



t m m o b
m a k i n a
m ü h e n d i s l e r i
o d a s ı

ODA RAPORU

TÜRKİYE'NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ 2018

YAYIN NO: MM0/691





tmmob
makina mühendisleri odası

ODA RAPORU

TÜRKİYE’NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ 2018

Nisan 2018, Ankara

Yayın No: MMO/691

tmmob
makina mühendisleri odası

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

YAYIN NO: MMO/691
ISBN: 978-605-01-1198-9

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

Nisan 2018, Ankara

Baskı:
Ankamat Matbaacılık San. Ltd. Şti.
Tel: (0312) 394 54 94 - 95

SUNUŞ

Enerjiden yararlanmak modern çağın gereği ve temel bir insan hakkıdır. Enerji kaynaklarının değerlendirmesinden başlayarak üretim, iletim, dağıtım aşamalarında toplum çıkarlarının gözetilmesi, bütün bu süreçlerde çevreye, iklime ve doğaya olumsuz etkileri asgari düzeyde tutulması gereklidir. Bu ölçüt enerji ile ilgili tüm faaliyetlerde geçerli olmalıdır.

Enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve güvenilir bir şekilde bu bakış açısı ile sunulması, temel bir enerji politikası olmak zorundadır. Elektrik enerjisi; insan yaşamının zorunlu bir ihtiyacı, ortak bir gereksinim olarak toplumsal yapının vazgeçilmez bir ögesidir. Sosyal devlet anlayışında enerjinin tedarik ve sunumu kamusal bir hizmeti gerekli kılmaktadır. Elektrik enerjisinde üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleri arasında organik bir bağ söz konusudur. Bu nedenledir ki, bu üç temel faaliyetin; demokratik ve katılımcı bir anlayışla oluşturulacak; toplum, kamu, ülke çıkarlarını gözeterek kamusal bir planlama anlayışı içinde yürütülmesi zorunludur. Elektrik enerjisi faaliyetleri toplum çıkarının gözetilmesi gereken bir kamu hizmetidir.

Türkiye, özellikle son dönemlerde, enerji ihtiyacını esas olarak yeni enerji arzıyla karşılamaya çalışan plansız ve özel sermaye çıkarlarını gözeterek bir politika izlemiştir. İletim ve dağıtımdaki kayıplar ve nihai sektörlerde yer yer %50'nin üzerine çıkabilen enerji tasarrufu imkânları göz ardı edilmiştir. Enerji ihtiyacını karşılamak üzere genelde ithal enerji kaynağı kullanılmış, fosil kaynaklı ithalata dayalı yüksek maliyetli yatırımlar yapılmış, enerjideki dışa bağımlılık Türkiye için ciddi boyutlara ulaşmıştır.

İklim değişikliğinin olumsuz sonuçlarının sınırlandırılması için enerji üretiminde öncelik ve ağırlığın, fosil yakıtlara değil, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına verilmesi gerekmektedir.

Toplum çıkarını gözeterek demokratik bir enerji planı ve programı için, sektörde bütünlük kaynak planlaması zorunludur. Toplum yararını gözeterek olan bu planlama; enerji üretiminin dayanacağı kaynakların seçimi, yenilenebilir enerji kaynaklarına öncelik ve ağırlık verilmesi, enerji tüketim eğilimlerinin incelenmesi, talep tarafı yönetim uygulamalarının üzerinde yoğunlaşma, enerjinin daha verimli kullanımı, enerji ekipmanlarının yerli üretimi, çevreye verilen zararın asgari düzeyde olması, iklim değişikliğine olumsuz etkilerin sınırlandırılması, yatırımın yapılacağı yerde yaşayan insanların hak ve çıkarlarının korunması vb. ölçütler gözetilerek demokratik katılım mekanizmalarıyla yapılmalıdır.

Planlama çalışmalarına; kültür ve tabiat varlıklarını koruyan, çevresel ve sosyal etkileri itibarıyla sorunsuz, bireysel ve toplumsal haklara karşı saygılı, nükleer macera peşinde koşmayan, özelleştirme, taşeronlaştırma ve iş güvencesinden yoksun çalışma koşullarından arınmış, toplumsal yararı gözeterek ve yeniden etkin kamu varlığını öngören bir anlayış egemen olmalıdır.

Türkiye enerji sektörünü böyle bir bakış açısıyla irdelenmek amacıyla, Odamız tarafından 2010 yılından bu yana her iki yılda bir yayımlanan Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporları, enerji sektörü için önemli bir bilgi kaynağı olmuştur. Türkiye'nin Enerji Görünümü 2018 Raporu, Odamızın, Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği'nin, Elektrik Mühendisleri Odası'nın, Jeofizik Mühendisleri Odası'nın, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve bağlı ve ilişkili kamu kuruluşlarının, sektör derneklerinin, ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonunun ve sektörde faaliyet gösteren birçok uzmanın; enerji alanındaki çalışmalarının sonuçlarından hareketle hazırlanmıştır.

Raporda; ülkemiz enerji sektörünün durumu ayrıntılı bir şekilde irdelenmekte, plansız uygulamaların altı çizilmekte, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarında mevcut durum ve değerlendirmeyi bekleyen potansiyel vurgulanmakta, Türkiye'nin enerji görünümü detaylı bir şekilde ve güncel verilerle anlatılmakta, enerji sektöründe toplum çıkarlarını gözeterek politikaların uygulanabilmesi için, planlı ve programlı bir yaklaşımla hazırlanan kapsamlı önerilerde bulunmaktadır.

Enerjiye ilgi duyan, bilgiye ihtiyacı olan herkesin Odamızın web sitesinden indirerek de başvurabileceği bu Raporun, sektör çalışanları ile üniversite ve tüm yükseköğrenim kurumlarındaki öğretim üyeleri ve öğrenciler için ciddi bir başvuru kaynağı olmasını bekliyoruz.

- Raporun hazırlık çalışmalarının yöneticiliği ve editörlüğünün yanı sıra bölüm yazarlığı görevini de üstlenen MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı, endüstri mühendisi Oğuz TÜRKYILMAZ ve MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi, makina mühendisi Orhan Aytaç'a,
- Raporun redaksiyonu için yoğun emek harcayan maden mühendisi, MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesi maden mühendisi Mehmet KAYADELEN'e,
- "Enerji Sektöründe Talep Tahminleri ve Türkiye Genel Enerji Değerlerinin İrdelenmesi" bölümünü hazırlayan TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanı Jeofizik Yüksek Mühendisi Çetin KOÇAK'a,
- "2018'e Girerken Türkiye'de Kırılgan Ekonomi ve Enerji" başlıklı değerlendirmeyi kaleme alan iktisatçı, yazar ve MMO danışmanı Mustafa SÖNMEZ'e,
- Raporun "Elektrik Üretimi" bölümünde
 - "Elektrik Üretimi: Mevcut Durumu ve Analizi" konulu çalışmayı birlikte hazırlayan Oğuz TÜRKYILMAZ ve ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesi matematikçi Yusuf BAYRAK'a,
 - "Santrallerimizin Kapasite Kullanım Oranları" başlıklı çalışması için Orhan AYTAÇ'a,
 - "Enerji Politikaları Üzerine: Üretim, İletim, Yaz Saati, Öneriler" başlıklı çalışması için elektrik mühendisi, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Enerji Çalışmaları Koordinatörü Olgun SAKARYA'ya,
 - "Türkiye'de Enerji Sektöründe Gelişmeler Üzerine Notlar-Öneriler" konulu çalışması için elektrik yüksek mühendisi, emekli Enerji İşleri Genel Müdürü, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesi Budak DİLLİ'ye,
 - "Türkiye'de İzlenen Elektrik Enerjisi Politikalarının Değerlendirilmesi" başlıklı çalışması için TMMOB Enerji Komisyonu ve TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Enerji Komisyonu Başkanı elektrik mühendisi Nedim Bülent DAMAR'a,
 - "Enerjide Geçiş Sürecinin Görünümü" başlıklı çalışması için elektrik mühendisi ve yazar, Kemal ULUSALER'e,
 - "Santral Yapımında Denetim Üzerine" başlıklı çalışması için kimya mühendisi Nilgün ERCAN'a,
 - "Enerji Santrallerinde İş-Proses Kazaları Önlenebilir!" başlıklı çalışması için makina mühendisi ve MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Abdullah ANAR'a,
- Raporun "Doğal Gaz Sektör Görünümü" bölümünü hazırlayan elektrik mühendisi ve ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesi Erdiñç ÖZEN'e,
- Raporun "Petrol Sektörünün Durumu" bölümünü birlikte hazırlayan Yöneylem araştırmacısı-istatistikçi Ülker AYDIN'a ve kimya yüksek mühendisi Hülya PEKER'e,
- Raporun "Kömür Sektörü" bölümünde yer alan,
 - "Dünyada ve Türkiye'de Kömür" başlıklı çalışmayı hazırlayan maden yüksek mühendisi, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesi Dr. Nejat TAMZOK'a,
 - "Kömüre Dayalı Santraller ve Yeni Projeler" başlıklı çalışmayı hazırlayan Orhan AYTAÇ'a,
- Raporun "Nükleer Santral Projeleri" bölümünde yer alan,
 - "Akkuyu Nükleer Santralinin Çevresel Etki Raporu ve İzninin İptali İçin Başvurulan Yargısal Yollar" başlıklı çalışmaları için Oğuz TÜRKYILMAZ'a ve avukat Nurten Çağlar YAKIŞ'a
 - "Akkuyu NGS'ye ve NGS'lere Neden İtiraz Ediyoruz" başlıklı çalışması için Nedim Bülent DAMAR'a
- Raporun "Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu" bölümünü hazırlayan makine mühendisi ve TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu ve Enerji Çalışma Grubu Üyesi Şayende YILMAZ'a,

- Raporun “Türkiye’de Rüzgar Enerjisi” ve “ Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Uygulanan Destekler” bölümlerini hazırlayan, elektrik mühendisi, kamu yönetimi uzmanı ve MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı Zerrin Taç ALTUNTAŞOĞLU’na,
- Raporun “Jeotermal Enerji” bölümünü hazırlayan petrol yüksek mühendisi, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesi Tefik KAYA’ya,
- Raporun “Türkiye’de Güneş Enerjisi” bölümünü hazırlayan makina mühendisi, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Evren ÖZGÜR’e,
- Raporun “Güneş Enerjisinin Akılcı Değerlendirilmesinde PVT Sistemleri” başlıklı bölümünü birlikte hazırlayan makina yüksek mühendisi, TTMD Başkanı Prof. Dr. Birol KILKIŞ ile makina mühendisi Evren ÖZGÜR’e,
- Raporun “Türkiye’de Biyokütle Enerjisi” bölümünü hazırlayan makina yüksek mühendisi, MMO İzmir Şube Enerji Verimliliği Komisyon Başkanı Bülent İLLEEZ’e,
- Raporun "Enerji Projelerinin Çevresel Etkileri " bölümünü hazırlayan maden yüksek mühendisi Dr. Çağatay DİKMEN'e,
- Raporun “Enerji Verimliliği” bölümünü birlikte hazırlayan makina mühendisi, Temiz Enerji Vakfı Yönetim Kurulu Başkanı ve MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Tülin KESKİN ile Zerrin Taç ALTUNTAŞOĞLU’na,
- Raporun Enerji Ekipmanları bölümünde yer alan,
 - “Enerji Ekipmanları Dış Ticareti” başlıklı çalışması için iktisatçı ve TEPAV Koordinatörü Bengisu VURAL’a,
 - “Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Sektörü ve Yerli Ekipman Üretimi” başlıklı çalışması için makina mühendisi ve ENSİA Başkanı Hüseyin VATANSEVER’e,
 - “Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi İçin Kümelenme Modeli” başlıklı çalışması için fizikçi ve OSTİM Yenilenebilir Enerji Kümesi Koordinatörü Pınar Yalman AKCENGİZ’e,
- “Enerji Projelerinin Finansmanı” başlıklı bölümü hazırlayan şehir ve bölge plancısı, finansmançı, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Başkanı Dr. Huzur KESKİN’e,
- “Sektörler, Kentler ve Anadolu’ya Yeniden Yerleşmek” başlıklı TMMOB Enerji Sempozyumu bildirisini bizimle paylaşan iktisatçı, SBF Öğretim Üyesi ve 21. Yüzyılda Planlama Grubu bileşeni Dr. Serdar ŞAHİNKAYA’ya,
- “Bir Dönemin Analizi, 2002-2017” başlıklı TMMOB Enerji Sempozyumu bildirisini bizimle paylaşan Oğuz TÜRKYILMAZ’a,
- “Dünyada Kamu İşletmeciliğinin Rolü Artıyor mu? Kamusal Hizmetler Tekrar Kamuya Dönebilir, Kamu Eliyle Verilebilir mi?” başlıklı yazıyla çok önemli bir konuyu tartışmaya açmanın ilk adımlarını atan Nilgün ERCAN, Oğuz TÜRKYILMAZ ve Orhan AYTAÇ’a,
- Raporda yer alan görüş ve önerilerin geliştirilmesi ve zenginleştirilmesine yönelik tartışmaları ve katkıları için ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonuna,
- Kısıtlı bir sürede yoğun ve özverili bir çalışmayla Raporu yayına hazırlayan MMO Yayın Birimi yönetici ve çalışanlarına teşekkür ederiz.

TMMOB Makina Mühendisleri Odası
Yönetim Kurulu

İÇİNDEKİLER

1	Önsöz	1
	<i>Oğuz Türkyılmaz, Orhan Aytaç</i>	
2	TMMOB Enerji İlkeleri.....	7
	<i>Emin Koramaz</i>	
3	Enerji Sektöründe Talep Tahminleri ve Türkiye Genel Enerji Değerlerinin İrdelenmesi	11
	<i>Çetin Koçak</i>	
4	2018'E Girerken Türkiye'de Kırılgan Ekonomi ve Enerji	33
	<i>Mustafa Sönmez</i>	
5	Elektrik Sektörü	49
5.1	Elektrik Üretimi: Mevcut Durumu ve Analizi	51
	<i>Oğuz Türkyılmaz, Yusuf Bayrak</i>	
5.2	Santrallerimizin Kapasite Kullanım Oranları	77
	<i>Orhan Aytaç</i>	
5.3	Elektrik Enerjisi Politikaları Üzerine: Üretim, İletim, Yaz Saati, Öneriler	89
	<i>Olgun Sakarya</i>	
5.4	Türkiye'de Enerji Sektöründe Gelişmeler Üzerine Notlar-Öneriler	103
	<i>Budak Dilli</i>	
5.5	Türkiye'de İzlenen Elektrik Enerjisi Politikalarının Değerlendirilmesi.....	111
	<i>N. Bülent Damar</i>	
5.6	Enerjide Geçiş Sürecinin Görünümü.....	137
	<i>Kemal Ulusaler</i>	
5.7	Santral Yapımında Denetim Üzerine.....	147
	<i>Nilgün Ercan</i>	
5.8	Santrallerde İş-Proses Kazaları Önlenbilir!.....	165
	<i>Abdullah Anar</i>	
6	Doğal Gaz Sektör Görünümü.....	179
	<i>Erdoğan Özen</i>	
7	Petrol Sektörünün Durumu	209
	<i>Ülker Aydın, Hülya Peker</i>	
8	Kömür Sektörü	237
8.1	Dünyada ve Türkiye'de Kömür	239
	<i>Dr. Nejat Tamzok</i>	
8.2	Kömüre Dayalı Santraller ve Yeni Projeler	263
	<i>Orhan Aytaç</i>	
9	Nükleer Santraller	279
9.1	Akkuyu Nükleer Santralinin Çevresel Etki Raporu ve İzinin İptali İçin Başvurulan Yargısal Yollar	281
	<i>Nurten Çağlar Yakış, Oğuz Türkyılmaz</i>	
9.2	Türkiye'de Yapılması Planlanan Nükleer Santrallere Neden İtiraz Ediyoruz	299
	<i>N. Bülent Damar</i>	

10	Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu	309
	<i>Şayende Yılmaz</i>	
11	Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi.....	331
	<i>Zerrin Taç Altuntaşoğlu</i>	
12	Güneş Enerjisi	349
12.1	Türkiye’de Güneş Enerjisi	351
	<i>Evren Özgür</i>	
12.2	Güneş Enerjisinin Akılcı Değerlendirilmesinde PVT Sistemleri.....	373
	<i>Prof. Dr. Birol Kılış, Evren Özgür</i>	
13	Jeotermal Enerji	383
	<i>Tevfik Kaya</i>	
14	Türkiye’de Biyokütle Enerjisi.....	391
	<i>Bülent İllez</i>	
15	Enerji Projelerinin Çevresel Etkileri	427
	<i>Dr. Çağatay Dikmen</i>	
16	Enerji Verimliliği.....	445
	<i>Tülin Keskin, Zerrin Taç Altuntaşoğlu</i>	
17	Enerji Ekipmanları	471
17.1	Enerji Ekipmanları Dış Ticareti	473
	<i>Bengisu Özenç</i>	
17.2	Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Sektörü ve Yerli Ekipman Üretimi	487
	<i>Hüseyin Vatansever</i>	
17.3	Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi İçin Kümelenme Modeli	509
	<i>Pınar Yalman Akcengiz</i>	
18	Enerji Projelerinin Finansmanı	515
	<i>Dr. Huzur Keskin</i>	
19	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Uygulanan Destekler	527
	<i>Zerrin Taç Altuntaşoğlu</i>	
20	TMMOB Enerji Sempozyumu Bildirilerinden	
20.1	Sektörler, Kentler ve Anadolu’ya Yeniden Yerleşmek	545
	<i>Dr. Serdar Şahinkaya</i>	
20.2	Bir Dönemin Analizi, 2002-2017	565
	<i>Oğuz Türkyılmaz</i>	
21	Dünyada Kamu İşletmeciliğinin Rolü Artıyor mu? Kamusal Hizmetler Tekrar Kamuya Dönebilir, Kamu Eliyle Verilebilir mi?	575
	<i>Nilgün Ercan, Oğuz Türkyılmaz, Orhan Aytaç</i>	
22	Sonuç ve Öneriler	587
	<i>Oğuz Türkyılmaz, Orhan Aytaç</i>	

KISALTMALAR

AİO	: Aksam İçindeki Oran
ASA	: Yönetim Hizmet Anlaşması (Administrative Services Agreement)
ASHRAE	: Amerikan Tesisat Mühendisleri Derneği (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers)
BAÇM	: Bağlantı Anlaşması Çağrı Mektubu
BAKKA	: Batı Karadeniz Kalkınma Ajansı
BEPA	: Biyokütle Enerjisi Potansiyeli Atlası
BGD	: Baca Gazı Desülfürizasyonu
BMİDÇS	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BTC	: Bakü-Tiflis-Ceyhan
CBS	: Coğrafik Bilgi Sistemi
CNG	: Sıkıştırılmış Doğalgaz (Compress Natural Gas)
ÇDP	: Çevre Düzen Planı
ÇED	: Çevresel Etki Değerlendirme
DHW	: Sıcak Kullanım Suyu (Domestic Hot Water)
DİTAŞ	: Doğan Yedek Parça İmalat ve Teknik A.Ş.
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	: Devlet Su İşleri
DT	: Düzlemsel Toplaç
DUY	: Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EA	: Avrupa Akreditasyon Birliği
ECA	: İhracat Kredi Kuruluşları (Export Credit Agency)
EÇG	: Enerji Çalışma Grubu
EDF	: Électricité de France S.A.
EIA	: ABD Enerji Enformasyon İdaresinin
EİGM	: Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
EKB	: Enerji Kimlik Belgesi
EMEP	: Avrupa'da Hava Kirleticilerin Uzun Menzilli Taşınımının İzlenmesi ve Değerlendirilmesi İçin İşbirliği Programının Uzun Dönemli Finansmanı
ENSİA	: Enerji Sanayicileri ve İş Adamları Derneği
ENSİA	: Türkiye'deki Biyokütle-Elektrik Çevrim Santrali Ana Ekipman Üreticileri
EPC	: Mühendislik, Tedarik ve İnşaat Anlaşması (Engineering, Procurement and Construction Agreement)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ	: Elektrik Piyasa İşlemleri A.Ş.
EPK	: Elektrik Piyasası Kanunu
EPS	: Enerji Performans Sözleşmesi
ETİP	: Elektrik Tesisleri İşletme Personeli
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETPY	: Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği
EÜTKY	: Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği
EVD	: Enerji Verimliliği Danışmanlık Şirketi
EWG	: Enerji İzleme Grubu (Energy Watch Group)
EYB	: Enerji Yönetimi Birimleri
FSRU	: Yüzen LNG Terminali (Floating Storage Regasification Unit)
GAZBİR	: Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği
GEPA	: Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası
GES	: Güneş Enerjisi Santralleri

GFB	: Geçici Faaliyet Belgesi
GİP	: Gün İçi Piyasası
GÖP	: Gün Öncesi Piyasası
GSYİH	: Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
HES	: Hidroelektrik Santrali
HESİAD	: Hidroelektrik Santralleri Sanayi İşadamları Derneği
HS	: Harmonize Sistem
IA	: Ara Bağlantı Anlaşması (Interconnection Agreement)
IAF	: Uluslararası Akreditasyon Forumu
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
ILAC	: Uluslararası Laboratuvar Akreditasyonu Birliği
ILO	: Uluslararası Çalışma Örgütü
INDC	: Ulusal Katkı Niyet Beyanı
IoT	: Nesnelerin İnterneti
IRENA	: Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
ISD	: Eğitim Sistemlerini Geliştirme (Instructional Systems Development)
İDK	: İnceleme-Değerlendirme Komisyonu
İHD	: İşletme Hakkı Devri
İSG	: İşçi Sağlığı ve İş Güvenliği
KBMG	: Kişi Başına Milli Gelir
KGF	: Kredi Garanti Fonu
KİT	: Kamu İktisadi Teşebbüsleri
KKO	: Kapasite Kullanım Oranı
KÖO	: Kamu Özel Ortaklığı
KÖİ	: Kamu-Özel İşbirliği
KUE	: Kullanım Usul ve Esasları
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğalgaz (Liquified Natural Gas)
LUT	: Lappeenranta Teknoloji Üniversitesi
LÜY	: Lisanssız Üretim Yönetmeliği
MİLGES	: Milli Güneş Enerjisi Santrali Geliştirilmesi
MİLHES	: Milli Hidroelektrik Santral Sistemleri Geliştirilmesi Projesi
MİLKAS	: Termik Santral Baca Gazı Arıtma Teknolojilerinde Yerli Tasarım ve İmalat Kabiliyetinin Geliştirilmesi
MİLRÉS	: Milli Rüzgâr Enerji Sistemleri Geliştirilmesi
MİLTÉS	: Milli Termik Santral Teknolojileri Geliştirilmesi
NAS	: ABD Ulusal Bilimler Akademisi
NES	: Nükleer Enerji Santrali
NGS	: Nükleer Güç Santrali
O&M	: İşletme & Bakım Anlaşması (Operation and Maintenance Agreement)
OECD	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OPEC	: Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü
OSB	: Organize Sanayi Bölgesi
OVP	: Orta Vadeli Program
ÖTV	: Özel Tüketim Vergisi
PETKİM	: Petrokimya Holding A.Ş.
POAŞ	: Petrol Ofisi A.Ş.
POB	: Proje Onay Birimi
PUS	: Proje Uzmanlık Sertifikası
PUSEM	: Proje Uzmanlığı, Sertifikasyon ve Eğitim Merkezi
PVT	: Fotovoltaik Termal Sistemleri (Photovoltaic Thermal)
RECA	: Enerji Kredi Anlaşması (Energy Credit Agreement)

REPA	: Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası
RES	: Rüzgar Enerjisi Santrali
RİTM	: Rüzgârdan Üretilen Elektriksel Gücün İzlenmesi ve Tahmini Projesi
ROSATOM	: Rusya Nükleer Enerji Bakanlığı
SLA	: Arazi Kira Anlaşması (Site Lease Agreement)
ŞİD	: Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri
TEA	: Teknik Etkileşim Analizi
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TEPAV	: Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
THH	: Temiz Hava Hakkı
TKDK	: Tarım ve Kırsal Kalkınmayı Destekleme Kurumu
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu
TLA	: Teknoloji Lisans Anlaşması (Technology License Agreement)
TP	: Türkiye Petrolleri
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TPIC	: Uluslararası Türk Petrol Şirketi (Turkish Petroleum International Company)
TRIJEN	: Biyokütle ve Kömür Karışımlarından Sıvı Yakıt Üretimi
TTB	: Türk Tabipler Birliği
TTK	: Türkiye Taşkömürü Kurumu
TTMD	: Türk Tesisat Mühendisleri Derneği
TURKAK	: Türkiye Akreditasyon Kurumu
TÜBİTAK KAMAG	: Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu Kamu Araştırmaları Destek Grubu
TÜFE	: Tüketici Fiyatları
TÜPRAŞ	: Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş.
UDN	: Ulusal Dengeleme Noktası
UEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
VR	: Arttırılmış Gerçeklik (Virtual Realty)
WEC	: Dünya Enerji Konseyi
WETI	: Dünya Enerji Üçleme Endeksi (World Energy Trilemma Index)
WTI	: ABD-Batı Teksas
WWF	: Doğal Hayatı Koruma Vakfı
YEGM	: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
YEKA	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması
Yİ	: Yap İşlet
YİD	: Yap İşlet Devret
YKİF	: Yerli Katkı İlave Fiyatı

1. ÖNSÖZ

1.1 BAŞKA BİR ENERJİ MÜMKÜN!

Petrol, gaz ve kömür tekellerinin çok etkin olduğu günümüz dünyasında, birincil enerji tüketiminde 2016'da %85,5 oranında olan fosil yakıtlara yüksek bağımlılık, izlenen politikalarda radikal değişiklikler olmadığı sürece, kısa ve orta dönemde kayda değer bir azalma göstermeyecektir.

Elektriğe hâlâ erişemeyen dünya nüfusunun %15'ine ulaşan “enerji yoksunu” 1,1 milyar insanı, elektrik kullanılabilir hale getirebilmek, yemek pişirmek ve ısınmak için çalı çırpıdan öteye geçememiş yüz milyonlarca insanı çağdaş yaşam koşullarına ulaştırabilmek için; **enerji sektörünü özel tekellerin salt kâr egemenliğinden çıkarıp kamusal bir düzleme aktarma ve yenilenebilir kaynaklara dayalı, düşük karbon emisyonlu bir ekonomiye yönelerek, enerjide demokratik bir denetimi/programı gerçekleştirme ihtiyacı vardır.**

Fosil yakıtlı enerji tüketiminin sebep olduğu hava ve çevre kirliliğinin insan ve toplum yaşamına olumsuz etkilerini azaltmak; iklim değişikliğinin insan yaşamını tehdit eden kuraklıklar, orman yangınları, beklenmedik zamanlarda yüksek yağışlar ve su baskınları, çok sert geçen kışlar vb. olumsuz etkilerini azaltmak; hızlanma eğilimindeki sıcaklık artışını sınırlamak zorunludur.

Paris İklim Değişikliği görüşmelerinin hedefi olan küresel sıcaklık artışını 1,5 veya en fazla 2 santigrat derecede tutabilmek için, enerji arz ve tüketiminde ciddi ve radikal politika değişiklikleri gereklidir. Küresel emisyon artışı yıllık olarak 40 Gton'dur. Bilimsel çalışmalar dünyanın kritik iklim değişikliği aşamasına gelmeden kaldıracılabileceği emisyon miktarının azami toplam 800 Gton olduğunu işaret ediyor. Dolayısıyla önümüzdeki 20 yıl çok kritik bir dönem olacaktır.

Enerji ile ilgili olarak her zaman, hangi kaynakla, hangi yöntemle, nasıl ve kim için sorularını toplum yararı gözeterek yanıtlamalıyız.

Enerji, bir ülkenin sosyal, kültürel ve ekonomik gelişmesindeki en önemli etmenlerden birisidir. Ancak, ülkemizde olduğu gibi;

- yerli teknoloji yoksa,
- enerji arzı, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına değil de, ağırlıklı ithal kaynaklara dayalı ise,
- enerji talebi, çevre ve toplum çıkarları doğrultusunda planlanmıyor ve yönlendirilmiyor ise,
- enerji yatırımlarında toplumun değil, yalnızca kazançlarını azamileştirme amacıyla olan sermaye gruplarının çıkarlarını gözetken politika ve uygulamalar dayatılıyorsa,

enerji toplumsal ve ekonomik gelişmeye katkı sağlayan bir unsur olmaktan çıkar, ciddi bir soruna dönüşür. Aşırı dışa bağımlılık, artan enerji faturaları, temininde aksama ve sıkıntılar nedeniyle, enerji, ülkenin güvenliği ve halkın refahı için bir sorun kaynağı, gelişmenin ve bağımsızlığın önündeki en önemli engellerden biri de olabilir.

Bu nedenle, toplum çıkarlarını korumayı ve geliştirmeyi amaçlayan demokratik enerji politika ve programlarını;

- Önce hayal etmek,
- Sonra tanımlamak, tasarlamak, kurgulamak, planlamak,
- Ardından geliştirmek ve uygulamak

için yoğun bir şekilde çalışmalıyız.

1.2 ENERJİ GÖRÜNÜMÜ RAPORLARI: NEDEN, NE ZAMAN, KİM İÇİN, KİMİNLE, NASIL?

TMMOB Makina Mühendisleri Odası'nın enerji ile ilgili ilk yayınları, 2000'li yılların başlarında yayımladığı doğal gaz sektörü ile ilgili raporlardı. 2006'da yayımlanan "Enerji Politikaları Yerli, Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Raporu"nu, 2008'de "Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Dünyada ve Türkiye'de Enerji Verimliliği Raporu", 2010'da "Termik Santraller Raporu" izledi. 2014'te "Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi", 2017'de "Türkiye'de Termik Santraller Raporu" yayımlandı.

Birincisi 2010 yılında yayımlanan Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporlarının ilk çıkış noktası, Odamızın düzenlediği Enerji Verimliliği kursu için Oğuz Türkyılmaz tarafından hazırlanan ders notlarını genişletmek ve kalıcı hale getirmektir.

İlk Raporun gördüğü ilgi ve o dönemde benzer yayınların sınırlı olması üzerine, çok sayıda çalışmada kaynak gösterilmesi, Oda Enerji Çalışma Grubu tarafından dikkate alındı ve Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporu'nun kapsamının genişletilerek ve içerdiği bilgilerin güncellenerek sürdürülmesine karar verildi. Oda yönetimleri tarafından uygun bulunan bu karar doğrultusunda, Rapor, her seferinde daha kapsamlı ve daha zengin bir içerikte olmak üzere, 2012, 2014 ve 2016'da yayımlanarak bugüne gelindi.

Raporun hedef kitlesi başlangıçta Oda örgüt yöneticileri, çalışanları ve üyeleri idi. Daha sonra bu hâllara diğer branşlardaki mühendisler, mühendislik eğitimi alan öğrenciler, konuyla ilgili araştırmacılar, gazeteciler ve enerji ile ilgilenen herkes eklendi.

MMO Enerji Çalışma Grubu olarak, Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporları ile eşzamanlı olarak hazırladığımız kapsamlı Türkiye Enerji Görünümü Sunumunu da sürekli güncelliyoruz. Bu sunumlar, değişik arkadaşlarımız tarafından, Odamızın birçok etkinliğinde, öğrenci üye kamplarında, diğer Odaların, TMMOB'nin ve çok sayıda demokratik kitle ve meslek örgütlerinin etkinliklerinde ve üniversitelerde binlerce kişi ile paylaşıldı.

Bu alanda yayımlanan en ciddi, en kapsamlı çalışmalardan olan ve enerji ile ilgili çalışmalarda temel bir referans kaynağı haline gelen MMO Enerji Raporları, ilk yıllarda sınırlı sayıda Oda üyesi ve Oda teknik görevlilerinin çalışmaları ile hazırlanırken, her yeni çalışmaya sayıları giderek artan çok sayıda Oda üyesi ve farklı meslek branşlarından uzmanlar, gönüllülük esası ile özveriyle çalışmalar yaparak katkı koydu, destek verdi. Raporların her bölümü, konunun uzmanı değerli yazarlar tarafından hazırlanıyor. Elinizdeki 2018 Raporu, MMO Enerji Çalışma Grubu üyelerinin ve danışmanlarının yanı sıra Elektrik, Jeofizik, Kimya, Maden Mühendisleri Odalarının yönetici ve/veya üyeleri, TTMD (Türk Tesisat Mühendisleri Derneği) ve ENSİA (Enerji Sanayicileri ve İş Adamları Derneği) Yönetim Kurulu Başkanları, ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Başkan ve üyeleri, iktisatçı, matematikçi, fizikçi, avukat, TEPAV (Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı) ve OSTİM Yenilenebilir Enerji Kümesi temsilcileri gibi çok çeşitli kesimlerden yirmidokuz yazarla, en çok uzmanın katkı koyduğu Rapor oldu. Türkiye'nin Enerji Görünümü 2018 Raporu, ele aldığı konuların yaygınlığı ile de en geniş kapsamlı Rapor olma özelliği taşıyor.

Yazarların enerji sektörüne yönelik bakış ve değerlendirmelerinde farklılıklar var. Biz bu farklılıkların olabileceğini baştan kabul ediyoruz. Çalışmalarımızda, araştırmalarımızda hiçbir önyargımız olmadı. Hata yaptığımızı, kendi tezlerimizin doğru olmadığını fark ettiğimiz anda, hatalarımızı gözden geçiriyor ve düzeltiyoruz. Geri beslemelere çok önem veriyoruz. Katıldığımız toplantılarda yapılan konuşmaları dikkatle izliyor, dinleyicilerden aldığımız tepkileri, diğer konuşmacıların söylediklerini ve eksik bıraktığımızı fark ettiğimiz hususları not ediyor, sonraki çalışmalarımızda mutlaka dikkate alıyoruz.

Ele aldığımız konulara eleştirel bir bakış açısıyla yaklaşmış da olsak, ilk raporlarda kullandığımız “teknisist” dil giderek değişti. Sorunlara toplum çıkarları açısından bakmaya ve toplumcu çözümler aramaya yöneldik. Mühendis odalarına yöneltilen “Bunlar yalnız eleştirirler, sorunların çözümü için hiç öneride bulunmazlar!” suçlamasını, her çalışmamızda daha da zenginleşerek yer alan kapsamlı ve ayrıntılı önerilerle boşa çıkardık.

Lisans sürecinde olan ve lisanslı elektrik üretim projelerinde, bir dönem doğal gaz daha sonra ithal kömür yakıtlı santrallerdeki yığılma ve köpüğe dönüşen proje stok fazlası, lisanslı yatırımlarda düşük gerçekleşme oranları, yüksek talep artışları öngören hatalı talep tahminlerinin doğuracağı sorunlar, enerji ekipmanlarının yerli imalatının desteklenmesi gereği, mevcut santralarda etkin bakım, onarım ve iyileştirme (rehabilitasyon) çalışmaları yapılmasıyla santrallerdeki atıl kapasitelerin değerlendirilmesinin mümkün olduğu vb. gibi kritik ve önemli konuları kamuoyu gündemine taşımaya çalıştık.

Güncel verilere ulaşmakta çektiğimiz sıkıntılarla, önceki Raporlarda olduğu gibi, 2018 Rapor hazırlığında da karşılaştık. Doğal gaz ve petrol sektörü ile ilgili bazı güncel verilere, henüz yayımlanmadıkları için, ulaşamadık; 2016 verileri ve 2017 tahminleri ile yetinmek zorunda kaldık. Bazı verilere zorlu uğraşlarla erişebilirken, bazılarını meslek etiğine saygılı, yurtsever kamu görevlilerinin desteği ile ulaştık.

Enerji sektöründe deneyimli, ilişki ve iletişim ağları geniş kişiler olarak bizlerin dahi aşmakta güçlük çektiği güncel verilere erişim bariyerleri, şevkimizi kırmak şöyle dursun, azami ölçüde güncel bilgi veren raporlar hazırlama, erişilebilen bilgileri yaygınlaştırma ve toplumsallaştırma azmimizi artırdı.

1.3 ÇALIŞMALARIMIZDA GÖZETTİĞİMİZ TEMEL İLKELER

Enerji ile ilgili çalışmalarımızda, TMMOB Yönetim Kurulu Başkanı Emin Koramaz'ın 14.12.2017 tarihinde Adana'da TMMOB Enerji Sempozyumu'nu açış konuşmasında (Bkz. 2. Bölüm) özetlenen ve tam metnine “<https://www.tmmob.org.tr/yayin/tmmob-enerji-politikasi-temel-ilkeleri>” adresinden ulaşılabilen TMMOB Enerji İlkeleri'ni dikkate alıyor ve sahipleniyoruz.

MMO Enerji Çalışma Grubu olarak; çalışmalarımızda, sunumlarımızda, raporlarımızda; toplum çıkarlarını gözeten enerji politika ve uygulamalarını, yine toplum yararını gözeten alternatif kalkınma ve sanayileşme politikaları ile birlikte düşünmek ve böyle bir toplumcu programı, ilgili kesimlerin aktif katkılarına imkân veren demokratik katılım mekanizmalarında tartışarak geliştirmek gereğini belirttik.

