedek marjı keskin bir düşüş göstermiştir.

Şekil 22. Yedek Marjı, 2001–07



2006 yılında yapılan çalışmalar talebin öngörüldüğü gibi yükselmeye devam etmesi halinde 2008 yılından itibaren bir arz krizinin yaşanacağını gösteriyordu. Bunun temel sebebi üretim yatırımlarının yetersizliği idi. DSİ tarafında inşa edilen hidroelektrik santraller dışında herhangi bir kamu yatırımı yapılmıyordu. Yİ ve YİD gibi önceki modeller artık kullanılmıyordu. Şekil 23'te görüldüğü gibi, yedi yıllık dönemde özel sektör tarafından sadece 4.000 MW'lık üretim yatırımı yapılmıştı (2001 öncesinde başlatılanlar da dahil olmak üzere çoğunluğu otoprodüktör tesisi ve bağımsız elektrik üreticilerine dönüştürülen tamamlanmamış eski YİD projeleri). Ayrıca, giderek kötüleşen hidrolojik koşullar sebebiyle hidroelektrik santrallerin kullanım oranları giderek kötüleşiyordu.

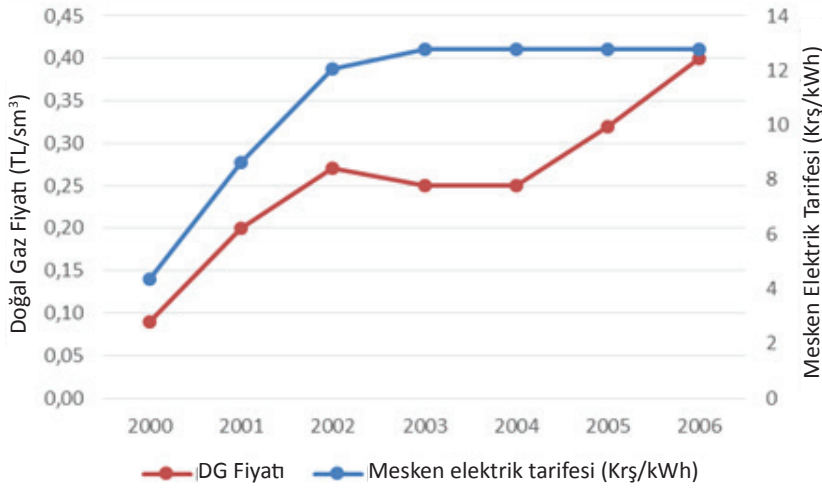
Şekil 23. Üretim Kapasitesinin Gelişimi, 2001–07 (MW)



Kaynak: TEİAŞ.

Özel sektörün üretime yatırım yapmakta tereddütlü olmasının çeşitli nedenleri vardı:

- Şekil 24'te görüldüğü gibi, yakıt maliyetleri ve diğer maliyetler artmasına rağmen, elektrik fiyatları son beş yıl boyunca hiç değişmemişti. Hidroelektrik üretiminin çok fazla olması ve doğal gaz fiyatlarının nispeten düşük olması sebebiyle 2005 yılına kadar tarife artışlarına ihtiyaç duyulmamasına rağmen, 2005 yılından itibaren maliyetlerin karşılanabilmesi için tarifelerin artırılması gerekiyordu. Serbest tüketiciler olmasına rağmen, perakende tarifesinin düşük olması geçişler için caydırıcı rol oynadı ve bu tarifeler özel (çoğunlukla doğal gaz yakıtlı) santrallerin üretim maliyetlerinin karşılanması için yeterli değildi. Dolayısıyla, serbest tüketiciler elektriklerini düzenlemeye tabi fiyatlar üzerinden dağıtım şirketlerinden almayı tercih ettiler. Düzenlemeye tabi bu tarife yapısı, dağıtım şirketlerinin, üretim şirketleri ile onların yatırımlarını karşılamak için yeterli gelir sağlayacak bir fiyattan sözleşme yapmalarını teşvik etmiyordu.

Şekil 24. Doğal Gaz Fiyatı ve Mesken Tarifesi, 2000–06

Kaynak: BOTAŞ ve TEDAŞ.

Not: Yıl ortası fiyatları kullanılmıştır. Eski Türk Lirası Yeni Türk Lirasına çevrilmiştir.

- Uzun vadeli fiyat sinyalleri sağlayacak bir mekanizma yoktu. Dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliği (G-DUY) mevcut olmasına rağmen, 2006 yılının sonlarına kadar uygulanmadı. Yani, bir önceki bölümde tartışıldığı gibi, uygulamada 2006 yılının sonlarına kadar enerji ticaretine yönelik bir piyasa mevcut değildi.
- Piyasa kavramı Türkiye için yeniydi. Daha önceden uygulanmamıştı. 2005 yılına kadar dağıtım şirketlerinin talebi kamu üretimi ve TETAŞ satışları ile karşılanmıştı.
- 2006 yılında G-DUY'un uygulamaya konulmasından sonra bile, aşağıdaki sebeplerden dolayı ikili sözleşme yapma imkanı yoktu:

TEDAŞ'ın geçmiş ödeme performansı, uzun vadeli ikili sözleşme yapmayı düşünen müstakbel üretim yatırımcıları için teşvik edici değildi. Dağıtım özelleştirmesinin 2007 yılına kadar tamamlanması planlanmıştı ve ertelenmesi piyasa güvenini zayıflattı. Dağıtım sektörünün geleceğinin belirsizliği, uzun vadeli sözleşme yapma konusunda isteksizliğe yol açtı ve yeni üretim yatırımlarına yönelik teşviki azalttı.

Talep artışı ve dengesizlikler sebebiyle, dağıtım şirketleri geçiş dönemi sözleşme miktarlarına el olarak ilave enerji satın almak zorunda kaldı. Bununla birlikte, belirsizlik sebebiyle hem tedarikçiler hem de dağıtım şirketleri yeni sözleşmeleri tercih etmediler ve bunun yerine dengesizlik fiyatları üzerinden dengeleme piyasasından satın aldılar. Önceki bölümde açıklandığı gibi, bunun sonucunda bağımsız elektrik üreticilerine yönelik piyasa yapısı geçici olarak bir ikili sözleşme piyasası modelinden merkezi havuz modeline dönüştü.

2006 sonrasında yeni üretim lisanslarının sayısının arttığı göz önüne alındığında; istenildiği gibi işlememesine ve uzun vadeli güven tesisi için yeterli olmamasına rağmen geçici DUY'un uygulanmaya başlaması, yeni yatırımlar için teşvik edici bir unsur olmuştur. Bununla birlikte, yatırımlardaki en önemli artış maliyetleri karşılayan fiyatlandırmanın uygulamaya konulmasından, 2008 yılında dağıtım özelleştirmesinin başlamasından ve 2009 ile 2001 yıllarında iyi işleyen piyasa platformlarının uygulamaya konulmasında sonra gerçekleşmiştir.

2007 yılında ve 2008 yılının ilk yarısında gerçekleşen yüksek talep artışı sebebiyle arz/talep dengesi kötüleşmiştir. Ancak 2008'in ikinci yarısında küresel ekonomik kriz sebebiyle elektrik talebi düşmeye başlamıştır. Eğer bu kriz ve sonucundaki talep düşüşü yaşanmasaydı, 2009 yılından itibaren elektrik arzında kısıtlama kaçınılmaz olacaktı.

3.2.3 2008 Sonrası: Rekabetçi Bir Piyasaya Yönelik Yeni Adımlar

“Geçmiş deneyimlerden dersler çıkarmak”

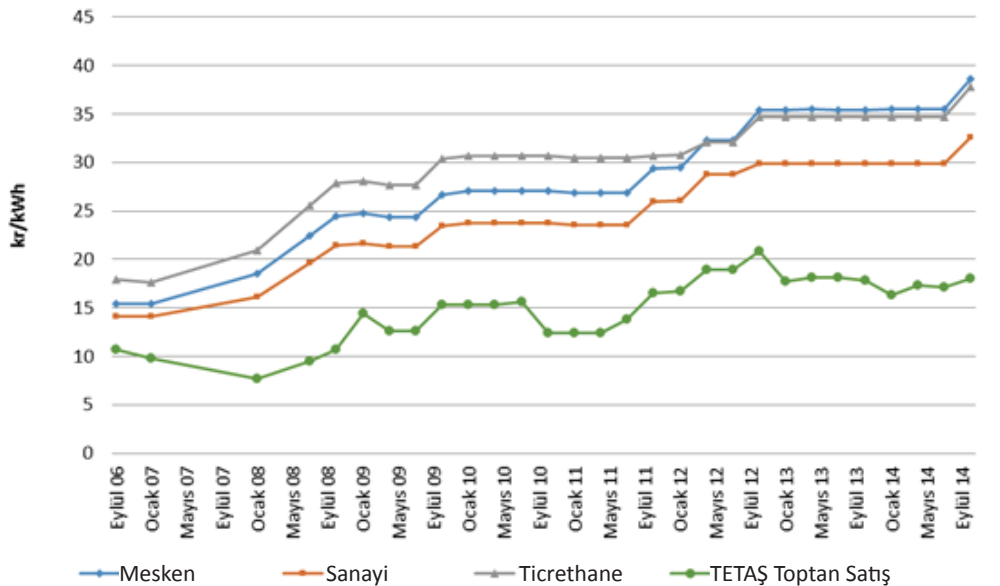
Şekil 25. 2007 - 13 Döneminde Atılan Başlıca Adımlar



3.2.3.1 Maliyetleri Karşılamanın Fiyatlandırma

2009'ten itibaren elektrik açığı riskinin artması ve kamuya ait şirketlerin sürdürülebilir olmayan finansal performansı Türk hükümetini 2008 yılının başı itibarıyla ciddi önlemler almaya itmiştir. Düzenlemeye tabi elektrik tarifeleri 2003 yılından bu yana ilk kez Ocak 2008'de önemli ölçüde artırılmıştır. Yaklaşık eş yıllık bir aradan sonra, üç önemli tarife artışı gerçekleştirilmiş (Ocak 2008, Temmuz 2008 ve Ekim 2008) ve ortalama perakende tarifesinin yaklaşık yüzde 50 yükselmesi ile maliyetlerin tam olarak karşılandığı seviyelere ulaşılmıştır. Bu sektörün finansal sürdürülebilirliğini önemli ölçüde geliştirmiş, daha verimli tüketim davranışlarını teşvik etmiş ve sektöre özel sektör yatırımlarını çekmiştir. Maliyetlerin tam olarak karşılandığı seviyelerin korunması amacıyla bir maliyete dayalı veya “Otomatik” Fiyatlandırma Mekanizması (OFM) uygulama konulmuştur. OFM kapsamında, mekanizmada verilen formüllere göre Türkiye Kömür İşletmeleri'nin (TKİ), BOTAS'ın, EÜAŞ'ın, TETAŞ'ın ve dağıtım şirketlerinin fiyatları üç ayda bir ayarlamaya tabi tutulacaktı (ilk üçü şirketler/hükümet, sonuncusu EPDK tarafından²¹. Mesken, ticarethane ve sanayi için ortalama serbest olmayan tüketici tarifeleri (vergiler dahil) ve düzenlemeye tabi TETAŞ tarifelerinin değişimi Şekil 26'da gösterilmektedir.²²

Şekil 26. 2006 Yılından Bu Yana Uygulanan Mesken ve Sanayi Tarifeleri



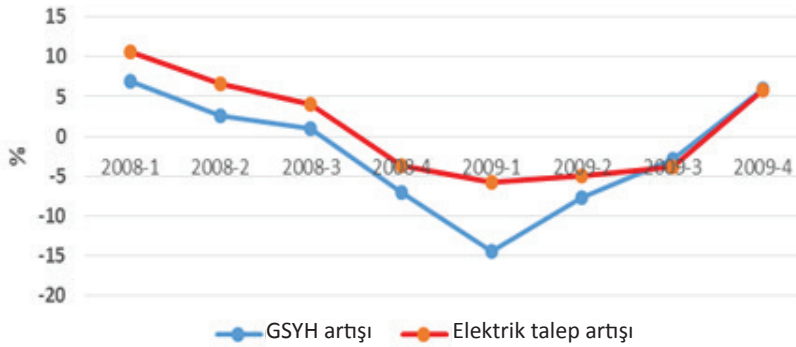
Kaynak: EPDK ve TEDAŞ istatistikleri.

3.2.3.2 Arz Güvenliği Önlemleri ve EPK'da Yapılan Değişiklikler

2006 yılında, Dünya Bankası'nın desteği ile ETKB arz güvenliği durumunu değerlendirmeye yönelik bir dizi çalışma başlatmıştır.²³ Bu çalışmalarda üzerinde durulan temel soru piyasa tasarımının ve uygulamasının arz güvenliği üzerinde herhangi bir olumsuz etkisinin olup olmadığı ve eğer varsa bunları telafi etmeye yönelik olası önlemlerin neler olabileceği idi. Yapılan çalışmalar uygulamadaki hatalar düzeltilse bile (yukarıda tartışılmıştır) arz güvenliğinin artırılabilmesi için ilgili kurumların sorumluluklarının açık bir şekilde tanımlanması, bir izleme mekanizmasının olması ve muhtemelen bazı yeni piyasa mekanizmalarının (örneğin kapasite mekanizmaları, ihaleler, yeterli kapasite satın alma yükümlülükleri gibi) geliştirilmesi gerektiğini ortaya koymuştur. Uzun vadeli yapısal değişime yönelik bu öneriler EPK'da 2008 yılında yapılan değişikliklerin ve 2009 yılında yayınlanan Strateji Belgesinin (bakınız sonraki bölüm) temelini oluşturmuştur.

2008 yılının sonlarında ve 2009 yılının başlarında elektrik talep artışının yavaşlaması ve talebin düşmesi (Şekil 27) Türkiye'ye ilave bir zaman kazandırmıştır ve üretim kapasitesine daha fazla yatırım çekmek ve enerji verimliliğini sağlamak için bir fırsat penceresi açmıştır. Talebin düşmesi sebebiyle arz/talep dengesi iyileşmesine rağmen, uzun vadeli arz güvenliğinin iyileştirilmesi için bazı kısa ve uzun vadeli önlemler belirlenmiştir. 2008 yılında elektrik arz güvenliğinin daha iyi izlenmesine ve değerlendirilmesine yönelik önlemlerin alınabilmesi için Elektrik Piyasası kanununda değişiklik yapılmıştır. Ancak, Kapasite mekanizması gibi uzun vadeli önlemlere yönelik planlar aciliyetini kaybetmiş, dolayısıyla uygulanmamıştır.

Şekil 27. GSYH ve Talepte Üç Aylık Dönemler Bazında Yaşanan Değişiklikler, 2008–09



3.2.3.3 2009 Elektrik Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi

2008 yılında yeni bir strateji belgesi hazırlanmış ve Yüksek Planlama Kurulu tarafından onaylandıktan sonra Mayıs 2009'da yayınlanmıştır. "Elektrik Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi"²⁴ başlıklı bu dokümanda piyasa açılışına ve arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik atılması gereken adımlar ile orta ve uzun vadede elektrik arzında kullanılacak yerli kaynaklara ilişkin hedefler belirlenmiştir. Strateji Belgesinde aşağıdaki ana konular ele alınmıştır:

- **Piyasa uygulama adımları:** Hükümetin rekabetçi bir elektrik piyasası kurma kararlılığı tekrarlanmış ve Gün Öncesi ve Dengeleme Güç Piyasaları gibi toptan satış piyasası mekanizmalarının uygulanmasına yönelik bir yol haritası belirlemiştir. Ayrıca bir elektrik borsasının işletilmesi için bağımsız bir piyasa işletmecisi öngörmüştür. 2015 yılına kadar piyasanın tamamen açılmasını amaçlamıştır.
- **Özelleştirme:** Strateji Belgesinde dağıtım ve üretim özelleştirmelerinin rekabetçi bir piyasa yapısının oluşturulması için önemli araçlar olduğu kabul edilmiştir. Ayrıca özelleştirmede temel hedefin sektörde rekabeti tesis etmek, üretim ve dağıtım sektörlerinde verimliliği arttırmak ve arz güvenliğini sağlamak olduğu belirtilmiştir.
- **Arz Güvenliği:** Elektrik stratejisi, arz/talep dengesi projeksiyonlarının Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yakından izlenmesini, bu projeksiyonlar ve arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik önerilen önlemler hakkında hükümete düzenli olarak rapor sunul-

masını öngörmüştür. Alınan önlemlere rağmen yeni üretim kapasitesi için kamunun yatırım yapmasının gerekmesi halinde, bunların hükümetin bütçe süreci kapsamında ele alınacağı belirtilmiştir. Ayrıca arz güvenliğinin geliştirilmesine yönelik olarak kapasite mekanizması ve elektrik/kapasite ihaleleri gibi ilave mekanizmaların değerlendirilmesi öngörülmüştür.

- **Yerli ve yenilenebilir kaynaklara ilişkin gelecek hedefleri:** Türkiye'nin elektrik üretiminde yüksek maliyetli ithal doğal gazla olan aşırı bağımlılığı (yüzde 40'ın üzerinde), cari açık ve enerji güvenliği bakımından endişeler yarattığından dolayı, Strateji Belgesinde Türkiye'nin elektrik üretiminde linyit ve hidrolik gibi yerli kaynakların payının arttırması ve 2023 yılına kadar bu kaynakların potansiyelinden tam olarak yararlanılmasının amaçladığı açıklanmıştır. Ayrıca Strateji Belgesinde elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların payının 2023 yılına kadar yüzde 30'un üzerine çıkarılması hedeflenmiştir.
- Strateji Belgesi ayrıca 1 Temmuz 2009 tarihinde adı Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı (ENTSO-E) olarak değiştirilen Avrupa Elektrik İletimi Koordinasyon Birliği (UCTE) ile enterkonneksiyon için atılacak adımlar da dahil olmak üzere komşular ile enterkonneksiyon tesis edilmesine yönelik ilkeleri de belirlemiştir.

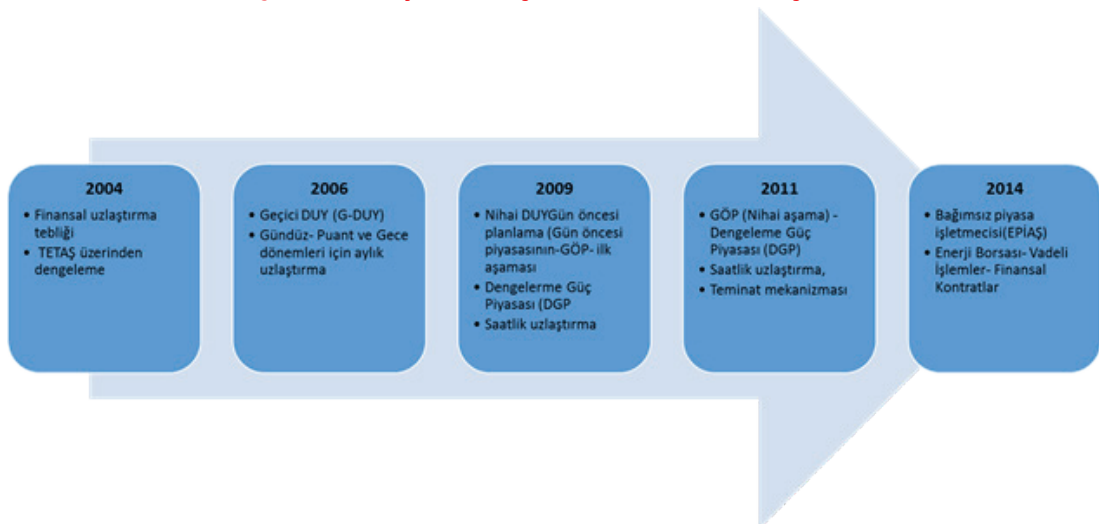
2009 Strateji Belgesinin Uygulanması

Özel sektör yatırımlarının düşük seviyede olması sebebiyle yaklaşan arz açığı tehdidi, fiyatlandırma politikalarından kaynaklanan zararlar ve kamu dağıtım şirketlerinin kötüleşen performansı önceki politikaların sürdürülebilir olmadığını kanıtlamıştır. Atılması gereken adımlar artık ertelenemez düzeye gelinceye kadar ertelenmişti. Dolayısıyla, 2004 yılında yayınlanan stratejinin aksine, toptan satış piyasası ve özelleştirmeler ile ilgili kararlar, ilerleyen bölümlerde anlatıldığı gibi önemli bir gecikme olmaksızın uygulanmıştır.

3.2.3.4 Toptan Satış ve Perakende Piyasalarının Geliştirilmesi: Ticaret Mekanizmaları

Türkiye'de uygulanmakta olan piyasa yapısı alıcılar ile satıcılar arasında yapılan ikili sözleşmelere dayalıdır ve merkezi bir gün öncesi piyasası ve dengeleme ve uzlaştırma mekanizması ile tamamlanmaktadır. Toptan satış rekabetinin getirilmesi ve bir ticaret alanının oluşturulması için, dengeleme ve uzlaştırma mekanizmaları, üretim programlama ve yük tevzi için gerekli kural ve prosedürlerin tasarlanması ve uygulanması gerekmektedir. Dengeleme ve Uzlaştırma Rejiminin uygulamaya konulması önemli adımlardan birisidir. Bir toptan satış piyasasının işlemesi için gelişmiş bir ölçüm ve Bilgi teknolojileri (BT) altyapısı ve iyi organize edilmiş piyasa katılımcıları gerektiğinden dolayı, piyasa kuralları kademeli olarak uygulamaya konulmuştur. Piyasa uygulamasının aşamaları Şekil 28'de görülebilir.

Şekil 28. Piyasa Gelişiminin Kilometre Taşları



Piyasa kuralları ilk olarak 2003 yılında tasarlanmış ve yasal çerçeveyi oluşturan ilk Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (Geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği veya G-DUY)- Kasım 2004'te tamamlanmıştır. Ancak önceki bölümlerde açıklanan sebeplerden dolayı uygulama ancak geçici (pilot) olarak Ağustos 2006'da başlatılabildiği. 2006 yılına kadar, özel üretim şirketlerinin dengeleme güçlerinin düzenlemeye tabi alış ve satış fiyatları üzerinden TETAŞ tarafından sağlandığı basit bir dengeleme ve ulaştırma rejimi kullanılmıştır. G-DUY uygulanmaya başladıktan sonra piyasa katılımcıları için bir ticaret platformu sunmuştur. Bununla birlikte, daha önce de açıklandığı gibi, baskılanan düzenlemeye tabi tarifeler sebebiyle bir havuza dönüşmüştür.

Bu durum da başka bir zorluk yaratmıştır. Dağıtım şirketleri (o zamanlar çoğunlukla kamuya ait şirketler) enerji ihtiyaçlarının kalan miktarlarını (TETAŞ ve EÜAŞ tarafından sağlanan miktarın üzerine) ve dengesizlikten oluşan ihtiyaçlarını PMUM'dan temin ettiler. Ancak PMUM'da fiyatların daha yüksek olması ve baskılanan tarifeler sebebiyle, dağıtım şirketleri TETAŞ'a, EÜAŞ'a hatta PMUM'a ödeme yapmakta güçlük çektiler. Bu durum PMUM'un özel sektöre yapması gereken kendi ödemelerini de geciktirdi. Ayrıca, dağıtım şirketlerinin (TEDAŞ) TETAŞ ve EÜAŞ'a olan vadesi geçmiş borçları ve dolayısıyla TETAŞ ve EÜAŞ'ın BOTAŞ'a olan borçları da birikti. Bu çıkmaz ancak maliyetleri karşılayan tarifelerin uygulamaya konulmasından ve serbest tüketicilerin tekrar başka tedarikçilere geçmesinden sonra rahatladı.

2006 yılından 2009 yılına kadar uygulanan mekanizma zaman zaman "gün öncesi dengeleme piyasası" olarak adlandırıldı. Aslında bu bir "gün öncesi programlama /planlama mekanizması (GÖP)" idi. Üretim şirketleri ayda iki kez (her gün değil) takip eden 15 günlük döneme ilişkin saatlik üretim programlarını ve eğer gün öncesi ve gerçek zamanlı dengelemede kullanılıyor ise fiyatlarını sunuyorlardı (santrallerinden yük alma ve yük atma için fiyatlar talep ediliyordu). Günlük talepler TEİAŞ'ın ulusal yük tevzi merkezi tarafından takip eden günün her bir saati için belirleniyordu ve sistem üretim şirketlerinin fiziksel kapasite tekliflerine göre dengeleniyordu. Arz/talep kesişme noktasındaki marjinal fiyat yük alma ve yük atma tekliflerine göre belirleniyordu. Dolayısıyla, sistem TEİAŞ tarafından bir gün önceden dengeleniyordu. Üretim programlaması TEİAŞ tarafından yapılarak üretim şirketlerine duyuruluyordu. Ayrıca, gün içinde gerçek zamanlı dengeleme üretim şirketlerinin fiyatlarına dayalı olarak TEİAŞ tarafından yapılmıştır. Ölçüm ve BT sistemleri tamamlanmadığından dolayı uzlaştırma da farklı yapılmıştır: üç ayrı uzlaştırma zaman dilimi vardı – gündüz (11 saat), puant (5 saat) ve gece (8 saat). Bu daha yönetilebilir bir gerçek zamanlı dengeleme sağlayabilmek amacıyla bir gün öncesinden dengeli bir sisteme sahip olmaya yönelik bir önlemdi.

Altyapının geliştirilmesi ile birlikte, DUY'un ikinci aşamasının ayrıntılı kuralları geliştirildi ve bu kurallar birinci aşama DUY'u neredeyse tamamen değiştirdi. İkinci aşama Nisan 2009'da yürürlüğe girdi ve Aralık 2009'da uygulanmaya başladı. Bu aşama daha karmaşık bir Gün Öncesi Programlama mekanizmasıydı. Yük alma ve yük atma teklifleri artık ayda iki kez değil, sonraki günün her bir saati için günlük bazda sunuluyordu. Marjinal fiyatlar bir gün önceden hesaplanıyor ve açıklanıyordu. Yine de sonraki güne ait talep TEİAŞ tarafından belirleniyordu. Gündüz, puant ve gece zaman dilimleri yerine, uzlaştırma zaman dilimi artık bir saattir.

Sonuçta DUY'un nihai aşaması Aralık 2011'de başladı. Dengeleme piyasası, arz ve talebin tedarikçilerin ve tüketicilerin satış ve alış miktar ve teklifleri ile dengelendiği gönüllü bir elektrik ticaret platformu olan gerçek bir Gün Öncesi Piyasasına (GÖP) dönüştü. TEİAŞ artık piyasayı kendi talep tahminlerine göre bir gün önceden dengelenmektedir. Bu platform, arzın talebin ve fiyatların katılımcıların alım satım fiyat ve miktar tekliflerine göre belirlendiği bir piyasa haline geldi. Gerçek zamanlı dengeleme katılımcılar tarafından bir gün önceden sunulan yük alma ve yük atma fiyatlarına dayalı olarak gerçek zamanlı Dengeleme Güç Piyasasında (DGP) TEİAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir.

Bir "gün içi piyasasının" oluşturulmasına yönelik çalışmalar ileri bir aşamaya ulaşmıştır ve gün içi piyasasının 2015 yılında faaliyete geçmesi beklenmektedir.

Hem Geçici DUY'un hem de Nihai DUY'un (GÖP ve DGP) uygulanmasında önemli gecikmeler yaşanmıştır. Bugün ulaşılan noktaya daha önce ulaşmak mümkündü. Önceki bölümlerde belirtildiği gibi, maliyetleri karşılayan fiyatlandırmada ve dağıtım özelleştirmesinde yaşanan gecikmeler uygulamayı da geciktirmiştir. Bununla birlikte, hiç gecikme olmasaydı bile, uygulamanın adım adım gerçekleştiği kademeli bir ilerleme hızı kaçınılmazdı. Bu kadar kısa bir süre içerisinde ne teknik altyapı inşa edilebilir ne de piyasa oyuncuları arasında deneyim geliştirilebilirdi. Bu sebeple 2006 yılına kadar basit bir metodoloji kullanılmıştır; daha sonra sanal (nakit bazlı olmayan) uygulama ile başlayarak geçici yöntemler (G-DUY'da tanımlanan) getirilmiş; ve nihai olarak toptan satış piyasaları -GÖP ve DGP- oluşturulmuştur.

Piyasa modeli piyasa katılımcıları arasındaki fiziksel ikili sözleşmelere ve dengeleme (gün öncesi ve gerçek zamanlı) ve uzlaştırma mekanizmalarına dayanmaktadır. Dengeleme mekanizması bileşenleri Gün Öncesi Piyasası, Dengeleme Güç Piyasası ve yan hizmetlerdir –bunların tümü elektrik ticareti için fırsatlar sunmaktadır.

Ticaret ve dengeleme mekanizmalarının uygulamaya konulması sektör reformunda önemli adımlar olmuştur. Şu anda işletildiği şekliyle piyasalar şöyle tanımlanabilir:

- **İkili Sözleşme Piyasası:** enerji miktarlarına ilişkin uzun vadeli sözleşmelerin, alıcılar ve satıcılar arasında karşılıklı olarak mutabık kalınan fiyat üzerinden kararlaştırıldığı piyasa. Fiyat oluşumu ikili sözleşmelere bağlıdır. İkili sözleşmeler hem alıcı hem de satıcı tarafı için miktar ve fiyat riskine karşı bir korunma aracı sunar.
- **Gün Öncesi Piyasası (GÖP):** Alıcıların ve satıcıların, piyasa takas fiyatı üzerinden uzlaştırmaya tabi satışlar için saatlik alış ve satış teklifleri sunduğu piyasadır. Fiyat oluşumu gün öncesi arz ve talebe bağlıdır (marjinal fiyatlandırma). GÖP sözleşmeye bağlanmamış üretimin teklife dayalı bir sistem dahilinde alınıp satılabildiği bir piyasa olarak işler.
- **Dengeleme Güç Piyasası (DGP):** katılımcıların dengeden sorumlu taraf olduğu piyasadır (dengeleme grupları oluşturmak için bir araya gelebilirler). GÖP kapandıktan ve üretim ve talep programları kesinleştirildikten sonra, üretim şirketleri sonraki günün her bir saati için yük alma teklifleri (eğer sistemin fazlası varsa enerji almak için) ve yük atma teklifleri (eğer sistemin açığı varsa enerji satmak için) sunar. Fiyat oluşumu gerçek zamanlı arz/talep dengesine bağlıdır.

Yukarıda açıklanan toptan satış piyasa mekanizmalarına ek olarak, Yan Hizmetler üretim şirketleri için ilave gelir sağlayabilmektedir. Bu hizmetler elektrik sisteminin güvenilir bir şekilde işlemesi için kullanılmakta ve TEİAŞ ile yapılan yan hizmetler sözleşmesi yoluyla sunulabilmektedir.²⁵

Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ)

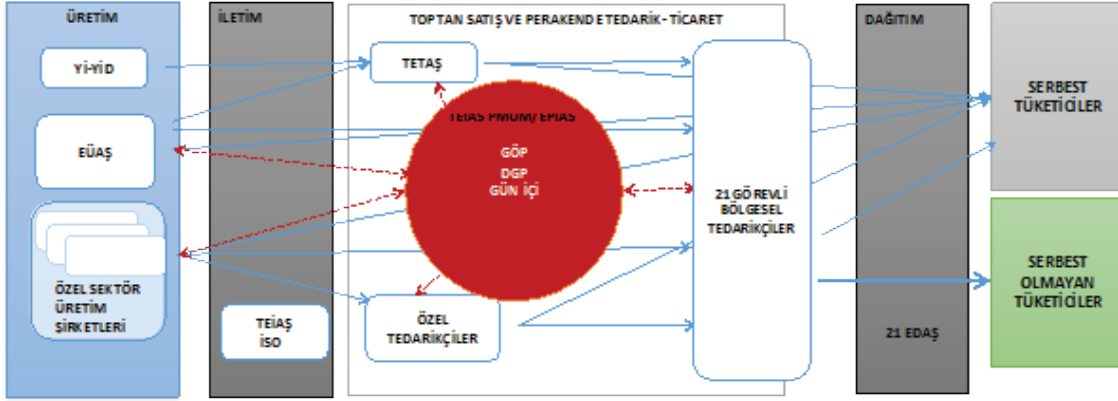
2013 yılında çıkarılan yeni Elektrik Piyasası Kanununa (4628 sayılı Kanunun yerini alan 6446 sayılı Kanun) kadar piyasa işletimi TEİAŞ'a bağlı ayrı bir birim (PMUM) aracılığıyla gerçekleştirilmekteydi. Yeni EPK ile birlikte piyasa işletim faaliyeti "organize toptan elektrik piyasalarının işletilmesi ve bu piyasalarda gerçekleştirilen faaliyetlerin mali uzlaştırma işlemleri" olarak tanımlanmıştır. Piyasa İşletim Lisansı ile gerçekleştirilecek olan bu faaliyet, TEİAŞ'tan ayrılarak EPIAŞ adı verilen bağımsız bir şirket tarafından gerçekleştirilecektir. Ancak TEİAŞ dengeleme güç piyasası ve yan hizmetler piyasasını işletmeye devam edecektir.

EPIAŞ organize toptan satış piyasalarının (GÖP ve Gün İçi Piyasası gibi) işletilmesinden ve bir Enerji Borsasının geliştirilmesinden (bu aynı zamanda doğal gaz piyasasını da kapsayacak) sorumlu olacaktır. Ayrıca standartlaştırılmış elektrik sözleşmeleri (yani sermaye piyasası araçları) piyasasını ve elektrik enerjisi ve/veya kapasitesine dayalı türevlerin alınıp satıldığı türev piyasalarını da işletecektir. EPIAŞ aynı zamanda gaz ticaretine yönelik piyasa işletmecisi olarak da hizmet verecektir.

EPIAŞ'ın hissedarları TEİAŞ ve BOTAŞ (%30), Borsa İstanbul (%30) ve özel sektördür (%40). EPIAŞ 2015 yılı içinde faaliyete geçmiştir.²⁶

Nihai piyasa yapısı Şekil 29'da gösterilmektedir. (NOT: Yeni EPK ile birlikte otoprodüktör lisansları üretim lisanslarına dönüştürülmüştür).

Şekil 29. Nihai Piyasa Yapısı



3.2.3.5 Dağıtım ve Perakende Faaliyetlerinin Hukuki Olarak Ayrıştırılması

Ocak 2013'e kadar, dağıtım ve perakende faaliyetleri ayrı hesaplar altında (yani hesap ayırıştırma yoluyla) aynı dağıtım şirketleri tarafından gerçekleştirilmekteydi. Bu şirketlerin iki lisansı vardı: bölgelerindeki dağıtım sisteminin işletilmesine yönelik dağıtım lisansı ve bölgelerindeki serbest olmayan tüketicilere elektrik tedariki için perakende satış lisansı. İkinci Strateji Belgesinde ve EPK değişikliklerinde belirtildiği gibi, bu faaliyetler artık hukuki olarak ayrıştırılmış durumdadır. 2012 sonu itibarıyla, dağıtım şirketleri dağıtım şirketi ve "görevli" tedarik şirketi şeklinde hukuki olarak ayrıştırılmış durumdadır.²⁷ Bununla birlikte, mevzuat görevli tedarik şirketlerinin 2013 yılının ilk ayısında dağıtım şirketi altındaki görevlerini yerine getirmelerine izin vermiştir.

Tek bir dikey entegre yapıdan hukuki olarak ayrıştırılmış bölgesel şirket yapısına geçiş şematik olarak Şekil 30'da gösterilmektedir.

Şekil 30. Dağıtımın Ayrıştırılması

2001'den önce	2001-2013	2013 (YENİ EPK)
TEDAŞ ve Bölgesel Bağlı Ortaklıklar	TEDAŞ ve Bağlı ortaklıklar+ Özel bölgesel dağıtım şirketleri	Özel Bölgesel dağıtım şirketleri
DİKEY BÜTÜNLEŞİK Dağıtım ve Perakende Faaliyeti	HUKUKİ AYRIŞTIRMA AYNI MÜLKİYET İKİ ŞİRKET	
	AYNI ŞİRKET HESAP AYRIŞTIRMASI	AYNI MÜLKİYET İKİ ŞİRKET
	DAĞITIM FAALİYETİ	DAĞITIM ŞİRKETİ (ÜRETİM FAALİYETİNDE BULUNAMAZ)
	PERAKENDE SATIŞ FAALİYETİ	GÖREVLİ TEDARİK ŞİRKETİ
	ÜRETİM FAALİYETİ (2006 DAN SONRA BÖLGE TALEBİNİN %100'Ü KADAR ÜRETME HAKKI)	

Dağıtım şirketleri, lisanslarının ve Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliğinin hükümlerine uygun olarak dağıtım sistemine bağlanan ve/veya bağlanacak olan serbest tüketiciler de dahil olmak üzere tüm sistem kullanıcılarına ayırım gözetmeksizin elektrik dağıtım ve bağlantı hizmetleri sağlamak amacıyla dağıtım şebekesini işletirler, bakımını yaparlar ve gerekli şebeke yatırımlarını gerçekleştirirler. Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler aynı zamanda lisanslarında belirtilen bölgelerde inşa edilecek gerekli dağıtım tesislerine ilişkin dağıtım yatırım planları ile bölgesel talep projeksiyonlarını da hazırlarlar.

Dağıtım şirketleri kayıp ve kaçaklar sonucunda kaybedilen enerjiyi ikmal etmek amacıyla elektrik enerjisi satın almak ve bunu sisteme vermekle yükümlüdür. Tüm dağıtım istemi kullanıcılarının sayaçlarını okurlar –başka bir tedarikçi tarafından hizmet verilen serbest tüketiciler de dahil olmak üzere- ve bunların kayıtlarını tutarlar. Dağıtım şirketleri tüm taraflara ayırım gözetmeksizin dağıtım hizmeti sağlamakla yükümlüdür. Yeni Elektrik Piyasası Kanununa göre, bir dağıtım şirketi dağıtım faaliyeti dışında başka bir faaliyet ile iştigal edemez veya başka bir piyasa faaliyetinde bulunan bir tüzel kişiliğin doğrudan ortağı olamaz. Yeni Elektrik Piyasası Kanunu sadece doğrudan mülkiyeti yasaklamıştır; dolayısıyla bir üretim şirketinin dolaylı olarak bir dağıtım şirketine sahip olması mümkündür.

Yeni Elektrik Piyasası Kanununa göre, görevlendirilmiş bir tedarik şirketi yetkili olduğu bölgedeki serbest olmayan tüketicilere ve ülke genelindeki tüm serbest tüketicilere elektrik enerjisi ve/veya kapasitesi satabilir. Aynı zamanda bölgelerindeki tüketicilere son kaynak tedarikçisi olarak hizmet verirler.

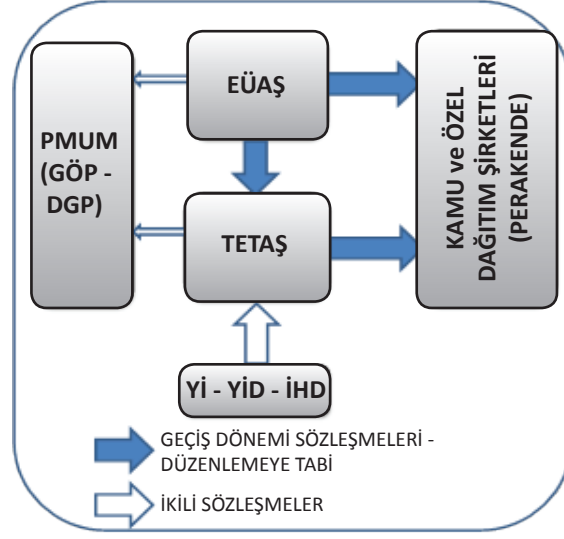
3.2.3.6 EÜAŞ ve TETAŞ'ın Rolü

20013 yılında çıkarılan yeni Elektrik Piyasası Kanunu öncesinde, EÜAŞ ve TETAŞ'ın rolleri kısıtlı idi. Kamuya ait Elektrik santrallerine sahip olan ve bunları işleten, EÜAŞ'ın arz güvenliği için gerekli olan durumlar dışında yeni üretim yatırımları yapmasına izin verilmiyordu. EÜAŞ sadece Devlet Su İşleri (DSİ) tarafından inşa edilen hidroelektrik santralleri devralabiliyordu. Geçiş dönemi sözleşmeleri yoluyla toplam üretimi TETAŞ ve dağıtım şirketlerine tahsis edilmişti. Ayrıca, üretiminin sözleşmeye bağlanmamış bölümü için gün öncesi piyasasına ve dengeleme amaçları için dengeleme güç piyasasına katılmakta idi.

EPK TETAŞ'ın rolünü eski TEAŞ'ın “mevcut sözleşmelerinin” (2001 öncesinde imzalanan Yi-YİD-İHD sözleşmeleri ile ithalat sözleşmeleri) yürütülmesinden sorumlu kamu toptan satış şirketi olarak tanımlamıştır. TETAŞ ancak Bakanlar Kurulu'nun yetkilendirmesi ile yeni ithalat sözleşmeleri imzalayabilmektedir. İlk Strateji Belgesi'nden sonra, mevcut yüksek maliyetli sözleşmelerin toplam maliyetinin düşürülmesi amacıyla EÜAŞ'ın hidroelektrik üretiminin bir bölümü TETAŞ'a tahsis edilmiştir. TETAŞ elektriğini sadece geçici sözleşmeler yoluyla dağıtım şirketlerine satabilmiştir ve bu sözleşmelerin fiyatları EPDK tarafından düzenlemeye tabi tutulmuştur.

2013 yılında çıkarılan EPK öncesinde EÜAŞ ve TETAŞ'ın rolleri Şekil 31'de gösterilmiştir. Piyasa tasarımının başlangıçta TETAŞ ve EÜAŞ için geçiş dönemi sonrasında önemli bir rol öngörmediği söylenebilir. EÜAŞ portföyünde kalacak hidroelektrik santraller sebebiyle, EÜAŞ özelleştirme sonrasında piyasada sınırlı role sahip olacaktı. Öte yandan, TETAŞ rolü kademeli olarak azalacak ve “mevcut sözleşmelerin” süresinin sona ermesinin ardından rolü sona erecek “geçici” bir kurum olarak düşünülmüştür. Bununla birlikte, Nükleer bölümünde açıklanacağı gibi, TETAŞ 2023 yılına kadar işletmeye alınması beklenen nükleer santral şirketi ile elektrik alım sözleşmeleri imzalamak için yetkilendirilmiştir. Dolayısıyla, TETAŞ mevcut sözleşmeler sona erdikten sonra da varlığını sürdürecektir.

Şekil 31. 2013 EPK Öncesinde EÜAŞ ve TETAŞ'ın Rolü



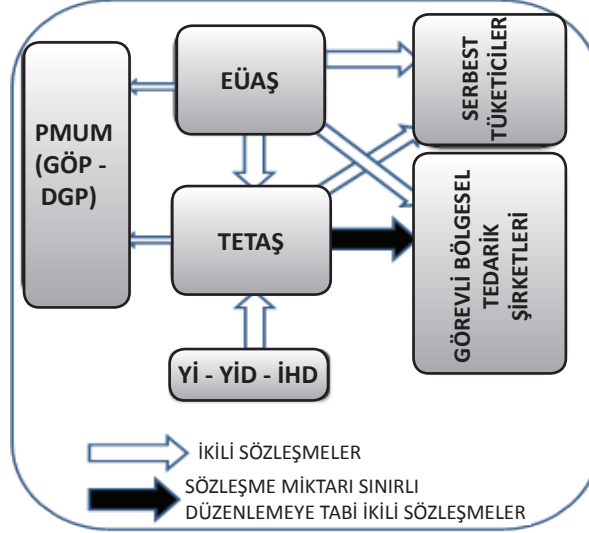
Kamu toptan satış şirketinin (TETAŞ) mevcudiyeti tek alıcılı bir modelden rekabetçi bir piyasaya sorunsuz bir geçişi sağlamıştır. Diğer taraftan, devletin Yİ-YİD santrallerine karşı yükümlülüklerini yerine getirebilmesi için kullanılırken aynı zamanda özelleştirme öncesinde ticari olarak güvenilir olmayan kamu dağıtım şirketlerinin ana tedarikçisi olmuştur. Geçiş dönemi sözleşmeleri aynı zamanda uzun ve kademeli özelleştirme sürecinde özelleştirilen dağıtım şirketlerine elektrik tedarik etmenin bir yolunu da sunmuştur.

Yeni EPK ile birlikte, EÜAŞ ve TETAŞ piyasada aktif oyuncular olarak düşünülebilir. Yeni Elektrik Piyasası Kanununa göre;

- EÜAŞ'ın yeni üretim yatırımları ile ilgili açık bir kısıtlama veya koşul bulunmamaktadır.
- EÜAŞ piyasadaki üretim lisansı sahibi özel tüzel kişiler ile eşit hak ve sorumluluklara sahiptir.
- EÜAŞ yeni üretim tesisleri (özellikle nükleer santral ve yerli linyit yakıtlı termik santral gibi stratejik üretim yatırımları) inşa etmek ve işletmek için kurulan özel üretim şirketlerine ortak olabilir.
- TETAŞ'ın hak ve sorumlulukları piyasadaki özel toptan satış şirketlerinin hak ve sorumlulukları ile eşittir (ancak dağıtım şirketlerine satışlarında uygulanacak fiyatlar yine de düzenlemeye tabi olacaktır).
- Dağıtım şirketleri bölgelerindeki kayıp, kaçak ve aydınlatma tüketimlerini telafi etmek için TETAŞ'tan elektrik almak zorundadır.
- Görevlendirilen bölgesel tedarik şirketleri –ki bunlar aynı zamanda dağıtım bölgelerindeki “son kaynak tedarikçisi” konumundadır– bu bağlamdaki ihtiyaçlarının bir bölümünü TETAŞ'tan satın alacaktır. Bunun miktarı EPDK tarafından belirlenecektir.

Dolayısıyla, EÜAŞ ve TETAŞ'ın rolleri değişmiş ve Şekil 32'de görüldüğü gibi artık aktif piyasa oyuncuları haline gelmişlerdir.

Şekil 32. 2013 EPK Sonrasında EÜAŞ ve TETAŞ'ın Rolü



3.2.3.7 Özelleştirme

Genel Yaklaşım

Elektrik sektöründe özelleştirme amacıyla daha önce yapılan girişimler her zaman hukuki sorunlara yol açmıştı. Bu sorunları aşabilmek için, Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) elektrik üretim ve dağıtım özelleştirmeleri için uygulanacak modeli belirlemeden önce uygulanabilecek özelleştirme yöntemleri ile ilgili olarak Danıştay'dan hukuki görüş almıştır.

Danıştay'ın yorumuna göre, birincil bir kaynak üzerine inşa edilen ve bir kamu varlığı olan akarsuların kullanıldığı üretim tesisleri, özel tarafların mülkiyetinde olmaz. Bu sebeple, hidroelektrik santraller ve jeotermal santraller gibi benzer tesisler ancak varlıkların mülkiyetinin devlette kaldığı işletme hakkı devri (İHD) modeli yoluyla özelleştirilebilir.

Öte yandan, termik santraller kamu mülkü niteliğinde bir yakıt kaynağı üzerinde inşa edilmemektedir, dolayısıyla kömür, linyit ve kombine çevrim doğal gaz santrallerinin varlıklarının mülkiyeti satılabilir. Ancak, linyit santrallerini besleyen kömür madenleri sadece İHD modeli yoluyla özel sektöre devredilebilir.

Benzer şekilde, Danıştay'ın dağıtım tesislerine ilişkin yorumu, dağıtım varlıklarının satışı bunların üzerinde bulunduğu genellikle kamu mülkiyetindeki taşınmazların satışı anlamına geleceği için izin verilebilir tek özelleştirme yönteminin İHD olduğu yönünde olmuştur.

Özelleştirme yöntemleri buna uygun olarak ÖİB tarafından belirlenmiştir. Elektrik piyasası reform uygulaması ile birlikte, 2006 yılında bir özelleştirme programı başlatılmıştır. Birinci Strateji Belgesindeki öneriye göre, ilk olarak dağıtımın özelleştirilmesine öncelik verilmiştir – bunun gerekçesi öncelikle güvenilir bir dağıtım sektörü oluşturmak ve potansiyel özel üretim şirketlerine güven vermektir. TEDAŞ herhangi bir şekilde bu güveni veremiyordu. Eğer üretim özelleştirmesi dağıtımdan önce başlamış olsaydı, üretim şirketlerinin ana müşterisi TEDAŞ olacaktı ve devlet garantileri olmadan üretim şirketleri TEDAŞ ile sözleşme yapmayacaktı. Bu durum da 2001 öncesindeki rekabetçi bir piyasa yaklaşımı olmayan özelleştirme yöntemine benzer bir yaklaşım yaratmış olacaktı.

İkinci sorun güvenilir ölçüm, faturalama ve dengeleme/uzlaştırma fonksiyonlarının eksikliğidir. Böyle bir ortam için zaman ve yatırım gerekir. Üçüncü husus ise etkin bir özel sektör yönetimi altında kayıp ve kaçakları azaltma isteğidir.

Dağıtım Özelleştirilmesi

Birinci Strateji Belgesinde dağıtım özelleştirilmesinin Mart 2005'te başlatılması ve 2006 sonuna kadar tamamlanması öngörülmüştü. Hazırlıklar ancak Kasım 2006'da tamamlanabildi. Bununla birlikte, hazırlıklar tamamlanmasına rağmen, dağıtım özelleştirilmesi ihale aşamasından hemen önce hükümet tarafından ertelendi. Hükümetin bu ertelemedeki gerekçeleri şunlardır:

- Dağıtım sisteminde çok büyük yatırımlar yapılması gerekiyordu.
- Eğer özelleştirme sonrasında bu yatırımlar yapılmazsa hizmet kalitesi kötüleşecekti.
- Dolayısıyla, öncelikle bu yatırımlar TEDAŞ tarafından yapılacak ve özelleştirme süreci daha sonra devam edecekti.

Özelleştirmenin amaçlarından birisi yatırım yükünün kamu şirketlerinin üzerinden almak olduğu için, bu durum özelleştirme kararı ile çelişki teşkil ediyordu. Açık bir şekilde ifade edilmemekle birlikte, hükümetin kararının asıl gerekçeleri şunlar olabilir:

- Tahminler gerekli yatırımların finanse edilebilmesi için elektrik tarifelerinin önemli ölçüde artırılması gerektiğini gösteriyordu.
- Kayıp ve kaçak etkileri de dahil olmak üzere işletme ve bakım maliyetlerinin karşılanabilmesi için tarifelerin işletme ve bakım bileşeninin de artırılması gerekecekti.
- Böyle bir tarife artışı siyasi açıdan hassas bir konuydu (bakınız 2002-07 dönemindeki fiyatlandırma politikasına ilişkin bölüm).

Dolayısıyla, dağıtım özelleştirilmesi ertelendi ve yeni bir Maliyet Esaslı Fiyatlandırma Mekanizmasının onaylanmasından sonra ancak 2008 yılında başlatılabildi.

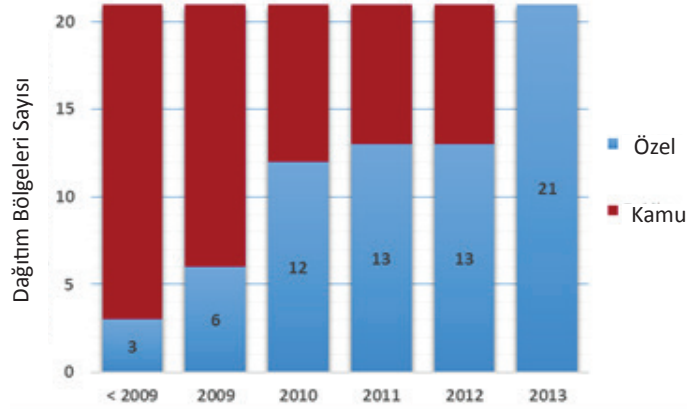
Dağıtım şirketleri işletme hakkı devrine dayalı bir hisse satış modeli yoluyla özelleştirildi. Bu modele göre, yatırımcı dağıtım şirketinin hisselerinin tek sahibidir – ancak dağıtım şebekesi varlıklarının veya dağıtım varlıklarının işletilmesi için gereken diğer unsurların sahibi değildir. Bu dağıtım varlıklarının mülkiyeti TEDAŞ'ta kalmıştır.

İlk adım olarak, dağıtım bölgelerinin işletme hakları bölgesel kamu dağıtım şirketlerine (TEDAŞ iştiraklerine) devredildi. Daha sonra bu şirketleri hisseleri ÖİB tarafından satıldı. Hisselere sahip olan yatırımcılara TEDAŞ ile yapılmış olan İHD anlaşması ve ÖİB ile yapılan hisse satış anlaşması uyarınca dağıtım varlıklarını işletme hakkı verildi.

Öngörülen piyasa yapısı altında, özelleştirilen elektrik dağıtım şirketleri EPDK tarafından verilen dağıtım lisansı kapsamında dağıtım bölgelerinde tekel olarak faaliyet gösterecektir (perakendeci olarak değil dağıtım hizmet sağlayıcıları olarak). Anlaşma kapsamında, işletmeciler şebeke varlıklarının hem yenilenmesi hem de genişletilmesi için yatırım yükümlülüklerini yerine getirmek zorundadır.

Önceki özelleştirme modeli kapsamında özelleştirilen üç bölgeye ek olarak, dağıtım özelleştirilmesi birbirini takip eden ihaleler yoluyla gerçekleştirilmiştir. Şekil 33'de gösterildiği gibi, 2009 ile 2013 yılları arasında özelleştirilen bölgelerin sayısı kademeli olarak artmış ve Kasım 2013 itibarıyla tüm dağıtım bölgeleri özelleştirilmiştir.

Şekil 33. Dağıtım Bölgeleri Özelleştirmesinin Gelişimi



Kaynak: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı.

Bununla birlikte, dağıtım özelleştirme süreci planlandığı kadar sorunsuz bir şekilde ilerlemedi. Aşağıda açıklanan sebeplerden dolayı, süreç 2010-12 arasında yavaşladı.

2008 yılında ihaleye açılan ilk paket dört bölgesel şirketten oluşuyordu; bunlardan üçünün devri 2009 yılında gerçekleşti (birinin devri hukuki bir itiraz sebebiyle 2013 yılına kadar gecikti). Yedi şirketten oluşan ikinci paket ihalesi Ekim 2009'da başladı ve kazanan şirketler 2010 yılında bölgeleri devraldı.

2010 yılında kalan yedi bölge için ilave ihaleler başlatılsa da; beş bölgesel dağıtım şirketinin ihalesi teklif sahipleri yükümlülüklerini yerine getiremedikleri için sonuçta iptal edildi. İki bölgesel şirketin ihalesi ise Özelleştirme Yüksek Kurulu tarafından iptal edildi.

İhalelerin üçüncü ve son aşamasının başlangıçta başarısızlıkla sonuçlanmasının sebeplerinden birisi ikinci tarife uygulama döneminde kullanılacak tarife parametreleri ile ilgili gerçekçi olmayan ve iyimser beklentilere dayalı çok yüksek teklif fiyatlarıydı. Teklif sahipleri daha sonra 2010 yılında EPDK'nın ilgili parametreleri (brüt kar marjı gibi) belirlemesi ve bölgelerin beklenenden daha az karlı olduğunun ortaya çıkması ile birlikte teklif ettikleri tutarların gerçekçi olmadığını farkına vardılar.

Süreçteki gecikmenin bir başka sebebi de Rekabet Kurulu'nun pazar payı sınırları ile ilgili kararıydı. Karara göre, bir şirketler grubunun sahip olacağı dağıtım şirketlerinin dağıtabilecekleri enerji, Türkiye'de dağıtılan toplam elektriğin yüzde 30'unu aşamaz. Özelleştirme ihaleleri tamamlandıktan sonra alınan bu karar sebebiyle, bazı şirket grupları en yüksek teklifi verdikleri dağıtım şirketlerinin hisselerini devralmaktan vazgeçmek zorunda kaldılar. Öte yandan, ihale süreci sırasında ABD Doları/Türk Lirası kuru yaklaşık 1,5 olmasına rağmen, 2001'in üçüncü çeyreğinde 1,8'e yükseldi (teklifler ABD doları bazında verilmişti).²⁸ Dolayısıyla, dağıtım bölgelerini devralamadılar ve Özelleştirme İdaresi Başkanlığı'nın ihaleleri tekrarlaması gerekti.

Şu anda, dağıtım şirketlerinin tamamı özel sektöre devredilmiş durumdadır. Dağıtım şirketleri, devir tarihleri ve elde edilen özelleştirme gelirleri Tablo 5'te gösterilmektedir.

Tablo 5. Özelleştirme İhalelerinin Sonuçları

Dağıtım Şirketi	Başarılı Teklif Sahibi	Devir Tarihi	Devir Bedeli (milyon ABD\$)
Başkent	Enerjisa – verbund	2009	1.225
Sakarya	Akenerji – Chez	2009	600
Meram	Alarko	2009	440
Osmangazi	Eti Gümüş	2010	485
Yeşilirmak	Çalık Enerji	2010	441,5
Çoruh	Aksa	2010	227
Uludağ	Limak, Kolin, Cengiz	2010	940
Çamlıbel	Limak, Kolin, Cengiz	2010	258,5
Fırat	Aksa	2010	230,25
Trakya	IC İçtaş	2011	575
Boğaziçi	Limak, Kolin, Cengiz	2013	1.960
Akdeniz	Limak, Kolin, Cengiz	2013	546
Gediz	Elsan-Tümaş-Karaçay	2013	1.231
Dicle	İşkaya-Doğu	2013	387
Aras	Kiler	2013	128,5
Ayedaş	Enerjisa - EON	2013	1.227
Toroslar	Enerjisa - EON	2013	1.725
Van Gölü	Türkerler	2013	118
TOPLAM ÖZELLEŞTİRME GELİRİ			12.745

Kaynak: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı.

Türk Hükümeti dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesinden yaklaşık 12,75 milyar ABD\$ gelir elde etmiştir. Ancak birinci ve ikinci Strateji Belgelerinde belirtildiği gibi, özelleştirmenin amacı bütçeyi desteklemek değildi. Temel amacı dağıtım şirketlerinin performansını iyileştirmek, verimli işletme ve yatırımlar yoluyla kayıpları ve maliyetleri azaltmak, ve elektrik fiyatlarının düşürülmesi yoluyla bu kazanımları tüketicilere yansıtmaktır. Önemli miktarda gelir elde edilmesine karşın, yüksek devir bedelleri yeni sahipler için önemli zorluklar yarattı ve halen de yaratmaya devam etmektedir; bu konu ilerleyen bölümlerde tartışılacaktır.

Özelleştirilen Dağıtım Şirketlerinin Operasyonel Performansı

Dağıtım özelleştirmesinin 2009 yılına kadar gecikmesi sebebiyle ve devir sürecinin 2009-2013 arasında kademeli olarak gerçekleşmesi sonucunda, özelleştirmenin kazanımlarını ve/veya eksikliklerini doğru bir şekilde değerlendirmek şu an için mümkün değildir. Ancak aşağıdaki gözlemler yapılabilir:

Tahsilat Oranı ve Tedarikçilere Ödemeler:

Dağıtım şirketlerinden alınan bilgilere göre, Türkiye'nin doğusundaki ve güneydoğusundaki bazı bölgeler dışında, özelleştirilen bölgelerdeki tahsilat oranı yüzde 95'in üzerindedir. Bu durum önceki düşük tahsilat oranlarının temel olarak fiyatların yüksekliğinden değil, kamu şirketlerinin bir zayıflığının sonucu olduğunu göstermektedir.

2012 yılına kadar geçiş dönemi sözleşmeleri yürürlükte idi²⁹ ve dağıtım şirketlerinin ana tedarikçileri EÜAŞ ve TETAŞ idi. 2008 yılında, özelleştirme öncesinde, TEDAŞ'ın EÜAŞ ve TETAŞ'a olan toplam birikmiş borcu yaklaşık 10 milyar TL'ye ulaşmıştı. EÜAŞ alacaklarını tahsil edemediği için gaz ve kömür şirketlerine döneme yapamıyordu. Bu sorununca 2011 yılında çıkarılan ve kamu enerji şirketleri arasında mahsuplaşmaya izin veren bir kanun ile çözülebilen bir çıkmazdı.