Bu tartışmalarda, aşağıdaki ilkeleri de temel almayı ve bunlarla sınırlı kalmamak üzere konunun her yönüyle, derinliğine ele alınmasını savunduk:

1. Büyüme politikalarının gözden geçirilmesi, büyüme ile birlikte adil bölüşümü esas alan kalkınma anlayışının benimsenmesi; temel bilimleri, teknoloji geliştirmeyi ve nitelikli üretimi ihmal eden, ithal girdi oranları çok yüksek, teknoloji düzeyi düşük ve orta olan imalata-ihracata takılıp kalan paradigmalardan vazgeçilmesi,
2. Enerjiyi verimli kullanan, yerli ve yenilenebilir kaynaklardan ve yurt içinde üretilen ekipmanlarla temin eden, bir paradigmaya geçiş sağlanması,
3. Artan elektrik ihtiyacını karşılamada bugüne kadar akla ilk gelen yol olan, çok sayıda yeni elektrik tesisi kurmak yöntemi yerine; talebi yöneterek, enerjiyi daha verimli kullanıp, sağlanan tasarrufla yeni tesis ihtiyacını azaltmaya yönelik politika ve uygulamaların hayata geçirilmesi,
4. Sanayileşme strateji ve politikalarında, yarattığı katma değer görece düşük, yoğun enerji tüketen, eski teknolojili, çevre kirliliği yaratabilen sanayi sektörleri (çimento, seramik, ark ocak esaslı demir-çelik, tekstil vb.) yerine; enerji tüketimi düşük, ithalata değil yerli üretime dayalı, ileri teknoloji-

jili sanayi dallarının, örneğin elektronik, bilgisayar donanım ve yazılımı, robotik, aviyonik, lazer, telekomünikasyon, gen mühendisliği, nano-teknolojiler vb. gelişimine ağırlık veren tercih, politika ve uygulamaların ülke ve toplum çıkarlarına uygunluğunun tartışılması, sanayileşmede bu sektörlerin dikkate alınması,

5. Enerji politikalarının da bu makro yönelimlere göre toplum çıkarlarını gözeten, kamusal hizmet anlayışına uygun olarak, kamusal planlama ilkeleri dahilinde yeniden düzenlenmesi,
6. Planlamanın temel bir tercih olması ve ülkenin geleceğine yön verecek belgelerin, yabancı ülkelere kurum ve şirketleri tarafından değil, ülkemizin ilgili, birikimli kurum ve kadrolarının, muhalif-muvafık ayrımı yapmadan, bütün tarafların katılımlarıyla hazırlanması,
7. Strateji belgeleri ve planları, mevzuat hazırlıkları, yol haritaları, eylem planları vb. belgelerin; mutlaka demokratik, katılımcı ve şeffaf bir anlayışla hazırlanması, bu çalışmalara ilgili kamu kurumlarının ve yerel yönetimlerin yanı sıra üniversiteler, bilimsel araştırma kurumları, meslek odaları, uzmanlık dernekleri, sendikalar ve tüketici örgütlerinin, etkin ve işlevsel katılım ve katkıların sağlanması,
8. Strateji belgeleri ve eylem planlarının tozlu raflarda unutulmak için değil, uygulanmak için hazırlanması ve bu belgelerin ilgili tüm kesimler için bağlayıcı ve yol gösterici olması. Bu amaçla, genel olarak enerji planlaması, özel olarak doğal gaz, kömür, petrol, su, rüzgâr, güneş, biyokütle vb. tüm enerji kaynaklarının ve elektrik enerjisinin; üretim ve tüketim planlamasında; strateji, politika ve önceliklerin tartışılıp, yeniden belirleneceği, toplumun tüm kesimlerinin ve konunun tüm taraflarının görüşlerini demokratik bir şekilde, özgürce ifade edebileceği, geniş katılımlı bir "Ulusal Enerji Platformu" oluşturulması ve ETKB bünyesinde de bu platformla eşgüdüm ve etkileşim içinde olacak ve birlikte çalışacak, bir "Ulusal Enerji Strateji Merkezi" kurulması; bu merkezde yenilenebilir enerji kaynaklarına ağırlık ve öncelik vererek, enerji yatırımlarına yön verecek enerji arz/talep projeksiyonlarının 5, 10, 20, 30, 40 yıllık dönemler için yapılması gerekmektedir.

1.4 OLMAZSA OLMAZ ÖLÇÜT: TOPLUM YARARI

Çalışmalarımızda, tüm politika ve kararlarda temel ölçütün toplum yararı olması gerektiği görüşünü hep vurgulamaya çalıştık.

Pek çok ülkede, kamu kaynaklarının tahsis edileceği projelere ve yasal düzenlemelere dair kararlar, toplum yararının olup-olmadığını araştırarak, ekonomik ve sosyal fayda maliyet analizi, maliyet etkinlik analizi gibi kapsamlı çalışmalara dayanmaktadır.

Biz,

1. Toplum yararı ölçütünün, fayda maliyet analizi vb. yöntemlerin, ilgili kurumların lisans/ruhsat/izin verme vb. süreçleri ile ilgili mevzuata eklenmesini,
2. ÇED Raporlarının, incelenen yatırımın çevresel, ekonomik ve toplumsal etkilerini gerçekten sorgulayan ve olası risklerin neler olabileceğini ve nasıl giderilebileceğini araştırarak bir içerikte olmasını, başta yöre sakinleri olmak üzere yatırımdan etkilenecek tüm kesimlerin görüşlerinin dikkate alarak hazırlanmasını, mevzuatta bu doğrultuda düzenlemelerin ivedilikle yapılmasını,
3. Kapalı kapılar ardında, gizli görüşmelerle yapılan hiçbir anlaşma, geliştirilen hiçbir plan ve projenin, hangi gerekçe ile olursa olsun, ülke ve toplum çıkarlarının üzerinde olamayacağını, hiçbir bilginin ülkenin kurumlarından ve yurttaşlarından saklanamayacağını; enerjiyle ilgili tüm kurumların çalışmalarında şeffaflaşmasını, bilgilerin yaygınlaşmasını, toplumda tüm birey, kurum, araş-

tırmacı ve tüzel kişilerin, enerji sektörü ile ilgili güncel bilgilere ayrıntılı olarak ve kısa zaman içinde erişebilme imkânının mevcut ve kullanılabilir olmasını,

4. Ticari sözleşmelerin, Akkuyu NES, Sinop NES, TANAP vb. projelerde görüldüğü gibi; bir tür “yasal hilelerle” gereği olmadığı halde TBMM onayından geçirip, uluslararası sözleşme niteliği kazandırma ve ulusal iç hukukun denetimi dışına çıkarılmasının önlenmesini ve bu tür mevcut sözleşmelerin toplum ve ülke çıkarları doğrultusunda değiştirilmesini,
5. Sektörde her ne kadar serbest piyasa kuralları geçerli ve bazı hizmetler özel kuruluşlar eliyle veriliyor olsa da, bu durum verilen hizmetlerin kamu hizmeti niteliğinde olduğu ve hizmet veren kuruluşların kamu hizmeti vermekle yükümlü olduğu gerçeklerini değiştiremeyeceğini,
6. Enerji sektörüyle ilgili verilerin gözden geçirilmesini, kurulu güç içinde yer alıp da faal olmayan tesisler incelenerek, bugünden sonra çalıştırılmaları mümkün olmayan eski ve verimsiz santrallerin, kurulu güç stoku içinden düşülmesini; lisans almış olup da yatırıma hiç başlamamış veya kaplumbağa hızıyla yürüyen sorunlu projelerden vazgeçilmesini,
7. Mevcut santrallerde bakım, onarım, iyileştirme (rehabilitasyon) çalışmalarına öncelik verilmesini, santrallerin güvenilir üretim sınırlarını aşarak proje üretim hedeflerine ulaşmalarının sağlanmasını,
8. Kömüre dayalı yeni santral projelerini teşvik etme politikasının son bulmasını; ithal kömür, yerli taş kömürü, linyit, asfaltit vb. her tür kömüre dayalı yeni santral projelerine izin verilmemesini; mevcut ve yatırımı süren kömür yakıtlı santrallere, yasal hilelerle “çevreyi kirletme ve kirletmeye devam etme hakkının (!)” kesinlikle tanınmamasını ve üretimlerini derhal durdurarak uygun filtre, baca gazı arıtma (de-sülfürizasyon, azot oksit giderme), atık su arıtma, atık küllerin bertarafı vb. yatırımlarını çok ivedi olarak yapmaları ve bu sistemleri etkin ve verimli bir şekilde çalıştırmalarının sağlanmasını; bu tür yatırımların tüm yeni projeler için de zorunlu olmasını,
9. Akkuyu ve Sinop NES projelerinin iptal edilmesini, yeni nükleer santral projelerine izin verilmemesini,
10. Acele kamulaştırma denen, sermayenin enerji yatırımları için, yurttaşların oturdukları evlerden, topraklardan, çevrelerden koparılmasına, sürgün edilmesine dayanak olan yasal düzenlemenin iptal edilmesini, insan haklarına aykırı bu uygulamanın derhal sona ermesini,
11. Enerji yatırımlarını teşvik iddiasıyla, ülkenin ve toplumun ortak varlığı olan verimli tarımsal arazilere, ormanlara, tarihi ve kültürel sit alanlarına enerji tesisleri kurulmasına izin veren düzenlemelerin iptal edilmesini; verimli tarımsal arazilerin, ormanların, tarihi ve kültürel sit alanlarının yok edilmesinin önlenmesini,
12. Kullanılamayan bir hakkın hak olmadığı gerçeğinden hareketle, toplumsal adalet için, idari ve adli, tüm yargı süreçlerinin, halkın ve demokratik kuruluşların hatalı uygulamalara yasal itiraz hakkını sınırlayan, önleyen (hatalı yoruma açık “doğrudan zarar görme” şartı, yüksek dava açma harçları ve çok yüksek bilirkişi ücretleri vb. gibi) tüm düzenlemelerden arındırılmasını,
13. Bugünden sonra enerji üretim tesislerinin, kamusal bir planlama anlayışı içinde, esas olarak rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle vb. yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak ve toplum çıkarlarını gözetir biçimde kurulmasını,
14. Yeni bir kamu mülkiyeti ve yönetimi anlayışını geliştirerek ve uygulayarak, kamu kurumlarının toplumsal çıkarlar doğrultusunda, çalışanları tarafından yönetilmesini ve denetlenmesini; bu kuruluşların faaliyetlerinin daha verimli ve etkin kılınmasını ve böylece kamusal hizmet niteliğinin

ve çeşitliliğinin artırılmasını; toplum çıkarlarının korunması için, toplumdaki bireylerin bilgiye serbestçe ulaşmasını, sorunların tartışılması ve karar alma süreçlerine katılmasının önündeki tüm engellerin kaldırmasını ve demokratik açıdan hesap verilebilirliğin mümkün hale gelmesini

savunduk, savunuyoruz.

Bu Raporda, uzman yazarlar tarafından hazırlanan ve sektörün değişik kesitlerini ele alan, inceleyen çalışmalarda esas amaç, mevcut durum hakkında bilgi vermektir.

TMMOB'nin, Odamızın ve Enerji Çalışma Grubu'nun birikim ve deneyimleri ışığında, her bir alt sektör ve genel olarak enerji sektörü için, bu Raporun Editörleri olarak kaleme aldığımız saptamalarımız ve sorunların çözümüne ilişkin önerilerimiz 22. *Sonuç ve Öneriler* Bölümü'nde yer almaktadır.

İlgili tüm kesimleri, Nilgün Ercan ve biz editörler tarafından kaleme alınan ve Raporda 21. Bölümde yer alan *Dünyada Kamu İşletmeciliğinin Rolü Artıyor mu? Kamusal Hizmetler Tekrar Kamuya Dönabilir, Kamu Eliyle Verilebilir mi?* başlıklı yazıyı, tartışmaya çağırıyoruz.

Bizler de, bu Raporun hazırlanmasında emeği geçen, büyük bir özveri, amatör bir ruh ve profesyonel bir anlayış ile çaba harcayan, nitelikli ve emek ürünü çalışmalarını paylaşan bölüm yazarlarına, önceki çalışmalarımızda olduğu gibi, bu defa da, çok zahmetli metin redaksiyonu çalışmasını sabır, dikkat ve nezaketle yapan Mehmet Kayadelen'e, üstlendikleri bölüm yazarlığı görevine ek olarak metin inceleme, geliştirme çalışmalarımıza da destek olan Şayende Yılmaz'a, Zerrin Tac Altuntaşoğlu'na, Yusuf Bayrak'a, anlayış ve işbirlikleri için MMO Yayın Birimi'ne, destekleri için MMO Yönetim Kurulu'na ve metin içeriklerinin geliştirilmesi yönündeki önerileri ve katkıları için ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu üyelerine teşekkür ediyoruz.

Bir kocaman teşekkür de aylar süren hazırlık çalışmalarında, bize sabır ve kararlılıkla destek olan eşlerimize.

Saygılarımızla.

Editörler

Oğuz Türkyılmaz ve Orhan Aytaç

2. TMMOB ENERJİ İLKELERİ¹

Emin Koramaz

TMMOB Yönetim Kurulu Başkanı

Değerli Hocalarım, Değerli Meslektaşlarım, Değerli Basın Mensupları

TMMOB Yönetim Kurulu ve şahsım adına sizleri saygıyla selamlıyorum, hepiniz hoş geldiniz.

Öncelikle, TMMOB adına, Elektrik Mühendisleri Odamız tarafından organize edilen sempozyum dolayısıyla, Oda Yönetim Kurulu'na, düzenleme ve yürütme kurullarına, kongremize katkıda bulunan akademisyen ve uzman dostlarımıza, kurultay sekreterleri ve Oda çalışanlarına emek ve katkılarından dolayı çok teşekkür ediyorum. TMMOB ve bağlı odalarımız olarak bu dönem içerisinde Adana'da çok sayıda etkinlik gerçekleştirdik. Bu çabalarından dolayı Adana'daki tüm TMMOB bileşenlerini ayrıca kutluyorum.

Değerli arkadaşlar,

Bildiğiniz gibi TMMOB ülkemizdeki mühendis, mimar ve şehir plancılarının hak ve çıkarlarını halkımızın çıkarları temelinde korumak ve geliştirmek, mesleki, sosyal, kültürel gelişmelerini sağlamak ve mesleki birikimlerini toplum yararına kullanmalarının zeminini yaratmakla görevlidir. Bu doğrultuda meslek alanlarımızla ilgili gelişmelerin ve politikaların sosyal, siyasal, ekonomik ve kültürel boyutlarını derinlemesine kavramak, yorumlamak ve toplumu bilgilendirmek için teknik kongre ve sempozyumlar düzenliyoruz. Bu kongre ve sempozyumlarda ortaya çıkan yeni bilgi ve birikimlerin, yeni anlayışların toplum yararına hayata geçirilmesi için mücadele ediyoruz.

Doğanın ve doğal kaynakların insan ihtiyaçları doğrultusunda dönüştürülmesi çabası, mühendis, mimar ve şehir plancılarının mesleki faaliyetlerinin ortak unsurudur. Bu çabanın, dünyamızın ve insanlığın ortak geleceğini güvence altına alacak biçimde sürdürülebilmesi, Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği'nin en önemli önceliklerinden birisidir.

Doğanın ve insanlığın ortak geleceği söz konusu olduğunda akla gelen ilk başlıklardan birisi “Enerji” olmaktadır. Enerji konusu TMMOB'nin en önem verdiği konulardan birisini oluşturuyor. Çünkü enerji, hem mesleki faaliyetlerimizin temelini oluşturan bir faktör olarak hem de ekonomik ve toplumsal gelişmelere yön verebilme kapasitesiyle hayatımızda büyük bir yer tutmaktadır. Günümüz dünyasında enerji, insan yaşamının zorunlu ve temel bir gereksinimi haline gelmiştir.

Sizler de biliyorsunuz, sanayi devriminden itibaren enerjiye olan gereksinimin giderek artması, enerji kaynakları üzerindeki hakimiyet kurma çabalarının da giderek şiddetle iç içe geçmesine neden olmuştur. Günümüzde özellikle Ortadoğu'da devam eden çatışmaların temelinde büyük oranda bölgenin zengin enerji kaynakları üzerinde söz sahibi olma mücadelesi yatmaktadır.

Enerjiye ihtiyacımız hayli büyükken, enerji kaynaklarına ulaşma imkanımızın sınırlı olduğu bir dünyada enerji politikalarının önemi çok daha artıyor. Bizler TMMOB olarak yıllardır enerjinin tüm yurttaşlarımız için ihtiyaçları kadar, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve sürdürülebilir biçimde sağlanabi-

¹ TMMOB Başkanı Emin Koramaz'ın *Enerjinin Geleceği* temalı TMMOB Enerji Sempozyumu'nu Açış Konuşması (14-15-16 Aralık 2017, Adana).

leceği enerji politikasının oluşturulması için çaba harcıyoruz. Bu sempozyumumuzda “Enerjinin Geleceği” başlığı altında yürütülecek tartışmaların, bu çabaya hizmet edeceğine inanıyorum.

Değerli arkadaşlar,

Son iki aydır, TMMOB’ye bağlı odalarımızın meslek alanlarına ilişkin konularda kongre ve sempozyumları gerçekleştiriliyor. Bu dönemde farklı disiplinlerde gerçekleştirdiğimiz 100’den fazla kongre ve sempozyumda en fazla öne çıkan konu, “kamusal fayda” anlayışı oldu. TMMOB’nin 1970’li yıllardan bu yana savunduğu bu anlayış, dünyamızın ve ülkemizin geleceği için yegâne çözüm haline gelmiş durumdadır. Daha fazla kâr uğruna sadece insan emeğini değil, doğal kaynaklarımızı da insafsızca sömüren küresel kapitalizm, bütün dünyayı büyük bir çöküşe doğru sürüklüyor. Kıtık, enerji krizi, çevre felaketleri, göç ve savaş gibi küresel çaplı felaketlerin önüne geçmenin yegâne yolu, rant hırsının yerine kamusal çıkarı, kontrolsüz bir tüketim anlayışı yerine sürdürülebilir politikaları öne çıkarmaktır.

Enerji politikalarını da bu anlayış çerçevesinde düşünmemiz gerekiyor. Konuşmamın başında söylediğim gibi TMMOB, enerjiyi kamusal bir hak olarak görmektedir. Tüm yurttaşlarımızın bu haktan eşit biçimde yararlanabilmesi için enerjinin erişilebilir ve nitelikli bir kamusal hizmet olarak sunulması gerekmektedir.

Bildiğiniz gibi enerji sektöründe üretim, iletim, dağıtım ve tüketim faaliyetleri birbiriyle organik olarak bağlıdır. Dolayısıyla bu alan, üretimden tüketime kadar her aşaması bütüncül olarak kamusal planlanma ile yönetilmelidir. Dışa bağımlılığın azaltılması, sürdürülebilirlik ve arz güvenliği ilkeleri, bu kamusal planlamanın temelinde yer almalıdır. Petrol, doğalgaz, kömür, hidrolik, jeotermal, rüzgâr, güneş, biyoyakıt vb. enerji sektörlerinde konunun uzmanları ve meslek örgütlerinin de katılımıyla hazırlanacak bütünlük strateji belgeleri ile geleceğimizi güvence altına alan bir enerji politikası ortaya çıkartılmalıdır. Bu enerji politikasının temelinde ise haksız kazanç ve rant değil, toplumsal fayda, kamusal çıkar yaklaşımı olmalıdır.

Görüldüğü gibi enerji alanında yapılması gerekenler ile hali hazırda yapılanlar arasında derin bir uçurum bulunuyor. 1980 sonrasında uygulanan neoliberal politikalar, enerjinin kamusal niteliğini görmezden gelerek bu alanı tümüyle piyasalaştırdı. Cumhuriyet dönemi boyunca enerji alanında kurulan kamu yatırımları bölünerek özelleştirildi. Mevcut enerji şirketleri parça parça özelleştirilirken, kamusal kaynaklar da Yap-İşlet-Devret modeliyle özel sektörün talanına açıldı. Elektrik santralleri, madenler ve dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi sonucunda bugün elektrik piyasası büyük oranda özel sektörün kontrolü altındadır. Geçmişte Türkiye Elektrik Kurumu’nun tekel statüsüne karşı çıkanlar, bugün birkaç holdingin sektörde tekelleşmesini görmezden gelmektedir.

Benzer bir süreç Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı’nda da yaşanıyor. 1954 yılında kurulan ve ülkemizdeki petrol arama, üretim, taşıma, rafinaj ve dağıtım alanlarındaki faaliyetleri kamu adına yürüten TPAO tıpkı TEK gibi parçalara ayrılarak özelleştirilmektedir. Kurum bünyesinden kopartılarak özelleştirilen İPRAGAZ, PETKİM, DİTAŞ, TÜPRAŞ ve POAŞ gibi şirketler artık kamusal zenginliğimizin bir parçası değil, sermaye gruplarının varlığı haline gelmiştir. Geçtiğimiz Temmuz ayı içerisinde alınan bir Bakanlar Kurulu Kararı ile TPAO’ya ait fiziksel varlıklar BOTAŞ bünyesindeki Turkish Petroleum International Company’ye (TPIC) devredilmiştir. Aynı karar uyarınca, TPIC’in yurtiçinde ve yurtdışında doğrudan sahip olduğu petrol arama ve işletme ruhsatları da tüm hak ve yükümlülükleriyle birlikte TPAO’ya geçmiştir. Bu devir işlemlerinin amacı, TPAO’nun özelleştirilmesi sürecinde sermaye için dikensiz bir gül bahçesi yaratmaktır. TPAO ile birlikte özelleştirilmek istenen aslında Türkiye’nin yurt içinde ve yurt dışındaki petrol arama ve işletme ruhsatları yani haklarıdır. Enerjinin bu denli önemli olduğu bir dönemde özelleştirme adı altında tüm petrol imtiyazlarının devredilmesi, bu ülkeye yapılacak en büyük kötülüktür. TMMOB olarak bu konunun önemine dikkat

çekebilmek için geçtiğimiz aylarda bir rapor hazırlayarak ilgili meslek kuruluşlarına, siyasi partilere, üniversitelere ve medya kuruluşlarına gönderdik. TPAO'nun özelleştirilmesi karşısında mücadelemize devam edeceğiz.

TMMOB ve bağlı odaları mesleki ve teknik bilgisini toplumdan yana kullandığı için hükümetlerin ve yandaşlarının saldırısına uğruyor. Kuruluş yasamız değiştirilmeye, mesleki denetim yetkilerimiz elimizden alınmaya, açıklamalarımız değersizleştirilmeye çalışılıyor.

Yandaş gazetelerde hakkımızda her gün ayrı bir yalan haber yayımlanıyor. Cumhurbaşkanı adımızı dilinden düşürmüyor. Buna rağmen bizler bugüne kadar susmadık ve bundan sonra da susmayacağız.

Değerli arkadaşlar,

Biliyorsunuz enerji konusu farklı meslek disiplinlerini içeriyor ve TMMOB bütünlüğü içerisinde bu alanda uzun yıllardır çalışmalar ve bilimsel toplantılar gerçekleştiriyoruz. Enerji alanında uzun yıllara dayanan bu çalışmalar sonucunda enerji politikaları konusunda bazı temel ilkeler açığa çıktı. Enerji Çalışma Grubu'muzun katkılarıyla bu ilkeleri broşür haline getirdik². Broşürde yer alan temel ilkelermizi sayarak konuşmamı tamamlamak istiyorum:

1. Enerji kullanımı temel insan haklarından biridir ve vazgeçilemez.
2. Enerji ihtiyacının karşılanması bir kamu hizmetidir.
3. Enerji kaynakları tüm insanlığın ortak malıdır.
4. Enerji etkin ve verimli kullanılmalıdır.
5. Enerji üretiminde yenilenebilir kaynaklar öncelikli olmalıdır.
6. Fosil yakıt kullanımı en alt seviyeye indirilmelidir.
7. Enerji üretiminde çevreye en az zarar verecek teknolojilere öncelik verilmelidir.
8. Enerji kaynağının üretilmesi ve enerji tesisi kurulması konusunda son sözü bölgede yaşayan halk söylemelidir.
9. İhtiyaç kadar enerji üretilmelidir.
10. Enerjinin kullanım hakkı yurttaşlara kolayca karşılayabileceği bedellerle sunulmalıdır.
11. Yoksul ailelere yeterli ve gerekli miktarda enerji bedelsiz verilmelidir.
12. Enerji üretiminde, mevcut yerli enerji kaynaklarının tüm çeşitlerine yer verilmelidir.
13. Enerji iletim ve üretim planlaması birlikte yapılmalıdır.
14. Enerjide dışa bağımlılık azaltılmalıdır.
15. Enerjiye ulaşım kolay olmalı ve erişiminde herkes eşit olmalıdır.
16. Enerji; güvenilir, kaliteli, sürekli ve yeterli olmalıdır.
17. Enerji tesislerinin planlanması, yapım ve işletilmesi; ilgili meslek kuruluşları, sendikalar, bağımsız uzmanlar ve kamu kuruluşlarının temsilcilerinden oluşan bağımsız bir kurum tarafından denetlenmelidir.
18. Enerjinin üretilmesi için gerekli olan makine ve teçhizat yerli olarak imal edilmelidir.

Sayıdığım bu ilkelerin, üç gün boyunca sürdüreceğimiz tartışmalar açısından da ufuk açıcı olacağına inanıyorum. Hepinizi saygıyla selamlıyorum.

² <https://www.tmmob.org.tr/yayin/tmmob-enerji-politikasi-temel-ilkeleri>

3. ENERJİ SEKTÖRÜNDE TALEP TAHMİNLERİ VE TÜRKİYE GENEL ENERJİ DEĞERLERİNİN İRDELENMESİ

Çetin Koçak
Jeofizik Yüksek Mühendisi

3.1 GİRİŞ

Bu çalışmada, öncelikle ülkelerin birincil enerji ve elektrik üretim değerleri ile bu değerlere ait geçmişteki talep tahmin değerleri analiz edilerek, Türkiye'nin belirtilen ülkeler arasındaki durumu değerlendirilmiş, iki yöntemle Türkiye'nin, 2017-2030 birincil enerji arzı ve elektrik talep tahminleri yapılarak, ülkelerin talep tahmin değerleriyle birlikte yorumlanmıştır. Ayrıca Türkiye birincil enerji arzı, üretimi, enerji ticareti değerlerinin gelişimi irdelenmiştir.

3.2 ENERJİ TALEP TAHMİNLERİNİN ÖNEMİ

Birçok sektörde talep tahminleri, planlamaların ve enerji politikalarının en önemli dayanağıdır. Ancak enerji sektöründeki talep tahminlerinin önemi, diğer sektörlerle göre çok daha fazladır. Uzun süre alan ve yüksek bedelli olan, enerji yatırımlarının kârlılığı ile uzun yılları kapsayan ülkeler arası enerji anlaşmalarıyla yapılan enerji ithalat miktarları, talep tahminlerine göre belirlenir. Talep tahminlerindeki, gelişmelere göre oluşacak sapmaların büyüklüğü yatırımcı açısından zarara, ülke açısından ekonomik kayıplara, planlama ve enerji politikalarında başarısızlığa neden olabilir.

3.3 ÜLKELERİN ENERJİ SEKTÖRÜNDE TALEP TAHMİNLERİ VE SAPMALAR

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından yapılan çalışmalara göre; 1971-1997 dönem verilerine dayandırılarak oluşturulan birincil enerji talebi referans senaryolarında yer alan 2010 yılı değerlerinin, aynı yılın gerçekleşmelerine göre en çok sapma %65 ile Türkiye'de olmuş, ardından %41 ile Çin ve %31 ile Hindistan gelmiştir. Türkiye'de talep fazla tahmin edilmiş, diğer ülkelerde ise eksik¹. Aynı çalışmaya göre, 1990-2004 dönem verileriyle oluşturulan birincil enerji talebi referans senaryosunda yer alan 2015 yılı değerleri ile aynı yılın gerçekleşmelerindeki en çok sapma yine Türkiye'de olmuş. Türkiye'nin 2015 yılı talep tahmini gerçekleşmeye göre %24 oranında fazla imiş. Çin %16, Brezilya %10, Hindistan ve Rusya %9, oranlarında daha düşük öngörülerde bulunmuş. OECD'nin sapma ortalaması ise %19 yüksek öngörü şeklinde olmuştur (Tablo 3.1).

¹ Oranlardaki pozitif rakamlar öngörülenin gerçekleşenden daha fazla olduğunu, negatif rakamlar ise öngörünün gerçekleşenden daha düşük kaldığını ifade etmektedir.

Tablo 3.1 Bazı Ülkelerin Toplam Birincil Enerji Talep Tahminlerinde Gerçekleşme ve Sapmalar

Ülkelerin Toplam Birincil Enerji Tahminleri, Gerçekleşme(Mtep) ve Sapmalar(%)						
Ülke	2010** Senaryo	2010 Gerçek	Sapma (%)	2015*** Senaryo	2015 Gerçek	Sapma (%)
Türkiye*	175	106	65	160	129	24
Çin	1426	2416	-41	2509	2990	-16
Hindistan	478	691	-31	776	851	-9
Brezilya	201	262	-23	265	295	-10
Rusya	660	710	-7	751	689	-9
OECD	5532	5404	2	6261	5259	19
DÜNYA	11390	12730	-11	14071	13633	3
*1997 ve 2004 yıllarında, ETKB/EIGM tarafından yapılmış projeksiyonlar, **1971-1997 Dönemi verileriyle yapılan Referans senaryo (IEA WEO 2000) ***1990-2004 Dönemi verileriyle yapılan Referans senaryo (IEA WEO 2006)						

Aynı kurum tarafından 1971-1997 dönem verileriyle yapılan elektrik talebi referans senaryosunda yer alan 2010 yılı değerleri aynı yıl gerçekleştirmelerine göre %43 düşük öngörüyle Çin en çok sapma görülen ülke olurken Türkiye %37 fazla öngörü ile ikinci sırada yer almıştır. Diğer ülkelerde kayda değer sapma olmamıştır. 1990-2004 dönem verileriyle yapılan elektrik talebi referans senaryosunda yer alan 2015 yılı değerlerinin aynı yılın gerçekleştirmelerine göre en çok sapma yine Türkiye’de olmuştur. Türkiye 2015 yılı talebini %24 fazla tahmin etmiş. Çin %16, Hindistan %11, Brezilya %6 oranlarında daha düşük öngörülerde bulunmuş. 2015 yılı OECD ortalaması %12 oranında yüksek öngörülü sapma biçiminde olmuştur. (Tablo 3.2).

Tablo 3.2 Bazı Ülkelerin Elektrik Üretimi Talep Tahminlerinde Gerçekleşme ve Sapmalar

2010 ve 2015 Ülkelerin Elektrik Üretimi Tahminleri, Gerçekleşme(TWh) ve Sapmalar(%)						
Ülke	2010** Senaryo	2010 Gerçek	Sapma (%)	2015*** Senaryo	2015 Gerçek	Sapma (%)
Türkiye*	290	211	37	326	266	23
Çin	2408	4247	-43	4942	5882	-16
Hindistan	935	960	-3	1226	1383	-11
Brezilya	516	515	0	549	581	-6
Rusya	1027	1036	-1	1104	1055	5
OECD	10555	10848	-3	12185	10839	12
DÜNYA	19989	21408	-7	24816	24240	2
*1997 ve 2004 yıllarında, ETKB/EIGM tarafından yapılmış projeksiyonlar, **1971-1997 Verileri Referans senaryo (IEA WEO 2000) ***1990-2004 Verileri Referans senaryo (IEA WEO 2006)						

ETKB tarafından MAED (Model for Analysis of Energy Demand-Enerji Analizi için Model) kullanılarak yapılan talep tahminleri ile gerçekleştirmeler karşılaştırıldığında, birincil enerji ve elektrik talep tahminlerindeki sapma değerlerinin çok fazla olduğu görülebilir. Bu sapmaların en önemli nedeni

ekonomik büyüme hedeflerinin yüksek öngörülmesi olabilir. Örnek olarak ETKB tarafından 2020 yılına kadar toplam ve sektörler itibarıyla birincil enerji ve elektrik enerjisindeki toplam talebe ilişkin büyüklükleri öngörmek için 1997 yılında yapılan talep tahminleri gösterilebilir. Bu çalışmada 2005 yılı için yer alan değerler ile aynı yıl gerçekleştirmelerine göre belirlenen sapmalar, tamamı yüksek öngörülü sapma olmak üzere; toplam enerjide %41, sanayi sektöründe %48, ulaştırma sektöründe %50 olurken; elektrik talebinde %23 olmuştur. 2010 yılı gerçekleştirmelerinde ise öngörülenden sapma toplam birincil enerjide %65, toplam nihai birincil enerjide %59 olurken birincil enerjinin en önemli bileşenlerinden olan sanayi sektöründe %127, ulaştırma sektöründe %59 olurken elektrikte %37 olmuştur (Tablo 3.3).

Tablo 3.3 Türkiye Toplam Birincil Enerji ve Elektrik İçin Talep Tahminleri, Gerçekleşme ve Sapmalar

1997'de Yapılan Talep Tahminleri ve Sapmalar						
	Projeksiyonlar		Gerçekleşmeler		Sapmalar (%)	
	2005	2010	2005	2010	2005	2010
Toplam B. Enerji (mtep)	125	175	89	106	41	65
- Sanayi	39	59	26	26	48	127
- Konut	28	34	22	28	24	21
- Ulaştırma	21	26	14	17	50	59
- Tarım	4	6	3	4	26	48
T. Nihai Enerji	94	127	70	80	33	59
Toplam Elektrik (TWh)	200	290	162	211	23	37

Kaynak: ETKB, EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Türkiye toplam birincil enerji ve elektrik talebi için 2004 yılında yapılan tahminlerde, 2015 yılı için yer alan değerlerdeki sapma %24 olmuştur. Ancak mülga Devlet Planlama Teşkilatının büyüme verileriyle yapılan talep tahminlerine göre Türkiye elektrik talebindeki sapma ise %36'dır. Diğer taraftan, 1998 yılından sonra elektrik dışındaki, toplam birincil enerji ve sektörler hakkında ayrıntılı talep tahminleri ile ilgili bilgilere ulaşılamamıştır.

3.4 TÜRKİYE TOPLAM BİRİNCİL ENERJİ VE ELEKTRİK TALEP TAHMİNLERİ

Modellemelere göre yapılan talep tahminlerindeki büyük sapmalar nedeniyle, talep tahminlerine yeni bir bakış açısı getirmek amacıyla tarafımdan aşağıda açıklanan yöntem düşünülmüştür.

Bir ülkede, kalkınma planlarında, gidişatta büyük değişimler öngörülüyorsa, büyük boyutta enerji tüketimini gerektiren enerji tüketimi veya tasarrufu ile ilgili yatırımlar yapılmaya başlanmamışsa, geçmiş yıllardaki enerji tüketim verileri referans alınarak yapılacak talep tahminlerinde kabul edilebilir düzeyde makul sapmalar olabilir ve bu şekilde yapılan tahminler enerji politikalarının belirlenmesinde dikkate alınabilir.

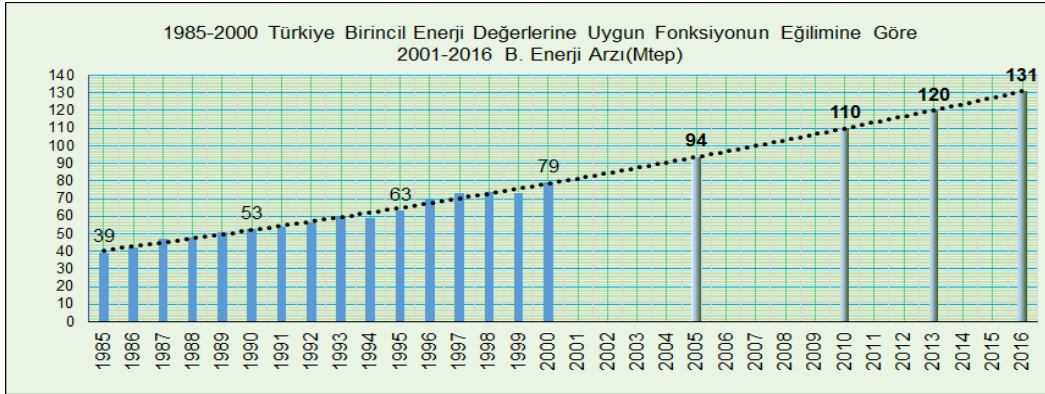
Bunun için belirlenen zaman aralığındaki yıllık toplam birincil enerji ve elektrik üretimi tüketim değerleri ile ortalama artış oranları grafiklerine uygun fonksiyonlar referans kabul edilerek yapılan talep tahminleri olmak üzere iki özgün yöntem uygulanmıştır. Bu yöntemleri benzer yöntemlerden ayıran en önemli fark, uygulamadan önce geçmiş gerçekleştirmelere uygun fonksiyonlar belirlenmesi ve test edilmesidir. Ayrıca bu testler, Çin, Hindistan, Brezilya ve Japonya için de uygulanarak, olumlu sonuçlar alınmış olup her ülkeye ait uygun fonksiyonun farklı özellikte olduğu görülmüştür.

3.5 2017-2030 BİRİNCİL ENERJİ ARZI VE ELEKTRİK ÜRETİMİ TALEP TAHMİNLERİ

Yapılan çalışmada; ETBK/EİGM tarafından hazırlanan 1985-2016 dönemindeki yıllara ait Genel Enerji Denge Tablolarından ve TEİAŞ istatistiklerinden yararlanılmıştır.