Özelleştirmeden bu yana bu sorun belirli bir ölçüye kadar azaltılabilmektedir. (a) 2012 ve 2013 yıllarında ödemelerinde temerrüde düşen bir şirket (kaynakları şirket dışına aktarmıştır) ve (b) kayıp-kaçak oranları ile tahsilat oranının yüksek olduğu ve şirketlerin enerji maliyetlerini ve dağıtım ücretlerini ödeyebilmek için yeterli gelir toplamada güçlük çektiği üç bölge hariç olmak üzere³⁰ özelleştirilen dağıtım şirketlerinin çoğu şu anda ödemelerini tam olarak yapmaktadır. Bu bölgelerdeki şirketlerin mevcut tarife düzeyinde güçlük yaşamaya devam etmesi beklenmektedir.

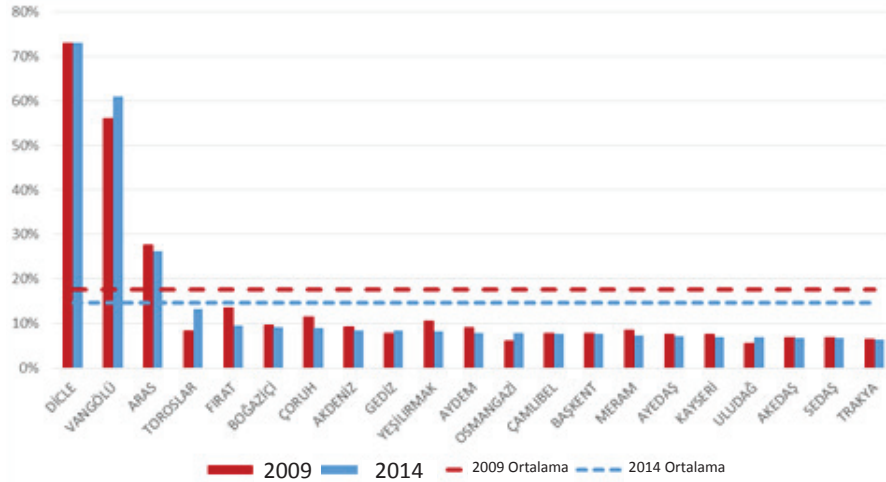
Kayıpların Azaltılması:

Kamu sektörü üzerindeki yatırım yükünün azaltılması yanında, dağıtım özelleştirmelerinden beklenen önemli bir fayda, kayıp ve kaçak oranlarının ülke genelinde makul seviyelere indirilmesidir.

Esasen, en fazla arzulanan gelişme ilk aşamada özel işletmecilerin gerekli önlemleri uygulaması sonucunda kaçakların kontrol altına alınmasıdır. Tarifeler kayıp ve kaçak azaltma hedeflerine göre belirlenmektedir. Özel dağıtım şirketleri için bir teşvik unsuru yaratabilmek için, daha iyi performans sergileyerek kayıp-kaçak oranlarını belirlenen hedef oranların altına düşürmeleri halinde, elde edilen ilave gelirler dağıtım şirketlerine bırakılmaktadır. Öte yandan, eğer bir dağıtım şirketi kayıp-kaçak azaltma hedeflerini yakalayamazsa ilave maliyetleri tarifelere yansıtmasına izin verilmemektedir. Bir başka deyişle, dağıtım şirketlerinin temel görevlerinden birisi bölgelerindeki kayıp ve kaçakları azaltmaktır. Aksi takdirde tüm gelir kayıplarını bu şirketler yüklenecilerdir.

2009 ve 2014 yılları için dağıtım bölgelerindeki kayıp ve kaçak oranları Şekil 34'te gösterilmektedir.

Şekil 34. Dağıtım Bölgelerinin Kayıp ve Kaçak Oranları, 2009 ve 2014



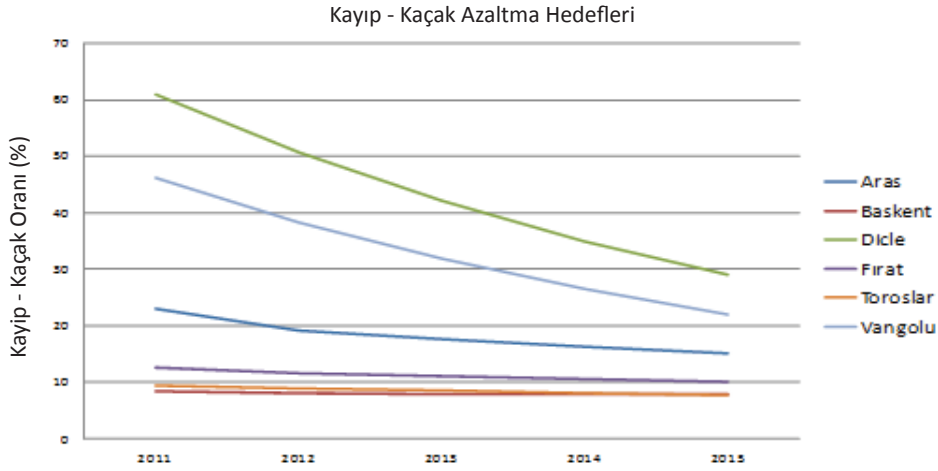
Kaynak: EPDK.

Kayıp ve kaçak oranları bölgesel dağıtım şirketleri arasında önemli ölçüde değişiklik göstermektedir. Bölgeler arasında çapraz sübvansiyona izin veren ulusal Fiyat Eşitleme Mekanizmasının uygulamaya konulmasının ana sebebi de bu büyük farktır.

2009 yılında yüzde 17,7 olan ortalama oran 2013 yılı itibarıyla yüzde 16'ya ve 2014 itibarıyla yüzde 14,56'ya düşürülmüştür. Kayıp oranlarının yüksek olduğu üç bölge dışında, Türkiye'nin ortalama kayıp-kaçak oranı 2011 yılında yüzde 9'dur ve 2014 itibarıyla yüzde 8,1'e düşürülmüştür³¹.

Özelleştirme programında önemli gecikmeler yaşandığı için, ilk tarife dönemi (2006-10) için belirlenen kayıp-kaçak azaltma hedefleri yakalanamamıştır, dolayısıyla EPDK 2011-15 dönemi için yeni hedefler belirlemiştir. Dağıtım bölgelerinden bazıları için belirlenen hedefler Şekil 35'te gösterilmektedir.

Şekil 35. Seçilmiş Bazı Dağıtım Bölgeleri için Kayıp-Kaçak Azaltma Hedefleri, 2011–15



Kaynak: EPDK.

2012 yılında, dağıtım sektöründeki teknik kayıp oranı yüzde 8,2 idi ve kaçak oranı OECD ortalamasının üzerindeydi.³² Kayıpların/kaçakların büyük bir bölümü Türkiye'nin doğusundaki daha yoksul dağıtım bölgelerinde gerçekleşti. Ülke ortalaması neredeyse yüzde 14,5'tir. Daha önce de belirtildiği gibi, özellikle Dicle ve Van Gölü olmak üzere kayıp-kaçak oranlarının yüksek olduğu bölgelerde, azaltma hedefleri yakalanamadı. Bu sebeple, 2013 yılında finansal sürdürülebilirliğin sağlanması amacıyla Aras, Dicle, Toroslar ve Van Gölü bölgelerinin kayıp ve kaçak azaltma hedefleri revize edilerek yükseltildi. Bununla birlikte, yüksek orandaki kaçak kullanım sebebiyle Dicle, Van Gölü ve Aras bölgeleri için sorunlar halen devam ediyor ve hedefler tekrar revize edilecektir. EPDK'nın değerlendirmesine göre, kayıp-kaçak oranlarının yüksek olduğu üç bölge dışında hedefler genel olarak yakalanmıştır. EPDK 2016-2020 tarife uygulama dönemi için yeni kayıp-kaçak oranları belirleyecektir.

Hizmet Kalitesi

Hizmet kalitesinin iyileşip iyileşmediğini tespit etmek için resmi olarak yayınlanmış güvenilir veriler mevcut değildir. Ayrıca, özelleştirme ancak 2008'den sonra tamamlandığından ve çoğu şirket ancak 2013 yılında devredildiğinden dolayı, bu şirketlerin performansını değerlendirmek için henüz çok erkendir. Tahsilat ve performans bazlı değerlendirme ancak Elektrik Arz Güvenliği ve Kalitesi Yönetmeliği (EAGKY) tam olarak uygulanmaya başladıktan sonra mümkün olacaktır.

Uygulamadaki Sorunlar

Hem ilk (2006–10) hem de ikinci (2011–15) tarife uygulama dönemi için, bölgesel talep tahminlerine dayanan yatırım programları yoktu. Ulusal ölçekte bir talep tahmini mevcut olmakla birlikte, yatırım planlamasına esas teşkil edebilecek güvenilir bölgesel talep tahminlerinin mevcut olduğu söylenemez. Dolayısıyla, tarife döneminin sonu itibarıyla aşırı veya yetersiz yatırım yapılmış olması mümkündür.

2006 yılında, EPDK dağıtım şirketlerinin varsayılan yatırım programlarına dayalı olarak 5 yıllık dağıtım tarifelerini onayladı. Bununla birlikte, özelleştirmeden sonra artık özel sektörde olan dağıtım şirketleri varsayılan yatırım programlarının sistem genişletmesi için gerçekte duyulan ihtiyaçları karşılamak için yetersiz olduğunu iddia ederek yatırım programlarının revize edilmesini talep ettiler (bu şekilde aslında tarifelerinin artırılmasını da talep ettiler) ve bu durum sorunlara yol açtı. Baskılanan yatırım programları ve bunlara dayalı olarak belirlenen gelir gereksinimleri de şirketlerin bağlantı veya tedarik için üçüncü taraflardan (müşterilerden) yatırım yapmalarını istemelerine yol açtı. Yatırım programlarının yetersizliğinin altında yatan sebep, hükümetin fiyatları düşük tutma çabasıydı. Bununla birlikte, ikinci tarife döneminde yatırım ödenekleri artırıldı ve bu artışlar dağıtım tarifesine de yansıtıldı. Kayıp ve kaçakları da içeren dağıtım tarifesi 2008

yılından itibaren önemli ölçüde arttırıldı. 2008-14 döneminde mesken tarifesindeki toplam artış yüzde 73 olmasına rağmen, dağıtım ile kayıp-kaçak bileşeni yüzde 200'den fazla artarken, enerji bileşeni sadece yüzde 43 arttı.

2006 yılından önce, üretim lisansı almaları ve yıllık ürettikleri elektrik miktarının bir önceki yılda bölgelerinde tüketime sunulan elektrik miktarının yüzde 20'sini geçmemesi kaydıyla dağıtım şirketlerinin üretim faaliyetinde bulunmalarına izin veriliyordu. Ancak, 2006 yılında EPK'da yapılan değişiklik ile yüzde 20 sınırı kaldırılmıştır. O tarihten yeni EPK kabul edilinceye kadar dağıtım şirketleri üretim lisansına sahip olabiliyor ve kendi kendilerinin tedarikçileri olabiliyordu. Ayrıca, dağıtım şirketleri iştirakleri olan üretim şirketleri ile imzaladıkları ikili sözleşmeler kapsamında elektrik satın alabiliyordu. EPK üretim şirketlerinin dağıtım şirketleri ile iştiraklik ilişkisi içine girmelerine izin veriyordu; ancak bunun için söz konusu ilişkinin Kanunda tanımlandığı şekliyle bu şirketler üzerinde "kontrol" uygulanması sonucu doğurmaması gerekiyordu. Özelleştirilen dağıtım şirketlerinin çoğu aynı zamanda üretim tarafında faaliyet gösteren yatırımcılar tarafından satın alınmıştı. Bir dağıtım şirketinin sahibinin bir üretim şirketi olması dikey entegrasyon için fırsatlar sunar. Bu durum dağıtım sistemine erişim ve sistem işletmesinin ayırım gözetmeyen bir şekilde sağlanması konularında endişelere yol açmıştır.

Yeni EPK ile bu olasılık ortadan kaldırılmıştır. Hukuki ayrıştırma sonrasında dağıtım şirketlerinin artık üretim faaliyetinde bulunmalarına izin verilmemektedir. Bununla birlikte, bölgesel perakende şirketleri (yani dağıtım şirketine sahip olan grubun sahibi olduğu görevli bölgesel tedarikçiler) için herhangi bir kısıtlama bulunmamaktadır. Eğer bölgesel şirketin sahibi aynı zamanda üretim tesisine sahip ise "kendi kendine tedarik" veya "kendi kendine satış" mümkün olabilmektedir.

Dağıtım ve perakende faaliyetleri 2013 yılının başlarında ayrıştırılmasına rağmen, bu bir mülkiyet ayrıştırması değildi, dolayısıyla bölgesel dağıtım şirketleri ile görevli perakende şirketlerinin mülkiyeti aynı sahiplerde kalmıştır. Ayrıca, dağıtım şirketlerinin ortaklarının çoğunun ve bölgesel tedarik şirketlerinin sahiplerinin aynı zamanda üretim şirketlerinin sahipleri/ortakları oldukları bilinmektedir. Bazı üretim şirketleri tarafından açık bir şekilde belirtildiği gibi, bu şirketler dağıtım bölgelerindeki elektrik talebinin büyük bir kısmını kendi üretim portföylerinden sağlamayı amaçlamaktadırlar. Üretime yatırım yapmalarının temel motivasyonlarından birisi bu olsa bile, EPDK adil bir perakende rekabeti sağlamak için bu davranışı dikkatli bir şekilde denetlemelidir.

Finansman koşullarına bağlı olarak, yüksek devir ücretleri ve önceden belirlenen kayıp-kaçak azaltma hedefleri sorunlara yol açmış ve şirketler bir tarife artışı talep etmiştir. Dağıtım şirketlerinin esas görevi olan "dağıtım şebekesi" işletmesi için ana gelirler bir gelir tavanı metodolojisine göre belirlenmektedir. Dağıtım tarifesi işletme ve bakım giderlerini, yatırım programlarını ve kayıp-kaçak rakamlarını karşılayacak bir düzeyde belirlenmektedir. Dağıtım şirketleri yatırım giderleri için adil bir sermaye getirisi elde edebilmektedir (10 yıllık bir geri ödeme süresi ve %10,49 faiz). Bununla birlikte, yatırımı dağıtım şirketlerinin finanse etmesi gerekmektedir ve tarife yoluyla geri ödeme gerçekleşen yatırımla orantılıdır. Kayıp ve kaçak için, eğer kayıpları hedef rakamın altına düşürebilirlerse, bundan faydalanabilmektedirler. İşletme ve bakım giderleri için, eğer faaliyeti etkin bir şekilde yönetebilirlerse, giderlerini karşılayabilmektedirler. Dolayısıyla, hedefleri karşılama konusunda dikkatli olmaları giderlerinde maliyet aşımalarına sebep olmamaları gerekmektedir.

Daha önceki kayıp ve kaçak hedeflerinin TEDAŞ tarafından sağlanan bilgilere dayalı olarak belirlendiğini belirtmek gerekir. 2009 yılında henüz özelleştirilmemiş bölgesel şirketlerin çoğu için bile, yeni hedefler yine TEDAŞ'ın bilgilerine dayalı olarak belirlenmişti. Özelleştirme sonrasında bazı şirketler bu kayıp-kaçak rakamlarının gerçek kayıp-kaçak rakamlarını yansıtmadığını, gerçek rakamların daha yüksek olduğunu iddia etmişlerdir. Ayrıca, önceki bölümde belirtildiği gibi, kayıp-kaçak hedefleri karşılanamamıştır ve dört bölge için gerçek kayıplar artmıştır. Bununla birlikte, bu artışın sebeplerinden birisi de Türkiye'nin güneydoğu komşularındaki siyasi çalkantılar ve bu ülkelerden Türkiye'ye gelen bir milyondan fazla mültecinin yol açtığı talep artışıdır. Bazı şirketler –özellikle kayıp-kaçak oranlarının yüksek olduğu bölgelerdeki şirketler- kayıpları azaltmada güçlükler yaşamakta ve tahsilat oranlarını da yükseltmemektedirler.

Bölgesel görevli şirketler (yani dağıtım şirketlerinin ayrıştırılan perakende kolları) düzenlemeye tabi tarifeler üzerinden yetkilendirildikleri bölgedeki serbest olmayan tüketicilere ve ülke genelindeki serbest tüketicilere elektrik enerjisi ve/veya kapasitesi satabilmektedirler. Her tedarikçi aynı zamanda bölgesinde son kaynak tedarikçisi olarak da hizmet vermektedir.

Perakende tarifesi “fiyat tavanı metodolojisine” göre belirlenmektedir. Fiyat tavanı aşağıdaki formül kullanılarak belirlenmektedir:

$$\text{Satış fiyatı/kWh} = 1,0349 \times \text{alış fiyatı/kWh}$$

Bu, %3,49'luk kar marjı serbest olmayan tüketicilere satışlar için geçerlidir. Daha önce %2,27 olan bu kar marjı dağıtım şirketlerinin talebi üzerine yükseltilmiştir. Görevli şirketler elektriği TE-TAŞ'tan (düzenlemeye tabi fiyattan), DGP ve GÖP'ten, ve ikili sözleşmeler yoluyla diğer tedarikçilerden satın alabilmektedirler. Alış fiyatı toplam tedarik içindeki paylarına göre belirlenmektedir, ve GÖP'ten ve diğer tedarikçilerden aldıkları bölüm için GÖP fiyatlarını yansıtmalarına izin verilmektedir. Serbest tüketicilere satışları düzenlemeye tabi değildir ve rekabetçi bir şekilde belirlenmektedir. Dolayısıyla, serbest tüketicilerden elde ettikleri gelirler dışında ana gelir kaynakları yüzde 3,49'luk kar marjıdır.

Onaylanan yatırımlar için finansman ve işletme maliyetlerini karşılayabilmek, devir bedeli borçlarını ödeyebilmek³³ ve satın aldıkları enerji için tedarikçilere elektrik ücretini ödeyebilmek için, bölgesel dağıtım ve perakende tedarik şirketleri etkin, deneyimli ve finansal açıdan güçlü olmalıdır –ve tahsilat oranları da yüksek olmalıdır. Aslında, özelleştirmenin gerekçesi de tam olarak bu hususlara dayanmaktadır.

Bununla birlikte, özelleştirme ihaleleri sırasında teknik kapasite ve yönetim becerileri gibi gereklilikler aranmamıştır. İhale sürecindeki ana belirleyici faktör devir bedeli olmuştur. Bu raporun önceki bölümlerinde belirtildiği gibi, ihalede ortaya çıkan yüksek devir bedeli teklifleri ya (a) özelleştirme sürecinde gecikmelere ya da (b) sürekli olarak hem tarifeleri hem de kayıp-kaçak azaltma hedeflerini yükseltme çabalarına yol açmıştır.

Bir başka sorun da gerçekleşen yatırımların izlenmesi ve denetlenmesidir. Dağıtım şirketleri her yıl onaylanan bütçelerine uygun olarak bir sonraki yıla ait yatırım programlarını sunmaktadırlar; bu kapsamda yıl içinde işletmeye alınan dağıtım tesislerinin gerçekleşmeleri de sunulmaktadır. Yatırımları bu yöntemle denetlemek mümkün görünmekle birlikte, 21 dağıtım bölgesinde yapılan yatırımların miktarının çok büyük olduğu düşünüldüğünde,³⁴ aslında her bir bileşenin fiziksel gerçekleşmesini denetlemek oldukça güçtür.

İlk EPK'ya göre, dağıtım şirketlerinin denetimi ve gözetimi EPDK'nın görevleri arasında yer almaktaydı. Ancak, yeni EPK dağıtım şirketlerinin denetiminin ETKB tarafından yapılmasını öngörmektedir. ETKB dağıtım şirketlerini denetleyecek ve raporlarını EPDK'ya gönderecek, EPDK da ETKB tarafından hazırlanan raporlara göre kararını verecektir. Nihai karar mercii EPDK olarak görülse de, böyle bir yetkinin ETKB'ye devredilmesi bağımsız bir düzenleyici kuruma sahip olunmasının ana gerekçelerinden birisi olan “bağımsız denetleme” ilkesi ile uyumlu değildir.

Üretim Özelleştirmesi

Başlangıçta üretim özelleştirmesinin ancak (a) piyasada yeni özelleştirilen üretim şirketlerinin üretimleri için sözleşme yapabilecek güçlü ticari alıcılar (özel dağıtım şirketleri ve toptan satış şirketleri gibi) olmasından ve (b) gelişmiş bir piyasanın mevcut olmasından sonra uygulanabilir ve yararlı olacağı varsayılmıştır. Dolayısıyla, birinci Strateji Belgesinde, üretim özelleştirmesinin, dağıtım özelleştirmesinde belirli bir ilerleme kaydedilinceye ve toptan satış-perakende ticaret mekanizmaları uygulamaya konuluncaya kadar başlatılmaması kararlaştırılmıştır.

Başlangıçtaki strateji şöyleydi:

- Tüm termik santraller (TS) özelleştirilecekti.
- Çoğunlukla sınır aşan nehir havzaları üzerinde bulunan bazı rezervuar tipi hidroelektrik santraller (HES) haricindeki tüm hidroelektrik santraller de özelleştirilecekti.

- Üretim tesislerinin özelleştirilmesi için, hidroelektrik santrallerin işletme hakları devredilecekti, ancak termik santrallerin varlıkları satılacaktı. Linyit veya kömür yakıtlı bir termik santralin özelleştirilmesi durumunda, ilgili kömür veya linyit madenlerinin işletme hakları devredilecekti.
- Özelleştirilecek olan EÜAŞ santralleri birkaç “portföy üretim şirketi” altında gruplandırılacaktı ve bu portföy üretim şirketleri özelleştirilecekti.

Ancak, portföy gruplarının oluşturulmasına yönelik hazırlıklar tamamlanmış olmasına rağmen portföy şirketleri kurulmadı; bunun yerine EÜAŞ portföy grupları EÜAŞ bünyesinde faaliyet göstermeye devam ettiler. Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) daha sonra santralleri tekrar gruplandırmasına ve portföyleri yeniden düzenlemesine rağmen, kamuya ait üretim portföy şirketleri resmi olarak açıklanmadı. Bunun yerine, ÖİB termik santralleri tektek ve hidroelektrik santralleri de buldukları yerlere bağlı olarak gruplayarak portföy üretim şirketleri –olarak özelleştirmeye karar verdi. Diğer taraftan, aynı linyit madenini kullanan Kemerköy ve Yeniköy gibi bazı termik santraller birlikte özelleştirilmiştir.

Üretim özelleştirmesi, portföylerde yer almayan küçük nehir tipi hidroelektrik santraller için ÖİB tarafından yapılan İHD ihaleleri ile başladı. Yapılan üç ihale sonrasında 59 santral (310 MW) şu şekilde özelleştirildi:

1. Üretim özelleştirmesi 2008 yılında yedi adet küçük HES’in, bir adet jeotermal santralin ve bir adet küçük gaz türbininin özelleştirilmesi ile başladı (toplam kurulu güç kapasitesi 141 MW) ve tüm santraller devredildi.
2. 2010 yılında, 56 nehir tipi küçük hidroelektrik santral (toplam kurulu güç kapasitesi 140 MW) ihale edildi; bunlardan 28’i devredildi (100 MW) ve geri kalanları iptal edildi.
3. Üçüncü olarak, 2012 yılında, toplam kurulu güç kapasitesi 64 MW olan üç adet eski YİD modelli HES (sözleşme süreleri sona erdiği için 2010-11’de EÜAŞ’a devredilen) ile 14 nehir tipi HES ihaleye çıkarıldı ve devredildi. Son olarak, 2014 yılında, 5 küçük HES (5,54 MW) ihaleye çıkarıldı ve devredildi.

İkinci bir aşama olarak, bazı termik santraller tek tek ihaleye çıkarılmakta ve özelleştirilmektedir. Temmuz 2015 itibarıyla durum şu şekildedir:

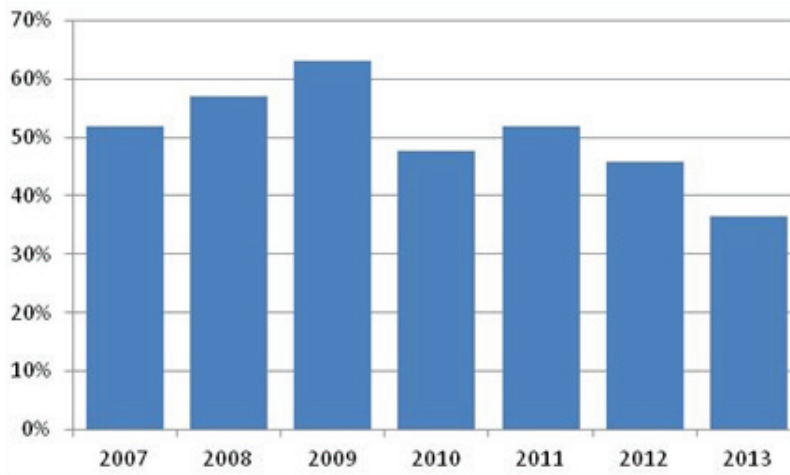
- 1200 MW’lık Hamitabad Doğal Gaz KÇGS 1 Ağustos 2013 tarihinde 105 milyon ABD\$ bedel karşılığında Limak Doğal Gaz Üretim Şirketine devredildi.
- 600 MW’lık Seyitömer Linyit Yakıtlı TS 17 Haziran 2013 tarihinde 2.248 milyon ABD\$ bedel karşılığında Çelikler Seyitömer Elektrik Üretim Şirketine devredildi.
- 457 MW’lık Kangal Linyit Yakıtlı TS 14 Ağustos 2013 tarihinde 985 milyon ABD\$ bedel karşılığında Kangal Elektrik Üretim Şirketine (Konya Şeker) devredildi.
- 300 MW’lık Çatalağzı Taş Kömürü yakıtlı TS 22 Aralık 2014 tarihinde 350 milyon ABD\$ bedel karşılığında Elsan Elektrikli Cihazlar Sanayi ve Ticaret Şirketine (Bereket Enerji) devredildi.
- 3x210 MW’lık Yatağan Linyit Yakıtlı TS 01 Aralık 2014 tarihinde 1.091 milyon ABD\$ bedel karşılığında Elsan Elektrikli Cihazlar Sanayi ve Ticaret Şirketine (Bereket Enerji) devredildi.
- 2x210 MW’lık Yeniköy Linyit Yakıtlı TS ile 3x210 MW’lık Kemerköy Linyit Yakıtlı TS ve liman tesisleri 23 Aralık 2014 tarihinde 2.671 milyon ABD\$ bedel karşılığında IC İçtaş Elektrik Üretim ve Ticaret Şirketine devredildi.
- 210 MW’lık Orhaneli Linyit Yakıtlı TS ile 365 MW’lık Tunçbilek Linyit Yakıtlı TS 22 Haziran 2015 tarihinde 521 milyon ABD\$ bedel karşılığında Çelikler Orhaneli, Tunçbilek Elektrik Üretim Şirketine devredildi.
- 990 MW’lık Soma B Linyit Yakıtlı TS 22 Haziran 2015 tarihinde 685,5 milyon ABD\$ bedel karşılığında Soma Elektrik Üretim Ticaret Şirketine (Konya Şeker) devredildi.

- Toplam kurulu gücü 5,54 MW olan altı adet nehir tipi santral için 22 Mart 2014 tarihinde ihale yapıldı ve sunulan en yüksek teklif 6,6 milyon ABD\$ oldu. 7 Ağustos tarihinde Özelleştirme Yüksek Kurulu kararı alındı; bu raporun yazıldığı tarihte henüz ödeme yapılmadı.
- Toplam kurulu gücü 2,84 MW olan ilave beş nehir tipi santral için 30 Mayıs 2014 tarihinde ihale yapıldı ve sunulan en yüksek teklif 8,85 milyon ABD\$ oldu. (henüz devir gerçekleşmedi)

Üretim Özelleştirmesinin Sonuçları.

Özellikle linyit yakıtlı santraller olmak üzere, EÜAŞ termik santrallerinin kullanım faktörü santrallerin yaşı, kötü performansı ve kötü işletme verimliliği sebebiyle düşüktür. EÜAŞ'ın linyit yakıtlı santrallerinin 2007 ile 2013 arasındaki kapasite faktörü³⁵ Şekil 36'da gösterilmektedir.

Şekil 36. EÜAŞ'ın Linyit Yakıtlı Termik Santrallerinin Kapasite Faktörü, 2007–13



Kaynak: TEİAŞ istatistikleri.

Normal olarak, yerli linyitin düşük maliyeti göz önüne alındığında, bu santrallerin baz yük santralleri olarak daima bir rekabet avantajına sahip olması gerekir. Ayrıca tevzi oranlarının, dolayısıyla kullanım oranlarının yüksek (yani yüksek kapasite faktörü) olması beklenir. EÜAŞ termik santrallerinin özelleştirilmesi sonuçta bu santrallerin operasyonel verimliliğini iyileştirecek ve ülkenin doğal gaz ithalatını azaltarak arz güvenliğine katkıda bulunacaktır. Ancak, operasyonel performanslarının iyileştirilebilmesi için bu santrallerin çoğunun rehabilite edilmesi gerekecektir. Rehabilitasyon yatırımları sebebiyle verimlilik artışlarının sağlayacağı maliyet azaltımları ile dengelemediği sürece üretim maliyetleri yükselebilir.

Aynı durum EÜAŞ'ın özelleştirilen doğal gaz santralleri için de geçerlidir. Bursa KÇGT santrali dışında, santraller eskidir ve verimlilik düzeyleri o kadar düşüktür ki (%50'nin altında) rehabilitasyon aslında ancak gaz türbinlerinin daha verimli türbinler ile değiştirilmesiyle mümkün olabilir. Aksi takdirde mevcut DG santrallerinin çok daha yüksek verimlilik oranına (%58-60) sahip yeni doğal gaz santralleri ile rekabet etmeleri mümkün değildir.

EÜAŞ'ın rezervuar tipi hidroelektrik santrallerinin özelleştirilmesi de piyasa fiyatlarını etkileyecektir. EÜAŞ'ın fiyatlarında şu anda termik ve hidroelektrik portföylerinin ortalama maliyeti belirleyicidir ve EÜAŞ'ın üretiminin büyük kısmı TETAŞ'a bu ortalama maliyet artı kar marjından oluşan bir fiyattan satılmaktadır. Ancak, özelleştirme sonrasında özel şirketler teslimatlarını talebin yüksek olduğu veya puant tüketim zaman dilimlerinde yoğunlaştırarak gelirlerini en üst düzeye çıkarmak isteyecektir. Bu zaman dilimlerinde GÖP ve DGP fiyatlarında yüksek maliyetli DG santralleri fiyatı belirlemektedir. Yani, bu santraller artık maliyetlerine göre değil, çoğunlukla DG santrallerinin belirleyici olduğu piyasa marjinal fiyatlarına göre fiyatlandırılacaktır.

3.2.3.8 Piyasa Reformunda Rekabet Kurumu'nun Rolü

Türkiye Cumhuriyeti Anayasasının 167. maddesi uyarınca, Devlet piyasalarda fiili olarak veya anlaşmalar sonucunda ortaya çıkabilecek tekelleşmeyi ve kartelleşmeyi önlemek için gerekli her türlü tedbiri almakla yükümlüdür. Devlet bu yükümlülük uyarınca 1994 yılında 4054 sayılı rekabetin Korunması Hakkında Kanunu çıkarmış ve 1997 yılında kanunun uygulanması amacıyla Rekabet Kurumu'nu (RK) kurmuştur.

Rekabet Kanununun temel amacı kartellerin ve rekabet üzerindeki diğer kısıtlamaların yasaklanması, belirli bir piyasada hakim konumda olan bir şirket tarafından suiistimaller yapılmasının önlenmesi, ve belirli birleşme ve satın alma işlemlerinin izlenmesi yoluyla yeni tekellerin oluşumunun engellenmesidir. RK, piyasa tasarımı ve özelleştirme sürecinde kararları ve resmi görüşleri yoluyla reform sürecine katkıda bulunmuştur. Bu bağlamda, dağıtım özelleştirmesi öncesinde, Rekabet Kurumu **dağıtım ve perakende faaliyetlerinin hukuki olarak ayrıştırılmasını** özelleştirme için bir ön koşul olarak belirlemiştir. Bu koşul EPK değişikliği yoluyla getirilmiş ve 2013 yılında uygulamaya konulmuştur.

Rekabet Kurumu aynı zamanda dağıtım özelleştirme ihalelerini de izlemiş ve yeni sahibi toplam perakende faaliyeti içinde yüzde 30'dan fazla paya sahip olduğu için bazı devirlere izin vermemiştir.

Rekabet Kurumu ayrıca serbest tüketicilerin ve tedarikçilerin, perakende ve dağıtım şirketleri aleyhindeki iddialarını da incelemektedir. Dağıtım şirketlerinin tüm tedarikçilere eşit davranmadığı (dağıtım şirketi ile sahibi aynı olan görevli tedarikçilere ayrımcılık yaptıkları) yönünde iddialar mevcuttur. Benzer şekilde, Rekabet Kurumu lisanssız üretim tesislerinin dağıtım şebekesine bağlantısı konusunda zorluklar çıkararak başvuruları eşit bir şekilde ele almadığı yönündeki iddiaları da incelemektedir. Rekabet Kurumu'nun değerlendirmesine göre, bu davranışlar piyasa gücünün suiistimalini göstermektedir ve rekabet Kurumu'nun kararına göre EPDK'nın gerekli önlemleri alması gerekmektedir.

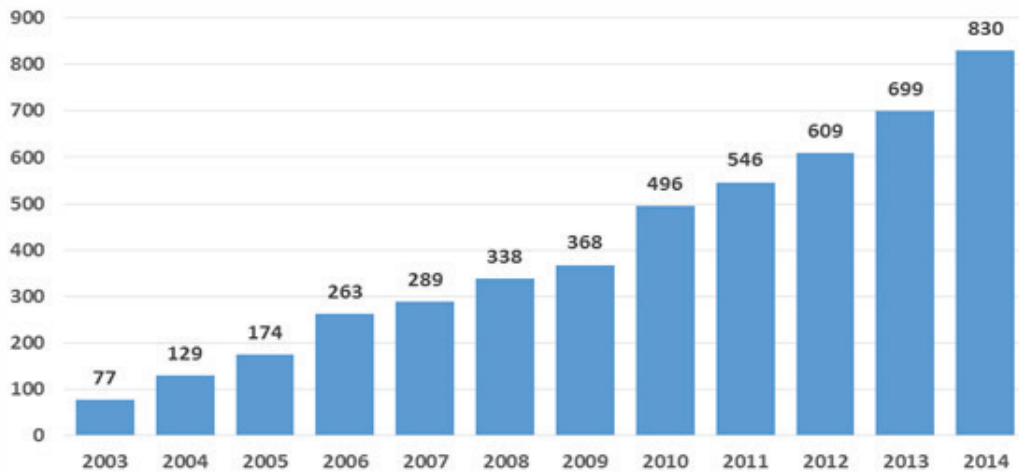
Rekabet Kurumu ayrıca elektrik, gaz ve petrol sektörlerinde sorunların ve zorlukların ele alındığı ayrıntılı raporlar hazırlayarak piyasa rekabetinin gelişmesine yardımcı olmaktadır. Elektrik ve gaz sektörlerinde rekabetin etkili bir şekilde uygulanmasında Rekabet Kurumu'nun rolü hayati önem taşımaktadır.

3.2.4 Başarılar

3.2.4.1 Piyasa Faaliyeti

2003 yılından bu yana PMUM'a (TEAŞ bünyesindeki Elektrik Piyasası Mali Uzlaştırma merkezi) kayıtlı katılımcı sayısı Şekil 37'de de görüldüğü gibi istikrarlı bir şekilde artmaktadır.

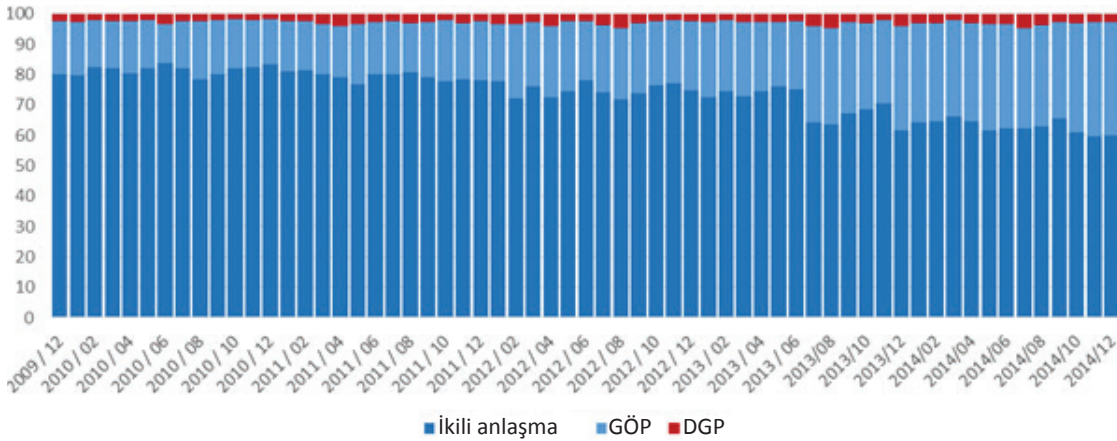
Şekil 37. PMUM Katılımcı Sayısı, 2003–14



Kaynak: TEİAŞ/PMUM.

- Özel sektör üretim şirketlerinin sayısı önemli ölçüde artmıştır; bu durum Türkiye'nin elektrik piyasasının özel sektör için çekiciliğini göstermektedir. Toptan satış lisanslarının sayısı özellikle işleyen dengeleme ve gün öncesi piyasası ticaret platformlarının uygulamaya konulmasından sonra artmıştır.
- Türkiye'de elektrik ticaretinin yaklaşık yüzde 70'i ikili sözleşmeler yoluyla yapılmaktadır. Kalan elektrik ticareti temel olarak GÖP'te yapılmakta ve dengesizlikler DGP'da giderilmektedir. Gün öncesi ticaretin uygulamaya konulmasından bu yana GÖP, DGP ve ikili sözleşmelerin elektrik ticaretindeki payları Şekil 38'de gösterilmektedir.

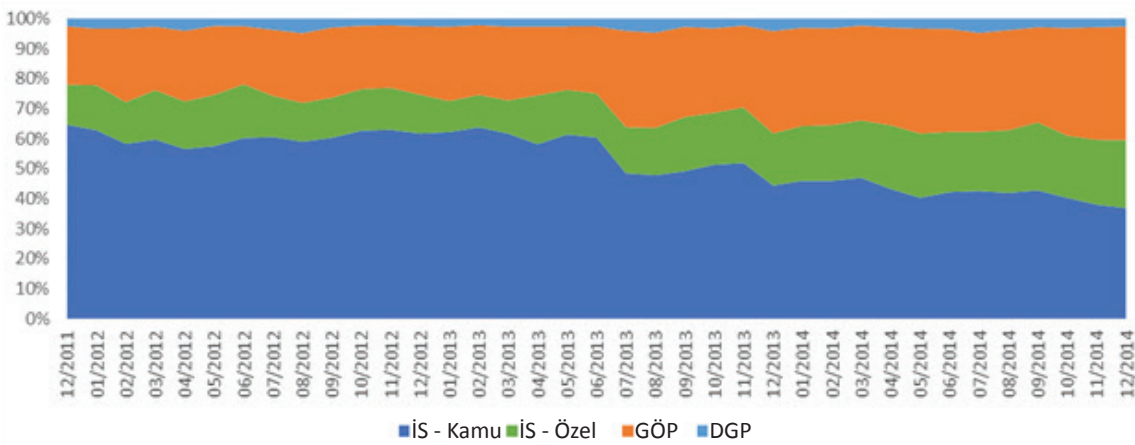
Şekil 38. İkili Sözleşmeler, GÖP ve DGP Yoluyla Ticareti Yapılan Elektrik Miktarlarının Payları, 2009–14 (%)



Kaynak: TEİAŞ/PMUM.

Öte yandan, Şekil 39'da görüldüğü gibi, kamu üretim tesisleri özelleştirildiğinden dolayı tüketiciler ile kamu tedarikçileri arasındaki ikili sözleşmelerin payı 213 yılından bu yana azalmaktadır. Bununla birlikte, özel tedarikçilerin ikili sözleşmelerinin payı aynı miktarda artmamaktadır. Bu durum en azından şu an için özel tedarikçilerin elektriği ikili sözleşmeler yerine GÖP'nde satmayı tercih ettiğini göstermektedir. İkili sözleşmelerin süresi genellikle bir yıldır.

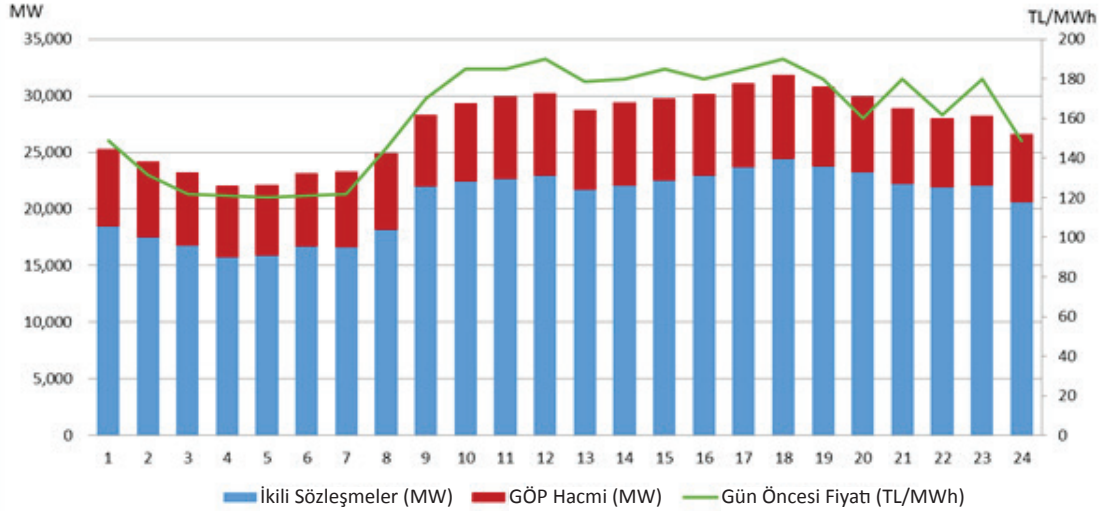
Şekil 39. GÖP, DGP ve İkili Sözleşmeler Yoluyla Ticareti Yapılan Elektrik Payları, 2011-14



Kaynak: TEİAŞ/PMUM.

Gün Öncesi Piyasasındaki fiyatlar genellikle arz/talep dengesine dayanmaktadır. Örneğin, Şekil 40, 13 Kasım 2013 tarihindeki saatlik talebi, ikili sözleşmeler yoluyla ve GÖP'te ticareti yapılan miktarları ve GÖP'teki saatlik marjinal takas fiyatlarını göstermektedir.

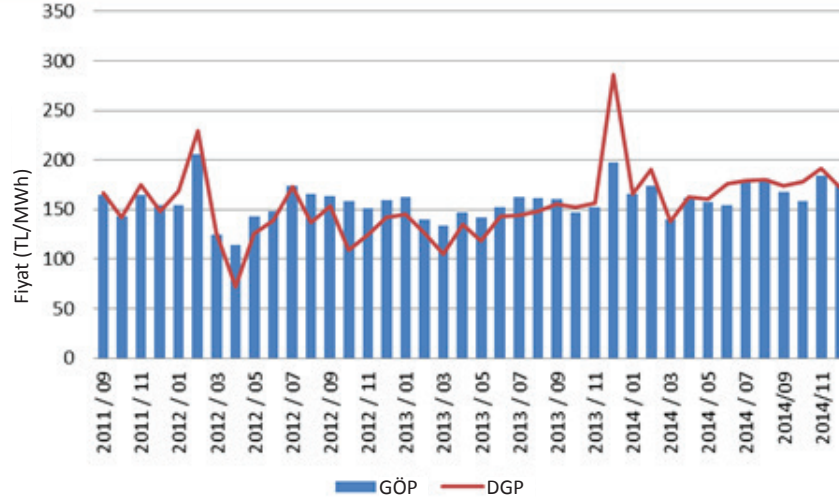
Şekil 40. GÖP Hacmi ve Marjinal Fiyatlar, 13 Kasım 2013



Kaynak: TEİAŞ/PMUM.

Şekil 41’de görüldüğü gibi, GÖP piyasa takas fiyatı ve DGP marjinal fiyatları genellikle arz ve talepteki mevsimsel değişiklikleri takip etmektedir. Şubat 2012 ve Aralık 2013’teki en yüksek seviyeler doğal gaz arz sınırlamalarından kaynaklanan arz açıklarını yansıtmaktadır. Mart ve Nisan 2012’deki nispeten düşük fiyatlar su gelirlerinin arttığı nehir tipi hidroelektrik santrallerin üretimindeki artışları yansıtmaktadır. Benzer şekilde, 2014 yazında artan fiyatlar 2014 yılının kurak geçmesi ve yetersiz su geliri sebebiyle termik üretimdeki (çoğunlukla doğal gaz) artışı göstermektedir. Bu aynı zamanda üretim fiyatlarının hidrolojik koşullara bağımlılığını da göstermektedir.

Şekil 41. GÖP ve DGP’nin Başlamasından Bu Yana Toptan Satış Piyasa Fiyatlarındaki Değişimler

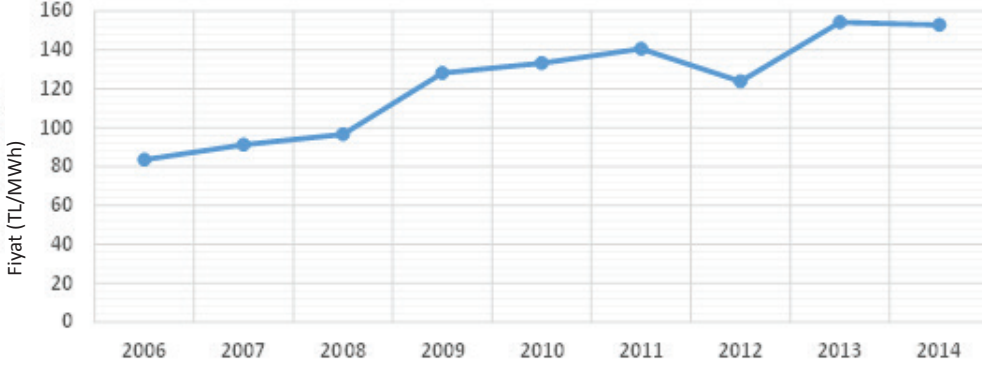


Kaynak: TEİAŞ/PMUM.

Toptan satış faaliyeti düzenlemeye tabi değildir ve tarifesi yoktur (TETAŞ dışında). Toptan satış elektrik fiyatının seviyesi ikili sözleşme fiyatlarına ile GÖP ve DGP’deki fiyat oluşumlarına bağlıdır. Bununla birlikte, daha önce de belirtildiği gibi, ikili sözleşmelerin payı yaklaşık yüzde 70’dir ve şu an için bu sözleşmelerin çoğunda tedarikçiler kamu şirketleridir (EÜAŞ ve TETAŞ). Mevcut sözleşmeler (TETAŞ ile Yİ ve YİD şirketleri arasında) 2013 itibariyle toplam üretimin yaklaşık yüzde 24’ünü oluşturmuştur ve bunların fiyatları önceden sözleşmelerde belirlenmektedir. Toplam üretimde kamu şirketlerinin payı azalmakla birlikte, hükümet yine de EÜAŞ ve TETAŞ’ın satışları yoluyla piyasa fiyatlarını etkileyebilmektedir.

Türkiye Ortalama Toptan Satış Elektrik Fiyatı (TORETOSAF) ortalama toptan satış elektrik fiyatındaki değişikliklerin bir göstergesi niteliğindedir. Her yıl EPDK tarafından belirlenen ve duyurulan TORETOSAF'ta 2006 ile 2014 yılları arasında yaşanan değişimler Şekil 42'de gösterilmektedir.

Şekil 42. Türkiye Ortalama Toptan Satış Elektrik Fiyatı (TORETOSAF), 2006–14

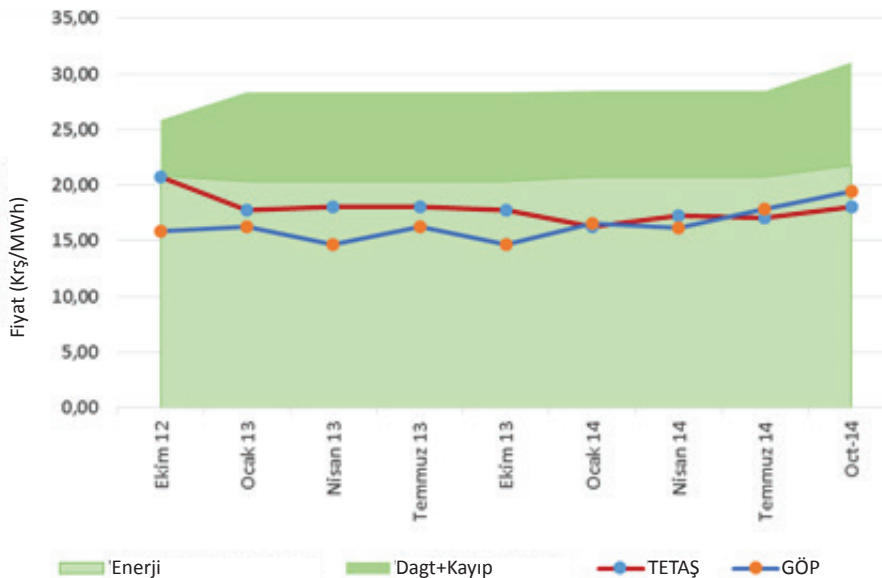


Kaynak: EPDK.

Toptan satış piyasa fiyatı çoğunlukla doğal gaz yakıtlı santraller tarafından üretilen elektriğin maliyetine (çünkü bu santraller piyasa ekonomik sıralamasında (merit order) marjinal santrallerdir) ve ABD\$ bazında yapılan gaz ithalat fiyatlarına bağlıdır. Türk Lirası 2013-14'te dolara karşı yaklaşık yüzde 25 değer kaybetmesine rağmen, bu değişiklik toptan satış fiyatlarına tam olarak yansıtılmamıştır. Doğal Gaz bölümünde tartışılacağı gibi, bunun temel sebepleri söz konusu dönemdeki TL bazında sabit doğal gaz fiyatı uygulaması ve piyasada artan rekabettir.

Diğer taraftan, Şekil 43'te görüldüğü gibi, TETAŞ'ın düzenlemeye tabi toptan satış tarifesi 2012-2014 döneminde düşmüştür. TETAŞ elektriği EÜAŞ, YİD ve Yİ santrallerinden almaktadır. TETAŞ'ın maliyetleri EÜAŞ'ın fiyatlarına ve aynı zamanda tarifeleri ABD\$ bazında belirlenmiş olan gaz yakıtlı Yİ ve YİD santrallerinin üretimine bağlıdır. Bu olumsuz koşullar altında dahi TETAŞ'ın fiyatındaki düşüş iki faktör ile açıklanabilir: (1) 2014 yılında kurak mevsim sebebiyle EÜAŞ'ın daha ucuz hidroelektrik üretimi çarpıcı şekilde azalmasına rağmen EÜAŞ'ın TETAŞ'a uyguladığı fiyattaki olası bir indirim, (2) a her mali yıl hükümet tarafından belirlenen EÜAŞ ve TETAŞ gelir ve kar hedeflerinde düşüş.

Şekil 43. Toptan Satış Fiyatları ve Nihai Tüketici Mesken Tarifeleri, 2012–14



Kaynak: TETAŞ/TEİAŞ/EPDK.

Dolayısıyla, sabit nihai tüketici fiyatları (a) hükümetin Doğal Gaz Piyasası bölümünde tartışılan doğal gaz fiyatlandırma politikası ve (b) düzenlemeye tabi TETAŞ (EÜAŞ) toptan satış fiyatlarının siyasi ve sosyal kaygılarla ayarlanması ile açıklanabilir. Bu fiyatlandırma politikası sonucunda, nihai tüketici tarifeleri 2013-14'te 22 ay boyunca sabit tutulmuş ve nihayet Ekim 2014'te yüzde 9 arttırılmıştır.

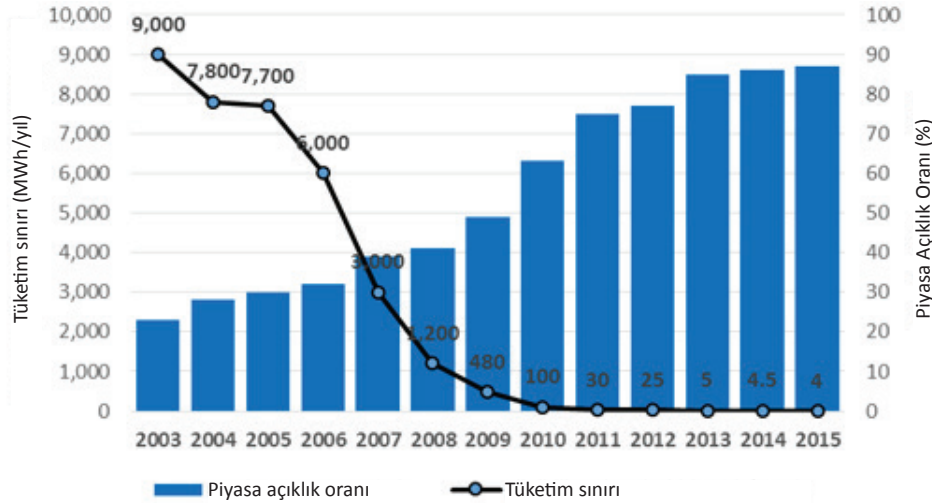
Yukarıda belirtilen fiziksel piyasaların aksine, Türkiye'nin finansal piyasaları henüz yeterince gelişmemiştir. İzmir'de kısa süre önce bir vadeli işlemler piyasası kurulmuştur ve aynı zamanda bir tezgah üstü piyasası mevcuttur, ancak bu piyasalar çok sığdır ve oldukça yavaş bir şekilde gelişmektedir.

Tek alıcılı bir sistemden tam rekabete geçiş henüz tamamlanmamış olmakla birlikte, Türkiye'de toptan satış piyasasının gelişimi önemli bir başarıdır. Hükümet ve özel sektör katılımcıları çok şey öğrenmiş ve deneyim kazanmıştır. Piyasa geliştikçe kalan sorunlar da çözülecek ve hükümet müdahalesine duyulan ihtiyaç ortadan kalkacaktır. EPIAŞ'ın kurulması elektrik ticaret hacimlerini ve araçlarını arttıracaktır.

3.2.4.2 Serbest Tüketicilik: Teorik ve Gerçek Piyasa Açıklığı

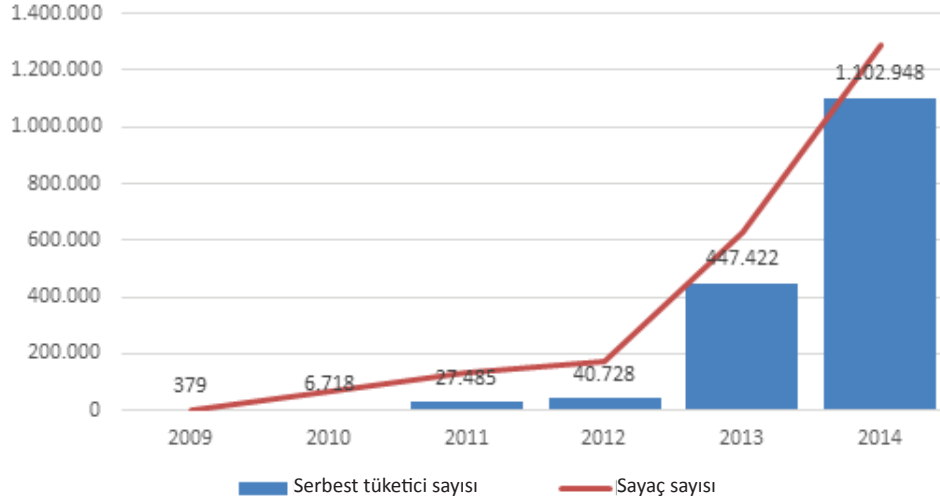
2003 yılında, serbest tüketici olabilmek için tüketim sınırı yıllık 9 GWh idi. Şekil 44'te görüldüğü bu sınır kademeli olarak düşürülerek Ocak 2015 itibarıyla 4 MWh'e indirildi. Aynı dönemde teorik piyasa açıklık oranı³⁶ yüzde 85'i geçti.

Şekil 44. Serbest Tüketicilik Sınırlarının ve Piyasa Açıklığının Gelişimi, 2003–15



Kaynak: TEİAŞ/PMUM.

Tedarikçilerini seçme hakkını kullanan serbest tüketici sayısı 2010 yılına kadar oldukça düşük seviyelerde kaldı. Şekil 45'te görüldüğü gibi, serbest tüketici sayısı 2010 yılının başlarından itibaren kayda değer ölçüde arttı. Bunun temel sebepleri tüketim sınırının düşürülmesi ve uygun piyasa fiyatlarıdır. 2013 yılında yaşanan büyük artışın sebebi yeni EPK ile toplu serbest tüketiciliğin kaldırılmasıdır³⁷; serbest tüketicilerin artık bireysel olarak kaydolması gerekmektedir.

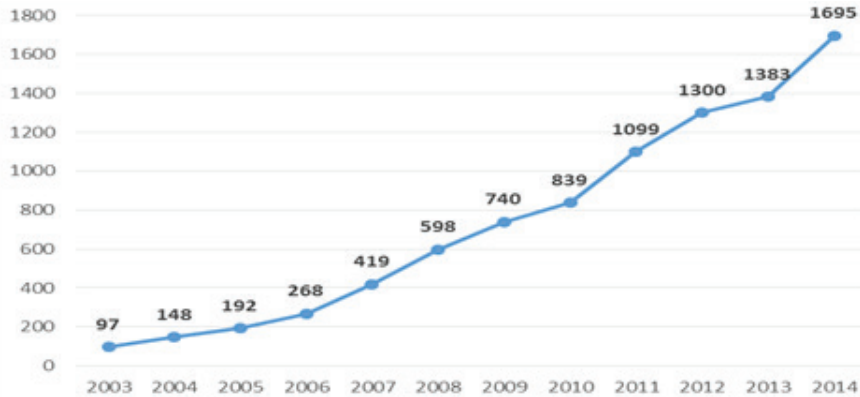
Şekil 45. Serbest Tüketici Sayısı ve Kayıtlı Sayaçlar, 2009–14

Kaynak: TEİAŞ/PMUM.

Serbest tüketicilerin tedarikçileri çoğunlukla üretim, perakende ve toptan satış şirketleridir (yani tedarikçiler ve ticaret şirketleri). Toptan satış şirketleri elektriği ikili anlaşmalar kapsamında ve gün öncesi piyasada satın alırlar. Ayrıca dengeleme piyasası gibi yollarla tüketicilerinin tüketimlerini dengelemekten sorumludurlar. Serbest tüketicilik hakkının uygulanabilmesi için, saatlik tüketim talebini ölçebilecek ölçüm sistemlerine sahip olmak önemlidir. Kayıtlı sayaç sayısı 2009 yılında sadece yaklaşık 2.000 iken son zamanlarda 1.463.000'e ulaşmıştır.

3.2.4.3 Üretim Yatırımları

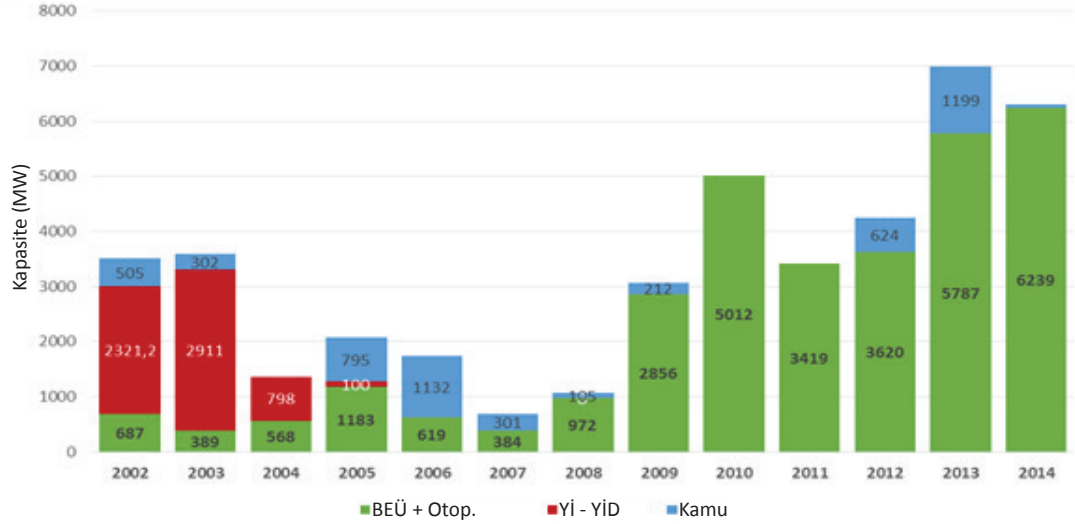
Elektrik Piyasası Kanununa göre, üretim yatırımları özel sektör tarafından gerçekleştirilir. Tespit edilen bir arz güvenliği sorunu olmadığı sürece, kamu üretim şirketi olan EÜAŞ'ın yeni bir üretim tesisine yatırım yapmasına izin verilmemektedir. EPK öncesinde planlanan ve/veya yapım aşamasında olan büyük rezervuar tipi hidroelektrik santraller (HES) bu ilkeye istisna teşkil etmektedir. Son 10 yılda bazı arz/talep dengesi sorunları yaşanmasına rağmen, bu politikaya tutarlı bir şekilde uyulmuştur. Yeni piyasa yapısının kademeli olarak gelişimi sonucunda, özel sektör üretim yatırımları önemli ölçüde artmıştır. Üretim lisanslarının sayısındaki artış Şekil 46'da gösterilmiştir.³⁸

Şekil 46. Üretim Lisanslarının Gelişimi, 2003–14

Kaynak: EPDK, 2014 Faaliyet Raporu

2002 ile 2015 yılları arasında, 43.100 MW'lık yeni santral kapasitesi işletmeye alınmıştır. Bu yeni kapasitenin %74'ü (31.735 MW) özel sektör yatırımlarından kaynaklanmıştır (bağımsız elektrik üreticileri ve otoprodüktörler). Şekil 47 2002-14 döneminde işletmeye alınan santrallerin kapasitesini ve mülkiyet durumunu göstermektedir.³⁹

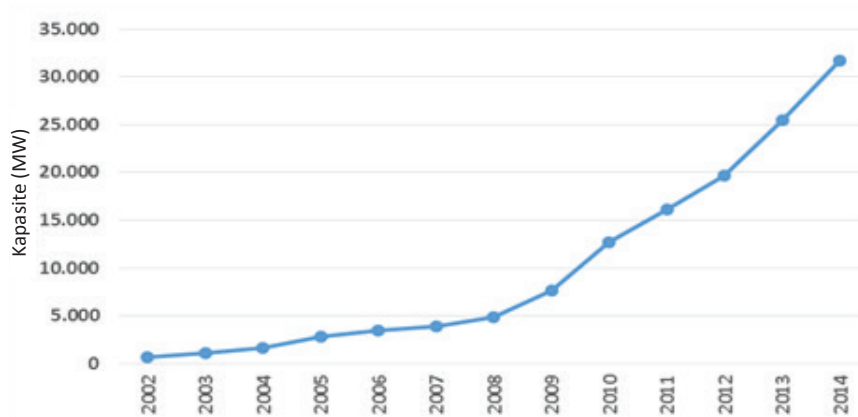
Şekil 47. İşletmeye Alınan Santrallerin Kapasitesi ve Mülkiyet Durumu, 2002-14



Kaynak: ETKB.

2002-04 döneminde işletmeye alınan Yİ ve YİD santralleri hariç olmak üzere, 12 yıllık dönemde özel şirketler tarafından inşa edilen yeni santrallerin kurulu gücü yaklaşık 32.000 MW olmuştur. Şekil 8'de görüldüğü gibi, 2007 sonrasında özel yatırımlar hız kazanmıştır ve bu kapasitenin yüzde 88'i 2007-14 döneminde gerçekleştirilmiştir. Reform süreci birçok özel şirketin büyük üretim yatırımları yapmasını sağlamıştır ve 2008-14 döneminde yıllık ortalama yatırım tutarı yaklaşık 4 milyar ABD\$ olmuştur (inşa haindekiler hariç olmak üzere). Üretim yatırımlarının çoğu Türk şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir; ancak çoğu yerli şirketlerle ortaklık kuran bazı yabancı yatırımcılar da olmuştur. Yatırımları hem Türk hem de yabancı bankalar finanse etmiştir. Özellikle yenilenebilir üretim yatırımlarına olmak üzere uluslararası finansal kuruluşlar (UFK) da önemli katkılar yapmıştır.

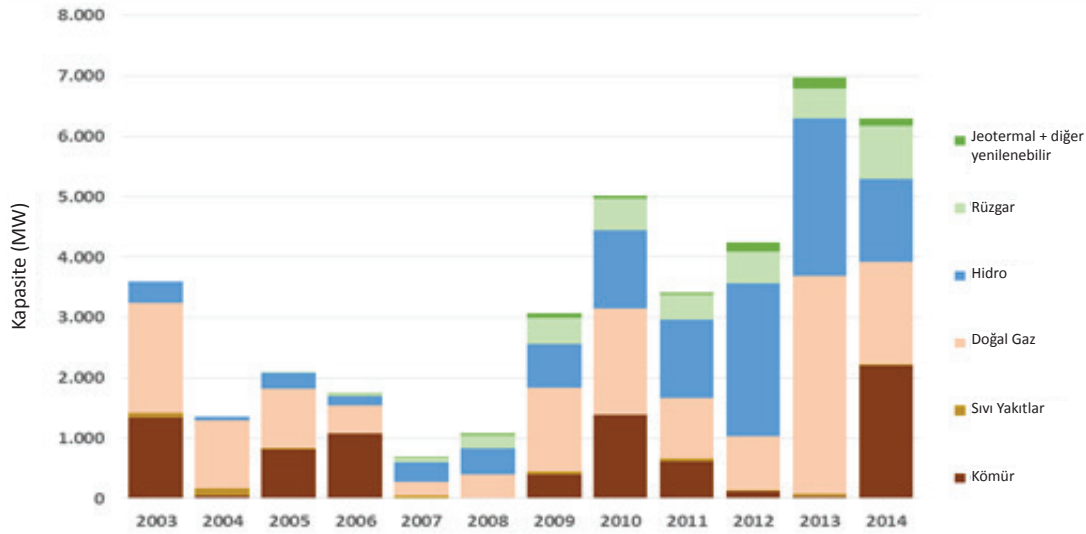
Şekil 48. Özel Şirketler Tarafından İnşa Edilen Yeni Santral Kapasitesi, 2002-14 (MW)



Kaynak: ETKB ve TEİAŞ.

Yeni yatırımların yakıt türüne göre dağılımı Şekil 49'da gösterilmektedir. Yenilenebilir enerji için uygulanan sabit fiyat garantili tarife dışında (ki çoğu ülkede uygulanan sabit fiyat garantili tarifeyle göre daha düşüktür), daha önce Yİ veya YİD modelleri kapsamında yapılan özel sektör yatırımlarının aksine, yatırımların devlet tarafından al ya da öde garantileri verilmeksizin rekabetçi piyasa koşulları altında yapıldığını belirtmek gerekir. (Yenilenebilir Enerji bölümünde tartışılacağı gibi, yenilenebilir üretimin büyük bölümü uygun piyasa fiyatları sebebiyle aynı zamanda piyasada da alınıp satıldığından dolayı, yenilenebilir enerjiye yapılan yatırımların da rekabetçi piyasa koşulları altında gerçekleştiğini söylemek mümkündür.)

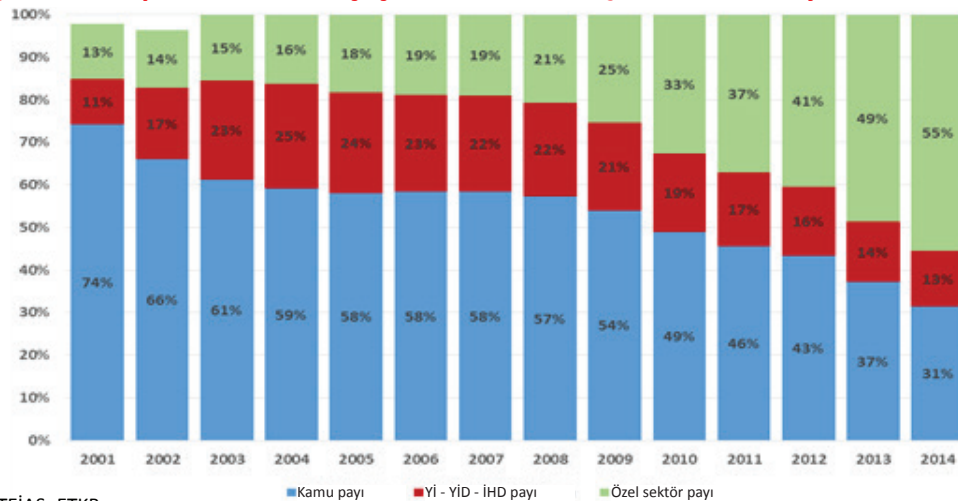
Şekil 49. Üretim Yatırımlarının Yakıt Türüne Göre Dağılımı, 2003–14 (MW)



Kaynak: TEİAŞ- ETKB.

Şekil 50'de görüldüğü gibi, toplam kurulu güç içinde piyasaya dayalı özel sektör kapasitesinin payı yüzde 55'e ulaşmıştır, yani EPK'nın yürürlüğe girdiği 2001 yılından itibaren 14 yıldan kısa bir süre içerisinde Türkiye'nin elektrik arzının çoğunluğunu piyasaya dayalı elektrik oluşturmuştur. Öngörülen yatırımlar ve özelleştirme ile birlikte bu pay daha da artacaktır. Yap-İşlet (Yİ) model santallerin (toplam kapasitenin yüzde 10'u) de özel sektör üretim yatırımı oldukları için özel sektör payına dahil edilmeleri mümkündür. 1990'ların ortalarına kadar kamu üretim payının neredeyse yüzde 100 olduğu dikkate alındığında bu durum önemli bir değişimi ortaya koymaktadır.

Şekil 50. Toplam Kurulu Güç İçerisinde Üretim Şirketlerinin Payları, 2001–14

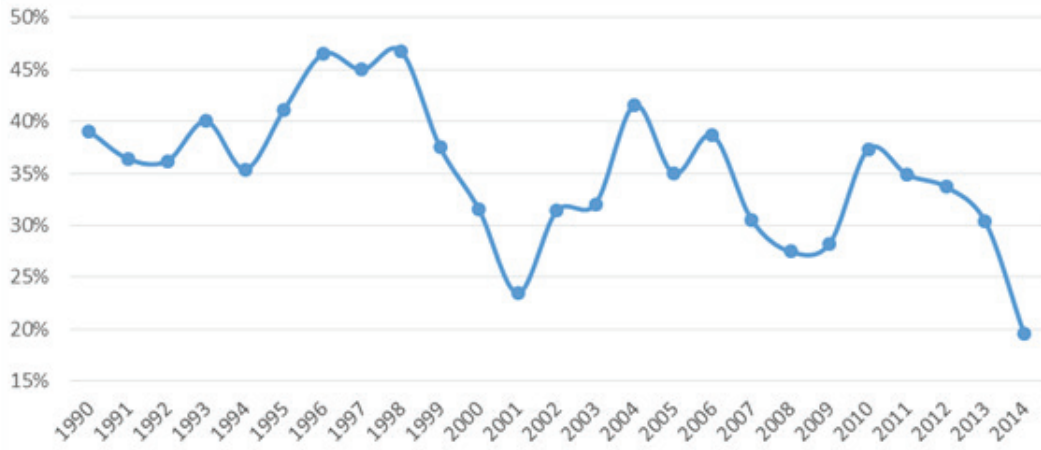


Kaynak: TEİAŞ- ETKB.

Üretim Yatırımları ve Arz Güvenliği

Daha önce de açıklandığı gibi, Türkiye son 40 yılda arz / talep dengesine ilişkin birçok sorunlar yaşamıştır. Üretim yatırımlarının yetersizliği ve değişken hidrolojik koşullar sebebiyle, kurulu kapasite marjı büyük değişkenlikler sergilemiştir. Daha yüksek kapasite yedeklerine rağmen, geçmişte arz/talep dengesinin çok sıkı olduğu dönemler de gözlenmiştir. Bunun sebebi kurulu güç kapasitesinin bileşimi ile mevcut termik santrallerin emreamadelik seviyelerinin düşük olmasıdır. Geçmiş üretim verileri, büyük nehir havzalarındaki hidrolojik koşulların istikrarsız olduğunu göstermektedir. HES'in tarihsel ortalama kullanım faktörü yaklaşık yüzde 37 olmakla birlikte, Şekil 51'de görüldüğü gibi bu faktör yüzde 50 ile yüzde 25 arasında değişkenlik göstermektedir.

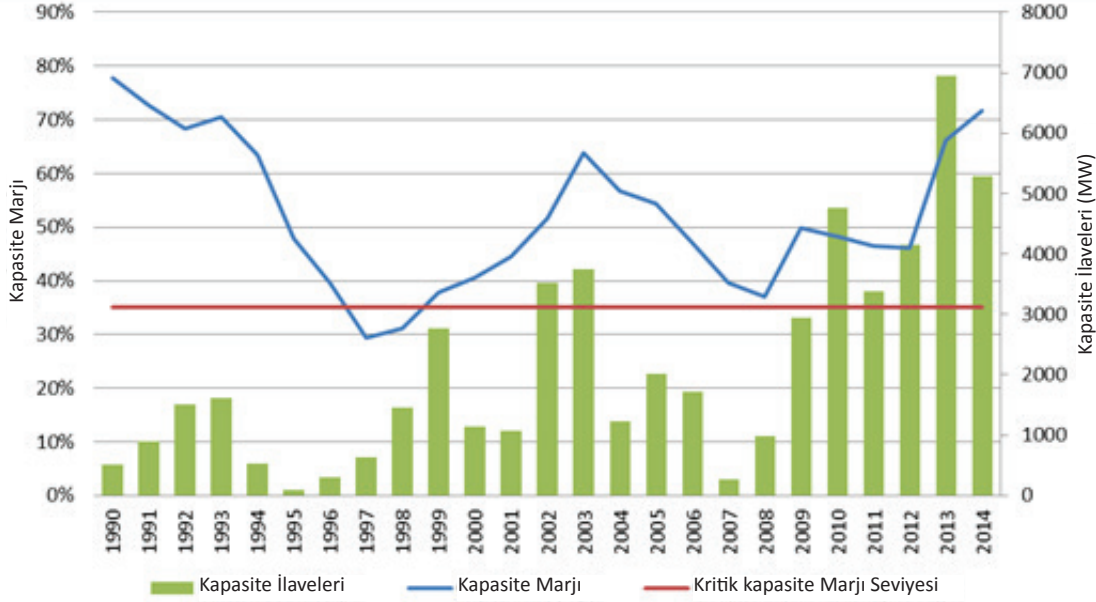
Şekil 51. Hidroelektrik Santrallerin Kapasite Faktörü, 1990–2014



Kaynak: TEİAŞ İstatistikleri.

Diğer taraftan, önemli miktardaki hidroelektrik kapasitesine ek olarak, son yıllarda diğer kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının payları da artmaya başlamıştır. Hidrolojik koşullardaki değişkenlikler sebebiyle, hidroelektrik ve yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretimdeki payları da önemli değişkenlikler göstermektedir.

Şu anda kapasite marjı yüzde 70 civarındadır. Bununla birlikte, bu yüksek kapasite marjı (yedekliği) Türkiye'nin elektrik sisteminin yeterliliğinin ve güvenilirliğinin güvenilir bir göstergesi değildir. Geçmiş deneyimler kapasite marjı yüzde 35'in altına düştüğünde, (hidroelektrik ve diğer yenilenebilir kaynaklara dayalı santrallerin emreamadelikleri düşük olduğu için ve özellikle kurak yıllarda/dönemlerde eski termik santrallerin emreamadelikleri düşük olduğunda) güvenilir bir enerji arzı sağlamanın mümkün olmadığını göstermektedir (bakınız Şekil 52). Dolayısıyla, uygun hidrolojik koşullarda yeterli bir emreamade yedek marjına sahip olabilmek için (yani *emreamade* elektrik üretim kapasitesi ile puant talep arasındaki marj), eski termik santrallerin operasyonel performansının iyileştirilmesi kaydıyla (rehabilitasyon ve etkin yönetim yoluyla) kurulu kapasitenin puant talebin en az yüzde 35 üzerinde olması gerekir.

Şekil 52. Üretim Yatırımları ve Kurulu Kapasite Marjı, 1990–2014

Kaynak: TEİAŞ istatistiklerinden hesaplanmıştır.

Yukarıdaki şekilde görüldüğü gibi, kapasite marjında büyük dalgalanmalar yaşanmıştır. 1990'lı yılların başlarında, YİD modeli yoluyla yeni özel sektör yatırımlarının artacağı varsayımına dayalı olarak kamu yatırımları azalmaya başlamıştır. Ancak, o zamanlar yetersiz olan yasal ve idari yapı sebebiyle, özel sektörün üretim yatırımları yetersiz kalmış ve kapasite marjı önemli ölçüde azalmıştır. Daha sonra yapılan Yİ girişimi, bu santrallerin yapımının uzun zaman aldığı düşünüldüğünde geç kalmıştır; Yİ santralleri 2000-02 döneminde işletmeye alınmıştır ancak o zamana kadar hükümet zaten elektrik sektörü için farklı bir rejime geçmeye karar vermiştir. 2001 yılında, yeni bir piyasa rejim, benimsenmesine rağmen, uygulamadaki yetersizlikler sebebiyle uzun bir geçiş süreci yaşanmıştır. Özel sektör yatırımları ancak 2006 yılında toptan satış piyasa mekanizmasının, 2008 yılında maliyete dayalı fiyatlandırmanın uygulamaya konulmasından ve dağıtım özelleştirilmesinin başlatılmasından sonra hız kazanmıştır.

2009 Strateji Belgesinde belirtildiği gibi, elektrik üretiminde yerli kaynakların payını arttırmak arz güvenliğini arttıracaktır. Yenilenebilir Enerji bölümünde tartışıldığı gibi, yenilenebilir enerjinin geliştirilmesi önemli bir başarıdır.

Benzer şekilde, Türkiye en önemli yerli kaynağı olan linyitin toplam elektrik üretimindeki payını arttırmaya çalışmaktadır. Linyit kaynaklarının elektrik üretiminde daha fazla kullanılması amacıyla bazı linyit madenleri özel sektöre açılmıştır ve hükümet linyit yakıtlı termik santrallere yapılan yatırımları desteklemektedir. Sonuç yenilenebilir enerji kaynaklarında olduğu kadar çarpıcı olmasa da, özel sektör linyit santrallerinin sayısı ve kapasitesi artmaktadır.

Yenilenebilir kaynakların ve linyitin toplam elektrik üretiminde payı artarken, doğal gaz ve ithal kömür gibi ithal kaynakların payının azalması beklenmektedir. Bu bir yandan arz güvenliğini arttırırken aynı zamanda cari dengenin iyileştirilmesine de yardımcı olacaktır.

3.2.5 Elektrik Enterkonneksiyonları ve Bölgesel Elektrik Ticareti

3.2.5.1 Enterkonneksiyonlara Genel Bakış

1970'lerden bu yana, Türkiye tüm komşuları ile elektrik bağlantıları (enterkonneksiyon) tesis etmiştir ve bölgesel sistem entegrasyon girişimlerine katılmıştır. Bunun yapmaktaki amaçlar:

- arz/talep dengesine katkıda bulunmak,
- yedek ve kapasite paylaşımı yoluyla yatırımları azaltmak,

- enerji kalitesini iyileştirmek, ve
- elektrik ticaretini kolaylaştırmak.

Tablo 6 enterkonneksiyonlar ile birlikte bunların gerilim seviyelerinin ve işletim modlarının bir listesini sunmaktadır.

Tablo 6. Komşu Ülkeler ile Enterkonneksiyonlar

Enterkonneksiyon	Gerilim (kV)	Mod
Gürcistan I	220	Asenkron - Ada
Gürcistan II	400	Sırt Sırtı Bağlı DC
Ermenistan	220	İşletilmiyor
Azerbaycan (Nahcivan)	154	Asenkron - Ada
İran-1	154	Asenkron - Ada
İran-2	400	Asenkron - Ada
Irak	400	Asenkron - Ada
Suriye	400	Asenkron - Ada
Bulgaristan-1	400	Senkron
Bulgaristan-2	400	Senkron
Yunanistan	400	Senkron

Tablodan görüldüğü gibi, bağlantı hatlarının çoğu ada modunda işletilmektedir. Yani, Türkiye'nin ithalat yapılan bölgesel şebekeleri ihracatçı ülkenin şebekesi ile asenkrondur, ancak Türkiye şebekesinin geri kalanından izoledir. Ada işletme modu verimsizdir ve tercih edilmez. Buna istisna olarak Gürcistan ile olan sırt sırta DC bağlantı (back-to back DC) ve Avrupa şebekesi ile olan senkron bağlantılar (Bulgaristan ve Yunanistan üzerinden) belirtilebilir. Avrupa bağlantısı dışında, diğer ülkeler ile olan enterkonneksiyonlar asenkrondur.⁴⁰

Türkiye komşu ülkeler ile senkronizasyon sağlamayı amaçlamaktadır ve büyük ve bölgesel enterkonnekte sistemlerin tesis edilmesine yönelik çeşitli uluslararası forumlar ile işbirliği yapmaktadır. 1990'ların ortalarından bu yana Türkiye enterkonnekte Avrupa şebekesinin bir parçası olmak istemiştir. Türkiye'nin 2000 yılındaki resmi başvurusu üzerine, UCTE⁴¹ senkron bağlantı için hazırlıkları başlatmaya karar vermiştir. UCTE'nin gerekliliklerini karşılamak için, Türkiye elektrik sisteminin Avrupa iletim şebekesi ile paralel ve senkron bir şekilde çalışmasına olanak tanıyacak kapsamlı değişiklikler yapmıştır. Ayrıca frekans regülasyonunu kolaylaştırmak amacıyla bazı önemli santrallerinin kontrol sistemlerinin iyileştirilmesine yönelik önemli yatırımlar da yapmıştır. Türkiye'nin uluslararası standartlara uygun olarak tasarlanmış ve inşa edilmiş güçlü 400 kV'luk sistemi sebebiyle, iletim altyapısına, kontrol ve koruma sistemlerine önemli miktarda yatırım yapılması gerekmektedir.

Eylül 2010'da, ortak bir Türkiye-UCTE grubu kapsamında iki önemli proje uygulandıktan ve izole sistem testleri başarılı bir şekilde tamamlandıktan sonra, Türkiye Bulgaristan ve Yunanistan enterkonneksiyon hatları üzerinden ENTSO-E şebekesine senkron bir şekilde bağlanmış ve deneme işletmesi başlamıştır. Deneme işletmesi sırasında ticari ihracat ve ithalat kapasiteleri sınırlı idi. Başlangıçta 400 MW'lık sınırlı bir ithalat kapasitesi ve 300 MW'lık bir ihracat kapasitesi ile bir yıllık bir deneme işletmesi öngörülmesine rağmen, 2013 yılında süre uzatılmış ve ithalat ve ihracat kapasiteleri sırasıyla 550 MW ve 400 MW'a çıkarılmıştır. Son olarak, Nisan 2014'te ENTSO-E Komiteleri⁴² Türkiye'nin elektrik iletim sisteminin Kıta Avrupasının sistemi ile sürekli senkron bir şekilde çalışmasına izin verilmesine karar vermiştir. Gerekli formalitelerin tamamlanmasının ardından, TEİAŞ ENTSO-E'nin ortak üyesi haline gelmiştir ve artık ithalat ve ihracat kapasiteleri dahil elektrik sistemlerinin başka sınırlamaları olmadığı sürece enterkonneksiyon hatlarının teknik sınırlarına (yaklaşık 3.000 MW) kadar çıkarılabilecektir.

ENTSO-E kuralları kendi sistemi ile senkron bir şekilde çalışan bir ülkenin: (a) üçüncü ülkeler ile DC bağlantı dışında bir enterkonneksiyon yapmalarına veya (b) 110 kV veya daha düşük bir gerilim seviyesinden bağlantı yapmalarına izin vermemektedir.⁴³ Ayrıca, Bu bağlantıların teknik bir çalışmasının yapılması ve ENTSO-E'nin izni alınması gerekmektedir. Bu, şu anlama gelmektedir: ENTSO-E bağlantısı dışında (iki Bulgaristan ve bir Yunanistan bağlantısı), diğer tüm bağlantılar asenkron olacaktır ve tüm arayüzler sırt sırta bağlı DC tesislerinden oluşmalıdır. Bu bağlamda, Türkiye ile Gürcistan arasında yeni bir enterkonneksiyon hattı tamamlanmış ve 2014 yılında faaliyete geçmiştir.

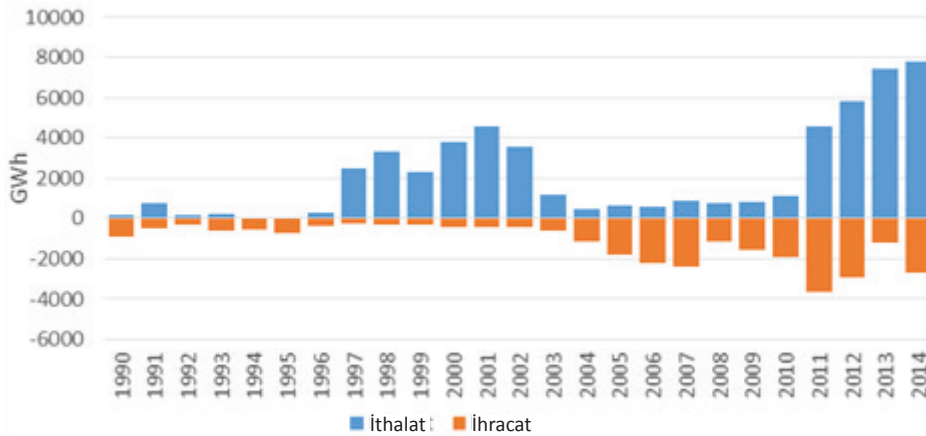
Türkiye aynı zamanda komşuları ile enerji ticareti olanaklarını geliştirmeye yönelik yatırımlara devam etmektedir. Örneğin, TEİAŞ Irak ile ikinci bir 400 kV hattın yapımına başlamıştır ve İran ve Suriye bağlantılarına yönelik sırt sırta bağlı tesislerin fizibilitesini incelemektedir.

Türkiye'nin İthalat-İhracat Yönetmeliğine göre, ithalat ve ihracat kullanılabilir kapasiteye, ET-KB'nin onayına ve EPDK'nın onayına tabidir. Bir şirketin elektrik ithal veya ihraç etmek için bir tedarikçi lisansına sahip olması ve "sistem kullanım" ve "sistem işletim" tarifeleri ile "piyasa işletim ücreti" ödemesi gerekmektedir. Kapasite kısıtı olması durumunda kullanılabilir iletim kapasitesi "piyasa fiyatları ile ilişkilendirilmemiş ihale (explicit auction)" yöntemiyle tahsis edilmektedir. Uygun piyasa katılımcıları TETAŞ, toptan satış şirketleri, perakende satış şirketleri (sadece ithalat) ve görevli perakende tedarikçilerdir (sadece ihracat). Aşağıda tartışıldığı gibi Türkiye'nin elektrik piyasasının Avrupa piyasası ile eşleştirilebilmesi için bu düzenlemelerde değişiklik yapılması gerekmektedir.

3.2.5.2 Sınır Ötesi Elektrik Ticareti

1990 yılından bu yana gerçekleşen elektrik ithalat/ihracat miktarları Şekil 53'te gösterilmiştir.

Şekil 53. Elektrik İthalat ve İhracatı, 1990–2014



Kaynak: TEİAŞ İstatistikleri.

Arz genellikle hidrolojik koşullara ve yerli üretim kapasitesine bağlı olduğu için, son zamanlara kadar, dışalım için temel itici güç arz ve talebi dengelemektir. 1970'li ve 1980'li yıllarda, elektrik yatırımlarındaki kronik yetersizliklerden dolayı Türkiye'nin iç talebinin karşılanmasında Bulgaristan'dan yapılan elektrik ithalatı önemli rol oynamıştır. 2003 yılından önce tüm ithalat ve ihracat işlemleri hükümetler arası anlaşmalar ile kamu elektrik teşebbüsleri arasındaki ikili anlaşmalar kapsamında yapılmaktaydı. İşletmede "ada" modu veya ünite yönlendirme modu⁴⁴ sınırlı elektrik alış verişine izin veriyordu.

Özellikle ENTSO-E bağlantısından itibaren ticari işlemler artış göstermiştir –ithalat temel olarak Bulgaristan, İran ve Gürcistan'dan yapılmış, ihracat da Suriye, Irak ve Yunanistan'a gerçekleşmiştir. ENTSO-E'nin kapasite sınırlamalarını kaldırmasından ve Gürcistan ile olan yeni 400 kV DC bağlantısının işletmeye alınmasından sonra, ithalat ve ihracat miktarlarının daha da artması beklen-

mektedir. Yüksek miktarlarda ticari enerji alışverişinin kolaylaştırılması aynı zamanda piyasadaki rekabeti arttıracak ve geleneksel yedek paylaşımı ve yatırım azaltma faydalarının yanı sıra fiyatlar üzerinde de olumlu etkiler yaratacaktır. Şu an için, Türkiye'deki piyasa fiyatları nispeten yüksek olduğundan (fiyatları belirleyici üreticiler doğal gaz santralleri olduğu için) ithalat cazip görünmektedir.

Avrupa piyasası haricinde, Türkiye'nin komşuları rekabetçi ve serbest piyasalara sahip değildir ve enerji ticareti büyük ölçüde devlet kontrol altında gerçekleştirilmektedir. Dolayısıyla, en azından şu an için tamamen rekabetçi bir bölgesel elektrik piyasası yerine daha gerçekçi bir seçenek elektrik şirketlerinin (ve muhtemelen komşu ülkelerin birkaç ihracatçısının) Türkiye piyasasında satış/ticaret yapmasıdır. Öte yandan, Doğu ve Güney ülkelerinde büyük ölçüde sübvansede edilen gaz fiyatlarıyla üretilen elektrik, eğer bu ülkeler ile olan enterkonneksiyon kapasiteleri artarsa yerli üreticiler ve yatırımcılar için bir sorun teşkil edebilir.

ENTSO-E senkronizasyonu ve üyeliği sağlandıktan sonra, bir sonraki adım Avrupa iç piyasası ile piyasa eşleştirmesi olacaktır. Daha uzun vadede, Türkiye'nin ENTSO-E bağlantısı Orta Doğu'dan Avrupa'ya olan hattın kilit bir parçasını oluşturduğundan dolayı ENTSO-E bağlantısı, Akdeniz Elektrik Ringi (MED-RING) gibi başka bölgesel girişimleri de kolaylaştıracaktır. Etrafındaki piyasalar geliştikçe ve sınır ötesi kapasiteler arttıkça, Türkiye- coğrafi konumu ve nispeten gelişmiş iç elektrik piyasası sayesinde- bir enerji merkezi olarak bölgesel elektrik ticaretinde anahtar bir rol oynayabilir.

Fransa'dan Finlandiya'ya kadar uzanan Batı ve Kuzey Avrupa ülkeleri elektrik piyasalarını entegre etmişlerdir. Bu entegrasyon süreci Bölgeler Arası Fiyat Eşleştirmesi (PCR) adı verilen bir proje ile yönetilmekte ve bir Çok Bölgeli Eşleştirme (MRC) anlaşması ile düzenlenmektedir. (PCR, 7 Avrupa elektrik merkezi pazarının (exchange) ortak girişimidir ve gün öncesi piyasalarında fiyat belirlemede ortak bir çözüm modeli kullanımının ve elektrik ticaretinde sınır aşan hat kapasitelerinin tahsisinin Avrupa çapında yapılabilmesini sağlamayı amaçlamaktadır). Romanya, Macaristan, Çek Cumhuriyeti ve Slovakya kendi piyasalarını entegre etmişlerdir ve piyasa eşleştirmesi yoluyla Batı ve Kuzey Avrupa piyasasına katılmak istemektedirler. Bulgaristan'ın yeni piyasa işletmecisi olan Bağımsız Bulgaristan Enerji Borsası (IBEX) Avrupa piyasa eşleştirmesine katılmak istemektedir. EPIAŞ'ın PCR algoritmasını (EUPHEMIA) uygulaması yoluyla Türkiye yeni ortaya çıkan Avrupa çapındaki elektrik piyasasına katılma potansiyeline sahip olacaktır. Bu Türkiye için önemli bir fırsattır ancak bunun gerçekleşebilmesi için EPIAŞ tarafından önemli çabalar sarf edilmesi ve ilgili düzenleyici işlemlerin yapılması gerekmektedir.

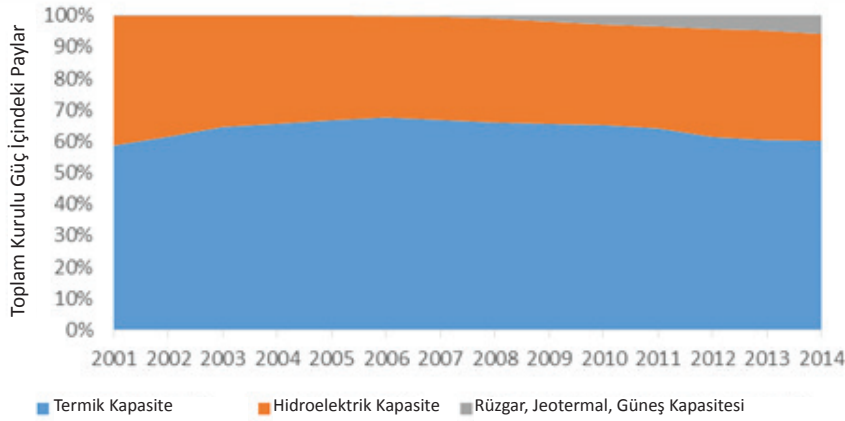
Piyasa eşleştirme, EUPHEMIA algoritması kullanılarak gün öncesi piyasalarının eşleştirilmesidir. EPIAŞ'ın bu algoritmayı uygulaması ve Türkiye'nin Avrupa ile olan iletim kapasitesinin belirli bir bölümünün piyasa eşleştirmesine tahsis edilmesi gerekecektir. Şu anda TEİAŞ sınır ötesi kapasiteyi elektrik fiyatlarından bağımsız ihale (explicit auction) yöntemiyle tahsis etmektedir. Avrupa sınırındaki iletim kapasitesinin belirli bir bölümünün, piyasa eşleştirmesindeki gün öncesi elektrik ticareti kapsamında yapılacak piyasa fiyatları ile ilişkilendirilmiş ihale (implicit auction) için eşleştirmeye tahsis edilmesi gerekecektir. Bu tür ihale en karmaşık ancak en etkin ticaret mekanizmasıdır ve bu yöntem PCR kapsamında uygulanan modeldir. Aynı zamanda en şeffaf modeldir (sınır ötesi kapasitenin piyasa eşleştirmesine tahsis edilen payı ne kadar artarsa, sınır ötesi ticarete şeffaflık da o ölçüde artacaktır). Kuzey Avrupa (Baltık) bölgesinde İletim Sistemi İşletmecileri kullanılabilir tüm sınır ötesi kapasitelerini ortak mülkiyetli olarak kurdukları bölgesel gün öncesi piyasasına (Nord Pool Spot) tahsis etmişlerdir. EPIAŞ'ın piyasa eşleştirme operasyonel kapasitesinin tamamını kendi bünyesinde geliştirmesine gerek yoktur; bunun yerine PCR hizmet sunucusu ile sözleşme yapabilir. IBEX de maliyetli ve zaman alıcı kapasite geliştirme çabasından kaçınmak ve piyasa eşleştirmesini kendi başına gerçekleştirebileceğinden çok daha erken sağlamak için bu seçeneği tercih etmiştir.

3.3 Yenilenebilir Enerji (Elektrik Üretiminde)

Türkiye'nin elektrik sektörü reform sürecinin önemli başarılarından birisi, elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların payının artırılmasıdır. Türkiye önemli yenilenebilir enerji kaynaklarına sahiptir ve bunlar kömürden sonraki ikinci en büyük yerli enerji kaynağını oluşturmaktadır. Türkiye'deki başlıca yenilenebilir enerji kaynakları hidrolik, biyokütle, rüzgar, biyogaz, jeotermal ve güneştir. Bununla birlikte, yenilenebilir kaynakların ülkenin birincil enerji arzındaki yaklaşık yüzde 11 olan payı halen düşüktür.⁴⁵

Aralık 2014 itibarıyla, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santrallerin toplam kurulu gücü 27.700 MW'tır. Şekil 54'te görüldüğü gibi, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santrallerin toplam kurulu güç içindeki payı son 13 yılda yaklaşık yüzde 40 olmuştur (son zamanlarda rüzgar, jeotermal ve güneş enerjisindeki gelişmelere rağmen, yenilenebilir kapasitenin yüzde 88'i hidroelektrikten oluşmaktadır). Ancak, söz konusu dönemde toplam kurulu gücün iki kattan fazla arttığı düşünüldüğünde, yenilenebilir enerji kapasitesindeki artışın önemli bir düzeyde olduğu sonucuna varılabilir. Bu dönemde yaklaşık 16.000 MW'lık yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı yeni üretim kapasitesi işletmeye girmiştir.

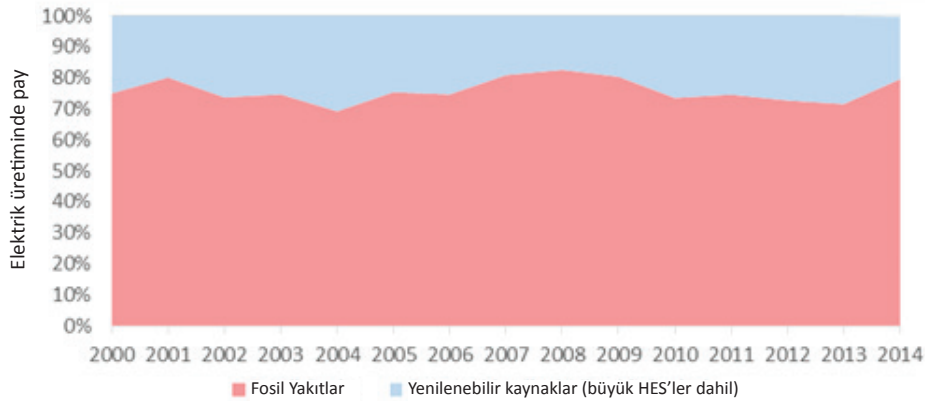
Şekil 54. Yenilenebilir Kaynaklar: Kurulu Güç İçindeki Payları, 2001–2014



Kaynak: TEİAŞ.

Diğer taraftan, Şekil 55'te görüldüğü gibi, hidroelektrik üretimin önemli düzeydeki payı sebebiyle, yenilenebilir kaynakların toplam elektrik üretimi içindeki payı hidrolojik koşullara göre yüzde 17 ile yüzde 30 arasında değişiklik göstermektedir.

Şekil 55. Elektrik Üretiminde Yenilenebilir Kaynakların Payı, 2001–2014



Kaynak: TEİAŞ.

Yerli yenilenebilir kaynakların kullanımı; Türkiye'nin ithal enerji kaynaklarına olan bağımlılığını azaltma, enerji arz güvenliğini sağlama ve sera gazı salımının (emisyonlarının) artmasını önleme çabalarında hayati bir önem taşımaktadır. Türkiye'nin enerji politikası yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payını yüzde 30'a çıkartmayı hedeflemektedir. Mevcut oran ile karşılaştırıldığında (son on yıldaki ortalama yüzde 24'tür) bu ilk bakışta ılımlı bir hedef olarak görülebilir. Ancak, yüzde 5'in üzerinde olan yıllık talep artışı göz önüne alındığında, 2023 yılına kadar yüzde 30'luk hedefin yakalanabilmesi için yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin miktarının dokuz yılda iki katına çıkarılması gerekecektir.

Türkiye bu alanda hem mevzuat hem de uygulama bakımından kayda değer ilerleme kaydetmiş olmasına rağmen, uygulamada halen sorunlar mevcuttur.

3.3.1 Tarihsel Arka Plan

Hidroelektrik kaynaklar dışında, Türkiye'de yenilenebilir kaynakların elektrik üretimi için kullanılması 1980'lerin ortalarına kadar gündeme gelmemiştir. Bununla birlikte, hidroelektrik kaynaklarının geliştirilmesine ilişkin çalışmalar 1935 yılında, ülkenin hidroelektrik potansiyelinin araştırılması ve projelerin geliştirilmesi amacıyla EİEİ'nin kurulmasından sonra başlatılmıştır. 1954 yılında Devlet Su İşleri'nin (DSİ) kurulmasından sonra, hidroelektrik projelerinin hızı artmıştır. İlk jeotermal santral 1984 yılında işletmeye alınmıştır (17,5 MW) ve EİEİ 1980'lerin ortalarında rüzgar enerjisi ile ilgili çalışmalar yapmaya başlamıştır. Ancak, 2005 yılına kadar yenilenebilir enerjiye ilişkin ayrı bir düzenleyici çerçeve bulunmuyordu. YİD modeli kapsamında küçük hidroelektrik ve rüzgar projelerinin geliştirilmesine yönelik girişimler yapılmasına rağmen, 2001 yılına kadar sadece 18,9 MW'lık rüzgâr santrali ve 220 MW'lık küçük HES işletmeye alınabilmiştir.

Mart 2001'de Elektrik Piyasası Kanununun (EPK) çıkarılmasının ardından, yenilenebilir enerji kapasitesinin gelişimi başlamış ve yenilenebilir enerji kanununun çıkarılması ile birlikte süreç hız kazanmıştır. Bu konu takip eden bölümde tartışılmaktadır.

3.3.2 Mevzuat ve Gelişmeler

Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimi amacıyla kullanılmasına ilişkin temel kanun 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretiminde Kullanılmasına Dair Kanundur (Yenilenebilir Enerji Kanunu -YEK- olarak bilinmektedir). 18 Mayıs 2005 tarihinde kabul edilen kanun iki kez değiştirilmiştir. Bu Yasa dışındaki mevzuat EPK'dan (eski ve yeni), Tablo 7'de gösterilen sektörle ilgili diğer yasalardan ve ilgili ikincil mevzuattan (yönetmelikleri, tebliğler, vs.) oluşmaktadır.

Tablo 7. Yenilenebilir Enerji Kaynakları ile ilgili Temel Mevzuat

Yıl	Mevzuat
2001	Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) (4628 sayılı)
2005	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretiminde Kullanılmasına Dair Kanun (YEK) (5346 sayılı)
2007	Enerji Verimliliği Kanunu (EVK) (5627 sayılı)
2007	Jeotermal Kanunu (JK) (5686 sayılı)
2008	Elektrik Piyasası Kanununda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun (5784 sayılı)
2011	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretiminde Kullanılmasına Dair Kanunda Yapılan Değişiklikler
2013	Yeni Elektrik Piyasası Kanunu (yeni EPK) (6446 sayılı)

ETKB yenilenebilir enerjinin geliştirilmesine yönelik mevzuatın hazırlanmasından ve politikaların/stratejilerin belirlenmesinden sorumlu ana kurumdur. Elektrik Piyasası Kanunu ayrıca EPDK'ya elektrik piyasasında yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi sorumluluğunu vermiştir. Spesifik olarak, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği (LY) EPDK'nın (a) yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını teşvik etmek için gerekli önlemleri almasını ve (b) bu alandaki teşviklerin geliştirilmesi ve uygulanması için ilgili kurumlarla gerekli çalışmaları yapmasını öngörmektedir.

EPK özel şirketlerin HES inşa etmesine izin vermesine rağmen, (a) su kullanımına ilişkin olarak tarafların hak ve yükümlülüklerini veya (b) HES lisansının alınmasına yönelik prosedürleri tanımlayan bir yönetmelik başlangıçta mevcut değildi. Türkiye’de yenilenebilir enerjinin geliştirilmesindeki önemli adımlardan birisi 2003 yılında “**Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmeliğin**” yayınlanması olmuştur.⁴⁶

Bu yönetmelik sadece usulleri tanımlamıyor, aynı zamanda özel şirketlerin DSİ ve EİEİ tarafından geliştirilen projelere yatırım yapmasına olanak tanıyordu. EİEİ 1935 yılından ve DSİ 1953 yılından bu yana hidroelektrik kapasitesinin belirlenmesi amacıyla nehir havzalarında çalışmalar yapmakta ve çeşitli nehir havzalarındaki aday HES projelerine yönelik fizibilite etütleri ve planlar hazırlanmaktaydı. Ancak, DSİ sadece büyük barajların inşası ile ilgileniyordu ve özel sektör de 2001 öncesinde ancak YİD modeli kapsamında HES inşa edip işletebiliyordu. Dolayısıyla, bu yönetmelik özel sektör tarafından hidroelektrik projelerinin (özellikle küçük ölçekliler) yapımı için önemli bir adım olmuştur.

3.3.2.1 Yenilenebilir Enerji Kanunu (YEK)

YEK taban fiyat ve öncelikli tevzi bakımlarından belirli avantajlar getirmiştir. Kanunun amacı yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımının yaygınlaştırılması, bu kaynakların güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılması, kaynak çeşitliliğinin artırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması, atıkların değerlendirilmesi, çevrenin korunması ve bu amaçların gerçekleştirilmesinde ihtiyaç duyulan imalat sektörünün geliştirilmesi olarak belirlenmiştir.

Yenilenebilir Enerji Kanununa göre, yenilenebilir kaynaklar hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyokütleden elde edilen gaz, dalga, akıntı enerjisi ve gel-git enerjisi olarak belirlenmiştir. Büyük barajlar da dahil olmak üzere her türlü hidrolik kaynak “yenilenebilir” olarak değerlendirilmesine rağmen, sadece nehir tipi veya kanal tipi HES’ler ile rezervuar alanı onbeş kilometrekarenin altında olan HES’ler yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik destek mekanizmalarına dahil edilmiştir.

Başlangıçta tüm yenilenebilir enerji türlerini teşvik etmek için Türkiye Ortalama Toptan Satış Elektrik Fiyatı kullanılmıştır; daha sonra kWh başına 0,05 €’luk (5 avro sent) bir taban fiyat ve kWh başına 0,055 €’luk (5,5 avro sent) bir tavan fiyat uygulanmıştır.

Yenilenebilir Enerji Kanununda farklı tarihlerde değişiklikler yapılmıştır ve en son kapsamlı değişiklik tüm paydaşlar arasında yapılan uzun süreli tartışmalar sonucunda 8 Ocak 2011 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Yenilenebilir Enerji Kanunu ve ilgili yönetmeliklere göre, bir “yenilenebilir enerji havuzu” (Yenilenebilir Enerji kaynakları destek mekanizması - YEKDEM) uygulamaya konulmuştur. Bu uygulamada destekleme, havuza sunulan elektriğin toplam maliyetinin) -her bir tesiste üretilen enerjinin doğrudan alıcısına yüklenmesi yerine, son kullanıcılara elektrik satan tüm tedarikçiler arasında dağıtılması yöntemiyle yapılmaktadır.

Önceki mevzuat kapsamında, sadece perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak üretilen elektriği satın almakla yükümlüydü. Yeni destek mekanizmasında artık tüm tedarikçiler havuzdaki yenilenebilir enerji maliyetini paylaşmakla yükümlüdür (bu destek mekanizmasının ayrıntıları Ek-2’de açıklanmaktadır). Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten şirketleri destek mekanizmasına katılma veya elektriği piyasada satma seçenekleri arasında tercih yapabilmektedir. Ancak bir sonraki yıla ilişkin tercihlerini Ekim ayında beyan etmeleri gerekmekte ve havuza girdikten sonra ilgili yılda piyasada ticaret yapmamaktadırlar.

Önemli değişikliklerden birisi, Tablo 8’de görüldüğü gibi tarifelerin kaynak türlerine göre yeniden düzenlenmesiydi. Tarifeler, 18 Mayıs 2005 ile 31 Aralık 2015 tarihleri arasında işletmeye giren tesisler için ilk işletmeye giriş tarihinden itibaren 10 yıllık bir süre için uygulanmaktadır. Bakanlar Kurulu ilk uygulama dönemine ilişkin sabit fiyat garantili tarife düzeylerinden daha yüksek olması kaydıyla, sabit fiyat garantili bu tarifelerin uygulanma süresini uzatmaya yetkilidir. Uygulama süresi 2013 yılında aynı tarife düzeyi ile uzatılmıştır.

Tablo 8. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına İlişkin Sabit Fiyat Garantili Tarifeler

Tür	ABD\$ sent/kWh
Hidroelektrik Santral	7,30
Rüzgar Santrali	7,30
Jeotermal Santral	10,50
Biyokütle Santrali	13,30
Güneş Santrali	13,30

Bu noktada, özellikle rüzgar ve güneş için olmak üzere sabit fiyat garantili tarife düzeylerinin proje sponsorlarının beklediğinden daha düşük düzeylerde belirlenmesinin gerekçelerinin tartışılması gerekmektedir. Rüzgar için sabit fiyat garantili tarifenin bu seviyede belirlenmesinin gerekçelerinden birisi öncelikli verimli santrallerin yapımını teşvik etmektir. Yatırım maliyetleri düşüğe orta düzeyde verimli santrallerin de zaman içinde karlı hale geleceği düşünülmüştür. İletim bağlantı sorunları ile rüzgar santrali üretiminin kesintili ve değişken (intermittent) olmasından kaynaklanan sistem güvenilirliği ve enerji kalitesi tehditleri de göz önüne alınarak tedrici bir ilerleme gerekli görülmüştür.

Benzer şekilde, güneş enerjisine yönelik sabit fiyat garantili tarife düzeyi belirlenirken de güneş enerjisi yatırım maliyetlerini zaman içinde kademeli bir şekilde düşeceği beklentisi dikkate alınmıştır. Bu beklenti gerçekleşmiştir ve maliyetlerin düşmesi ile birlikte, daha yüksek tarifeler sunan birçok Avrupa ülkesine göre daha yüksek güneş ışınımı ve güneşli gün sayısına sahip olan Türkiye’de 13,3 ABD\$’lık fiyat güneş santralleri için cazip hale gelmiştir.

Kanun ayrıca Tablo 9’da görüldüğü gibi santrallerde kullanılan yurt içinde imal edilmiş mekanik ve/veya elektromekanik ekipmanlara yönelik ilave bir teşvik mekanizması da içermektedir.⁴⁷

Tablo 9. Yerli Üretim için Ek Prim

Tür	Azami Yerli Üretim Primi (ABD\$/kWh)	Azami Muhtemel Tarife (ABD\$/kWh)
Hidroelektrik Santral	2,3	9,6
Rüzgar Santrali	3,7	11
Jeotermal Santral	2,7	13,2
Biyokütle	5,6	18,9
Fotovoltaik Güneş	6,7	20
Yoğunlaştırılmış (concentrated) Güneş	9,2	22,5

Kanun farklı ekipman türleri için spesifik primler belirlemektedir. Bu her ne kadar yerli ekipman içeriği oranının en az yüzde 55 olması koşulu bulursa da yatırımcıların tesisin elektromekanik parçaları için prim almasına olanak tanıyacaktır. Dolayısıyla, orta vadede proje sahiplerinin azami yerli üretim primi elde etmesini beklemek gerçekçi değildir.

Mevzuatın diğer kritik hükümleri şunlardır:

- Güneş ve rüzgar lisans başvuruları için, saha ölçümleri gerekmektedir.
- Güneş ve rüzgar lisans başvuruları sadece Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğine göre belirlenen tarihlerde sunulabilmektedir.

Aşağıda mevzuat kaynaklarına göre yenilenebilir enerji için sunulan diğer önemli teşvikler belirtilmektedir:

- Yenilenebilir Enerji Kanununda:
 - İşletmedeki ilk 10 yıl için irtifak hakkı, izin veya kira bedellerinde yüzde 85 indirim;
 - Gerekli izinlerin alınması kaydıyla doğal rezervlerin ve milli parkların/tabiat parklarının kullanımı;⁴⁸ ve

Hazineye ait taşınmazlarda yapılan işletme faaliyetleri için uygulanan zorunlu yüzde 1'lik ciro payı ödemesinden muafiyet.

- Lisans Yönetmeliğinde (LY):
Lisanslama ücretinden yüzde 90 oranında muafiyet ve işletmedeki ilk 8 yıl için yıllık lisans ödemelerinden muafiyet; ve
Sistem bağlantısında öncelik.
- Yatırımlar için Devlet Yardımları Hakkındaki Bakanlar Kurulu Kararı kapsamındaki Vergi Teşviklerinde;
Yatırım Destek Belgesi sahipleri için yerli ekipmanlarda KDV muafiyeti; ve
Yatırım Destek Belgesi sahiplerinin yapacakları ithalatlarda KDV, Gümrük Vergisi ve Kaynak Kullanımı destekleme Fonu ödemelerinden muafiyet.
- Araştırma ve Geliştirme Faaliyetlerinin Desteklenmesine Dair Kanunda:
Araştırma ve Geliştirme (Ar-Ge) giderlerinin tamamının Kurumlar Vergisi matrahından düşülmesi;
Gelir Vergisi muafiyeti (uygun Ar-Ge ve destek personelinin maaş gelirinin yüzde 80'i için);
Beş yıl boyunca Sosyal Güvenlik Primi desteği; ve
Damga Vergisi muafiyeti.

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi yapan tüm şirketler YEKDEM'e katılıp katılmadıklarına bakılmaksızın bu teşviklerden yararlanabilmektedir.

Diğer taraftan, hükümet 2023 yılına kadar elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı için yüzde 30'luk bir hedef belirlemiştir ve bu bağlamda Türkiye:

- ekonomik olarak kullanılabilir hidroelektrik potansiyelinin tamamını kullanılabilir hale getirmeyi,
- 20.000 MW'lık bir rüzgara dayalı kurulu güç kapasitesine ulaşmayı,
- jeotermal potansiyelinin tamamını (şu anda 1.000 MW olarak belirlenmiştir) 2023 yılına kadar kullanmayı.
- 1.00 MW'lık bir biyokütleyle dayalı kurulu güç kapasitesine ulaşmayı

hedeflemektedir.

Ayrıca;

- Elektrik üretimi için güneş enerjisi kullanımının yaygınlaştırılması ve ülke potansiyelinin azami düzeyde kullanımının sağlanması hedeflenmektedir. Elektrik üretimi amacıyla güneş enerjisinin kullanımı ile ilgili olarak, teknolojik gelişmeler yakından takip edilecek ve uyulamaya konulacaktır. ETKB 2019 yılı için 3.000 MW ve 2023 yılı için en az 5.000 MW'lık bir hedef belirlemiştir. Üretim Planları teknolojiye ve mevzuattaki gelişmelere dayalı olarak diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım potansiyellerindeki olası değişiklikleri dikkate alacaktır. Bu kaynakların kullanımının artması halinde, planlarda özellikle ithal edilen kaynaklar olmak üzere fosil yakıtların payı buna uygun olarak düşürülecektir.

Türkiye'de yenilenebilir enerjinin gelişimi açısından bir başka önemli kilometre taşı da 2007 yılında enerji Verimliliği Kanunu ile getirilen bir kavram olan lisanssız üretimdir (veya dağıtılmış üretim). Kanuna göre 200 kW'ın altındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisleri özel şahıslar veya tüzel kişiler tarafından EPDK'dan lisans alınmaksızın inşa edilebilir ve işletilebilirdi. 2010 yılında Yenilenebilir Enerji Kanununda yapılan değişiklik ile bu sınır 500 kW'a çıkarılırken, üreticilerin fazla üretimlerini görevli bölgesel tedarikçilere satmalarına izin verilmiş-

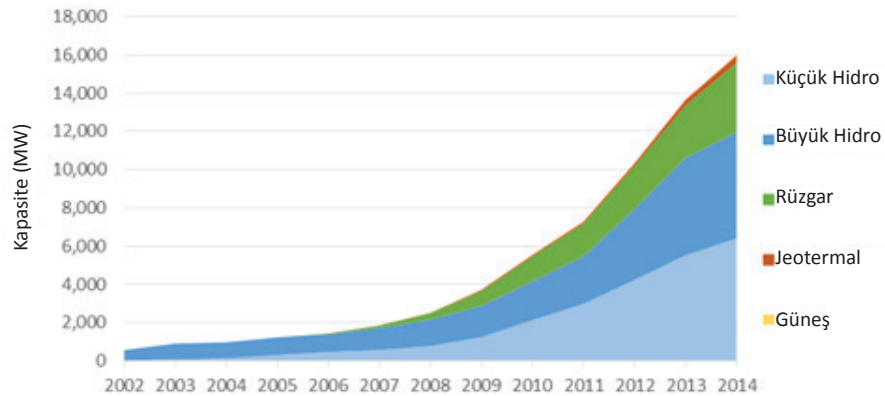
tır; ve son olarak yeni EPK'da (2013) bu limit 1 MW'a çıkarılmıştır. İlerleyen bölümlerde tartışılacağı gibi, bu alandaki ilerleme sınırlı olmasına rağmen, yeni mevzuat mini hidroelektrik, rüzgar ve özellikle çatı üstü güneş fotovoltaik (PV) tesislerine yapılacak yatırımların yolunu açmıştır. Tüm bunlar genel enerji bileşiminde güneş enerjisinin payının artırılmasına önemli ölçüde yardımcı olacaktır.

3.3.3 İlerleme

2006 yılına kadar hidroelektrik kaynaklar dışında yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payı çok düşük düzeylerdeydi. 2005 yılında Yenilenebilir Enerji Kanunu çıkarıldığında, Türkiye'nin rüzgar santrallerinin kurulu gücü sadece 20 MW idi (bu kapasitenin 17,4 MW'lık bölümü 1998-2001 döneminde YİD modeli kapsamında, 2,7 MW'lık bölümü ise otoprodüktör modeli kapsamında inşa edilmişti) ve jeotermal santral kurulu gücü de sadece 15 MW idi. EPK yenilenebilir enerji kaynakları için bazı teşvikler getirmesine rağmen, bir destek mekanizmasının eksikliği özel sektörün hidroelektrik ve rüzgar projelerine ilgisini sınırlıyordu. O tarihe kadar gerçekleşenler ise çoğunlukla mevcut sözleşmelerindeki haklarından (akım garantileri ve Hazine ödeme garantileri) vazgeçmiş ve buna göre serbest piyasada projeleri için lisans sahibi olmuş eski YİD santralleri idi.

İlerleyen bölümlerde tartışılacağı gibi, yenilenebilir enerjiye yönelik düzenleyici çerçeve ve elektrik piyasasının gelişimi üretim yatırımlarını kolaylaştırdı ve Şekil 56'da görüldüğü gibi özellikle 2007 yılından sonra yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim kapasitesinde önemli artışlar yaşandı.