3.5.1 Yöntemin Test Edilmesi

Bu yöntemde, 1985-2016 zaman aralığındaki yıllık toplam birincil enerji ve elektrik üretimi gerçekleştirmelerinin oluşturduğu fonksiyonun eğilimine göre talep tahminleri yapılmıştır. Yöntem, öncelikle kendi içinde birçok adımda test edilmiştir.

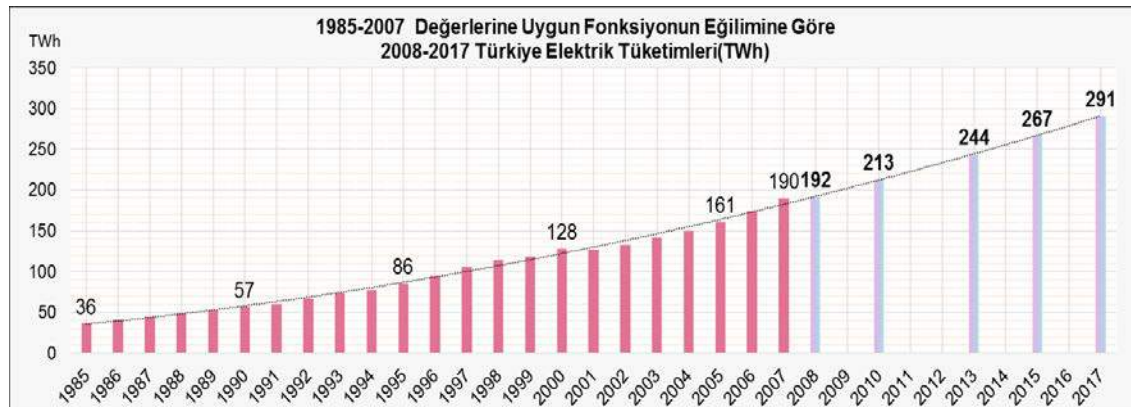


Şekil 3.1 1985-2000 Değerlerine Göre 2001-2016 Türkiye T. Birincil Enerji Arzı (mtep)

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

1980'den 2000 ve 2006 yıllarına kadar gerçekleştirmelerin oluşturduğu fonksiyonlara göre 2016 yılına kadar toplam birincil enerji üretimindeki değerler belirlendikten sonra gerçek değerleriyle arasındaki sapmaların; 2005 yılı için %5,5, 2010 için %3,5 ve 2016 yılı için de %3,6 gibi olduğu görülmüştür (Şekil 3.1).

Aynı çalışmayı Türkiye elektrik üretimi için 1985-2007 değerlerine en uygun fonksiyonun eğilimindeki 2008, 2010, 2013, 2015 ve 2017 elektrik üretimi değerleriyle gerçekleşen değerler kıyaslandığında en çok %3 sapma olduğu görülmüştür (Şekil 3.2).

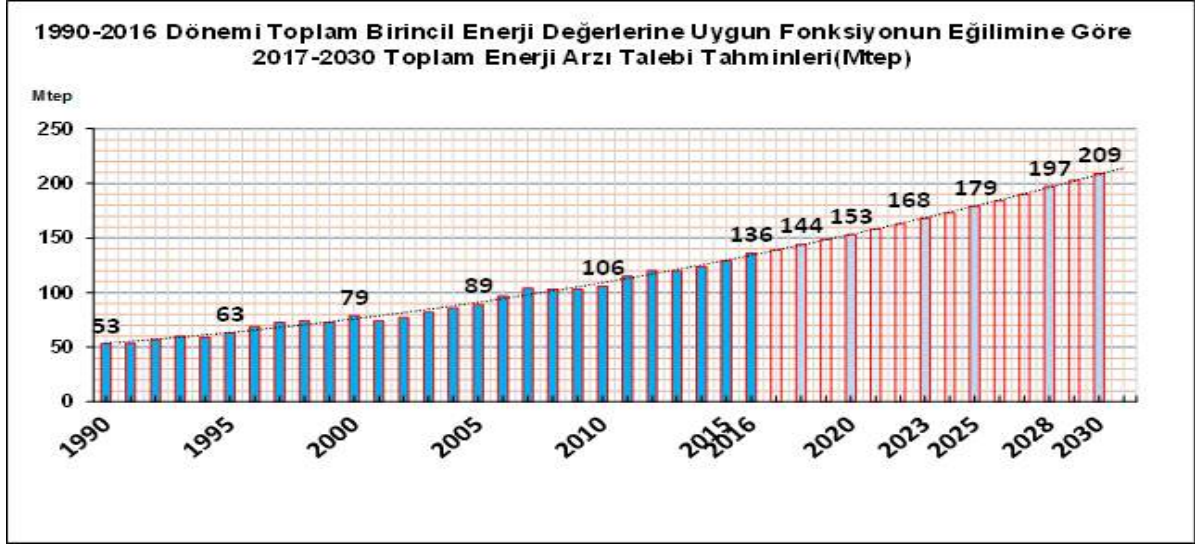


Şekil 3.2 1985-2007 Değerlerine Göre 2001-2017 Türkiye Elektrik Üretimi Değerleri

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

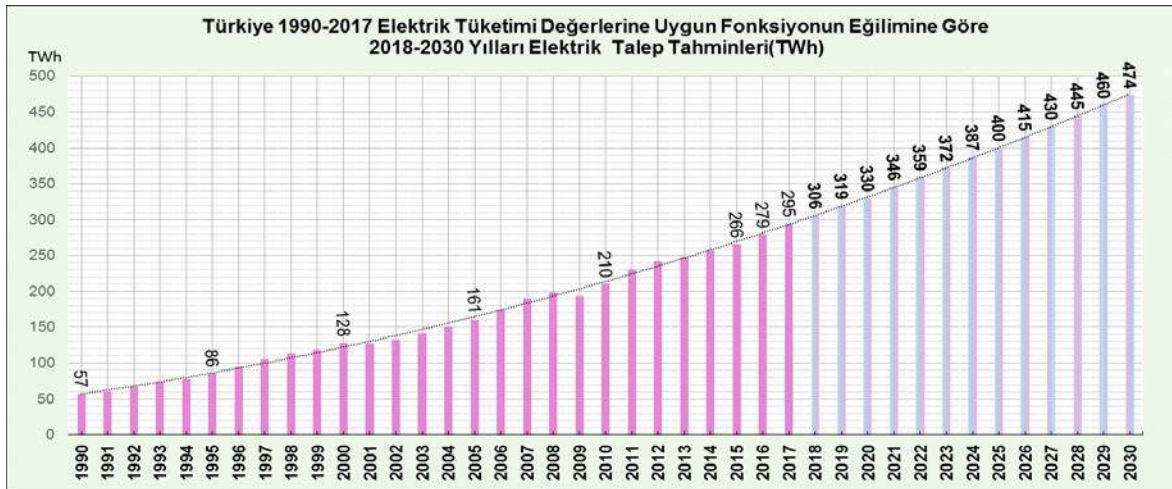
3.5.2 Uygulama

Bu testlerden uygun sonuçlar elde edilince aynı yöntemle 1990-2016 birincil enerji arzı değerlerine uygunluğu test edilen özellikteki fonksiyonun uzantısıyla 2017-2030 yıllarına kadar Türkiye birincil enerji arzı ve 1990-2017 elektrik tüketimi değerlerine uygunluğu test edilen özellikteki fonksiyonun uzantısıyla Türkiye elektrik tüketimi tahminleri yapılmıştır (Şekil 3.3, Şekil 3.4, Tablo 3.4).



Şekil 3.3 1985-2016 Değerlerine Göre 2017-2030 Türkiye Birincil Enerji Talep Tahminleri

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları



Şekil 3.4 1985-2017 Değerlerine Göre 2018-2030 Türkiye Elektrik Üretimi Talep Tahminleri

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

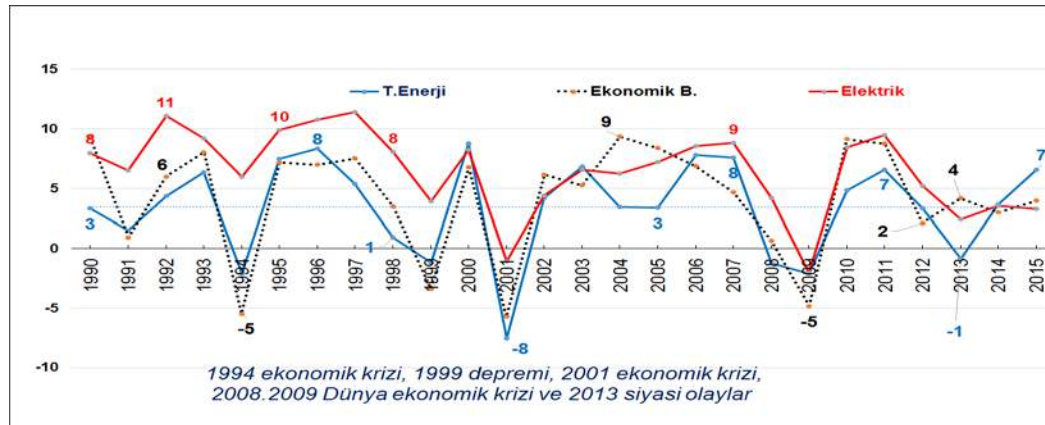
Tablo 3.4 Türkiye Birincil Enerji Arzı ve Elektrik Tüketim Değer Fonksiyonlarının Eğilimine Göre B. Enerji Arzı ve Elektrik Talep Tahminleri

Türkiye Birincil Enerji Arzı ve Elektrik Tüketim Toplam Değer Fonksiyonlarının Eğilimine Göre Talep Tahminleri (Ç.Koçak)		
Yıl	Birincil Enerji (mtep)	Elektrik Tüketimi (TWh)
2017	139	295*
2018	144	306
2019	149	319
2020	153	330
2021	158	346
2022	163	359
2023	168	372
2024	173	387
2025	179	400
2026	184	415
2027	190	430
2028	197	445
2029	203	460
2030	209	474

*Geçici değer

3.6 2017-2030 BİRİNCİL ENERJİ ARZI VE ELEKTRİK ÜRETİMİ YILLIK ARTIŞ ORANLARI TAHMİNİ

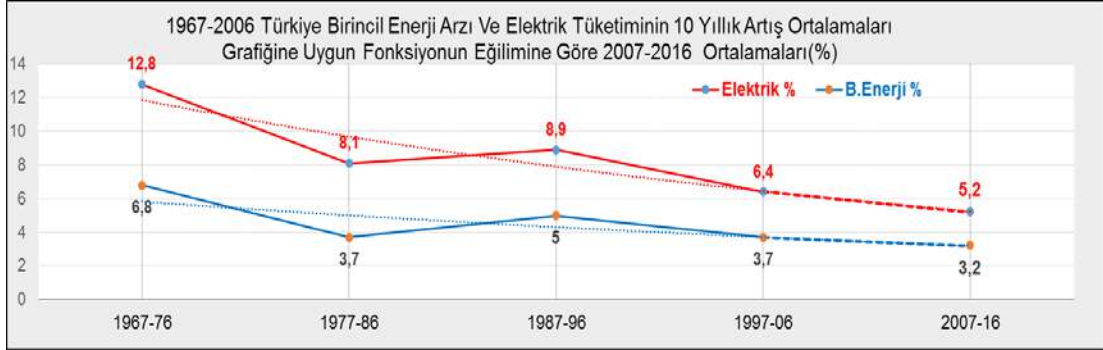
Yapılan çalışmada; ETBK/EİGM tarafından hazırlanan Genel Enerji Denge Tablolarından yararlanılmıştır. Türkiye'nin toplam birincil enerji arzı ve elektrik üretimlerinin; 1971-2016 dönemindeki 5, 7, 8, 9, 10 yıllık periyotların ortalama artış oranları grafikleri arasında en uygunu 10'ar yıllık ortalama artış oranları grafiği olduğu görülmüştür. Ortalama artış oranları değerlerini belirlerken önemli ekonomik krizlerin, büyük depremlemlerin, önemli olayların ve baz etkilerinin ortalama aralığına dengeli bir şekilde dağılması gözetilmelidir (Şekil 3.5). Bu anlamda en uygun grafiğin oluştuğu aralık, 1967-2016 yılları arasındaki 10'ar yıllık artış ortalamaları grafiği olmuştur.



Şekil 3.5 1990-2015 Türkiye T. Birincil Enerji, T. Elektrik Üretimi, Ekonomik Büyüme Yıllık Artışları

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları, TÜİK, Yıllık Gayri Safi Yurtiçi Hasıla, 2015

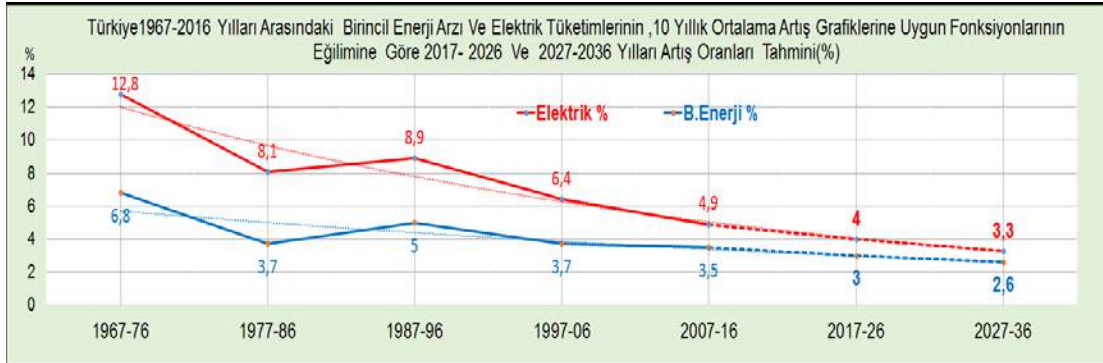
3.6.1 Yöntemin Test edilmesi



Şekil 3.6 1967-2006 Değerlerine Göre 2007-2016 T. B. Enerji, T. Elektrik Üretimi Artışları *Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları ve İstatistikleri*

1967-2006 yılları arasındaki 10'ar yıllık artış oranları ortalamaları grafiğine uygun fonksiyonun eğilimine göre 2007-2016 yılları arasındaki 10 yıllık artış oranları; toplam birincil enerjide, %0,1 sapmayla %3,2; toplam elektrik tüketiminde ise %0,69 sapmayla 5,2 olmuştur. Bu iki sapma değeri de 10 yıllık bir periyottaki talep değerlerinde kayda değer farklılıklar yaratmadığı hesaplanmıştır (Şekil 3.6).

3.6.2 Uygulama



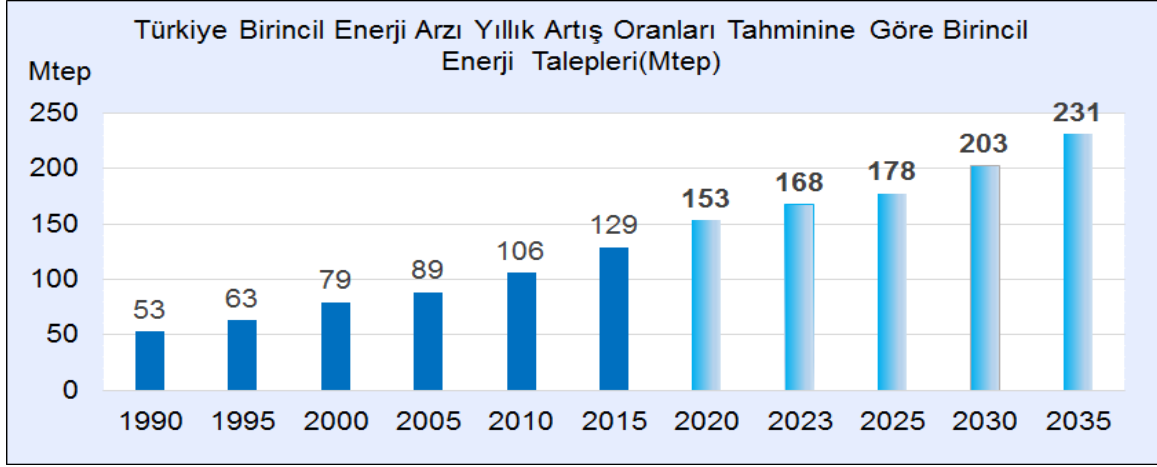
Şekil 3.7 Türkiye Birincil Enerji Arzı Ve Elektrik Tüketimlerinin 10 Yıllık Ortalama Artış Grafiğine Uygun Fonksiyonun Eğilimine Göre 2017-2036 Yıllık Artış Tahminleri Artışları

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

(Not: Grafiklerde iki eksendeki değerler, aynı ölçekte olması için dikey eksen kısa tutulmuştur.)

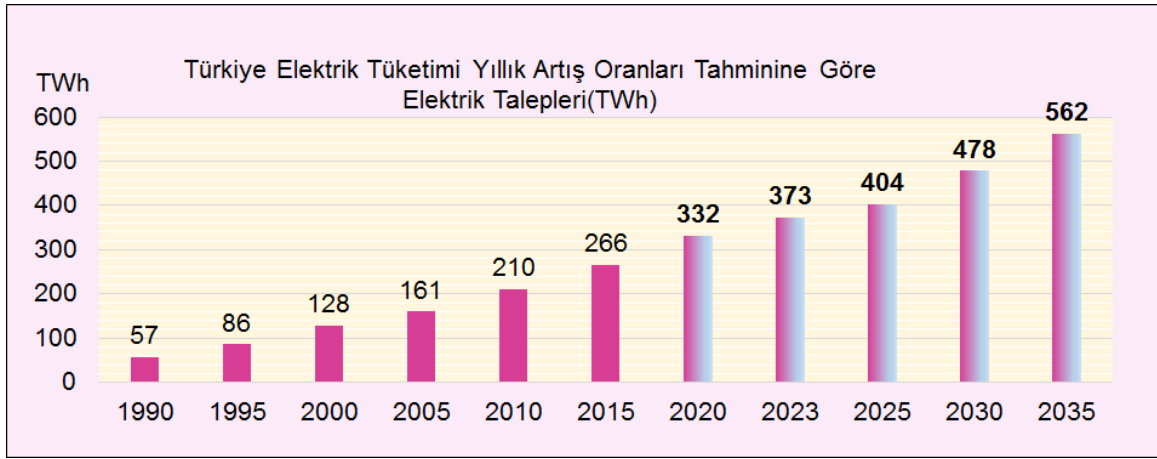
Diğer yöntemde olduğu gibi test uygun sonuç verince, 1967-2016 yılları arasındaki 10'ar yıllık artış oranları ortalamaları grafiğine uygun fonksiyonun eğilimine göre Türkiye birincil enerji ve elektrik üretiminin 2017-2026, 2027-2036 yılları arasındaki 10'ar yıllık dilimlerde yıllık tahminleri bulunmuştur (Şekil 3.7).

2017-2026, 2027-2036 yılları arasındaki yıllık artışlar; birincil enerji arzında %3,0 ve %2,6, elektrik tüketiminde ise %4,0 ve %3,3 olarak tahmin edilmiştir. Tahmin edilen bu artış değerleriyle 2017-2036 yılları arasındaki Türkiye toplam birincil enerji ve elektrik üretimi talepleri hesaplanmıştır (Şekil 3.8, Şekil 3.9, Tablo 3.5.).



Şekil 3.8 Türkiye, B. Enerji Yıllık Artış Oranları Tahminine Göre B. Enerji Arzı Talepleri (mtep)

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları



Şekil 3.9 Türkiye Elektrik Tüketimi Yıllık Artış Oranları Tahminine Göre Elektrik Talepleri (TWh)

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları, TEİAŞ/ETKB İstatistikleri

Tablo 3.5 Türkiye B. Enerji Arzı ve Elektrik Tüketimi Yıllık Artış Oranları Tahminine Göre Birincil Enerji Arzı ve Elektrik Talepleri

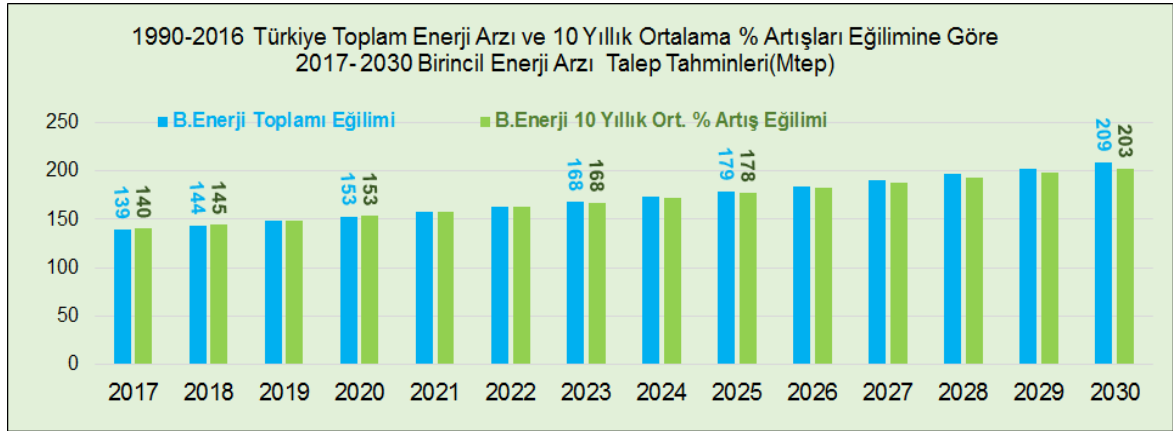
Türkiye B. Enerji Arzı ve Elektrik Tüketimi Yıllık Artış Oranları Tahminine Göre B. Enerji Arzı ve Elektrik Talepleri (Ç. Koçak)				
Yıl	B.Enerji Artış Oranı (%)	Birincil Enerji (mtep)	Elektrik Artış Oranı (%)	Elektrik Tüketimi (TWh)
2017	3	140	4	295
2018	3	145	4	307
2019	3	149	4	319
2020	3	153	4	332
2021	3	158	4	345
2022	3	163	4	359
2023	3	168	4	373
2024	3	173	4	388
2025	3	178	4	404
2026	3	183	4	420
2027	2,6	188	3,3	434
2028	2,6	193	3,3	448
2029	2,6	198	3,3	463
2030	2,6	203	3,3	478
2035	2,6	231	3,3	562

Birincil enerji arzı ve elektrik tüketimi yıllık artış oranları tahminlerine göre oluşan taleplerde;

2030 yılında, 2017 yılına göre 13 yılda birincil enerjide %45, elektrikte %62 daha fazla tüketim öngörülmektedir. 2035 yılında ise 2017 yılına göre 18 yılda enerjide %65, elektrikte %91 daha fazla tüketim öngörülmektedir. Şüphesiz yaptığım talep tahminlerinin gelecekte gidişattan farklı beklenmeyen gelişmelere göre değişen sıklıkta yeniden yapılması gerekecektir.

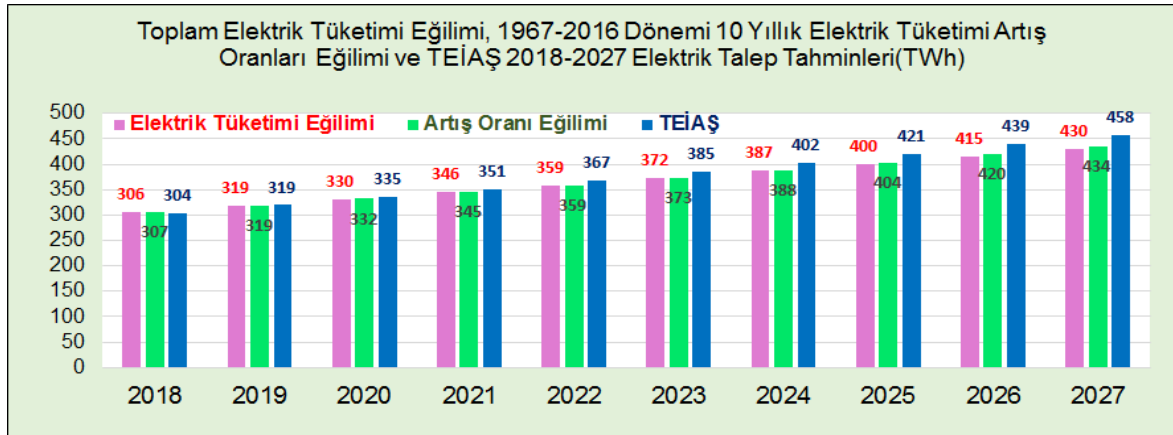
3.7 TALEP TAHMİN YÖNTEMLERİNİN KIYASLANMASI

Toplam birincil enerji ve elektrik üretimi talep tahminlerini kıyasladığımızda iki yöntemin tahmin değerleri arasında önemli farklılıklar olmadığı görülmüştür. Türkiye toplam birincil enerji talep tahminlerinde oluşan farklar 2017'de %0,5; 2020'de %0; 2025'de %0,5; 2030'da ise %42,9 olmuştur (Tablo 3.4, Tablo 3.5, Şekil 3.10).



Şekil 3.10 1990-2016 Türkiye Birincil Enerji Arzı Eğilimi ve B. Enerji Yıllık Artış Oranları Tahminine Göre B. Enerji Arzı Talepleri (mtep)

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları



Şekil 3.11 Türkiye Elektrik Tüketimi Eğilimine ve Elektrik Tüketimi Artış Oranları Tahminine Göre Elektrik Talepleri ve TEİAŞ 2018-2027 Elektrik Talep Tahminleri (TWh)

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları, TEİAŞ/ETKB İstatistikleri

Türkiye toplam elektrik üretimi talep tahminlerini kıyasladığımızda ise iki yöntemin tahmin değerleri arasındaki fark, 0 ile %2 arasında değiştiği, başka deyişle farkın yok denecek kadar az olduğu görülmüştür (Tablo 3.4, Tablo 3.5, Şekil 3.10) .

Diğer taraftan yaptığımız talep tahminleriyle, ETKB/TEİAŞ'ın Aralık 2017'de yaptığı 2017-2026 arası, 10 Yıllık Talep Tahmin Raporu'ndaki baz senaryoya göre Türkiye elektrik üretimi talep tahminleri karşılaştırıldığında, en çok 2027 yılında %5 olmak üzere farklar 0 ile %5 arasında değişmektedir (Şekil 3.11).

Zaten, geçmişte yapılan tahminlerdeki büyük sapmalar, gereğinden fazla doğal gaz ithalatı anlaşmaları yapılmasına yol açmıştır. Yapılan anlaşmalar nedeniyle, enerjide dışa bağımlılığımız artmış, özellikle kömür madenciliğinde ve kömür rezervlerine dayalı santrallerde, büyük kapasite kısıtlamalarına gidilmiştir. Halen yerli kömüre dayalı santrallerdeki önemli büyüklükte atıl kapasite devam etmektedir.

3.8 ÜLKELERİN BİRİNCİL ENERJİ ARZI, ELEKTRİK ÜRETİMİ VE TALEP TAHMİN DEĞERLERİNİN İRDELENMESİ

Birincil enerji arzında, Çin, 2015 yılı itibarıyla 2.990 mtep ile (dünyanın tükettiği enerjinin %22'si) en fazla enerji tüketen ülke olurken; ABD %16, Hindistan %6, Rusya %5, Japonya %3 ile bu beş ülke, dünya birincil enerji arzının %52'sini tüketmişlerdir. Türkiye ise 129 mtep ile dünya birincil enerji arzı toplamının %095'ini tüketmiştir. 2030 yılında, birincil enerji talep tahminlerine göre dünya birincil enerjisinin %23'ünü Çin'in tüketeceği öngörülürken Hindistan %9'unu, ABD %13'ünü, Rusya 4,4'ünü, Japonya %2,4'ini olmak üzere, yine bu beş ülkenin tüketecekleri; Çin ve Hindistan'ın tüketim oranlarının artacağı, diğerlerinin paylarının azalacağı, böylelikle toplam oranın aynı kalacağı öngörülmektedir. Türkiye'nin ise 2030 yılında 200 mtep ile dünya toplamının %1,2'sini tüketeceği tahmin edilmektedir.

Tablo 3.6 Ülkelerin 2000-2015 Birincil Enerji Arzı ve 2020-2030 Talep Tahmini (mtep)

Ülkelerin 2000-2015 Birincil Enerji Arzı ve 2020-2030 Talep Tahmini (Mtep)							
Ülke	2000	2015	2000-2015 Artış(%)	2020*	2025	2030	2015-2030 Artış(%)
Çin	1143	2990	162	3419	3617	3941	32
Hindistan	441	851	93	1054	1275	1544	81
Türkiye**	79	129	62	151	175	200	55
Brezilya	184	295	60	299	326	358	21
Rusya	620	689	11	689	731	752	9
ABD	2270	2183	-4	2243	2242	2251	3
Japonya	518	430	-17	427	419	413	-4
OECD	5295	5259	-1	5374	5379	5409	3
Dünya	10035	13633	36	14819	15690	16891	24

Kaynak: IEA,WEO, 2017 mevcut politikalar senaryosu

*IEA,WEO, 2016 mevcut politikalar senaryosu

** EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları, Türkiye birincil enerji talep tahminleri(Koçak Ç.).

Ülkelerin 2000-2015 dönemindeki 15 yıllık gerçekleşen birincil enerji arzı artışları ve elektrik üretimleri ile IEA, WEO kitaplarında yer alan Mevcut Politikalar Senaryosu talep tahminlerinde, 2015-2030 yılları arasındaki 15 yıllık tahminler karşılaştırıldığında oldukça ilginç sonuçlar çıkmaktadır. Gelecek 15 yıllık dönemde, geçen 15 yıllık döneme göre ABD, Japonya ve OECD ülkeleri ortalamasının dışında birçok ülkede ve dünyada birincil enerji arzları ve elektrik üretimi artış oranlarında önemli düşüşler öngörülmektedir.

Gerçekleşmiş ve tahmin edilen gelecek 15 yıllık dönem değerlerine göre Çin, birincil enerji arzı artışında %162'lik artıştan %32'ye, elektrik üretiminde ise %324'lük artıştan %60'a ineceği, Brezilya, birincil enerji arzında %62'den %21'e, elektrik üretiminde ise %66'dan %44'e ineceği öngörülmektedir. Dünya ortalaması birincil enerjide %36'dan %24'e, elektrik üretiminde ise, %57'den %43'e ineceği öngörülürken, enerji ve elektrik üretimi artışlarının sınırlı olacağı ülkelerden, Japonya birincil enerjideki azalışı %17'den %-4'e inerken ABD'de %-4'den %3'e, elektrik üretiminde ise Japonya için %5'ten %5'e, ABD için %7'den %14'e yükselerek geçen döneme göre önemli artışlar öngörülmüştür. Türkiye, 2000 yılında 79 milyon tep olan toplam birincil enerji arz miktarı 2015 yılında %62 artışla 129 milyon tep olurken elektrik üretimi 125 TWh'dan %110 artışla 262 TWh'a çıkmıştır.15 yıllık dönemler karşılaştırıldığında, yaptığımız talep tahminlerine göre, birincil enerji arzındaki artış oranı

%62'den %55'e, elektrik üretimi arzı artış oranında ise %110'dan %75'e ineceği öngörülmektedir (Tablo 3.6, Tablo 3.7).

Tablo 3.7 Ülkelerin 2000-2015 Elektrik Üretimi ve 2020-2030 Talep Tahmini (TWh)

2020-2030 Ülkelerin 2015-2030 Elektrik Üretimi Ve 2020-2030 Talep Tahmini (TWh)							
Ülke	2000	2015	2000-2015 Artış(%)	2020*	2025	2030	2015-2030 Artış(%)
Çin	1387	5882	324	7015	8224	9433	60
Hindistan	570	1383	143	1819	2527	3279	137
Türkiye**	125	262	110	319	386	458	75
Brezilya	349	581	66	636	730	834	44
Rusya	876	1055	20	1091	1163	1225	16
ABD	4026	4292	7	4577	4676	4892	14
Japonya	1088	1035	-5	1016	1061	1082	5
OECD	9767	10839	11	11447	11914	12473	15
Dünya	15477	24240	57	27243	30724	34583	43

Kaynak; IEA,WEO 2017 mevcut politikalar senaryosu

*IEA,WEO 2016 mevcut politikalar senaryosu

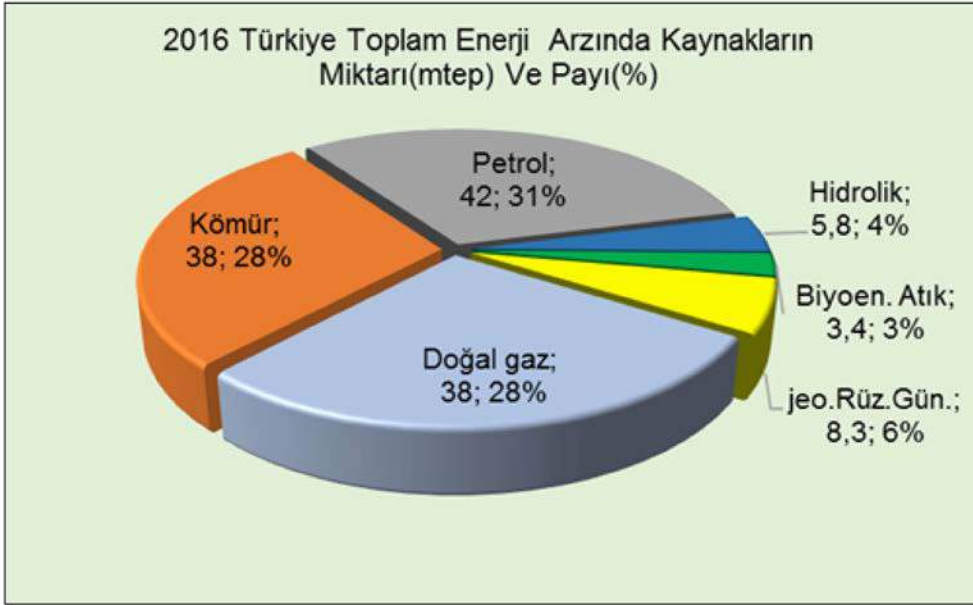
** EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları, Türkiye elektrik üretimi talep tahminleri (Koçak Ç.)

Elektrik üretiminde, Çin, 2015 yılı itibarıyla 5.882 TWh ile dünyanın ürettiği elektriğin %24'ü ile en fazla elektrik üreten ülke olurken ABD %18, Hindistan %5,7, Rusya %4,3, Japonya %4,2 ile bu beş ülke, dünya elektrik üretiminin %56'sını gerçekleştirmişlerdir. Türkiye ise 262 TWh ile dünya elektrik üretimi toplamının %1,1'ini üretmiştir. 2030 yılında, elektrik üretimi talep tahminlerine göre Çin %27, Hindistan %9,5, ABD %14, Rusya %3,5, Japonya %3 olmak üzere bu beş ülke, (Çin ve Hindistan'ın üretim oranları artsa da) dünya toplamının %57'sini üretecekleri öngörülmektedir. Tarafımdan yapılan çalışmaya göre Türkiye'nin 2030 yılında, 458 TWh ile dünya elektrik üretimi toplamının %1,3'ünü üreteceği tahmin edilmektedir. Yukarıda öngörülen değerler enerji, ekonomik büyüme ilişkisi açısından değerlendirilirse, önümüzdeki 15 yıllık dönemde, hızlı büyüyen gelişmekte olan ülkelerin, özellikle de Çin ve Brezilya'nın, büyüme hızları düşebilir.

3.9 TÜRKİYE BİRİNCİL ENERJİ ARZININ KAYNAKLARA GÖRE İRDELENMESİ

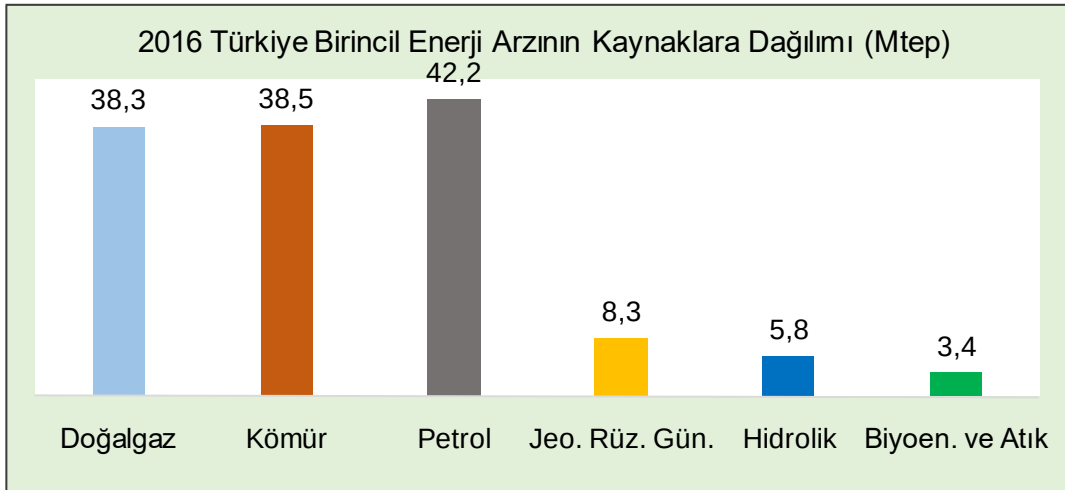
3.9.1 Türkiye Birincil Enerji Arzı

Türkiye'nin 2016 yılındaki toplam enerji arzı 136,5 milyon tep'dir. Bu arzın kaynaklara dağılımında, ilk sırayı 42 milyon tep ve toplam arzın %31'i ile petrol almıştır. Petrolü, 38 milyon tep ve %28 pay ile kömür, kömüre çok yakın değerle doğal gaz, 8,3 milyon tep ve %6 ile jeotermal, rüzgâr ve güneş toplamı, 5,8 milyon tep ve %4 ile hidrolik, 3,4 milyon tep ve %3 ile biyoenerji, atık ve diğer kaynaklar izlemiştir (Şekil 3.12, Şekil 3.13).