Şekil 56. 2002 Yılından itibaren Yeni İnşa Edilen Yenilenebilir Kapasitesindeki Gelişmeler



Kaynak: TEİAŞ İstatistikleri.

Bu artışın temel sebepleri şu şekilde belirtilebilir:

- Yenilenebilir Enerji Kanununda belirtilen destek mekanizması ve sabit fiyat garantili tarife düzeyi en azından sabit fiyat garantili tarife üzerinden satışı garanti altına almaktadır (diğer ülkeler ile karşılaştırıldığında çok yüksek bir tarife olmamasına rağmen). Bu durum yerli ve yabancı kreditorlerden finansman sağlanmasını kolaylaştırmıştır. Destek mekanizması uzun vadeli belirlilik sağlamak ve yatırım riskini azaltmaktadır. Yeterli olsun veya olmasın, proje için belirli bir gelir akışı sağlamaktadır. Kreditorler genellikle bunu garantili bir gelir olarak ve yüksek piyasa fiyatlarını bir prim olarak görmektedir.
- Dünya Bankası'nın yenilenebilir enerji projelerine yönelik kredilerle sağladığı destek (200 milyon \$ ve daha sonra 500 milyon \$) önemli bir girişim olmuştur. Enerji projelerinin finansmanında deneyim sahibi olmadıkları için yerli bankalar başlangıçta tereddüt etmişlerdir, ancak TKB ve TSKB (Dünya Bankası kredilerinin kullandırıcı bankaları) den başlayarak bankaların proje değerlendirme ekipleri süreci ve kritik hususları öğrenmişlerdir.

Bu durum diğer yerli bankaları da kredi sağlamaya teşvik etmiştir. Dünya Bankası'nın ilk sağladığı 200 milyon \$'lık kredi ile, toplam kurulu gücü yaklaşık 700 MW'ı bulan projeler işletmeye alınmıştır.

- DGP ve GÖP gibi toptan satış ticaret mekanizmalarının kurulması ve 8–9 ABD¢/kWh'lık ortalama fiyat düzeyi (2014 ortalarına kadar; bu fiyat döviz kuruna göre değişmektedir) yatırımları çekmiştir. Piyasa fiyatları adil bir getiri için yeterli olduğundan dolayı, şirketlerin çoğu yenilenebilir enerji havuzuna (destek mekanizmasına) katılmak yerine piyasada satış yapmayı tercih etmiştir. Rüzgar santrallerinin kesintili üretiminin dengesizliklere yol açması muhtemel olmasına rağmen, toptan satış şirketleri dengesizlik riskini termik-hidro-rüzgar dan oluşan portföyleri ile hafifletmekte ve rüzgar santrallerinde üretilen elektriği satın almaktadırlar. Bununla birlikte, 2013 yılında Türk Lirasının ABD doları karşısında değer kaybetmesinden sonra, havuz daha cazip hale gelmiştir ve birçok santral şu anda herhangi bir dengesizlik riski olmadan sabit fiyat garantili tarife sunan yenilenebilir enerji havuzuna satış yapmaktadır. Sabit fiyat garantili tarife ve özellikle de toptan satış fiyatları verimli rüzgar ve hidroelektrik santralleri için adil bir getiri sunacak düzeydedir.

Potansiyel ve üretim kapasitesinin gelişimi her bir kaynak türü için ayrı ayrı olmak üzere aşağıda özetlenmektedir; daha ayrıntılı bir analiz Ek-2'de sunulmaktadır.

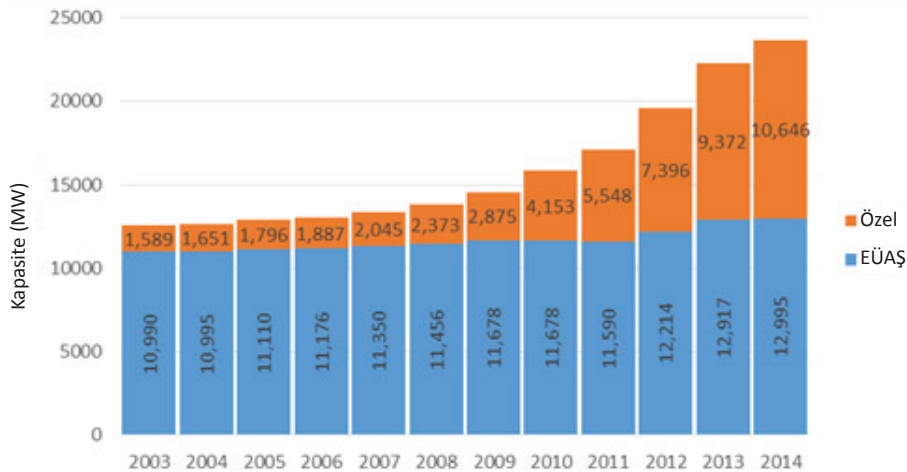
3.3.3.1 Hidroelektrik

Türkiye'nin yıllık hidroelektrik üretim potansiyeli 140.000 GWh olarak bildirilmektedir (tarihsel ortalama kullanım faktörü düşünülüğünde, Türkiye'nin yaklaşık 40.000 MW'lık potansiyele sahip olduğu varsayılabilir).⁴⁹

2001 yılında toplam hidroelektrik kurulu gücü 870 MW'lık YİD projeleri de dahil olmak üzere **11.673 MW** idi. 2003 yılında çıkarılan ve hidroelektrik kaynakların kullanımını özel sektöre açan **"Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik"** ve özellikle de Yenilenebilir Enerji Kanununun yayınlanması sonrasında hidroelektrik santrallerin sayısı önemli ölçüde artmıştır.

Ocak 2015 itibarıyla, işletmedeki 521 HES'in toplam kurulu gücü 23.643 MW'tır. Bu santrallerden 444'ü (7.036 MW) nehir tipidir ve geri kalanları rezervuar tipidir. Özel sektör HES'lerinin kapasitesi 10.646 MW'tır. Tüm HES'ler yenilenebilir enerji tesisleri olarak kabul edilmekle birlikte, sadece nehir tipi HES'ler ile rezervuar alanı onbeş kilometrekarenin altında olan rezervuar tipi HES'lerin yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik destek mekanizmalarından yararlanabildiğini belirtmek gerekir. 2003-14 döneminde hidroelektrik kapasitesinin gelişimi Şekil 57'de gösterilmiştir.

Şekil 57. Hidroelektrik Santral Kapasitesinin Gelişimi, 2003–14



Kaynak: TEİAŞ istatistikleri.

EPDK'nın proje ilerleme raporlarına göre, mevcut santral kapasitesine ek olarak, toplam kurulu güç kapasitesi 13.300 MW olan 365 adet lisanslı özel sektör HES projesi yapım aşamasındadır.⁵⁰ Bu projelerin de gerçekleşmesi halinde, Türkiye'nin toplam hidroelektrik kapasitesinin yaklaşık yüzde 85'i kullanılıyor olacaktır.

Bununla birlikte, özel sektör bu hidroelektrik potansiyelini geliştirirken sorunlarla da karşılaşmıştır. Bu sorunlardan başlıcaları şunlardır:

- Çok sayıdaki HES'i iletim şebekesine entegre etme ihtiyacı,
- Çevresel sürdürülebilirlik,
- Deneyimsiz veya yetersiz proje sahipleri tarafından geliştirilen yapılabılır (feasible) olmayan projeler,
- Birden fazla başvuru olması halinde proje sahibi seçim süreci,
- İhalelerde bazı projeler için sunulan yüksek teklif fiyatları,
- Nehir havzası geliştirme ve işletme planlarının eksikliği,
- Projelendirme ve inşaat aşamalarındaki uzun zaman alan idari süreç, ve
- Yetersiz inşaat kontrolörlüğü.

Bu sorunların ve zorlukların her biri Ek-2'de ayrıntılı olarak tartışılmaktadır.

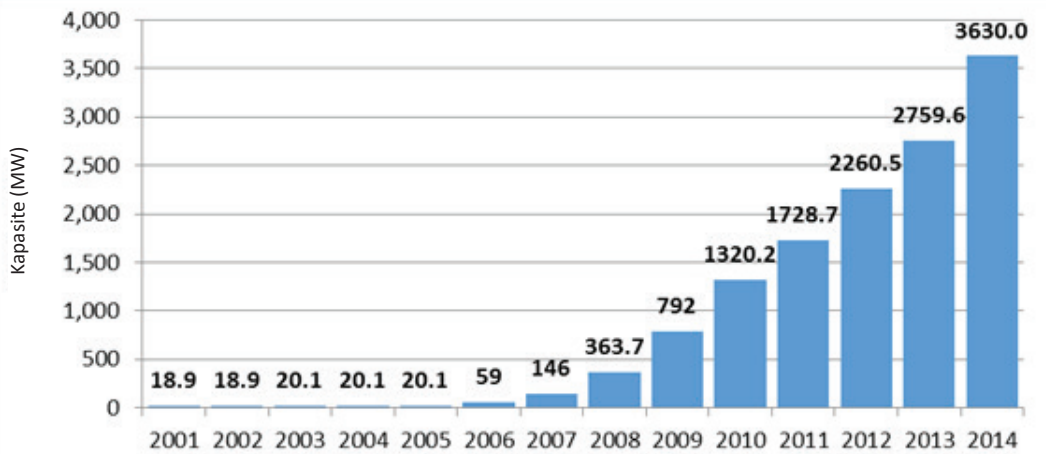
Mevcut ve gelecekteki sorunlar ve zorluklar toplam kullanılabilir potansiyelin optimal seviyenin altında kullanılmasına veya en azından tam potansiyelin gecikmeli kullanımına yol açabilecektir. yine de, elde edilen sonuç tatmin edici olup önemli bir başarı olarak değerlendirilebilir.

3.3.3.2 Rüzgar

Türkiye kullanılmayı bekleyen önemli bir rüzgar potansiyeline sahiptir. REPA⁵¹ çalışması, yüksek verimli sahalardaki potansiyelin yaklaşık 19.000MW, rüzgar hızı 7,5 ile 8 m/saniye arasında olan bölgelerde teknik açıdan uygulanabilir kurulu güç potansiyelinin ise 29.259 MW olduğunu ortaya koymuştur. Yani Türkiye yıllık ortalama rüzgar hızı 7,5 m/saniye veya daha yüksek olan bölgelerde verimlilik düzeyi orta-yüksek olan 48.000 MW'lık rüzgar enerjisi üretim potansiyeline sahiptir. Yüksek potansiyelli alanlar Türkiye'nin Ege ve Marmara bölgeleri ile Doğu Akdeniz bölgesinin kıyı bölümlerinde yer almaktadır.

Türkiye'nin ilk rüzgar santrali (RES) 1998 yılında işletmeye girmiştir ve 8,7 MW kurulu güce sahiptir. 2001 yılında toplam RES kapasitesi sadece 18,9 MW idi ve bunların hepsi YİD modeli kapsamında inşa edilmişti. Ancak, 2014 sonu itibarıyla işletmede olan 90 RES mevcuttur ve bunların toplam kurulu gücü 3.630 MW'tır. 2001 yılından bu yana RES kapasitesinin gelişimi Şekil 58'de gösterilmektedir.

Şekil 58. Rüzgar Santrali Kapasitesi, 2001–14 (MW)



Kaynak: TEİAŞ.

Türkiye’de rüzgar enerjisinin gelişimi sorunsuz bir şekilde ilerlememiştir. Birçok geri dönüş ve gecikme yaşanmıştır. Bunlar arasında çok sayıdaki santralin iletim şebekesine entegrasyonu ile ilgili sorunlar, aynı iletim kapasitesi için birden fazla başvuruda bulunulması ve/veya çakışan proje sahaları olması halinde uygulanan bir seçim sürecinin olmayışı yer almaktadır. Rüzgar santrallerinin kapasitesi 2006 yılından sonra artmaya başlamış, ancak 2009 yılından sonra daha kapsamlı bir idari çerçevenin uygulama konulması ile birlikte hız kazanmıştır. Bu gelişmenin ayrıntılı açıklaması ve karşılaşılan sorunlar ve zorluklar Ek-2’de tartışılmaktadır.

Ocak 2015 itibariyle, mevcut RES’lere ek olarak, toplam kurulu gücü 6.013 MW olan 182 lisanslı proje mevcuttur.⁵² Çoğu 2011 yılından önce lisans almasına rağmen, bu santrallerin (837 MW) sadece 27’sinin tamamlanma oranı yüzde 30’u geçmiştir. Bununla birlikte, geçmişteki kaotik süreç hem idare hem de yatırımcılar için değerli dersler sunmuştur ve bundan sonraki ilerlemenin daha sorunsuz ve kademeli bir şekilde olması beklenmektedir.

Toplam elektrik üretiminde rüzgarın payının artırılması için, iletim sistemi işletmecisi olan TEİAŞ’ın giderek artan miktarlardaki rüzgar ve diğer kesintili yenilenebilir kaynak üretimlerini Türkiye’nin elektrik sistemine entegre etme kapasitesinin güçlendirilmesi gerekmektedir. Ayrıca, büyük miktardaki rüzgar enerjisi projelerinin doğuracağı çevresel zorlukların da çözülmesi gerekecektir.

2009 yılında kabul edilen Strateji Belgesi 2023 yılına kadar 20.000 MW’lık bir rüzgar santrali kapasitesi öngörmesine rağmen, belirli önlemlerin alınmaması halinde önümüzdeki 8 yıllık dönemde yaklaşık 16.000 MW’lık kapasitenin kurulması ve bu hedefe ulaşılması oldukça güç olacaktır. Benzer şekilde, ETKB’nin 2015-19 stratejik planında belirtilen 10.000 MW’lık hedefe ulaşmak da zor olacaktır.

Projeler çoğunlukla ihracat kredi kuruluşları ile Dünya Bankası ve EBRD gibi uluslararası finansal kuruluşlar (yerli bankalar aracılığıyla) tarafından ve aynı zamanda bazı gönüllü karbon ticaret mekanizmalarının katkıları ile finanse edilmektedir. Ancak yine de finansman halen önemli bir darboğaz oluşturmaya devam etmektedir.

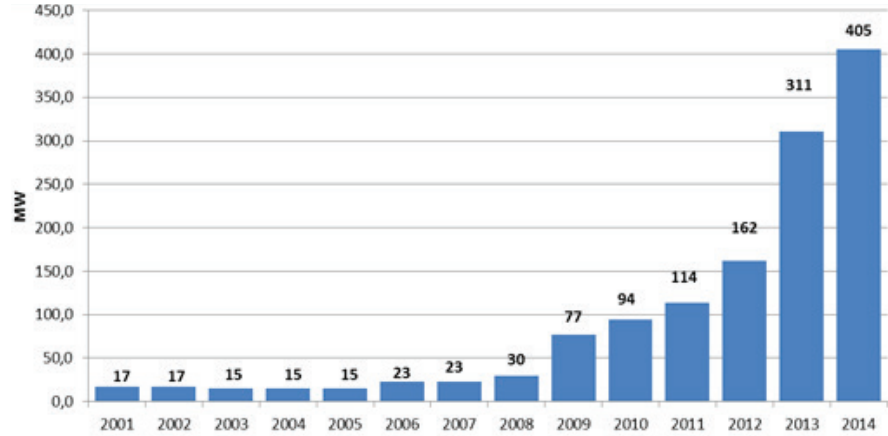
3.3.3.3 Jeotermal

Türkiye’nin jeotermal kaynaklarının teorik termik potansiyeli 31.500 megavat (MWt) olarak belirlenmiştir. Maden Tetkik ve Arama (MTA) Genel Müdürlüğü’ne⁵³ göre, Türkiye’nin ısı kapasitesi (doğal kaynaklar dahil olmak üzere) 14.000 MWt seviyesine ulaşmıştır.⁵⁴ Jeotermal enerji, merkezi ısıtma, termal turizm, sera ısıtma, endüstriyel uygulamalar ve elektrik üretimi amaçları için kullanılmaktadır. Elektrik üretimi için kullanılacak jeotermal sahaların sayısı 25 ve kapasitesi 1.000 MW’tır.⁵⁵

Jeotermal enerjinin geliştirilmesi yönündeki önemli adımlardan birisi 2007 yılında çıkarılan Jeotermal Kaynaklar ve Mineralli Sular Hakkındaki Kanundur. Kanunun amacı jeotermal kaynakların araştırılmasına, korunmasına ve kullanılmasına ilişkin faaliyetleri düzenlemektir.

Kurulu gücü 17,5 MW olan ilk jeotermal santral 1985 yılında işletmeye alınmıştır. Jeotermal ve Yenilenebilir Enerji kanunlarının çıkarılmasının ardından, elektrik üretimi için uygun olduğu düşünülen jeotermal sahalarının çoğu ihale yoluyla özel sektöre devredilmiştir ve özel şirketlerin devletin denetimi ve kontrolü altında yeni jeotermal sahaları aramasına ve geliştirmesine izin verilmiştir. (Mevcut jeotermal santral 2008 yılında özelleştirilmiştir.) Şekil 59’da görüldüğü gibi 2006 yılından bu yana, özel şirketler tarafından yeni santraller inşa edilmiş ve işletmeye alınmıştır.

Şekil 59. Jeotermal Santral Kapasitesi, 2001–14



Kaynak: TEİAŞ.

Türkiye jeotermal kapasitesinin rüzgar ve hidroelektrik kapasitesine göre çok daha düşük olmasına rağmen, jeotermal kapasitesi hızlı bir şekilde gelişmiştir ve ülkenin toplam kapasitesinin üçte biri daha şimdiden kullanıma sunulmuştur. İşletmede olan santrallere ek olarak, lisans verilmiş olan ilave projeler mevcuttur (327 MW) ve toplam lisanslı kapasite 732 MW'a ulaşmıştır. Strateji Belgesinde belirtilen hedefe kolaylıkla ulaşılabileceğini söylemek mümkündür.

Bu önemli ilerlemenin sebeplerinden birisi, yeterince yüksek sabit fiyat garantili tarife düzeyidir (10,5 ABD¢/kWh). Bu fiyat cazip bir seviyededir ve rüzgar ve hidroelektrik santrallerinin aksine, jeotermal alanında faaliyet gösteren bağımsız elektrik üreticileri ürettikleri elektriği toptan satış piyasasında satmak yerine yenilenebilir enerji havuzunda (yani destek mekanizmasında) kalmayı tercih etmektedirler. Üretim düzeninde kesintilerin ve mevsimselliğin görüldüğü rüzgar ve hidroelektriğin aksine, kapasite faktörleri yüksek olduğu için (yaklaşık yüzde 80), Jeotermal santraller güvenilir bir kaynak olarak görülmektedir.

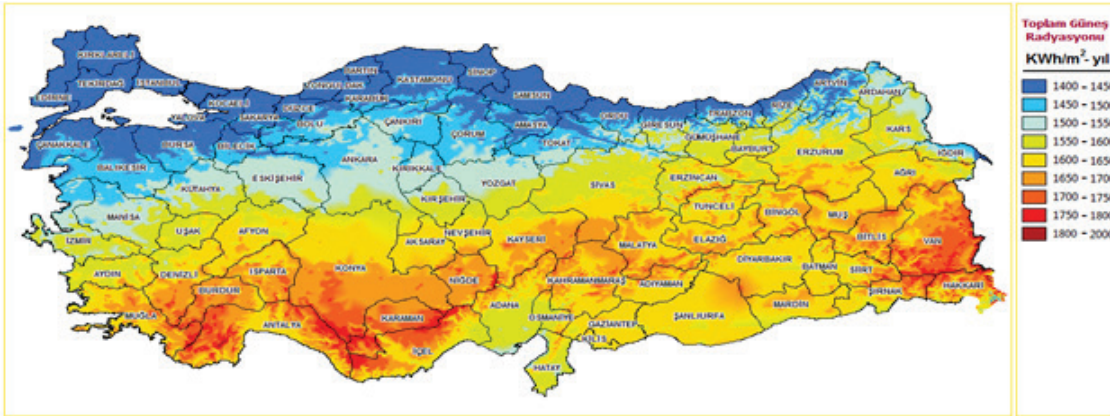
3.3.3.4 Güneş

Türkiye uygun coğrafi konumu sayesinde önemli bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından ölçülen verilere dayalı olarak EİE tarafından yapılan güneş enerjisi potansiyeline ilişkin değerlendirme aşağıda sunulmaktadır:⁵⁶

- Yıllık ortalama güneşlenme süresi 2.640 saattir (7,2 saat/gün). Bu süre yerine göre 1.996 saat ile 3.016 saat arasında değişiklik göstermektedir. Yıllık ortalama güneş ışınımı 1.521 kWh/m²-yıdır (ortalama: 3,6, minimum 1,5, maksimum 3,7 kWh/m² - gün). Bu değerlere dayalı olarak, Türkiye'de teorik güneş enerjisi potansiyeli 376 TWh'tır.
- 2009 yılında Dünya Enerji Konseyi/Türkiye Milli Komitesi tarafından hazırlanan rapora göre, teknik ve ekonomik gelişmelere dayalı olarak, güneş enerjisine dayalı yıllık elektrik üretimi 50 TWh'a ulaşabilir.⁵⁷

Şekil 60'taki harita Türkiye'deki güneş radyasyonu dağılımını göstermektedir.

Şekil 60. Güneş Radyasyonu Haritası (GEPA)



Kaynaklar: ETKB, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü.

Not: GEPA = Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası.

Türkiye'de güneş enerjisinin başlıca kullanıcıları, düz plakalı kollektörlerin kullanıldığı evsel sıcak su sistemleridir. Türkiye 10 milyon metre kareden fazla toplam kollektör alanı ile bu alanda dünyanın önde gelen ülkelerinden birisidir. Bu sistemler çoğunlukla Ege ve Akdeniz bölgelerinde kullanılmaktadır. Toplam enerji üretimi, ülkenin birincil enerji arzının yaklaşık yüzde 0,6'sını oluşturan 768.000 TEP'dir (ton petrol eşdeğeri).⁵⁸ Bu sektör gelişmiş bir durumdadır ve kaliteli bir imalat ve ihracat kapasitesine sahiptir. Bu alanda faaliyet gösteren şirket sayısı yaklaşık 100'dür. Yıllık imalat kapasitesi 750.000 m²'dir.

Türkiye su ısıtma amaçlı güneş enerjisi kullanımında dünyada ikinci sıradadır. Bununla birlikte, güneş enerjisi başka amaçlar için yüksek düzeyde kullanılmasına rağmen —, şu an için güneş enerjisi ile elektrik üretimi Türkiye'de henüz gelişmemiş bir alandır. Elektrik üretiminin birim maliyetinin yüksek olması sebebiyle, teşvik mekanizmaları olmadan ticari olarak elektrik üretimi mümkün olmamıştır.

Yenilenebilir Enerji Kanununun ilk halinde öngörülen sabit fiyat garantili tarife düzeyi (0,055 Avro sent), yatırımcılar tarafından güneş santrallerine yatırım yapmak için yeterince yüksek bulunmamıştır. Dolayısıyla, son zamanlara kadar güneş santrali yatırımları için başvuruda bulunulmamıştır. Güneş santrali kapasitesi neredeyse yok denecek kadar azdı (bazı üniversitelerdeki deneysel tesisler ile telekomünikasyon tesisleri ve orman yangını izleme kuleleri gibi izole PV santralleri dışında) ve ticari bir uygulaması yoktu.

Ancak, 2010 yılında Yenilenebilir Enerji Kanununda yapılan değişiklikler ve 2011-13 arasında ilgili yönetmeliklerin hazırlanması sonrasında, bu tablo değişmiştir. Değiştirilen Kanunda sabit fiyat garantili tarife düzeyi 0,133 ABD\$'na (13,3 ABD¢) yükseltilmiştir. Bu tarife o zamanlar AB'de sunulan teşvik fiyatları ile karşılaştırıldığında halen düşük kalmaktaydı. Ancak, radyasyon yoğunluğunun daha yüksek olması ve güneşli gün sayısının daha fazla olması sebebiyle, Türkiye'deki üretim tesislerinin kullanım faktörü de çoğu Avrupa ülkesine göre çok daha yüksektir.

Güneş santrallerinin lisanslandırılmasına yönelik düzenleyici bir yol haritası belirlenmiştir. Kanuna göre, 2013 yılına kadar şebekeye bağlanacak olan toplam güneş enerjisi kapasitesi 600 MW'ı geçemeyecekti (lisanssız çatı tipi güneş enerjisi sistemleri hariç). Bakanlar Kurulu şebekeye bağlı güneş santrali kapasitesini belirlemeye yetkilidir. Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğine göre, her bir güneş santralinin kurulu gücü 50 MW'ı geçememektedir ve her projenin en yakın trafo merkezine bağlanması gerekmektedir.⁵⁹

EPDK takip edilecek usullere ilişkin yönetmeliği yayınlamıştır ve TEİAŞ güneş santrallerinin bağlanabilecekleri trafo merkezleri ile mevcut enterkonneksiyon kapasitesini duyurmuştur. Başvuru

ru sahiplerinin EPDK'ya başvurmadan önce güneş radyasyonu ölçümlerini de içeren teknik belgeleri hazırlamaları gerekmektedir. Başvurular ETKB'nin yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM) tarafından değerlendirilmekte ve daha sonra TEİAŞ'a gönderilmektedir. Haziran 2013'te 600 MW'lık başvurular alınmıştır o zamandan bu yana başvuruların toplam kapasitesi neredeyse 9.000 MW'a ulaşmıştır.

Mevzuata göre, aynı bağlantı kapasitesi için birden fazla başvuru yapılması durumunda, kapasite bir ihale sürecinin sonucunda dağıtılmaktadır Mayıs 2014'te ve Ocak 2015'te iki ihale gerçekleştirilmiştir. İhaleler 2015 içerisinde tamamlanacaktır.

2009 Strateji Belgesinde kesin bir hedef belirlenmemiştir. 2015 yılında ETKB 2019 yılı için 3.000 MW'lık bir hedef belirlemiştir⁶⁰ ve şu anda 2023 için 5.000 MW'lık bir kapasite hedeflenmektedir. Yüksek potansiyel ile kurulum maliyetlerindeki düşüş eğilimi göz önüne alındığında, bu hedefe ulaşılabileceği düşünülmektedir. Aslında, 600 MW için yapılan başvuruların sayısının yüksekliği yatırımcı iştahının bir göstergesidir.

Ayrıca, "lisanssız üretim" olanağı sebebiyle çatı tipi PV uygulamasının toplam güneş enerjisi üretim kapasitesini arttırması beklenmektedir.

2013 yılında pratik olarak sıfır olmasına rağmen, çoğunlukla çatı tipi PV sistemleri (lisanssız üretim tesisleri) ve Güneydoğu Anadolu'da sulama pompalarına elektrik sağlamayı amaçlayan bazı projeler sayesinde 2014 sonuna kadar güneş enerjisi kapasitesi 40,2 MW'a ulaşmıştır⁶¹.

Güneş enerjisi tesislerinin yatırım maliyetlerindeki düşüş dikkate alındığında, orta vadede Türkiye'nin piyasa fiyatından yüksek olmayan destek fiyatları ile zengin bir güneş enerjisine dayalı elektrik üretim potansiyeli geliştirmesi mümkün olabilir.

3.3.3.5 Biyokütle

Biyokütle Türkiye'nin toplam birincil enerji arzının yaklaşık yüzde 3'ünü oluşturmaktadır. Çoğunlukla ısıtma amacıyla olmak üzere hayvansal ve tarımsal atıkları kullandığından dolayı geleneksel bir enerji kaynağıdır. Bununla birlikte, biyokütle/biyogaz santrallerinin ülkenin toplam kurulu gücü içindeki payı yok denecek kadar azdır (%0,3). 2006 yılında toplam kapasite sadece 41 MW idi. 2014 sonu itibarıyla, toplam kapasitesi 289 MW olan 58 santral işletmededir. Bunların çoğu Yenilenebilir Enerji Kanununda yapılan değişiklik ve sabit fiyat garantili tarifelerdeki artış sonrasında inşa edilmiştir ve çoğunluğu belediye atıklarını veya çöp gazını kullanmaktadır.

Mevcut santrallere ek olarak 10 yeni santral projesi (39 MW) daha mevcuttur.⁶² Özellikle çöp gazı için geçerli olmak üzere, katı atık düzenleme depolama tesislerinin yetkisi belediyelerde olduğu için yatırımcılar belediye yönetimlerine bağımlıdır. Belediye yönetimlerinin atık yönetimi sorunları biyokütle sektörünün gelişimini daha fazla teşvik edecektir.

Elektrik üretimi amacıyla biyokütle kullanımında beklenen artış özellikle "lisanssız üretim" mevzuatından kaynaklanmaktadır (bakınız sonraki bölüm). Söz konusu mevzuat kırsal alanlarda tarım ve ormancılık atıklarını kullanan kırsal projelere yatırımcıların ilgisini çekebilir. Bu aynı zamanda kırsal alanlardaki yatırımları kolaylaştıracak ve sosyoekonomik faydalar da sağlayacaktır.

3.3.4 Lisanssız Üretim

Türkiye'de yenilenebilir enerjinin gelişimindeki bir başka önemli kilometre taşı da 2007 yılında Enerji Verimliliği Kanunu ile getirilen "lisanssız üretim" (veya dağıtılmış üretim) uygulamasıdır. Bu kanuna göre, yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan ve kurulu gücü 200 kW'ın altında olan elektrik üretim tesisleri özel şahıslar veya tüzel kişiler tarafından EPDK'dan lisans almaksızın inşa edilebilir ve işletilebilir. Bu sınır daha sonra 500 kW'a ve son olarak da yeni EPK'da (2013) 1 MW'a çıkarılmıştır.

Lisanssız üretim olanağının getirilmesi ile, (a) yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretiminin payının arttırılması, (b) dağıtılmış üretimi kolaylaştırarak şebeke kayıplarının azaltılması, ve (c) verimliliğin arttırılması amaçlarına yönelik olarak hem kojenerasyon santrallerinin üretiminin hem de yenilenebilir kaynaklara dayalı üretimin teşvik edilmesi hedeflenmiştir.

Mevzuata göre, aşağıdaki elektrik üretim faaliyetleri lisans alma zorunluluğundan muaftır ve diğer piyasa faaliyetlerinin aksine bir şirket kurulması gerekmez:

- İzole tesisler ve acil durum jeneratörleri,
- Mikro-kojenerasyon tesisleri (yani 50 kW'tan küçük kojenerasyon tesisleri), ve
- Yenilenebilir kaynaklara dayalı 1.000 kW kapasiteye kadar olan santraller. (Bakanlar Kurulu iletim ve dağıtım şebekesinin kapasitesine ve arz güvenliği ile ilgili hususlara dayalı olarak bu sınırı beş katına kadar yükseltmeye yetkilidir.)

Bir başka deyişle, özel şahıslar kendi ihtiyaçlarını karşılamak için bu tesisleri evlerinde, çiftliklerinde, konutlarında, vs. kurabilirler ve ihtiyaçlarından fazla elektriklerini yenilenebilir enerji destek sistemi yoluyla bağlı oldukları dağıtım sistemine satabilirler. Aynı bölgedeki özel şahıslar veya tüzel kişiler birlikte üretim tesisi kurmak amacıyla tüketimlerini birleştirebilirler. Bu gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin tipik örnekleri arasında çatı üstlerine monte edilen güneş PV uygulamaları, mikro-hidroelektrik santraller, küçük rüzgar türbinleri ve biyokütle santralleri yer almaktadır.

Bu kapsamdaki üretim tesisleri sadece dağıtım sistemine bağlanabilir. Dağıtım şirketleri ilgili gerilim seviyesinde (AG veya YG) şebeke kapasitesinin yeterli olması halinde bunların bağlantısını sağlamakla yükümlüdür.⁶³ Bağlantı taleplerini ancak ilgili mevzuatta belirtilen hallerde reddedebilirler veya sınırlayabilirler.⁶⁴ Bu düzenleme bağlantı, işletme, ölçüm ve ödeme ile ilgili teknik ve idari usul ve esasları belirlemektedir. Bağlantı noktalarına ilişkin teknik sınırlar da yönetmelikte belirlenmektedir. Bu tesislerde üretilen fazla elektrik dağıtım şebekesine verilmekte ve görevli bölgesel tedarik şirketleri şebekeye verilen elektriği almayı reddedememektedir. Her bağlantı noktasında, şebekeden alınan ve şebekeye verilen enerjinin ölçülmesine yönelik bir ölçüm sistemi mevcuttur. Toplu kullanım durumunda, toplu tüketim ile üretim arasındaki fark tespit edilmektedir. Şebekeye verilen elektriğin fiyatı Yenilenebilir Enerji Kanununda belirtilen sabit fiyat garantili tarifeye göre belirlenmektedir. Her dağıtım bölgesinde, bu tedarikçilerin sağladığı toplam elektriğin dağıtım şirketi tarafından "yenilenebilir enerji havuzuna" verildiği varsayılmaktadır ve bu havuzda satın alınan elektriğin toplam bedeli Yenilenebilir Enerji Kanununda ve ilgili ikincil mevzuatta açıklanan prosedürlere göre dağıtım şirketine ödenmektedir.

Bu uygulama 2007 yılında çıkarılan enerji Verimliliği Kanununda tanımlanmıştır ve 2008 yılında Elektrik Piyasası Kanununa ve 2011 yılında Yenilenebilir Enerji Kanununa eklenmiştir. Bununla birlikte, böyle yeni bir kavramın uygulamaya konulmasından önce çözülmesi gereken teknik ve idari sorunlar sebebiyle, ikincil mevzuat ancak 2011 yılında nihai hale getirilebilmiş ve 2013 yılında tekrar değiştirilmiştir.

Geleneksel dağıtım sistemi tasarımı ve işletim prosedürleri elektrik enerjisinin üretim kaynaklarından pasif tüketim noktalarına (pasif yükler) transferi için geliştirilmiştir. Ancak, yeni yönetmeliğin uygulanması yeni bir felsefe ortaya çıkarmıştır: Tüketim noktalarının artık pasif yükler olmayabilmektedir ve bu noktalardan dağıtım sistemine ters akışlar olabilmektedir. Dolayısıyla, orta ve düşük gerilim şebekesinin güçlendirilmesi ile birlikte, yeni koruma ve ölçüm yöntemleri ile yeni işletim prosedürlerinin uygulamaya konulması gerekmektedir. Bu kavramın daha sorunsuz bir şekilde uygulanabilmesi için "akıllı şebeke" konusunda daha fazla çalışma ve geliştirme yapılması gerekecektir.

Yönetmelikler daha yeni yayınlandığı için, uygulama 2013 yılına kadar hız kazanamamıştır. Ancak, kamuoyunda büyük bir ilgi çekmiştir. Tablo 10 Temmuz 2015 itibariyle başvuruların dağılımını göstermektedir.

Tablo 10. Lisanssız Üretim Projeleri

Kaynak	Proje Başvuruları		Onaylanan Başvurular		İşletmede	
	Sayı	Kapasite (MW)	Sayı	Kapasite (MW)	Sayı	Kapasite (MW)
Rüzgar	149	108,0	54,0	36,1	2,0	0,5
Güneş	2.717	2.227,0	1.068,0	846,0	215,0	125,5
Biyokütle	21	17,7	12,0	12,0	5,0	5,6
Toplam	2.887	2.352,7	1.134,0	894,1	222,0	131,6

Kaynak: TEDAŞ

Projelerin sayısının çok olması kamuoyunca yüksek düzeyde kabul gördüğünün ve ilgi çektiğinin bir göstergesidir. Lisanssız üretim uygulamasının –özellikle güneş PV– birçok ülkede olduğu gibi genel enerji bileşiminde yenilenebilir enerjinin payını artırması beklenmektedir.

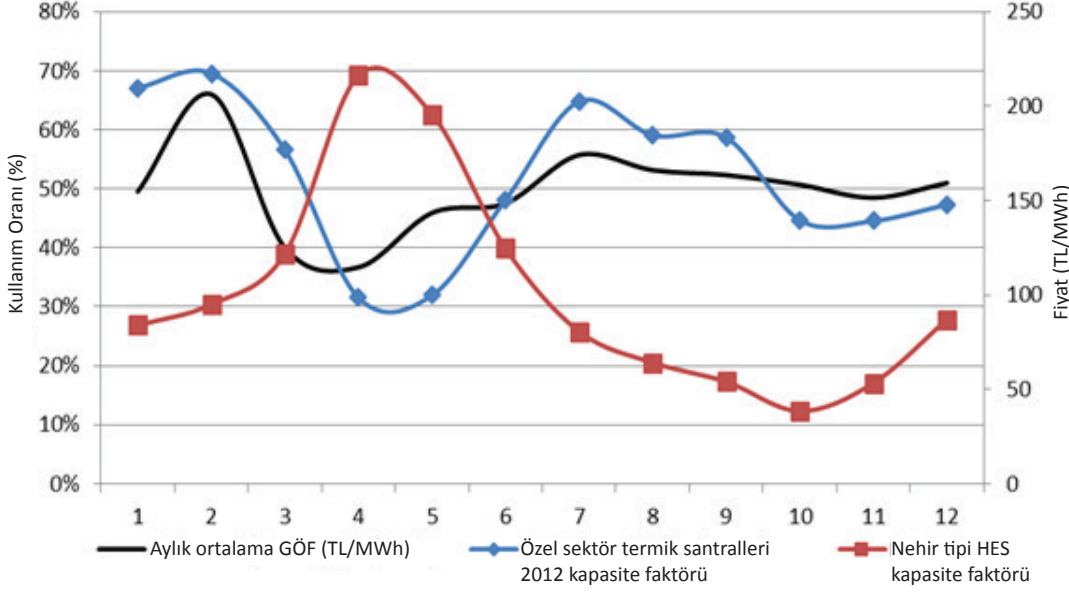
3.3.4.1 Yenilenebilir Enerji Kaynakları için Sağlanan Desteğin Toptan Satış Piyasa Fiyatları ve Arz Güvenliği Üzerindeki Etkisi

Yenilenebilir enerjiyi desteklemenin sebeplerinden birisi ithalata olan bağımlılığı azaltmak ve arz güvenliğini arttırmaktır. Aslında, sera gazı emisyonlarının azaltılması gibi başka faydaları ile birlikte, bugüne kadar elde edilen başarılar destek mekanizmalarının (yenilenebilir enerji havuzu, öncelikli tevzi, sabit fiyat garantili tarife) önemli düzeyde özel sektör üretim yatırımı çektiğini, dolayısıyla artan elektrik talebine cevap vermeye yardımcı olduğunu göstermiştir. Toplam elektrik üretimi içinde küçük hidrolik, rüzgar ve güneş enerjisinin payı şu anda küçük olmakla birlikte, önemli ölçüde artış kaydetmesi beklenmektedir.

Küçük hidro, rüzgar ve güneş santrallerinde elektrik üretimi “kısıtlamaya tabi olmayan” üretim olarak değerlendirilmektedir ve bu santraller toptan satış piyasasında rekabetçi bir seçim mekanizması olmadan tevzi edilmektedir. Yani, fiyat sırası (merit order) eğrisinin daima alt ucunda yer almaktadırlar. Normal olarak, emreamade kapasiteleri termik santrallerin emreamade kapasitesinden daha düşüktür ve talep sadece kömür ve verimli doğal gaz santralleri gibi baz yük santralleriyle ve son olarak puant talep zamanlarında daha az verimli/pahalı doğal gaz santralleri ve sıvı yakıtı dayalı santraller ile karşılanmaktadır. Dolayısıyla gün öncesi piyasasında marjinal fiyat çoğunlukla doğal gaz yakıtlı santraller tarafından belirlenmektedir.

Bunun doğal bir sonucu olarak, emreamade kapasiteleri yüksek olduğunda, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin, toplam tüketilen elektrik içindeki payları artmakta, termik üretimin payı azalmakta ve toptan satış piyasasındaki marjinal maliyet düşmektedir. 2012 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim ile gün öncesi piyasasındaki ortalama fiyat arasındaki ilişki Şekil 61’de gösterilmektedir.

Şekil 61. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Santrallerin ve Termik Santrallerin Aylık Kullanım Düzeyleri ve Gün Öncesi Piyasası Fiyatı



Kaynaklar: TEİAŞ elektrik istatistikleri ve PMUM.

Not: GÖF= gün öncesi fiyatı.

Yağışlı dönemde (Mart-Mayıs) nehir tipi hidroelektrik santrallerin kapasite faktörünün arttığı, termik üretimin kapasite faktörünün azaldığı, böylelikle toptan satış piyasa fiyatlarının düştüğü görülmektedir. Dolayısıyla, ilk bakışta yenilenebilir enerji kaynaklarının bir başka faydasının da elektrik fiyatlarını düşürmesi olduğu sonucuna varılabilmektedir. Bununla birlikte, bu tespit ancak toptan satış fiyatlarındaki düşüşün tüketici fiyatlarına tamamen yansıtılabilmesi halinde geçerli olacaktır. Aslında yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimin bir maliyeti vardır ve bu maliyet yenilenebilir enerji destek mekanizmaları yoluyla tüketiciler tarafından ödenmektedir. Dolayısıyla, toptan satış fiyatlarındaki düşüş tüketicilere tam olarak yansıtılmamaktadır.

Bu olgu yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimin payı küçük olduğu sürece termik santral sahipleri için bir zorluk teşkil etmeyecektir. Ancak, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimin payı arttıkça, özellikle yağışlı yıllarda saatlik talebin büyük kısmı hidrolik ve rüzgar kaynaklarından ve özellikle gündüz saatlerinde güneş santrallerinden karşılanabilecektir. Doğal olarak, bu tesislerin üretimi sürekli olarak gerçekleştirilemeyecek, sadece güneşli gündüz saatlerinde, rüzgarlı dönemlerde ve/veya yağışlı yıllarda gerçekleşecektir. Bununla birlikte, kaçınılmaz olarak fosil yakıtlı santrallerin çalışmasını etkileyecektir. Bunun sonucunda termik santrallerin ortalama kullanım faktörü öngörülenden daha düşük olabilir.⁶⁵ Örneğin Almanya'da güneş enerjisinin payının yüksek olması sebebiyle, bazı günlerde güneş enerjisine dayalı üretim o kadar yüksek bir seviyeye ulaşmaktadır ki, bazı baz yük santralleri üretimlerini azaltmak, hatta durdurmak zorunda kalmaktadır. Böyle zamanlarda günlük toptan satış piyasası fiyatları doğal olarak düşmekte, bazen sıfıra inmektedir. Dolayısıyla, yenilenebilir enerjinin yüksek payı fosil yakıt kullanan santraller için bir zorluk oluşturmaktadır.

Bunun doğal ve arzu edilebilir bir sonuç olduğu söylenebilir. Ancak bu durum aynı zamanda zorluklar da doğurmaktadır:

- Yenilenebilir enerjiye dayalı santrallerinin birçoğunun emreamadeliliği düşük olduğu için, arz güvenliğini ve sistem güvenilirliğini tehlikeye atmamak için yeterli emreamade yedek termik kapasitesi bulunması gerekir. Bu yedek kapasiteyi tutmanın da bir maliyeti vardır.
- Türkiye artan talep ile başa çıkabilmek için yeni baz yük üretim kapasitesine ihtiyaç duymaktadır. Ancak yatırım kararları gelecekteki piyasa fiyatlarına ve enerji piyasalarındaki gelecekteki üretim miktarlarına dayalı gelir hesaplamalarına bağlıdır.

- Toptan satış piyasasındaki uzun vadeli marjinal fiyatlar adil bir kar ile yatırım ve işletme maliyetlerini karşılayabilecek yeterli gelir sağlayan bir seviyede olmalıdır. Aksi takdirde genellikle puant yük zamanlarında çalışabilmek için yeterli esnekliğe sahip olmayan büyük baz yük santrallerine yatırım yapmak fizibil olmayabilir. Bununla birlikte, daha önce de tartışıldığı gibi, çok fazla miktarda piyasa dışı yenilenebilir üretimin gerçekleştiği zamanlarda toptan satış fiyatları düşecektir. Eğer bu etki nedeniyle baz yük santrallerinin kullanım faktörü düşerse ve gelir sadece elektrik toptan satış piyasasında elde edilebilirse, yatırım fizibil olmayabilecektir.
- Sadece yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim ile talebi ve puant tüketimi karşılamak ve güvenilir bir arza sahip olmak en azından orta vadede mümkün olmayacağından dolayı; ülkenin yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretiminden azami olarak faydalanması yanında baz yük santrallere yapılan yatırımlar sürdürülmelidir. Yatırımcı iştahındaki bir azalma Türkiye'nin elektrik sektörü üzerinde önemli etkilere yol açacaktır.
- Dolayısıyla, günümüzdeki enerji piyasasına ek olarak, yatırımları güvence altına almaya ve yatırımcıları çekmeye yönelik yeni mekanizmalar olmalıdır. Olası bir çözüm yatırım için adil bir getiri sağlayacak bir kapasite mekanizmasının uygulamaya konulması olabilir. Ancak, bu mekanizma eski Yİ-YİD modellerinin aksine piyasaya dayalı olmalıdır.
- Ayrıca, farklı zaman dilimleri ve farklı puant sürelerinin getirdiği fırsatlar nedeniyle üretim portföyünün daha etkin bir şekilde kullanımını sağlamak üzere, enterkonneksiyonların güçlendirilmesi ve bölgesel ticaretin geliştirilmesinin gerekliliği de ortaya çıkmaktadır.

Fiyat desteğinin miktarına bağlı olarak, özellikle lisanssız güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri için geçerli olmak üzere, yenilenebilir enerji kaynaklarının bir başka önemli etkisi de muhtemelen son kullanıcı elektrik tarifeleri üzerinde olacaktır. 2007 yılında lisanssız üretim uygulaması getirildiğinde, temel amaç özellikle tesis sahiplerinin kendi ihtiyaçlarını karşılamak için küçük ve dağıtılmış üretim tesislerini kolaylaştırmaktı. Ancak, daha sonra yapılan düzenleyici değişikliklerde kendi ihtiyaçlarını karşılamaya yönelik tüketim için bir sınır belirlenmemiştir. Dolayısıyla, her başvuru sahibi kendi tüketimi ne kadar olursa olsun üretim kapasitesi 1 MW'ın altında olan bir üretim tesisi kurabilmekte ve dağıtım şirketleri işletmedeki ilk on yıllık dönem için kanunda belirtilen fiyat üzerinden bunların ürettiği elektriği almak zorundadır. Eğer kendi ihtiyaçları için kullanıma yönelik bir yükümlülük olmazsa proje sahipleri ticareti amaçlayabilir ve piyasa fiyatlarının oldukça üzerinde belirlenen güneş enerjisine dayalı üretimin payı artabilir. Sonuç olarak, destek mekanizması sebebiyle son kullanıcı fiyatları artabilecektir. Bazı ülkelerde, destekleme fiyatlarının yüksek olmasının bir yük haline geldiği ve bazı hükümetlerin bunlarda yeniden ayarlama yapmak zorunda kaldığı gözlenmiştir. Yüksek fiyatlı güneş enerjisine dayalı üretimin kapasitesi halen düşük seviyede olduğu için bu durum Türkiye için acil bir sorun teşkil etmemektedir. Bununla birlikte, mevcut olan yüksek potansiyel göz önüne alındığında, bu konu Türkiye için de bir sorun haline gelebilir. Bu sorunu ortadan kaldırmak için, destek tarifesi azalmakta olan yatırım maliyetine paralel olarak periyodik olarak ayarlanabilir ve kendi ihtiyaçları için kullanım oranına yönelik bir sınır empoze edilebilir.

3.4.Nükleer Enerji

40 yıldan uzun bir süredir, Türkiye artan talebi güvenli bir şekilde karşılama amacı doğrultusunda elektrik arz kaynaklarını çeşitlendirmek için nükleer güç santralleri (NGS) inşa etmek istemektedir. 2023 yılına kadar nükleer güç santrallerinin elektrik üretimindeki payının yüzde 10'a çıkarılması ve uzun vadede bu oranın arttırılmaya devam edilmesi amaçlanmaktadır. 1956 yılında Ankara'da Başbakanlığa bağlı bir kurum olarak Atom Enerjisi Komisyonu Genel Sekreterliği kurulmuştur. Bir yıl sonra, Türkiye Uluslararası Atom Enerjisi Ajansının kurucu üyelerinden birisi olmuştur. 1982 yılında, Komisyon yeniden yapılandırılmış ve 2690 sayılı Kanun ile Türkiye Atom Enerjisi Kurumu kurulmuştur. 1960'lı yıllarda Türkiye'de iki araştırma reaktörü devreye alınmıştır (biri Çekmece Nükleer Araştırma Merkezinde ve diğeri İstanbul Teknik Üniversitesi bünyesinde).

1967 yılından bu yana Türkiye rekabetçi ihale yöntemiyle bir nükleer güç santrali kurmaya çalışmaktadır; bu amaçla toplam üç ihale gerçekleştirilmiştir. Üç ihalede de santral bir kamu yatırımı olarak planlanmış ve devletin santralin sahibi veya en azından hissedarı olması öngörülmüştür. Ancak çeşitli sebeplerden dolayı bu ihaleler başarılı bir şekilde sonuçlandırılmamıştır.

2007 yılında Nükleer Güç Santrallerinin Yapımı ve İşletilmesi hakkında yeni bir Kanun kabul edilmiş ve 2008 yılında şirketler Akdeniz kıyısındaki küçük bir kasaba olan Akkuyu'da bir nükleer güç santralini yapımı ve işletilmesi için teklif vermeye davet edilmiştir. İlk kez model bir kamu yatırımı olarak değil Yİ olarak öngörülmüştür. Herhangi bir Hazine garantisi sunulmamasına rağmen, TETAŞ alıcı olarak belirlenmiştir. Rusya'nın kamu nükleer şirketi Atomstroyexport liderliğindeki bir konsorsiyum dışında teklif veren bir şirket olmamış ve sonuçta bu ihale de iptal edilmiştir.

Santralin rekabetçi ihale yoluyla inşa edilmesine yönelik başarısızlıkla sonuçlanan birkaç girişimden sonra, hükümet doğrudan hükümetler arası müzakereler yoluyla santrali kendi üretim kapasitesine dahil etmeye karar vermiştir. İnşa edilecek iki santralin yeri olarak Akkuyu ve Sinop belirlenmiştir.

Akkuyu

Rusya federasyonu ile yapılan müzakereler sonucunda, 12 Mayıs 2010 tarihinde, "Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde Akkuyu Sahası'nda Bir Nükleer Güç Santralini (NGS) Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma" imzalanmıştır. Anlaşma ile Akkuyu'da her biri 1.200 MW kapasiteli dört adet VVER⁶⁶-1200 tipi reaktör tesis edilmesi öngörülmüştür. Anlaşma 21 Temmuz 2010 tarihinde Türkiye'de ve 13 Aralık 2010 tarihinde Rusya'da her iki ülkenin parlamentoları tarafından onaylanmıştır.

Anlaşma uyarınca Rusya tarafı 13 Aralık 2010 tarihinde Türkiye'de Akkuyu NGS Elektrik Üretim Anonim Şirketi ("Akkuyu Proje Şirketi" veya APS) adlı bir şirket kurmuş ve tescil ettirmiştir.⁶⁷ Şirket santralin tasarımından, yapımından, bakımından, 60 yılı boyunca işletilmesinden ve işletmeden çıkarılmasından sorumludur ve TETAŞ da ilk 15 yıl boyunca santralde üretilen elektriğin alıcısı olacaktır. TETAŞ ilk ve ikinci ünitelerin üreteceği elektriğin yüzde 70'ini, üçüncü ve dördüncü ünitelerin üreteceği elektriğin yüzde 30'unu 12,35 ABD\$/kWh (ağırlıklı ortalama, KDV hariç) fiyat üzerinden satın alacaktır. Geri kalan elektrik şirket tarafından piyasa fiyatı üzerinden piyasada satılacaktır. Bu Yap-İşlet (Yİ) modeli ile uygulanacak ilk NGS projesi olacaktır. Proje ayrıca inşaat ve montaj faaliyetlerinde Türk şirketlerinin ve başka ülkelerden şirketlerin mümkün olan azami derecede katılımını öngörmektedir. Dört ünitenin tamamı işletmeye girdiğinde, santralin toplam yıllık elektrik üretim kapasitesinin 35 milyar kWh olması beklenmektedir.

Başlangıçta ilk ünitenin 2019 yılında işletmeye geçmesi, diğer ünitelerin de birbiri ardına 2023 yılına kadar işletmeye alınması planlanmıştır. Proje şirketi Akkuyu Nükleer Santral Elektrik Üretim A.Ş. Aralık 2011'de süre dolmadan bir çevresel etki değerlendirme (ÇED) raporu sunmuş ve 2013 yılında inşaat çalışmalarını başlatmayı hedeflemiştir. Rapor iki kez reddedilmiş ancak üçüncü rapor Aralık 2014'te onaylanmıştır. APS'nin 2015 yılında Türkiye Atom Enerjisi Kurumu'na (TAEK) bir inşaat izni başvurusunda bulunması beklenmektedir. TAEK inşaat izni başvurusunun incelenmesi ve değerlendirilmesi için yetkin nükleer danışmanlık şirketlerinden teknik destek hizmetleri satın almıştır. İnşaat ruhsatının 2017 yılında verilmesi ve daha sonra inşaat çalışmalarına tam olarak başlanması beklenmektedir.

Şirket ilk üniteyi (1.200 MW) 2020 yılında ve her biri 1.200 MW'lık diğer üç üniteyi daha sonra birbiri ardına işletmeye almayı planlıyordu. Ancak bugüne kadar yaşanan gecikmeler ile NGS'lerin inşaat/işletmeye alma süreçlerine ilişkin uluslararası deneyimler ilk ünitenin planlanandan daha geç işletmeye alınabileceğini göstermektedir.

Sinop

Akkuyu NGS'ne ek olarak, Türkiye EÜAŞ ile yabancı bir nükleer enerji şirketinin ortaklığında kurulacak bir şirket yoluyla Sinop'ta (Orta-Kuzey Karadeniz kıyısında) bir başka NGS inşa etmeyi amaçlamaktadır. Bu doğrultuda, Güney Kore'nin elektrik şirketi KEPCO ile bazı müzakereler yürütülmüş ve 2010 yılında ortak bir deklarasyon imzalanmıştı. Ancak, müzakereler sırasında Güney Kore ile bir anlaşmaya varılamadı ve Japonya ve başka birkaç aday ülke ile müzakereler başlatıldı.

Mayıs 2013'te Türkiye ile Japonya arasında bir Hükümetler Arası Anlaşma imzalandı ve Mayıs 2015'te onaylandı. Anlaşmaya göre, proje şirketinin sermayesinin yüzde 49'u Türkiye tarafından sağlanacak (EÜAŞ %49'luk bir hisseye sahip olacak) ve Mitsubishi Heavy Industries Ltd., Itochu Corporation (Japon) ve GDF Suez SA'dan (Fransa) oluşan bir konsorsiyum Elektrik Alım Sözleşmesi yürürlükte olduğu sürece yüzde 51'lik bir hisseye sahip olacaktır.

Sinop santrali her biri 1.120 MW'lık ATMEA-1 tipi nükleer reaktörden⁶⁸ oluşan dört üniteye sahip olacaktır (toplam kurulu gücü 4.480 MW). Projenin tahmini maliyeti 22 milyar ABD\$'dır. İlk ünitenin 2023 yılında işletmeye alınması ve sonuncusu 2028 yılında hizmete girecek şekilde diğer ünitelerin de birbiri ardına işletmeye alınması öngörülmektedir.

Teknik fizibilite etütleri devam etmektedir ve proje şirketinin kurulmasına ilişkin EÜAŞ ile Japon konsorsiyum arasındaki müzakereler henüz tamamlanmamıştır.

Türkiye Atom Enerjisi Kurumu

Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) nükleer ve radyasyon güvenliği düzenlemelerinin belirlenmesinden ve nükleer güç santralleri için inşaat ve işletme ruhsatlarının verilmesinden sorumlu kurumdur. Aynı zamanda, TAEK nükleer enerjinin kullanımını teşvik etmekten sorumlu olan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı bir kurumdur. Dolayısıyla, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı TAEK'in düzenleyici ve diğer fonksiyonlarının ayrıştırılmasına ve yeni bir bağımsız nükleer düzenleyici kurumun kurulmasına yönelik bir Nükleer Enerji Kanun Tasarısı hazırlamıştır.

3.5 Elektrik Piyasasında Geleceğe Yönelik Beklentiler ve Zorluklar

3.5.1 Arz/Talep Dengesi ve Arz Güvenliği

2002-13 döneminde tüketimdeki yıllık artış hızı ortalama yüzde 5,7'ye düşmüştür (son 40 yılın ortalaması yüzde 8,3 idi). Ancak, beklenen ekonomik büyüme ve nüfus artışı sebebiyle, daha düşük bir hızla da olsa önümüzdeki yıllarda tüketimin artmaya devam etmesi beklenmektedir. ETKB projeksiyonları önümüzdeki 10 yıllık dönemde yaklaşık yüzde 72'lik bir artış öngörmektedir (yıllık yüzde 5,6).⁶⁹ Kaba bir tahmin olarak, eğer ortalama yüzde 4,5'lik bir yıllık GSYH artışı ve verimlilik artışlarına bağlı olarak daha küçük bir esneklik katsayısı varsayıldığında, talep tarafı yönetim sistemleri ve tasarruf önlemlerinin uygulanması ile yıllık ortalama yüzde 5'lik bir talep artışı beklenebilir. Buna göre puant talep de artacaktır. Artan tüketimi karşılayabilmek için elektrik üretim kapasitesinin artırılması da gerekecektir.⁷⁰

Maliyetleri karşılayan fiyatlandırmanın uygulamaya konulması, dağıtımın özelleştirilmesi, yenilenebilir enerjiye destek sağlanması ve toptan satış piyasasının geliştirilmesi sonrasında üretim yatırımları hız kazanmıştır. Ekonomik kriz sebebiyle 2008-09'da yaşanan talep düşüşü ve 2008-13 döneminde yeni kapasite ilavesi ile birlikte, kapasite marjı güvenli işletmeyi sağlamak için yeterli bir seviyeye yükselmiştir (2014 itibarıyla yüzde 72).

Bununla birlikte, geçmiş deneyimler ile gelecekteki potansiyel talep artışları dikkate alındığında Türkiye'nin güvenli bir işletme için yeterli yedek marjını koruyabilmesi için yeni yatırımlara ihtiyaç duyacağı kolaylıkla değerlendirilebilir. Geçmişteki kanıtlar yeterli bir emreamade kapasiteye sahip olabilmek için kurulu kapasite marjının yüzde 35'in altına düşmemesi gerektiğini göstermektedir. EPDK'nın son ilerleme raporuna⁷¹ ve TEİAŞ'ın Üretim Kapasite Projeksiyonu Raporuna (2013-17) göre, 2018 yılına kadar en az 15.000 MW'lık ilave yeni kapasite işletmeye girecek ve kapasite marjı yüzde 50'nin üzerinde kalacaktır. Dolayısıyla, yeterli gaz arzının olması kaydıyla kısa vadede acil bir arz güvenliği sorununun bulunmadığı söylenebilir. 2018 sonrasındaki dönem için, yeni arz güvenliği sorunları ile karşılaşmamak için, nükleer projelerine ek olarak –ve inşaat için gerekli süre göz önünde bulundurularak– yatırımcılar tarafından şimdiden yeni üretim yatırımı kararlarının alınmış olması gerekmektedir.

Ancak, geçmiş yatırımları değerlendirirken aşağıdaki faktörlerin de göz önünde bulundurulması gerekmektedir:

- Geçmiş yatırımlar büyük ölçüde 2007-09 döneminde, tüm tahminler Türkiye'nin arz güvenliği sorunundan kaçınmak için orta vadede yeni üretim yatırımlarına ihtiyaç duyduğunu gösterdiği bir zamanda yapılmıştı. Ancak, şu anda piyasada yavaşlayan talep ile yenilenebilir kapasiteye yapılan ilaveler (özellikle güneş ve rüzgar) dikkate alındığında 2020 yılına kadar sürebilecek bir arz fazlası mevcuttur. (Ekonomik büyümenin öngörülen yüzde 4,5'lik orandan daha hızlı gerçekleşmesi halinde arz fazlası süresi kısalabilir). Bu kapasite fazlası toptan satış fiyatlarını etkileyecektir ve yeni termik santrallerin kullanım faktörlerini düşürecektir.
- 2007-12 döneminde küresel piyasalardaki uygun finansal koşullar ile ekonomik koşullar sebebiyle finansman daha kolay bir şekilde bulunabiliyordu.
- Siyasi ve düzenleyici riskler düşük seviyedeydi ve serbest ve rekabetçi piyasa uygulamasını tutarlı bir şekilde devam edeceğine dair güçlü bir inanç mevcuttu.

Yatırımların çekilmesindeki en önemli faktörlerden ikisi ülkenin yasal ve düzenleyici çerçevesine duyulan güven ile piyasa kurallarının uygulanmasındaki tutarlılıktır. Bu bağlamda, yasal, idari ve düzenleyici çerçeve son sekiz yıllık dönemde cazip bir yatırım ortamı sağlamıştır.

Düzenleyici ortamdaki öngörülebilirlik, özel sektör katılımını artırmanın ve sürdürülebilir kılmanın ön koşullarından birisidir. Türkiye enerji sektöründe enerji güvenliği, rekabetçilik ve operasyonel verimlilik alanlarında sürdürülebilir bir uzun vadeli çözümü elde etmenin en iyi yolu olarak yeni yatırımlar ve mevcut tesislerin özelleştirilmesi yoluyla özel sektör katılımını seçmiştir. Adil, şeffaf ve istikrarlı bir siyasi/hukuki sistem ile ilgili herhangi bir endişe en azından ülke ve düzenleyici ortam riskini arttıracaktır. Dolayısıyla, yatırımcı güvenini yüksek seviyelerde tutmak ve mevcut küresel siyasi ve ekonomik koşullar ile arz/talep dengesindeki mevcut durumda yatırımları çekebilmek için reform sürecinin planlandığı şekilde sürdürülmesi gerekir.

Yatırımların çekilmesi bakımından uzun vadeli fiyat sinyalleri ve uzun vadeli ikili sözleşmeler yararlıdır. Şu anda piyasada ikili sözleşmelerin oranı yüzde 70 civarındadır, ancak bunlar çoğunlukla kamu-özel sektör arasındadır ve süreleri bir yılı geçmemektedir. EPIAŞ (fiziksel elektrik ticareti alanında) ve Borsa İstanbul (ticaret ve risk yönetimine ilişkin finansal araçlar alanında) işletilen piyasalar tarafından uzun vadeli fiyat sinyallerinin verilmesi beklenmektedir. Aksi takdirde spot fiyatların oynaklığı tedarikçiler ve perakende şirketleri için bir risk olabilir.

Arz güvenliğine ilişkin bir başka önemli faktör de iletim sisteminin yeterliliği ve kalitesidir. Bu bağlamda, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimin sisteme daha hızlı bir şekilde entegre edilebilmesi için iletim yatırımlarının devam etmesi gerekmektedir. Lisanslandırma süreci ile koordinasyonun olmaması ve iletim yatırımlarını zamanında yapılmaması sebebiyle geçmişte bazı sorunlar yaşanmasına rağmen, yeni EPK bu anlamda eşgüdümlü bir yaklaşım sunmaktadır. Bununla birlikte, TEİAŞ kullanılabilir kapasiteyi önceden planlama ve duyurma, iletim yatırımlarını zamanında tamamlama ve elektrik sistemini güvenilir bir şekilde işletme yeteneğine sahip olmalıdır. Bu ancak TEİAŞ'ın yeterli kurumsal ve teknik kapasiteye sahip olması ile mümkün olacaktır. Bu husus KİT'lerde yönetim konusu ile ilgilidir ve ilerleyen bölümlerde daha ayrıntılı olarak ele alınacaktır.

Mevcut termik ünitelerin daha verimli kullanımı da arzın arttırılmasına yardımcı olacaktır. Üretim özelleştirmelerine ilişkin bölümde belirtildiği gibi, EÜAŞ'ın özellikle linyit yakıtlı santraller olmak üzere termik santrallerindeki kullanım faktörleri düşüktür ve son yıllarda daha da düşmüştür. EÜAŞ santrallerinin çoğu yaşlıdır. Bu santrallerin rehabilitasyonu veya yenilenmesi verimliliklerini ve emrehameliklerini arttıracaktır. Bu santrallerin sağlayacağı ilave arz da arz güvenliğine katkıda bulunacaktır.

Daha etkili verimlilik programlarının ve talep tarafı yönetimi önlemlerinin uygulanması hem arz güvenliğinin arttırılmasına hem de sera gazı emisyonlarının azaltılmasına yardımcı olacaktır.

Diğer taraftan, Türkiye'nin elektrik üretiminde ithal doğal gazla olan aşırı bağımlılığı geçici arz açıklarına yol açmaktadır. Doğal gaz piyasasına ilişkin bölümde tartışıldığı gibi, yeterli depolama

ve günlük arz (send-out) kapasitesinin olmayışı elektrik arz güvenliği için önemli bir risk oluşturmaktadır. Ayrıca, Türkiye'nin hidroelektrik üretimi hidrolojik koşullara büyük ölçüde bağlıdır ve önemli değişkenlikler sergilemektedir. Kurak bir yılda veya kurak bir mevsimde doğal gaz sıkıntısı yaşanması halinde, bunun etkileri daha da kötüleşecektir. Dolayısıyla, arz güvenliğinin sağlanması için doğal gaz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve depolama tesislerinin zamanında tamamlanması gerekmektedir.

Güvenilir bir doğal gaz arzına yönelik önlemlere ek olarak, elektrik üretiminde doğal gazın payının azaltılmasına yönelik önlemler de arz güvenliğinin artırılmasına yardımcı olacaktır. İşletmedeki linyit santrallerinin kurulu güç kapasitesi yaklaşık 8.500 MW'tır. Yapım aşamasındaki beş projenin (toplam kurulu güç kapasitesi 2.000 MW) işletmeye alınmasından sonra, Türkiye toplam yerli linyite dayalı elektrik üretim kapasitesinin yaklaşık yüzde 50'sini kullanıyor olacaktır. Toplam üretim içinde linyitin payının artması ile birlikte, doğal gaz ve ithal kömür gibi ithal kaynakların payının azalması beklenmektedir. Bu durum arz güvenliğini arttıracığından dolayı, yeni linyit yakıtlı santrallere ilave destekler (teşvikler) sağlanabilir. Ancak bu destek geçmişteki YİD uygulamasında olduğu gibi al ya da öde garantileri şeklinde olmamalıdır.

Arz güvenliği ile ilişkili bir başka husus da yeni baz yük termik üretim kapasitesine duyulan ihtiyaç ve yenilenebilir enerji ile ilgili önceki bölümde açıklandığı gibi destekli yenilenebilir enerjiye dayalı üretim kapasitesinin özel sektörün baz yük termik üretim kapasitesine yatırım yapma kararı üzerindeki olası olumsuz etkileridir.

Arz fazlası dönemi, 2007-08'deki arz krizleri dönemlerinde gündeme gelen kapasite mekanizmalarının değerlendirilmesi için bir fırsat olarak değerlendirilmelidir.

3.5.2 Elektrik Piyasasının Gelişimi

Daha önce de tartışıldığı gibi, Türkiye geçtiğimiz on yıllık dönemde iyi işleyen bir elektrik piyasasını kademeli bir şekilde oluşturmuştur. Yasal, düzenleyici ve kurumsal çerçeve piyasaya dayalı özel sektör yatırımlarını çekmiş ve kolaylaştırmıştır, piyasa katılımcılarının ve serbest tüketicilerin sayısı önemli ölçüde artmıştır, dağıtım özelleştirmeleri tamamlanmıştır ve toptan satış rekabeti önemli ölçüde sağlanmıştır, ancak piyasa geliştirme çabalarının yine de devam etmesi gerekmektedir.

Gün içi piyasasının ve uygulamaya girmesi ve EPIAŞ'ın kurulması önemli adımlardır. 2013 yılında çıkarılan yeni Elektrik Piyasası Kanunu elektrik piyasasının işletilmesi fonksiyonunu PMUM/TEİAŞ'tan devralmak üzere Enerji Piyasası İşletme Anonim Şirketinin (EPIAŞ) kurulmasını öngörmüştür. EPIAŞ kurulmuştur ve 97 özel şirket şirketin hissedarı olmuştur. EPIAŞ'ın 2015 yılında tam olarak faaliyete geçmesi beklenmektedir. Finansal ticaret araçları Borsa İstanbul tarafından işletilecektir. Dolayısıyla piyasa işletiminde hem şeffaflık hem de verimlilik artırılmış olacak ve EPIAŞ Türkiye'nin enerji borsası olarak hizmet verecektir –bu muhtemelen bölgesel bir enerji borsası yolunda atılan ilk adım olacaktır.

Son kullanıcı fiyatlarının sabit tutulması (ve arz sıkıntısı yaşanan zamanlarda bazı özel üretim şirketlerinin "fırsatçı davranışlarından" tüketicilerin korunması) amacıyla toptan satış elektrik piyasası fiyatlarına BOTAŞ, EÜAŞ ve TETAŞ fiyatları yoluyla müdahale edildiği yönünde bir algı mevcuttur. Tüketicileri fiyat dalgalanmalarından ve fırsatçı davranışlardan korumaya yönelik müdahaleler meşru bir davranış olarak görülebilir. Ancak piyasa kurallarının iyileştirilmesi ve piyasa işleyişinde şeffaflığın artırılması yoluyla bu amaca daha uygun bir şekilde ulaşılabilir. Eğer yine de bir müdahaleye ihtiyaç duyuluyorsa, bu açık ve şeffaf bir yolla yapılmalıdır. Aksi takdirde bu gibi müdahaleler piyasanın geleceği ile ilgili endişelere yol açabilir. Sübvansiyonlar düşük gelirli tüketicileri hedeflemelidir. Ayrıca piyasa katılımcıları ile yapılan görüşmeler TEİAŞ'ın piyasa işletim ve tevzi işlemlerinde yeterli şeffaflık olmaması gibi başka sorunların da olduğunu göstermiştir. Piyasa işletiminin iyileştirilmesine ek olarak, EPIAŞ şeffaflık sorununun çözülmesine de yardımcı olacaktır. Öte yandan, TEİAŞ tarafından işletilecek olan Dengeleme Güç Piyasası işlemlerinde ve kısıt yönetimi prosedürlerinde de şeffaflığın artırılması gerekecektir.

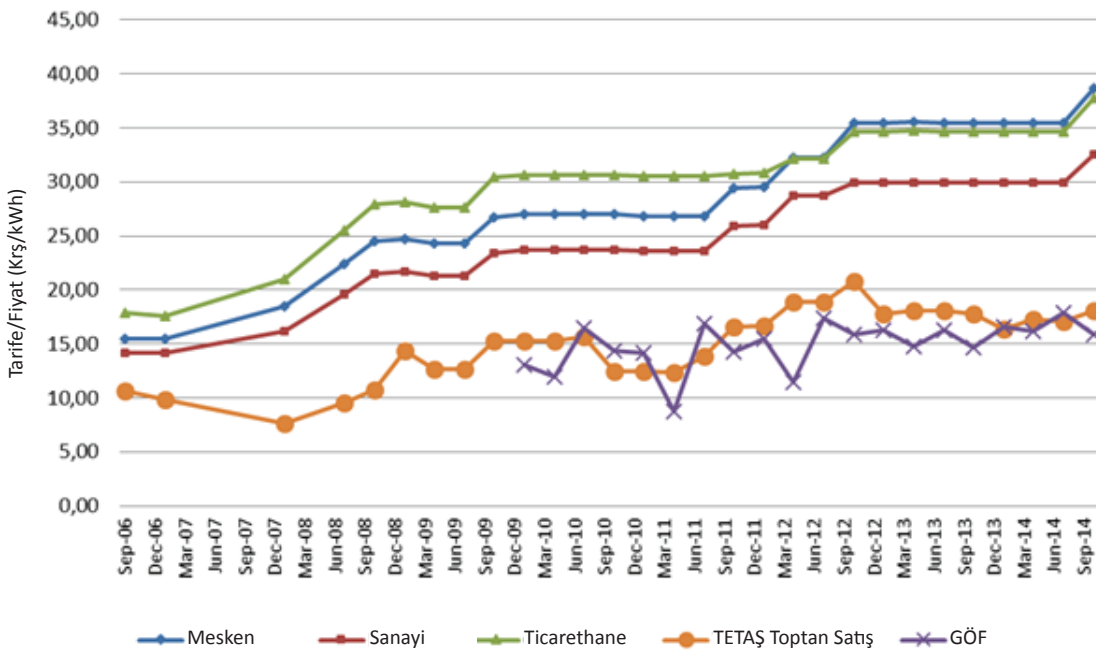
Son strateji belgesi 2008 yılında hazırlanmış ve altı yıl önce 2009 yılında yayınlanmıştır; piyasa uygulaması ile ilgili hedeflerin çoğuna ulaşılmıştır. Bununla birlikte, piyasa gelişiminin sağlanması için ilave adımlara da ihtiyaç duyulmaktadır. Aslında bundan sonraki süreç için atılması gereken adımlardan bazıları EPK değişikliklerinde ve EPDK-ETKB kararlarında belirlenmiştir. Ancak gelecekteki geliştirme çabaları için stratejilerin ve uygulama yol haritasının hazırlanması ve açıklanması yararlı olacaktır. Bunlar, toptan satış piyasasının gelişimine ve aşağıda belirtilen diğer konulara ilişkin ilkeleri ve uygulama programını içermelidir:

- Piyasa Geliştirme:
 - Finansal piyasalar ve türev piyasaları
 - Toptan satış ve perakende rekabetine yönelik ilave adımlar
 - Bölgeler arası fiyat eşitleme mekanizmasının (ulusal tarifenin) kademeli olarak kaldırılması
 - Kapasite mekanizmasının uygulanması (eğer kullanılacak ise)
 - Diğer bölgesel piyasalar ile eşleşme
- Diğer:
 - Düşük gelirli hanehalklarına yönelik koruma planları
 - Talep tarafı yönetimi
 - Yenilenebilir enerji destekleme politikası
 - Enerji verimliliği
 - Yerli kaynak kullanımı hedefleri.

3.5.3 Son Kullanıcı Tarifeleri ve Alım Gücü

Şekil 62, 2006 yılından bu yana uygulanan son kullanıcı elektrik fiyatları ve toptan satış piyasası fiyatları ile 2009 yılından bu yana gerçekleşen gün öncesi fiyatlarını (GÖF) göstermektedir. Son iki yıl dışında, son kullanıcı fiyatları genellikle toptan satış fiyatlarını takip etmiştir. (Sabit tarifelerin gerekçesi Bölüm 3.2.4.1'de tartışılmaktadır). Fiyatların baskılandığı 2006 yılı ve 2007 yılının ilk yarısı hariç olmak üzere, mesken tarifesi fon ve vergiler dahil olmak üzere neredeyse iki katına çıkmış ve 0,18 \$'a (18 ABD¢) ulaşmıştır.

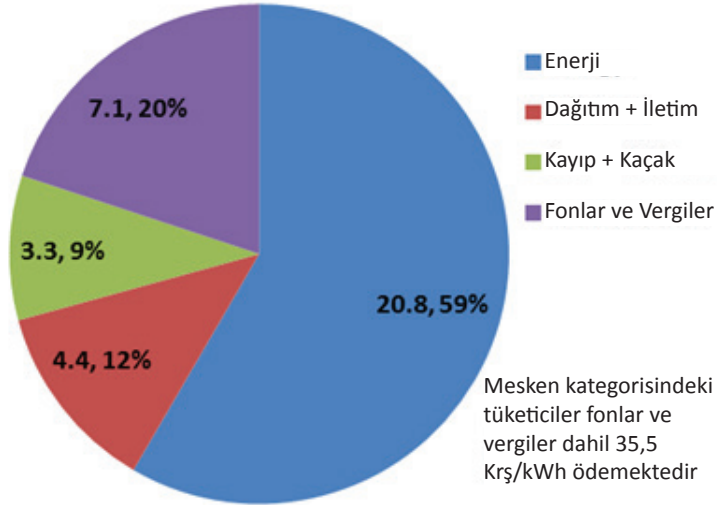
Şekil 62. Serbest Olmayan Tüketici Tarifeleri (Fon ve Vergiler Dahil) ve Toptan Satış Fiyatları (Vergiler Hariç)



Kaynak: TEDAŞ, EPDK ve TEİAŞ istatistiklerine dayalıdır.

Şekil 63 mesken kategorisindeki bir tüketici için elektrik fiyatının bileşimini göstermektedir.

Şekil 63. Mesken Tarifesinin Bileşenleri



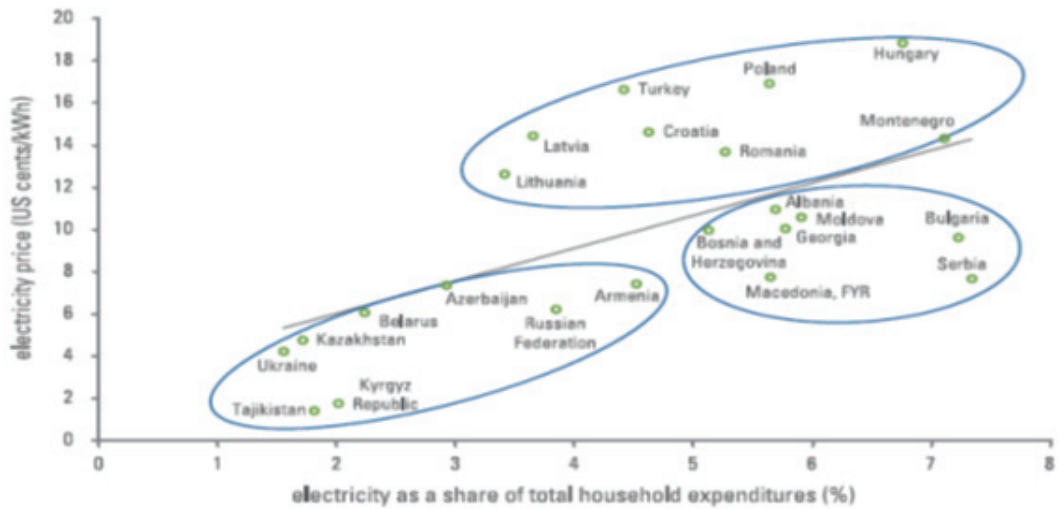
Kaynak: TEDAŞ istatistiklerine dayalı

Burada, bölgeler arası büyük farklılıklar sebebiyle bir fiyat eşitleme mekanizmasının⁷² mevcut olduğunu ve tüm bölgelerde ortalama bir ulusal tarifenin kullanıldığını belirtmek gerekir. Bölgeler arasındaki bu çapraz sübvansiyonun kaldırılması halinde, kayıp-kaçak oranlarının yüksek olduğu bölgelerde fiyatlar çok daha yüksek olacaktır.

2013 itibarıyla, kişi başına düşen elektrik tüketimi 240 kWh/ay (2.880 kWh/yıl) düzeyindedir ve hanehalkı başına ortalama tüketim yaklaşık 150 kWh/ay (1.800 kWh/yıl) düzeyindedir. Yani, mesken kategorisindeki bir tüketicinin ortalama yıllık elektrik harcaması yaklaşık 650 TL düzeyindedir. Türkiye'deki ortalama yıllık denkleştirilmiş hanehalkı harcanabilir geliri (13.250 TL)⁷² ile karşılaştırıldığında bu toplam hanehalkı harcamasının yaklaşık yüzde 5'ini oluşturmaktadır. Şekil 64'te görüldüğü gibi, Türkiye'deki elektrik fiyatları Doğu Avrupa ve Orta Asya ülkelerinde uygulanan fiyatlar ile karşılaştırıldığında nispeten yüksektir.⁷⁴

Şekil 64. Doğu Avrupa ve Orta Asya Ülkelerinde Elektrik Fiyatları ve Toplam Hanehalkı Harcaması içinde Elektrik Giderinin Payı

Electricity Price and Electricity Share of Total Household Expenditures

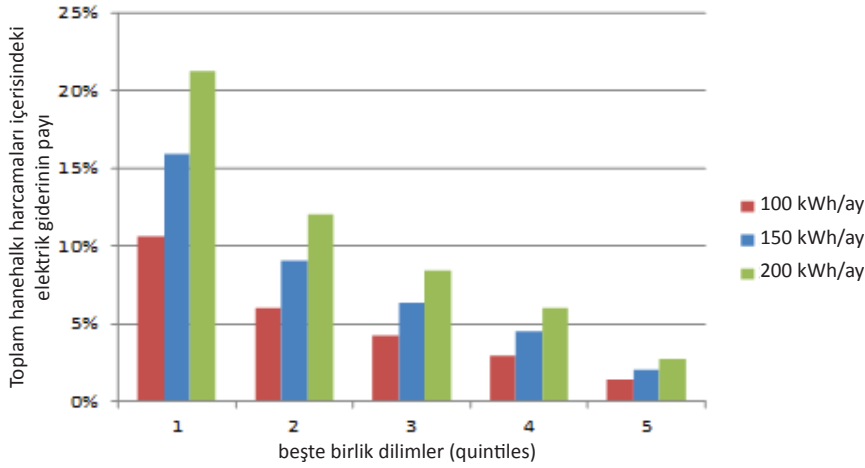


Kaynak: Dünya Bankası.

Elektrik sektörü reformunda ilerleme kaydeden, maliyetleri yansıtan fiyatlar uygulayan ve sübvansiyonları azaltan ülkeler için ortalama mesken fiyatlarının daha yüksek olduğu gözlenmektedir.

Diğer taraftan, hanehalkı giderlerinde elektriğin payı, beşte birlik gelir dilimleri bazında yıllık hanehalkı harcanabilir gelirleri ile karşılaştırıldığında,⁷⁵ Şekil 65'te görüldüğü gibi bu giderin payının çarpıcı şekilde değişkenlik gösterdiği gözlenmektedir.

Şekil 65. Farklı Gelir Grupları ve Farklı Hanehalkı Tüketim Düzeyleri için Yıllık Hanehalkı Geliri İçinde Elektrik Harcamalarının Payı



Kaynak: TEDAŞ ve TÜİK verilerine dayalı, 2014.

Düşük düzeyde bir elektrik tüketimi (100 kWh/ay) olduğunda bile en alt yüzde 20'lik gelir grubu için elektrik giderinin payının yüzde 11 olduğu gözlenmektedir. 150 kWh/ay tüketim seviyesinde, en alt yüzde 20'lik gelir grubu için bu oran yüzde 15'in üzerindedir. Aynı oran 2008 yılında 100 kWh/ay ve 150 kWh/ay tüketim seviyeleri için sırasıyla yüzde 12 ve yüzde 18 idi. Gelir paylarındaki iyileşme sebebiyle 2008 yılından bu yana hafif bir iyileşmenin olduğunu söylemek mümkündür, ancak bu aynı zamanda son iki yılda baskılanan elektrik fiyatlarına da atfedilebilir.

En düşük gelir grubunun üyeleri hanehalkı harcanabilir gelirinin yüzde 10'dan fazlasını sadece elektriğe harcamaktadır. Doğal gaz ve/veya ısıtma harcamaları gibi diğer enerji harcamaları da dahil edildiğinde, bu oran yüzde 10'un çok üzerinde olacaktır, dolayısıyla bu gelir grubundaki tüketiciler enerji açısından yoksul olarak değerlendirilebilir.

Hükümetin hedeflerine göre, 2015 yılına kadar tüm tüketiciler serbest tüketici olacaktır (eğer bu tarih uzatılmazsa). Bu noktaya ulaşıldığında artık serbest tüketici ve düzenlemeye tabi perakende satış tarifesi olmayacaktır. Bunun yerine, ikili anlaşmalar yoluyla bir tedarikçiden elektriğini alamayan tüketiciler için "son kaynak tedarik" tarifesi kullanılacaktır. Serbest tüketici olmaya hak kazanan ancak elektriğini görevli tedarikçiden almayı tercih eden tüketiciler için de bu tarife uygulanacaktır. Yeni EPK son kaynak tedarik tarifesinin tüketicileri yeni bir tedarikçi aramaya teşvik edecek –aynı zamanda görevli perakende şirketlerine makul bir kar sağlayacak- bir düzeyde belirlenmesini öngörmektedir. Dolayısıyla, son kaynak tedarik tarifesinin piyasadan elde edilebilecek fiyatlardan daha yüksek olması beklenmektedir. Gaz fiyatlarından sübvansiyonların kaldırılması ve EÜAŞ/TETAŞ'ın payının azalması ile birlikte, piyasadaki perakende satış fiyatları günümüzdeki seviyelerden daha yüksek olabilir.

Doğal gaz sübvansiyonlarının kaldırılması ve elektrik fiyatlarının maliyetleri karşılayan seviyelere yükseltilmesi ile birlikte, en alt gelir dilimindeki, hatta ikinci gelir dilimindeki aileler için enerji harcaması daha da artacaktır. Türkiye genelinde kısa süre önce yapılan bir etki değerlendirmesi, Türkiye'deki hanehalklarının çoğunluğunun fiyat artışlarına rağmen elektrik faturalarını ödeyebildiklerini, ancak düzenli aylık geliri olmayan hanehalklarının, kırsal hanehalklarının ve geçimleri elektriğe bağlı olan hanehalklarının –örneğin sulama için elektrikli su pompası kullanan çiftçiler

veya küçük kentsel işletmeler gibi- elektrik fiyatlarındaki artışlara karşı kırılgan olduklarını göstermiştir.

Reformların başarılı bir şekilde uygulanabilmesi ve yatırımların çekilebilmesi için, fiyatların en azından maliyetlerin karşılandığı bir seviyede belirlenmesi (ve bu seviyenin aynı zamanda içselleştirilmiş çevresel maliyetleri de içermesi) ve fiyat sübvansiyonlarının/müdahalelerinin kaldırılması gerekmektedir. Düşük gelirli tüketicilerin korunması için bir sosyal güvenlik ağı uygulamaya konulmalıdır. Tarife yoluyla uygulanan genel sübvansiyonlar tüketicileri korumanın pahalı bir yoldur. Dolayısıyla, bugün uygulandığı gibi tüm gelir gruplarına eşit ve düşük enerji fiyatı uygulaması bir çözüm değildir ve bu uygulama desteğe ihtiyacı olmayan tüketicileri de desteklemektedir. **Mevcut fiyatlandırma politikaları sadece yoksullara değil aynı zamanda böyle bir sübvansiyona ihtiyaç duymayan yüksek gelir gruplarına da yardımcı olmaktadır.**

Dolayısıyla, mevcut sosyal destek programlarına ek olarak, düşük gelirli tüketiciler için bir **hedefli fiyat veya sübvansiyon politikası** uygulanmalı ve yüksek gelir gruplarına sağlanan sübvansiyonlar kaldırılmalıdır. Böyle bir destek mekanizmasının maliyeti genel ölçekte sağlanan sübvansiyonun maliyetinden daha düşük olabilir.

Bu, aynı zamanda kronik kaçak kullanım sorununun çözümüne de yardımcı olacak enerjinin verimli kullanımını teşvik edebilecektir.

3.6 Doğal Gaz Piyasası

Doğal gaz sektörü Türkiye'nin en önemli stratejik sektörlerinden birisidir. Doğal gaz Türkiye'nin enerji piyasasına sadece 27 yıl önce girmesine rağmen, bugün Türkiye önemli bir doğal gaz tüketicisi haline gelmiştir ve Avrupa'daki en büyük dört doğal gaz ithalatçısı arasında yer almaktadır (diğer üçü Fransa, Almanya ve İtalya'dır).

Doğal gaz Türkiye'nin toplam birincil enerji arzında (yaklaşık yüzde 30) ve özellikle de elektrik üretiminde (son 10 yıldaki ortalama payı yüzde 45'in üzerindedir) önemli bir rol oynamaktadır. Dolayısıyla, arz ve fiyat gibi doğal gaz piyasasını ilgilendiren konular elektrik piyasasını ve bir bütün olarak sanayiye de doğrudan etkilemektedir.

Ayrıca, ithal bir kaynak olduğundan dolayı, doğal gaz dış ticaret dengesinde de önemli bir rol oynamaktadır. Türkiye'nin yıllık doğal gaz ithalat maliyeti 18 milyar ABD\$⁷⁶ civarındadır (2013) ve cari açığın önemli bir payını oluşturmaktadır.

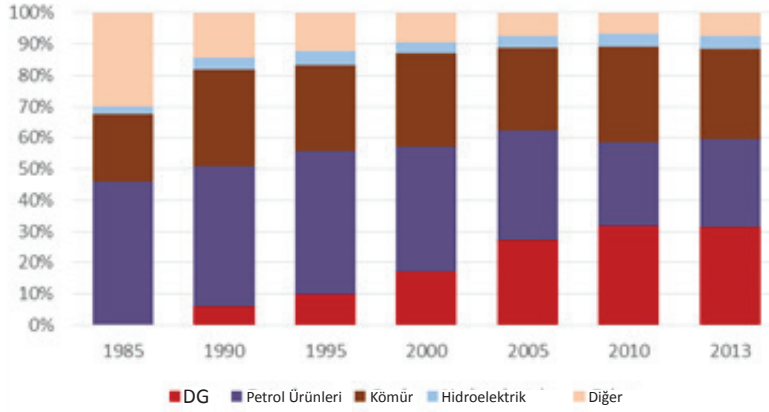
İç piyasadaki önemine ek olarak, Türkiye'nin kaynak bölgeler (Hazar Denizi ve Orta Doğu) ile tüketim bölgeleri (Avrupa) arasındaki coğrafi konumu sebebiyle, doğal gaz piyasası ve transit hususları uluslararası gaz ticareti üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Dolayısıyla, Türkiye'nin yurt içi doğal gaz piyasasının yapısı ve gelişimi, uluslararası bir enerji merkezi olma idealinin gerçekleşmesi üzerinde de önemli bir etkiye sahiptir.

Sonuç olarak, Türkiye'nin doğal gaz piyasasının gelişimi enerji sektörü üzerinde doğrudan bir etkiye sahiptir ve ülkenin enerji sektörü reform çabalarında önemli bir faktördür.

3.6.1 Genel Bakış

Doğal gaz Türkiye'de nispeten yeni bir kaynaktır. Ülke içinde ilk olarak 1970 yılında keşfedilmesine rağmen, anlamlı düzeyde tüketim 1987 yılında elektrik üretim kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve özellikle Ankara olmak üzere büyük şehirlerde kömüre dayalı ısınmanın yol açtığı hava kirliliğinin önlenmesi amaçlarıyla Rusya'dan doğal gaz ithal edilmesi ile başlamıştır. İlk önemli projeler Malkoçlar'dan (Bulgaristan sınırında) Ankara'ya uzanan doğal gaz boru hattı projesi (1988); Hamitabat KÇGT Santrali (1989) ve İstanbul ve Bursa'ya gaz temini projesi (1992) olmuştur. Marmara Ereğlisi LNG Terminali Projesi de doğal gaz altyapısına yapılan ikinci önemli proje olarak aynı dönemde başlamıştır ve tesis 1994 yılında işletmeye girmiştir.

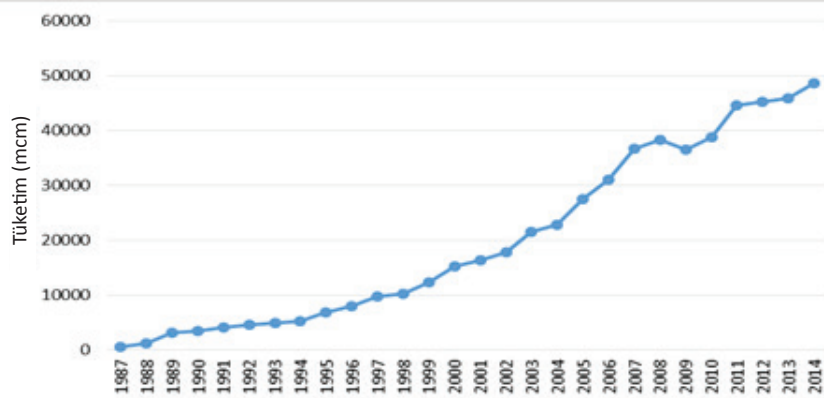
Şekil 66'da görüldüğü gibi, doğal gazın Türkiye'nin enerji arzındaki rolü 1985 yılından sonra hızlı bir şekilde artmıştır. ETKB istatistiklerine göre, doğal gaz 2013 itibariyle toplam birincil enerji arzında yüzde 31.3'lük paya sahiptir. Doğal gaz ısıtmada ve elektrik üretiminde petrol ürünlerinin yerini almıştır.

Şekil 66. Türkiye'nin Birincil Enerji Arz Kaynakları, 1985–2013

Kaynak: ETKB.

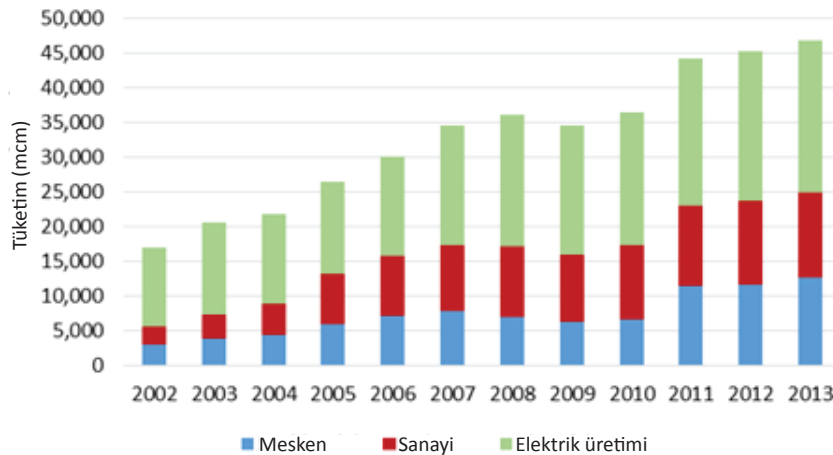
Not: DG = doğal gaz

2014 yılı itibarıyla doğal gaz tüketimi 48,7 milyar metreküpe (BCM) ulaşmıştır⁷⁷. Şekil 67'de görüldüğü gibi, Türkiye'de yıllık bazda doğal gaz talep artışı son 20 yılda oldukça yüksek seviyelerde gerçekleşmiştir.

Şekil 67. Doğal Gaz Tüketimi, 1987–2014 (mcm)

Kaynak: EPDK, BOTAŞ.

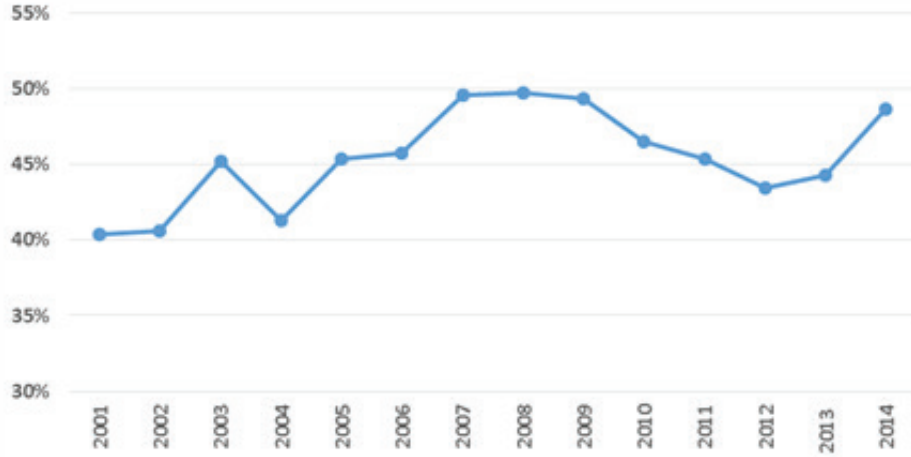
Sektörler bazında doğal gaz tüketimi Şekil 68'de gösterilmektedir. Başlangıçtaki artış elektrik sektöründen kaynaklanmakla birlikte, özellikle ülkede doğal gaz iletim ve dağıtım şebekelerinin genişlemesi ile birlikte konutlarda doğal gaz tüketimi de artmıştır. 2013 yılında elektrik sektörünün toplam tüketim içindeki payı yaklaşık yüzde 48 olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 68. Sektörler Bazında Doğal Gaz Tüketimi, 2002–13 (mcm)

Kaynak: EPDK.

Doğal gaz şu anda Türkiye için önemli bir elektrik üretim kaynağıdır. Şekil 69'da görüldüğü gibi, hidrolojik koşullara ve hidroelektrik santrallerdeki rezervlere bağlı olarak, doğal gaz dayalı elektrik üretiminin payı yüzde 40 ile yüzde 50 arasında değişiklik göstermektedir. İlerleyen bölümlerde tartışıldığı gibi, ithal doğal gazla olan bu bağımlılık arz güvenliği endişelerine yol açmaktadır. Ayrıca, yetersiz depolama kapasitesi sebebiyle, konut tüketiminde artış yaşanan dönemlerde mevsimsel elektrik arzı sorunları da gerçekleşebilir.

Şekil 69. Doğal Gaz Dayalı Elektrik Üretiminin Toplam Üretim İçindeki Payı, 2001–14



Kaynak: TEİAŞ.

3.6.1.1 Arz

Yerli üretim neredeyse yok denecek kadar düşük seviyede (toplam tüketim içindeki payı yüzde 2'den azdır) olduğu için, piyasa ithalata bağımlıdır. Arz büyük ölçüde BOTAŞ'ın uzun vadeli ithalat sözleşmeleri (boru hattı gazı ve LNG) yoluyla sağlanmaktadır ve bunların bir kısmı özel sektöre devredilmiştir. Tablo 11 yürürlükteki uzun vadeli sözleşmeleri göstermektedir.

Tablo 11. Mevcut Uzun Vadeli Gaz Sözleşmeleri

Sözleşme	Miktar (*) BCM/ Yıl	Sözleşme Tarihi	Başlangıç Yılı
Rusya Federasyonu (Batı Güzergahı-BOTAŞ)(**)	4	14/02/98	1998
Cezayir (LNG)	4,4	14/04/88	1994
Nijerya (LNG)	1,3	09/11/95	1999
İran	9,6	08/08/96	2001
Rusya Federasyonu (Mavi Akım)	16	15/12/97	2003
Rusya Federasyonu (Batı Güzergahı - Özel Sektör)(***)	10		
Türkmenistan(****)	15,6	21/05/99	işletmede değil
Azerbaycan (Faz I)	6,6	12/03/01	2007
Azerbaycan (Faz II)	6	25/10/11	2017/18
Azerbaycan (BOTAŞ Uluslararası (BIL))	0,15	26/10/11	2013

Kaynak: BOTAŞ.

* Plato miktarını belirtir - 9600 Kcal/m³.

** Başlangıçta 8 bcm idi, 4 bcm'lik bölümü özel sektöre devredildi.

*** 4 bcm sözleşme devri, 6 bcm BOTAŞ'ın sona erdirilen batı güzergahı sözleşmesinden. DGPK uyarınca gerçekleştirilen bir ilan ve başvuru sürecinin ardından dört farklı özel sektör şirketine ithalat lisansı verilmiştir.

**** Türkmenistan sözleşmesinin orta vadede devreye girmesi öngörülmemektedir.

Boru hatları yoluyla gerçekleştirilen gaz ithalatına ek olarak, 2008 yılında yapılan mevzuat düzenlemeleri yoluyla LNG ithalatı da spot bazda serbestleştirilmiştir. BOTAŞ ve özel sektör şirketi EGE-GAZ 2009 yılından bu yana LNG ithal etmektedir. Tablo 12, 2005–13 dönemindeki ithalatı göstermektedir. İthalat kaynakları çeşitlendirilmesine rağmen, Rusya'nın payı yüzde 50'nin üzerindedir.

Tablo 12. Doğal Gaz İthalatı, 2005–13 (bcm)

Yıl	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir LNG	Nijerya LNG	Spot LNG	Toplam
2005	17,52	4,2	0,0	3,8	1,0	0	26,6
2006	19,32	5,6	0,0	4,1	1,1	0,08	30,2
2007	22,76	6,1	1,3	4,2	1,4	0,17	35,8
2008	23,16	4,1	4,6	4,1	1,0	0,33	37,4
2009	19,47	5,3	5,0	4,5	0,9	0,78	35,9
2010	17,58	7,8	4,5	3,9	1,2	3,1	38,0
2011	25,41	8,2	3,8	4,2	1,2	1,1	43,9
2012	26,49	8,2	3,4	4,1	1,3	2,5	45,9
2013	26,21	8,7	4,2	3,9	1,3	0,89	45,3

Kaynak: EPDK 2013 Doğal Gaz Raporu.

Bugün itibarıyla uzun süreli ithalat sözleşmelerinin toplam yıllık miktarı Türkmenistan sözleşmesi hariç olmak üzere yaklaşık 52 bcm'dir. Artan talep ile başa çıkabilmek için, spot LNG, kısa ve uzun süreli yeni sözleşmeler yoluyla ilave gaz miktarlarının sağlanması gerekmektedir.

BOTAŞ, Türkiye-Yunanistan sınırında bulunan İpsala'daki çıkış noktasından Yunanistan'a yıllık 0,75 milyar metreküpe kadar doğal gaz ihraç etmektedir.

3.6.1.2 Talep Projeksiyonu

Tarihsel olarak gaz talebi 1990'lı yıllarda yavaş bir şekilde ve takip eden on yıllık dönemde daha hızlı bir şekilde artmıştır. Piyasanın doygunluğa ulaşması sebebiyle geçtiğimiz on yıllık döneme göre daha yavaş bir hızla da olsa talebin artmaya devam etmesi beklenmektedir.

Gaz şebekesinin dağıtım bölgelerini kapsayacak şekilde genişletilmesi çalışmaları ve dağıtım bölgelerine yönelik lisanslandırma süreci neredeyse tamamlanmak üzeredir. Toplam 81 şehirden beşinde projeler devam etmektedir ve bunların da 2016 yılına kadar tamamlanması beklenmektedir. Kalan şehirler toplam talep potansiyelinin yüzde 2'den azını oluşturmaktadır. Öte yandan, şehir içi gaz dağıtım altyapısına yönelik yatırımlar oldukça hızlı bir şekilde ilerlemiştir ve konutlara doğal gaz arzına yönelik ihtiyaç duyulan altyapının yüzde 90'dan fazlası şu anda hizmete girmiş durumdadır; 2016 yılına kadar bu oranın yüzde 95'i geçmesi beklenmektedir. Dolayısıyla, konut sektöründe tüketim artış oranı yavaşlayacak ve artışlar daha çok artan penetrasyondan, sanayi ve özellikle de elektrik sektörü tüketiminden kaynaklanacaktır. Dolayısıyla, doğal gaz talebinde elektrik üretiminin gelecekteki bileşimi belirleyici olacaktır.

Öte yandan, doğal gazın yüksek maliyeti ve yüksek seviyelerdeki doğal gaz ithalatının enerji arz güvenliği için bir endişe oluşturması sebebiyle, hükümet doğal gazın elektrik üretimindeki payını 2023 yılına kadar yüzde 30'un altına indirmeyi hedeflemektedir.⁷⁸ Son beş yılda küçük bir düşüş gerçekleşmiş ve bu düşüş esas olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının artan kullanımından ve elektrik talep artış hızındaki yavaşlamadan kaynaklanmıştır. (2023 yılı için 400 TWh'lık bir elektrik üretimi varsayıldığında, doğal gaza dayalı elektrik üretiminin payının 2023 yılına kadar yüzde 30'un altına indirilmesi doğal gaza dayalı elektrik üretimi miktarının yaklaşık 135 TWh ile sınırlanması anlamına gelmektedir – bu miktar şu anda yaklaşık 105 TWh'dır.) Yerli kömür ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim projelerindeki beklenenden yavaş ilerleme ve nükleer güç santrali projelerindeki olası gecikmeler göz önünde bulundurulduğunda, bu hedefin gerçekleşmesi zor olabilir. Ancak bu hedefe birkaç yıllık bir gecikme ile ulaşılması mümkündür. Dolayısıyla, doğal gaz talebindeki artış yavaşlayabilir. Ancak yine de artış devam edecektir ve tüketimin 2030 yılına kadar 70 bcm seviyesine ulaşması beklenmektedir.

3.6.1.4 Dağıtım

2002 yılında sadece altı şehrin doğal gaz erişimi var iken, EPDK'nın 2004 yılından itibaren uygulamaya başladığı ihale süreci sayesinde gaz dağıtım bölgelerinin sayısı 69'a ulaşmıştır ve bu bölgeler 74 şehri kapsamaktadır. Türkiye'de doğal gaz tüketiminde yaşanan artışın temel sebeplerinden birisi bu genişlemedir. Bu konu ilerleyen bölümlerde daha ayrıntılı olarak ele alınacaktır.

3.6.1.5 LNG ve Depolama

Şu anda Türkiye'de iki LNG terminali bulunmaktadır:

- Marmara Ereğlisi LNG Terminali BOTAŞ'a aittir ve 3 x 85.000 metreküp LNG depolama kapasitesine sahiptir. Bu terminalin yıllık gazlaştırma⁸⁰ kapasitesi 6 bcm'dir ve günlük azami 22,5 milyon metreküplük gazlaştırılan LNG iletim sistemine verilebilmektedir.⁸¹
- Özel bir şirket olan EGEGAZ'a ait Aliğa LNG terminalinin LNG depolama kapasitesi 2 x 140.000 metreküptür. Yıllık gazlaştırma kapasitesi 6 bcm ve günlük gazlaştırma kapasitesi 16 milyon metreküptür.

Türkiye'deki tek yeraltı depolama tesisi, iki tükenmiş gaz sahasından oluşan, sahibi ve işletmecisi TP olan Silivri Yeraltı Depolama Tesisidir.⁸² Depolama kapasitesi 2,661 bcm'dir. Günlük olarak tesis sisteme azami 20 milyon metreküp gaz verilebilmektedir.

3.6.1.6 LNG Terminallerine İlişkin Yatırım Planları

- BOTAŞ dördüncü LNG depolama tankının kurulumu ve yüksek basınç pompası, LNG buharlaştırıcıları, Boru Hattı Kompresörü, vs. gibi ilave ekipmanların tesis edilmesi yoluyla Marmara Ereğlisi LNG Terminalinin depolama ve gazlaştırma kapasitesini arttırmayı planlamaktadır. Bu projeye ilişkin Temel Proje Mühendislik çalışmaları tamamlanmıştır.
- EPDK'ya dört yeni LNG Tesisi yatırımı için lisans başvuruları sunulmuştur. Bunların yerleri Ege Denizi kıyısındaki Aliğa ve Çandarlı ile Akdeniz kıyısındaki Yumurtalık'tır. Yeni LNG terminallerinin en erken işletmeye girebileceği tarih 2018 olacaktır.
- Katar tarafından Türkiye'de LNG tesisi yatırımı yapılması ile ilgili olarak Türkiye ve Katar enerji bakanlıkları arasında görüşmeler yapıldığı bildirilmiştir.

Yeni LNG terminallerinin her biri yaklaşık 6-7 bcm gazlaştırma kapasitesine sahip olacaktır.

3.6.1.7 Yeni Yeraltı Depolama Yatırımları

- BOTAŞ tarafından Tuz Gölü Yeraltı Depolama Tesisi inşa edilmektedir. Hirfanlı barajından boru hattı ile getirilen suyun tuz formasyonunun verilmesi yoluyla tuz mağaraları oluşturulmaktadır. Projenin ilk aşamasının 2017 yılında ve ikinci aşamasının 2020 yılında tamamlanması, işletme gazı kapasitesinin sırasıyla 0,5 ve 1 bcm olması ve sonuçta azami 40 mcm günlük çekiş kapasitesi sunması planlanmaktadır.
- Mevcut Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisinin (TP) depolama kapasitesi ikinci aşama yatırımı kapsamında 2015 yılına kadar 2,841 bcm'e, günlük çekiş kapasitesi de 40 mcm'e yükseltilecektir. TP üçüncü aşamada 2020 yılına kadar Silivri Tesisinin depolama kapasitesini 4,3 bcm'e ve günlük çekiş kapasitesini 75 mcm'e çıkarmayı planlamaktadır.
- Tarsus'ta toplam 2-3 bcm toplam depolama kapasitesine sahip olması planlanan yeni yeraltı depolama projeleri için EPDK tarafından özel şirketlere iki lisans verilmiştir. ETKB'nin 2015–19 Stratejik Planında depolama kapasitesinin orta vadede yıllık tüketimin yüzde 10'una ve uzun vadede yüzde 20'sine çıkarılması öngörülmektedir.

3.6.2 Doğal Gaz Piyasası Reformu

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu (DGPK) çıkarılmadan önce, BOTAŞ ana tedarikçi, ithalat-tekeline sahip ve iletim şirketi olarak faaliyet gösteren tek şirketti. Dağıtım sektöründe üç şehre belediyeler tarafından (Ankara 1988, İstanbul 1993, İzmit 1994,) ve iki şehre BOTAŞ tarafından (Bursa 1993 ve Eskişehir 1996) gaz sağlanmaktaydı⁸³.

Gaz piyasasını serbestleştirilmesine yönelik ilk çalışmalar, piyasa ekonomisi oluşturma politikası ve AB'nin 1998 tarihli gaz" direktifinden esinlenerek, 1990'lı yılların sonlarında başlatılmış ve Elektrik Piyasası Kanununun ardından Doğal Gaz Piyasası Kanunu Nisan 2001'de kabul edilmiştir.⁸⁴ DGPK bağımsız bir düzenleyici kurumun denetimi altında adil, finansal açıdan güçlü, şeffaf ve rekabetçi bir doğal gaz piyasasının oluşturulmasına yönelik bir yasal çerçeve ortaya koymayı amaçlamaktadır. DGPK'nun temel özellikleri; toptan satış gaz arzı için tamamen rekabetçi bir piyasanın oluşturulması, BOTAŞ'ın ana fonksiyonlarının ayrıştırılması ve böylelikle BOTAŞ'ın piyasadaki tekel konumuna son verilmesi olarak özetlenebilir.

Bunun altında yatan stratejik amaç rekabetçi bir yurt içi toptan satış piyasasında güvenli bir doğal gaz arzı sağlamak, orta vadedeki potansiyel arz tehditlerini uygun şekilde yönetmek ve riskleri özel sektöre kaydırarak devletin gelecekteki şarta bağlı yükümlülükleri en aza indirmektir.

DGPK'nun öne çıkan başlıca hükümler şunlardır:

- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından bağımsız düzenleme ve denetleme;
- Ayrı faaliyetler için EPDK tarafından düzenlemeye tabi tutulan bir lisanslandırma rejiminin oluşturulması;
- Hesap ve faaliyetlerin ayrıştırılması da dahil olmak üzere rekabet kuralları; piyasadaki hakim konumların önlenmesi (hiçbir tedarikçinin yıllık gaz tüketiminde yüzde 20'dan fazla paya sahip olmaması); bilgilendirme ve açık erişim; ve
- "Serbest tüketici" kavramı.

DGPK'da Doğal Gaz Piyasası Faaliyetleri şu şekilde belirlenmiştir:⁸⁵

- İletim
- Dağıtım
- İthalat
- İhracat
- Toptan Satış
- Depolama (LNG terminalleri ve yeraltı depolama tesisleri)
- CNG (sıkıştırılmış doğal gaz) taşımacılığı, dağıtım ve ticareti.

Kanun ayrıca aşağıdaki geçiş dönemi önlemlerini ve sınırlamalarını getirmiştir:⁸⁶

- BOTAŞ'ın gaz piyasasındaki payı 2009 yılına kadar yüzde 20'ye indirilecekti;
- BOTAŞ her yıl piyasanın en az yüzde 10'u kadar sözleşme veya miktar devri için ihaleler yapacaktı;
- BOTAŞ yeni ithalat/alım sözleşmeleri yapmayacaktı (daha sonra Kanun 2008 yılında değiştirilmiş ve BOTAŞ'ın ve diğer özel şirketlerin spot LNG satın almasına izin verilmiştir);
- Halihazırda BOTAŞ ile sözleşmesi bulunan ülkeler ile yeni gaz ithalat sözleşmeleri yapılamayacaktı, ancak süresi sona eren sözleşmeler yenilenebilecekti;
- BOTAŞ 2009 yılına kadar tamamen ayrıştırılacak ve gaz tedariki ve iletimi dışında ayrıştırılan faaliyetler iki yıl içerisinde özelleştirilecekti.

İlk iki geçiş dönemi önleminin temel gerekçesi, BOTAŞ'ın payının düşürülmesi için yeterli zaman sağlamaktı ve üçüncü ve dördüncü önlem ise mevcut sözleşmeleri al ya da öde hükümleri içerdiğinden dolayı BOTAŞ'ı korumak için tasarlanmıştı. İlerleyen bölümlerde tartışılacağı gibi, piyasa payının azaltılmasına yönelik fazlaca iddialı hedeflere ulaşamamıştır ve ithalat sınırlamaları arz güvenliği sorunlarına yol açmıştır. Mülkiyet ayrıştırmasına yönelik hükümler de o zaman için oldukça iddialı adımlardı. Bu gibi ayrıştırma koşulları AB'de ancak 2009 Gaz Direktifi sonrasında gündeme gelmiştir.

3.6.2.1 İlerleme

Elektrik piyasası ile karşılaştırıldığında uygulamanın daha yavaş olmasına ve başlangıçtaki hedef tarihlerin çoğunun tutturulamamasına rağmen, gaz piyasasının serbestleştirilmesi yönünde önemli bir ilerleme kaydedilmiştir. Başlıca uygulama adımları Şekil 72'de gösterilmektedir.

Şekil 72. Doğal Gaz Piyasası Reformunun Başlıca Adımları

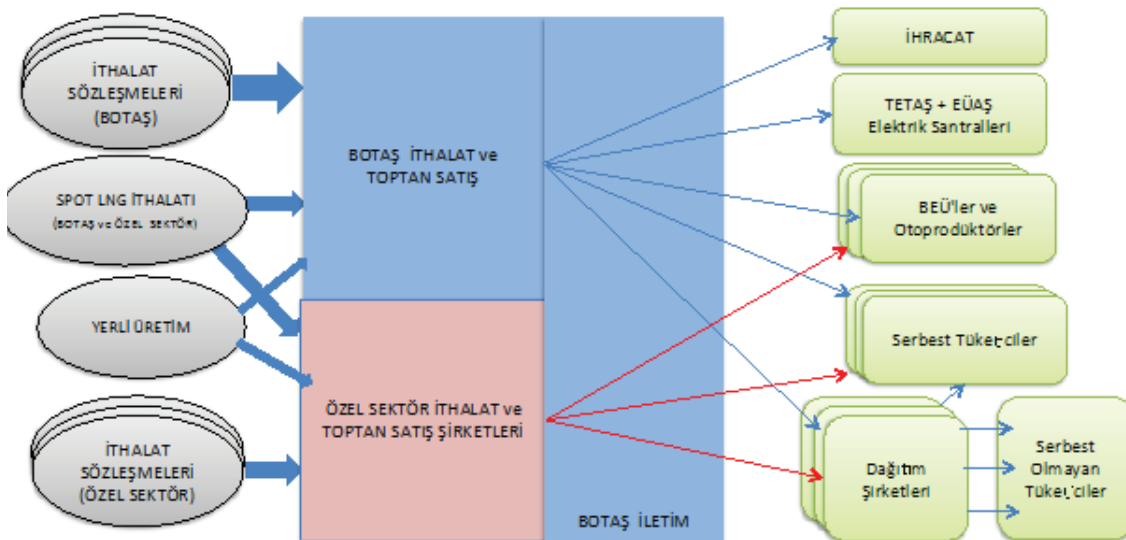


DGPK uygulamasında elde edilen diğer başarılar şunlardır:

- Yasal ve düzenleyici çerçevenin tamamlanması;
- BOTAŞ'ın dağıtım faaliyetlerinin özelleştirilmesi;
- EPDK tarafından birbiri ardına yapılan ihaleler yoluyla özel dağıtım şirketleri tarafından dağıtım sisteminin genişletilmesi;
- Toptan satış faaliyetlerini geliştirilmesi ve yeni toptan satış şirketlerine lisans verilmesi yoluyla BOTAŞ'ın tekel konumuna son verilmesi;
- BOTAŞ'ın bazı sözleşmelerinin yeni özel ithalat şirketlerine devredilmesi ile (gaz devir ihaleleri yoluyla) yeni tedarikçilerin ve ithalatçıların piyasaya girişi ve böylelikle BOTAŞ'ın ithalat ve toptan satış ticaretindeki payının azaltılması;
- LNG ithalatının serbestleştirilmesi;
- İletim sisteminin üçüncü taraf erişimine açılması;
- Taşıtanlar ile iletim sistemi işletmecisi arasındaki ilişkilere yönelik usul ve esasları belirleyen Şebeke İşleyiş Düzenlemelerinin (ŞİD) uygulamaya konulması ve
- Taşıtanlar ile, rezervasyon ve kapasite tahsisi işlemlerinin yürütüldüğü ve talimatların yer aldığı bir Elektronik Bülten Tablosunun (EBT) uygulamaya konulması.

Mevcut piyasa yapısı Şekil 73'te gösterilmiştir.

Şekil 73. Doğal Gaz Piyasası Yapısı



Not: BEÜ: Bağımsız elektrik üreticileri

Tablo 13 EPDK tarafından Ocak 2015 itibariyle piyasa oyuncularına verilen lisansların sayısı göstermektedir.

Tablo 13. Doğal Gaz Piyasasında Verilen Lisanslar

Lisans Türü		Lisans Sayısı
İthalat*	Boru Hattı	15
	LNG	2
	Spot LNG	39
İhracat		9
İletim	Boru Hattı	1
	LNG	18
Dağıtım		69
Toptan Satış		49
Depolama		6
CNG**		118
Toplam		326

Kaynak: EPDK Aylık DG Raporu, Ocak 2015.

* Her ithalat için ayrı bir lisans gerektiği için, ithalat lisanslarının sayısı ithalatçı sayısını göstermez. BOTAŞ'ın altı ithalat lisansı mevcuttur ve diğer özel ithalat şirketlerinin boru hatları ile ithalat için sekiz lisansı mevcuttur (yedisi sözleşme ve miktar devirleri için ve biri Irak'tan ithalat için).

** CNG (sıkıştırılmış doğal gaz) taşımacılığı, dağıtımı ve ticareti için CNG lisansları gerekmektedir.

3.6.2.2 İletim ve Üçüncü Taraf Erişimi

Tüm iletim faaliyetleri (boru hatları yoluyla) BOTAŞ'ın bir bölümü tarafından gerçekleştirilmesine rağmen, mevzuat özel tarafların doğal gaz iletim sistemlerini inşa etmelerini ve işletmelerini yasaklamamaktadır. Boru hatları için, BOTAŞ tek iletim lisansı sahibidir; 18 özel şirket LNG iletim lisansına sahiptir. Lisans sahiplerinin LNG dolun, taşıma ve teslim faaliyetlerini gerçekleştirmelerine izin verilmektedir; ancak iletim izni sadece Türkiye karasularında ve topraklarında LNG taşımacılığı ile sınırlıdır.

Üçüncü tarafların iletim şebekesine ayırım gözetmeyen bir şekilde erişiminin (ÜTE) sağlanması bir gaz piyasasına rekabeti getirmedeki önemli bir etkidir. Ayırım gözetmeyen şekilde üçüncü taraf erişimini sağlamak için, DGPK kapsamında EPDK tarafından İletim Sistemi İşleyiş Yönetmeliği hazırlanmış ve yayınlanmıştır. Bu yönetmeliğin bir gereği olarak, tüm iletim lisansı sahipleri "Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri" (yani Türkiye iletim şebekesi kuralları) ile "Taşıma Sözleşmesi ve Bağlantı Anlaşması" yayınlamakla yükümlüdür.