Şekil 3.12 2016 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Payı

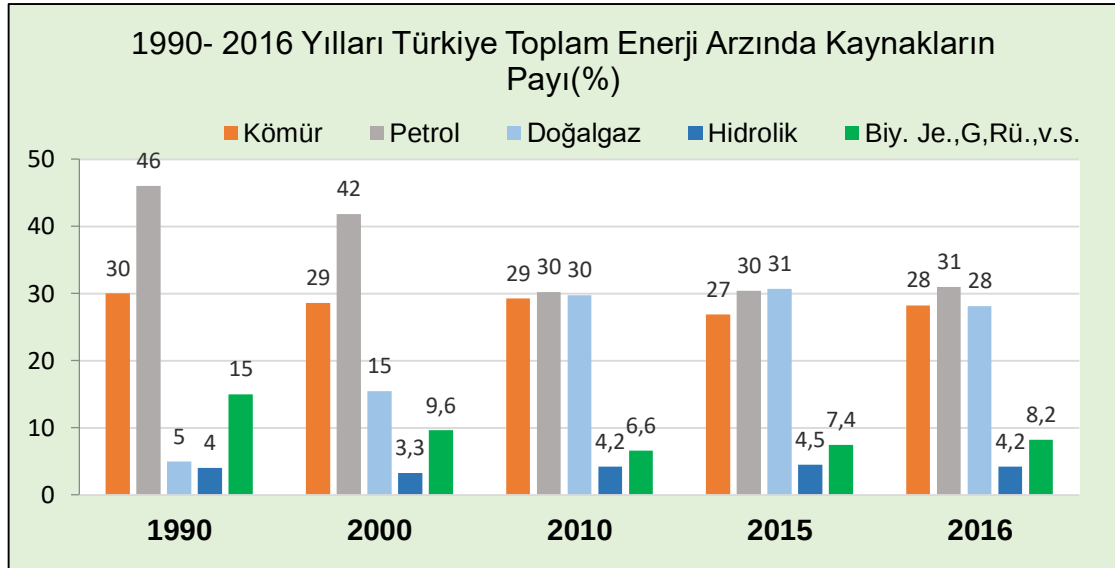
Kaynak: EİGM/ETKB 2016 Genel Enerji Denge Tablosu



Şekil 3.13 2016 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Dağılımı (mtep)

Kaynak: EİGM/ETKB 2016 Genel Enerji Denge Tablosu*

* Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı hazırladığı Enerji Denge tablolarında 1990 yılından itibaren, yeniden incelenerek tablolar revize etmiştir.



Şekil 3.14 1990- 2016 Yılları Türkiye Toplam Enerji Arzında Kaynakların Payı

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Tablo 3.8 Türkiye T. Enerji Arzı İçinde Kaynakların Miktar ve Payları ile 2000-2016 Artışı

KAYNAKLAR		1990	2000	2010	2015	2016	2000-2016 Artışı (%)
Kömür	(Bin tep)	15.857	22.972	30.969	34.671	38.458	67
	T.E. Payı (%)	30	29	29	27	28	-1
Petrol	(Bin tep)	24.192	33.631	31.937	39.238	42.204	25
	T.E. Payı (%)	46	42	30	30	31	-9
Doğalgaz	(Bin tep)	2.820	12.446	31.456	39.651	38.338	208
	T.E. Payı (%)	5	15	30	31	28	13
Hidrolik	(Bin tep)	1.991	2.656	4.454	5.775	5.782	118
	T.E. Payı (%)	4,0	3,3	4,2	4,5	4,2	0,9
Biyoenjeri, Odun, Çöp ve Atıklar	(Bin tep)	7.208	6.457	4.489	2.964	2.843	-56
	T.E. Payı (%)	14,0	8,0	4,2	2,3	2,1	-5,9
Jeotermal, Güneş, Rüzgar, vs.	(Bin tep)	398	975	2.581	6.635	8.285	750
	T.E. Payı(%)	1,0	1,2	2,4	5,1	6,1	4,9
Diğer	(Bin tep)	-	291	2	264	319	10
	T.E. Payı (%)		0,4	0,0	0,2	0,2	-0,2
TOPLAM ENERJİ	(Bin tep)	52.465	79.428	105.888	129.217	136.229	72
	%	100	100	100	100	100	-

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

- 2000-2016 yılları arasındaki son 16 yılda Türkiye toplam enerji arzı, 56.801 bin tep ile %72 artarken, petrol 8.573 bin tep ile %25, kömür 15.486 bin tep ile %67, doğal gaz 25.892 bin tep ile %208, hidrolik 3.126 bin tep ile %118, jeotermal, güneş, rüzgâr 7.310 bin tep ile %750 artmış, bi-

yoenerji ve odun, çöp ve atıklar toplamı ise 3.614 bin tep ile %56 azalmıştır. Bu dönemde toplam birincil enerji arzı 79.428 bin tep' ten 136.229 bin tepe yükselmiştir

- 2000-2016 yılları arasında Türkiye toplam enerji arzı içindeki kaynakların payları ise petrolde %9, biyoenerji, odun, çöp ve atıklarda %5,6, kömürde %1 azalırken, doğal gazın payı %13, jeotermal, güneş ve rüzgarın payı %4,9 artmıştır (Tablo 3.2).
- 1990-2016 yılları arasındaki son 26 yılda 2,6 kat artan Türkiye toplam enerji arzı içinde kömürün payı %30'dan %28'e, petrolün %46'dan %31'e, biyoenerji, odun, çöp ve atıkların %14'den %2,1'e düşerken doğal gazın payı %5'den %28'e, jeotermal, güneş ve rüzgârın %1'den %6,1'e çıkmıştır. (Tablo 3.8).

3.9.2 Türkiye Birincil Enerji Üretimi

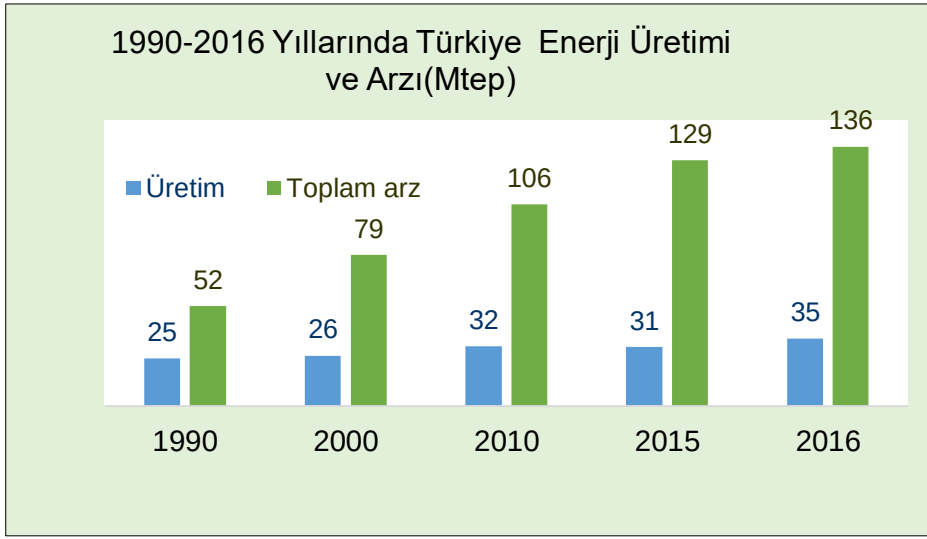
Tablo 3.9 Türkiye Toplam Enerji Arzı, Üretimi, İthalat, İhracatı ve 1990-2016, 2000-2016 Artışları

1990-2016 Türkiye Toplam B. Enerji Arzı, Üretimi, İthalat, İhracatı (mtep) ve Üretim/T. Arz (%) Değişimleri							
	1990	2000	2010	2015	2016	2000-2016 Artışı (%)	1990-2016 Artışı (%)
T. B. Enerji Arzı	52	79	106	129	136	72	160
T. B. E. Üretimi	25	26	32	31	35	34	41
T. B. E. İthalatı	31	55	85	113	113	105	269
T. B. E. İhracatı	2,1	1,6	8	8	7,3	358	245
E. Üretimi / T.E. (%)*	48	33	30	24	26	-7	-22

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

*Toplam B. Enerji üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı

- 1990-2016 yılları arasındaki yirmi altı yılda toplam enerji üretimi %41 oranında artarak, 25.138 bin tep'ten 35.374 bin tep düzeyine yükselmiştir. Bu dönemdeki toplam enerji arzı ise 52.465 bin tep'ten 136.229 bin tep düzeyine yükselerek %160 artmıştır.
- 2000 yılında Türkiye toplam enerji üretimi 26,46 mtep iken, 2016 yılında sadece 8,9 mtep ile %34 artmıştır. 2015 yılına göre ise bir yılda %14 artmıştır. Başka bir anlatımla, Türkiye toplam birincil enerji üretimi 2016 yılında 2000 yılına göre yani 16 yılda 8,9 mtep artmışken bu artışın 4,44 mtep'inin bir yılda gerçekleşmesi düşündürücüdür. Diğer taraftan 2000-2016 yılları arasındaki on altı yılda toplam enerji üretimi %34 oranında artarken, enerji arzı %72 artmıştır. (Tablo 3.9, Şekil 3.15).
- 1990-2016 yılları arasındaki yirmi altı yılda toplam enerji ithalatı %269 oranında artarak, 30.663 bin tep' ten 113.117 bin tep düzeyine yükselmiş, enerji ihracatı ise %245 artmıştır.
- 2000-2016 yılları arasındaki on altı yılda ise toplam enerji ithalatı %105 oranında artarak, 55.081 bin tep'ten 113.117 bin tep düzeyine yükselmiştir. Bu dönemdeki toplam enerji ihracatı 1.584 bin tep'ten 7.250 bin tep düzeyine yükselerek %358 artmıştır (Tablo 3.9, Şekil 3.18).



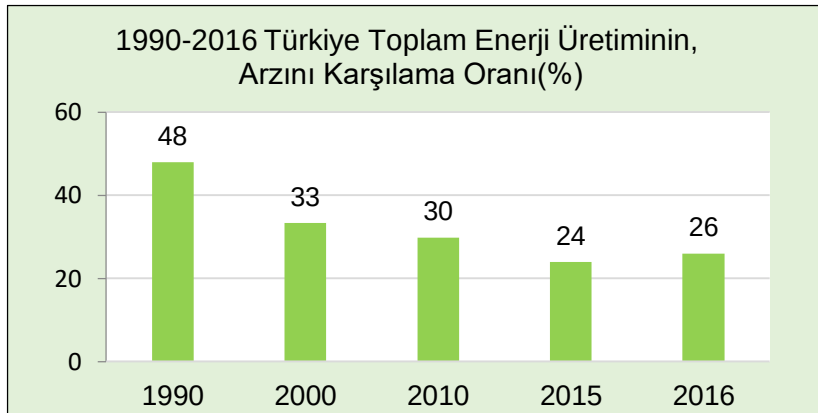
Şekil 3.15 1990-2016 Yıllarında Türkiye Toplam Birincil Enerji Üretimi ve Arzı

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Toplam enerji üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı; son 26 yıllık dönemde %48 den %26'ya düşerken 2000-2016 yılları arasındaki on altı yılda ise %33'den %26'ya düşmüştür.

Başka bir ifadeyle, Türkiye'nin toplam enerji arzında dışa bağımlılığı, 1990'da %52 iken, 2000 yılında %67, 2010'da %70 ve 2016 yılında %74 düzeyine çıkarak son yirmi altı yılda %22 artmıştır (Tablo 3.6, Şekil 3.18).

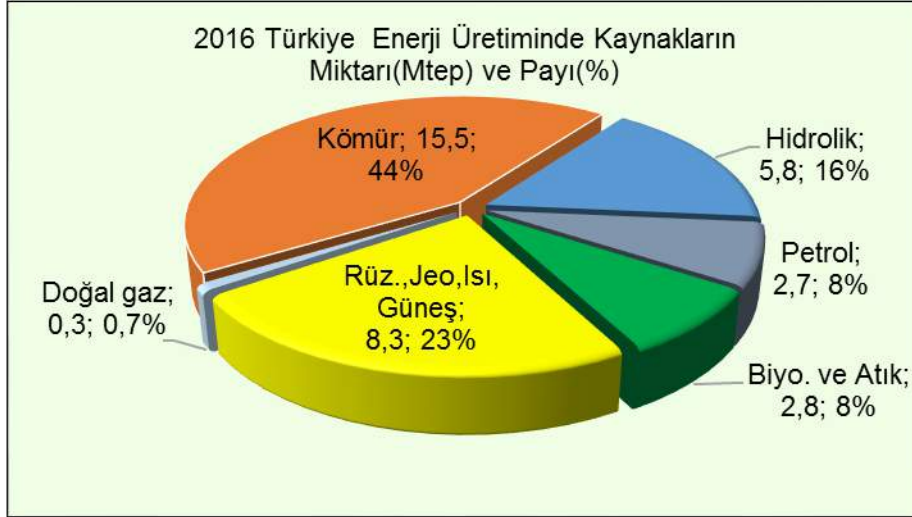
Sonuç olarak, enerji güvenliği ve güvenilirliği için, enerji üretiminin artırılması, enerji arzını karşılama oranının yükseltilmesi gerekir. Ancak plansızlık ve yanlış enerji politikaları nedeniyle üretime gereken önem verilmemiş ve enerji üretimi artışı gerileyerek Türkiye'nin dışa bağımlılığı ve cari açığı artmıştır.



Şekil 3.16 1990-2016 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin Arzını Karşılama Oranı (%)

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

2016 yılındaki toplam üretimin 15,5 mtep ve %44'ünü, yüzde doksan biri linyit olan kömür üretimi oluşturmuştur. Kömürü, 8,3 mtep ve %23 ile rüzgâr, jeotermal ve güneşten oluşan yenilenebilir enerji üretimi, 5,8 mtep ve %16 ile hidrolik, 2,8 mtep ve %8 ile biyoenerji, odun, çöp, hayvan atıkları, 2,7 mtep ve %8 ile petrol, 0,3 mtep ve %0,7 ile doğal gaz izlemiştir (Şekil 3.17).

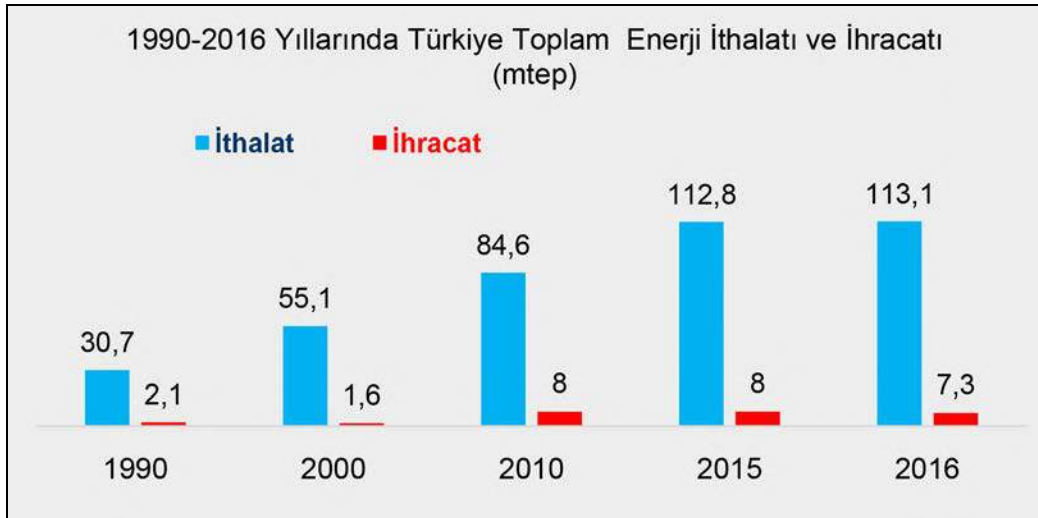


Şekil 3.17 2014 Yılı Türkiye Birincil Enerji Üretiminde Kaynaklarının Payı

Kaynak: EİGM/ETKB 2014 Genel Enerji Denge Tablosu

3.9.3 Türkiye Enerji Ticareti

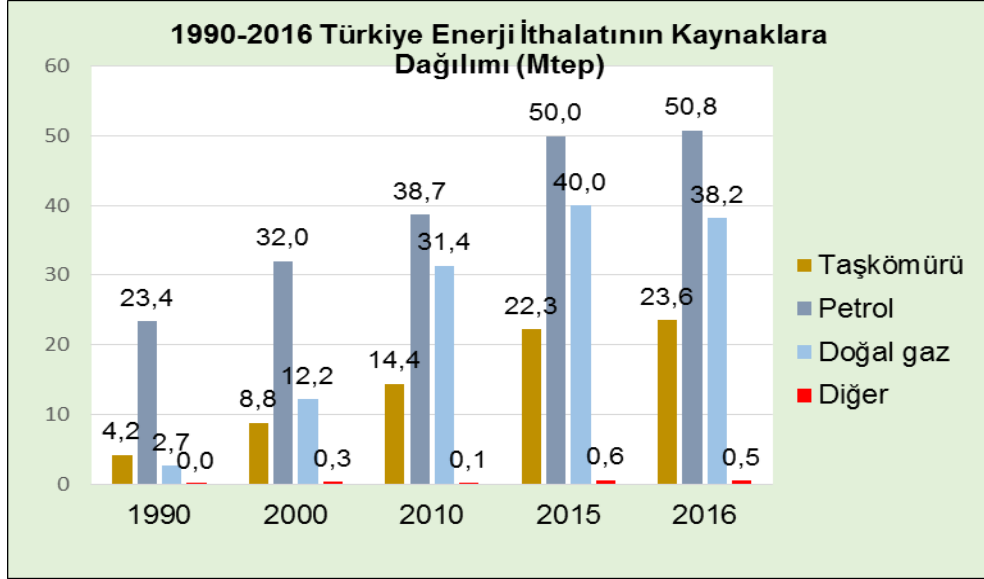
Türkiye enerji ihracatı 1990 yılında 2,1 mtep iken 2016 yılında %358 artarak 10,32 mtep olmuştur.



Şekil 3.18 1990-2016 yılları arasında Türkiye Toplam Enerji Ticareti

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Türkiye enerji ithalatı 2000 yılında 55,1 mtep iken 2010 yılında %55 artarak 84,6 mtep'e ulaşmıştır. 2016 yılındaki toplam enerji ithalatı ise 2010 yılına göre 2,7 mtep azalarak 96 mtep olmuştur (Tablo 3.9, Şekil 3.18).



Şekil 3.19 1990-2014 Türkiye Enerji İthalatında Kaynakların Miktarı

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

1990-2016 yılları arasında giderek artan Türkiye enerji ithalatının, kaynaklar bazında gelişimi incelendiğinde; doğalgazın 1990 yılına göre geçen yirmi altı yılda 14 kat artarak 38,2 mtep'e yükseldiği görülür. 2016 yılında petrol ithalatı, 1990 yılına göre %117 oranında artarak 50,8 mtep olmuştur. Taşkömürü ithalatı ise 1990'da 4,2 mtep iken 2016 yılında 5,6 kat artarak 23,6 mtep düzeyine yükselmiştir.

Türkiye birincil enerji ithalatının, 2000-2016 yılları arasında kaynaklar bazında gelişimi incelendiğinde ise, doğalgazın, geçen on altı yılda %213 oranında, 3,1 kat artarak, 2016 yılında 38,2 mtep'e yükseldiği görülür. 2016 yılında petrol ithalatı, 2000 yılına göre %59 oranında 1,6 kat artarak 50,8 mtep olmuştur. Taşkömürü ithalatı ise 2000 yılında 8,8 mtep iken 2016 yılında 2,7 kat ve %168 artarak 23,6 mtep düzeyine yükselmiştir (Şekil 3.19).

3.10 SONUÇ

Enerji sektöründeki talep tahminlerinin önemi, diğer sektörlerle göre çok daha fazladır. Yüksek bedelli ve uzun süre alan enerji yatırımlarının kârlılığı için tesislerin kapasitelerinde üretim yapması, ülkeler arası yapılan enerji anlaşmalarıyla uzun yılları kapsayan enerji ithalat miktarlarının doğru belirlenmesi ancak talep tahminlerindeki sapmaların esneklik payları civarında gerçekleşmesiyle sağlanabilir. Talep tahminlerinde, gerçekleşmelere göre oluşan sapmaların büyük olması, ekonomik kayıplara, planlama ve enerji politikalarında başarısızlığa neden olduğu Türkiye'de yaşanmıştır. Son 10 yıllık dönemdeki elektrik üretimi talep tahminlerinde daha az sapma olmasına karşın, talep tahminlerinden çok daha fazla elektrik üretecek tesisler yapılarak kullanılmayan kapasite yaratılmıştır. Ülkelerin, talep tahmin-

lerindeki gerçekleştirmelere göre sapma değerlerine bakıldığında Türkiye'den sonra en büyük sapma Çin'de (ters yönde) görülmüştür.

Yapılan talep tahminlerindeki büyük sapma değerleri sonucunda talep tahminlerine yeni bir bakış açısı getirmek amacıyla Türkiye toplam birincil enerji arzı ve elektrik üretimi için tarafımızdan talep tahminleri yapılmıştır.

Bunun için belirlenen zaman aralığındaki yıllık toplam birincil enerji arzı ve elektrik tüketim değerleri ile 10 yıllık ortalama artış oranları grafiklerine uygun fonksiyonlar referans kabul edilerek yapılan talep tahminleri olmak üzere iki yöntem uygulanmıştır. Bir ülkede, kalkınma planlarında, gidişattan farklı büyük değişimler öngörülüyorsa, büyük boyutta enerji tüketimini gerektiren enerji tüketimi veya tasarrufu ile ilgili yatırımlar yapılmaya başlamamışsa, geçmiş yıllardaki enerji tüketim verileri referans alınarak yapılacak talep tahminlerinde makul sapmalar olabilir. Bu yöntemleri benzer yöntemlerden ayıran en önemli fark, uygulamadan önce gerçekleştirmelere uygun fonksiyonların belirlenmesi ve test edilmesidir. Birincil enerji arzı ve elektrik talep tahminlerinde uygulanan yöntemler arasında kayda değer farklılıklar olmadığı gibi elektrik talep tahminlerinde, TEİAŞ'ın baz değerleri arasında önemli farklılıklar çıkmamıştır. Türkiye birincil enerji arzı ve elektrik tüketimi yıllık artış tahminlerine göre oluşan taleplerde; 2030 yılında, 2017 yılına göre 13 yılda birincil enerjide %45, elektrikte %62 daha fazla tüketim öngörülmektedir. 2035 yılında ise 2017 yılına göre 18 yılda enerjide %65, elektrikte %91 daha fazla tüketim öngörülmektedir. Şüphesiz yaptığım talep tahminlerinin gelecekte gidişattan farklı beklenmeyen gelişmelere göre değişen sıklıkta yeniden yapılması gerekecektir.

Ülkelerin 2000-2015 dönemindeki 15 yıllık gerçekleşen birincil enerji artışları ve elektrik üretimleri ile Uluslararası Enerji Ajansı'nın, Referans Senaryo ile Mevcut Politikalar Senaryosu talep tahminlerinde, 2000-2030 yılları arasındaki 15'er yıllık tahminler karşılaştırıldığında oldukça ilginç sonuçlar çıkmaktadır.

2015-2030 arasındaki 15 yıllık dönemde geçen 15 yıllık döneme göre birçok ülkede ve dünyada birincil enerji arzı ve elektrik üretimi artış oranlarında önemli düşüşler öngörülmektedir. Birincil enerji arzında, Çin, 2015 yılı itibarıyla dünyanın tükettiği enerjinin %22'si ile en fazla enerji tüketen ülke olurken ABD %16, Hindistan %6, Rusya %5, Japonya %3 ile bu beş ülke, dünya birincil enerji arzının %52'sini tüketmişlerdir. Türkiye ise dünya birincil enerji arzı toplamının %0,95'ini tüketmiştir. 2030 yılında, birincil enerji talep tahminlerine göre beş ülkenin, aynı şekilde enerjinin %52'sini tüketecekleri öngörülmektedir. Türkiye'nin ise 2030 yılında, dünya enerji toplamının %1,2'sini tüketeceği tahmin edilmektedir. Yukarıda belirtilen beş ülke 2015 yılında dünya elektrik üretiminin %56'sını üretmiş olup 2030 yılında ise %57'sini üreteceği tahmin edilmektedir.

Toplam birincil enerji arzı ve elektrik üretimi değerlerindeki artış bakımından, dünyadaki diğer ülkelerle kıyaslandığında Türkiye'nin olumlu bir durumu bulunmaktadır. Türkiye, 2000-2015 yılları arasındaki geçen 15 yılda, birincil enerji arzı ve elektrik üretimi artış değerleri bakımından Çin ve Hindistan'dan sonra gelmiştir. Diğer taraftan gelişmiş ve gelişmekte olan ülke kavramını birincil enerji arzlarının, elektrik üretimi ve ekonomik büyüme oranlarında da görmek mümkün olmaktadır. ABD, Japonya gibi gelişmiş ülkelerin geçen 15 yıldaki enerji, elektrik üretimindeki artış oranlarına bakıldığında, gelişmekte olan ülkelerle kıyaslanamayacak kadar düşük düzeyde kaldığı görülmektedir.

Diğer taraftan gelişmekte olan ülkelerden, özellikle yüksek enerji arzına sahip büyük ülkeler incelendiğinde enerji üretimlerinde de dünyada önde gelen ülkeler olduğu görülmektedir. Bu ülkelerde, enerjideki ithalat oranları Türkiye kadar yüksek değildir. Türkiye'nin son derece hassas bir coğrafyada bulunması, enerjide dışa bağımlılığının, en kısa sürede mümkün olduğu kadar azaltılmasını gerektirmektedir.

2000-2016 arasındaki 16 yılda, Türkiye'nin toplam birincil enerji üretimi %34 artarken bu artışın %14'ünün son bir yılda gerçekleşmesi, enerji üretimine gereken önemin verilmediğini gösterir. Toplam enerji üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı; on altı yılda %33'den %26'ya düşerken son 26 yıllık dönemde %48'den %26'ya düşmüştür.

1990-2016 arasında geçen 26 yıl incelendiğinde, Türkiye'nin birincil enerji arzındaki net ithalat oranının; %52'den %74'e yükselmiş olması, önemli bir risk oluşturmaktadır. Sonuç olarak, enerji güvenliği ve güvenilirliği için, enerji üretiminin artırılması, böylelikle üretimin enerji arzını karşılama oranının yükseltilmesi gerekmektedir. Ancak plansızlık ve yanlış enerji politikaları nedeniyle yeterli üretim yapılamamış, Türkiye'nin dışa bağımlılığı ve cari açığı artmıştır.

KAYNAKÇA

1. Koçak Ç., "Enerji Sektöründe Talep Tahminleri ve Etkileri," TMMOB 11. Enerji Sempozyumu, Aralık 2017 Adana
2. Koçak Ç. Enerji Raporları, Genel Enerji Bölümü DEKTMK 2012, 2013.
3. Enerji ve Jeofizik 2014, www.jeofizik.org.tr.
4. World Energy Outlook IEA 2000, 2006, 2016, 2017.
5. Genel Enerji Denge Tabloları, EİGM/ETKB, TEİAŞ/ETKB İstatistikleri.
6. ETKB/TEİAŞ 10 Yıllık Talep Tahminleri 2017.
7. TÜİK, Yıllık Gayri Safi Yurtiçi Hasıla, 2016.

ÖZGEÇMİŞ



Çetin Koçak
kocakce@gmail.com

1948'de Kars Kızılçakçak'ta doğdu. İlk, orta öğrenimini Artvin'de tamamladı. İstanbul Üniversitesi Jeofizik- Jeoloji bölümlerinde lisans ve yüksek lisansını tamamladıktan sonra 1971-2013 yıllarında Türkiye Kömür İşletmeleri Genel Müdürlüğü Etüt Proje ve Tesis Dairesi Başkanlığında, Kamp Şefi, Etüt Müdürü ve Daire Başkanı görevlerini yürüttü. Ardından 2005-2013 tarihleri arasında Müşavir olarak kamu görevini sürdürdü ve 2013 yılında emekli oldu.

1973-2001 yılları arasında kömür havzalarında yapılan jeolojik-jeofizik çalışmalara ait kapsamlı raporları, yurt içi ve yurt dışındaki kongrelerde kömür havzalarında yapılan jeolojik-jeofizik çalışmalara ait bildiriler, bilimsel dergilerde yayınlanmış makaleleri olup 8.Beş Yıllık Kalkınma Planı, Kömür Çalışma Grubu Başkanı olarak Kömür Raporunun yazılmasına katkı koymuştur. 2011-13 yıllarında Dünya Enerji Türk Milli Komitesinde Denetleme Kurulu Üyeliğini yaparken, Enerji Raporlarının iki dönem Genel Enerji ve üç dönem Kömür bölümlerini yazmıştır. Ayrıca Enerji ve Jeofizik kitabının editörlüğünü yaptı. Halen TMMOB Enerji Çalışma Grubu, DEKTMK üyesi ve Jeofizik Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanıdır.

4. 2018'E GİRERKEN TÜRKİYE'DE KIRILGAN EKONOMİ VE ENERJİ

Mustafa Sönmez
İktisatçı

Türkiye ekonomisi 2017'nin üçüncü çeyreğinde, beklendiği gibi, sansasyonel bir büyüme kaydetti ve görünüşte yüzde 11,1 büyüdü. Böylece, büyüme ilk 9 ayda yüzde 7,4 ve yıllıklandırılmış olarak da yüzde 6,5 olarak gerçekleşti. İlk elde, Türkiye için olumlu görünen bu tablonun arka yüzü pek öyle değildir; bir dizi kırılganlık ve sorun biriktiren bir büyüme sürecidir, Türkiye'nin büyümesi. Madalyo-nu iki yüzüyle birlikte analiz etmedikçe, nasıl bir gerçeklikle yüz yüze bulunduğu anlaşılamaz. Eko-nominin geneli için kullanılabilecek, “kemik erimesi”, bir alt sektör olarak “enerji” için de söz konu-sudur. Başka bir ifadeyle, tüm gözcü görünümlerine karşın, Türkiye ekonomisi, diğer alt sektörleri ve enerji alanı hızla kırılganlaşmış ve en küçük darbelerden etkilenir hale gelmiştir.

2017'nin tamamında yüzde 6,5'ü; bulması beklenen görünürdeki büyüme, Türkiye'nin Orta Vadeli Program (OVP)'ında, 2017 sonunda yüzde 4,4 olarak öngörülen büyüme hedefinin kolaylıkla aşılaca-ğını ortaya koyarken, Türkiye'yi, Çin ve Hindistan'ın ardından en hızlı büyüyen ülkelerden biriymiş gibi de gösteriyor (Tablo 4.1).

Kısa adı OECD olan Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı üyesi ülkeler ve bazı çevre ülkeler arasında da Türkiye'nin büyümesine dikkat çekmektedir. OECD, 2017 yılını en az yüzde 6 büyüme ile kapatacak Türkiye'nin izleyen iki yılda da yüzde 5'e yakın büyüme performansı göstereceğini öngör-mektedir.

OECD, Çin ve Hindistan'ın yıllık büyümelerini yüzde 6-7 bandında öngörürken bir diğer Asya devi Endonezya'nın büyümesini de yüzde 5 dolaylarında tahmin etmektedir. OECD'nin diğer “yükselen çevre ülkeler” için büyüme tahmini ise daha alt düzeylerdedir.

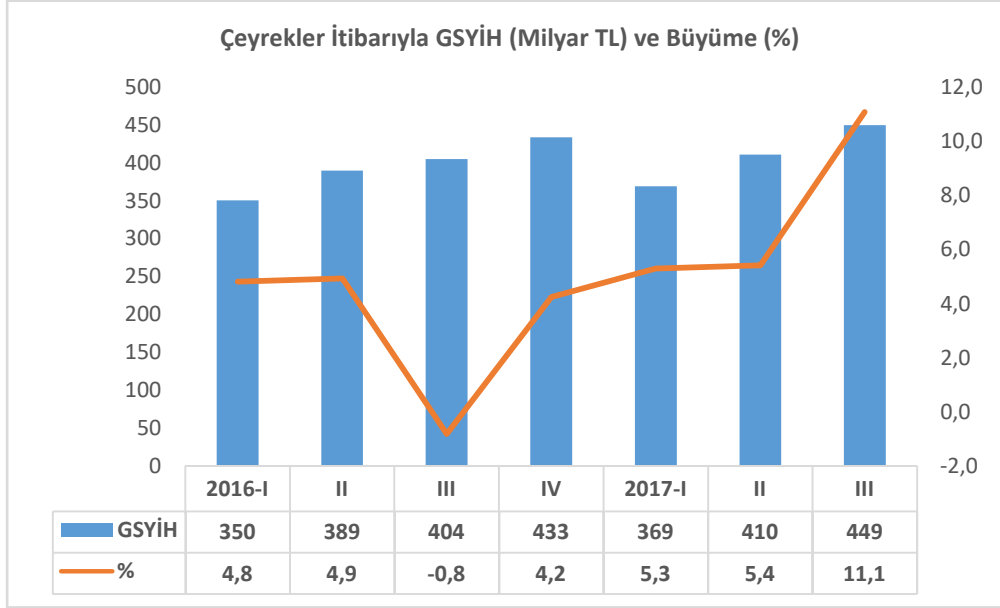
Tablo 4.1 Dünya, ABD, AB ve Bazı Ülkeler İçin OECD'nin Büyüme Tahminleri (%)

	2016	2017 (T)	2018 (T)	2019 (T)
Japonya	1,0	1,5	1,2	1,0
G.Kore	2,8	3,2	3,0	3,0
Birleşik Krallık	1,8	1,5	1,2	1,1
ABD	1,5	2,2	2,5	2,1
AB-16	1,8	2,4	2,2	1,9
OECD	1,8	2,4	2,4	2,1
Dünya	3,1	3,6	3,7	3,6
Türkiye	3,3	6,1	4,9	4,7
Şili	1,5	1,5	2,9	2,9
Meksika	2,7	2,4	2,2	2,3
Arjantin	-2,2	2,9	3,2	3,2
Brezilya	-3,6	0,7	1,9	2,3
Çin	6,7	6,8	6,6	6,4
Hindistan	7,1	6,7	7,0	7,4
Endonezya	5,0	5,0	5,2	5,4
Rusya	-0,2	1,9	1,9	1,5
G.Afrika	0,3	0,7	1,0	1,5

Kaynak: OECD veri tabanı

Büyüme hızı, baz etkisiyle, 2017 Temmuz-Eylül dönemini oluşturan üçüncü çeyrekte çok daha yüksek oranlara, yüzde 11'in bile üstüne ulaştı. 2016'nın üçüncü çeyreğinde 15 Temmuz darbe girişiminin etkisiyle ekonomide yüzde 0,8'lik bir daralma yaşanmıştı. Bu düşük bazın etkisiyle 11 Aralık'ta TÜİK tarafından açıklanan üçüncü çeyrek büyüme oranı çift haneli oldu (Şekil 4.1).

Bu “parlak” büyümeyi ortaya çıkaran iklim, büyümenin karakteri ve toplumsal maliyeti, ayrıca analiz edilmelidir. Bütün parıltılı görünümüne karşılık, bu sonucun iç ve dış doppinge gerçekleştiğini dikkate almak gereklidir. 2017 büyümesinin, yoğun devlet kaldırıcı ve ucuza ihracat denilebilecek bir dış satım (ve turizm) politikasıyla, ayrıca doğayı, tarihsel, kültürel varlıkları, kentsel dokuyu tahribe dayanan bir inşaat furyası ile gerçekleştiği ayrıca vurgulanmalıdır.



Şekil 4.1 Çeyrekler itibarıyla GSYİH (Milyar TL) ve büyüme (%)

Kaynak: TÜİK http://www.tuik.gov.tr/PreIstatistikTablo.do?istab_id=2547

Bu anlamda, büyümenin dopingli, sonuçları ülkeyi daha da yoksullaştıran, OHAL şartlarında ucuz işgücünü insafsızca sömüren, doğaya, toplumsal mülkiyete zarar veren bir betoncu zihniyetle elde edildiği unutulmamalıdır.

BAZ ETKİLİ BÜYÜME

2017 üçüncü çeyrek büyümesinin yüzde 11 artmış görünmesini hem TÜİK hem AKP rejimi topluma çok büyük bir başarı olarak sunarken, bunun bir yıl öncesinin negatif büyümesi ile ilgili olduğunu gündeme getirmiyor, “baz etkisi”nin bu büyümedeki rolünü saklıyor. Oysa, çok değil, yeni serinin kapsama alanındaki yıllar tarandığında, böyle baz etkili birçok çeyrek büyümenin örnekleri var. Örneğin 1998’in 3. çeyreğinde yüzde 4,3 küçülen milli gelir, bir yıl sonra yüzde 8,2 artmış görünürken bu, baz etkisi ile ilgiliydi. Yine, 2001 son çeyreğinde ekonomi yüzde 10 küçüldüğü için 2002 son çeyrek büyümesi yüzde 11,2 artmış görünüyordu. Aynı şey 2009 krizinde de olmuş; 2009 üçüncü çeyrekte yüzde 1,5 küçülmenin bir yıl sonrasında 2010’un 3. çeyreğinde ekonomi yüzde 9’a yakın büyümüş görünmüştü. 2017’nin 3. çeyreğindeki yüzde 11 büyümede de 2016’nın üçüncü çeyreğindeki yüzde 1’e yakın küçülmenin baz etkisi olduğunu anımsatmak gerekli.

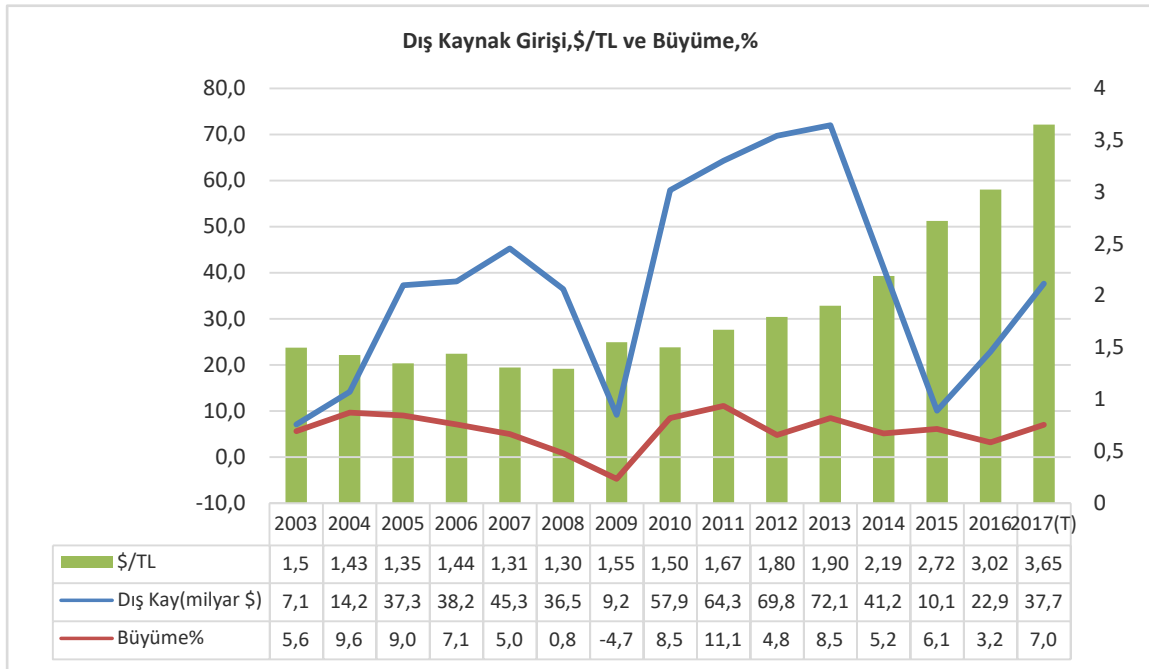
DIŞ KALDIRAÇ: SICAK PARA

Yıllığı yüzde 6,5’e ulaşabilecek 2017 büyümesinin, yasamayı işlevsizleştiren, emeğin haklarını kısaca alan OHAL siyasi ikliminde gerçekleştirildiği unutulmamalıdır. Ayrıca büyüme, iki olağandışı kaldırıcı sayesinde sağlanmıştır. Bunlardan birincisi, küresel sermaye akışının gelişmekte olan çevre ülkelerden 2017’de de fazla uzaklaşmadığı gerçeğidir. İkinci kaldırıcı ise, özellikle 2017 başından bu yana içeride AKP rejimince olağandışı, Meclis denetimini de hiçe sayarak, bütçe açıklarını artırmayı göze alan bir kamu maliyesi desteği, özellikle de kamu kefaletindeki kredi genişlemesi ile ilgilidir.

Bilindiği gibi, 2008-2009 küresel krizinin belli bir aşamasından sonra merkez/gelişmiş ülkelerin merkez bankaları kendi ekonomilerini canlandırmak amacıyla parasal genişlemeyi göze aldılar. Ne var ki, geçtiğimiz dönemde, bu fonların gelişmiş ülkelere kullanımı yeterince gerçekleşmedi, Türkiye'nin de dahil olduğu çevre ülkelere akan bu sermaye, çevre ülkelerde kısmi büyümelerin rüzgârı oldu. Bugün ortaya çıkan canlanma eğilimlerinde bu genişleme etkin bir rol oynadı.

Son yıllarda merkez ülkelerden gelen normalleşme ve toparlanma sinyalleri ile bu ülkelere doğru pozisyon değiştiren global sıcak fonlar, yine de merkezdeki yalpalamalar ile çevre ülkelere kısmi dönüşler gösterdi.

2017 yılının başından bu yana özellikle de ABD'de Trump'ın başarısız performansının etkisiyle, sıcak para, yeniden faizleri yüksek olan gelişmekte olan ülkelere ve tabii ki Türkiye'ye doğru aktı. Belli dalgalanmalar gösterse de, özellikle sıcak para akışı Türkiye'den de pek eksik olmadı.



Şekil 4.2 Dış Kaynak Girişi, \$/TL ve Büyüme (%)

Kaynak: TCMB, TÜİK veri tabanları

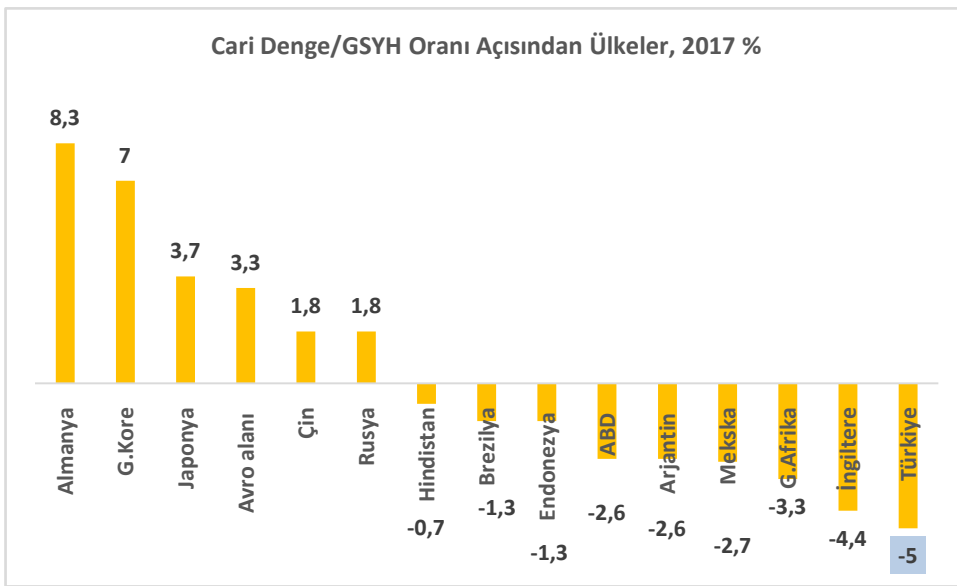
2010'dan 2013'e kadar yüksek dış kaynak girişi ile yüksek büyüme yaşayan Türkiye'de, 2014 sonrası durum değişmeye, kaynak girişi istikrarsızlaşırken büyüme de iniş-çıkış göstermeye başladı. Dış yatırımcılar, özellikle sıcak para, Türkiye'de 2015'te 9 milyar doların üstünde çıkış yaptı ve toplam dış kaynak girişi 10 milyar dolarda kaldı. Büyüme de 2015'te yüzde 6 olarak gerçekleşirken dış kaynaktandaha çok rezervler ve kaynağı belirsiz para (net hata noksan) ile büyümenin yol açtığı cari açık finanse edildi (Şekil 4.2).

2016 yılının tamamında ise dış kaynak girişi, özellikle ilk yarıda hızlandı ve toplamda 22,5 milyar doları buldu ama özellikle ikinci yarıdaki düşük performans ile büyüme yüzde 3,2'de kaldı. 2017'nin Şubat ayından itibaren ise, trafik ters döndü ve özellikle sıcak para girişi hızlandı, bu durum Eylül ayına kadar sürdü. Eylül ayından sonra belli bir yavaşlama görülse de 2017'nin tamamında yaklaşık 33 milyar dolarlık dış kaynak girişi muhtemel görünüyor ve bunun etkisiyle, 2017'nin dolar kurunun yıllık ortalaması da 3,65 TL olarak gerçekleşti.

2017'nin dış kaynak girişinde sıcak paranın hakimiyeti açık. 33 milyar dolarlık dış kaynağın 22 milyar dolarının portföy yatırımı olarak gerçekleştiği görülmektedir.

Dolayısıyla, 2017'nin yüzde 6,5'luk yıllık büyümesinde de sıcak para ağırlıklı dış kaynak girişinin etkili olduğu söylenebilir.

Dış kaynağa bağımlılığın sürmesi, büyüme madalyonunun öteki yüzünde 435 milyar dolara ulaşan dış borç stoku ve 44 milyar dolara ulaşan cari açık probleminin sürmesi anlamına gelmektedir. Açıklanan 2017 Kasım ayı verileri yıllık bazda cari açığın 44 milyar dolara yaklaştığını göstermektedir. Bu, son 4 çeyreğin milli geliri ile oranlandığında yüzde 5'lik cari açık/GSYİH oranı demektir ki, dünyada bu orana yaklaşan çok az ülke vardır (Şekil 4.3).



Şekil 4.3 Cari Açık/GSYİH, 2017 (%)

Kaynak: IMF Veri Tabanı

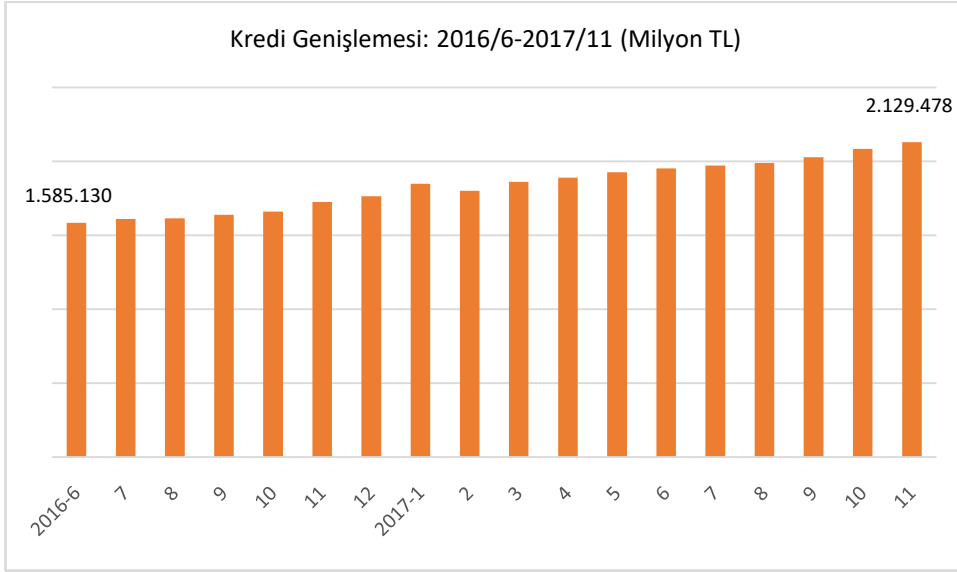
Türkiye yüzde 5'i aşan cari açık/GSYİH oranı ile kalburüstü ülkeler arasında ilk sırada yer almaktadır. Yükselen ülkeler arasında G.Afrika'nın bile cari açık/milli gelir oranı yüzde 3,2'de kalmaktadır.

Dopingli büyümenin arka yüzünde yatan en önemli maliyetlerden biri, cari açıktaki bu artıştır ve bunun finansmanı da sürdürülemez, riskli kanallarla sağlanmaktadır. Yıllık 44 milyar dolarlık cari açığın yaklaşık 33 milyar doları ancak dış kaynak girişi ile finanse edilirken, geri kalan 9 milyar dolar kadarının rezervler ve kaynağı belirsiz kaynaklardan finanse edildiği görülmektedir. Özellikle 2017 yılının 33 milyar dolarlık dış kaynak girişinin 22 milyar dolarının sıcak para da denilen portföy yatırımlarından oluşması, alarm verici boyuta ve aynı zamanda finansmanın kalitesizliğine işaret ediyor. Bu da, cari açığın finansmanının sürdürülebilir olmadığını ve sağlıksızlığını gösteriyor.

İÇ KALDIRAÇ: KREDİ GENİŞLEMESİ, KAMU TEŞVİKLERİ

Sıcak para ağırlıklı dış kaynak girişi, ithalatı, dolayısıyla üretimi, yatırımı mümkün kılarken içeride, AKP rejiminin bazı vergi teşvikleri, Hazine garantisi vererek bankalara kredi musluklarını açtırması,

başka bir doping etkisi yarattı. 2017'de ekonominin yüzde 6,5'a yakın büyümesinde 250 milyar TL'yi aşan KGF (Kredi Garanti Fonu) destekli krediler önemli bir katkı yaptı (Şekil 4.4).



Şekil 4.4 Haziran 2016 – Kasım 2017 döneminde kredi genişlemesi (milyon TL)

Kaynak: BDDK

Kredi tutarı, 2016'nın Haziran ayında 1 trilyon 585 milyar TL iken 2017'nin Kasım ayına kadar 2 trilyon 130 milyar TL ye yaklaştı ve artış, yüzde 34'ü buldu. Aynı sürede tüketici enflasyonu yüzde 10'lardaydı. Bu, reel kredi genişlemesinin yüzde 23-24'ü bulunduğunu gösteriyor. Özellikle Hazine kefaletiyle, Kredi Garanti Fonu üstünden de kullanılan ticari kredilerin artışı, söz konusu sürede yüzde 39 artış gösterirken, tüketici kredilerindeki artış yüzde 24'te kaldı. Kredi kartı üstünden alınan krediler ise yüzde 11'i geçemedi.

İrili-ufaklı çok sayıda şirketin kullandığı ticari krediler, şirketlere nefes aldırırken bazı yatırımların finansmanında da kullanıldı. Bu kredilerin geri dönüşünde yaşanacak sorunlar, bütçeye yükleri ve mali sistemde yol açacağı komplikasyonlar ise ayrı bir analiz konusu.

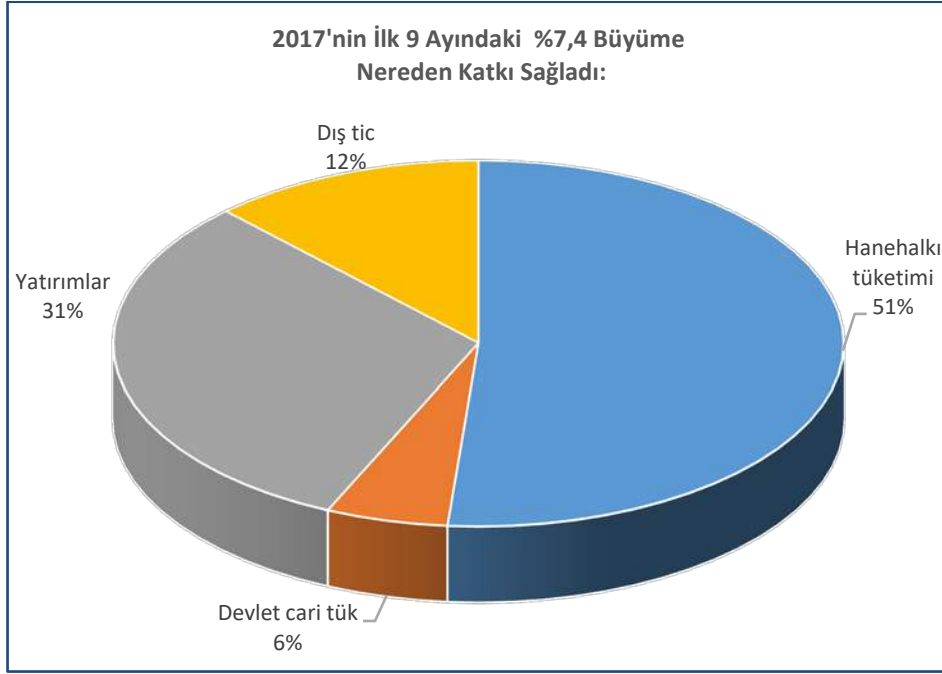
Bir kısmı Hazine kefaleti taşıyan kredi genişlemesinin yanı sıra, uygulanan bir dizi KDV-ÖTV bağışıklıkları, tahakkuk eden vergi ve pirim alacakları konusunda şirketlerin sıkboğaz edilmemeleri, istihdam konusunda İşsizlik Sigortası üstünden sağlanan teşvikler, hem şirketlere nefes aldırdı hem de iç talepte belli canlanmalar yarattı. Ne var ki, sürdürülmesi kolay olmayan bu teşvikler büyümeye rüzgâr olurken, kamu maliyesinde büyük açıklara, önemli sorunlara yol açtı.

Bütçe açığı bir yılda hızla büyüdü. Bütçe nakit dengesi, 2016 Eylül ayında 21 milyar TL açık verirken 2017 Eylül ayında açık 41 milyar TL'ye yaklaştı, yani yüzde 94'e yakın arttı. Böylece bütçe nakit açığının milli gelire oranı da aynı sürede yüzde 1,1'den yaklaşık yüzde 2'ye çıktı, yani katlandı.

Açıkları finanse etmek için kamunun borçlanması da katlandı. 2016 Eylül ayında Hazine net borçlanması 30 milyar TL iken 2017 Eylül ayında 67,4 milyar TL'ye çıktı, yani yüzde 124 arttı. Böylece Hazine net borçlanma oranı yüzde 1,6'dan yüzde 3'e çıktı.

BÜYÜMEYE KATKILAR NEREDEN?

2017 büyümesinin ağırlıklı iç tüketime dayandığı görülmektedir. 2017'nin ilk dokuz ayının yüzde 7,4 oranındaki büyümesinde katkının yüzde 50'den biraz fazlasının hanehalkı tüketiminden geldiği, yatırımlar payının yüzde 31 ve net ihracatın katkısının ise yüzde 12 olduğu görülüyor. Dokuz ayın büyümesine devletin cari harcamaları ise yüzde 6 katkı yapmış görülüyor (Şekil 4.5).



Şekil 4.5 Büyümenin dayanakları (%)

Kaynak: TÜİK veri tabanından hesaplandı

Üçüncü çeyreğin büyümesine üçte bir ağırlıkta, ilk dokuz ayın büyümesine de yüzde 31 katkı veren yatırımlar irdelendiğinde ise, sanayi yatırımları payının pek yüksek gerçekleşmediği görülmektedir.

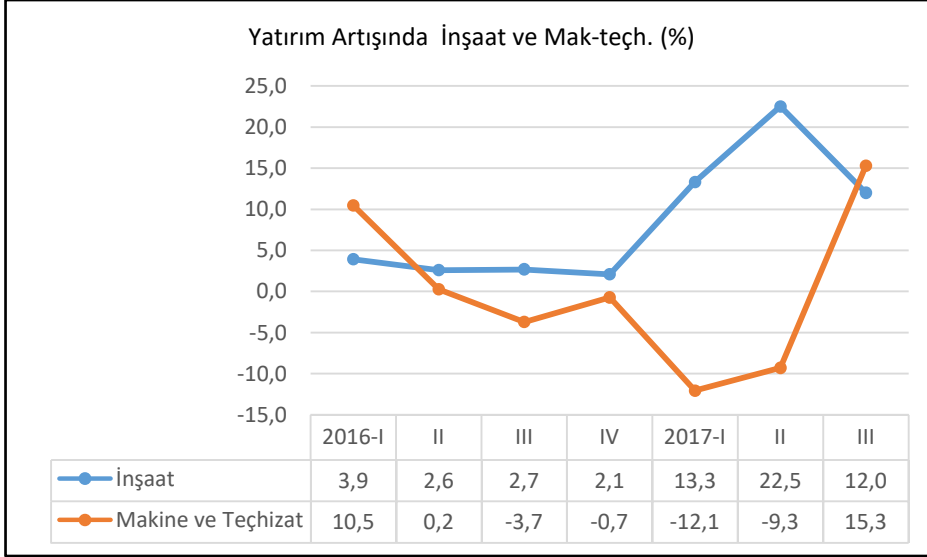
Sanayinin gelecekteki potansiyelini yükseltecek olan makine-teçhizat yatırımları inşaat yatırımlarının uzun zamandır gerisindedir. Üçüncü çeyrekte makine-teçhizat yatırımları biraz olsun hızlanmış görünse de inşaatın hakimiyetini aşamadı.

Yatırımlar kalemi daha çok inşaat yatırımları ile büyüyor. Büyük çevre ve tarihi-kültürel varlık imhasıyla, başta İstanbul olmak üzere kent dokularını tahrip etmekle eleştirilen inşaat yatırımlarındaki büyüme, üçüncü çeyrekte yüzde 12 artış gösterdi. Bu, yüzde 15 artan makine yatırımlarının gerisinde bir performans olsa da, genelde inşaat, hakimiyetini koruyor (Şekil 4.6).

Milli gelir artışında katkısı yüzde 30 gibi görünen yatırımların yüzde 60'a yakını inşaat yatırımlarından oluşurken sanayinin kapasitesini büyütmesi beklenen makine-teçhizat yatırımları toplamda yüzde 40 ile yetiniyor.

İnşaat yatırımlarındaki patlamanın daha çok Kamu-Özel İşbirliği(KÖİ) projelerinden kaynaklandığı söylenebilir. İstanbul'daki üçüncü havaalanı, otoyol, köprü, enerji santrali, şehir hastaneleri projeleri,

inşaat yatırımlarını kabarık gösterirken, KÖİ projeleri, kimyası itibarıyla, kamu yatırımı, kamu harcaması olarak da görünmüyor. Bu kamuflaj, kamunun gerçekte ne tür riskler biriktirdiğini de saklıyor, kötü sürprizler biriktiriyor.



Şekil 4.6 İnşaat ve Makina-Teçhizat Yatırımlarının Artış Oranları (%)

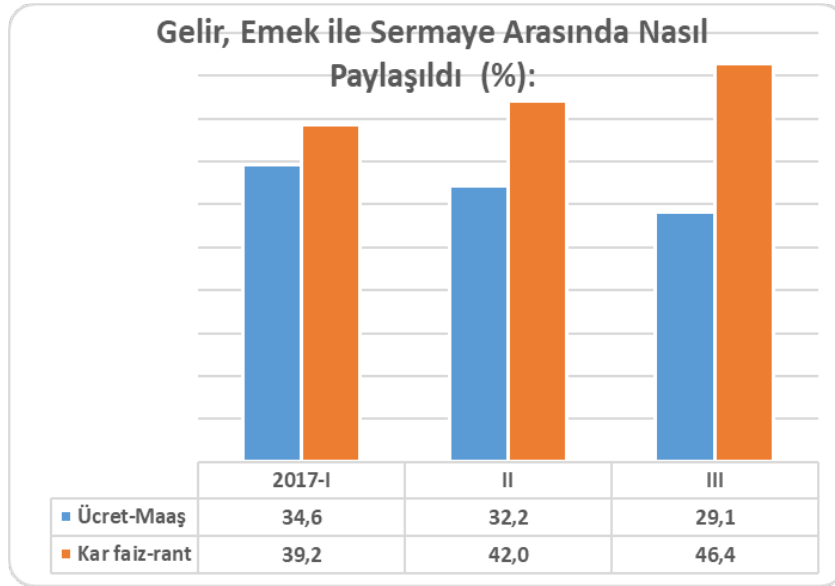
Kaynak: TÜİK

BÜYÜME KİME YARADI?

Gözlerden saklanan bir gerçek de yüzde 11 büyümenin, OHAL şartlarında işgücünün ucuzlatılarak sağlandığı ve bölüşümün kâr,faiz,rant gelirleri lehine bozulduğudur.

TÜİK, GSYİH'yi, üretim ve harcama yöntemlerinin yanı sıra gelir üstünden de tahmin ediyor. Bu yöntemde, işgücünün milli gelirden aldığı payın yanında, kâr-faiz-ranttan oluşan "işletme artığı" da hesaplanıyor ve geri kalan pay yatırım ve vergi payı sayılıyor.

Bu yöntem, işçi ve memurların GSYİH'den payına düşen işgücü ödemelerinin 2017'nin ilk çeyreğinde yüzde 35'e yaklaşan payının 3. çeyrekte yüzde 29'a gerilediğini, yani 6 puan azaldığını gösteriyor. Buna karşılık net işletme artığı, yani kâr, faiz, rant gelirleri, GSYİH'de ilk çeyrekte yüzde 39 olan paylarını, yüzde 11 büyüme olan son çeyrekte yüzde 47'ye yaklaştırmışlar ve yaklaşık 8 puanlık artış sağlamışlar. Bu da büyümenin nimetlerinin emekten kesilip sermayeye aktarıldığının açık bir kanıtıdır (Şekil 4.7).



Şekil 4.7 Dönemsel olarak GSYİH İçinde Ücret-Maaş ve Kar-Faiz-Rant Gelirlerinin Payı

Kaynak: TÜİK

Detaylara inildiğinde görünen şudur; sanayi çalışanları toplam gelirden 2016'da yüzde 7,5 pay alırken 2017 yılının 3. çeyreğinde payları yüzde 6,9'a inmiştir. Bu azalma imalat sanayisinde ise yüzde 6,6'dan yüzde 6,2'ye düşüş şeklindedir.

İşgücünün payındaki bu net düşüşte, 1,5 yıldır sürdürülmekte olan ve her tür grevi erteleleyen, örgütlenme ve direnişe baskı ile karşılık veren, işverenleri koruyup kollayan OHAL uygulaması da etkili olmuştur.

KIRILGANLIK UNSURLARI

Madalyonun büyüme isimli parıltılı yüzünün arkasında biriken başka kriz unsurları daha var. Bazı kırılگانlıklar sürerken, bunlara yenileri de ekleniyor. Yüksek büyümeye, yüksek enflasyon eşlik ediyor. Aralık ayı üretici(sanayici) fiyatlarındaki artış yüzde 15'i geçti. Özellikle ara mallarındaki yıllık artışın yüzde 24'ü bulması, tüketici enflasyonunun yıllık yüzde 13'ü bulmasında etkili oldu.

Dokuz ayda yüzde 7,4'e ulaşan büyüme iddiasına rağmen, işsizlik gerilemediği gibi tırmanıyor. Yüzde 11 büyümenin olduğu üçüncü çeyreği içeren Eylül ayı verilerine göre, mevsim ve takvim etkilerinden arındırılmış olarak resmi işsizlik yüzde 11'e yaklaşırken tarım dışı işsizlik yüzde 12,7 oldu. Eylül'de genç işsizliği ise yüzde 20,2.

Bu Türkiye ortalamasına karşılık, işsizlik bazı bölgelerde, örneğin Güneydoğu'da kasıp kavuruyor. Mardin ve çevresinin işsizliği yüzde 30'u; Diyarbakır-Şanlıurfa tarım dışı işsizliği yüzde 23'ü geçti. Genç işsizliğinde ise Mardin ve çevresinin genç işsizliği dudak uçuklatmakta; yüzde 38 ile Türkiye ortalaması olan yüzde 21'i çok gerilerde bırakmakta ve alarm vermekte.

Mevsim etkilerinden arındırılmış olarak sanayinin Eylül 2016'dan Eylül 2017'ye istihdamı, 355bin artarak 5 milyon 421 bine ulaşmış görünmektedir.

Ne var ki, genelde istihdamda 1,2 milyon gibi görünen yıllık artıştaki bir yanılsamaya SGK verilerini izleyerek dikkat çekmek gerekir. SGK verilerinin de ortaya koyduğu gibi, AKP Hükümeti, çırak, stajyer, kursiyer istihdamını teşvik ederek ve bunların 1,5 milyona ulaşan istihdamından kaynaklanan sigorta primi ve öteki giderleri İşsizlik Sigortası Fonu'na ödeterek gerçekte 5 milyonu aşan resmi işsiz sayısını yaklaşık 1,5 milyon az göstermekte;, artmayan istihdamı da yine bu stajyer istihdamı ile artmış göstermektedir.

Tüm güven endeksleri Kasım ayında Ekim'e göre geriledi. Ekonomiye ne tüketici kesim güven duyuyor, ne de reel kesim. Zaten dövizin tırmandığı, faizin hızla yükseldiği, bütün önlemlere rağmen işlerin umulan ölçüde açılmadığı bir dönemde ekonomiye güven duyulsa bu şaşırtıcı olurdu. Endeks 100'e ulaşırsa tüketici kötümserlikten kurtulmuş ve iyimserliğe adım atma noktasına gelmiş olacak. 100 düzeyindeki endeks, çok ama çok uzağımızda.

Kasım ayına ilişkin bu endekslerin hiçbirinde mi, önceki aya göre iyiye gidiş görülmedi? Tüketici güven endeksi Kasım ayında 65,2 ile bu yılın en düşük düzeyine indi. Tüketici güveni, darbe girişiminin yaşandığı geçen yılın Temmuz ayından bile daha aşağıda bulunuyor.

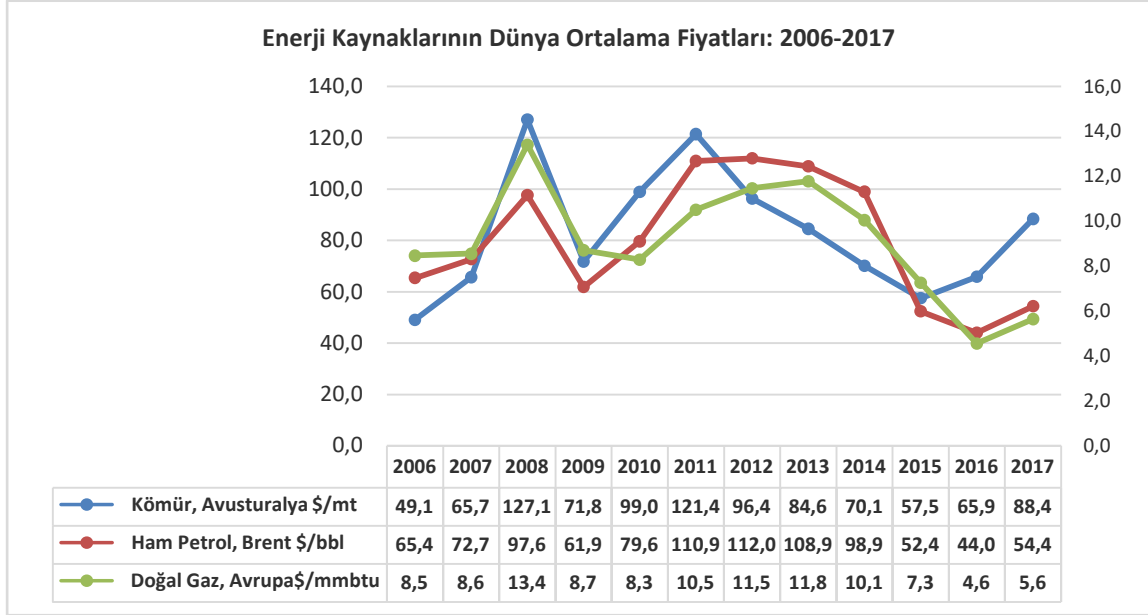
Dünya ve Türkiye, bir süredir, enerji fiyatlarının yeniden yükseldiği bir iklime geçti. Birçok sorunun üstüne, enerji fiyatlarındaki artışın binmesi, iyi olmadı elbette. Hem girişimci kesim hem de tüketici kesim için artık görece pahalı bir enerji dönemi başlıyor. Hatta şöyle bile denilebilir: Yüzde 11'e yapışmış bir enflasyon, yüzde 13'ün üstünde seyreden bir kent işsizliği, milli gelirin yüzde 5'ine yaklaşan bir cari açık, üstüne üstlük büyüyen bir bütçe açığı, dolar karşısında hızla eriyen bir Türk Lirası... Bunlar yetmezmiş gibi, bunların üstüne bir de dünya piyasalarında petrol, doğal gaz, kömür, kısaca enerji fiyatlarındaki artış geldi. Tabii ki, dünya piyasalarında metal, mineral fiyatlarında hızlı artış da eksik kalmadı.

ENERJİ İTHALATÇISI

Türkiye ekonomisinin geneline hakim olan dışa bağımlılıktan kaynaklanan sorunlar dizisi, enerji alt alanı için de geçerlidir. Makro ekonomideki her türbölans, kaçınılmaz olarak enerji alanına da yansımaktadır. Enerjide dünya piyasalarında görülen dalgalanmalar ise, ekonominin geneline bazen olumlu bazen olumsuz rüzgârlar taşımaktadır.

Bilindiği gibi, Türkiye hem enerji kaynaklarını hem de birçok ham maddeyi ithalatla sağlıyor, bağımlı yani. Türkiye, 2017'den başlayarak bunları hem pahalılaşmış dolar ile hem de dünyada tırmanan yeni fiyatlarla almak durumunda kaldı. Bunların arasında ham petrole ayrı bir yer ayırmak lazım. Esas fatura bunun ithalinden çıkıyor çünkü.

Özellikle bu yılın ikinci yarısında tırmanışa geçen petrol ve öteki emtia fiyatlarındaki tırmanışı bir dizi siyasi ve ekonomik etken belirledi. ABD'nin vergi indirimleri ile büyümesini artıracığı beklentisi, yine ABD rafinerilerinde üretimin artmasının ham petrol talebini artırması, Çin'den gelen güçlü talep ve Kuzey Irak'taki referandumun bölgedeki petrol akışına ilişkin yarattığı endişe, petrol fiyatlarını yukarı itti. Buna bir de Suudi Arabistan gerilimi eklendi. Suudi Arabistan'da yolsuzluk iddialarıyla bazı bakan ve prenslerin gözaltına alınması, başkent Riyad'a düzenlenen balistik füze saldırısı ve ABD'de petrol sondaj kulesi sayısındaki ani düşüş de fiyat artışlarını hızlandırdı (Şekil 4.8).



Şekil 4.8 Enerji Kaynaklarının Dünya Ortalama Fiyatları (2006-2017)

Kaynak: CommodityPrice Data (Pinksheet), Dünya Bankası

Ham petrolde dünya fiyatları, özellikle 2014 ve 2015'te inişe geçmişti. Dünya ekonomisinde henüz canlanma belirtilerinin olmaması, talebin yatay seyretmesi, birçok etkenin yanında, fiyatların yatay seyretmesinde ana etkeni. Ama 2016 ve 2017'de durum değişti, fiyatlar başını kaldırdı. Özellikle 2017'de hampetrol fiyatları tırmanışa geçti.

Kasım 2016'da varili 44 dolara kadar inen ham petrol fiyatı, izleyen aylarda 50 dolara sıçradı ve Şubat 2017'de 55 doları gördü. Sonraki aylarda küçük düşüşlerden sonra, Haziran ayında 46 dolara kadar geriledi. Ancak, bu aydan sonra hızla arttı ve Eylül ayında 57 doları, Ekim'de 60 doları, Kasım ayında ise 63 doları gördü. Bu, 12 ayda yüzde 48'e yakın bir artış demek!..

Küresel büyümede daha yüksek bir patikaya girilirse fiyatlardaki artış temposu sürebilir. Benzer fiyat artışları, diğer enerji, tarım ham maddeleri ve endüstriyel ara mallar için de geçerli. Bu fiyat artışlarının yanında, TL'nin dolar karşısında 2017'de yüzde 17 değer kaybetmesi, Türkiye için önemli bir sorun yumağı, ağır bir maliyet enflasyonu kaynağı anlamına geliyor. Tek başına petrol fiyatları alındığında bile bilanço ürkütücü.

Türkiye yılda ancak 2,5 milyon ton ham petrol üretebiliyor, buna karşılık 25 milyon ton ham petrol ithal ediyor. Yani, kullandığının yüzde 91'ini ithal ediyor. Durum, doğal gazda da farklı değil. Doğal gaz üretimi devede kulak; 350 milyon m³, buna karşılık ithalat 54 milyar m³.

İTHALAT FATURASI

2018 Yılı Programı'na göre, Türkiye'nin birincil enerji tüketiminde, 2016 yılında, doğal gazın payı yüzde 28, ham petrol ise toplamda yüzde 31 pay sahibi. Fosil yakıtlar bakımından linyit hariç, zengin rezervlere sahip olmayan Türkiye, birincil enerji kaynaklarında tüketiminin dörtte üçünü ithal ediyor.

Doğal gazda yaklaşık yüzde 99, petrolde ise yaklaşık yüzde 92 oranında dışa bağımlılık var ve bu, önemli bir arz güvenliği riski oluşturuyor.