Bu bağlamda, Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri (ŞİD) BOTAŞ tarafından hazırlanarak EPDK tarafından onaylanmış ve Eylül 2004'te yayınlanmıştır. ŞİD gerek duyuldukça değiştirilmiştir. ŞİD'in başlıca hükümleri şunlardır:

- Kapasite tahsisi bir giriş-çıkış sistemine dayalı olarak yıllık bazda yapılır.
- İletim tarifeleri gelir tavanı yöntemine göre belirlenir.
- İletim sistemi kullanıcıları *taşıtanlar* olarak adlandırılırlar. Dolayısıyla, taşıtanlar son kullanıcılar veya ihracatçılar ile sözleşme yapan toptan satış veya ithalat şirketleridir.
- Taşıtanlar taşıyıcıdan ithalat kapasitesi rezerve ederler.
- Dengeleme rejimi önceden yayınlanan dengesizlik fiyatı üzerinden günlük olarak uygulanır.
- BOTAŞ ay öncesi sözleşmelere dayalı olarak taşıtanlardan dengeleme hizmetleri satın alır; depolamadan sağlanan tüm iletim hizmetleri taşıtanlar vasıtasıyla satın alınır.
- BOTAŞ'ın taşıtanlara belirli depolama tesislerinden dengeleme gazı sağlamaları talimatı verebileceği "zor gün" hükümleri mevcuttur.

3.6.2.3 Dağıtım Faaliyeti ve Gaz Dağıtımının Gelişimi

Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tedarik yükümlülüğüne ve aynı zamanda tedarikçilere ve serbest tüketicilere dağıtım hizmeti sağlama yükümlülüğüne tabidir. Serbest olmayan tüketicilere gaz tedarikinin yanı sıra, dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler bölgelerindeki serbest tüketicilere de gaz sağlayabilir. Ancak, geçerli teknik sebepler dışında, başka tedarikçilerden gaz temin eden serbest tüketicilere dağıtım hizmeti sunmayı reddedemezler.

Sahibi ve işletmecisi belediye olan İstanbul dağıtım bölgesi haricinde,⁸⁷ önceden mevcut olan tüm dağıtım bölgeleri özelleştirilmiştir. Ayrıca, daha önce doğal gaz dağıtım sistemi bulunmayan iller için, EPDK tarafından gerçekleştirilen bir dizi ihale sonucunda dağıtım lisansları verilmiştir. (Bu bölgelerde, dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler öncelikle tüm dağıtım sistemini inşa etmekle ve daha sonra doğal gaz dağıtımını ve satışını gerçekleştirmekle yükümlü tutulmuştur.) Dağıtım lisanslarının verilmesi sürecinde rekabet mevcut olmakla birlikte, lisans verildikten sonra dağıtım şebekelerine açık erişim söz konusu değildir; ayrıca lisansın kapsadığı bölgede serbest olmayan tüketiciler için arz rekabeti de söz konusu değildir. İlk beş yıl için serbest tüketicilik sınırı aynı tutulmuştur. Ancak, perakende rekabetini arttırmak için EPDK aşağıdaki Serbest Tüketiciler bölümünde açıklandığı gibi daha sonra serbest tüketicilik sınırını düşürmüştür.

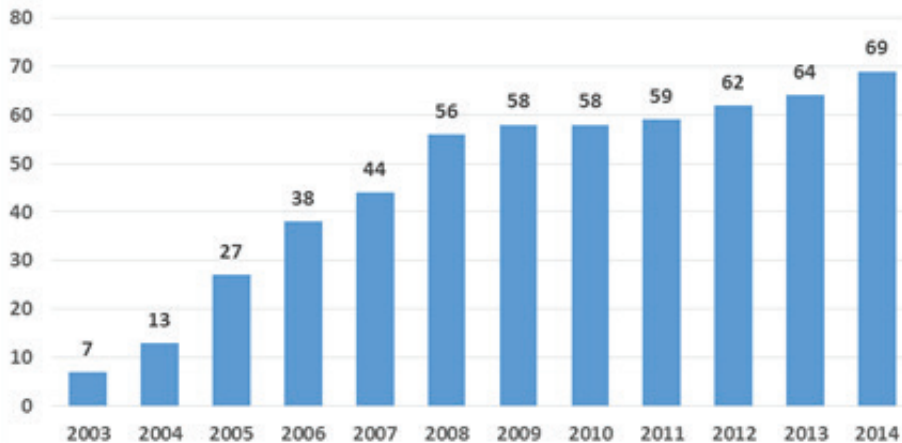
Gaz dağıtım ihaleleri yerel yatırımcılardan büyük bir ilgi görmüştür ve EPDK çok sayıda ihaleyi ve lisansı kısa bir sürede oldukça başarılı bir şekilde tamamlayabilmiştir. Şirketlerin ihalelere katılabilmeleri için belirli finansal yeterlilik ve deneyim kriterlerini karşılamaları gerekiyordu. Başarılı teklif sahibinin seçimindeki ana kriter ihaleye katılan şirketler tarafından teklif edilen dağıtım ücretiydi (Dağıtım ücreti birim hizmet ve amortisman ücretlerinden oluşmaktadır). İhaleler en düşük dağıtım ücretini teklif eden teklif sahibinin seçilmesi yoluyla sonuçlandırılmıştır. Başarılı teklif sahipleri için, teklif edilen dağıtım ücreti 8 yıllık bir süre için geçerlidir, daha sonra ise EPDK tarafından belirlenmektedir.

Farklı bölgeler için teklif edilen ücretler arasında önemli farklılıklar görülmüştür. Bazı ihalelerde kazanan teklif sahipleri sıfır dağıtım ücreti teklif etmiştir (yani kazanan teklif sahipleri tek gelirlerinin tek seferlik alınan bağlantı ücreti olacağını öngörerek herhangi bir dağıtım ücreti talep etmemiştir). Bu çok düşük teklifler sürecin başarısı ve genel anlamdaki sürdürülebilirliği –dolayısıyla uzun vadeli gaz yaygınlaştırma amaçlarına ulaşmadaki etkinliği- ile ilgili endişelere yol açmış ve uygulanan metodoloji birçok otorite tarafından eleştirilmiştir. Bununla birlikte, bu endişelerin yersiz olduğu ortaya çıkmıştır.

Bazı şirketler sekiz yıllık dönemin sonuna ulaşmıştır. Sonrasında uygulanacak dağıtım ücretlerinin belirlenmesi için EPDK 2011 yılında alınan bir Kurul Kararı ile Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri için Tarife Hesaplamasına İlişkin Usul ve Esasları belirlemiştir.

2003-145 döneminde birbiri ardına yapılan dağıtım ihaleleri sonucunda, dağıtım bölgelerinin sayısı 69'a ulaşmıştır (Şekil 74).

Şekil 74. Gaz Dağıtım Bölgeleri Sayısının Gelişimi, 2003–14

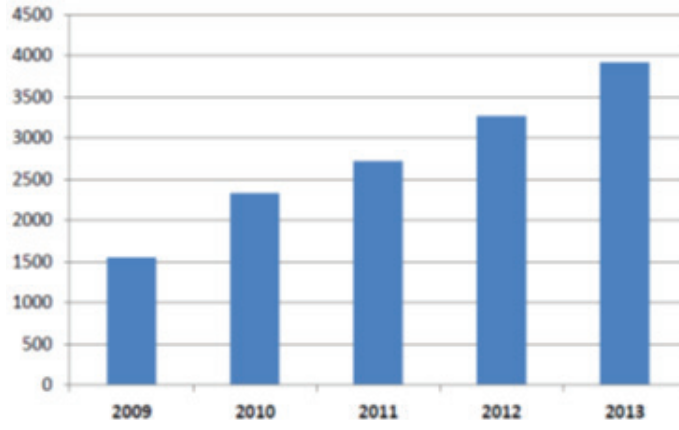


Kaynak: EPDK.

2013 yılında hükümet BOTAŞ'a dağıtım bölgelerinin dışında yer alan illere gaz temini için çalışma yapması talimatını vermiştir. BOTAŞ tarafından doğal gaz iletim şebekesinin genişletilmesi ve dağıtım şirketleri tarafından dağıtım şebekesi inşa edilmesi sonucunda, 69 bölgedeki konut tüketicilerinin sayısı 9,5 milyona, serbest tüketici sayısı da 2013 itibariyle 372.000'e⁸⁸ ulaşmıştır.

Dağıtım ihaleleri yoluyla lisans verilen dağıtım şirketleri bölgelerindeki gaz şebekelerine yatırım yapmakla yükümlüdür. 2013 sonu itibariyle, bu şirketler tarafından yatırımların toplam tutarı Şekil 75'te görüldüğü gibi 3,9 milyar TL'ye ulaşmıştır. Aynı dönemde mevcut dağıtım şirketlerinin ihale süreci yoluyla lisanslandırılmayan bölgelerde yaptıkları yatırımların toplam değeri de 5,4 milyar TL'ye ulaşmıştır. Yatırımlar EPDK tarafından yetkilendirilen bağımsız denetim şirketlerince denetlenmektedir.

Şekil 75. Yeni Dağıtım Şirketlerinin Yaptığı Yıllık Dağıtım Yatırımları, 2009–13



Kaynak: EPDK 2013 DG Piyasası Raporu (dikey eksen: milyon TL).

DGPK uyarınca, dağıtım şirketleri tedarik ettikleri gazın yüzde 50'den fazlasını aynı tedarikçiden alamamakta ve gazı en ekonomik kaynaktan aldıklarını belgelemeleri gerekmektedir. Bununla birlikte, BOTAŞ'ın piyasadaki hakimiyeti sebebiyle bu hükümler uygulanamamıştır.

3.6.2.4 Ayrıştırma

DGPK, BOTAŞ ve piyasaya girecek diğer doğal gaz şirketleri için ayrıştırma hükümleri içermektedir. DGPK uyarınca, BOTAŞ'ta hesap ayrıştırması uygulanmaktadır ve 2009 yılına kadar hukuki ayrıştırmanın tamamlanması öngörülmüştür. Kanun: (a) ithalat, iletim, depolama ve dağıtım faaliyetlerinin farklı tüzel kişilikler tarafından gerçekleştirilmesini ve (b) BOTAŞ bünyesinde iletim, depolama, ithalat ve toptan satış faaliyetleri arasında 2009 yılından itibaren mülkiyet ayrıştırması yapılmasını öngörmektedir. Ancak, bu hedefe ulaşamamıştır ve BOTAŞ hukuki statüsünü korumuştur. Bununla birlikte, faaliyetlerde hesap ayrıştırmasının yapılması BOTAŞ'ın iletim şebekesine ve LNG terminaline üçüncü taraf erişiminin yolunu açmıştır.

Dağıtım ve perakende faaliyetleri yerleşik işletmeciler için ayrıştırılmamış durumdadır. DGPK dağıtım şirketlerinin perakende ve dağıtım faaliyetleri için hesap ayrıştırması yapılmasını gerektirmektedir.

3.6.2.5 Serbest Tüketiciler

DGPK'na göre, aşağıdaki tüketiciler serbest olarak kabul edilmektedir ve tedarikçilerini seçme hakkına sahiptirler:

- Yıllık tüketimi 1 milyon metreküpün üzerinde olan tüketiciler
- Elektrik üretim şirketleri
- Kojenerasyon tesisleri
- Yerli doğal gaz üreticileri

DGPK aynı zamanda EPDK'ya tüm tüketiciler serbest hale gelinceye kadar serbest tüketici limitini düşürme yetkisi vermektedir. EPDK ayrıca yeni dağıtım bölgelerindeki tüketiciler için serbest tüketici limitini belirleme yetkisine sahiptir. Şu an için, bu bölgelerde serbest tüketici limiti işletmedeki ilk beş yıl için 15 milyon metreküptür. (bazı bölgeler için bu süre sona ermiş durumdadır.) Ankara bölgesinde faaliyet gösteren ve kısa süre önce özelleştirilen Başkentgaz dağıtım şirketi için Ağustos 2017'ye kadar uygulanacak 800.000 metreküplük özel bir limit belirlenmiştir.

Yeni ihale edilen bölgelerdeki tüketiciler dışında, serbest tüketicilik limiti kademeli olarak düşürülmüştür. 2013 yılında konut kategorisindeki tüketiciler dışında tüm tüketiciler serbest tüketici olarak kabul edilmiştir. Konut kategorisindeki tüketiciler için, serbest tüketici limiti 300.000 metreküpe indirilmiştir. Bu indirim ile birlikte, dağıtım bölgelerinde serbest tüketicilerin tüketimlerinin payı yüzde 19'a ulaşmıştır. Ancak bu tüketicilerin sadece yüzde 11', bu hakkı kullanmıştır.⁸⁹ 2013 itibarıyla serbest tüketicilerin sayısı yaklaşık 372.000'dir. Aralık 2014'te serbest tüketici limiti yıllık 75.000 metreküpe indirilmiştir ve dağıtım bölgelerindeki serbest tüketicilerin 435.786'ya ulaşmıştır.⁹⁰ Öte yandan, EPDK tarafından 2013 yılında dağıtım bölgelerindeki doğal gaz taşıma ve teslim hizmetleri için hazırlanan tip sözleşmeler tedarikçiler arasında geçişler için şeffaflık sağlamaktadır.

2012 yılında, dağıtım şirketlerinin hizmet verdiği serbest tüketicilerin tüketimi yaklaşık 3,8 bcm olarak gerçekleşmiş, diğer tedarikçilerin hizmet verdiği serbest tüketicilerin tüketimleri ise 18 bcm olarak gerçekleşmiştir.⁹¹ Tüm serbest tüketicilerin tüketimleri günlük bazda ölçülememektedir.

Doğal olarak, serbest tüketicilerin sayısındaki artış tedarikçilerin sayısına ve piyasadaki rekabet düzeyine bağlı olacaktır. Serbest tüketici limitinin giderek düşürülmesi EPDK'nın perakende rekabetini artırma yönündeki kararlılığının bir göstergesidir.

3.6.2.6 Sözleşme Devirleri

DGPK uyarınca⁹² BOTAŞ'ın alım sözleşmelerinin özel şirketlere devredilmesi süreci 2004 yılında başlamıştır. Ancak, sözleşme devri ile ilgili ticari ve hukuki sorunlar sebebiyle ilk ihale iptal edilmiştir. 2005 yılında Doğal Gaz Piyasası Kanununda yapılan değişiklik sonrasında, ihale katılımın ön koşulu olarak satıcı tarafın onayının alınması istenmiştir. 2005 yılında, Cezayir, İran, Nijerya ve Rusya ile olan alım sözleşmelerine yönelik olarak 64 lot (lot başına 250 mcm) için ikinci bir ihale başlatılmıştır. Ancak Rusya dışında hiçbir taraf rıza göstermemiştir. Sonuç olarak, BOTAŞ ile Gazprom Export LLC arasında imzalanan 18 Şubat 1998 tarihli Doğal Gaz Satış ve Alış Sözleşmesi kapsamında 16 lot (4 bcm) devredilmiştir.

Gazprom Export LLC ile BOTAŞ arasındaki 15 Aralık 1997 tarihli Doğal Gaz Satış ve Alış Sözleşmesi kapsamında 6 bcm/yıl kadar bir bölümün devri için de 2011 yılında başka bir ihale açılmıştır, ancak uygun teklif gelmemesi sebebiyle ihale iptal edilmiştir. BOTAŞ'ın 14 Şubat 1986 tarihli ve 6 bcm/yıl miktarlı Batı Hattı Sözleşmesi BOTAŞ tarafından sonlandırılmıştır ve 2013 itibarıyla 4 özel şirket Batı Hattı üzerinden 6 bcm/yıl doğal gaz ithal etmeye başlamıştır. 4 bcm'lik gaz sözleşme devri programı ve 6 bcm'lik ithalat lisansı ilan prosedürü sonucunda, Tablo 14'te görüldüğü gibi yedi şirket Rusya'dan 10 bcm gaz ithal etme hakkı kazanmıştır (9.729 milyon standart metreküp, 9.155 kcal/metreküp).

Tablo 14. Sözleşme Devirleri

Lisans Sahibi	Sözleşme miktarı (milyon metreküp– 9000 kcal)	Sözleşme miktarı (milyon metreküp– 9155 kcal)
Bati Hattı AŞ	1.000	983
Kibar Enerji AŞ	1.000	983
Bosphorus Gas Corporation AŞ	2.500	2.458
Akfel Enerji San. ve Tic. AŞ	2.250	2.212
Enerco	2.500	2.458
Shell	250	246
Avrasya Gaz	500	492

Kaynak: EPDK.

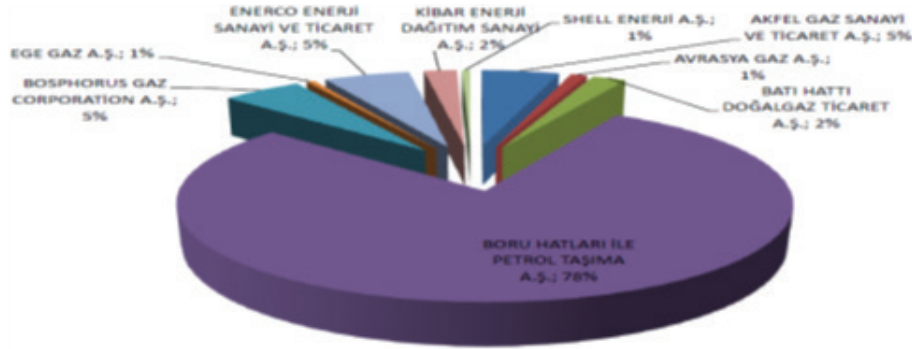
Bu şirketlerin bazılarında ana tedarikçi olan Gazprom'un hisse sahibi olduğunu belirtmek gerekir. Örneğin, Gazprombank Akfel'de yüzde 40 ve Avrasya'da yüzde 60 hisseye ve Gazprom Almanya Bosphorus Gas'da yüzde 75 hisseye sahiptir.⁹³

Dolayısıyla, DGPK'da belirtilen hedefe (2009 yılına kadar BOTAŞ'ın payının yüzde 20'ye düşürülmesi) ulaşamamıştır. Aslında uygulama girdiğinden bu yana bu hedefin gereksiz derecede iddialı olduğu şeklinde eleştiriler olmuştur. Daha gelişmiş piyasalarda bile, en büyük tedarikçi tarafından kontrol edilen arzın oranı daha yüksek olabilmektedir; örneğin 2004 itibariyle Almanya ve İngiltere'de yüzde 50, İtalya ve İspanya'da yüzde 75 ve Fransa'da yüzde 90.⁹⁴

2005 yılında, sözleşme devrine yönelik yapılan ve başarısızlıkla sonuçlanan ilk ihaleden sonra, DGPK'da yapılan değişiklikler sözleşme devrinin başarısız olduğu durumlarda "miktar devri" yapılabilmesini mümkün hale getirmiştir. Ancak, şimdiye kadar miktar devrine yönelik herhangi bir girişimde bulunulmamıştır. Belki de düşük kar marjı yeni şirketler için cazip değildir ve sözleşme koşullarında değişiklik yapılmaması da BOTAŞ için cazip değildir (çünkü al ya da öde yükümlülüğü BOTAŞ'ta kalmaktadır).

Şekil 76 2013 itibariyle ithalatçıların toplam doğal gaz ithalatı içindeki paylarını göstermektedir. Son sözleşme devri sonrasında, BOTAŞ'ın payı yüzde 78'e düşmüştür.

Şekil 76. İthalatçıların Payları, 2013



Kaynak: EPDK 2013 Doğal Gaz Piyasası Raporu.

3.6.2.7 Toptan Satış Piyasasının Gelişimi

Toptan satış piyasasının serbestleştirilmesi, 2007 yılındaki ilk sözleşme devrinden ve 2008 yılındaki spot LNG ithalatının serbestleştirilmesi sonrasında başlayabilmektedir. Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri (ŞİD) Yönetmeliği 2004 yılında yayınlanmasına rağmen, BOTAŞ 2007 yılına kadar piyasadaki tek oyuncu olmuştur. 2008 yılında yapılan ŞİD değişikliği sanal ortamda doğal gaz alışverişini ve mülkiyet transferini mümkün hale getirmiştir. Taşıtanlar (toptan satış ve ithalat şirketleri) BOTAŞ ile Standart Taşıma Sözleşmeleri (STS) imzalayarak iletim şebekesine erişebilmektedir. 2007 yılında iki olan taşıtan sayısı 2013 yılında 27'ye yükselmiştir.

Taşıtanlar şebekeye ŞİD Yönetmeliği (aynı zamanda iletim şebekesine üçüncü taraf erişimine ilişkin usul ve esasları da tanımlamaktadır) ve STS hükümlerine göre erişebilmektedir. Taşıtanlar STS imzaladıklarında ŞİD hükümlerini de kabul etmiş sayılmaktadır. Taşıtanlar tarafından ayrılan kapasiteleri belgeleyen "Kapasite Tescil Belgeleri" STS'nin bir ekini oluşturmaktadır. Bir STS'nin süresi bir ay ile bir yıl arasında değişebilmektedir.

Tahsis edilecek kapasiteler teknik kısıtlar dahilinde her bir fiziksel giriş ve çıkış noktası için ayrı ayrı belirlenmektedir ve kapasite rezervasyon başvuruları bu çerçevede sunulmaktadır. Kapasite rezervasyonu için bir Giriş/Çıkış Sistemi uygulanmaktadır. Her bir rezervasyonun süresi asgari bir ay ve azami bir yıldır ve kapasite günlük standart metreküp bazında ifade edilmektedir.

Dengeleme süresi günlük bazda belirlenmektedir. "Dengeleme gazı fiyatı", ay öncesinde alınan tekliflerin ve ay içinde gerçekleşen gaz çekişlerinin ağırlıklı ortalaması alınarak aylık bazda belir-

lenmektedir.⁹⁵ Taşıyıcı şebekenin fiziksel dengesini sağlamaktan sorumludur ve “Ek Hizmet” kavramı kapsamında tarifeye tabi ayrı bir dengeleme hizmeti tanımlanmamıştır.

Şebekenin yönetilmesi ve ticaret faaliyetinin büyük bir kısmının temelini oluşturan verilerin yayınlanması için mevcut BOTAŞ Elektronik Bülten Tablosu (EBT) kullanılmaktadır. Taşıtanlara yönelik talimat işlemleri internet üzerinden ulaşılabilen EBT yoluyla yürütülmektedir. Hepsi EBT üzerinden olmak üzere, tüm kapasite talepleri ile arz ve tüketim tahminleri taşıtanlar tarafından sunulmakta, şebeke kısıtları, dengeleme talimatları, dengeleme fiyatları ve kapasiteler BOTAŞ tarafından duyurulmaktadır. Talimat işlemleri bir gün önceden belirli bir süre içerisinde tamamlanmakta ve mücbir sebepler dışında programda değişiklik talepleri kabul edilmemektedir.

Ancak, özel sektör piyasa katılımcılarına göre piyasa işleyiş düzenlemelerinde ve EBT’de bazı eksiklikler mevcuttur ve taşıtanlar için risk oluşturmaktadırlar. Belirttikleri hususlardan bazıları kullanıcı ve sistem verilerinin güvenliği, gün içi verilerinin olmaması, zayıf raporlama, zayıf SCADA iletişimi, kullanıcı dostu olmaması ve önemli miktardaki geriye dönük düzeltmelerdir.

EPDK tarafından Ocak 2015’e itibariyle şebeke işleyişinde daha fazla şeffaflığın sağlanması amacıyla iletim faaliyetlerine yönelik Elektronik Bülten Tablosunun revize edilmiş versiyonunun yürürlüğe girdiği bildirilmiştir. Ayrıca EPDK tarafından önemli bir başka adım daha atılarak iletime yönelik piyasaya dayalı yeni dengeleme rejiminin sanal uygulamasının başlatılarak Şebeke Yönetmeliğinde yapılabilecek olası değişikliklerin yolu açılmıştır. Bu çerçevede, EPDK tarafından sanal uygulama mevzuatı çıkarılmıştır ve 2015 yılında iletim faaliyetleri için sanal uygulamaya ilişkin web modülü iletim revize Elektronik Bülten Tablosuna dahil edilmiştir. İletime yönelik olarak piyasaya dayalı yeni dengeleme rejimi uygulamasının 2015 yılında başlaması beklenmektedir.

Taşıtanlar arasındaki mülkiyet devirleri, her bir giriş noktasında tanımlanan “Devir Giriş/Çıkış Noktaları” olarak adlandırılan sanal noktalar üzerinden gerçekleştirilmektedir. Diğer taraftan, Taşıtanlar arasındaki gün öncesi gaz alış-verişleri ve gün sonrası dengesizliklerin en aza indirilmesi için tüm şebeke için tanımlanan sanal “Ulusal Dengeleme Noktası” kullanılmaktadır.

ŞİD tahsis hükümleri, ölçülen toplam miktar aynı kaldığı sürece, ilgili taşıtanların tüm çoklu giriş ve çıkış noktalarında miktarları kendi aralarında kararlaştırmalarına izin vermektedir.

2014 itibariyle, 42 toptan satış lisansı sahibi ve ithalatçı toptan satış piyasasına katılmıştır. Özel toptan satış şirketleri BOTAŞ’tan, özel ithalatçılardan veya yerli üreticilerden (TP ve özel sektör) gaz satın alabilmektedir. Gazı, dağıtım şirketlerine, serbest tüketicilere ve sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) tedarik şirketlerine satabilmektedirler. İthalat şirketleri de doğrudan dağıtım şirketlerine ve serbest tüketicilere satış yapma hakkına sahiptir. Ancak bu durumda dağıtım şirketleri ithalatçının bir tüzel kişiliği olmaması gerekmektedir. Üretim şirketleri EPDK’dan toptan satış lisansı almaları kaydıyla ürünlerini doğrudan satabilmektedir.

3.6.2.8 Gaz Fiyatlandırmasına Genel Bakış: Geçmiş Eğilimler ve Mevcut Fiyatlar

BOTAŞ’ın uzun süreli botu hattı ve LNG ithalat sözleşmeleri uluslararası petrol fiyatlarına bağlı formüllere dayalı olarak fiyatlandırılmaktadır. Türkiye’de spot LNG fiyatı ise uluslararası spot piyasa ile bağlantılıdır.

Her bir sözleşme kapsamında alınan miktarlar ile birlikte yukarıdaki faktörler BOTAŞ’ın gaz alım maliyetini belirlemekte ve ağırlıklı ortalama gaz maliyetini (AOGM) oluşturmaktadır. Özel ithalat şirketlerinin maliyeti ise bu şirketler ile tedarikçiler arasındaki sözleşmelere bağlıdır.

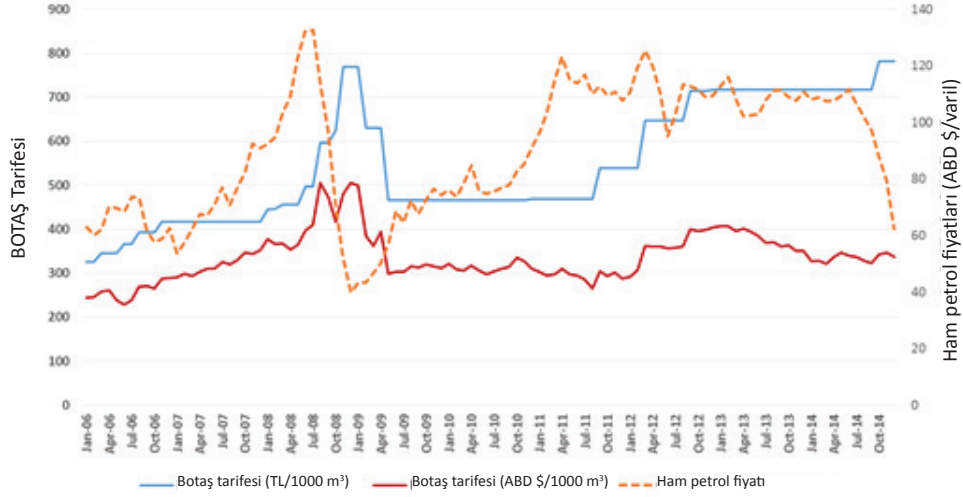
Toptan Satış Fiyatları ve Sübvansiyonlar

Türkiye’de gaz fiyatları, halen hakim ithalatçı konumunda olduğu için efektif olarak BOTAŞ tarafından kontrol edilmektedir. Sözleşme devir programının yavaş bir şekilde ilerlediği düşünüldüğünde, BOTAŞ’ın rolünün kısa-orta vadede değişmesi olası görülmemektedir.

AOGM, BOTAŞ’ın maliyetlerinin ana belirleyicisi olduğu için, BOTAŞ’ın bu maliyetleri satışlarından karşılaması ve bu maliyette olan değişiklikleri satış fiyatlarına makul bir süre içerisinde yansıtması gerekmektedir.

Hükümet Mart 2008’de kamu iktisadi teşekkülleri için maliyet esaslı veya “Otomatik” Fiyatlandırma Mekanizmasını (OFM) onayladı.⁹⁷ Dağıtım şirketlerine ve serbest tüketicilere uygulanacak satış fiyatlarının belirlenmesi için BOTAŞ da OFM mekanizmasına dahil edildi. Mekanizma BOTAŞ’ın ithalat fiyatları ve Türk Lirası ile ABD\$ arasındaki döviz kuru gibi değişkenleri dikkate alarak tarifelerini güncellemesini gerektirmektedir. 2006-14 döneminde serbest tüketicilere yönelik BOTAŞ tarifesi (TL ve ABD\$ bazında) ile ham petrol fiyatlarındaki değişiklikler Şekil 77’de gösterilmiştir.

Şekil 77. BOTAŞ’ın Serbest Tüketicilere Yönelik Gaz Fiyatları ve Ham Petrol Fiyatları, 2006–14



Kaynaklar: BOTAŞ, EPDK.

Aşağıdaki gözlemleri yapmak mümkündür:

- BOTAŞ tarifesi uluslararası prensip olarak petrol fiyatlarındaki değişikliklere göre ayarlanıyor (sözleşme koşullarına bağlı bir gecikme ile).
- 2010 ortasından sonra ham petrol fiyatları artmasına rağmen, Mayıs 2009 – Ekim 2011 arasında hiçbir tarife ayarlaması yapılmamıştır. Bu dönemde tarife 300-350 ABD\$/ 1000 m³ aralığındaydı.
- BOTAŞ’ın tüketicilere uyguladığı fiyatlar Ekim 2011’den bu yana üç kez ayarlamaya tabi tutuldu ve o zamandan bu yana konut ve sanayi tüketicileri için uygulanan toptan satış fiyatlarındaki kümülatif artış yüzde 48’i geçti. Ekim 2012 – Ekim 2014 döneminde BOTAŞ toptan satış fiyatlarını sabit tuttu. 2013 ortasından itibaren Türk Lirasının değer kaybetmesi sebebiyle ABD\$ bazındaki tarife tekrar 350 \$/1000 m³e düştü.
- OFM uygulamaya girdikten sonraki kısa bir süre dışında, büyük serbest tüketiciler için tarife 400 ABD\$/1000 m³ün altında kalmıştır.

Rekabet Kurumu ve Sayıştay’ın BOTAŞ raporlarında⁹⁸ belirtildiği gibi, BOTAŞ’ın serbest tüketicilere ve dağıtım şirketlerine uyguladığı tarifeler 2009 ortalarından bu yana AOGM’nin altında belirlenmiştir ve bu zararını telafi etmek için EÜAŞ, Yİ ve YİD santrallerine satış fiyatları bağımsız elektrik üreticilerine uygulanan satış fiyatlarından daha yüksek olarak belirlenmiştir (bu efektif olarak bir çapraz sübvansiyondur). Sayıştay aynı zamanda 2013 yılında bu fiyatlandırma politikası⁹⁹ sebebiyle BOTAŞ’ın uğrayabileceği olası zararlar ile ilgili endişelerini ifade etmiştir. Bu fiyat politikası hükümetin zaman zaman Serbest elektrik üreticileri de dahil olmak üzere sanayi ve konut tüketicilerine daha düşük gaz fiyatı uygulama politikasının bir yansımasıdır. Uluslararası petrol fiyatlarındaki düşüş sonrasında gaz ithalat fiyatlarının düşmesi bu fiyat farkının kademeli olarak ortadan kaldırılması için bir fırsat sunmaktadır.

Piyasadaki hakim konumu sebebiyle, BOTAŞ’ın satış fiyatları özel toptan satış şirketleri tarafından bir karşılaştırma ölçütü olarak görülmektedir. Dolayısıyla, BOTAŞ’ın fiyatlandırma politika-

sı sadece kendi mali durumunu değil, aynı zamanda toptan satış rekabetini de etkilemektedir. Özel ithalat şirketlerinin ithalat fiyatları ve toptan satış şirketlerinin maliyetleri BOTAŞ'ın piyasada tüketicilerine uyguladığı fiyattan düşük olmadığı sürece, BOTAŞ'ın fiyatları ile rekabet etmeleri mümkün değildir. Özel tedarikçilerin gazlarını piyasada satabilmeleri için özel ithalat şirketlerine (bazıları Gazprom'un hissedarları) Gazprom'un 2013 yılında verdiği indirim sonrasında, Gazprom bu şirketlere gazı 350 ABD\$/1000 m³ kadar düşük bir fiyattan satıyordu¹⁰⁰. 2014 yılında ilave bir geçici indirim daha aldılar ve 2015 yılının ilk yarısı için fiyat 300 ABD\$/1000 m³'e düştü. Bu fiyat neredeyse BOTAŞ'ın serbest tüketici tarifesine yakındı.

BOTAŞ ile Gazprom arasındaki fiyat müzakerelerinin devam ettiği resmi olarak açıklanmıştır. İthalat fiyatındaki olası bir indirim ek olarak, petrol fiyatlarındaki düşüşün etkisi de BOTAŞ'ın ithalat fiyatına yansıtılacaktır. BOTAŞ'ın ithalat maliyetinin düşmesinden sonra, maliyetleri yansıtan fiyatlar ile gerçek fiyatlar arasındaki farkın azalması ve sübvansiyonunun kademeli olarak kaldırılması beklenmektedir. Bu, ithalatın daha da serbestleşmesine ve toptan satış piyasasının gelişmesine yardımcı olacaktır.

3.6.3 2001–14 Döneminin Analizi

2001 yılında DGPK'nun yayınlanmasından sonra, kanunun uygulamasının rekabetçi, finansal açıdan güçlü ve şeffaf bir doğal gaz piyasası yaratması; arz güvenliğini sağlaması; potansiyel orta vadeli arz fazlası endişelerini yönetmesi; ve riskleri özel sektöre kaydırarak devletin gelecekteki şarta bağlı yükümlülüklerini en aza indirmesi bekleniyordu. Kanun rekabetçi bir gaz piyasasının oluşturulmasına yönelik oldukça iddialı hedefleri olan bir politika öngörüyordu. Ancak bunların tümü henüz gerçekleşmemiş olup ve yeni bir kanun tasarısı hazırlanmaktadır.




DGPK, EPK ile aynı dönemde hazırlanmasına rağmen, doğal gaz piyasasındaki ilerleme elektrik piyasasına göre çok daha geride kalmıştır. Bu yavaş ilerleme çeşitli sebeplere atfedilebilir. Örneğin;

- Doğal gazın ekonomik kalkınmadaki stratejik rolü;
- İthalat bağımlılığının çok yüksek düzeyde olmasından kaynaklanan arz güvenliği endişeleri;
- Uluslararası enerji ilişkileri ve enerji politikasındaki rolü;
- Türkiye'nin bir transit ülkesi olarak rolü ve çok sayıda üretici ve tüketici için bir enerji merkezi olma ideali;
- Elektrik sektörünün aksine, gaz sektörünün serbestleştirilmesi konusunda yurt içinde bir deneyimin olmaması ve gaz tedarik eden ülkelerde serbest piyasaların olmaması; ve
- AB gaz piyasalarının da son zamanlara kadar serbestleşme alanında sadece sınırlı bir ilerleme kaydetmiş olması.

Dolayısıyla, serbest ve rekabetçi bir piyasa oluşturulması doğrultusundaki politika gelişmeleri jeopolitik koşullar ve uluslararası enerji piyasası koşullarına bağlı kalmıştır. Yukarıda belirtilen sebepler: (a) AB üyeliği için aday bir ülke olarak sektör reformuna mı devam edileceği (ki bu AB müktesebatının tamamen benimsenmesini gerektirmektedir,¹⁰¹) yoksa (b) serbestleşmenin Türkiye'nin bölgesel önemli bir enerji oyuncusu olmasını engelleyeceği ve arz güvenliğini tehlikeye atacağı varsayımıyla dikey entegre bir ulusal şirket yoluyla önemli bir enerji merkezi ve Avrupa'ya uzanan bir koridor mu olunacağı konusunda birbirleri ile çatışan argümanların doğmasına yol açmıştır. Sonuç olarak, elektrik piyasasındaki durumun aksine, doğal gaz piyasası için BOTAŞ'ın bu yapıdaki rolü de dahil olmak üzere açık bir strateji ve daha fazla serbestleşme için izlenecek yol haritası belirlenmemiştir.

DGPK piyasayı serbestleştirmeyi ve devletin payını azaltmayı amaçlamaktadır. Ancak, BOTAŞ halen piyasada hakim oyuncu konumundadır, maliyetleri yansıtan bir fiyatlandırma uygulanmamaktadır, ve BOTAŞ fonksiyonel olarak ayrıştırılamamıştır. Önceki bölümde tartışıldığı gibi DGPK'da belirlenen hedeflerden bazılarının 13 yıllık dönemde ulaşılamamasına rağmen, Tablo 15'te özetlendiği gibi serbest bir gaz piyasası doğrultusunda önemli bir ilerleme sağlanmıştır.

Tablo 15. Serbestleştirilmiş bir Gaz Piyasası Doğrultusunda Kaydedilen İlerleme

Düzenleyici Çerçeve	
Yeni bir piyasaya giriş sistemi: Lisanslandırma	
Düzenlemeye Tabi ÜTE Rejimi	
Gaz Yaygınlaştırma Programı - Dağıtım İhaleleri	
Piyasa Açılışı	
Gaz devir programı - BOTAŞ'ın payının azaltılması	
Faaliyetlerin ayrıştırılması	
Etkin bir şekilde işleyen toptan satış ticaret mekanizması	
Tekellerin kaldırılması	
Maliyetleri Yansıtan Fiyatlandırma	

Gaz Devir Programı ve BOTAŞ'ın piyasa payının yüzde 20'ye indirilmesi gibi bazı alanlardaki yetersiz ilerleme DGPK'da belirlenen çok iddialı hedeflerden kaynaklanmaktadır. Ancak, tam olarak işleyen bir toptan satış piyasasının ve tam rekabetin henüz mevcut olmadığı da açıktır.

3.6.4 Gelecekteki Beklentiler ve Zorluklar

3.6.4.1 DGPK Değişikliği

İthalat sınırlamaları, ayrıştırma, sözleşme devri ve piyasa payı ile ilgili bazı hükümler Kanunda belirtilen süre içerisinde gerçekleştirilemediğinden dolayı bir süredir -2008'den beri- DGPK'da değişiklik yapılması gündemde idi ancak özellikle BOTAŞ'ın rolü ve piyasadaki payı ile ilgili olarak görüş birliği yoktu.

Ancak, sonuçta ETKB DGPK'da revizyonu içeren bir kanun taslağı hazırlayarak Ağustos 2014'te TBMM'ye sundu. Yeni kanun tasarısındaki önemli hükümler arasında şunlar bulunmaktadır:

- BOTAŞ üç ayrı şirket halinde yeniden yapılandırılacaktır. BOTAŞ İthalat ve ticaret şirketi olarak kalacaktır ancak biri iletim sistemi sahibi ve işletmecisi, diğeri depolama ve LNG faaliyetleri için iki yeni şirket daha kurulacaktır –. Mülkiyet ayrıştırması kanun yürürlüğe girdikten sonra bir yıl içerisinde tamamlanacaktır.

- BOTAŞ ile halihazırda sözleşmesi bulunan ülkelerden gaz ithal etmelerine izin verilmeyen ithalat şirketleri (BOTAŞ dışında) için bu sınırlama kaldırılacaktır.
- BOTAŞ, piyasa payı (ithalat payı) yüzde 20'ye düşünceye kadar yeni boru hattı gaz sözleşmeleri imzalayamayacak, ancak mevcut sözleşmelerinin süresini uzatabilecektir. BOTAŞ'ın LNG ithal etmesine izin verilmesine rağmen, yeni boru hattı gaz ithalat sözleşmelerini ancak arz güvenliğinin tehlikeye düşmesi durumunda veya ihracat amacıyla Bakanlar Kurulu kararı ile yapabilecektir. Öte yandan, bu hükmün amacı BOTAŞ'ın piyasadaki payını düşürmek olmasına rağmen, mevcut kanunun aksine bu azaltım için bir süre sınırı bulunmamaktadır. Bunun yerine, değiştirilen kanun BOTAŞ'ın 2015'ten sonra yeni gaz satış sözleşmesi imzalamasını engellemektedir.
- Toptan satış gaz ticaret araçları geliştirilecek ve yeni EPK uyarınca kurulan EPIAŞ aynı zamanda bir gaz alışveriş platformu olacaktır.
- Yeni bir hüküm olarak, değişiklik tasarısında ayrı bir arz güvenliği hükmü yer almaktadır. Doğal gaz arz güvenliği için gerekli önlemlerin alınması sorumluluğu Bakanlığa verilmiştir.

Dağıtım şirketleri, depolama, taşıma, vs. ile ilgili yeni hükümler de mevcuttur. Değişiklik tasarısının kabulüne ilişkin kesin bir zaman belirlenmemiştir, ancak 2015 yılı içinde kabul edilmesi beklenmektedir. Kanun tasarısına TBMM'deki görüşme sürecinde son hali verilecektir.

3.6.4.2 Dengeleme ve Uzlaştırma Mekanizmalarının İyileştirilmesi ve Gaz Ticaret Platformu

Elektrik piyasasının aksine, Doğal gaz piyasasında dengeleme ve uzlaştırma mekanizmaları henüz tam olarak geliştirilememiştir. Piyasaya dayalı dengeleme ve uzlaştırmanın etkinliğini arttırmak için, bir dengeleme piyasasının kurulması gerekmektedir. Gerçek zamanlı dengeleme, sistem işletmecisi olarak BOTAŞ (iletim şirketi) tarafından gerçekleştirilecektir. Ancak tüketim verilerinin toplanmasındaki güçlükler sistem dengelemesinin yönetimini engellemektedir. Ölçüm ve uzaktan bilgilendirme sistemlerinde (SCADA) ve mevcut Elektronik Bülten Tablosunda (EBT) iyileştirmeler yapılması gerekmektedir. EPIAŞ ile birlikte bir gün öncesi ticaret platformu ve daha gelişmiş piyasalar kurulmalıdır. Etkili bir ticaret platformunun kurulması aynı zamanda "enerji merkezi" kavramını da destekleyecektir. Böyle bir merkez arz ve talebin belirleyici olduğu piyasa dinamiklerine dayalı doğru fiyatı tespit edebilir.

Daha önce de belirtildiği gibi, Türkiye'deki doğal gaz piyasasının yapısı ve gelişimi Türkiye'nin bir enerji merkezi olma idealinin gerçekleştirilmesi üzerinde de önemli bir etkiye sahiptir. Bununla birlikte, bu hedefe ulaşabilmek için iyi işleyen bir doğal gaz piyasasının ve işleyen platformların oluşturulması gerekmektedir. Doğal olarak, böyle bir piyasanın oluşturulabilmesi için fiziksel alt yapının yeterli bir şekilde geliştirilmesi, düzenleyici çerçevenin mevcut olması ve piyasa ve ticaret çerçevelerinin iyileştirilmesi gerekir. EBT'yi geliştirmeye yönelik mevcut çabalar ve Doğal Gaz Piyasası Kanununun değiştirilmesi bu hedef doğrultusunda atılan önemli adımlardır.

İyi işleyen bir gaz piyasasının ve bir enerji merkezinin oluşturulabilmesi için ETKB ve sektör tarafından bazı çalışmalar yapılmaktadır. Bu bağlamda, Türkiye Gaz Piyasası Merkezi Projesi (Leonardo Da Vinci Programı) devam etmektedir. Bu projenin ortakları arasında PETFORM (Türkiye Petrol Platformu Derneği), EFET (Avrupa Enerji Tacirleri Federasyonu), ICIS (Bağımsız Kimyasal Bilgi Hizmetleri) ve Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yer almaktadır. AB'nin Türkiye'ye yönelik IPA programı kapsamında finanse edilen, etkili bir gaz ticaret platformunun kurulmasına ve dengeleme-uzlaştırma sisteminin iyileştirilmesine yönelik bir başka proje de ETKB tarafından DB ile koordinasyon içerisinde gerçekleştirilmektedir.

3.6.4.3 Maliyete Dayalı Fiyatlandırma ve Sübvansiyonlar

Yüksek gaz maliyeti ve bu fiyatların Türkiye'nin elektrik üretiminde ithal gaza aşırı bağımlılığından kaynaklanan dolaylı etkileri, Türk sanayiinin rekabet gücünü ve vatandaşların yaşam standartlarını doğrudan etkilemektedir. Bu nedenle, devletin fiyat kontrolleri ve bunun sonucunda ortaya çıkan çapraz sübvansiyonlara ihtiyaç duyulması gerekli görülebilir (geçerli bir mazeret olarak ileri

sürülebilir). Daha fazla serbestleşmenin ve rekabetin (ki bunlar maliyetleri yansıtan fiyatlandırma ve asgari devlet müdahalesi gerektirir) tüketiciler için gazın maliyetini düşürebileceği savunulabilir. Ancak, ithal gaz fiyatı büyük ölçüde mevcut sözleşmeler yoluyla tedarikçiler tarafından belirlendiğinden ve petrol fiyatlarına endeksli olduğundan dolayı, gaz talebi temel olarak mevcut sözleşmeler yoluyla karşılandığı sürece yurt içi piyasadaki rekabet gaz fiyatı üzerinde sadece kısmi bir etkiye sahip olacaktır.

Gazprom'un özel ithalat şirketlerine uyguladığı indirimler sözleşme müzakereleri yoluyla fiyat indirimlerinin sağlanabileceğinin bir işareti olarak görülebilir. Ancak, gerçek fiyat indirimleri ancak zaman içinde kaynakların daha fazla çeşitlendirilmesi yoluyla mümkün olacaktır. Eskiden orta vadeli sözleşme fazlası ve al ya da öde riski sebebiyle gaz ithalatının serbestleştirilmesi bir tehdit oluşturmaktaydı. Ancak, ilerleyen bölümlerde tartışılacağı gibi, mevcut sözleşmeler artan talepleri karşılamak için yetersiz kalmaktadır ve yeni kaynakların bulunması gerekmektedir. Bu aynı zamanda bir enerji merkezi olma hedefine ulaşmayı da kolaylaştıracaktır.

BOTAŞ tarifelerinin AOGM altında belirlenmesi halinde, Gazprom'un yerel iştirakleri gibi kaynak ülkelerin kendi şirketleri dışında yeni ithalatçılar piyasaya girmek istemeyeceğinden dolayı ithalatın serbestleştirilmesi, potansiyel faydaların tamamının elde edilmesini sağlamayacaktır.

Burada Türk tüketicilerin çoğu Avrupa ülkesi ile karşılaştırıldığında gazı en ucuza tüketen tüketiciler arasında yer aldığını belirtmek gerekir. Bununla birlikte, sübvans edildiği halde bile, tüketici fiyatı (dağıtım tarifesi dahil olmak üzere) düşük gelirli hanhalkları için yine de yüksektir. Bu sebeple, tüm tüketicileri sübvans etmek yerine düşük gelirli grupları hedefleyen şeffaf bir sübvansiyon mekanizması uygulanmalıdır.

3.6.4.4 Altyapı

Sistemde artan gaz miktarlarını karşılayabilmek için, doğal gaz iletim şebekesinin genişletilerek taşıma kapasitesinin artırılması ve yeni depolama tesisleri ile LNG terminallerinin inşa edilmesi gerekmektedir. Arz güvenliğinin sağlanması bakımından, İthalatçılar, toptan satış şirketleri ve son kaynak tedarikçilerinin depolama yükümlülüklerini karşılayabilmeleri için yeterli depolama kapasitesine erişebilmelidir.

3.6.4.5 Arz/Talep Dengesi ve Zorluklar

Uzun Dönem Arz-Talep Dengesi:

Daha önce de belirtildiği gibi, mevcut arz sözleşmeleri ve yerli üretim şu an için iç tüketimi yeterli bir şekilde dengelemektedir. Bununla birlikte, artan talep ile başa çıkabilmek için yeni kaynaklara ihtiyaç duyulacaktır. Türkiye'nin politikası bir yandan kaynakları daha fazla çeşitlendirirken diğer yandan mevcut tedarikçilerden ithalatı artırmak yönündedir. Bu bağlamda, gelişmeler ve fırsatlar şu şekilde özetlenebilir:

- *Azerbaycan'dan ilave arz:* Türkiye ile Azerbaycan arasındaki bir Hükümetler Arası Anlaşmaya göre, BOTAŞ tarafından Azerbaycan'dan yıllık ilave 6 bcm'lik gaz ithal edilecektir (Şah Deniz Faz II'den). (Bu artış Türkiye üzerinden Avrupa'ya gaz transferini öngören Trans-Anadolu Boru Hattı Projesi (TANAP) ile ilgilidir.)
- *Rusya Federasyonu'ndan İlave Gaz Arzı:* Türkiye Mavi Akım kapasitesinin artırılmasına yönelik olarak Rusya ile müzakereler yapmaktadır ve bu kapsamda yıllık 3 bcm'lik ilave gaz arzı beklenmektedir. Yeni açıklanan Türk Akımı (Güney Akım yerine geçecek) yoluyla ilave 6 bcm'lik bir gaz arzı da gündemdedir.
- *Cezayir ile olan LNG Sözleşmesinin Uzatılması:* Cezayir'den LNG ithalatı için BOTAŞ ile Sonatrach arasındaki LNG Satış ve Alış Sözleşmesinin süresi uzatılmıştır.
- *Irak'tan Arz Beklentisi:* Irak'tan 2016-18 döneminde yıllık 2 bcm gaz ithal edilebileceği ve bunun kademeli olarak 2030'a kadar 10 bcm'lik azami değere ulaşabileceği varsayılabilir.
- *Doğu Akdeniz – İsrail ve Kıbrıs'tan olası arz.*
- *İlave LNG ithalatı ve yeni LNG terminalleri.* Yeni lisanslar ve yeni yeraltı depolama projelerinin gerçekleştirilmesi.

Arz beklentilerinin gerçekleşmesi ve süresi sona eren sözleşmelerin uzatılması kaydıyla, uzun vadede arz-talep dengesinin korunabileceğini söylemek mümkündür. Bununla birlikte, talep artışına bağlı olarak, 2015-17 döneminde bir arz açığı ortaya çıkabilir. Bu açık spot LNG ithalatı artırılarak kısmen kapatılabilir.

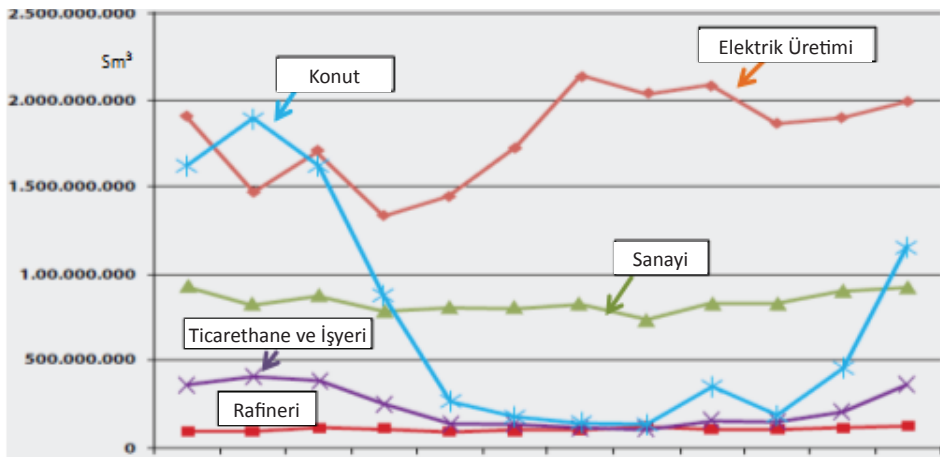
Mevsimsel Arz Açıkları

Yeterli depolama tesislerinin olmaması, özellikle konut tüketiminin arttığı soğuk mevsimlerde mevsimsel sorunlara yol açmaktadır. – Bu sorun yetersiz günlük arz kapasitesinden kaynaklanmaktadır.

Azami günlük arz (a) boru hattı ithalat sözleşmeleri kapsamındaki günlük sözleşme miktarları, (b) LNG terminallerinden ve yeraltı depolama tesislerinden azami günlük çekiş miktarları, ve (c) yerli günlük üretimin toplamıdır. Şu anda bu rakamlar sırasıyla yaklaşık 140, 36, 17 ve 0,5 milyon metreküp ve toplamda 193,5 milyon metreküptür. Bununla birlikte, bu miktar LNG terminallerindeki ve yeraltı depolarındaki LNG ve gaz seviyelerine bağlıdır.

Diğer taraftan, günlük talep mevsimsel tüketime göre değişiklik göstermektedir. Şekil 78’de görüldüğü gibi, aylık konut talebi önemli ölçüde değişmektedir ve evsel tüketicilerinin miktarı arttıkça konut tüketimindeki bu mevsimsellik de artacaktır. Dolayısıyla, çok soğuk günlerde puant talep 200 milyon metreküpü aşmakta ve günlük arz bu puant talebi karşılayamamaktadır.

Şekil 78. Farklı Tüketici Gruplarının Mevsimsel Tüketim Eğilimleri (2013)



Kaynak: EPDK.

Puant talep dönemlerinde yaşanan sorunlar aynı zamanda iletim altyapısındaki arızalardan ve özellikle İran ve Azerbaycan’dan alınan gazın Türkiye’nin batısındaki yüksek tüketim bölgelerine taşınmasında kompresör istasyonlarının kapasitelerinin yetersizliğinden kaynaklanmaktadır.

Mevcut depolama kapasitesi arz güvenliği ve piyasa istikrarı bakımlarından endişelere yol açmaktadır.

TP’nin yeraltı depolama tesisinin kapasitesinin artırılması ve BOTAŞ’ın Tuz Gölü Depolama Tesisinin ilk aşamasının tamamlanması ile birlikte 2017 yılından itibaren mevsimsel arz sıkıntıları rahatlayacaktır ve yeni LNG tesislerinin kurulması ve 2020 yılında Tuz Gölü Depolama tesisinin ikinci aşamasının tamamlanması sonrasında daha da azalacaktır.

İlginçtir ki, DGPK’nun çıkarılmasından son zamanlara kadar geçen süre zarfında yaşanan temel endişelerden birisi, sözleşme fazlası sebebiyle orta vadedeki arz fazlası idi ve arz güvenliği acil bir endişe kaynağı oluşturmuyordu. Ancak, gaz kullanımının yaygınlaştırılmasına yönelik programın başarılı bir şekilde uygulanması ve elektrik üretiminde doğal gazın payının artması sonucunda artık temel sorun artan talebi karşılamak ve arz güvenliğini sağlamak haline gelmiştir.

3.7 Petrol Piyasasında Fiyat ve Sübvansiyon Reformu

Reformlar öncesinde Türkiye'nin petrol sektöründe kamuya ait dikey entegre işletmeler hakim konumdaydı. 1990'dan önce, kamuya ait dağıtım şirketi Petrol Ofisi ile yine kamuya ait rafineri şirketi olan TÜPRAŞ, ulusal petrol şirketi TP'nin bağlı ortaklıkları konumundaydı. O zamanlar sektör kamu kararnamelemleri ile yönetiliyordu ve petrol ürünlerinin fiyatları büyük ölçüde bu kararnamelemler yoluyla hükümet tarafından belirleniyordu.

Petrol sektörü reformu, piyasa ekonomisine geçiş doğrultusunda ekonomi genelinde uygulanan geniş kapsamlı reformlar çerçevesinde 1980'lerde başlatılmıştır. Bu reformlardan önce hem (a) enerji ve petrokimya gibi kritik sektörlerdeki işletmelerin mülkiyeti hem de (b) özellikle kamu bankaları yoluyla olmak üzere finansal kaynakların tahsisi bakımlarından ekonomik faaliyetlerde devlet hakim bir konumdaydı.

Petrol sektörü reformu, devletin mali durumunun iyileştirilmesi ve sektörel verimliliklerin artırılması da dahil olmak üzere çeşitli amaçlar güdüyordu. 1989 yılında çıkarılan kanun kapsamında, ithalat, rafinaj, dağıtım ve perakende şirketlerinin teorik olarak ham petrol ve petrol ürünlerinin fiyatlarını belirlemelerine izin veriliyordu. Kamuya ait rafinaj ve dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi süreci 1990 yılında başlatılmış ve 2005 yılında başarılı bir şekilde tamamlanmıştır. Ancak bu durum 1990'larda fiyatların serbestleşmesini sağlamamıştır. Bunun sebebi her ne kadar yasal olarak serbest fiyat rejimi kabul edilmiş olsa da, devletin petrol ürünleri piyasasında hakim konumda olan ve uygulamada petrol ürünlerinin fiyatlarını belirleyen kamu iktisadi teşebbüsleri üzerindeki kontrolünü sürdürmesidir.

Haziran 2013'te petrol ve gaz arama ve üretim faaliyetleri için rekabetçi, şeffaf, güvenilir ve istikrarlı bir ortam sağlamak ve aynı zamanda petrol ile ilgili hak sahiplerinin ve üçüncü tarafların hak ve sorumluluklarının ölçülebilir kriterlere göre düzenlenebilmesi amacıyla Türkiye **Petrol Kanunu** kabul etmiştir. Kanun sektöre belirli teşvikler getirmiştir. Bunlardan birisi –arama faaliyetleri için ithal edilen sismik malzemeler, sondaj ekipmanları, taşıtlar, gemiler ve uçaklar– gibi her türlü ekipmanın vergi, tarife ve harçtan muaf tutulmasıdır. Ayrıca hak sahiplerinin petrol faaliyetleri için ithal ettikleri malzemeleri başka hak sahiplerine ve bunların yüklenicilerine devredebilecekleri hüküm altına alınmıştır.

1998 yılında hükümet **Otomatik Fiyatlandırma Mekanizmasını** (OFM) kabul etti ve bu mekanizma Temmuz 1998 ile 2004 sonu arasında uygulandı. OFM ile Türkiye'deki neredeyse tüm petrol ürünleri için uluslararası petrol fiyatlarına ve döviz kuruna dayalı olarak fiyat tavanları belirlenmiştir. Esas olarak, tavan fiyatlar dahilinde kalmak kaydıyla rafinaj şirketleri ve ithalat şirketleri fiyatları serbest bir şekilde belirleyebiliyordu. Ancak yine de ithalat için lisans gereklilikleri ve depolama için kapasite gereklilikleri mevcuttu ve bu gereklilikler piyasaya giriş önünde büyük engeller oluşturuyordu. Uygulamada, dağıtım şirketlerinin ve perakendecilerin fiyatlarını serbest bir şekilde belirlemelerine izin verilmiyor, fiyatlar devlet tarafından belirleniyordu. TÜPRAŞ OFM öncesinde hükümet petrol ürünlerinin fiyatlarını düşük tuttuğu için genellikle zarar ederken OFM'den büyük ölçüde yararlanarak kararlı bir işletme haline gelmiştir.

2005 yılının başında hükümet fiyat tavanlarını kaldırmayan karar verdi ve bu vergi öncesi fiyatlar da bir artışa yol açtı. O zamandan bu yana, akaryakıt fiyatları piyasa tarafından belirlenmektedir. Türkiye'deki motorin ve benzin fiyatları şu anda OECD ülkeleri arasındaki en yüksek fiyatlar arasındadır; bunun sebebi perakende fiyatları düzeyinde yansıtılan nispeten yüksek tüketim vergileridir.