Türkiye'nin enerji ithalat faturası, dünya enerji fiyatlarının seyrine bağlı olarak alçalıp yükseliyor. 2009 krizinin ilk yıllarında düşen enerji fiyatları, 2014'e kadar yeniden artmış ve Türkiye'nin enerji ithalatı da yıllık ortalama 53 milyar dolara ulaşmıştı. İzleyen iki yıl fiyatlar düşünce fatura, 2015'te 37 milyar dolara, 2016'da 26 milyar dolara geriledi. 2017'de ise ilk 11 ayın faturası 32,5 milyar dolar oldu ve yıl en az 35-36 milyar dolar fatura ile kapanacak gibi.

TÜKETİCİYE YANSIMA

Petrol fiyatlarındaki yükselme, döviz kuru artışı ile birleşerek Türkiye ekonomisi için çifte darbe etkisi yaratıyor. Türkiye'nin petrol ithalat faturası bu yılın ilk 10 ayında yüzde 36,5 arttı. Yaklaşık 22 milyar dolardan 30 milyar dolara çıkan petrol faturası tutar olarak 8 milyar dolar arttı.

Bu fatura aynı zamanda bu yılki dış ticaret açığında meydana gelen artışın yarısından fazlasını oluşturdu. Petrolün dış fiyat artışına bir de dolar fiyat artışı eklendiğinde hem makro düzeydeki hem de bireylerin ödeyeceği fatura kabarıyor. Akaryakıtta sık sık yapılan zamlar bunun sonucu.

2017'de tüketici fiyatları(TÜFE) içinde yer alan ulaştırma hizmetlerindeki fiyat artışı, genel enflasyonun yüzde 50 üzerine çıktı. Yıllık artışı yüzde 11,9'u bulan TÜFE'ye karşı, yüzde 18 ulaştırma fiyat artışı gerçekleşti.

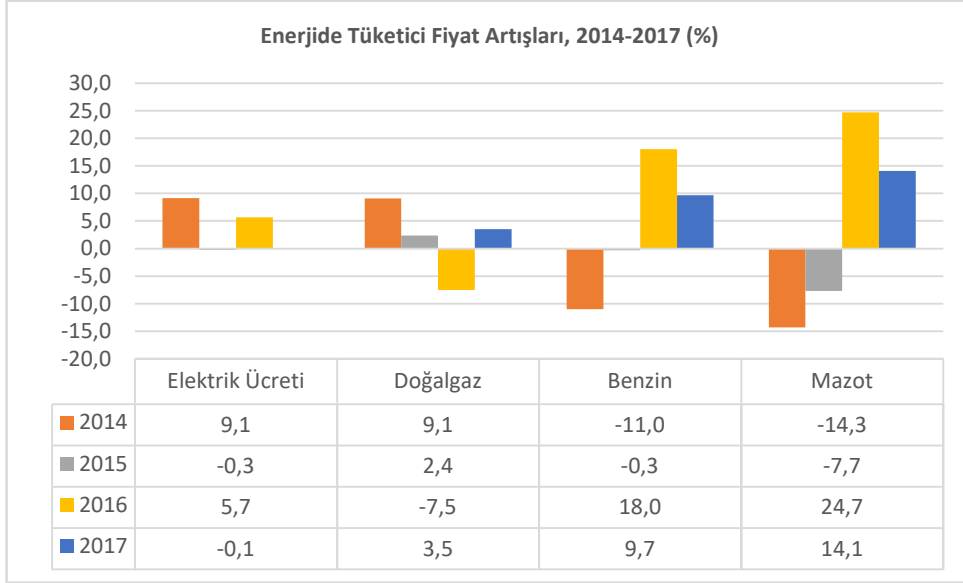
Özellikle benzin ve mazot 2016 ve 2017'de yüksek fiyat artışları yaşadılar (Tablo 4.2, Şekil 4.9).

Tablo 4.2 Enerjide Tüketici Fiyatları,2013-2017

	2013	2014	2015	2016	2017
Madde adları	Aralık	Aralık	Aralık	Aralık	Aralık
Elektrik Ücreti (TL/kWh)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Doğalgaz (TL/m ³)	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1
Benzin (TL/lt)	4,9	4,3	4,3	5,1	5,6
Mazot (TL/lt)	4,5	3,9	3,6	4,5	5,1

Ham petrol fiyatlarındaki artış,gecikmeden akaryakıt fiyatlarına yansıtılıyor. 2017 sonunda benzinin litre fiyatı 5,6 TL'ye ulaştı. Satış fiyatının önemli kısmını vergiler oluşturuyor. Hükümetin 2018 programında, 2017 yılında petrol ve doğal gaz ürünlerinden elde edilen Özel Tüketim Vergisi (ÖTV) tahsilatının, 63,3 milyar TL'yi, yani GSYH'nin yüzde 2,1'ini bulacağı belirtiliyor.

Uzun süre 50 doların altında kaldıktan sonra 2017'nin ikinci yarısında fiyatı tırmanan petrole, kurdaki hızlı artış eklenince, bir depo benzinin faturası ilk kez 300 liraya çıktı.



Şekil 4.9 Enerji Ürünlerinde Tüketici Fiyat Artışları, 2014-2017 (%)

Kaynak: TÜİK veri tabanı

ELEKTRİK, DOĞALGAZ SIRADA

Akaryakıt zamları bekletilemiyor, ama doğal gaz ve elektrik fiyatlarını hükümet zamana yayabiliyor. Örneğin, bunlara 2017’de bir fiyat artışı gelmedi. Bunda dünya doğalgaz fiyatlarının yatay seyretmesinden önemli etken elbette. Hâlâ, doğalgaz fiyatlarında bir tırmanış yok. Ama TL karşısında dolarda tırmanış var. Bu da doğalgaz ithalatının faturasını kabartıyor.

Doğalgaza, ağırlıklı olarak doğalgazla üretilen elektriğe bu faturanın yansıtılması kaçınılmaz. Elektrik ve doğalgaza zam sırasının geldiği AKP Hükümetinin 2018 Programı’nda şu cümlelerle duyuruldu:

“Petrol fiyatlarındaki görece düşük seviyenin etkisiyle doğal gaz ve elektrik satış fiyatlarında 2017 yılı içerisinde herhangi bir artış yapılmamıştır.(...) 2018 yılında enerji alanında faaliyet gösteren KİT’lerin hem petrol ve döviz kurundaki değişikliklere bağlı olarak maliyetlerini karşılayacak bir fiyatlandırma politikası benimsemeleri ve böylelikle sürdürülebilir bir finansman yapısında faaliyetlerine devam etmeleri planlanmaktadır.” (s.72)

Bu da doğal gaz ve elektrik fiyatlarına arka arkaya zamların gündemde olduğu anlamına geliyor.

SONUÇ

Özetlemek gerekirse, 2017’nin parlıtlı büyüme verilerinin arkasında dönemsel dış dünya konjonktürünün lehte esen rüzgârlarının yanında, AKP rejiminin bütçeyi riske ederek açtırdığı bol kepece kredi akışı, vergi teşvikleri ana kaldıraçlar olarak iş görmüştür. Bunlardan dış kaldıraç, sadece bu yıl 37 milyar dolara yakın olan dış kaynaktır. Bu kaynağın üçte ikisini kısa vadeli spekülasyon sıcak para oluşturmuş ve Eylül ayına kadar dolar kurunu aşağı çekerek ithalatı artırmıştır. Ekim ayı ile birlikte ABD ile yaşanan krizin de etkisiyle yükselişe geçen dolar fiyatı 4 TL’nin eşiğine gelirken Merkez Bankası’nın çeşitli müdahaleleri ve faiz artışı ile biraz frenlenmiş ancak tam da kontrole alınamamıştır. Bir taraftan sıcak para ve kamu maliyesi kaldıraçlarıyla büyüme artarken, öte taraftan dış borç stoku kabarmış, firmaların döviz yükümlülükleri yeniden 212 milyar dolara kadar yükselmiştir. Dış iklimde

“şemsiyenin ters dönmesi” halinde, ki bunun eninde sonunda olması kaçınılmazdır, yeniden dolar tırmanışı borçlulara zor günler yaşatacaktır.

İçerideki bol kepçe kredi genişlemesine kefil olan devlet hazinesi, belli bir riski de üstlenmiştir. Kredi dönüşlerinde aksama, hem banka sistemini hem de Hazine’yi zor duruma sokabilecektir.

Sıcak para ve kredi genişlemesi kaldıraçlarının üstünde yükselen büyüme, daha çok inşaat yatırımlarına ve iç tüketime odaklanmıştır. Büyük çevre tahribatına, tarih ve doğa varlıklarının yıkımına dayanan bu inşaat furasına karşılık, sanayiye geliştirecek makine-teçhizat yatırımlarında artış çok yavaştır.

Öte yandan ihracatın büyümeye katkısı oldukça kozmetik kalmıştır. Dış ticaret hadleri, Türkiye’nin birim ithalatı daha pahalıya, birim ihracatı ise daha ucuza yaptığını, bu anlamda yoksullaştıran bir dış ticaret ve büyüme patikasında olduğunu göstermektedir.

Fosil yakıtlar bakımından linyit hariç, zengin rezervlere sahip olmayan ve birincil enerji kaynaklarında tüketiminin dörtte üçünü ithal eden Türkiye’nin 2017 enerji ithalat faturasının 35milyar dolara yaklaştığı görülmektedir. Doğal gazda yaklaşık yüzde 99, petrolde ise yaklaşık yüzde 91 oranında dışa bağımlılık önemli bir arz güvenliği riski oluşturmaktadır.

Dünya piyasalarında petrol, doğal gaz, kömür, kısaca, enerji kaynakları fiyatlarında yaşanan artışlar, bir yılda yüzde 17 değer kaybeden TL gerçeği ile birleşince, Türkiye için enerjiden de kaynaklanan önemli bir maliyet enflasyonu sorunu yeniden yaşanmaya başlamıştır. Henüz yürürlüğe konulmayan elektrik ve doğalgaz fiyat artışlarıyla birlikte, 2018’de hem üretici hem tüketici enflasyonunda enerji- nin önemi yeniden öne çıkacaktır.

Türkiye’nin büyüme paradigması, enerjinin ağır maliyetini dikkate almadan sürdürülmüş, uzun süre düşük seyreden dünya fiyatları, bu yanlışın algılanmasını geciktirmiştir. Dünya fiyatlarının beklenen artış seyrine girmesi ile birlikte hem büyüme paradigmasının hem de ona eşlik eden enerji politikasının yanlışlığı daha çok ortaya çıkacak, dış kaynağa bağımlı büyümenin de, ona imkân veren ithalata dayalı enerji çizgisinin de çürüklüğü daha iyi anlaşılacaktır.

Enerjide ithalatı ikame etmeye yönelik politikaların çevre maliyetleri, en az ithal ikamesi kadar önem taşımakta, ancak bu boyut göz ardı edilmektedir. Yine ithalatı ikame etmek kadar öncelik taşıyan enerjide tasarruf konusu yeterince dikkate alınmamaktadır. Bunların yanısıra, ithal enerjiyi en ekonomik yollarla tedarik için, güçlenen bir ekonomi ve Türk Lirası gerekliliğinin farkında olunması, yıllığı yeniden 35milyar dolara çıkan enerji ithalatı faturasının ekonomiye ödettiği bedellere daha çok odaklanılması, kısaca hem büyüme hem de ona bağlı olarak enerji paradigmasında yenilenme gerekmektedir.

Bu da başta sanayide, tarımda olmak üzere yerli üretime odaklanmak, üreticilik, bölgesel gelişmede adalet, sosyal devlet icraatı için “kamu yatırımcılığı”nı devreye almak, döviz kaybettiren sektörlerden olabildiğince uzaklaşıp döviz kazandırıcı faaliyetlere yönelmekten, bu sektörleri özendirmekten geçiyor.

Bu yolda kaçınılmaz olarak kullanılacak dış sermayenin, daha çok risk paylaşan, istihdam yaratan, yeni teknoloji getiren, iç pazar kadar dış pazarlara da yüzü dönük “doğrudan yabancı sermaye” biçiminde olması önem taşımaktadır. Bu hedefe ulaşabilmenin yolu da doğrudan yabancı sermayeye hukuk güvencesi vermek, yasama, yürütme, yargı erklerinin bağımsızlığına kavuşmuş bir hukuk devleti düzenini yeniden tesis etmekten, kısaca **demokratikleşmeden** geçmektedir.

ÖZGEÇMİŞ



Mustafa Sönmez
mustafasnmz@hotmail.com

ODTÜ İdari İlimler Fakültesi 1978 mezunudur. Politik, düşünsel eylemliliği 1980 öncesi ODTÜ'de ve kısa adı TİB olan Tüm İktisatçılar Birliği'ndeki faaliyetleriyle başladı, DİSK Petkim-İş, Yeraltı Maden İş, Demokrat gazetelerinde sürdü.

*1980 sonrasında araştırmacı uzman olarak çeşitli kurumlarda çalıştıktan sonra 1983 yılında **Nokta** dergisinde ekonomi editörü olarak medya sektöründe yer aldı. Uzun bir süre bağımsız çalıştı, kitaplar üretti.*

*2009-Mart 2013 döneminde **Cumhuriyet**, Nisan 2013-Şubat 2014'te **Yurt**, 12 Mayıs-1 Eylül 2014 arasında **Sözcü** gazetesinde; Nisan 2015-Eylül 2015 döneminde **BirGün** gazetesinde köşe yazarlığı yaptı. Mayıs 2013-2016 arası **Hürriyet Daily News**'de de haftada 1 gün ekonomi yorumları yazdı. Merkezi Washington'da olan **Al-Monitor** haber sitesine haftalık yazı katkısı ise Ekim 2016'da başladı. Gazeteci-yazarlık uğraşına paralel olarak ilki 1977 yılında olmak üzere Türkiye ekonomisine ilişkin yirminin üstünde kitap yayımladı.*

Çeşitli TV kanallarında ve radyolarda yorumculuk faaliyetinin yanında araştırma üretimini ve kitap yayınlarını sürdürmektedir. TMMOB Makina Mühendisleri Odası danışmanıdır ve Oda için sanayi araştırmaları yapmaktadır.

5. ELEKTRİK SEKTÖRÜ

5.1 ELEKTRİK ÜRETİMİ: MEVCUT DURUMU VE ANALİZİ

Oğuz Türkyılmaz
Endüstri Mühendisi

Yusuf Bayrak
Matematikçi

5.1.1 MEVCUT DURUM

Daha önceki yıllarda yayımlanan Türkiye Enerji Görünümü Raporlarında da belirtildiği üzere, elektrik enerjisi, tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir üründür. Elektrik üretim tesisleri de uzun süren ve oldukça pahalı yatırımlardır. Ayrıca, elektrik, günümüzde toplumsal refahın artması ve sürmesi için vazgeçilmez bir unsurdur. Bu nedenlerden dolayı, elektrik enerjisi üretim yatırımlarının gerektiği kadar ve zamanında gerçekleştirilmesi önemlidir. İhtiyaç duyulduğu kadar yapılması gerektiği gibi, pahalı olduğu için atıl kapasite kalacak şekilde de yatırım yapılmamalıdır. Gerekli kadar kapasitenin devrede olmasını sağlayacak yatırımların zamanında yapılmaması elektrik açığına neden olabilecek ve serbest piyasa kurallarının uygulandığı durumlarda arz talebi karşılayamadığı için elektrik satış fiyatlarında artışa neden olacaktır. Diğer taraftan, plansız bir şekilde, gereğinden fazla kapasite yaratılması ise atıl kapasite oluşturacak ve kaynak israfına neden olacaktır.

Elektrik üretim yatırımlarının gerçekleştirilme süreci Elektrik Piyasası Kanunu'nda (EPK) tanımlanmış olup Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından yönetilmektedir. Üretim yatırımı yapmak isteyen bir yatırımcı, EPDK'ya ilk başvurusunu yaptıktan sonra; elektrik iletim sistemine bağlantı yapılması için Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) görüşü alınmaktadır. Mevzuat iyi incelendiğinde, aslında teknik gerekçeler ile TEİAŞ tarafından bir bağlantı başvurusunun kabul edilemeyebileceği anlaşılabacaktır, ancak pratikte yenilenebilir kaynaklar dışındaki tüm başvurulara uygun görüş verilmektedir. Yenilenebilir kaynaklara bağlı üretim tesisi başvuruları ise belirlenen miktarda kapasite için ihale açılmak suretiyle alınmaktadır. İletim sistemine bağlantı görüşü alındıktan sonra, istenen diğer koşulları da sağlayan başvuru sahibi yatırımcıya EPDK tarafından lisans verilmektedir.

Lisans verme sürecinde, bir plan dâhilinde hareket edilmemekte, bu üretim yatırımının yeri, zamanlaması, kapasitesinin ihtiyaca yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı ve maliyet açısından uygun olup olmadığı gözetilmemektedir. Çevresel ve toplumsal etkileri çok büyük olan enerji yatırımları için toplumsal fayda ve maliyet analizi çalışması yapılmamaktadır. Toplum çıkarlarını gözetken kamusal bir planlama anlayışı ve uygulaması da olmadığı için; yatırımlar için tek ölçüt, yatırımcı özel şirketin/sermaye grubunun kâr beklentileri olmaktadır. EPDK, yalnızca verilen lisansların sayısını ve kurulması hedeflenen kapasiteleri önemsemekte ve özel sektör yatırımcılarının lisans alan projelerini hayata geçirmesini beklemektedir.

Temelleri 1980'lerde atılan ve 2000'lerden bu yana ödün verilmeden izlenen politikalar devam ettiği ve Türkiye'nin artan elektrik talebini karşılamak gerekçesiyle plansız bir şekilde yeni üretim yatırımları yapıldığı sürece, bu konudaki belirsizlikler artacaktır. Bu durumda, değil 10, 20, 50 yıl sonrası, elektrik sektöründe yakın zamanda olası gelişmeler hakkında bile sağlıklı bir görüş söylemek güç olacaktır.

Görünürde, elektrik üretim tesislerinde yerli kaynakların kullanılması yönünde ETKB tarafından politikalar geliştirilmekte, stratejik planda hedefler belirlenmekte ve yenilenebilir kaynakların kullanılması yönünde eylem planları oluşturulmaktadır. Ancak, lisans verme uygulamalarında bu hedef ve eylem planları

göz önünde bulundurulmamaktadır. Her ne kadar ETKB tarafından elektrik üretiminde kaynak çeşitlendirmesi yapılacağı, yerli ve yenilenebilir kaynakların mümkün olduğunca fazla ve öncelikle kullanılacağı, dışa bağımlı kaynaklardan doğal gazın elektrik üretimindeki payının %30 seviyesinin altına düşürüleceği yönünde hedefler açıklansa da; bu hedeflere ulaşmak için stratejiler, yol haritaları belirlenmemiş ve eylem planları hazırlanmamıştır. Elektrik üretimindeki payı 2014'te %47,1 olan, 2016'da %32,3'e gerileyen doğal gazın payının, su gelirlerinin, dolayısıyla hidroelektrik üretiminin azaldığı 2017'de tekrar %36,1'e yükselmesi basit bir rastlantı değildir.

Yasal olarak TEİAŞ v ETKB'nin uzun dönem elektrik enerjisi üretim planlama çalışması yapma zorunluluğu olduğu halde, 2004 yılından bu yana böyle bir çalışma yayımlanmamıştır. Dolayısı ile ileriye yönelik olarak yerli kaynakların kullanılması yönündeki politikalar, yatırımcılar ve kamuoyu tarafından bilinmemektedir.

5.1.2 ELEKTRİK ÜRETİM LİSANSLARI

5.1.2.1 Lisans Durumu

Temmuz 2017'de 34.331,4 MW olan Üretim Lisansı verilmiş santrallerin toplam gücü, lisans sahiplerine teminatlarını yakmadan başvurularını geri çekme imkânı veren yasa yürürlüğe girdikten sonra kısa süre içinde toplam 3.268,9 MW kapasitedeki lisansın iptal edilmesi ile Ekim 2017'de 31.062,4 MW seviyesine düşmüştür. Araştırmalarımıza göre, Ocak 2017 tarihinden Ekim 2017 tarihine kadar 5.419,0 MW önlisanslı ve 7.004,7 MW Lisanslı proje iptal edilmiştir. İptal edilen Lisanslı projelerin toplam kapasitesinin daha önceki yıllara göre belirgin miktarda fazla olması dikkat çekmektedir.

Temmuz 2017 ile Ekim 2017 arasında iptal edilen Lisanslı projelerin kapasitelerin kaynaklara dağılımı Tablo 5.1.1'de gösterilmiştir. Tablo incelendiğinde en yüksek oranda Lisans iptalinin güneş, ardından doğal gaz kaynağını kullananlar olduğu görülmektedir. Son yıllarda doğal gaz fiyatlarındaki artışlarla üretim maliyetleri artan doğal gaz yakıtlı santrallerin üretimlerini piyasada satmada yaşadıkları güçlükler, doğal gaz arzındaki belirsizlikler ve elektrikteki arz fazlasının, bu projelerden vazgeçme kararlarında etken olmuş olabilir.

Tablo 5.1.1Lisansı İptal Edilen ve Halen Geçerli Olan Projelerin Kaynaklar İtibarıyla Toplam Kapasiteleri (19 Ekim 2017 itibarıyla)

Yakıt/Kaynak Türü	EPDK Temmuz 2017 Listesinde Yatırım Aşamasında Görünen Lisanslı Projelerin Toplam Kurulu Gücü(MWe)	Temmuz 2017'den Sonra İptal Edilen Lisanslı Projelerin Toplam Kurulu Gücü (MW) (19 Ekim 2017 itibarıyla)	İptal Edilen Projelerin Oranı (%)	19 Ekim 2017 İtibarıyla Yatırım Aşamasındaki Lisanslı Projelerin Toplam Kurulu Gücü (MWe)
Biyokütle	61,5	0,0	0,0	61,5
Doğal Gaz	10.821,9	2.421,1	22,4	8.400,8
Fuel-oil	87,0	0,0	0,0	87,0
Güneş	10,0	10,0	100,0	0,0
Hidroelektrik	5.742,9	637,8	11,1	5.105,1
İthal Kömür	8.622,2	0,0	0,0	8.622,2
Jeotermal	375,4	20,0	5,3	355,4
Linyit	1.873,8	135,0	7,2	1.738,8
Proses Atık Isısı	5,5	0,0	0,0	5,5
Rüzgar	5.631,2	45,0	0,8	5.586,2
Yerli Taş Kömürü	1.100,0	0,0	0,0	1.100,0
Genel Toplam	34.331,4	3.268,9	9,5	31.062,4

Kaynak: EPDK

Tablo 5.1.2 EPDK'dan Üretim Lisansı Alan İnşa Sürecindeki Enerji Yatırımları (19 Ekim 2017 itibarıyla)

Yakıt/Kaynak Türü	Ekim 2017 Lisans Almış Projelerin Toplam Kurulu Gücü (MWe)	Ekim 2017 İnşa Halindeki Projelerin Toplam Kapasitesi (MWe)	Temmuz-Ekim 2017 İşletmeye Geçmiş Toplam Kapasite (MWe)	Ekim 2017 İnşa Halindeki Toplam Kapasite Oranı (%)	Temmuz-Ekim 2017 İşletmeye Geçmiş Toplam Kapasite Oranı (%)
Atık Isı	5,5	5,5	0,0	100,0	0,0
Biyokütle	61,5	39,8	21,8	64,7	35,4
Doğal Gaz	8.400,8	7.317,2	1.083,6	87,1	12,9
FuelOil	87,0	41,0	46,0	47,1	52,9
Hidrolik	5.105,1	4.975,6	129,5	97,5	2,5
Jeotermal	355,4	229,6	125,8	64,6	35,4
Kömür (Yerli)	1.738,8	1.716,8	22,0	98,7	1,3
Kömür (İthal)	8.622,2	6.871,5	1.750,7	79,7	20,3
Kömür	1.100,0	1.100,0	0,0	100,0	0,0
Rüzgâr	5.586,2	4.213,6	1.372,7	75,4	24,6
Genel Toplam	31.062,4	26.510,5	4.551,9	85,3	14,7

EPDK verilerinin çözümlemesiyle hazırlanan Tablo 5.1.2'de yer alan rakamlara göre, Temmuz 2017 itibarıyla, lisans alan inşa sürecindeki elektrik üretim projelerinin kurulu gücü toplamı 34.331,4 MW iken, Temmuz-Ekim 2017 döneminde, bu projelerden 3.268,9 MW gücünde lisans iptal edilmiş ve 4.551,9 MW kapasite işletmeye girmiştir. Geri kalan 26.510,5 MW kapasitenin iseyapım işleri (19 Ekim 2017 itibarıyla) devam etmektedir.

5.1.2.2 Üretim Lisanslı Yatırımların İlerleme Durumu

Üretim lisansı alıp yatırımı başlatan toplam 26.510,49 MW kurulu güçteki projelerde ise, yatırım gerçekleşme oranı %35'in üzerinde olanların toplam kurulu gücü 11.906,66 MW olup, yatırım aşamasındaki tüm santraller içindeki payı %44,91 düzeyindedir. Öte yandan, gerçekleşme oranı %10'un altında olan santrallerin toplam kapasitesi, tüm projelerin %31,99'unu oluşturmaktadır. Projelerin %1,57'si ise yatırımların gerçekleşme düzeyi hakkında EPDK'ya bilgi dahi vermemektedir. Bilgi vermeyenlerle birlikte, Lisans alan enerji santral yatırımlarının %33,56'sının henüz yatırıma başlamadığı söylenebilir. Lisans alıp da yatırımı başlanmayan projelerin payları; yerli taş kömürü yakıtlı santrallerde %100, RES'lerde %59,95, ithal kömürlü santrallerde %33,56, HES'lerde %32,67, biyokütle yakıtlı santrallerde %26,55, doğal gaz yakan santrallerde %16,73, yerli linyit yakıtlı santrallerde %7,86 düzeyindedir.

Tablo 5.1.3 EPDK'dan Lisans Almış Enerji Yatırımlarının İlerleme / Gerçekleştirme Oranları (İÖ)
(19 Ekim 2017 itibarıyla, Kurulu Güçler: MW)

Yakıt/Kaynak Türü	Üretim Lisansı Almış Projelerin Toplam Gücü		İnşa Halindeki Üretim Lisanslı Projelerin İlerleme Durumlarına Göre Kurulu Güçleri (MWe)						
	MWe	Payı (%)	İÖ Bilgisi Yok *	0>İÖ<10	10<İÖ<35	35<İÖ<70	İÖ>70	Genel Toplam	Payı (%)
Atık Isı	5,5	0,02	0	0	0	0	5,5	5,5	0,02
Biyokütle	61,5	0,2	9,8	0,8		18,7	10,5	39,8	0,15
Doğal Gaz	8.400,80	27,04	9,3	1.184,40	1.970,40	392,8	3.760,30	7.317,20	27,6
Fuel Oil	87	0,28	0	0	0	0	41	41	0,15
Güneş	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrolik	5.105,10	16,43	289,1	1.336,50	1.749,70	527,9	1.072,40	4.975,60	18,77
Jeotermal	355,4	1,14	0	0,00	3	37,5	189,1	229,6	0,87
Linyit (Yerli)	1.738,80	5,6	0	135	500	0,00	1.081,80	1.716,80	6,48
Kömür (İthal)	8.622,20	27,76	0	2.306,00	725,5	2.640,00	1.200,00	6.871,50	25,92
Kömür	1.100,00	3,54	0	1.100,00	0,00	0	0	1.100,00	4,15
Rüzgâr	5.586,20	17,98	107,3	2.418,80	758,3	286,2	643,1	4.213,60	15,89
Genel Toplam	31.062,40	100	415,5	8.481,40	5.706,90	3.903,10	8.003,50	26.510,50	100
%			1,57	31,99	21,53	14,72	30,19	100	

Tablo 5.1.4 Önlisans Sürecindeki Elektrik Üretim Projelerinin Sayı ve Kapasiteleri (7.11.2017 itibarıyla)

	Başvuru Aşamasında		Değerlendirme Aşamasında		Yürürlükte		Toplam	
	Sayısı (Adet)	Toplam K. Gücü (MW)	Sayısı (Adet)	Toplam K. Gücü (MW)	Sayısı (Adet)	Toplam K. Gücü (MW)	Sayısı (Adet)	Toplam K. Gücü (MW)
Hidroelektrik	4	15,64	13	130,30	124	4.166,81	141	4.312,75
Rüzgar	5	301,70	705	28.642,67	26	1.082,95	736	30.027,32
Jeotermal	1	13,43	3	43,50	17	534,73	21	591,66
Biyokütle			11	119,59	25	240,71	36	360,29
Güneş	5	59,80			29	383,08	34	442,88
Termik			11	6418,13	12	4.564,79	23	10.982,92
Doğal Gaz			4	1.251,80	5	75,29	9	1326,37
İthal kömür			5	4.888,05	2	2.340,00	7	7.228,05
Yerli kömür			1	270,00	5	2.149,50	6	2.419,50
Proses Atık Isı			1	9,00			1	9,00
GENEL TOPLAM	15	390,57	743	35.354,19	233	10.973,07	991	46.717,82

Kaynak: EPDK

5.1.2.3 Önlisans Bekleyen Projeler

Tablo5.1.4, 7.11.2017 itibarıyla EPDK'da;

- Önlisansı yürürlükte olan toplam 10.973,07 MW kurulu güçte 233 adet,
- Önlisans başvurusu değerlendirme aşamasında olan toplam 35.354,19 MW kurulu güçte 743 adet,
- Önlisans başvuru aşamasında olan toplam 390,57 MW kurulu güçte 15 adet

olmak üzere toplam 46.717,82 MW kurulu güçte 991 adet santral projesinin bulunduğunu göstermektedir.

Daha önceki yıllara göre yeni santral başvurularında azalma gözlemlenirken; değerlendirmesi devam edenler dışında yeni fosil yakıtlı kaynaklara dayalı proje başvurusu yapılmadığı anlaşılmaktadır. Doğal gaz santrallerine tanınan teşviklerin sona ermiş olması ve yeni doğal gaz temin anlaşmalarının yapılamaması da, başvuruların azalmasında etken olarak görülebilir.

İthal kömür santral projeleri de sorunludur. 2017 sonu bilgilere göre toplam 8.793,9MW kurulu güçte ithal kömür yakıtlı santral bulunmaktadır. Yatırım sürecindeki toplam 6.871,50 MW gücünde Lisanslı ithal kömür yakıtlı santral projesinin üçte birinin gerçekleşme oranı %30'un altındadır. Yeni başvuru şimdilik görünmemekle birlikte; inceleme değerlendirme aşamasında 5 adet toplam 4.888,05 MW kurulu güçte proje bulunmaktadır. Bu denli yüksek kapasitede ithal kömür santrali daha yapılması da, birçok projenin aynı dar sahil şeritlerinde (Zonguldak, Çanakkale, İskenderun Körfezi) kurulmak istenmesi de yanlıştır. Bu santrallerin yaratacağı sorunlar, bölge halkı ve kuruluşlarının tepkileri ve projeler aleyhine açtıkları davalar, idari yargının tekil çevresel etki çalışmalarını yeterli görmeyip, aynı bölgede kurulmak istenen tüm santrallerin kümülatif çevresel etki çalışmalarını talep etmeye yönelmesi vb. etkenler, projelerin yapılabilirliğini tartışmalı hale getirmektedir.

Yaptığımız ve sonuçları aşağıda yer alan çözümlemeye; inceleme değerlendirme aşamasındaki ithal kömür santrallerinin Lisans alamayacağı kabul edilmiştir. Yine inceleme-değerlendirme aşamasındaki toplam 28.643 MW kurulu gücündeki rüzgâr santrali projesinden yalnızca 3.000 MW'a Lisans verileceği göz önüne alınarak, toplam 25.643 MW kurulu güç, proje stokundan düşülmüştür.

Bu varsayımlara rağmen, mevcut proje stoku 128.099,58 MW değerine ulaşmıştır. 2023 yılı için siyasi iktidarın öngördüğü kurulu güç hedefi olan 125.000 MW seviyesi, yakın zamanlarda geri çekilir ve 120.000 MW olarak telaffuz edilirken, bu seviyeler altı sene önceden, yani 2017 sonu itibarıyla aşılmıştır. Proje stokuna, 4.800 MW kurulu gücündeki nükleer santralin dahil olmadığı dikkate alındığında, bugünden sonra yeni hiç bir proje lisans almasa dahi, mevcut lisanslı ve önlisanslı projelerin gerçekleşmesi halinde 2023 hedefi aşılmış olacaktır. Bu sonuç, proje stokundaki şişikliği ve elektrik üretim tesisi yatırımları için herhangi bir planlama olmadığını çok açık biçimde ortaya koymaktadır.

Tablo 5.1.5 Mevcut, Yatırım ve Lisans Alma Sürecindeki Projelerin Kurulu Güçleri ve Toplam Proje Stoku

Tanım	Kurulu Güç (MW)
2017 Aralık Sonu İtibarıyla Mevcut Tesisler (Geçici Bilgi)	85.200,00
Yapım Aşamasındaki Projeler (Akkuyu NGS Hariç)	22.516,93
7.11.2017 İtibarıyla Mevcut Tesisler+Yatırım Sürecinde Olan Projeler (Akkuyu NGS Hariç)	107.716,93
7.11.2017 İtibarıyla Lisans Alması Uygun Bulunmuş Projeler	2.538,21
7.11.2017 İtibarıyla Lisans Başvurusu Değerlendirme Aşamasında Olan Projeler	227,90
7.11.2017 İtibarıyla Önlisans Almış Olan Projeler	10.793,07
7.11.2017 İtibarıyla Önlisans Başvurusu Değerlendirme Aşamasında Olan Projeler – Rüzgar ve İthal Kömür Santral Kapasiteleri Düşülmüş Değerler + Sonuçlanan YEKA İhalelerindeki Kapasiteler(35.354,19-25.642,67-4.888,05+2.000,00)	6.823,47
Aralık 2017 İtibarıyla Toplam Proje Stoku	128.099,58 MW
2023 Hedefi	120.000 MW 424.000 MWh

Diğer taraftan, finansman imkânlarında dünya ölçeğindeki daralmanın yanı sıra, kamu yönetiminin enerji sektöründe şeffaf, kayırmacılık yapmadan ve kamunun denetleyici, karar verici rolünü ve kapasitesini

geliştirerek hareket etmemesi, sorunları daha da artırmaktadır. Sadece hedefler koymakla yetinmeyip, bu hedeflere hangi politikalarla ulaşılabileceğini, hangi modelin "mı" gibi yapmadan uygulanacağını da sorgulamak gerekir.

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

Bilindiği üzere elektrik Üretim Lisansında yatırımcı açısından bağlayıcı olan bilgi ve özellikler bulunmaktadır. Bunlardan birisi olan üretim tesisinin işletmeye gireceği tarih, lisansın üzerinde açıkça belirtilmiştir. Bu tarihin gecikmesinin sakıncası, sadece üretim tesisinin işletmeye girmesinin aksaması değil, aynı zamanda elektrik sisteminde, söz konusu lisans üzerindeki miktar kadar kapasite sorumluluğunun yerine getirilememiş olmasıdır. Bu nedenle elektrik üretim tesisi yatırımlarının tamamlanmasının, lisanslarında belirtilen tarihten sonraya kalması; yatırımcının bu sorumluluğu yerine getirmemiş olma ve sistemde çok ciddi aksamaya neden olma ihtimali anlamına gelmektedir. Mevcut uygulamada, üretim tesisi lisanslarında gerektiği gibi izleme yapılmamakta, gecikmeye karşı gereken yaptırımlar uygulanmamaktadır. Hatta 6446 Sayılı Kanun'un 16. maddesinde öngörülen, aslında yeterli sayılamayacak cezai yaptırımlar bile tam olarak uygulanmamaktadır.

Yukarıda da değinildiği gibi elektrik enerjisi üretim tesisi yatırımları, uzun vadede karara bağlanabilen, uzun bir süreçte gerçekleştirilebilen ve maliyeti oldukça yüksek yatırımlardır. Akşam ihtiyaç hissedilip sabaha sonlandırılabilen yatırımlar değildir. Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanmasında bir tehlike olduğu, birkaç yıl öncesinden tespit edilebilir. Dolayısıyla da gerekli yatırımların kararı çok önceden verilmelidir. Uygulamada ise, üretim tesisi yatırımı yapmak üzere başvuru olmaması değil, tam tersine gerekenin üstünde başvuru olduğu halde bazı yatırımların zamanında tamamlanamamış olması risk taşımaktadır. Başvurular ve verilmiş Lisanslar göz önüne alındığında, görünür zaman içinde elektrik enerjisi üretiminde kapasite açığı beklenmeyecektir. Ancak başvurusu yapılmış ve Lisans almış projelerdeki gecikme, arz güvenliğinde sıkıntıya neden olursa bunun önleminin alınması çok kolay olmayabilecektir. Yani akşam ortaya çıkan arz sıkıntısının sabaha giderilmesi mümkün olmayacaktır. Arz güvenliğindeki tehlike ortaya çıkmadan stratejik olarak yatırım çözümlerinin belirlenmiş olması gerekmektedir. Bu da ancak, sağlıklı bir planlama çalışması ve bu planların uygulanmasıyla mümkün olabilir. Bugünkü durumda olduğu gibi, neredeyse her üretim tesisi yatırım başvurusuna lisans verilmesi ve bu lisansların gerçekleştirme belirsizliğinin sürmesiyle arz güvenliğinin tehlikeye girdiğinin anlaşılması halinde, çözüm için çok geç kalınmış olur.

Lisans almış olan elektrik üretim tesislerinin ilerleme durumları ve son iki yıl içinde gerçekleşen lisans iptallerindeki artış, bu lisanslar verilirken gereken özenin gösterilmediği ve yeterli incelemenin yapılmadığını ortaya koymaktadır. Elektrik sektörü ile ilgili tüm yasal düzenlemeler göz önünde bulundurulduğunda, politika oluşturma ve bu politikaların uygulanması için belirlenen stratejileri hayata geçirme görevinin siyasi otorite adına Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nda (ETKB) olduğu, dolayısı ile üretim tesisleri yapımı için lisans ve izinlerin de Bakanlık tarafından, ancak subjektif değerlendirmelerle değil toplum çıkarlarını gözetken bir kamusal planlamanın objektif ölçütlerini gözetmek koşuluyla verilmesinin daha uygun olacağı anlaşılmaktadır. Yine yasal düzenlemelerde sektörde lisans alma süreci dâhil tüm denetimlerin EPDK tarafından yapılması hükme bağlanmıştır. Elektrik sistemi katılımcılarına hem Lisans vermesinin hem de bu Lisansların denetlenmesinin EPDK tarafından yapılıyor olmasının bazı sakıncaları olabilmektedir. Şimdiye kadar olan gelişmelere, özellikle lisans iptallerinin nedenlerine bakıldığında önemli miktarda kapasitenin teknolojik ve finansal açıdan yeterli olmayan şirketlere verildiği, bunların da yatırımları gerçekleştirmediği görülmektedir. Ayrıca Lisans almış üretim tesislerinin yatırım gerçekleştirmelerinin gerektiği seviyede olmaması ve bunlara gereken yaptırımların uygulanmıyor olması EPDK'nın kendi verdiği Lisansları takip etmekte zorlanıyor olmasındandır. 6446 sayılı Enerji Piyasası Kanununda ve buna bağlı olarak ikincil mevzuatta kolayca yapılabilecek değişiklikler ile Lisans/İzin verme yetkisi

ETKB’de, lisansları denetleme yetkisi yine EPDK’da olması sağlanabilir. Böylece denetimler daha hızlı olarak yerine getirilebilir. Bugünkü gibi değil, toplum çıkarlarını gözeten, planlamayı benimsemiş, demokratik bir işleyişe sahip olacak bir ETKB tesis edilir ise, lisans ve izinler ETKB tarafından hazırlanan uzun dönem elektrik üretim planı çerçevesinde verilerek üretim tesisi yatırımlarının uygun zamanlama içinde gerçekleştirilmesi sağlanabilir

Santral yapım sürecindeki denetim konusu, bu raporun “5.7 SANTRAL YAPIMINDA DENETİM ÜZERİNE” başlıklı bölümünde ayrıntılı bir şekilde ele alınmıştır.

5.1.3 ELEKTRİK ÜRETİMİNDE HEDEFLER

Elektrik enerjisi arz güvenliği sağlanması konusundaki hedefleri ve gelişmeleri özetlemekte yarar görülmektedir.

ETKB’nin 2015-2019 dönemini içeren “Stratejik Planı”nda, Türkiye enerji sektörü için sekiz tematik başlık altında, on altı amaç yer almaktadır. Özetle;

- “Güçlü ve güvenilir enerji altyapısı”
- “Optimum kaynak çeşitliliği”
- “Etkin talep yönetimi”
- “Enerjisini verimli kullanan Türkiye”
- “Enerji verimliliğine ve tasarrufuna yönelik gelişmiş kapasite”
- “Kurumsal kapasitesi güçlü; bilgi teknolojilerini etkin kullanan; koordinasyon gücü yüksek bir Bakanlık”
- “Bölgesel enerji piyasalarına entegre bir Türkiye; uluslararası arenada güçlü bir aktör”
- “Enerji ve doğal kaynaklarda yerli teknoloji; sonuç odaklı AR-GE Yaklaşımı”
- “Rekabetçi ve şeffaf piyasalar; iyileştirilmiş yatırım süreçleri”
- “Enerji dışı hammadde tedarik güvenliği; enerji dışı doğal hammaddeleri verimli ve etkin kullanmak”

amaçları tanımlanmakta, bu amaçlar doğrultusunda hedefler ve bu hedeflere ulaşmak için uygulanacak stratejiler yer almaktadır.

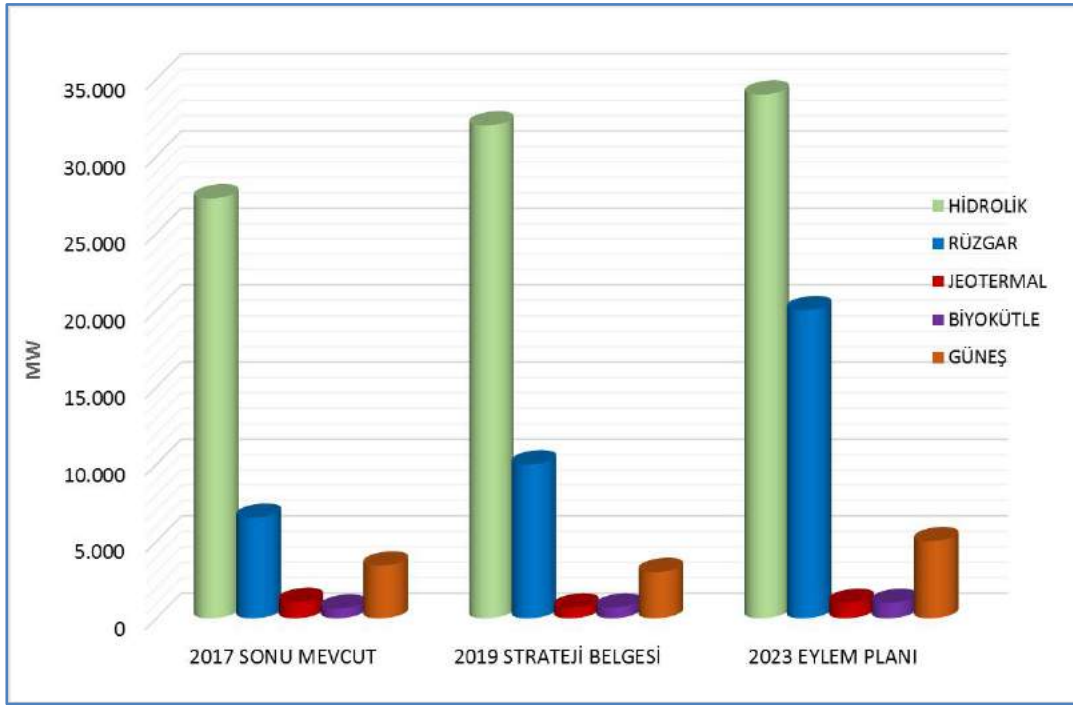
Stratejik Plan’da, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesiyle ilgili olarak da aşağıdaki 2019 hedefleri bulunmaktadır:

- “Yerli kömüre dayalı elektrik üretiminin 60 milyar kWh’a çıkarılması”
- “HES’lerin kurulu gücünün 32.000 MW’a çıkarılması”
- “RES’lerin kurulu gücünün 10.000 MW’a çıkarılması”
- “JES’lerin kurulu gücünün 700 MW’a çıkarılması”
- “GES’lerin kurulu gücünün 3.000 MW’a çıkarılması”
- “Biyokütleyle dayalı kurulu gücün 700 MW’a çıkarılması.”

Ayrıca Akkuyu NGS’nin test üretimine başlaması, Sinop NGS’nin inşaatına başlanması, üçüncü NGS hazırlıklarının sonuçlandırılması hedefleri de vardır.

Tablo 5.1.6 ETKB 2019 Strateji Belgesi ve 2023 Ulusal Yenilenebilir Eylem Planı’nda Erişilmesi Öngörülen Kapasiteler (MW)

	HİDROLİK	RÜZGAR	JEOTERMAL	BİYOKÜTLE	GÜNEŞ	TOPLAM
2017 Sonu (Mevcut)	27.273,1	6.516,2	1.063,7	634,2	3.420,7	38.907,9
2019 S.B	32.000	10.000	700	700	3.000	46.400
2023 E.P	34.000	20.000	1.000	1.000	5.000	61.000



Şekil 5.1.1 ETKB 2019 Strateji Belgesi ve 2023 Ulusal Yenilenebilir Eylem Planı'nda Erişilmesi Öngörülen Kapasiteler

ETKB Strateji Planı ve Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı'nda öngörülen yenilenebilir enerji kurulu güçlerine ulaşabilmek için; 2017 yılı sonundaki kurulu güç değerlerine göre 2019 yılına kadar %19,3, 2023 yılına kadar ise %56,8 oranında artış gerekmektedir. Bu plana göre, 2023'te Türkiye kurulu gücünün %49'unu yenilenebilir enerji kaynakları oluşturacaktır.

Ancak EPDK'nın Lisans verdiği ve yatırım sürecinde olan projelerin durumu ve lisanslama aşamasındaki santrallerin kaynak dağılımı da göz önüne alındığında, bu öngörüler çok gerçekçi değildir.

Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alındığında, bunun temininde kamu hizmeti yükümlülüğünün sürdürülmesi gerektiği, elektrik ile ilgili faaliyetlerde özel şirketlerin var olmasının; bu kamu hizmeti yükümlülüğünün olmayacağı anlamına gelmeyeceği birçok kez dile getirilmiştir.

Ülkemizde artık elektrik yokluğuna katlanmak durumu ile karşılaşılmalıdır. Her zaman kendi kârını kamu yararının üstünde tutma "hakkını" elde etmiş özel sektör, piyasada anlık enerji fiyatı düştüğünde kâr edemeyeceği için enerji üretmeme ve tüm ülkenin enerji sistemini çökertme ve bu eyleminde bir bedel ödememe lüksüne sahip olmamalıdır. Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alındığında kamu hizmeti yükümlülüğü sürdürülmelidir. Gerek mevcut elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinin yenilenmesi ve geliştirilmesi, gerekse artan talebi karşılamak üzere yeni yapılması gereken üretim tesislerinin, kaynaklarının, teknolojilerinin, zamanlamasının ve bölgesel konumlarının belirlenmesinde siyasi otoritenin hem yetkili hem de sorumlu olması gerekir. Bu konudaki sorumluluğu taşıyacak siyasi otoritenin de, maliyet olarak düşük, çevre ile uyumlu ve toplumda her kesimin kolaylıkla ulaşabileceği, sürdürülebilir elektrik enerjisi arzını, "görünmez eliyle", serbest piyasadan beklemek yerine, toplum çıkarlarını gözetken bir plan dâhilinde ve kamu kuruluşları eliyle gerçekleştirmesi gerekmektedir.

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

5.1.4 ELEKTRİK ARZININ VE TÜKETİMİNİN GELİŞİMİ

Türkiye elektrik iletim sisteminin yönetimi bilindiği üzere bir devlet kuruluşu olan TEİAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. Sektörde faaliyet gösteren kuruluşlar doğal olarak elektrik sisteminin gelişmesine ve görünür zamandaki geleceğine ilişkin verilere ulaşmak isteyeceklerdir. Ancak son zamanlarda istatistiksel bilgilerin derlenip yayımlanmasında ve elektrik sistemine ilişkin güncel gelişmelerin açıklanmasında büyük eksiklikler olması dikkat çekmektedir. Daha önceden yayımlanan bilgilerin bir kısmı da şimdi yayımlanmamaktadır. Oysa, yürürlükte olan mevzuat gereği elektrik sistemiyle ilgili oldukça ayrıntılı bilgilerin kamuoyuna ve sektör bileşenlerine açıklanması zorunludur. Bu hususta en çarpıcı örnek, Elektrik Şebeke Yönetmeliği'nde kesin hüküm olarak yer almasına karşın, Elektrik İletim Sistemi On Yıllık Gelişim Planı'nın hiçbir zaman ve Elektrik Dağıtım Bölgelerinde On Yıllık Talep Tahmini'nin 2016 yılına kadar hiç yayımlanmamış olmasıdır. Oysa her iki çalışmaya hem sektör kuruluşları, hem de kamuoyu tarafından ihtiyaç duyulmaktadır.

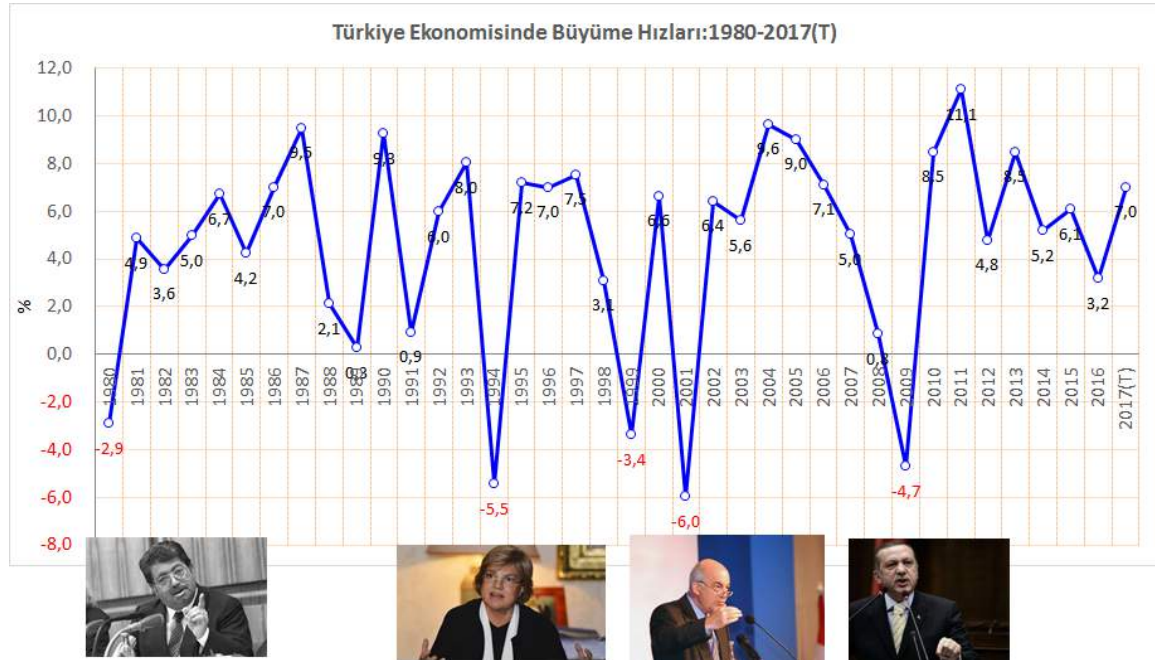
Tablo 5.1.7 Türkiye Elektrik Üretimi ve Tüketimi (1995-2017)

	Brüt Üretim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)	Dış Alım (Milyon kWh)	Dış Satış (Milyon kWh)	Brüt Tüketim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)
1984	30613,5	-	2653,0		33266,5	-
1985	34218,9	11,8	2142,4		36361,3	9,3
1986	39694,8	16,0	776,6		40471,4	11,3
1987	44352,9	11,7	572,1		44925,0	11,0
1988	48048,8	8,3	381,2		48430,0	7,8
1989	52043,2	8,3	558,5		52601,7	8,6
1990	57543,0	10,6	175,5	906,8	56811,7	8,0
1991	60246,3	4,7	759,4	506,4	60499,3	6,5
1992	67342,2	11,8	188,8	314,2	67216,8	11,1
1993	73807,5	9,6	212,9	588,7	73431,7	9,2
1994	78321,7	6,1	31,4	570,1	77783,0	5,9
1995	86247,4	10,1	0,0	695,9	85551,5	10,0
1996	94861,7	10,0	270,1	343,1	94788,7	10,8
1997	103295,8	8,9	2492,3	271,0	105517,1	11,3
1998	111022,4	7,5	3298,5	298,2	114022,7	8,1
1999	116439,9	4,9	2330,3	285,3	118484,9	3,9
2000	124921,6	7,3	3791,3	437,3	128275,6	8,3
2001	122724,7	-1,8	4579,4	432,8	126871,3	-1,1
2002	129399,5	5,4	3588,2	435,1	132552,6	4,5
2003	140580,5	8,6	1158,0	587,6	141150,9	6,5
2004	150698,3	7,2	463,5	1144,3	150017,5	6,3
2005	161956,2	7,5	635,9	1798,1	160794,0	7,2
2006	176299,8	8,9	573,2	2235,7	174637,3	8,6
2007	191558,1	8,7	864,3	2422,2	190000,2	8,8
2008	198418,0	3,6	789,4	1122,2	198085,2	4,3
2009	194812,9	-1,8	812,0	1545,8	194079,1	-2,0
2010	211207,7	8,4	1143,8	1917,6	210433,9	8,4
2011	229395,1	8,6	4555,8	3644,6	230306,3	9,4
2012	239496,8	4,4	5826,7	2953,6	242369,9	5,2
2013	240154,0	0,3	7429,4	1226,7	246356,7	1,6
2014	251962,8	4,9	7953,3	2696,0	257220,1	4,4
2015	261783,3	3,9	7135,5	3194,5	265724,3	3,3
2016	274407,7	4,8	6330,3	1451,7	279286,3	5,1
2017	295510,6	7,7	2729,1	3300,1	294939,6	5,6

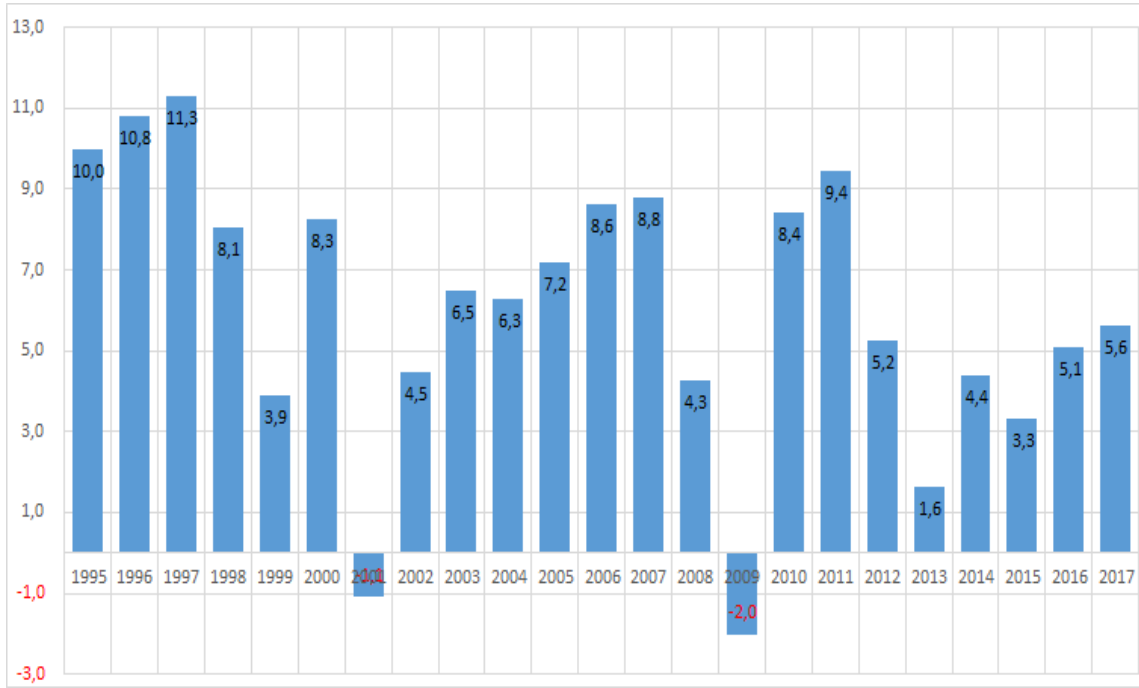
Kaynak: TEİAŞ

2001 ve 2009 yıllarındaki büyük ekonomik krizlerin elektrik tüketimine çok etkili bir şekilde yansıdığı Tablo 5.1.7, Şekil 5.1.2 ve Şekil 5.1.3 incelendiğinde açıkça görülmektedir. Her iki kriz yılında da bir önceki yıla göre elektrik tüketiminde azalma olmuştur. Genellikle ekonomik krizden hemen sonra kısa süreli de olsa hızlı büyüme görülmesi olağandır. Nitekim, 2001 yılından sonra elektrik tüketiminde yavaş bir gelişme görülmüş ve bu gelişme bir sonraki ekonomik kriz yılına kadar artış göstermiştir. Ancak 2009 yılından sonraki durum daha farklıdır. 2009 yılındaki ekonomik krizin etkisiyle gerileyen elektrik tüketimi, krizi izleyen iki yılda oldukça hızlı artmış ancak sonra artış hızı çok yavaşlamıştır. Özellikle 2012 yılından sonra elektrik tüketimindeki artış oranları, hedeflenen değerlerin çok altında seyretmiştir. Ekonomik kriz sonrasındaki yıllarda ekonomik büyüme ve bununla ilişkili olan elektrik tüketimindeki değişim ayrıca incelemeye değer bulunmaktadır.

Tablo 5.1.7'de yer alan bir diğer önemli ayrıntı da, 2011 yılından 2016 yılına kadar elektrik ithalat miktarındaki artıştır. Bu dönemde daha önceki yıllara göre kayda değer miktarda fazla elektrik ithalatı gerçekleşmiştir. Bu durum, Türkiye'deki elektrik üretim maliyetleri ve tüketici fiyatları ile komşu ülkelerdeki elektrik fiyatları arasındaki ilişkinin incelemeye değer olduğuna işaret etmektedir.



Şekil 5.1.2 Yıllara Göre Büyüme ve Krizler, 1980-2017 (%) (Kriz yıllarında yüzde 3 ila 6 arası küçülmeler)



Şekil 5.1.3 Türkiye Elektrik Tüketiminin Bir Önceki Yıla Göre Değişimi, 1995–2017 (%)

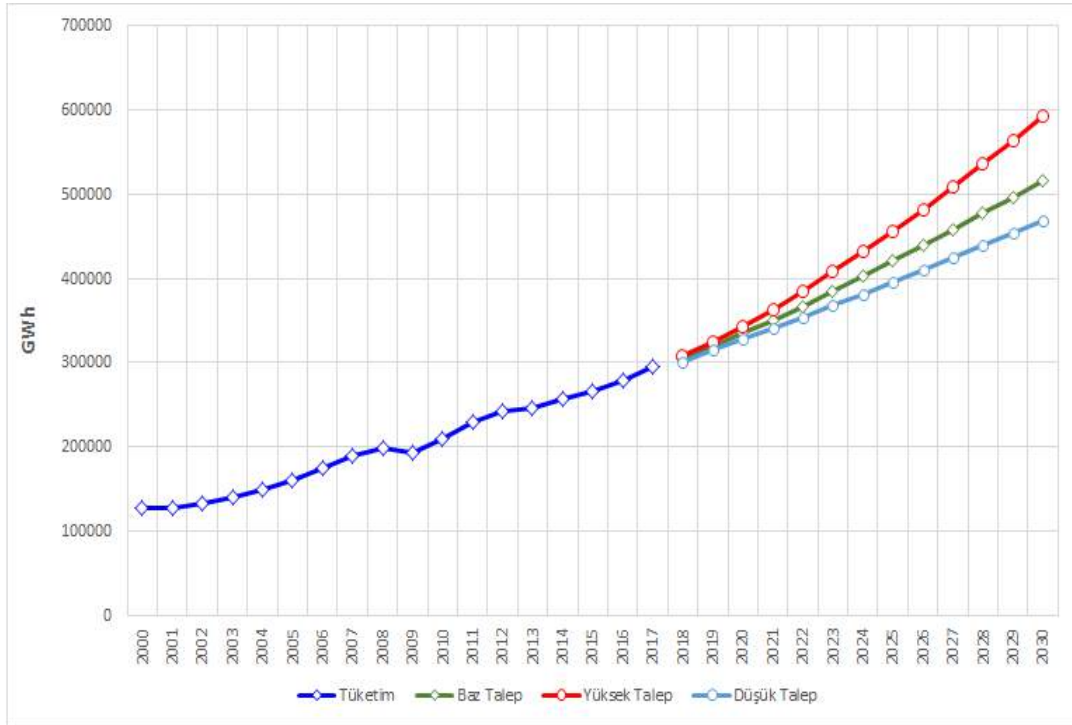
5.1.5 ELEKTRİK TALEP TAHMİNİ VE ÜRETİM KAPASİTE PROJEKSİYONLARI

Elektrik enerjisi talep tahmin çalışmaları yasa gereği ETKB tarafından yapılmaktadır ve bu talep tahminlerinin uzun dönem elektrik enerjisi üretim planlama çalışmalarında kullanılması yasa hükmüdür. Yapılan en son çalışma Baz, Yüksek ve Düşük Elektrik Talep Serileri olarak yayımlanmıştır. Bu üç seride yıllar itibarıyla beklenen talep miktarları ve yıllık artış oranları Tablo 5.1.8’de ve ayrıca 2000 yılından bu yana gerçekleşen yıllık elektrik tüketimi ile 2030 yılına kadar ETKB tarafından öngörülen Baz, Yüksek ve Düşük Senaryolar olarak talep değerleri Şekil 5.1.4’te gösterilmiştir. Son yıllarda yıllık elektrik tüketimi artış oranı gittikçe azalmakta ve son yıllar ortalaması %5’in altında gerçekleşmiştir. ETKB tarafından yayımlanan talep serileri daha önceleri oldukça yüksek tahmin edilirken son çalışmada daha gerçekçi tahminler yapılmıştır. Son talep serisinin 2030 yılına kadar olan döneminde yıllık ortalama artış oranı Baz Senaryo için %4,7, Yüksek Senaryo için %5,7 ve Düşük Senaryo için %4,0 olarak öngörülmektedir.

Tablo 5.1.8 Elektrik Enerjisi Talep Senaryolarına Göre Talep Serileri

Yıllar	Baz Senaryoda Talep (TWh)	Baz Senaryoda Talep Artışı (%)	Yüksek Senaryoda Talep (TWh)	Yüksek Senaryoda Talep Artışı (%)	Düşük Senaryoda Talep (TWh)	Düşük Senaryoda Talep Artışı (%)
2018	304,43	4,9	307,21	5,2	301,51	4,6
2019	319,46	4,9	323,79	5,4	315,81	4,7
2020	334,98	4,9	343,24	6,0	328,41	4,0
2021	350,70	4,7	363,44	5,9	341,04	3,8
2022	367,26	4,7	384,85	5,9	354,16	3,8
2023	384,64	4,7	407,89	6,0	367,88	3,9
2024	402,31	4,6	431,66	5,8	381,81	3,8
2025	420,51	4,5	456,47	5,7	396,14	3,8
2026	439,17	4,7	482,26	5,7	410,53	4,1
2027	457,88	4,7	508,61	5,8	424,97	4,0
2028	477,04	4,7	535,94	5,9	439,50	3,9
2029	496,50	4,7	564,13	5,8	454,14	3,9
2030	515,96	4,7	592,84	5,8	468,40	3,9

Kaynak: ETKB

**Şekil 5.1.4** Gerçekleşen Elektrik Tüketimleri ve Senaryolara Göre Talep Projeksiyonları

TEİAŞ tarafından her yıl yayımlanmakta olan 5 Yıllık Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu çalışmalarında bazı ayrıntılı bilgilerin yer alması olumludur. Gelecekteki 5 yıllık dönem içinde işletmeye girmesi beklenen kapasitenin mevcut sisteme eklenmesiyle oluşan kapasiteyi ve dönem içinde yıllara göre üretim-tüketim dengesini gösteren bu çalışmanın 2015 yılında yayımlanan raporunda, birincil kaynaklara

göre Emre Amade Kapasite Bölümü'nün yer alması gerekli ancak yeterli değildir. Ancak emre amade kapasite ile kurulu güç ve fiili üretim arasındaki ilişkilerin de analizinin yapılmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Diğer taraftan bu çalışma her yıl yenilenmekte ancak yayımlanması neredeyse yılın son günlerini bulmaktadır. Yayımlandığı zaman bazı bilgiler güncelliğini kaybetmiş olmaktadır. Bu çalışmanın her yılın ilk çeyreği içinde yayımlanması sağlanmalıdır. 6446 sayılı Kanun'da 5 Yıllık Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu Raporu'nun TEİAŞ tarafından hazırlanıp EPDK tarafından onaylanacağı hükmü bulunmaktadır. EPDK'nın yasal görevi elektrik sistemi ile ilgili düzenlemeleri yapmak ve katılımcıları denetlemektir. Benzeri çalışmalar hemen tüm Avrupa ülkelerinde elektrik iletim sistemi işletmecisi kuruluşlar tarafından yapılmakta ve başka bir kurumdan onay almadan yayımlanmaktadır. Benzer şekilde kolay bir yasal değişiklik ile bu raporun EPDK tarafından onaylanacağı hükmü kaldırılmalı, TEİAŞ ise bu raporu yıllık hazırlayıp yıl içinde de 3 veya 4 ayda bir güncellemelidir.

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 20. Maddesinde ETKB tarafından uzun dönem elektrik enerjisi talep tahmini çalışmasının yapılması ve bu talep serilerinin uzun dönem elektrik enerjisi üretim planlama çalışmalarında kullanılması hükmüne bağlanmıştır. Diğer taraftan Yasa'nın 9. maddesinde; elektrik dağıtım şirketlerinin kendi bölgeleri için en az 10 yıllık talep tahmini çalışması hazırlayıp TEİAŞ'a bildirmesi ve TEİAŞ tarafından da elektrik iletim sistemine doğrudan bağlı tüketicilerin talep tahminleri yapılarak birleştirilmesi, bu talep serilerinin EPDK tarafından onaylandıktan sonra elektrik dağıtım şirketlerinin yatırım planlarını bu talep tahminlerine göre gerçekleştirmesi öngörülmektedir.

Aynı yasada iki farklı talep tahmini tarif edilmesi çelişkidir. Öncelikle, elektrik talep tahmini enerji kaynaklarının talep tahmininden ayrı düşünülemez. Ayrıca talep tahmini sadece ileriye yönelik sayısal hesaplama değildir. Talep tahmini için baz oluşturan temel veriler bulunmaktadır. Bunlar esas olarak ekonomik büyüme hedefleri, nüfus artış hızı ve nüfus hareketi tahminleri, başta sanayi olmak üzere sektörel büyüme hedefleri olarak gruplandırılabilir. Biraz daha açık yazmak gerekirse, enerji ve elektrik talep tahminleri aslında gelecekte beklenen gelişmeler ile hükümet hedeflerinin yansıtılmasıdır. Bu nedenle elektrik dağıtım şirketlerinin bölgeleri için elektrik enerjisi talep tahmini çalışması ile elektrik iletim sistemine doğrudan bağlı tüketicilerin taleplerinin TEİAŞ tarafından tahmin edilmesi sağlıklı bir yaklaşım değildir.

Elektrik enerjisi talep tahminlerinin yapılmasına ilişkin yasada 9. madde ile 20. madde arasındaki çelişkiler giderilmeli, elektrik enerjisi talep tahmini çalışması ETKB tarafından yukarıda kısaca değinilen ana bileşenlere ilişkin veriler kullanılarak genel enerji talebi çalışması içinde hesaplanmalıdır. Bu talep tahminleri aynı zamanda EPDK tarafından elektrik dağıtım şirketlerinin yatırım gerçekleştirmeleri ve yatırım izlemesi amacıyla da kullanılmalıdır.

5.1.6 ELEKTRİK ÜRETİMİNİN KAYNAKLARI

TEİAŞ zaman zaman bölgelere göre bağlantı yapılabilecek trafo kapasitelerini yayımlamakla birlikte, Kanun'da öngörüldüğü halde 10 Yıllık İletim Gelişim Planı'nı yayımlamıyor. Üretim Kapasite Projeksiyonu'na bağlı olarak, EPDK tarafından lisans verilmiş projelerin kapasitelerinden işletmeye girmesi beklenenlerin sisteme bağlanması durumunda, bölgesel kapasite gelişimi ve sistem ihtiyacına göre ileride bölgesel olarak bağlanabilecek kapasite miktarları, dolayısıyla da elektrik iletim sistemi gelişimini gösteren verilerin de yayımlanması gerekmektedir.

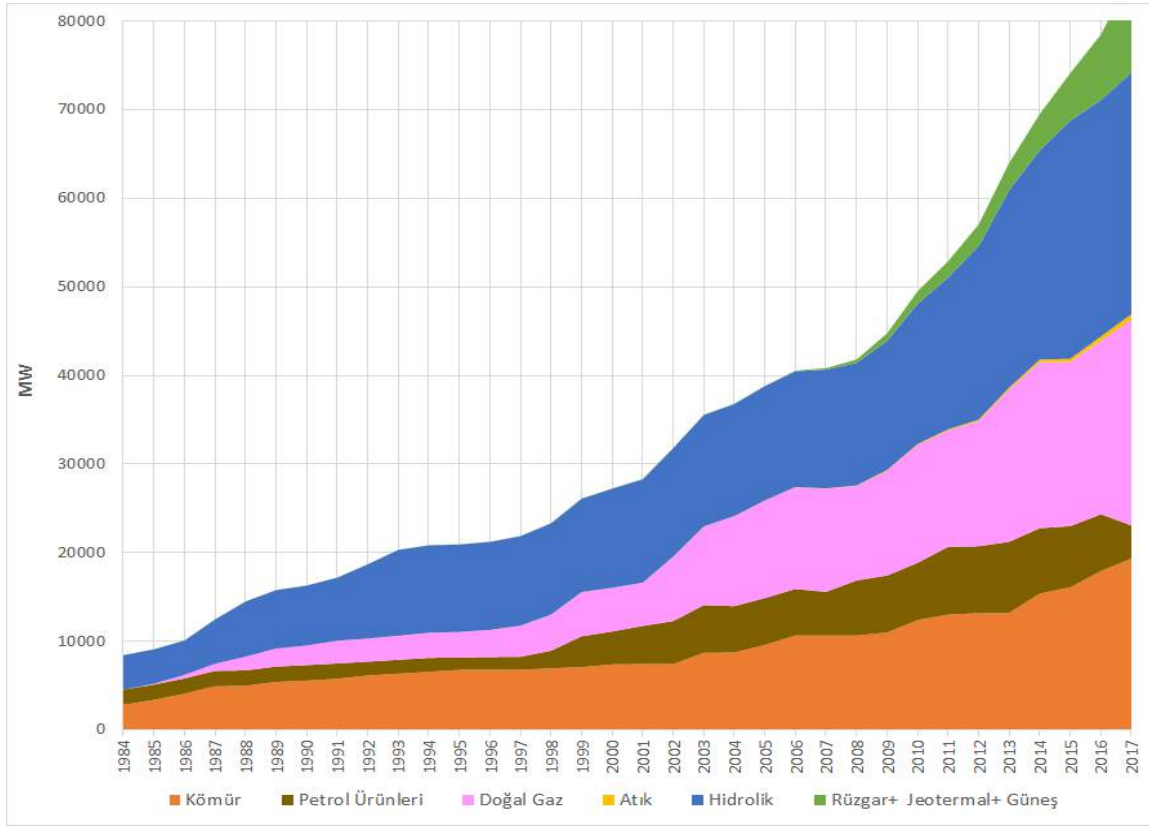
5.1.6.1 Kurulu Güç

2017 yılı sonuna göre Türkiye'de elektrik üretim santrallerinin toplam kurulu gücü 85.200,0 MW seviyesine ulaşmıştır. 1984 yılından bu yana kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi Tablo 5.1.9 ve Şekil 5.1.5'te gösterilmiştir.

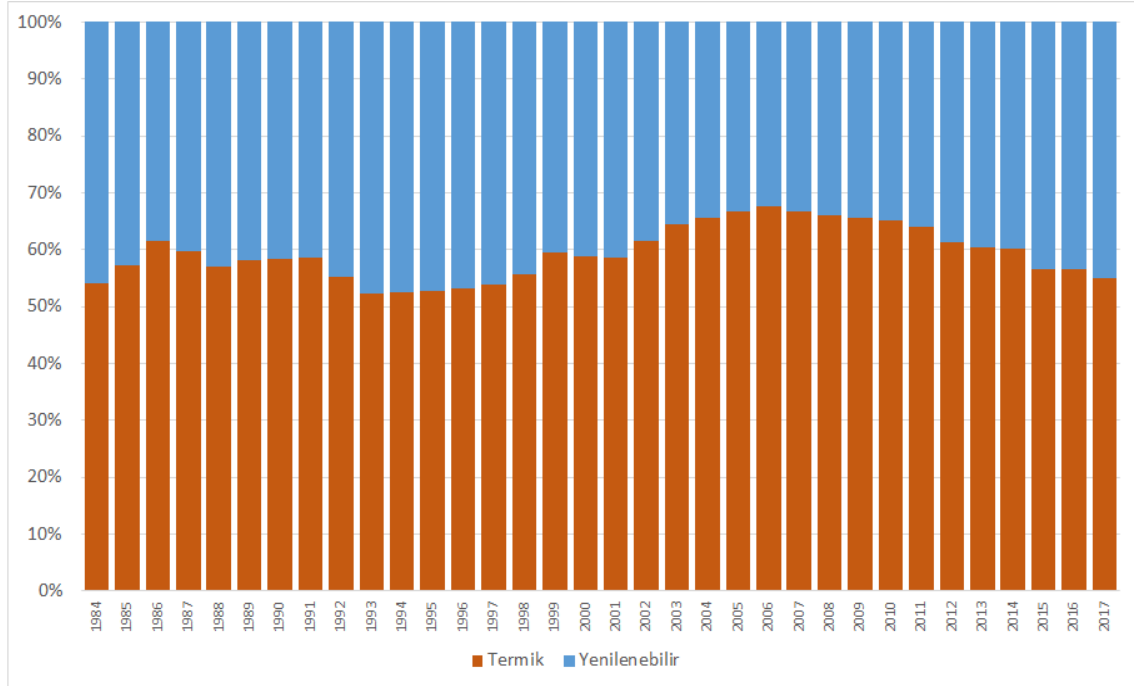
Kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi incelendiğinde son yıllarda petrol ürünlerine bağlı kurulu güçte azalma, diğer kaynaklara bağlı olanların hepsinde ise artış olduğu görülmektedir.