Petrol Piyasası Kanunu 2003 yılında piyasa ekonomisinin kurumsallaştırılması ve AB mevzuatı ile uyumlaşmanın sağlanması amacıyla çıkarılmıştır. Kanun ile petrol piyasasını düzenleme yetkisi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan (ETKB) alınarak 2001 yılında elektrik ve doğal gaz piyasalarının düzenleyicisi olarak kurulan bağımsız bir kurum olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) verilmiştir. Petrol Piyasası Kanunu kapsamında, lisans gereklilikleri ve ithalat sınırları gibi yollarla devletin petrol piyasası üzerinde uyguladığı kontrol önemli ölçüde azaltılmış-

tır. Kanun kapsamında kamu iktisadi teşebbüslerinin özelleştirilmesine de hız verilmiş ve 2005 yılında tamamlanmıştır.

3.7.1.1 Vergi

Yüksek iç borç ve bütçe açıklarıyla ilgili zorluklarla karşı karşıya olan başka birçok yükselen ekonomide olduğu gibi, Türkiye de mali açıkları kapatmak için gelir üretmek amacıyla **akaryakıt vergileri** uygulamaktadır. Dolayısıyla, teoride akaryakıt vergisinin çevre ile ilgili amaçlar dahil olmak üzere (örneğin, gürültü, karayolu güvenliği, hava kirliliği ve trafik tıkanıklığı gibi dışsal maliyetleri içselleştirmek için) ve başka birçok alternatif amaçla uygulanması mümkün olmakla birlikte Türkiye’de akaryakıt vergilerinin nispeten yüksek olmasının ana sebebi genellikle sadece mali olmuştur. Yani mali konsolidasyon için gelire ihtiyaç duyulmuştur, ayrıca Türkiye’nin genel gelir vergisi sistemi ile karşılaştırıldığında akaryakıt vergilerinin kaçırılması çok daha güçtür.

Katma değer vergisi (KDV) Türkiye’de 1985 yılında uygulamaya konulmuştur. Avrupa Birliği’ndeki KDV sistemine benzerdir ve satış zincirindeki her noktada vergi makamlarına ödeme yapılmasını gerektirmektedir. Dolaylı vergi sistemini sadeleştirmek ve AB istemi ile uyumlaştırmak amacıyla 1 Ağustos 2002 tarihinde **özel tüketim vergisi (ÖTV)** yürürlüğe konulmuştur ve farklı dolaylı vergiler ve fonlar kaldırılmıştır (petrol tüketim vergisi, akaryakıt fiyat istikrarı fonu, motorlu taşıt alım vergisi, çevre fonu, ek taşıt alım ek vergisi, ek KDV, vs. dahil olmak üzere). ÖTV, alkollü içecekler, sigara, motorlu taşıtlar ve petrol ürünleri gibi hem yerli hem de ithal ürünlere eşit olarak uygulanan tek bir vergi olarak yapılandırılmıştır. ÖTV yürürlüğe girdiğinde, yüksek KDV oranları azami yüzde 18 olacak şekilde indirilmiştir. Şu anda Türkiye’de tüm enerji ürünlerine yüzde 18 KDV uygulanmaktadır. Buna ek olarak, motorlu taşıt yakıtlarına ÖTV uygulanmaktadır. ÖTV her yakıt türü için ayrı ayrı olmak üzere litre veya kilogram başına maktu bir tutardır ve zaman zaman hükümet tarafından enflasyona göre ayarlamaya tabi tutulmaktadır. Bakanlar Kurulu motorlu taşıt yakıtlarına uygulanan vergileri yüzde 50’ye kadar yükseltmeye veya sınırlamaya yetkilidir.

Türkiye’de **enerji ile ilgili vergiler** temel olarak ulaştırma sektöründen toplanmaktadır. Açık bir şekilde çevreyle ilgili bir amaç için uygulanmamakla birlikte, motorin ve benzin vergi oranları akaryakıt bileşimine göre farklılaştırılmaktadır (benzin için oktan derecelendirmesi ve motorin için küllük içeriğine göre). Birçok ülkede olduğu gibi, benzin için litre başına alınan vergi oranı motorine göre daha yüksektir ve biyo-dizel de motorine göre daha fazla vergi avantajına sahiptir. Benzin için uygulanan tüketim vergisinin mevcut seviyesi OECD ülkeleri arasındaki en yüksek olanıdır. LPG ve doğal gaz için daha düşük vergi oranları uygulanmaktadır. Sonuç olarak, 2000’li yılların başlarından itibaren LPG tüketiminde önemli bir artış meydana gelmiştir. Yurt içi havacılık faaliyetleri şu anda enerji vergilerinden muaftır. Deniz ulaşımında kullanılan akaryakıt için bir vergi oranı belirlenmiştir ancak bazı muafiyetler de mevcuttur.

Akaryakıt vergisine ek olarak, taşıtlar için oldukça farklılaştırılmış oranlarda **motorlu taşıtlar vergisi ve özel tüketim vergisi** uygulanmaktadır. Enerji vergileri, ısıtma ve süreç kullanımı alanında, esas olarak kullanıcı sektörler arasında farklılaştırılmamaktadır. Bu alanlarda LPG ve doğal gaz tüketim vergileri, karayolu kullanımı ile karşılaştırıldığında daha düşük bir seviyede belirlenmiştir. Diğer gazlar ve kömür vergiden muaftır. LPG tüketim vergisi oranı benzin ve motorine göre daha düşüktür.

Elektrik üretiminde doğal gaz kullanımı için bir **özel tüketim vergisi** uygulanırken, aynı amaçla kömür, motorin, ve fuel-oil kullanımı vergilendirilmemektedir¹⁰². Enerji ile ilgili vergi gelirlerinin büyük kısmı taşıt akaryakıtlarından gelmesine rağmen, ulaştırma sektörünün enerji kullanımındaki payı –yaklaşık yüzde 15– OECD ülkelerinin çoğundan daha düşüktür. Benzine göre daha düşük oranda vergilendirilen motorin sektördeki toplam enerji tüketiminin yüzde 50’den fazlasını oluşturmaktadır. OECD ülkeleri arasında en yüksek vergi oranının uygulandığı benzin sadece yüzde 16’lık payan sahiptir ve benzini daha adil bir vergi uygulamasına tabi olan LPG ve doğal gaz takip etmektedir.

Havacılıkta kullanılan akaryakıtların vergiden muaf olması ve gemcilik sektörünün daha düşük vergi oranlarına tabi olması sebebiyle, havacılık, deniz ve demiryolu sektörleri ortalama olarak çok daha düşük düzeyde vergilendirilmektedir. Isıtma ve proses kategorisinde, doğal gaz enerji kullanımında yaklaşık yüzde 30'luk paya sahiptir ve vergilendirilmektedir. Kömür kullanımı da enerji içeriğinde benzer bir paya sahiptir ancak vergilendirilmemektedir. Öte yandan, emisyon haritası kömürün kategorideki CO₂ emisyonlarının yüzde 40'tan fazlasını ve enerjiden kaynaklanan toplam CO₂ emisyonlarının yüzde 20'den fazlasını oluşturduğunu göstermektedir. Türkiye'nin en önemli enerji kaynaklarından birisi olan linyit halen hanehalkları tarafından ısınma amacıyla yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Motorin ve diğer petrol ürünleri daha yüksek bir oranda vergilendirilmektedir ve ısıtma ve proses amaçlı enerji kullanımının yaklaşık yüzde 20'sini oluşturmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları ve atıklar, hem enerji kullanımında hem de ısıtma ve proses kullanımından kaynaklı emisyonlarda yaklaşık yüzde 14'lük paya sahiptir.

Elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynakları arasında yaklaşık yüzde 46 ve bu kullanımdan kaynaklı karbon emisyonlarında yaklaşık yüzde 36 paya sahip olan doğal gaz vergilendirilirken, elektrik üretiminde yaklaşık yüzde 38 ve emisyonlarda yüzde 55 paya sahip olan kömür vergilendirilmemektedir.

Vergi öncesi akaryakıt fiyatları ve bunlara uygulanan KDV Türkiye'deki nispeten yüksek akaryakıt fiyatlarının iki önemli bileşenini oluşturmasına rağmen, hükümetler bunlardan doğrudan sorumlu tutulmamaktadır ve vergi öncesi fiyatlarda yapılan zamlar ile ilgili endişeler genellikle hükümetin kontrolü dışında uluslararası petrol piyasalarındaki gelişmeler ile ilişkilendirilmektedir. Son kullanıcı akaryakıt fiyatlarının siyasi açıdan sorunlu kısmı özel tüketim vergisi (ÖTV) ve Türkiye'deki benzin fiyatlarının ham petrol fiyatlarındaki değişikliklere göre ayarlanmasında asimetri algısıdır. Yapısal vektör oto-regresyon yöntemi kullanılarak kısa süre önce yapılan bir çalışmanın gösterdiği gibi, ham petrol fiyatları yükseldiğinde bunun yansımaları tarifelerde artış şeklinde olurken, ham petrol fiyatları düştüğünde tarifeler değişmemektedir. Ancak, son zamanlarda döviz kurlarında yaşanan gelişmeler (yani ABD dolarının Türk Lirası karşısında değer kazanması) ham petrol fiyatlarındaki düşüşün iç piyasa fiyatlarına tam olarak yansımaya izin vermemektedir.

Türkiye'nin maliye bakanları bile birçok kez Türkiye'de akaryakıt son kullanıcı fiyatlarının özellikle yüksek vergiler sebebiyle yüksek olduğunu kamuoyu önünde kabul etmiş, ancak aynı zamanda vergilerin merkezi yönetim bütçesinin gelir gereksinimlerinin karşılanmasında kritik öneme sahip olduğunu da vurgulamıştır. Dolayısıyla, hükümetin kısa vadede –ve muhtemelen uzun vadede de- akaryakıt vergilerinden herhangi birini düşürmesi beklenmemektedir.

Vergi öncesi ve vergi sonrası akaryakıt fiyatları arasındaki büyük fark kaçakçılığın temel motivasyonunu oluşturmaktadır. Şu anda, petrol kaçakçılığı Türkiye'nin Irak ve İran ile olan sınırlarında kronik bir sorundur.

3.7.1.2 Yoksulluğu Azaltma Önlemleri

Erdoğan'ın (2014) analizi, ulaşırmada kullanılan üç yakıt türünün (benzin, motorin, LPG) hepindeki gelir esnekliklerinin pozitif olduğunu, yani insanların gelirleri arttıkça daha fazla yakıt tüketme eğiliminde olduklarını göstermektedir. Uzun vadeli esneklikler daima kısa vadeli esnekliklerden daha yüksektir; yani tüketiciler uzun vadede fiyat ve gelir değişikliklerine daha duyarlıdır. Benzinin fiyat esnekliği hem kısa hem de uzun vadede negatiftir. Ancak ilginç bir şekilde, motorin ve LPG için fiyat esneklikleri hem kısa hem de uzun vade için pozitiftir. Bu durum fiyatlar artsa bile motorin ve LPG'ye olan talebin arttığını vurgulamaktadır. Bu benzinle çalışan araç sahiplerinin araçlarını LPG'li sisteme kolay bir şekilde dönüştürebilmeleri, dolayısıyla benzin fiyatlarındaki bir artışın benzin tüketiminde bir azalmaya dönüşmesi ile açıklanmaktadır. Benzin talebi için pozitif bir motorin fiyatı esnekliği bulgusu bu yorumu desteklemektedir; yani motorinin fiyatı arttıkça benzine olan talep de artmaktadır.

Türkiye'de ulaşırmada kullanılan akaryakıtlara olan genel talep, vergi öncesi fiyatlarda veya vergilerdeki artışlara karşı hiç esnek ve duyarlı değildir. Dolayısıyla, Türkiye'deki akaryakıt

piyasası şirketlerin (aşırı kar yoluyla) ya da devletin (aşırı vergiler yoluyla) fırsatçı davranışlarına açıktır. Şirketlerin fırsatçı davranışlarını etkin düzenleme yoluyla önlemek mümkün iken, devletin fırsatçı davranışlarını önlemek çok daha zordur ve ancak sivil toplum örgütlerinin hükümet üzerinde oluşturacağı baskı ile sınırlandırılabilir.

Reformların olumsuz etkilerinin azaltılması amacıyla bazı hedefli önlemler alınmıştır. Bunlar arasında aşağıdakiler bulunmaktadır:

- *LPG tüketimi için vergi muafiyeti.* 1999 ile 2001 yılları arasında, hükümet hem katma değer vergisini hem de özel tüketim vergisini kaldırarak hanehalkları tarafından yemek pişirme amaçlı LPG kullanımını desteklemiştir. Bu vergi muafiyetleri LPG fiyatının hem benzin hem de motorin fiyatının altına düşmesine yol açmıştır. Normal motorlar LPG kullanmadığı için, hükümet LPG'nin taşıtlarda kullanımının sınırlı kalmasını bekliyordu. Ancak, benzinle çalışan motorların LPG'ye uyumlu hale getirilmesi için kısa sürede bir kayıt dışı sektör oluştu. İki yıldan kısa bir geri ödeme süresi olan bu işlem, taşıt kullanıcılarının taşıtlarını LPG'ye uyumlu hale getirmeleri için yeterince basit ve ucuz bulundu. Bu hüküm LPG tüketiminde önemli artışlara yol açtı. Ortaya çıkan vergi kaybının farkına varan hükümet 2000 yılı sonunda bu vergi muafiyetini kademeli olarak kaldırmaya başladı.
- *Toplu taşıma için vergi muafiyeti.* 2006 yılında çıkarılan yeni Kurumlar Vergisi Kanununa göre, belediyelerin, köy tüzel kişiliklerinin veya il özel idarelerinin mülkiyetindeki ve işletmesindeki toplu taşıma şirketleri, hem katma değer vergisinden hem de tüketim vergilerinden muaftır.
- *Tarımda kullanılan motorin için vergi iadesi.* Çiftçilerin belirli ürünleri yetiştirmelerine yardımcı olmak için, 2007 yılında Tarım Bakanlığı tarafından bir vergi iadesi programı başlatılmıştır. Program kapsamında her biri farklı bir yardım oranına tabi üç farklı tür ürün belirlenmiştir. Yardım miktarları belirlenen ürünlerin yetiştirilmesi için kullanılan arazinin büyüklüğüne hesaplanmakta ve Bakanlar Kurulu tarafından belirlenen bir programa göre ödeme yapılmaktadır. Hibe paranın nasıl harcanacağı ile ilgili bir sınırlama bulunmamaktadır. Bu önlem kademeli olarak uygulamadan kaldırılacaktır.



Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar

Ek 1: 1984-2014 Döneminde YİD, Yİ ve İHD Modellerinin Uygulanması

YİD Modelinin Uygulanmasında Elde Edilen Sonuçlar ve Sorunlar

Aralık 1984'te, elektrik sektörüne özel sektör katılımını sağlamak için 3096 sayılı Kanun kabul edildi. Bu kanun özel sektör üretim yatırımları için yap-işlet-devlet (YİD), işletme hakkı devri (İHD) ve otoprodüktör gibi modeller getirerek TEK'in üretim alanındaki tekel konumuna son verdi. 1994 öncesinde kaydedilen yetersiz ilerleme sebebiyle, 1994 yılında 3996 sayılı Kanun (enerji sektörünün yanında başka sektörleri de kapsayan YİD Kanunu) kabul edildi. 3096 sayılı Kanun kapsamında gerçekleştirilecek projelere de devlet garantileri sağlanabilmesi ve özel hukuk hükümlerine tabi sözleşmeler yapılabilmesi olanağı getirildi.

YİD modelinin uygulanması sonucunda, 17 yıllık bir dönemde (1984-2001) toplam kurulu gücü 2.450 MW olan 24 elektrik santrali inşa edildi (18 HES, 2 rüzgar santrali ve 4 doğal gaz KÇGT).¹⁰³ Duyulan ihtiyaçlar, hükümetin sürekli çabaları ve ıddialı beklentiler göz önüne alındığında, bu sonuç bir başarı olarak değerlendirilemez. Bu uygulamanın yeterince başarılı olmamasında birkaç sebep etkili olmuştur.

Belirsiz ve Sürekli Değişen Yasal Çerçeve

Başlangıçta YİD yeni bir kavramdı ve bu modele karşı ciddi bir muhalefet söz konusuydu. 3096 sayılı Kanun bir yasal çerçeve oluşturmuştu ancak yabancı yatırımcıları çekmek için gerekli koşulları sağlamıyordu. Başlangıçta devlet teşekküllerinin ödemeleri için devlet garantisi yoktu ve ihtilafların çözümüne yönelik uluslararası tahkim olanağı da bulunmuyordu. Hükümetin 1990 öncesinde YİD modelini özel hukuk hükümlerine tabi sözleşmeler kapsamında uygulama girişimleri ülkenin en yüksek idari mahkemesi olan Danıştay tarafından iptal edildi.

Özel hukuk hükümlerine tabi sözleşmelerin yolunu tekrar açmak ve kamu teşekkülleri tarafından yapılacak ödemeler için devlet garantileri sağlamak amacıyla, 1994 yılında enerji sektörünün yanında diğer sektörleri de kapsayan 3996 sayılı Kanun kabul edildi. 3096 sayılı Kanun kapsamında gerçekleştirilecek projelerin aynı zamanda devlet garantileri ve özel hukuk hükümlerine tabi sözleşmeler için de uygun olacağı kabul edildi.

3996 sayılı Kanun özel hukuk hükümlerine tabi sözleşmelerin yapılmasına ve ihtilafların Danıştay incelemesi veya onayı olmadan uluslararası tahkime tabi olmasına olanak tanıdı. Ancak, 1995 yılında, Anayasa Mahkemesi Türkiye Cumhuriyeti Anayasasına göre kamu hizmetlerine özel sektör katılımının ancak imtiyaz hukuku kapsamında mümkün olabileceğine ve özel hukuk hükümlerinin kullanılmayacağına karar verdi. Hükümet elektrik sektöründe özel sektör katılımının sağlanmasını arzu etmesine rağmen Türkiye Cumhuriyeti Anayasası elektrik hizmetini sadece kamu iktisadi teşebbüsleri tarafından sunulacak bir kamu hizmeti olarak tanımlıyordu. Dolayısıyla, sektöre özel sektör ancak devlet ile yapılacak olan ve imtiyaz süresinin sonunda yatırımların mülkiyetinin devlette kalacağı imtiyaz sözleşmeleri yoluyla yetkilendirilebilirdi.

Sonuç olarak, Anayasa Mahkemesinin iptali öncesi yürürlüğe giren bazı YİD üretim projeleri dışında, 3096 sayılı kanunun çıkarılmasından sonra başlatılan projelerin imtiyaz sözleşmeleri yoluyla yürütülmesi gerekti. Uluslararası tahkim ile özel hukuk hükümlerine tabi sözleşmelerin yapılması ancak 1999 yılında yapılan Anayasa değişikliği ile mümkün hale gelmiştir. Ayrıca, daha önce imzalanan imtiyaz sözleşmelerinin özel hukuk hükümlerine tabi sözleşmelere dönüştürülmesine olanak tanıyan yeni bir kanun (4501 sayılı kanunu) çıkarılmıştır.¹⁰⁴ Bu değişikliğin temel sebebi elektrik sektörüne özellikle yabancı yatırımcılar olmak üzere özel sektör yatırımcılarını çekmekti, çünkü idari hukuka tabi sözleşmeler, idari makamların müdahil olması ve uluslararası tahkimin olmayışı gibi faktörler özel sektör yatırımcıları tarafından riskli olarak algılanıyordu.

Özet olarak, YİD modelinin: (a) idari sözleşmeler, Danıştay¹⁰⁵ denetimi ve onayı ve ihtilafların Danıştay yoluyla çözümünü gerektiren bir imtiyaz çerçevesinde mi; yoksa (b) Danıştay onayı gerektirmeyen ve ihtilafların çözümü için uluslararası tahkime izin veren özel hukuk hükümlerine tabi sözleşmeler kapsamında mı uygulanacağı konusunda sürekli tartışmalar yapılıyordu. Bu konular

ile ilgili olarak bazı kararnameler ve kanunlar yayınlanmış ancak bunların çoğu Danıştay ya da Anayasa Mahkemesi tarafından iptal edilmiştir. Bu tartışma 1999 yılına kadar durmamış ve zaman ve motivasyon kaybına yol açmıştır.

1999 yılında, Türkiye Cumhuriyeti Anayasası değiştirilerek elektrik yatırımlarının özel hukuk hükümlerine tabi olmasının ve böylelikle uluslararası tahkimin yolu açılmıştır. Bu değişiklik ile Danıştay'ın ihtilaflardaki rolü sınırlandırılmış ve yatırımlara ilişkin onay süreci hızlandırılmıştır. Yukarıda belirtilen anayasa değişikliklerinin uygulanmasını teminen 2000 yılında altyapı projelerine yönelik yeni bir kanun çıkarılmıştır (4501 sayılı kanun).

Uygulamadaki sorunlar, ana yasal çerçeve ve esaslar üzerindeki bir uzlaşma ile desteklenen açık ve şeffaf bir yasal ve idari çerçeve olmadan hiçbir modelin başarılı olamayacağını göstermiştir.

Uygulama Sorunları

Yerli ve yabancı özel sektör 1993-94'e kadar yatırımlara hiç ilgi göstermezken, 3996 sayılı Kanun sonrasında büyük ilgi göstermişlerdir – özellikle çok uygun fiyatlarla ve yatırımcıları hiç risk getirmeyen üç doğal gaz santrali için sözleşme imzalandıktan sonra¹⁰⁶. İptal sonrasında bile yatırımcı iştahının temel sebepleri; uygun fiyat, devlet garantisi ve düşük risk beklentisi (al ya da öde hükümleri ve özel hukuk hükümlerinin uygulanmasına yönelik hükümetin sürekli çabaları sebebiyle) idi. Bu durum daha sonra bir yandan proje maliyetinde enflasyona ve yükümlenilen maliyetlere (stranded cost) yol açarken, diğer yandan devletin şartla bağlı yükümlülüklerini arttırmıştır.

Sonuç olarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na (ETKB) yapılan başvuruların sayısı önemli ölçüde artmıştır. 1999 yılının başlarında, işletmede veya yapım halinde olan 2.400 MW'lık projelere ek olarak, değişik işlem aşamalarında bulunan (ön fizibilite raporu sunulan, değerlendirme aşamasında olan, hükümet onayı bekleyen, vs.) ve toplam **kapasiteleri 30.000 MW'ı aşan yüzlerce proje başvurusunda** bulunulmuştur. Ayrıca Yİ modeli kapsamında uygulanacak beş santral (6.100 MW) için imzalanmış sözleşmeler mevcuttu.

YİD modeli alım ve ödeme garantileri sağlamaktadır. İmzalanmış durumdaki (veya paraflanıp onay bekleyen) sözleşmelerin tümünde tarife önden yüklemeliydi. Yani, tarifeler ilk 10 yıllık dönem (genellikle sözleşme süresinin ilk yarısı) için daha yüksekti.¹⁰⁷ Dolayısıyla model uygulamasında gelecekteki yükümlülüklerin dikkate alınması gerekiyordu. Yıllık sözleşmeye bağlanan miktarın gelecekteki talep ve arz göre belirlenmesi gerekiyordu (mevcut üretim, YİD, otoproduktör, devam eden kamu üretim yatırımları ve Yİ santralleri dikkate alınarak). Ayrıca, modelin bir optimum üretim gelişim planına göre uygulanması ve santral sayısının, kurulu güçlerinin ve üretimlerinin, işletmeye giriş tarihlerinin, yakıt kaynaklarının ve bu santrallerin yerlerinin önceden belirlenmesi gerekiyordu. Bu planlama sonrasında ETKB yol haritasını ve uygulama programını açıklayabilirdi. Belirlenen sıralamaya göre rekabetçi bir ihale mekanizması uygulanabilirdi. YİD modeli kapsamında temel beklenti riski aktarmak ve aynı zamanda operasyonel maliyetleri düşürmek, hizmet kalitesini yükseltmek ve projelerin tasarım ve uygulamasında yeni teknolojilerin kullanılmasını sağlamaktı. Bu amaçlara ulaşmak üzere rekabetçi ihale ve yeterlilik uygulanması ve açık ve şeffaf bir çerçeve bulunması halinde daha etkili bir uygulama sağlayabilirdi.

Bununla birlikte, bu ilkelerin çoğu takip edilemedi. Bazı başarısız HES ve rüzgar santrali ihalelerinin dışında, ön yeterlilik koşulu ve rekabetçi ihale uygulanamadı. Uygulanan yöntem, ilgilenen üç şirketten teklif almak ve yatırımcılar tarafından yapılan fizibilite etütlerine dayalı olarak müzakereler yapmaktı. YİD santrallerinin teknolojisini, yakıtını, kurulu gücünü, yerini ve zamanlamasını proje sahipleri belirliyor ve fizibilite etütlerini ETKB'ye sunuyorlardı. Geliştirilen projeler sabit fiyatlara ve alım garantilerine dayalıydı, ancak riskler yine devlet tarafından üstleniliyor ve verimlilik faydaları tüketicilere yansıtılmıyordu.

Fizibilite raporlarının değerlendirilmesi sırasında ETKB teknik görüşlerini almak için tüm başvuruları TEAŞ'a gönderiyordu. Sistem işletmecisi ve alıcı konumundaki TEAŞ başvuruları inceliyor ve görüşlerini ETKB'ye gönderiyordu. Proje sayısı arttıkça TEAŞ itiraz etmeye başladı. Bu itirazlarının üç temel sebebi vardı:

- Zaman içinde kapasite fazlalığına veya eksikliğine yol açabilecek plansızlık
- Santrallerin yerlerinin bölgesel arz/talep dengeleri ve iletim sistemi koşulları dikkate alınmaksızın proje sahipleri tarafından seçilmesi; ve
- Gelecekte yapılacak ödemelerin miktarı (al ya da öde taahhütleri sebebiyle).

Mevzuata göre YİD sözleşmelerinin imzalanabilmesi için Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) onayı gerekiyordu. Başvuru sayısı arttıkça DPT de itiraz etmeye ve projelere onay vermemeye başlamıştı. DPT proje zamanlamasının gelecekteki arz/talep dengesine göre belirlendiği bir planlı yaklaşım istiyordu.

Ödeme garantileri devlet garantileri ile desteklendiğinden dolayı, Hazine de artan şartta bağlı yükümlülükleri sebebiyle isteksiz davranıyordu.

Özellikle 1998 sonrasında TEAŞ, DPT ve Hazine'nin itirazlarının bir başka önemli sebebi de al yada öde garantileri yerine rekabetçi bir piyasanın kurulması yönünde yeni ortaya çıkan fikirdi. (Serbest piyasa modeli ve bu yönde atılan somut adımlar İHD uygulamasına da etkiledi. Bu konularla ilgili bölümlerde daha ayrıntılı olarak ele alınacaktır.)

Dolayısıyla, hükümet DPT, ETKB, Hazine ve TEAŞ ile ortaklaşa belirlenen yeni bir uygulama programını benimsedi. 1999 ve 2000 yıllarında uzun süren tartışmalar sonucunda, hâlihazırda yapım aşamasında olanlara ek olarak sadece 29 YİD projesinin (ETKB ile sözleşmesi olanlar ve/veya faydalı görülenler) devam edebileceğine, YİD proje portföyünün geri kalanının iptal edilmesi gerektiğine karar verildi. Bu karara dayalı olarak, ETKB 2001 yılının başlarında farklı uygulama aşamalarında olan ve imzalanmış bir sözleşmesi bulunmayan 120'den fazla projeyi iptal etti. Bununla birlikte;

- Yetersiz üretim yatırımı sebebiyle (YİD'lerin yeterli düzeyde gerçekleşmemesi ve bu modeli aşırı güvenilmesi sonucunda yeterli kamu yatırımlarının yapılmaması), yedek kapasite keskin bir şekilde azalarak 1998-2001 döneminde arz güvenliği sorunlarına yol açtı. 2001 yılında ekonomik kriz yaşanmasaydı, ülke geneline yaygın bir şekilde bir kısmi kesinti programı uygulanmaya başlanabilirdi.
- 1997-98 arz/talep projeksiyonları gelecek için bir alarm veriyordu. Üretim kapasitesinin artırılması için Yİ modeli yoluyla hızlı bir şekilde gerçekleştirilebilecek üretim teknolojilerinin (yani doğal gaz KÇGT) kullanılması çözümünün uygulanmasına, dolayısıyla doğal gaza aşırı bağımlılığın doğmasına yol açtı.
- Benzer şekilde, 2000 sonrasında fuel-oil yakıtlı mobil santraller gibi geçici ve yüksek maliyetli çözümlerin kullanılmasına yol açtı.
- Kalan mevcut sözleşmeler (o zaman için henüz inşa edilmemiş santrallere yönelik) mevzuat düzenlemeleri yapılmasını ve bunların bağımsız elektrik üreticilerine dönüştürülmesi yönünde çalışmalar yapılmasını gerektiriyordu; uzun süren müzakereler sonucunda bu proje sahiplerinin çoğu şebeke bağlantılarının ve su kullanım haklarının korunması karşılığında sözleşmeden doğan haklarından vazgeçtiler ve bağımsız elektrik üreticisi olarak lisanslandırıldılar.
- Uygulanamayan projeler için çeşitli hukuki itirazlarda bulunuldu, tazminatlar talep edildi ve uzun süren yerel mahkeme ve yerel ve uluslararası tahkim davaları görüldü.

Bu dönemde verilen al yada öde garantileri (işletmedeki YİD santralleri için) rekabetçi piyasa oluşturulduktan sonra geçici önlemlerin alınmasını gerektirmiştir.

Yİ Modelinin Uygulanmasında Sonuçlar ve Sorunlar

Hükümet, 1997 yılına kadar YİD santrallerindeki gerçekleşmenin yetersiz olması sebebiyle ve talep edilmeden önerilen yüzlerce proje teklifini incelemek ve karşılaştırmak yerine kendi tercih edeceği öncelikli projeler üzerinde odaklanmaya ve daha makul fiyatlar ve koşullar elde etmek amacıyla bu projeler için rekabetçi ihale yoluyla yatırımcıları seçmeye karar verdi. Böylelikle 1997 yılında 4283 sayılı Kanun ile **Yap-İşlet (Yİ) modeli** uygulamaya konuldu.

Yİ modeli kapsamında şirketlerin elektrik santrali inşa etmesine, işletmesine ve bu santrallerde ürettikleri elektriği uzun süreli elektrik alım sözleşmeleri (EAS) yoluyla kamu şirketi olan TEAŞ'a satmalarına izin verilmiştir. Ancak, YİD modelinin aksine bu modelde santrallerin sahibi özel şirketlerdir. Ayrıca, uygulama prosedürü farklıdır: ETKB ile bir "imtiyaz" veya "görevlendirme" anlaşması yoktur. Yapılan tek anlaşma TEAŞ ile şirket arasında yapılan elektrik alım sözleşmesidir. YİD modelinin aksine, bu model uzun vadeli optimum üretim gelişim planında tespit edilen santralleri inşa edecek şirketlerin seçimi için rekabetçi bir ihale prosedürü takip edilmesini öngörmüştür. Kanuna göre, ihaleler ETKB yerine TEAŞ tarafından yapılacak ve elektrik alım sözleşmeleri de TEAŞ tarafından müzakere edilip imzalanacaktır.

Başlangıçta 10 santral seçildi ve ilk adım olarak bunların beşi ihaleye çıkarıldı (daha sonra diğerleri iptal edildi). İhale sürecinin sonunda, 1998 ve 1999 yıllarında dört adet doğal gaz yakıtlı KÇGT için ve bir adet ithal taş kömürü yakıtlı santral için sözleşmeler imzalandı. Bu santrallerin toplam kurulu gücü 6.100 MW idi ve hepsi de 2002-04 döneminde işletmeye alındı.

YİD modeli ile karşılaştırıldığında, Yİ modeli başarılı bir şekilde uygulanmıştır ve 6.000 MW'lık bir kurulu güç oldukça hızlı bir şekilde üretim sistemine ilave edilmiştir. Bu hızlı ve başarılı uygulamanın sebepleri arasında aşağıdakiler bulunmaktadır:

- Uluslararası rekabetçi bir ihale yapılmıştır ve 30'dan fazla yerli ve uluslararası şirket ihaleye katılmıştır.
- Sağlam ve şeffaf bir yasal çerçeve mevcuttu, elektrik alım sözleşmesi özel hukuk hükümlerine tabiydi ve ihtilafların çözümü için uluslararası tahkime başvurulabiliyordu.
- Santrallerin mülkiyeti özel sektörde kalacaktı (YİD modelinde olduğu gibi devlete devredilmiyorlardı).
- Rekabet ve koşullar sebebiyle fiyatlar makul seviyelerdeydi: kapasite ve İşletme-Bakım tarifeleri YİD'lerin kapasite ve İşletme-Bakım tarifelerinin yarısından azdı. Bu durum kamu otoriteleri arasında yaygın bir şekilde kabul görmesini sağladı.
- Santraller ve yerleri optimum üretim genişletme planı doğrultusunda TEAŞ tarafından belirlendi.
- Elektrik alım yükümlülüğünün süresi YİD modeline göre daha kısaydı (toplam elektrik alım sözleşmesi süresi inşaat süreci dahil 20 yıl).

Ancak, Yİ modeli uygulaması bazı olumsuz sonuçlar da doğurdu. Hukuki sorunların önlenmesi amacıyla, Kanun linyit ve hidro gibi yerli kaynakların kullanılmasına izin vermiyordu (doğal kaynakların kullanılması imtiyaz sözleşmeleri gerektirecekti); dolayısıyla sadece doğal gaz ve ithal kömür kullanılabilirdi. Durum böyle olmasaydı bile, izleyen yıllar için ilave kapasiteye acil bir şekilde ihtiyaç duyuluyordu ve sadece doğal gaz santralleri bu kadar kısa bir süre içerisinde inşa edilebilirdi. Dolayısıyla, mevcut santrallere ek olarak devreye alınan 4.800 MW'lık Yİ modeli doğal gaz santralleri elektrik üretiminde ithal doğalgaza aşırı bağımlılığa yol açtı. Ayrıca, al yada öde yükümlülükleri sebebiyle ,YİD santrallerinde olduğu gibi, Yİ santrallerinden alınan elektrik(elektrik piyasasında rekabeti kısıtladı.

Üretim Özelleştirmesi için İHD Modelinin Uygulanmasında Sonuçlar ve Sorunlar

1984-2001 döneminde kamuya ait santrallerin özelleştirilmesi için İHD modeli kullanılmıştır. 1996 yılında bir hidroelektrik santral devredilmiş ve 1994 yılında bir termik santral ihale edilmiştir. 1997 yılında 16 termik santralin ihalesi başlatılmıştır. Bu santrallerin toplam kurulu gücü 9.576 MW idi. Değerlendirme sonrasında sekiz santral için sözleşme müzakeresi yapılmış ve 1999 yılında altı santral için imtiyaz sözleşmeleri imzalanmıştır. Yapılan anayasa ve kanun değişikliklerinin imtiyaz sözleşmelerinin özel hukuk hükümlerine ve uluslararası tahkime tabi sözleşmelere dönüştürülmesine izin vermesi ile birlikte, dört şirket ile yeni uygulama sözleşmeleri imzalanırken, diğer ikisi imtiyaz sözleşmeleri ile devam etmeyi tercih etmiştir. Ancak, Hazine Yİ, YİD ve İHD sözleşmelerinden doğan şarta bağlı yükümlülükler sebebiyle hazine garantisi sağlama konusunda isteksiz davranmıştır. Üretim İHD süreci ancak 2002 yılında sonuçlandırılabilmiştir .

STK'ların ve sendikaların açtıkları davalar sonucunda, 2001 ve 2002 yıllarında Danıştay ETKB'yi sözleşme müzakereleri için yetkilendiren Bakanlar Kurulu kararını iptal etmiş ve biri dışında tüm sözleşmeler iptal edilmiştir. Bu sözleşmelerden bazıları özel hukuk hükümlerine tabiydi (1999 sonrasında yürürlüğe girmişti) ve uluslararası tahkim süreci sonunda Türk Hükümeti bazı projeler için tazminat ödemek zorunda kalmıştır.

Dolayısıyla, İHD uygulamasının sonucu hiç tatmin edici olmamıştır. Sonunda bir hidroelektrik santral (30 MW, 1996'da devredilmiştir) ile bir linyit santrali (Çayırhan, 620 MW, imtiyaz sözleşmesi, 2000 ve 2001'de devredilmiştir)¹⁰⁸ dışında diğer sözleşmelerin hiçbiri uygulanamamıştır.

Bu başarısız uygulamanın temel sebebi Danıştay kararları olmasına rağmen, başka sebepler de bunda etkili olmuştur:

- Uzayan ihale ve müzakere süreci, yasal çerçevedeki değişiklikler (önceki bölümde tartışılmıştır) ve halihazırda imzalanmış olan imtiyaz sözleşmelerinin özel hukuk hükümlerine tabi sözleşmelerine dönüştürülmesi sebebiyle, çok fazla zaman ve çaba harcanmıştır. YİD uygulamasında olduğu gibi, 1998-99 sonrasında yeni bir elektrik piyasası oluşturma arzusu sebebiyle kamu kurumları (Hazine, DPT ve TEAŞ) motivasyonlarını kaybetmiştir. Yapılan çalışmalar mevcut Yİ, YİD ve devredilecek İHD santrallerinin garantili satışlarının¹⁰⁹ başlangıçta Türkiye'de üretilen elektriğin çok büyük bir bölümünü oluşturacağını, dolayısıyla Pratik olarak piyasada rekabet alanı bırakmayacağını göstermiştir.
- Ayrıca özellikle özel hukuk ve uluslararası tahkim hükümleri içermeyen ihale dokümanlarına göre seçilen şirketlere bu olanakların sonradan tanınması, özelleştirmeye karşı zaten var olan itirazları daha da artırmıştır.
- YİD ve İHD sürecine ilişkin yolsuzluk suçlamaları önemli bir karmaşaya (2001 yılında bazı bürokratlar suçlanmış ve uzun dava süreçlerine konu olmuştur) ve siyasi sorunlara yol açmıştır. Tüm bu faktörler karar verme sürecini ve yargı kararlarını etkilemiştir.

Tüm bu faktörler 3096 ve 3996 sayılı kanunlar kapsamında İHD yöntemiyle yapılan üretim özelleştirmesi girişimlerinin başarısızlıkla sonuçlanmasına katkıda bulunmuştur. Deneyimler özelleştirmeye sağlam bir yasal çerçeve olmadan ve piyasa yapısı için gelecekteki sonuçlarını değerlendirmeden başlamanın bir hata olduğunu göstermektedir.

Dağıtım İHD Modelinin Uygulanmasındaki Sonuçlar ve Sorunlar

1995 yılında 29 dağıtım bölgesi belirlenmişti. bunlardan dördü o zamanlar imtiyazlı şirketlerce işletiliyordu (Aktas ve Kayseri bölgeleri zaten özel sektör tarafından işletiliyordu; Çukurova ve Kepez bölgeleri de ÇEAŞ ve KEPEZ şirketlerinin imtiyaz sözleşmelerine dahil edilmişti). Geri kalan 25 bölgenin işletme haklarınının 3096 sayılı Kanun kapsamında tanımlanan İHD yöntemiyle devredilmesine karar verildi. 1996 yılında ihaleler yapıldı ve 20 bölge için kazanan teklif sahipleri belirlendi (beş bölge için teklifler uygun bulunmadı). Kazanan 20 teklif sahibinden üçü tekliflerindeki gereklilikleri yerine getiremedi. Kalan 17 bölge için şirketlerin görevlendirilmesine yönelik Bakanlar Kurulu kararları çıkarılarak ETKB sözleşme müzakerelerinin yürütülmesi için yetkilendirildi. Bölgelerden bazıları için imtiyaz sözleşmelerine ilişkin müzakereler tamamlanarak, idari sözleşme oldukları için Danıştay onayına sunuldu. Danıştay onayı üzerine 1997-99 döneminde imtiyaz sözleşmeleri imzalandı. Bu arada bazı kuruluşlar (STK'lar ve sendikalar) Danıştay'a başvurarak yetkilendirmenin iptali istemiyle yetkilendirmeye ilişkin Bakanlar Kurulu kararlarına itiraz ettiler.

İmtiyaz sözleşmeleri aleyhine açılan davalar devam ederken. 1999 yılında yapılan Anayasa değişikliği ile imtiyaz sözleşmelerinin yerine uygulama sözleşmelerinin (özel hukuk hükümlerine tabi) imzalanması mümkün hale geldi. Bu değişiklik üzerine, yeni mevzuat hazırlandı ve şirketlerden bazıları imtiyaz sözleşmelerini yenileyerek uygulama sözleşmesi imzalamak için başvuruda bulunmayı tercih etti. ETKB. Bakanlar Kurulundan yetki alarak müzakerelere başladı. Beş imtiyaz sözleşmesine ek olarak altı uygulama sözleşmesi imzalandı. Ancak bu sözleşmeler aleyhine de yeni davalar açıldı.

Bakanlar Kurulu kararları ve sözleşmeler aleyhine açılan davalar uzun zaman aldı. Üç yıllık dava sürecinin sonunda, Danıştay iki bölge dışında Bakanlar Kurulu'nun yetkilendirme kararlarını iptal etti ve sözleşmeler uygulanamadı. Sözleşmelerin iptali için Danıştay'ın açıkladığı başlıca gerekçeler (a) ihale koşullarında kamu menfaatinin dikkate alınmamış ve (b) teklif sahiplerinden bölgelele ilişkin yatırım programının istenmemiş olmasıydı. ETKB aleyhindeki yolsuzluk iddiaları ve ihale sürecindeki eksiklikler de iptal gerekçeleri arasında yer alıyordu.

Sonuç olarak iki bölge dışında, özelleştirme süreci başarılı olamamıştır. 2001 yılında çıkarılan Elektrik Piyasası Kanunu sonrasında iptal edilmeyen iki bölgeye ilişkin sözleşmeler yeniden müzakere edilerek yeni mevzuata uyumlu hale getirilmiş ve bölgeler devredilmiştir.

Uygulama sözleşmelerinde ihtilaf çözüm mercii uluslararası tahkim olarak belirlenmişti. Dört şirket tahkim için tazminat talebiyle Uluslararası Ticaret Odası'na (ICC) başvurdu. Davalardan birisi reddedilirken, Türkiye diğer üç şirkete yaklaşık 150 milyon ABD doları ödedi.

Ek 2: Türkiye’de Hidroelektrik ve Rüzgar Kapasitesinin Gelişimi

Hidroelektrik

Türkiye’nin yıllık hidroelektrik üretim potansiyeli 140.000 GWh olarak bildirilmiştir (geçmişteki ortalama kullanım faktörü göz önüne alındığında, bu potansiyel 40.000 MW’lık kurulu güç kapasitesi ile kullanılabilir).¹¹⁰

YİD projeleri kapsamındaki 870 MW ile imtiyaz şirketleri (ÇEAŞ ve Kepez gibi) tarafından inşa edilen 1.120 MW dahil olmak üzere 2001 yılında hidroelektrik santrallerin toplam kurulu gücü 11.673 MW idi.

Elektrik Piyasası Kanunu özel sektör şirketlerinin HES inşa etmesine izin vermesine rağmen; su kullanımına ilişkin olarak tarafların hak ve yükümlülüklerini veya HES’lerin lisanslandırılmasına yönelik prosedürleri tanımlayan bir yönetmelik mevcut değildi. Türkiye’de yenilenebilir enerjinin geliştirilmesindeki önemli adımlardan birisi 2003 yılında “**Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmeliğin**” yayınlanması olmuştur.¹¹¹

Bu yönetmelik sadece usulleri tanımlamıyor, aynı zamanda özel şirketlerin DSİ ve EİEİ tarafından geliştirilen projelere yatırım yapmasına olanak tanıyordu. EİEİ 1935 yılından ve DSİ 1953 yılından bu yana hidroelektrik kapasitesinin belirlenmesi amacıyla nehir havzalarında çalışmalar yapmakta ve çeşitli nehir havzalarındaki aday HES projelerine yönelik fizibilite etütleri ve planlar hazırlamaktaydı. Ancak, DSİ sadece büyük barajların inşası ile ilgileniyordu ve özel sektör de 2001 öncesinde ancak YİD modeli kapsamında HES inşa edip işletebiliyordu. Dolayısıyla, bu yönetmelik özel sektör tarafından hidroelektrik projelerinin (özellikle küçük ölçekliler) yapımı için önemli bir adım olmuştur.

Böyle bir yönetmeliğin yayınlanmasının sebeplerinden birisi de, Türkiye’de yenilenebilir enerjinin geliştirilmesi amacıyla sağlanan 200 milyon ABD\$ tutarındaki **Dünya Bankası kredisinin** (Birinci Yenilenebilir Enerji Kredisi) kullanımına ilişkin bir metodoloji belirlemektir. Bu kredinin küçük HES’ler için kullanılabilmesi için, uygun potansiyel projelerin belirlenmesi, dolayısıyla projelerin seçimine yönelik bir prosedürün tanımlanması gerekiyordu. Bu sebeple, Dünya Bankası kredisi bu yönetmeliğe ilişkin çalışmaların başlatılmasında önemli bir faktör olmuştur. Kredi aracı bankalar (Türkiye Kalkınma Bankası – TKB- ve Türkiye Sınai Kalkınma Bankası – TSKB-) yoluyla başarılı bir şekilde kullanılmış, 2004-09 döneminde işletmeye giren ve toplam kurulu gücü 585 MW olan ve 1 rüzgar santrali, 4 jeotermal santral ile 16 küçük HES projesi finanse edilmiştir.

2003 yılında “**Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmeliğin**” yayınlanması sonrasında, DSİ ve EİEİ proje portföyü açıklanmıştır. Toplam proje sayısı 183 idi ve zaman içinde –bazı yarım kalmış DSİ projelerinin ve eskiden yapılmış hükümetler arası anlaşmalar kapsamında gerçekleştirilebilecek projelerin dahil edilmesi ile birlikte- bu rakam yaklaşık 400’e ulaştı. İkinci bir adım olarak, DSİ-EİEİ listesinde yer almayan ancak özel sektör tarafından geliştirilen projelerin yapımına da izin verilmiştir. 2004 yılında bu projelerin sayısı 678 idi ve zaman içinde 1.215’e ulaştı. Bununla birlikte, bu ekin ilerleyen bölümlerinde açıklanan sorunlar sebebiyle, DSİ Ekim 2007’den itibaren özel sektörden yeni proje başvuruları kabul etmedi. Kasım 2013 itibarıyla DSİ toplam kurulu gücü 25.000 MW’ı bulan 1.618 projeyi onaylamıştır.

Ocak 2015 itibarıyla, işletmedeki 521 HES’in toplam kurulu gücü 23.643 MW’tır. Bu santrallerden 444’ü (7.036 MW) nehir tipidir ve geri kalanları rezervuar tipidir. Özel sektör HES’lerinin kapasitesi 10.646 MW’tır. Tüm HES’ler yenilenebilir enerji tesisleri olarak kabul edilmekle birlikte, sadece nehir tipi HES’ler ile rezervuar alanı onbeş kilometrekarenin altında olan rezervuar tipi HES’lerin yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik destek mekanizmalarından yararlanabildiğini belirtmek gerekir.

Son 10 yılda işletmeye alınan yeni HES kapasitesinin yaklaşık yüzde 80'i özel sektör şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir. Yeni santral yatırımlarının büyük çoğunluğu Yenilenebilir Enerji Kanunu sonrasında başlamıştır. EPDK'nın proje ilerleme raporlarına göre, mevcut santral kapasitesine ek olarak, toplam kapasitesi 10.000 MW'ı bulan 356 lisanslı özel sektör hidroelektrik santrali yapım aşamasındadır.¹¹² Bunların gerçekleşmesi durumunda, Türkiye'nin toplam hidroelektrik kapasitesinin neredeyse yüzde 85'i kullanılıyor olacaktır.

Hidroelektrik santral yatırımlarında büyük bir ilerleme kaydedilmiştir (10 yılda özel sektör tarafından yaklaşık 8.000 MW'lık kapasite inşa edilmiştir). Sabit fiyat garantili tarife düzeyi yetersiz görülmesine (ve özel sektör tarafından bunların yükseltilmesine yönelik yapılan ancak başarısızlıkla sonuçlanan girişimlere) rağmen, özel sektör yapım aşamasındakiler de dahil olmak üzere yaklaşık 20.000 MW'lık HES kapasitesi inşa etmiştir veya inşa etmeye çalışmaktadır. Büyük rezervuar tipi HES'ler destek mekanizmasından yararlanamamasına rağmen, özel sektör tarafından bunlar da inşa edilmektedir.

Önceki bölümde açıklanan sebeplere ek olarak, HES'lere yönelik yatırımcı iştahının hidroelektrik alanına özgü başka sebepleri de mevcuttur

- HES'lerin en önemli maliyet kalemi inşaat çalışmalarından oluşmaktadır. Türkiye'de çok sayıda deneyimli inşaat şirketi mevcuttur ve HES'lerin çoğunun sahibi ve yapıcısı bu şirketlerdir.
- Orta ve büyük ölçekli rezervuar tipi santraller düşük fiyatlı dönemlerde su depolama ve piyasadaki marjinal fiyatların doğalgaz santralleri tarafından belirlendiği puant tüketim dönemlerinde elektrik üretme ve satma yeteneğine sahiptir. HES'lerin işletme maliyeti çok düşük olduğu için, marjinal maliyetlerinin üzerine iyi bir kâr koyabilmektedirler.

Ancak bu hızlı uygulama süreci aynı zamanda bazı sorunlara da yol açmıştır. Bunlar aşağıda tartışılmaktadır.

- Şebekeye Bağlantı

Daha önce de belirtildiği gibi, piyasa özel yatırımlara açıldığından bu yana yaklaşık 1.500 proje geliştirilmiştir. Yeni projelerin kurulu gücü birkaç MW'tan birkaç yüz MW'a kadar değişiklik göstermekte ve bunlar tüm ülkeye yayılmış durumdadır.

Bu durum şebeke bağlantısı bakımından bir darboğaz yaratmıştır. Geçmiş TEİAŞ şebeke geliştirme planları bilinen ve genellikle büyük rezervuar tipi HES projeleri için hazırlanmıştır. TEİAŞ yüzlerce yeni santralin bağlantısı için hazır değildi (aynı sorun rüzgar santralleri için de geçerlidir). İdeal olarak, dağıtım ve iletim planlarının her bir nehir havzasındaki toplam HES projeleri dikkate alınarak hazırlanmış olması ve aynı havzadaki birkaç santralin bağlanabileceği şekilde tasarlanan havza trafo merkezlerinin öngörülmüş olması gerekirdi.

Başlangıçta böyle planlı bir yaklaşımın olmaması proje uygulamasında gecikmelere yol açmıştır. Bununla birlikte, zaman içinde yatırım programına yeni trafo merkezleri ve iletim ve dağıtım hatları dahil edilmiş ve inşa edilmiştir. TEİAŞ'ın teknik ve finansal kaynakları sınırlı olduğu için, Elektrik Piyasası Kanununda yapılan değişiklik ile özel şirketlerin TEİAŞ adına bağlantı hatları ve trafo merkezleri inşa etmelerinin yolu açılmıştır. Eğer bağlantı noktası TEİAŞ tarafından onaylanmışsa ve yeni iletim tesisleri (trafo merkezi, hat) TEİAŞ'ın yatırım planında yer almıyorsa, veya yeni yatırımın önerilen zamanlaması yatırımcı için uygun değilse, TEİAŞ piyasa katılımcılarından bağlantı hatlarını ve ilgili ekipmanları TEİAŞ adına finanse edip yapmalarını veya bunun için kaynak sağlamalarını talep edebilmektedir. Yapım çalışmalarının tamamlanmasından ve santralin işletmeye alınmasından sonra, yatırım maliyeti santralin lisans sahibine 10 yıl içerisinde geri ödenecektir. Bu hüküm bağlantı yatırımlarına hız kazandırmıştır.

Bununla birlikte, nehir havzası trafo merkezlerinin yapımı ile ilgili halen sorunlar yaşanmaktadır. Aynı nehir havzasındaki tüm projeler aynı zaman dilimi içerisinde inşa edilmediği için, trafo merkezinin ilk şirket tarafından inşa edilmesi gerekmektedir. Küçük (birkaç MW'lık) HES'ler için,

trafo merkezinin maliyeti proje sahibi için bir yük oluşturmaktadır. TEİAŞ tarafından daha sonra geri ödenmesine rağmen, aynı havzada başka projelerin katılımından önce gerçekleştirilmeleri halinde iletim tesislerinin finansmanı küçük projeler için sorun teşkil etmektedir.

Yeni Elektrik Piyasası Kanunu ile getirilen ve yeni lisansların TEİAŞ'ın mevcut kapasitesine göre verilmesini öngören yeni lisanslandırma rejimi bu soruna bir çözüm olabilir. Ancak, daha önce de belirtildiği gibi, projelerin çoğu zaten lisanslandırılmış durumdadır ve bazı projeler aynı sorunu yaşamaya devam edecektir.

- Proje Sahibi Seçim Süreci

Yönetmeliğe göre, DSİ veya EİE tarafından geliştirilen bir projeye birden fazla şirketin başvurması halinde bir ihale süreci düzenlenmektedir. Ayrıca, şirketler tarafından geliştirilen projeler DSİ'nin web sitesinde duyurulmakta ve aynı proje sahası için başka başvuruların da olması halinde onlar da ihaleye dahil edilmektedir. Her ihalede katılımcılar HES'in işletmeye girmesinden sonra DSİ'ye ödenecek bir katkı payı (TL/kWh) teklif etmektedir. En yüksek katkı payını teklif eden şirket sant-rali inşa etme hakkını kazanmaktadır. Başvuru sahiplerinin DSİ'ye bir fizibilite raporu sunmaları gerekmesine rağmen, bu raporlar ayrıntılı değildir ve DSİ ancak çok önemli hatalar içeren veya havza su kullanım kurallarının ihlal edildiğini gösteren raporları reddetmektedir. Başarılı teklif sahibi seçildikten sonra, DSİ daha ayrıntılı bir fizibilite raporu istemektedir ve şirketler proje sahasına ve hidrolojisine ilişkin etütlerin ve verilerin doğruluğundan sorumlu tutulmaktadır. 2014 itibarıyla, ihaleye tabi tutulan projelerin sayısı 698'dir (diğerleri için tek bir başvuru yapıldığı için ihaleye gerek görülmemiştir).

Bu seçim yöntemi aşağıdaki sorunları yaratmıştır:

- Projelerin ayrıntılı teknik ve ekonomik değerlendirmesi olmadığı için, projenin başarısı sadece proje sahibine bağlı kalmaktadır. "HES projelerine hücum" döneminde (2004–10), yetkin olmayan şirketler veya şahıslar tarafından proje sahası ve hidrolojisi ile ilgili yeterli çalışmalar yapılmadan yüzlerce yeni proje geliştirilmiştir; bu projeler daha sonra inşaat ve işletme aşamalarında sorunlar yaşamıştır. Bazı projelerin gerçekte öngörülenden daha az elektrik üretebildiği ve inşaat maliyeti ile ilgili tahminler gerçekçi olmadığı için aslında fizibil olmadığı ortaya çıkmıştır. Ayrıca, DSİ yönetmelikte değişiklik yaparak yaban hayatının korunması amacıyla şirketlerin son on yıldaki ortalama su girişinin en az yüzde 10'unu nehir havzasına bırakmalarını zorunlu kılmıştır. Bu faydalı ve gerekli bir hüküm olmasına rağmen, birçok proje yapım aşamasına geçtikten sonra açıklanmıştır.
- Bazı ihalelerde başvuru sahipleri kazanma şanslarını arttırmak için katkı payı için çok yüksek teklifler sunmuşlardır (2 - 3 ABD\$/kWh). Destekleme tarifesinin 7,3 sent düzeyinde olduğu düşünüldüğünde, verimsiz projeler için yüksek katkı payları iç getiri oranını önemli ölçüde düşürmüştür ve bu projeler büyük ihtimalle sürdürülemezdir. 2013 sonu itibarıyla ihaleye konu olan 698 projeden sadece 36'sı gerçekleştirilmiştir.
- Her bir proje için ayrı bir ÇED etüdü yapılmaktadır. Ancak, aynı –hatta komşu- nehir havzalarında yer alan projeler için, çevresel sürdürülebilirlik açısından doğrudukları toplam risklerin değerlendirilebilmesi için bu etütlerin toplu bir şekilde hazırlanmış ve değerlendirilmiş olması gerekirdi. Giderek artan sayıda HES inşa edildiği düşünüldüğünde kümülatif çevresel etkiler, artan bir risk teşkil etmektedir. Uzun vadeli yatırım ve nehir havzası yönetim planlarına bilgi sağlayabilmek için Entegre Havza Yönetimine ihtiyaç duyulmaktadır; bu aynı zamanda HES'lerin potansiyel kümülatif etkilerinin azaltılmasına yönelik uygun düzenlemelerinin formülasyonunu da dikkate almalıdır. Mahkemelerin ÇEED raporlarını iptal etmelerinin gerekçelerinden birisi bu faktör olmuştur. Sonradan Yüksek Planlama Kurulu tarafından bir Ulusal Havza Stratejisi onaylanmıştır, ancak bunun en baştan itibaren uygulanması gerekirdi.
- Özellikle uygulamanın ilk yıllarında bazı proje sahipleri dikkatli bir şekilde hareket etmeyerek kanalların, tünellerin ve yolların yapımı sırasında çevreye zarar vermişlerdir. Bazı

HES'lerin inşaat ve işletme aşamalarında, uygun tedbirler alınmamış ve bunlar olumsuz çevresel etkilere yol açmıştır. Bu durum kamuoyunda tepkilere yol açmış ve bu projelerin durdurulması için birçok girişimde bulunulmuştur. ÇED raporları aleyhine mahkemelerde davalar açılmış ve bazı ÇED raporları iptal edilmiştir. Bu etkiler arasında HES ve ilişkili yapıları için bitki örtüsünün temizlenmesi sonucunda doğal yaşam alanlarına verilen zararlar da yer almaktadır. Bu durum aynı zamanda yamaçlardan nehir yatağına doğru erozyon oluşturma ve baypas alanlarında (su alma yapısı ile kuyruk suyu arasındaki alan) ekolojik akış sürekliliğinin sekteye uğratılması riski oluşturmaktadır. Bazı nehir havzalarında proje sayısı o kadar yüksektir ki, santraller birbiri ardına sıralanmış ve doğal yaşam için neredeyse hiçbir alan bırakılmamıştır. Kamuoyunda oluşan tepkinin ve ÇED iptallerinin sebepleri arasında bu faktör de yer almaktadır.

- Kamuoyunda projelere karşı muhalefetin sebeplerinden birisi de projelerin lisanslandırma ve karar verme süreçleri öncesinde yeterli kamuoyu istişaresinin yapılmamasıdır. Proje büyüklüğüne ve çevresel kategorisine bağlı olarak ÇED hazırlık aşamasında belirli istişare çalışmalarının yapılması istenebilmektedir; ancak genellikle proje inşaatı öncesinde, sırasında ve sonrasında çevredeki toplum ile anlamlı ve herkese açık istişareler yapılmamaktadır. Sonuç olarak insanların mağduriyetlerini giderebilmek için başvurabilecekleri tek merci mahkemeler olmaktadır.
- Projelere ilişkin kamuoyu karşıtlığı sadece kümülatif çevresel etkilere ilişkin sorunlardan değil, aynı zamanda kamulaştırma ile ilgili sorunlardan da kaynaklanmaktadır. Türkiye'deki standart kamulaştırma kanunları ve uygulamaları arazi sahiplerine önceden devletin arazilerinin ne zaman kamulaştırılacağına belirtildiği yazılı tebligat yapılmasını gerektirmektedir. Bu standart yasal çerçevenin bir istisnası olarak, acil ulusal ihtiyaç durumlarında bir projenin hızlı bir şekilde tamamlanması gerekiyorsa "Acele Kamulaştırma" usulü uygulanabilmektedir. Bu gibi durumlarda, arazi sahiplerine önceden yazılı tebligat yapılması gerekmemektedir ve arazi sahibinin hesaplarına kamulaştırma bedeli yatırılırken kamulaştırma ve inşaat çalışmaları arazi sahibine tebligatın yapıldığı tarihte başlatılabilmektedir. Ulusal öncelik sebebiyle, neredeyse tüm yenilenebilir enerji yatırımlarında Acele Kamulaştırma istisnası uygulanmaktadır. Bu yöntem kamuoyu tepkilerinin ve sosyal risklerin yönetilmesinde çok tatmin edici bir yöntem değildir ve kamulaştırmanın kendisine ilişkin ihtilafların yanında istisna uygulaması da mahkemelerde dava konusu olmuştur.
- Proje geliştirme aşamasından işletmeye almaya kadar, bakanlıklar, EPDK, iletim/dağıtım şirketleri, belediyeler ve diğer yerel merciler tarafından birçok onay, izin ve lisans istenmektedir. Proje sahipleri kamu kurumları arasındaki koordinasyonun zayıflığından, prosedürlerin çok uzun zaman almasından ve uygulama standartlarını düşük olmasından şikayet etmektedirler.

Yukarıda belirtilen teknik, çevresel ve sosyal sebeplerden dolayı, yeni Elektrik Piyasası Kanunu öncesinde lisans verilen 415 projenin lisansları proje sahiplerini talebi üzerine iptal edilmiştir (bunlardan 328'i özel sektör tarafından geliştirilen projelerdir).¹¹³ Kalan projelerde halen teknik, finansal, sosyal, hukuki ve/veya çevresel sorunlar yaşamaya devam etmektedir. EPDK'nın İlerleme Raporlarına göre, lisans verilen 396 projeden sadece 65'inin ilerleme oranı yüzde 20'nin üzerindedir. Yeni Elektrik Piyasası Kanunu ile birlikte bu projelere ön lisans verilmektedir. Eğer sorunlarını verilen süre içerisinde çözebilirlerse lisans almaya hak kazanacaklardır. Büyük olasılıkla bu projelerden bazıları lisans alamayacak ve iptal edilecektir.¹¹⁴ EPDK Haziran 2014'te tüm projeleri değerlendirmeye başlamıştır ve bazı projeler şimdiden iptal edilmiştir. Değerlendirme süreci devam etmektedir.

Bu sorunların çoğunun sağlıklı bir uygulama yol haritasının olmamasından, DSİ'nin yeterli değerlendirme yapılmadan verdiği proje onaylarından ve dikkatsiz bir şekilde hazırlanan ve onaylanan ÇED raporlarından kaynaklandığını söylemek mümkündür. Kötü örnekler tüm hidroelektrik projelerine karşı bir genel bir kamuoyu tepkisi yaratmıştır ve bu durum iyi projeler geliştiremeye yönelik çabalara da zarar vermiştir.

- Diğer Zorluklar

İnşaat Kontrolü

İnşaat ve işletme aşamalarında meydana gelebilecek bir olay büyük felaketlere yol açabileceğinden dolayı, su kanalları, tüneller ve özellikle barajlar gibi yapıların inşaat kalitesi hayati önem taşır. Dolayısıyla, bu tip inşaat çalışmaları hem proje sahipleri hem de kamu kurumları tarafından titizlikle denetlenmelidir. Özel şirketler tarafından inşa edilen projelerin denetimi DSİ'nin görevi olmasına rağmen, DSİ'nin aynı anda yüzlerce projeyi izleme kapasitesi sınırlıdır. Yapılan çeşitli girişimler sonucunda 2014 yılında DSİ Kanunu değiştirilerek DSİ'nin kontrol ve denetim görevlerini kendi yetkilendireceği üçüncü taraflara devretmesine izin verilmiştir. Dolayısıyla, DSİ projeleri denetlemeye çalışmasına rağmen, kapasitesinin sınırlı olması sebebiyle 2004-14 döneminde inşa edilen tesisler için bu denetimler istenen kalitede olmamıştır.

Nehir Havzası Potansiyelinin Yetersiz Kullanımı

Su kaynaklarının optimum kullanımını (sulama, elektrik üretimi, vs. için) sağlamak için, tüm havzaların kolları ile birlikte ele alınması ve nehir havzası geliştirme planlarının hazırlanması gerekmektedir. Bu tip bir planlama ile olası her bir projenin optimum kapasitesini, gerçekleştirme zamanlamasını ve sırasını, vs. belirlemek mümkün olabilirdi. HES inşaat izinleri de böyle bir plan hazırlandıktan sonra verilmeliydi. Bu çevresel etkilerin belirlenmesine yardımcı olabilir ve havza bazındaki ÇED'ler için de mantıklı bir adım olabilirdi. Ne yazık ki, çalışmaları DSİ ve EİEİ tarafından yapılan bazı havzalar dışında, projelerin çoğu tek tek ele alınmış ve genel bir nehir havzası planı düşünülmeden izin verilmiştir. Çevresel etkilerin yetersiz bir şekilde değerlendirilmesine ek olarak, bu yaklaşım hidroelektrik potansiyelin tam olarak değerlendirilmesini engellemiştir.

Aynı Havzadaki HES'lerin İşletilmesi ile İlgili Zorluklar

Optimum havza planlamasının olmaması aynı zamanda operasyonel sorunlara ve proje sahipleri arasında anlaşmazlıklara yol açabilecektir. Aynı havza içerisinde nehir tipi/kanal tipi santralleri ile belirli bir rezervuar kapasitesine sahip rezervuar tipi santraller bulunmaktadır. Nehir tipi santrallerin rezervuar tipi santrallerin işletme durumuna göre çalıştırılması gerekir. Zaman zaman yeterli su olmayabilmektedir; örneğin, eğer kaynaktaki rezervuar tipi santralin sahibi gelirini arttırmak amacıyla suyu tutup puant zaman dilimlerinde kullanmaya karar verirse, nehir tipi santral sadece asgari düzeyde akış alabilecek ve düşük kapasite çalışacaktır. Öte yandan, kaynaktaki santralin tam kapasitede çalışması halinde, nehir tipi santralde belirli miktar su elektrik üretimi olmaksızın bırakılmak zorunda kalabilecektir. Bu durum halihazırda proje sahipleri arasında anlaşmazlıklara yol açmaktadır ve yol açmaya devam edecektir ve ayrıca toplam kapasitenin en uygun biçimde değerlendirilememesine de sebep olacaktır.

Bu sorunun çözümü DSİ tarafından havza işletme planlaması yapılmasıdır. Ancak, santraller zaten inşa edilmiş veya yapım aşamasında olduğu için, bazı projeler olumsuz etkilenecek ve fizibilite etütlerinde öngörülen gelirleri elde edemeyeceklerdir. DSİ ile proje şirketleri arasında imzalanan "Su Kullanım Anlaşmasına" göre, DSİ gerekli gördüğünde işletme planlarını yeniden düzenleme yetkisine sahiptir. Bu durum yatırımcılar için bir risk oluşturabilir. Ancak, anlaşmayı imzalayarak bu olasılığı kabul ettiklerinden dolayı DSİ kararına itiraz etme hakları bulunmamaktadır.

Sonuç olarak, Türkiye'de hidroelektrik potansiyelinin özel sektör tarafından geliştirilmesi süreci sorunsuz bir süreç olmamıştır. Mevcut ve gelecekteki sorunlar ve zorluklar toplam kullanılabilir potansiyelin yetersiz kullanımına yol açabilecek veya en azından tam potansiyelin kullanımını geciktirebilecektir. Yine de elde edilen sonuç oldukça önemlidir ve bu sonuç büyük bir başarı olarak değerlendirilebilir.

Rüzgar

Türkiye kullanılmayı bekleyen önemli bir rüzgar potansiyeline sahiptir. REPA¹¹⁵ çalışması, yüksek verimli sahalardaki potansiyelin yaklaşık 19.000MW, rüzgar hızı 7,5 ile 8 m/saniye arasında olan bölgelerde teknik açıdan uygulanabilir kurulu güç potansiyelinin ise 29.259 MW olduğunu ortaya koymuştur. Yani Türkiye yıllık ortalama rüzgar hızı 7,5 m/saniye veya daha yüksek olan bölgelerde 48.000 MW'lık verimlilik düzeyi orta-yüksek olan rüzgar enerjisi üretim potansiyeline sahiptir. Yüksek potansiyelli alanlar Türkiye'nin Ege ve Marmara bölgeleri ile Doğu Akdeniz bölgesinin kıyı bölümlerinde yer almaktadır.

Türkiye'nin ilk rüzgar santrali (RES) 1998 yılında işletmeye alınmıştır ve 8,7 MW kurulu güce sahiptir. 2001 yılı itibarıyla toplam RES kapasitesi sadece 18,9 MW idi ve bunların hepsi YİD modeli kapsamında inşa edilmişti. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından 3 Eylül 2002 (piyasanın açıldığı tarih) ile 4 Haziran 2004 (RES lisans başvurularını askıya alındığı tarih) arasında lisans verilen RES projeleri, temel olarak önceden geliştirilmiş eski YİD projeleriydi. Bu proje sahiplerinden bazıları yukarıda da açıklandığı gibi mevcut sözleşmelerinden vazgeçerek lisans sahibi oldular. Ancak, EPK ile yasal çerçevenin oluşturulmasından sonra, henüz kullanılmamış yüksek düzeydeki potansiyel yerli ve yabancı yatırımcıların ilgisini çekti. "Eski" YİD projelerine ek olarak, yeni RES projeleri için EPDK'ya bazı lisans başvurularında bulunuldu. Kamu kurumları tarafından önceden belirlenmiş RES proje sahası yoktu ve bölgesel veya trafo merkezi bazında iletim sistemi bağlantı kapasitesi hakkında yayınlanmış bilgi bulunmuyordu. Dolayısıyla, şirketler proje sahaslarını kendi değerlendirmelerine ve bağlantı noktalarına göre değerlendiriyorlardı. Ancak, bu başvurular bağlantı ve sistem kullanımı bakımından sonuçlandırılmamıştır.

Öte yandan, TEİAŞ tüm RES lisans başvurularının kabul edilmesini eleştiriyor ve başvurulara bir sınırlama getirilmesini talep ediyordu. Bu eleştirinin temel sebebi bağlantı kapasitesinin sınırlı olması ve kesintili rüzgar koşulları ile bunların sistem işleyişi üzerindeki olası etkileri nedeniyle doğabilecek sorunlardı. Ayrıca, yönetmelik o zamanlar aynı proje sahası için yapılan farklı başvurular arasında seçim yapılması konusunda yetersizdi. Buna göre, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu 4 Haziran 2004 tarihinde aldığı kararla TEİAŞ şebekeye bağlanacak yıllık azami RES kapasitesini belirleyinceye kadar tüm RES lisans başvurularını askıya aldığını –yani inceleme, değerlendirme ve lisans verme işlemlerini altı ay boyunca durdurduğunu- açıkladı.

Bununla birlikte, TEİAŞ daha sonra RES bağlantılarına ilişkin projeksiyonu yayınlamadı. Bu durum EPDK'yı askıya alma kararını sürekli olarak uzatmaya itti ve bu askıya alma durumu üç yıldan uzun sürdü. Bu gelişmeler EPDK üzerinde kamuoyu baskısının artmasına yol açtı ve gerekli çalışma TEİAŞ tarafından yayınlanmamasına rağmen, EPDK 1 Kasım 2007 başvuru sürecini tekrar açmaya karar verdi.

1 Kasım 2007 tarihinde olağanüstü bir gün yaşandı: EPDK yaklaşık 78.000 MW'a karşılık gelen 751 başvuru aldı. Aynı bölgeler için çoklu başvurular sunulmuştu ve projelerin toplam kapasitesi gerçekleştirilebilir bir kapasitenin çok daha ötesindeydi. Başvuruların çoğu aynı veya çakışan bölgeler için yapılmıştı. Ancak, 1 Kasım öncesinde beklendiği gibi, EPDK TEİAŞ'tan bağlantı ve sistem kullanımı hakkında görüş almadan başvuruları sonuçlandıramıyordu. Dolayısıyla, başvuruların değerlendirilmesine ve seçimine yönelik gerekli araçların eksikliği sebebiyle yine uzun bir süreç başlamış oldu.

Sonuç olarak, Elektrik Piyasası Kanunu 2008 yılında değiştirildi ve: (a) aynı santral sahası için birden fazla şirketin başvurusu veya (b) toplam talep edilen kapasitenin trafo merkezi kapasitesinin üzerinde olması durumunda başvuru sahipleri arasından sisteme bağlanma hakkına sahip olacakların seçimine ilişkin bir ihale süreci getirildi. Bu arada, EİE¹¹⁶ tarafından projelerin ön elemesinin yapılmasına ilişkin ve TEİAŞ¹¹⁷ tarafından da yapılacak ihale sürecine ilişkin yönetmelikler yayımlandı. TEİAŞ ayrıca şebekeye bağlanacak toplam kapasite ile ilgili resmi görüşünü açıkladı. Buna bağlı olarak, EPDK TEİAŞ'ın görüşünü lisans başvurusunda bulunan taraflara iletterek kurulu kapasitelerini aşağı yönlü revize etmelerini talep etti. İlk taleplerindeki kurulu güçlerini 10 günlük süre içerisinde düşürmeyen başvuru sahiplerinin başvuruları EPDK tarafından ayrıca bir bildirimde bulunulmaksızın reddedildi.

Kalan başvuruların incelemeleri ve teknik değerlendirmeleri EİE tarafından gerçekleştirildi ve başvuruda bulunulan yaklaşık 78.000 MW'lık kapasite sonuçta 31.268 MW'a indirilmiş oldu. Bu kapasitenin 1.378 MW'lık bölümü tek başvurulardan oluşuyordu ve sahiplerine lisansları verildi; birden fazla başvurunun yapıldığı geri kalan kapasite için TEİAŞ tarafından ihaleler düzenlendi.

TEİAŞ tarafından azami katkı payı esasına göre yürütülen ihale süreci, 2010 yılında 13 farklı başvuru grubu için başladı ve Temmuz 2011'de sonuçlandırıldı. Toplam kurulu gücü yaklaşık 5.500 MW olan toplam 149 proje seçildi. kWh başına düşen ağırlıklı ortalama katkı payı 1,91¹¹⁸ kuruş ve teklif edilen en yüksek katkı payları ise 6,52, 5,60 ve 5,25 kuruş oldu (en yüksek katkı payları sırasıyla Antakya, Çan-Çanakale ve İzmir trafo merkezleri için sunuldu). Kazanan başvuru sahipleri EPDK'ya başvurular ve projeleri lisanslandırıldı. Sonuç olarak, 2007 başvuru sürecinde alınan başvuruların değerlendirilmesi ve lisanslandırılması üç yıldan uzun zaman aldı ve RES'lerin yapımı bakımından da önemli bir zaman kaybı yaşandı.

Rüzgar ve hidroelektrik projelerinin pazarlanması da sürekli olarak gecikmelere yol açtı. Bunun temel sebebi Türkiye piyasasında gerçekleştirilen proje ticaretidir. Lisans Yönetmeliği lisansların devrini yasakladığı için (bu bir emniyet payı oluşturuyordu ancak proje sahipleri bundan memnun değildiler) proje sahipleri bir veya daha fazla lisansı olan şirketleri satmaya başladılar. Bunu önlemek için Elektrik Piyasası Kanunu değiştirilerek bir teminat mektubu mekanizması getirildi; ancak bu mekanizma da proje sahiplerini durduramadı. Bu ikincil proje piyasasının en önemli olumsuz etkisi Düzenleyici Kuruma, İletim Şirketine ve Bakanlığa verdiği yanlış sinyaller olmuştur. Ayrıca projelerin maliyeti yükselirken piyasa güveni de sarsılmıştır.

Aralık 2014 itibarıyla EPDK yeni lisans başvuruları almamaktadır. Yeni başvurulara EPDK tarafından duyurulacak belirli bir tarihte izin verilecektir. Yeni Elektrik Piyasası Kanununun 23. maddesine göre, TEİAŞ ve dağıtım şirketleri her yıl takip eden 5 ve 10 yıllık dönemler için bölgesel üretim bağlantı kapasitelerini yayınlayacak, ayrıca bir bağlantı görüşü verilmeyecektir. Dolayısıyla, RES yatırımcıları öncelikle sistem işletmecileri tarafından açıklanan kullanılabilir kapasiteleri dikkate alacaklardır. TEİAŞ yeni projeler için bölgesel bağlantı kapasitelerinin tespiti için çalışmalar yapmaktadır. Bu çalışmalarda amaç 2014 yılından itibaren her yıl kullanılacak yeni kapasiteyi belirlemektir. Daha önceki ihaleler ile tahsis edilen kullanılmayan kapasiteler belirlenecek ve yeni kapasite listesine eklenecektir.

Aynı bağlantı kapasitesi veya bağlantı bölgesi için birden fazla başvurunun olması halinde, bağlantı noktasına bağlanacak nitelikli başvuru sahibinin/başvuru sahiplerinin belirlenmesi için TEİAŞ tarafından bir ihale düzenlenecektir. İhalede MW başına en yüksek fiyatı (katkı payını) teklif eden teklif sahipleri, mevcut kapasiteye ulaşıncaya kadar şebekeye bağlanma hakkına sahip olacaktır. Teklif edilen tutar işletmenin ilk üç yılda ödenecektir.¹¹⁹

Ocak 2015 itibarıyla, işletmedeki 99 rüzgar santralinin kurulu güç kapasitesi 3.630 MW'tır. RES gelişimi 2006 yılından sonra hız kazanmıştır. Rüzgar santrallerine uygulanan sabit fiyat garantili tarife düzeyi çoğu ülkeye göre daha düşük olmasına rağmen, son altı yılda rüzgar santrali kapasitesinde büyük bir artış olmuştur. Yatırımcıların rüzgar santrali yatırımlarına çok büyük ilgisi olduğunu söylemek mümkündür. Ancak, hidroelektrik kapasitesinin gelişiminde olduğu gibi, ülkenin rüzgar potansiyelinin özel sektör tarafından geliştirilmesi süreci sorunsuz ilerlememiştir. Hidroelektrik projeler ile şebeke bağlantı sorunları, uzun bürokratik süreçler ve dikkatsizce hazırlanan fizibilite etütleri gibi benzer sorunlara ilaveten rüzgar yatırımlarına özgü sorunlar da mevcuttur.

Ocak 2015 itibarıyla, mevcut RES'lere ek olarak, toplam kurulu gücü 6.013 MW olan 182 lisanslı proje mevcuttur.¹²⁰ Çoğu 2011 yılından önce lisans almasına rağmen, santrallerin (837 MW) sadece 27'sinin tamamlanma oranı yüzde 30'u geçmiştir.

2009 yılında kabul edilen Strateji Belgesi 2023 yılına kadar 20.000 MW'lık bir rüzgar santrali kapasitesi öngörmesine rağmen, belirli önlemlerin alınmaması halinde önümüzdeki 9 yıllık dönemde yaklaşık 16.500 MW'lık kapasitenin kurulması ve bu hedefe ulaşılması oldukça güç olacaktır. ETKB'nin 2010-14 stratejik planında¹²¹ belirtilen 10.000 MW'lık hedefe de ulaşamamıştır. Ancak 20.000 MW hedefine birkaç yıllık bir gecikme ile ulaşılabilir.

İhale süreci 2011 yılında sona ermesine rağmen, uygun projelerin neredeyse yüzde 50'si ya lisanslandırılmamıştır ya da lisanslandırılrsa bile birçok proje şirketleri TEİAŞ ile bağlantı anlaşmalarını henüz imzalamamışlardır. Bu yavaş ilerlemenin temel sebebinin ihale sürecinde verilen yüksek ve gerçekçi olmayan teklif fiyatları olduğu görülmektedir. Sabit fiyat garantili tarife düzeyi veya piyasa fiyatları düşünülüğünde, teklif fiyatlarının 3-4 sent/kWh olduğu bu projelerin finansmanı oldukça güçtür. Katkı payı için teklif edilen yüksek fiyatların işletmecinin veya projenin verimliliğinin bir göstergesi olması beklenir; yani teklif fiyatları normal olarak teklif sahibinin fizibilite etütlerine dayalı olması gerekir. Daha verimli projeler daha yüksek gelire sahip olacağı için, bu projelerin sahipleri yüksek fiyatlar teklif edebilir. Daha önce ihalelerde, bazı projelerin teklif fiyatları 4–5 sent/kWh kadar yüksek düzeylere ulaşmıştır. Sadece 7,3 sentlik destekleme fiyatı değil, 9–10 sentlik piyasa fiyatları bile bu projeleri fizibil yapmak için yeterli değildir. (Eğer teklif sahipleri bilinçli bir şekilde hareket ederse –ki bazıları ihaleler öncesinde gerekli etütleri yapmamıştır– teklif fiyatı projenin gerçek değerini gösterecektir. Ancak ne yazık ki geçmiş deneyimler durumun her zaman böyle olmadığını göstermiştir).

Yeni EPK ön lisans kavramı ile proje sahipleri için yeni bir zorluk getirmektedir. Ön lisans döneminde lisans sahiplerinin şirketleri satmalarına izin verilmemektedir. Bu yeni kavramın proje ticaretini durduracağı veya en azından ön lisans yükümlülüklerini yerine getiren projelerin başka taraflara devredilmesinin sağlanacağı öngörülmüştür.

Yeni EPK'nın 5. ve 6. maddeleri uyarınca, lisans verme süreci iki aşamaya ayrılmıştır. İlk aşamada bir ön lisans verilmekte ve inşaat dönemi öncesinde yatırımcı bununla gerekli izinleri, onayları ve mülkiyet haklarını edinmektedir. İkinci aşamada, EPDK ön lisans aşamasında belirtilen gereklilikleri yerine getiren yatırımcılara inşaat ve işletme dönemi için geçerli olacak lisansı vermektedir.

Yeni Elektrik Piyasası Kanununa göre, TEİAŞ her yıl Nisan ayında mevcut kapasiteyi açıklayacak ve EPDK Ekim ayında lisans başvurularını alacaktır.

Düşük ilerleme oranları ile yeni EPK'nın getirdiği yeni gereklilikler ve süre sınırları göz önüne alındığında, gerekliliklerin zamanında yerine getirilmemesi sebebiyle çok daha sayıda projenin lisansının iptal edilmesi beklenmektedir. Katkı payları yüksek olan projeler büyük ihtimalle gerçekleştirilmeyecek ve bu kapasiteler tekrar piyasaya dağıtılacaktır.

Projeler çoğunlukla ihracat kredi kuruluşları ile Dünya Bankası ve EBRD gibi uluslararası finansal kuruluşlar (yerli bankalar aracılığıyla çalışan) tarafından ve aynı zamanda bazı gönüllü karbon ticaret mekanizmalarının katkıları ile finanse edilmektedir. Ancak yine de finansman halen önemli bir darboğaz oluşturmaya devam etmektedir.

Bununla birlikte, geçmişteki kaotik süreç hem idare hem de yatırımcılar için değerli dersler sunmuştur. Şirketler artık projelerin analizinde ve seçiminde çok daha titiz hareket etmektedir. Eskiden ölçüm gerekliliklerinin kaldırılmasını istiyor ve şebeke entegrasyon sorunlarını ve kreditorlerin finansman koşullarını düşünmeden EPDK'yı lisans başvurularını almaya zorluyorlardı. Ancak artık gelişmenin düzenli ve kademeli olmasını talep ediyorlar. Bundan sonraki ilerleme daha yavaş olacaktır ancak "gerçek yatırımcılar" tarafından yapılabilir yatırımların gerçekleştirilmesini sağlayacaktır. Türkiye'de rüzgar enerjisi gelişiminin hızlandırılması önündeki zorluklar ile ilgili olarak proje sahiplerinin¹²² görüşleri şöyledir:

- Kur riski
- Sabit fiyat garantili tarifinin yükseltilmemesi
- Şebeke yatırımlarına katkı
- Uygun olmayan proje planlaması
- Yanlış türbin seçimi
- Yanıltıcı finansal analizler
- İletim Şirketinin finansal ve idari açıdan zayıflıkları
- Lisans sahibi tarafından gerçekleştirilen şebeke yatırımlarının geri ödeme süresinin uzun olması
- Yüksek katkı payı ücreti

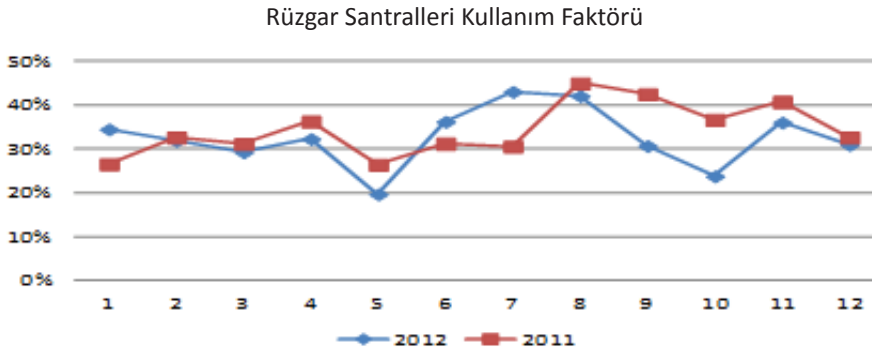
- RES işletmeye alma prosedürlerinde uygulama standartlarının olmaması
- Kamu kurumları arasında koordinasyonun zayıf olması ve uzun izin süreçleri
- Uluslararası finans kuruluşlarından (UFK) alınan kredileri az sayıda yerli bankanın verebilmesi

Buna ilaveten, rüzgar santrallerinin elektrik sistemine entegrasyonu konusundaki sorun önemini korumaktadır. İletim sistemi işletmecisi TEİAŞ'ın giderek artan miktardaki rüzgar ve diğer sürekli yenilenebilir kaynakların Türkiye'nin elektrik sistemine entegre etme yeteneğini geliştirmesi gerekmektedir. Şu anda RES'lerin toplam kurulu güç içerisindeki payı yüzde 5 civarındadır. Bu pay arttıkça bunların sistem işleyişi üzerindeki olumsuz etkileri bir sorun haline gelebilir. Bunun için, güvenilir sistem işleyişini sağlamaya yönelik daha fazla iletim yatırımı ve kontrol/tevzi araçları (SCADA – merkezi kontrol ve veri toplama- gibi) gerekir. ETKB-YEGM tarafından Rüzgar Gücü İzleme ve Tahmin Merkezinin (RİTM) kurulması bu anlamda önemli bir adımdır. Merkez, RES sahalarından çevrimiçi (online) olarak alınan meteorolojik bilgileri ve üretim verilerini kullanmakta ve RES üretim tahminleri ile mevcut üretim verilerini yayınlamaktadır. Bu veriler TEİAŞ'ın Ulusal Kontrol Merkezi ve diğer üreticiler tarafından kullanılmaktadır. Henüz santrallerin tümü merkeze bağlı olmamakla birlikte, sistem işletmecilerinin sonraki gün için saatlik rüzgar enerjisi üretimini tahmin etmelerine olanak tanıyacak ve süreksizlik sorunlarını aşmalarına yardımcı olacaktır. Ulusal Yük Tevzi Merkezinin rüzgar üretimindeki değişikliklere karşı tahmin yeteneğini ve kontrol kapasitesini arttırmayı amaçlayan TEİAŞ projesinin uygulanması ile birlikte bu merkez sistemin daha etkin bir şekilde işletilmesine olanak tanıyacaktır.

- Türkiye'de RES'lerin Kullanım Faktörü

Şekil 79'da görüldüğü gibi, Türkiye'de mevcut RES'lerin ortalama kullanım faktörü yaklaşık yüzde 35'tir ve yüzde 20 ile 40 arasında değişiklik göstermektedir. Bu hesaplama rüzgar santrallerinin aylık kurulu gücü ve aylık üretimine dayalı olarak yapılmıştır. Doğal olarak, verimli sahalara ve santraller olduğu gibi düşük verimlilikte çalışan santraller de mevcuttur.

Şekil 79. 2011 ve 2012 Yıllarında Rüzgar Santrali Kullanım Faktörü



Kaynak: TEİAŞ Yük Tevzi Raporları.

- Çevre ile ilgili Hususlar

Türkiye'nin iddialı rüzgar gücü geliştirme planları ile ilgili bazı çevresel zorluklar da mevcuttur. Rüzgar projesi yatırımları genellikle rüzgar potansiyelinin yüksek olduğu bölgelerde yoğunlaşmaktadır ve buralar yerel ve göçmen kuşlar için kritik önem taşımaktadır. RES'lerin kuş türleri üzerindeki etkileri iki boyutludur: (a) çarpma riski (kuşlar doğrudan türbinlere çarpabilmektedir) ve (b) yaşam alanı kaybı (rüzgar yatırımları kuşların yaşam alanlarını bozmaktadır). Öte yandan, sadece güç türbinleri değil ilişkili altyapı da yerel ekolojii etkilemektedir. Geçici ve kalıcı erişim yollarının yapımı yoğun miktarda bitki örtüsünün kaldırılmasını ve ağaçların kesilmesini gerektirmektedir. Saha seçimi sürecinde etki azaltma önlemleri başlatılmalıdır. Buradaki kritik husus bir RES'in yerini belirlerken ekolojik açıdan hassas yaşam alanlarından ve kuşların göç güzergahlarından kaçınmaktır.

- Çıkarılan dersler

Türkiye'nin deneyimlerinden çıkarılacak dersler mevcuttur ve bu deneyimlere dayalı tavsiyeler şöyle özetlenebilir:

- Özel sektör ve kamu kurumları, rüzgar enerjisi projelerinin zorluklarını ve kendine özgü koşullarını çok iyi bilmelidir ve tüm taraflar arasında bir uzlaşma gerekir.
- Destekleyici bir mekanizma olmadan RES'leri gerçekleştirmenin neredeyse imkansız olduğu oldukça açıktır; dolayısıyla, başlangıçta sürdürülebilir ve sağlam bir destek sistemi oluşturulmalıdır.
- Destek sistemi idari altyapısının hazır olduğu bir ortamda uygulanmalıdır. Gelişim için bir yol haritasının hazırlanması faydalı olacaktır; ve lisans başvuruları süreci açılmadan önce tüm kurallar ve düzenlemeler hazırlanmış olmalıdır.
- RES'lerin uygun sahalarda inşa edilebilmesi için ilgili kamu kurumunun ölçümleri yapması ve sonuçlarını piyasa ile paylaşması yararlı olacaktır.
- Şebeke şirketi bağlantı için gerekli şebeke kapasitelerini belirlemek için gerekli çalışmaları yapılmalıdır.
- Bu sahaların özellikleri ve kullanılabilir bağlantı kapasiteleri duyurulmalıdır.
- Birden fazla başvuru alınması durumunda, başarılı başvuru sahibini seçmek için bir ihale yapılabilir. Ancak, ihale eşit taraflar arasında düzenlenmelidir. Ayrıca, sınırlı bağlantı kapasitesi sadece en yüksek katkı payı teklif ettiği için verimsiz ve yapılabilirolmayan bir projeye tahsis edilmemelidir. Bu doğrultuda, teknik ve finansal yeterliliğe dayalı bir ön seçimin uygulanması yararlı olacaktır.
- Rüzgar santrallerinin sistem güvenilirliği sorunlarına yol açmadan sisteme entegre etmek için, sistem işletmecisi tahmin araçlarına ve kontrol mekanizmalarına sahip olmalıdır.
- Projeler uluslararası teknik ve finansal gerekliliklere uygun olarak geliştirilmelidir.

Destek Mekanizması (YEKDEM) Nasıl İşliyor?

Ürettikleri elektriği piyasada satmayı tercih etmeyen yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üreticileri işletmedeki ilk 10 yıl boyunca havuza katılabilmektedirler. Her yıl, bir sonraki yıl uygulamasına katılabilmek için 31 Ekim tarihine kadar EPDK'ya başvurmaları gerekmektedir. Tedarikçilerin listesi EPDK'nın web sitesinde yayınlanmaktadır. Bu üreticilerin üretimleri kısıtlamaya tabi olmayan üretim olarak kabul edilmekte ve fiyatlarından bağımsız olarak tevzi edilmektedirler. Elektrik ürettikleri sürece elektriği sisteme verebilmektedirler (bağlantı noktasına bağlı olarak iletim veya dağıtım şebekesine). Teknik sınırlamalar dışında sözleşmeler veya kısıtlar yoktur. Bir anlamda ürettikleri elektriği elektrik havuzuna "dökmektedirler". Bir sonraki güne ilişkin saatlik üretimleri ile ilgili olarak sistem işletmecisini bir gün önceden bilgilendirmeleri gerekmektedir; ancak bu gereklilik sadece sistem planlaması içindir ve gösterge niteliğindedir. Bu bilgiler her bir YE üreticisinin günlük veya saatlik dengesizliklerinin uzlaştırılması için kullanılmamaktadır; havuzdaki toplam dengesizlik bir başka mekanizma yoluyla uzlaştırılmaktadır.

Her ay sonunda, her bir YE tedarikçisinden üretilen elektrik miktarı belirlenmektedir. YE üretiminin toplam maliyeti piyasa işletmecisi tarafından şu şekilde hesaplanmaktadır:

$$PCOST = \text{destek mekanizmasının toplam maliyeti (havuz maliyeti)} = P_1 * F_1 + P_2 * F_2 + \dots + P_i * F_i$$

Burada;

- P_i = i tedarikçisi tarafından üretilen elektrik,
- F_i = kaynağa göre birim enerji fiyatı (rüzgar, hidro, jeotermal..., vs.).

Maliyet Paylaşımı

Yenilenebilir Enerji Kanunu ve ilgili mevzuata göre, havuzun maliyeti doğrudan tüketicilere elektrik satan tedarik lisansı sahibi tüzel kişiler ve üretim şirketleri arasında paylaşılmaktadır. Her uzlaştırma dönemi için, toplam maliyet aşağıdaki formüle göre paylaşılmaktadır:

$$POA_i = SS_i \times PCOST$$

Burada:

- POA_i = i tedarikçisi için ödeme yükümlülüğü (TL)
- SS_i = toplam tedarik edilen elektrik içinde i tedarikçisinin payı (%)
- $PCOST$ = toplam havuz maliyeti (TL)
- SS_i her uzlaştırma dönemi için tedarikçinin satışlarının tüketicilere toplam elektrik tedarikine oranı olarak belirlenmektedir.

Yukarıda açıklandığı gibi, destek mekanizması tedarikçiler için bir ödeme yükümlülüğü getirmektedir (havuza katılmayı tercih etmeyen YE üreticileri dışında). Bir başka deyişle, YEKDEM kapsamındaki yenilenebilir enerjinin maliyeti tüm tedarikçiler tarafından orantılı bir şekilde paylaşılmaktadır.



Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar

Notlar

- 1 Sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) depolama ve taşıma kolaylığı için sıvı hale dönüştürülmüş doğal gazdır.
- 2 Kojenerasyon üzere elektrik ve ısının eşzamanlı üretimidir.
- 3 “Al ya da öde” anlaşmalarında, alıcı ya malları almak ya da belirlenen bir bedeli ödemekle yükümlüdür.
- 4 Usulsüzlük iddialarının nicelenmesi sonucunda, Nisan 2001’de Devlet Güvenlik Mahkemesi aralarında eski bir enerji bakanı ve eski TEAŞ genel müdürü de bulunan 15 kişi hakkında dava açmıştır. Bu kişiler “rüşvet almak, usulsüzlüğe karışmak ve suç işlemek amacıyla örgüt kurmak” ile suçlanmıştır. Dava kamuoyunda Beyaz Enerji Operasyonu olarak bilinmektedir. Görevdeki enerji bakanı hakkında suçlama yapılmamakla birlikte görevinden istifa etmiştir. Sonuçta sadece üç kişinin hüküm giydiğini vurgulamak gerekir.
- 5 Hem 2004 hem de 2009 strateji belgelerinin Türkçe versiyonlarına www.enerji.gov.tr adresinden ulaşılabilir.
- 6 Geçiş Dönemi Sözleşmeleri ile, EÜAŞ ve TETAŞ belirli miktarda elektriği düzenlemeye tabi fiyatlar üzerinden dağıtım şirketlerine satmayı taahhüt etmektedir.
- 7 Serbest olmayan tüketiciler yasal olarak tedarikçisini seçme hakkı veya şansı olmayan tüketicilerdir.
- 8 Görevli tedarikçilerin diğer tedarikçilerden farkı, serbest olmayan tüketici konumundaki müşterilerinin de olması ve son kaynak tedarikçisi olarak hizmet vermek zorunda olmasıdır.
- 9 Bakanız, yenilenebilir enerji güvenlik mekanizması ile ilgili Bölüm 2.1.4.1. Yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik üreticilerinin piyasada daha yüksek bir fiyat elde edememeleri halinde yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin 55\$/MWh fiyat üzerinden satın alınmasını öngörmüştür.
- 10 İngiltere’de Çin-Fransız konsorsiyumu tarafından önerilen nükleer enerji projesine yönelik olarak kamuoyuna açıklanan destek düzenlemeleri –Avrupa Birliği için referans noktası niteliğindeki devlet yardımı kararı ile Avrupa Komisyonu tarafından 2014 yılında onaylanmıştır– ile karşılaştırıldığında, Türkiye’nin Akkuyu santraline yönelik destek düzenlemeleri çok daha az kapsamlıdır ve aynı zamanda garantili bölüm için birim elektrik başına çok daha ucuzdur. İngiltere’de önerilen santralin, 60 yıllık santral ömrünün ilk 35 yılında üretimin tamamı için enflasyona göre düzeltilmiş 92,5 GBP/MWh (1,47 döviz kuru üzerinden 136\$/MWh) garantili fiyat sağlayan bir mekanizma ile destekleneceği bildirilmiştir.
- 11 <http://www.oecd.org/corporate/ca/corporategovernanceofstate-ownedenterprises/oecdguidelinesoncorporategovernanceofstate-ownedenterprises.htm>.
- 12 Kaynak: TÜİK (Türkiye İstatistik Kurumu).
- 13 Rezervuar tipi santrallerden birisi 2004 yılında işletmeye girmiştir.
- 14 Santralin iki ünitesi vardır. Ünitelerden biri zaten işletmedeydi ve 2000 yılında devredilmişti; diğer ise inşa edildi ve deneme işletmesinden sonra 2001 yılında devredildi.
- 15 Kojenerasyon her ikisi de kullanım için olmak üzere elektrik ve ısının eşzamanlı üretimidir.
- 16 Uzlaştırma süreci (Mahsup) gider ve gelirlerin her yıl onunda belirlenmesini gerektiriyordu. Karın önceden belirlenen seviyeden düşük olması halinde, farkı TEAŞ kapatıyordu; karın önceden belirlenen seviyeyi aşması halinde, şirket fazla miktarı TEAŞ’a ödüyordu.
- 17 İletim ve üretimin ayrıştırılmasına yönelik çalışmalar uzun zaman önce başlatılmıştı. TEAŞ’ın Dünya Bankası ile olan 15 Mayıs 1998 tarihli Kredi Anlaşmasında, ulusal bir iletim şirketinin kurulmasına yönelik yasal çerçevenin hazırlanması öngörülmüyordu. Bu ayrıca “Ekonomik İstikrar ve Enflasyonu Düşürme Önlemleri” programı bağlamındaki konulardan birini oluşturuyordu. Dolayısıyla, EPK öncesinde Türkiye Hükümeti 5 Şubat 2001 tasrihinde yeniden yapılandırmaya ilişkin bir kararname yayınlamıştı – EPK’dan 15 gün önce.
- 18 Kalan proje sahiplerinden dördü yerel ve uluslararası tahkime başvurmayı tercih etti. Bunlardan ikisi başarısız olurken ikisi belirli miktarda tazminat aldı. Geri kalan sözleşmeler karşılıklı anlaşma yoluyla iptal edildi.

- 19 DPT 2011 yılında Kalkınma Bakanlığı'na dönüştürüldü.
- 20 Emreamade üretim kapasitesi ile puant talep arasındaki farkın puant talebe oranı (%).
- 21 Doğal gaz (BOTAŞ) için OFM uygulaması Doğal Gaz bölümünde tartışılacaktır.
- 22 Bağlantı gerilim seviyesine bağlı olarak, farklı sanayi tarifeleri mevcuttur; şekilde gösterilen sanayi tarifesi orta gerilim tek-zamanlı tarifedir.
- 23 Bir Arz Güvenliği Raporu hazırlandı ve oluşturulan uzman paneli 2006-07 yıllarında ETKB'nin çalışmalarına katkıda bulundu.
- 24 www.enerji.gov.tr.
- 25 Başlıca yan hizmetler; birincil ve ikincil frekans kontrolü, reaktif güç kontrolü, oturan sistemin toparlanmasıdır. İkincil ve üçüncül frekans kontrolü DGP'de gerçekleştirilir.
- 26 Mart 2015 itibarıyla, 97 özel şirket hissedar olmuş ve EPİAŞ resmi olarak kurulmuştur.
- 27 Görevli tedarikçi, serbest olmayan tüketici konumundaki müşterileri de olan ve son kaynak tedarikçisi olarak hizmet vermesinin gerekmesi dışında diğer tedarikçiler gibidir.
- 28 Gerçekçi olmayan düzeyde yüksek tekliflerin bazı örnekleri: İstanbul: 2,990 milyar \$, İzmir: 1,915 milyar \$. Yenilenen ihalede, aynı bölgeler için verilen fiyatlar sırasıyla 1,06 milyar ve 1,231 milyar \$ olmuştur.
- 29 2012'den sonra, geçiş dönemi sözleşmelerinin süresi sona ermiştir. Yeni EPK'ya göre, dağıtım şirketleri kayıplarını karşılamak için TETAŞ'tan elektrik satın almaktadırlar ve TETAŞ son kaynak tedarikçisi olarak ihtiyaç duydukları enerjiyi görevli perakende şirketlerine sağlamaktadır.
- 30 Özel dağıtım şirketlerinden birisi TETAŞ'a ödeme yapmıyordu. Bunun sebeplerinden birisi tahsilat oranlarının düşük olması değil, şirketin parayı holding bünyesindeki başka şirketlere aktarıyor olmasıydı. EPDK'nın uyarılarına rağmen, sorun çözülemedi ve sonuçta EPDK müdahalede bulunarak yeni bir yönetim kurulu atadı ve şirketi Şubat 2015'te yeni sahibine sattı.
- 31 Kaynak: EPDK
- 32 Elektrik arzında, kayıplar (teknik) doğal olarak gerçekleşir ve temel olarak iletim ve dağıtım hatları, trafolar ve ölçüm sistemleri gibi elektrik sistemi bileşenlerindeki elektrik kaybından oluşur. Kaçaklar (teknik olmayan kayıp) temel olarak elektrik hırsızlığından, müşterilerin ödeme yapmamasından ve muhasebe hatalarından oluşur.
- 33 Devir bedeli gelir tavanı içinde yer almaktadır. Bir başka deyişle, tarifelerde sermaye getirisi kalemi yer almamaktadır.
- 34 2011-15 dönemi için onaylanan yatırım yaklaşık 9 milyar TL'dir (Nisan 2015 itibarıyla yaklaşık 3,3 milyar \$).
- 35 Bir santralin kapasite faktörü gerçekleşen üretiminin potansiyel üretimine oranıdır.
- 36 Teorik piyasa açıklık oranı serbest tüketicilerin toplam yıllık tüketiminin tüm tüketicilerin toplam yıllık tüketimine oranıdır. Etkin olarak, serbestleşme düzeyinin bir göstergesidir.
- 37 Yeni Elektrik Piyasası Kanunu (2013) çıkarılıncaya kadar, serbest tüketici olabilmek için aynı ticari veya sanayi şirket bünyesindeki tesislerin tüketimlerini birleştirmek mümkündür –örneğin bir ticari şirketin farklı yerlerdeki tüm mağazaları, veya bir sanayi şirketinin birden fazla tesisi/fabrikası, veya binlerce tüketim noktası olan GSM şirketleri.
- 38 İşletmedeki, yapım halindeki lisans alan ancak henüz yapımına başlanmayan üretim tesislerini içerir.
- 39 Aynı dönemde işletmeden çıkarılan santraller sebebiyle, toplam kurulu güçteki reel artış 41.100 MW'tır.
- 40 Üç asenkron bağlantı modu izole ada, izole üretim ve DC sırt-sırt (back-to-back) modlarıdır.
- 41 Avrupa Elektrik İletimi Koordinasyon Birliği (UCTE) 1 Temmuz 2009'da adını Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı (ENTSO-E) olarak değiştirmiştir.
- 42 Kıta Avrupası Bölgesel Grubu (Sistem İşletme Grubu bünyesindeki RG CE) Genel Kurulu ve Güneydoğu Avrupa Bölgesel Grubu (Sistem Geliştirme Komitesi bünyesindeki RG CSE).

- 43 Türkiye için, 154 kV.
- 44 “Ada modunda,” bir santral ünitesi veya tüm santral bir ülkenin elektrik sisteminden izoledir ve bir başka ülkenin elektrik sistemine doğrudan bağlıdır.
- 45 ETKB, Enerji Dengesi 2013.
- 46 2007 ve 2009’da değiştirilmiştir.
- 47 Bu destek her santralda kullanılan her bir teçhizat için ayrı ayrı belirlenmekte olup, sağlanabilecek toplam destek tabloda gösterilmektedir. Yerli üretim teşvikleri AB ilerleme raporlarında “tartışmalı” olarak bulunmuştur. AB’nin 2011Türkiye İlerleme Raporunda (http://ec.europa.eu/enlargement/pdf/key_documents/2011/package/tr_rapport_2011_en.pdf) bu teşvik mekanizmasının uluslararası ticaret kurallarına uygunluğunun henüz teyit edilmediği belirtilmiştir. 2012 ilerleme raporu (“Üyelik Yükümlülüğünü Üstlenme Yeteneği,” Bölüm 4, Kısım 15: Enerji) da yerli üretim teşviklerine atıfta bulunmuştur (http://ec.europa.eu/enlargement/pdf/key_documents/2012/package/tr_rapport_2012_en.pdf). Rapora göre, yenilenebilir enerji kanununda öngörülen teşviklerin uygunluğu DTÖ veya Gümrük Birliği ticaret kurallarına göre tartışmalıdır.
- 48 Bu hüküm çevreciler tarafından sıklıkla eleştirilmektedir; çünkü kanunun yeni bir değişiklik tasarısına göre, ayrı bir mevzuat ile sıkı bir şekilde koruma altına alınmış olan zeytinlikler enerji üretimi için kullanıma açılacaktır. İnsanlar bunu protesto etmek için dilekçeler vermeye başlamışlardır.
- 49 Kaynak: ETKB. Daha önce bu potansiyel 125.000 GWh olarak açıklanmıştı. Ancak, kamu yetkilileri ve özel sektör tarafından yapılan son çalışmalar neticesinde artırılmıştır. Elektrik üretiminin maliyetinin artması sebebiyle, daha önce fizibil olmadığı açıklanan potansiyel projeler artık fizibil hale gelmektedir. Eğer tüm özel sektör başvuruları dikkate alırsa, potansiyel 165.000 GWh’a çıkmaktadır. Ancak, teknik, çevresel ve sosyal faktörleri göz önüne alarak 140.000 GWh rakamını kullanmak daha güvenlidir.
- 50 EPDK, 2014 Faaliyet Raporu.
- 51 Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) EİEİ tarafından 2007 yılında hazırlanmıştır.
- 52 EPDK, Ocak 2015 İlerleme Raporu
- 53 MTA maden arama ve jeoloji ile ilgili bilimsel ve teknolojik araştırmalar yapmak amacıyla 1935 yılında kurulmuştur.
- 54 Kaynak: MTA.
- 55 2009 Strateji Belgesinde kapasite 600 MW olarak açıklanmasına rağmen, yeni aramalar ile birlikte kapasite arttırılmıştır.
- 56 ETKB Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM).
- 57 Dünya Enerji Konseyi Türkiye Milli Komitesi, Güneş Enerjisi Raporu, 2009.
- 58 ETKB 2012 Enerji Dengesi Tablosu.
- 59 Bu sınırlama yavaş ve dikkatli bir yaklaşıma işaret etmektedir. Rüzgardaki kontrolsüz ve kaotik gelişmelerden çıkarılan dersler sonrasında kademeli bir ilerleme tercih edilmiştir..
- 60 ETKB 2015–2019 Stratejik Planı.
- 61 TEİAŞ, Kurulu Güç Dokümanı, Aralık 2014.
- 62 EPDK, Nisan 2014 İlerleme Raporu.
- 63 AG = efektif gerilim 1.000 volttan düşük; YG = efektif gerilim 1.000 volttan yüksek.
- 64 21 Temmuz 2011 tarihinde yayınlanan ve 2013 yılında değiştirilen “Lisanssız Üretim Faaliyetleri Hakkında Yönetmelik”.
- 65 Kullanım faktörü bir santralin belirli bir zaman çerçevesindeki gerçekleşen üretiminin ilgili zaman çerçevesinin tüm saatleri boyunca çalışması halinde gerçekleştirebileceği üretime oranıdır.
- 66 VVER – Rusça Vodo-Vodyanoi Energetichesky Reaktor teriminin kısaltmasıdır: su-su güç reaktörü, veya su soğutmalı ve moderator olarak su kullanılan reaktör anlamına gelir. İlk olarak Sovyetler Birliği’nde geliştirilmiştir. VVER güç santralleri Ermenistan, Bulgaristan, Çek Cumhuriyeti, Finlandiya, Macaristan, Hindistan, İran, Slovakiya, Ukrayna ve Rusya Federasyonu’nda kullanılmaktadır. Önerilen santral bu türün üçüncü neslidir.

- 67 Akkuyu NPP JSC'nin hissedarları Rosenergoatom Concern OJSC (%92,85), Inter RAO UES JSC (%3,47), Atomstroyexport JSC (%3,47), Atomenergoremont OJSC (%0,1) ve Atomtekhenergo JSC (%0,1)'dir. Anlaşmaya göre, herhangi bir zamanda yabancı yatırımcıların şirket sermayesinde sahip olabileceği hisse oranı en fazla yüzde 49'dur.
- 68 AREVA (Fransa) ve Mitsubishi (Japonya) tarafından tasarlanan ATMEA-1 1.100 MWe kapasiteye sahip III. Nesil+ tip basınçlı su reaktörüdür.
- 69 ETKB Mavi Kitap, 2013.
- 70 OME'nin 2014'te yayınladığı Akdeniz Enerji Perspektifleri: Türkiye raporuna göre 2014 ile 2030 yılları arasında Türkiye'nin üretim kapasitesinin tutucu senaryoya göre 68 GW'tan 125 GW'a, Proaktif Senaryoya göre ise 110 GW'tan biraz daha düşük bir seviyeye çıkacağı tahmin edilmektedir.
- 71 EPDK lisanslı üretim projelerinin ilerleme durumunu yılda iki kez raporlamaktadır.
- 72 Fiyat Eşitleme Mekanizması Bölüm 3.2.2.7'de açıklanmaktadır. Bu uygulamaya 2015 yılında son verilmesi planlanıyordu; ancak yeni EPK ile 2020 yılına kadar uzatıldı.
- 73 TÜİK (Türkiye İstatistik Kurumu), Gelir ve Yaşam Koşulları Anketi, 2006–2013.
- 74 Dünya Bankası, Balancing act: Bir Yandan Enerji Sübvansiyonlarını Keserken Aynı Zamanda Parasal Açıdan Karşılabilirliğini Korumak. Avrupa ve Orta Asya raporu. Washington, DC: Dünya Bankası, 2013.
- 75 Belirli bir nüfusun yüzde 20'sini temsil eden bir veri setinin istatistiksel değeri. Birinci beşte birlik dilim verilerin en düşük dilimini (1–20%) temsil eder; ikinci dilim (21–40%); vs..
- 76 SAYIŞTAY BOTAŞ 2013 Raporundaki verilerden hesaplanmıştır.
- 77 Kaynak: www.enerji.gov.tr- "Enerji ve Tabii Kaynaklar Görünümü- Nisan 2015 (No 8) Raporu
- 78 2009 Strateji Belgesi.
- 79 DGPK Türkiye içinde birden fazla iletim şebekesinin lisanslandırılmasına izin vermesine rağmen, BOTAŞ halen boru hattı iletim lisansına sahip tek şirkettir.
- 80 Gazlaştırma, sıvılaştırılmış doğal gazın (LNG) atmosferik sıcaklıkta tekrar doğal gaza dönüştürülmesi işlemidir.
- 81 Normal olarak gazlaştırma kapasitesi 17 mcm'dir ve puant zamanlarda 22,5 mcm'e yükseltilebilmektedir; ancak BOTAŞ'a göre bu sürdürülebilir bir çekiş hızı değildir.
- 82 Kamuya ait Türkiye Petrolleri şirketi.
- 83 Ayrıca Adapazarı'nın çok küçük bir bölümü 1993 yılında itibaren gaz kullanabiliyordu; Adapazarı şehir içi dağıtım şebekesi 2003 yılında tamamlandı.
- 84 2000-01'deki ekonomik kriz ve IMF ile olan stand-by anlaşmaları da süreci hızlandırdı.
- 85 "Transit" tanımlanan piyasa faaliyetleri arasında yer almamaktadır. Gaz transitisi ile düzenleyici çerçeve 4586 sayılı Petrolün Boru Hatları ile Transit Geçişine Dair Kanun kapsamında oluşturulmuştur.
- 86 DGPK Geçici Madde 2.
- 87 İstanbul Gaz'ın özelleştirilmesi gündemdedir ve 2015 yılında gerçekleşmesi beklenmektedir.
- 88 EPDK 2013 Doğal Gaz Piyasası Raporu.
- 89 age EPDK 2013 Doğal Gaz Piyasası Raporu..
- 90 EPDK- Ocak 2015 DG Piyasası Aylık Raporu,
- 91 EPDK 2013 Doğal Gaz Piyasası Raporu
- 92 DGPK BOTAŞ'ın (LNG dışında) yeni doğal gaz ithalat sözleşmesi yapamayacağını belirtmektedir. Ayrıca BOTAŞ'ın ithalat sözleşmelerinin veya satışlarının toplam miktarı ulusal tüketimin yüzde 20'si seviyesine düşünceye kadar mevcut sözleşmelerini (veya sözleşme miktarlarını) ithalat lisansı olan başka tüzel kişilere devretmesini öngörmektedir. BOTAŞ'ın bunu sözleşme devri ihaleleri yoluyla gerçekleştirmesi istenmiştir.

- 93 Gulmira Rzayeva, "Türkiye'nin Yurt İçi Enerji Piyasasında Doğal Gaz: Politikalar ve Zorluklar," Oxford Enerji Etütleri Enstitüsü, 2014.
- 94 Dünya Bankası, Gaz Sektörü Strateji Raporu, 2004.
- 95 Yönetmelik BOTAŞ'ın her ay dengeleme fiyatlarını ilan etmesini gerektirmesine rağmen, özel sektör katılımcılarına göre bu ilan genellikle gecikmektedir ve şeffaf bir şekilde belirlenmemektedir.
- 96 SCADA "merkezi izleme, kontrol ve veri toplama" anlamına gelir. Uzaktaki cihazları iletişim kanalları yoluyla kontrol eden bir sistemdir.
- 97 Otomatik Fiyatlandırma Mekanizmasına (OFM) göre, enerji KİT'lerinin maliyetleri yansıtan yeni tarifeler yoluyla Genel Yatırım ve Finansman Programında belirlenen finansal hedefleri tutturmaları gerekmektedir.
- 98 Rekabet Kurumu, DG Sektörü Raporu 2012
- 99 SAYIŞTAY- 2013 BOTAS Raporu
- 100 Gulmira Rzayeva, "Türkiye'nin Yurt İçi Enerji Piyasasında Doğal Gaz: Politikalar ve Zorluklar," Oxford Enerji Etütleri Enstitüsü, 2014.
- 101 Müktesebat veya Topluluk müktesebatı Avrupa Birliği'nin (AB) 1958 yılından günümüze kadar olan kanun ve yükümlülüklerinin toplamını ifade etmektedir.
- 102 Fuel oil ve dizel geçici olarak 2019'a kadar
- 103 Rezervuar tipi santrallerden birisi 2004 yılında işletmeye girmiştir
- 104 Bu hüküm, iptal edilen İHD projeleri ile ilgili uluslararası tahkim süreci sonucunda birçok soruna yol açmıştır. Bu konu ilerleyen bölümlerde tartışılmaktadır.
- 105 Danıştay ülkenin en yüksek idari mahkemesidir.
- 106 3996 sayılı Kanundaki özel hukuka ilişkin hükümler bir yıl sonra iptal edilmesine rağmen, bu sözleşmeler iptal öncesinde imzalanmıştı. Bunlar 2001 sonrasında, yüksek maliyetleri, uygun olmayan koşulları ve tartışmaya açık hukuki geçerlilikleri sebebiyle eleştirildiler.
- 107 Özellikle 1997 yılında yapılan ve ESA tarifelerinin YİD sözleşmelerinden çok daha düşük olduğu Yİ ihalesi sonrasında yeni YİD uygulamaları için sunulan fiyat teklifleri 1994-97 döneminde imzalananlara göre daha düşük olmasına rağmen, seçimde rekabetin olmaması ve mülkiyet durumundaki farklılık sebebiyle YİD tarifeleri yine de daha yüksekti.
- 108 Santralin iki ünitesi vardır. Ünitelerden biri zaten işletmedeydi ve 2000 yılında devredilmişti; diğer ise inşa edildi ve deneme işletmesinden sonra 2001 yılında devredildi.
- 109 Alım garantileri nedeniyle bu santraller, piyasa fiyat sıralamasındaki (merit order) yerleri ne olursa olsun kısıtlamaya tabi olmadan çalışacak santraller olarak düşünülmek zorundadır.
- 110 Kaynak: ETKB. Daha önce bu potansiyel 125.000 GWh olarak açıklanmıştı. Ancak, kamu yetkilileri ve özel sektör tarafından yapılan son çalışmalar neticesinde artırılmıştır. Elektrik üretiminin maliyetinin artması sebebiyle, daha önce fizibil olmadığı açıklanan potansiyel projeler artık fizibil hale gelmektedir. Eğer tüm özel sektör başvuruları dikkate alırsa, potansiyel 165.000 GWh'a çıkmaktadır. Ancak, teknik, çevresel ve sosyal faktörleri göz önüne alarak 140.000 GWh rakamını kullanmak daha güvenlidir.
- 111 2007 ve 2009'da değiştirilmiştir.
- 112 EPDK, Ocak 2015 İlerleme Raporu.
- 113 WEC ve Türkiye Milli Komitesi, 2013 Enerji Raporu.
- 114 Yeni EPK'nın 5. ve 6. maddeleri uyarınca, lisans verme süreci iki aşamaya ayrılmıştır. İlk aşamada bir ön lisans verilmekte ve inşaat dönemi öncesinde yatırımcı bununla gerekli izinleri, onayları ve mülkiyet haklarını edinmektedir. İkinci aşamada, EPDK ön lisans aşamasında belirtilen gereklilikleri yerine getiren yatırımcılara inşaat ve işletme dönemi için geçerli olacak lisansı vermektedir.
- 115 Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) EİEİ tarafından 2007 yılında hazırlanmıştır.



Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar

- 116 Rüzgar Enerjisine Dayalı Lisans Başvurularının Teknik Değerlendirmesine İlişkin Yönetmelik.
- 117 Rüzgar Enerjisi İhalelerine İlişkin Yönetmelik.
- 118 Yaklaşık 1 ABD senti.
- 119 Daha önce katkı payı TL/ kWh bazında teklif ediliyordu; yeni EPK ile TL/MW olarak değiştirildi.
- 120 EPDK, Ocak 2015 İlerleme Raporu
- 121 ETKB 2010–2014 Stratejik Planı, Hedef 2.2: “2009 itibarıyla 802.8 MW olan rüzgar santrali kurulu kapasitesi 2015 yılına kadar 10.000 MW’a çıkarılacaktır.”
- 122 Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği’nin (TÜREB) Kasım 2012 tarihli Raporu.