Tablo 5.1.9 Türkiye Elektrik Santralleri Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllık Gelişimi (1984-2017)

	Kömür		Petrol Ürünleri		Doğal Gaz		Atık		Termik		Hidrolik		Rüzgar+ Jeotermal+ Güneş		Yenilenebilir		Toplam
	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW
1984	2842	33,6	1728	20,4	0	0,0	0	0,0	4569	54,0	3875	45,8	18	0,2	3892	46,0	8462
1985	3402	37,3	1728	18,9	100	1,1	0	0,0	5229	57,3	3875	42,5	18	0,2	3892	42,7	9122
1986	4094	40,5	1726	17,1	400	4,0	0	0,0	6220	61,5	3878	38,3	18	0,2	3895	38,5	10115
1987	4933	39,5	1741	13,9	800	6,4	0	0,0	7474	59,8	5003	40,0	18	0,1	5021	40,2	12495
1988	4988	34,4	1741	12,0	1555	10,7	0	0,0	8285	57,1	6218	42,8	18	0,1	6236	42,9	14521
1989	5418	34,3	1740	11,0	2036	12,9	0	0,0	9193	58,2	6597	41,7	18	0,1	6615	41,8	15808
1990	5578	34,2	1748	10,7	2210	13,5	0	0,0	9536	58,4	6764	41,5	18	0,1	6782	41,6	16318
1991	5775	33,6	1737	10,1	2555	14,8	10	0,1	10078	58,6	7114	41,3	18	0,1	7131	41,4	17209
1992	6150	32,9	1564	8,4	2592	13,8	14	0,1	10320	55,1	8379	44,8	18	0,1	8396	44,9	18716
1993	6354	31,2	1570	7,7	2701	13,3	14	0,1	10638	52,3	9682	47,6	18	0,1	9699	47,7	20338
1994	6564	31,5	1576	7,6	2824	13,5	14	0,1	10978	52,6	9865	47,3	18	0,1	9882	47,4	20860
1995	6783	32,4	1394	6,7	2884	13,8	14	0,1	11074	52,8	9863	47,1	18	0,1	9880	47,2	20954
1996	6798	32,0	1435	6,8	3051	14,4	14	0,1	11297	53,2	9935	46,8	18	0,1	9952	46,8	21249
1997	6796	31,0	1471	6,7	3490	15,9	14	0,1	11772	53,8	10103	46,1	18	0,1	10120	46,2	21892
1998	6962	29,8	1990	8,5	4047	17,3	22	0,1	13021	55,8	10307	44,1	26	0,1	10333	44,2	23354
1999	7097	27,2	3476	13,3	4959	19,0	24	0,1	15556	59,6	10537	40,3	26	0,1	10563	40,4	26119
2000	7399	27,1	3725	13,7	4905	18,0	24	0,1	16053	58,9	11175	41,0	36	0,1	11212	41,1	27264
2001	7446	26,3	4302	15,2	4851	17,1	24	0,1	16623	58,7	11673	41,2	36	0,1	11709	41,3	28332
2002	7439	23,4	4855	15,2	7247	22,8	28	0,1	19569	61,4	12241	38,4	36	0,1	12277	38,6	31846
2003	8704	24,5	5381	15,1	8862	24,9	28	0,1	22974	64,6	12579	35,3	34	0,1	12613	35,4	35587
2004	8750	23,8	5236	14,2	10131	27,5	28	0,1	24145	65,6	12645	34,3	34	0,1	12679	34,4	36824
2005	9588	24,7	5303	13,7	10976	28,3	35	0,1	25902	66,7	12906	33,2	35	0,1	12941	33,3	38844
2006	10668	26,3	5249	12,9	11462	28,3	41	0,1	27420	67,6	13063	32,2	82	0,2	13145	32,4	40565
2007	10668	26,1	4913	12,0	11647	28,5	43	0,1	27272	66,8	13395	32,8	169	0,4	13564	33,2	40836
2008	10662	25,5	6217	14,9	10657	25,5	60	0,1	27595	66,0	13829	33,1	394	0,9	14222	34,0	41817
2009	11006	24,6	6421	14,3	11826	26,4	87	0,2	29339	65,5	14553	32,5	869	1,9	15422	34,5	44761
2010	12403	25,0	6466	13,1	13302	26,9	107	0,2	32279	65,2	15831	32,0	1414	2,9	17246	34,8	49524
2011	13028	24,6	7634	14,4	13144	24,8	126	0,2	33931	64,1	17137	32,4	1843	3,5	18980	35,9	52911
2012	13174	23,1	7568	13,3	14116	24,7	169	0,3	35027	61,4	19609	34,4	2423	4,2	22032	38,6	57059
2013	13218	20,7	8024	12,5	17171	26,8	235	0,4	38648	60,4	22289	34,8	3071	4,8	25360	39,6	64008
2014	15400	22,2	7379	10,6	18724	26,9	299	0,4	41802	60,1	23643	34,0	4075	5,9	27718	39,9	69520
2015	16104	21,7	6901	9,3	18528	25,0	370	0,5	41903	56,5	26868	36,2	5376	7,3	32244	43,5	74147
2016	17938	22,9	6414	8,2	19564	24,9	496	0,6	44412	56,6	26681	34,0	7405	9,4	34086	43,4	78498
2017	19349	22,7	3737	4,4	23206	27,2	634	0,7	46926	55,1	27273	32,0	11001	12,9	38274	44,9	85200



Şekil 5.1.5 Türkiye Elektrik Üretim Santralleri Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllık Gelişimi (1984-2017)



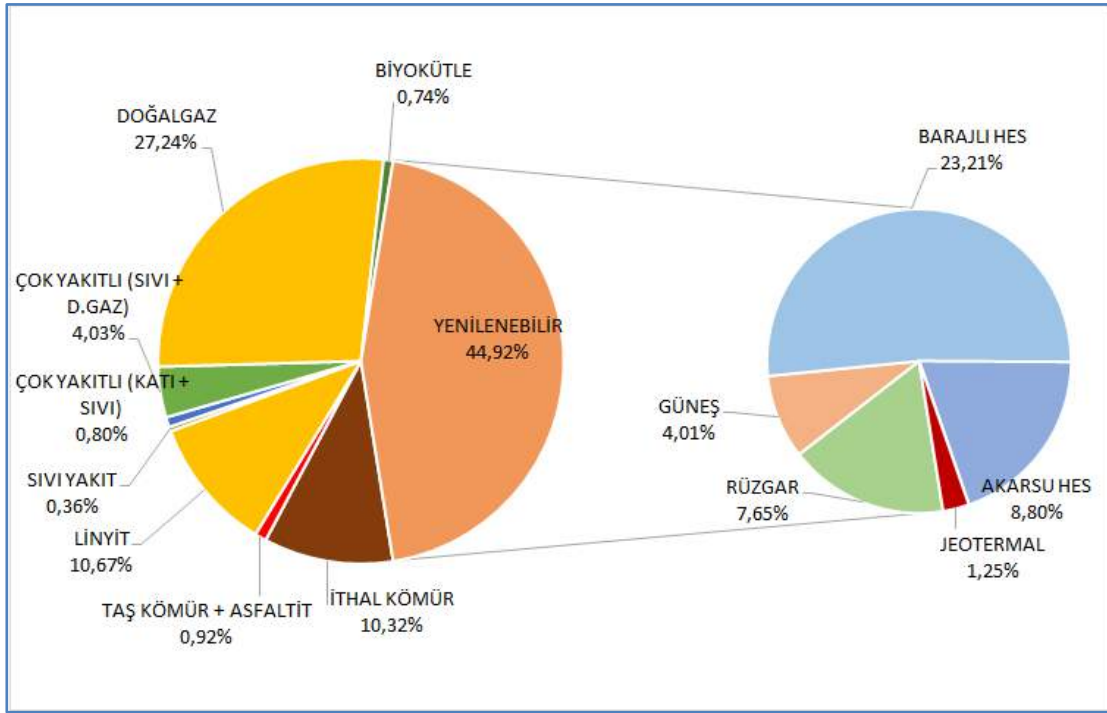
Şekil 5.1.6 Türkiye Elektrik Üretim Santralleri Toplam Kurulu Gücünün Termik Olanlar ve Yenilenebilir Kaynaklara Dayananlar İtibarıyla Yıllık Gelişimi (1984-2017)

Kurulu gücün termik santraller ve yenilenebilir kaynaklara dayalı santrallere göre yıllık dağılımına bakıldığında, özellikle 2001 yılından sonra doğal gaz yakıtlı santraller toplam kapasitesinin daha fazla artmasından dolayı, toplam kurulu güç içinde termik santraller kapasitesinin payı oldukça yükselmiş, 2011 yılından sonra ise, yenilenebilir kaynakların payında önemli artış olmuştur. 2001 yılından sonra doğal gaz fiyatlarının ucuzlaması ayrıca doğal gaz santrallerinin daha kolay ve kısa sürede tesis edilebiliyor olması, doğal gaza bağlı kapasitenin hızlı artmasına neden olmuştur. Ancak, 2011 yılından sonra hem doğal gaz fiyatlarının artması hem de rüzgâr türbini teknolojilerinde gelişme ve birim güç yatırımlarının ucuzlaması, ayrıca küçük hidrolik santraller için önemli teşviklerin verilmiş olması, rüzgâr ve hidrolik santraller kapasitesine daha fazla yönelme sonucunu getirmiştir. Bu nedenle, 2011 yılından sonra toplam kurulu güç içinde yenilenebilir kaynaklara dayalı olanların payı önemli ölçüde artmıştır.

2017 yılı sonuna göre toplam kurulu gücün kaynaklara dağılımı Tablo 5.1.10 ve Şekil 5.1.7'de gösterilmiştir.

Tablo 5.1.10 Kaynaklara Göre Kurulu Güç Tablosu (2017)

BİRİNCİL KAYNAK	KURULU GÜÇ	
	(MW)	Payı (%)
İthal Kömür	8.793,9	55,08
Taş Kömür + Asfaltit	782,5	
Linyit	9.090,1	
Sıvı Yakıt	303,6	
Çok Yakıtlı (Katı + Sıvı)	682,9	
Çok Yakıtlı (Sıvı + D.Gaz)	3.433,6	
Doğalgaz	23.205,7	
Biyokütle	634,2	
Termik Toplam	46.926,3	
Rüzgâr	6.516,2	44,92
Güneş	3.420,7	
Barajlı Hes	19.776,0	
Akarsu Hes	7.497,1	
Jeotermal	1.063,7	
Yenilenebilir Toplam	38.273,7	
TOPLAM	85.200,0	100,00

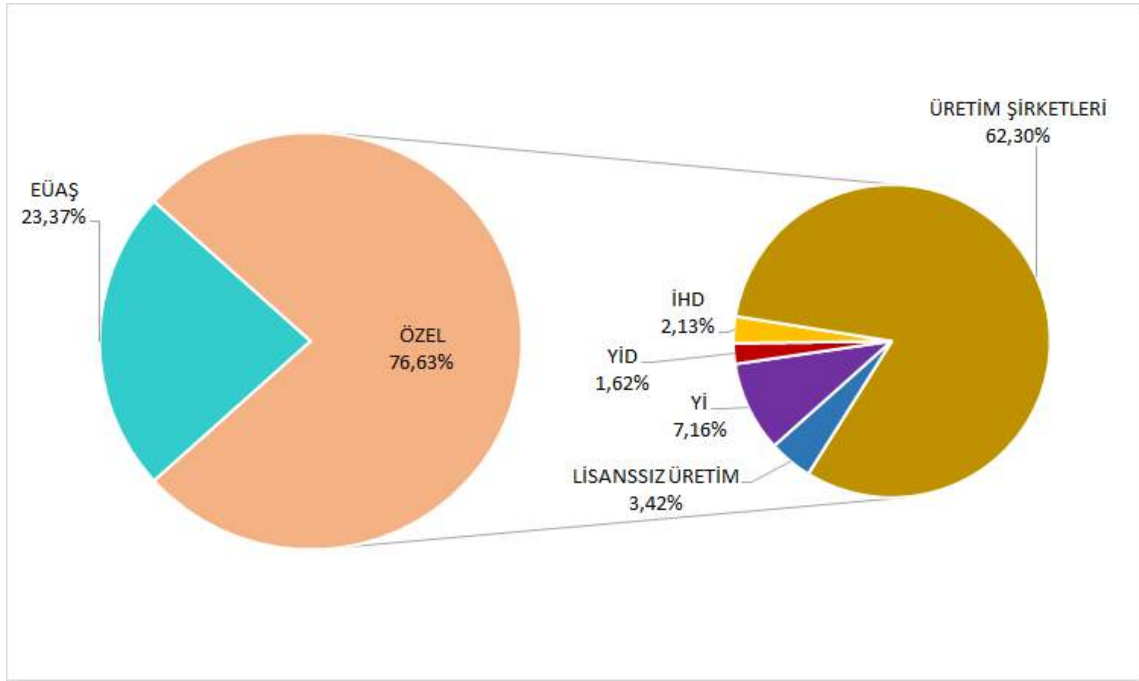


Şekil 5.1.7 Kaynaklara Göre Kurulu Güç (2017)

Kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde hidrolik kaynağın %32,01'lik payla birinci sırayı aldığını, ikinci sırada %31,27'lik payla doğal gazın geldiğini, %21,91'lik payla kömürün üçüncü sırada olduğunu görebiliriz. 2017 yılı itibarıyla doğal gaza dayalı kurulu gücün toplam kurulu güç içindeki payı yeniden hidrolik kaynak payının altında kalmıştır. 2017 yılı sonu itibarıyla Türkiye toplam kurulu gücünün kuruluşlara dağılımı Tablo 5.1.11 ve Şekil 5.1.8'de gösterilmiştir.

Tablo 5.1.11 Türkiye Toplam Kurulu Gücün Kuruluş Niteliğine Dağılımı (2017)

KURULUŞ		Kurulu Güç (MW)	Toplam İçindeki Payı(%)
KAMU	EÜAŞ	19.908,0	23,4
ÖZEL	Yİ	6.101,8	7,2
	YİD	1.378,9	1,6
	İHD	1.812,5	2,1
	Üretim Şirketleri	53.083,5	62,3
	Lisanssız Üretim	2.915,3	3,4
GENEL TOPLAM		85.200,0	100,0



Şekil 5.1.8 Türkiye Toplam Kurulu Gücün Kuruluş Niteliğine Dağılımı (2017)

Kurulu gücün kuruluşların niteliğine göre dağılımı incelendiğinde EÜAŞ payının %23,37'ye gerilerken özel şirketler payının ise %76,63 oranına yükseldiği görülmektedir. Lisanssız üretim tesislerinin (ağırlıklı güneş kaynağına bağlı olanlar) yapımında belirgin bir artış olmaya başladığı ve toplam kurulu güç içinde %3,42 paya sahip oldukları görülmektedir.

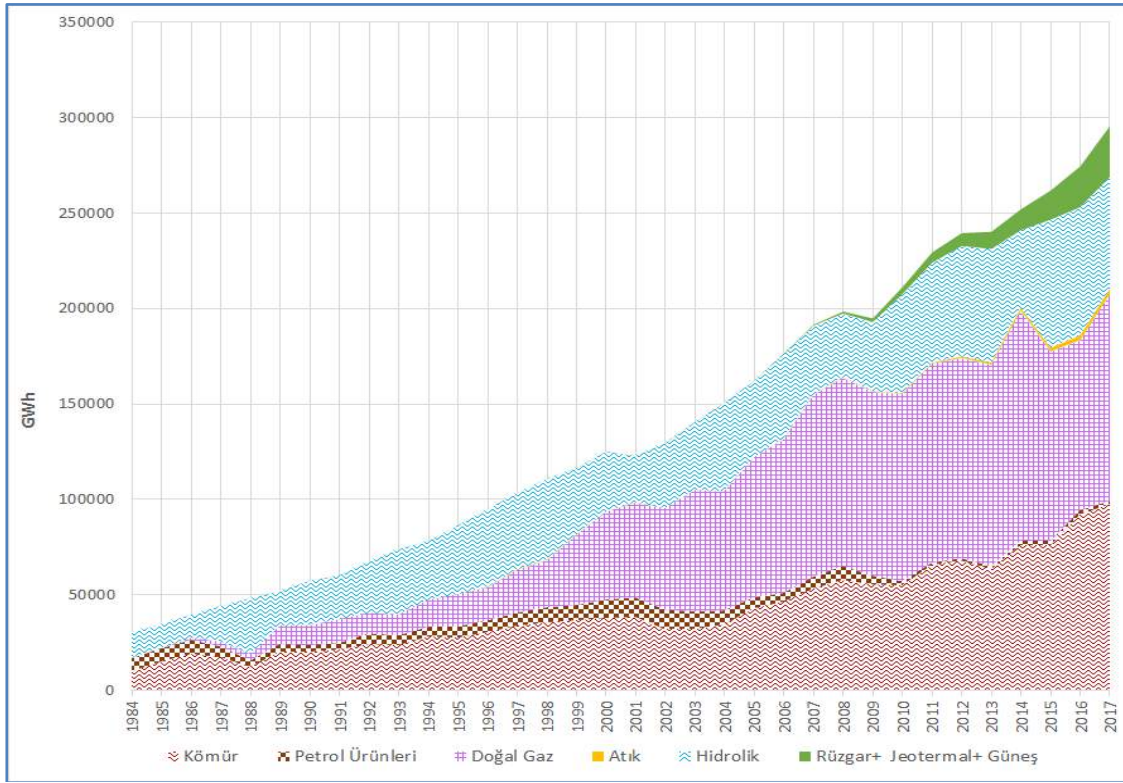
5.1.6.2 Üretim

1984-2017 döneminde elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde, termik santraller payının %56,1'den %71,2 seviyesine yükseldiği, buna karşılık yenilenebilir kaynaklara dayalı olanların toplam payının %43,9'dan %28,8 seviyesine düştüğü görülmektedir. Bu değişimde en çarpıcı gelişme, doğal gaz payının çok hızlı artması, hidrolik payının ise belirgin olarak azalmasıdır. Kömürden elektrik üretiminin payı ise toplam elektrik üretimi içinde azalma göstermiştir. Aslında ithal kömürün payı artış göstermesine karşın yerli linyit ve taş kömürüne bağlı elektrik üretim miktarı artmadığı, dolayısı ile oran olarak azaldığı için, kömürün toplam elektrik üretimi içindeki payı gerilemiştir. Diğer kaynaklara dayalı olanlar miktar olarak çok küçük olduğu için toplam elektrik üretimi içinde düşük pay almaktadır, ancak her bir kaynak kendi içinde değerlendirildiğinde, son yıllarda özellikle rüzgâra dayalı elektrik üretiminde önemli artış gerçekleştiği görülmektedir. 2014 yılı itibarıyla güneş enerjisi santralleri de (GES) kurulmaya başlamıştır. Bu santrallerin birçoğu çok küçük ölçeklidir ve kurulu güçleri 1 MW'ın altında olduğu için lisans almadan kurulmuşlardır. 2016 yılında bu yatırımlar oldukça fazla miktarda artmaya başlamıştır. Şimdilik elektrik sistemi üzerinde etkileri fazla hissedilmese de, gözlemlenen artış eğilimi ile yakın zamanda toplam kapasitelerinin büyük miktara ulaşabileceği ve elektrik sisteminde etkileri görülmeye başlayacağı söylenebilir. TEİAŞ tarafından, yıllık olarak bölgelere göre sisteme bağlantısı yapılabilecek kapasitenin hesaplanıp yatırımcılara duyurulması, ETKB tarafından da bu yöndeki politikaların hayata geçirilmesi gerekmektedir (Tablo 5.1.12, Şekil 5.1.9, Şekil 5.1.10).

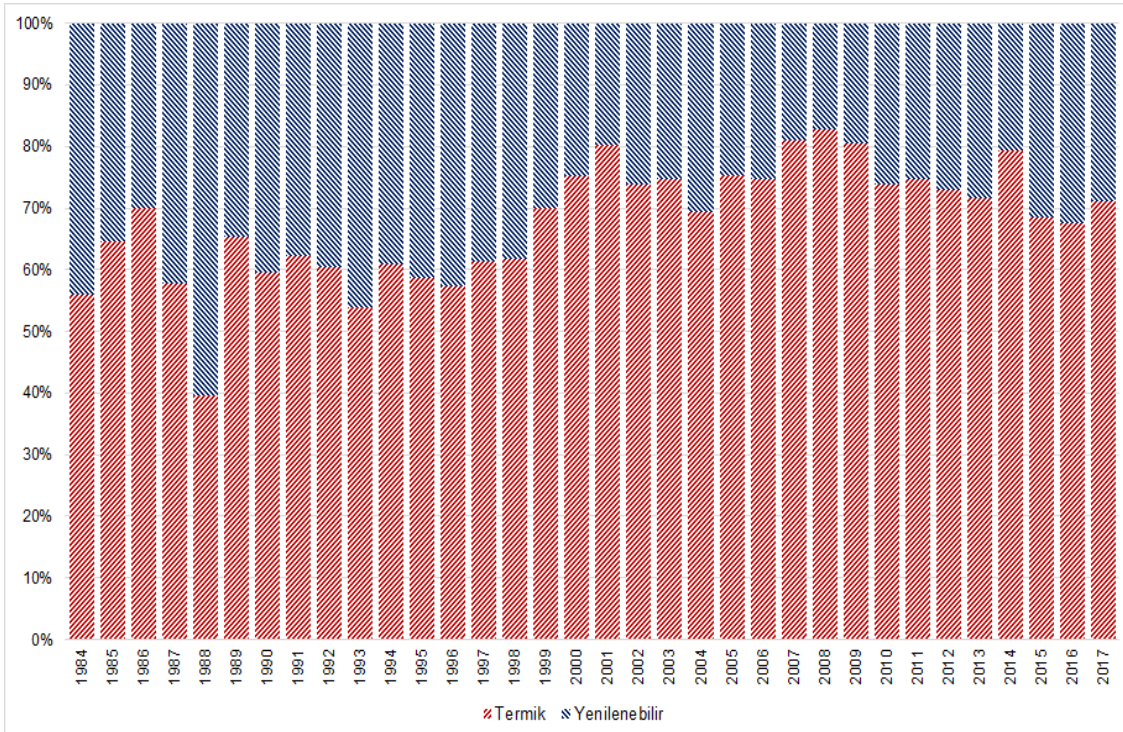
2017 yılı elektrik üretiminin kullanılan kaynaklara göre dağılımı da Tablo 5.1.13 ve Şekil 5.1.12’de verilmektedir.

Tablo 5.1.12 Elektrik Enerjisi Üretiminin Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (1984-2017)

	Kömür		Petrol Ürünleri		Doğal Gaz		Atık		Termik		Hidrolik		Rüzgar+ Jeotermal+ Güneş		Yenilenebilir		Toplam
	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh
1984	10118	33,1	7047	23,0	0	0,0	0	0,0	17165	56,1	13426	43,9	22	0,1	13448	43,9	30614
1985	15028	43,9	7082	20,7	58	0,2	0	0,0	22168	64,8	12045	35,2	6	0,0	12051	35,2	34219
1986	19437	49,0	7001	17,6	1341	3,4	0	0,0	27779	70,0	11873	29,9	44	0,1	11916	30,0	39695
1987	17654	39,8	5496	12,4	2528	5,7	0	0,0	25677	57,9	18618	42,0	58	0,1	18676	42,1	44353
1988	12487	26,0	3305	6,9	3240	6,7	0	0,0	19031	39,6	28950	60,3	68	0,1	29018	60,4	48049
1989	20270	38,9	4248	8,2	9524	18,3	0	0,0	34041	65,4	17940	34,5	63	0,1	18002	34,6	52043
1990	20181	35,1	3942	6,9	10192	17,7	0	0,0	34315	59,6	23148	40,2	80	0,1	23228	40,4	57543
1991	21562	35,8	3293	5,5	12589	20,9	38	0,1	37482	62,2	22683	37,7	81	0,1	22765	37,8	60246
1992	24571	36,5	5273	7,8	10814	16,1	47	0,1	40705	60,4	26568	39,5	70	0,1	26638	39,6	67342
1993	23760	32,2	5175	7,0	10788	14,6	56	0,1	39779	53,9	33951	46,0	78	0,1	34029	46,1	73808
1994	28235	36,0	5549	7,1	13822	17,6	51	0,1	47657	60,8	30586	39,1	79	0,1	30665	39,2	78322
1995	28047	32,5	5772	6,7	16579	19,2	222	0,3	50621	58,7	35541	41,2	86	0,1	35627	41,3	86247
1996	30414	32,1	6540	6,9	17174	18,1	175	0,2	54303	57,2	40475	42,7	84	0,1	40559	42,8	94862
1997	33860	32,8	7157	6,9	22086	21,4	294	0,3	63397	61,4	39816	38,5	83	0,1	39899	38,6	103296
1998	35688	32,1	7923	7,1	24838	22,4	255	0,2	68703	61,9	42229	38,0	91	0,1	42320	38,1	111022
1999	37031	31,8	8080	6,9	36346	31,2	205	0,2	81661	70,1	34678	29,8	101	0,1	34779	29,9	116440
2000	38186	30,6	9311	7,5	46217	37,0	220	0,2	93934	75,2	30879	24,7	109	0,1	30987	24,8	124922
2001	38418	31,3	10366	8,4	49549	40,4	230	0,2	98563	80,3	24010	19,6	152	0,1	24162	19,7	122725
2002	32149	24,8	10744	8,3	52497	40,6	174	0,1	95563	73,9	33684	26,0	153	0,1	33836	26,1	129400
2003	32253	22,9	9196	6,5	63536	45,2	116	0,1	105101	74,8	35330	25,1	150	0,1	35480	25,2	140581
2004	34448	22,9	7670	5,1	62242	41,3	104	0,1	104464	69,3	46084	30,6	151	0,1	46235	30,7	150698
2005	43193	26,7	5483	3,4	73445	45,3	122	0,1	122242	75,5	39561	24,4	153	0,1	39714	24,5	161956
2006	46650	26,5	4340	2,5	80691	45,8	154	0,1	131835	74,8	44244	25,1	221	0,1	44465	25,2	176300
2007	53431	27,9	6527	3,4	95025	49,6	214	0,1	155196	81,0	35851	18,7	511	0,3	36362	19,0	191558
2008	57716	29,1	7519	3,8	98685	49,7	220	0,1	164139	82,7	33270	16,8	1009	0,5	34279	17,3	198418
2009	55685	28,6	4804	2,5	96095	49,3	340	0,2	156923	80,6	35958	18,5	1931	1,0	37890	19,4	194813
2010	55046	26,1	2180	1,0	98144	46,5	458	0,2	155828	73,8	51796	24,5	3585	1,7	55380	26,2	211208
2011	66218	28,9	904	0,4	104048	45,4	469	0,2	171638	74,8	52339	22,8	5418	2,4	57757	25,2	229395
2012	68013	28,4	1639	0,7	104499	43,6	721	0,3	174872	73,0	57865	24,2	6760	2,8	64625	27,0	239497
2013	63786	26,6	1739	0,7	105116	43,8	1171	0,5	171812	71,5	59420	24,7	8921	3,7	68342	28,5	240154
2014	76263	30,3	2145	0,9	120576	47,9	1433	0,6	200417	79,5	40645	16,1	10902	4,3	51546	20,5	251963
2015	76166	29,1	2224	0,8	99219	37,9	1758	0,7	179366	68,5	67146	25,6	15271	5,8	82417	31,5	261783
2016	92273	33,6	1926	0,7	89227	32,5	2372	0,9	185798	67,7	67231	24,5	21379	7,8	88610	32,3	274408
2017	97561	33,0	1971	0,7	108169	36,6	2797	0,9	210498	71,2	58450	19,8	26563	9,0	85013	28,8	295511



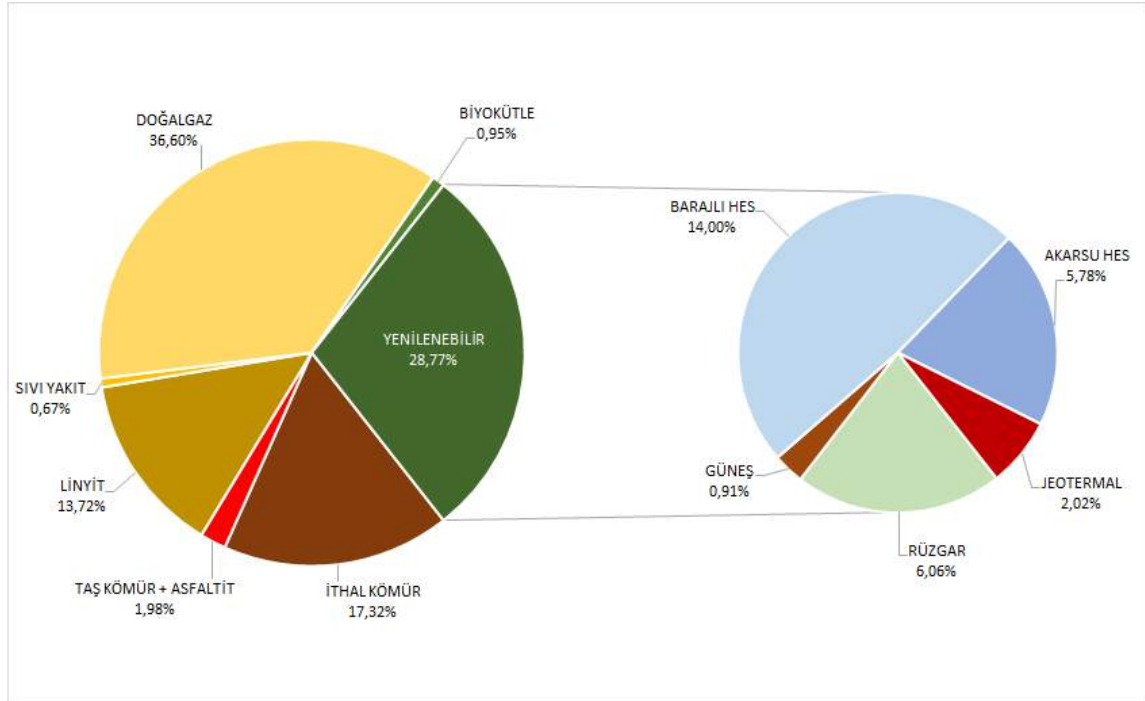
Şekil 5.1.9 Toplam Elektrik Üretiminin Kullanılan Kaynaklara Göre Gelişimi (1984-2017)



Şekil 5.1.10 Toplam Elektrik Üretiminde Termik Santraller ve Yenilenebilir Kaynaklara Dayalı Olanların Payları (1984-2017)

Tablo 5.1.13 Türkiye Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynaklara Göre Dağılımı (2017)

BİRİNCİL KAYNAK	ÜRETİM	
	(GWh)	Payı (%)
İthal Kömür	51.172,2	71,23
Taş Kömür + Asfaltit	5.848,5	
Linyit	40.540,4	
Sıvı Yakıt	1.971,5	
Doğalgaz	108.168,8	
Biyokütle	2.796,6	
Termik Toplam	210.498,0	
Rüzgâr	17.909,3	28,77
Güneş	2.683,7	
Barajlı Hes	41.368,0	
Akarsu Hes	17.082,0	
Jeotermal	5.969,7	
Yenilenebilir Toplam	85.012,6	
Toplam	295.510,6	100,0

**Şekil 5.1.11** Türkiye Elektrik Üretiminde Kullanılan Birincil Kaynaklara Göre Dağılımı (2017)

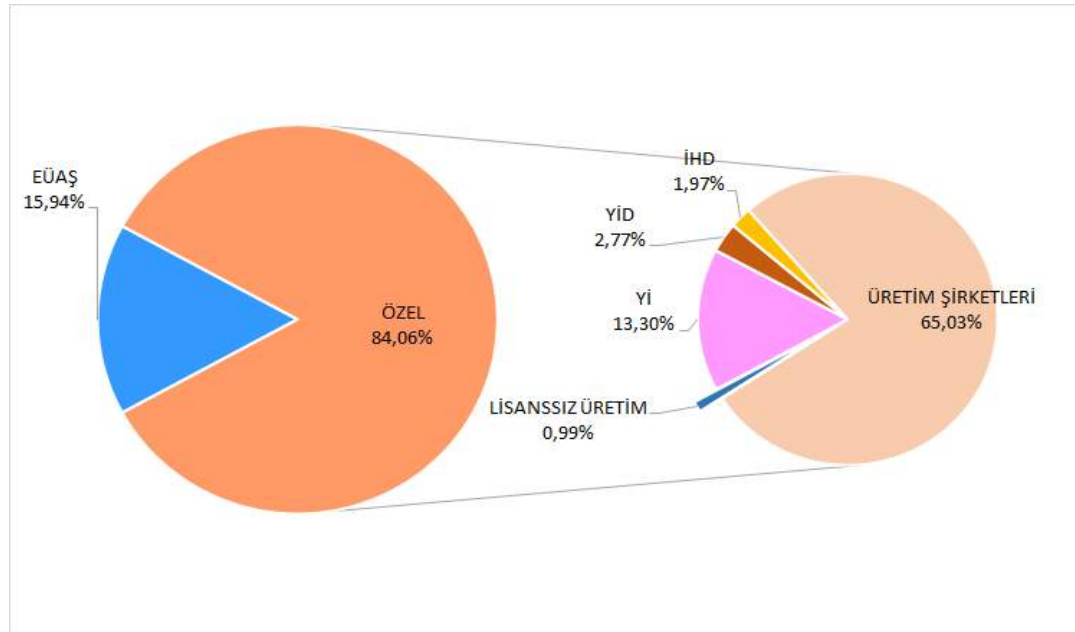
2017 yılı toplam elektrik üretiminde, doğal gazın payı bir önceki yıla göre artarak toplam üretim içinde %32,5'ten %36,6 seviyesine yükselmiştir. Önceki yıllara göre payı artış gösteren kömür bir önceki yıla göre fazla değişiklik göstermemiş ve %33 pay almıştır. Kuraklık ve su gelirlerindeki azalma nedeniyle,

2017 yılı toplam üretimi içinde hidroelektriğin payı %19,8 düzeyine düşmüştür. Doğal gazdan elektrik üretimi 2014 yılında 120.576 GWh iken 2015 yılında 99.219GWh seviyesine, 2016 yılında ise 89.227 GWh seviyesine gerilemiş ancak 2017 yılında yeniden 108.169 GWh seviyesine yükselmiştir. Son 3 yılda rüzgâr, jeotermal ve güneşten üretilen elektrik önemli miktarda artmaya başlamış ve 2017 yılında toplam üretimin %9 seviyesine ulaşmıştır.

Türkiye’de 2017 yılı elektrik üretiminin kuruluşlara ve kullanılan kaynaklara göre dağılımını gösteren Tablo 5.1.14 ve Şekil 5.1.13 fazlaca yoruma ihtiyaç bırakmamaktadır.

Tablo 5.1.14 Türkiye Elektrik Üretiminin Kuruluşların Niteliğine Göre Dağılımı (2017)

KURULUŞ		KURULU GÜÇ (MWH)	TOPLAM İÇİNDEKİ PAYI (%)
KAMU	EÜAŞ	47.092.837	15,94
ÖZEL	Yİ	39.305.533	13,30
	YİD	8.191.081	2,77
	İHD	5.830.250	1,97
	ÜRETİM ŞİRKETLERİ	192.175.649	65,03
	LİSANSSIZ ÜRETİM	2.915.259	0,99
GENEL TOPLAM		295.510.609	100,0



Şekil 5.1.12 Türkiye Elektrik Üretiminin Kuruluşların Niteliğine Göre Dağılımı (2017)

Tablo ve grafikte görüleceği üzere, 2017 yılı elektrik üretiminin %84,06'sı özel sektör tarafından sağlanmış, kamunun payı %15,94'te kalmıştır.

Türkiye, elektrik enerjisi alanında sancılı bir dönem yaşamaktadır. İthal kaynak olan doğal gaz ve ithal kömürden üretilen 159,3 milyar kWh elektriğin 2017 yılı Türkiye toplam üretimi içindeki payı %53,9 olarak gerçekleşmiştir. Doğal gaz ve ithal kömürden üretilen toplam elektrik miktarı 2014 yılında 155,7milyar kWh iken 2015 yılında 139,2 milyar kWh'a ve 2016 yılında 136,9milyar kWh'a düşmüş ancak 2017 yılında yeniden yükselerek 159,3 milyar kWh'a yükselmiştir.

2017 yılında kurulu güç ve üretim kapasitesi açısından bakıldığında hem toplam tüketim hem de anlık en yüksek tüketim olan puant talebin karşılanmasında bir sıkıntı görülmemesine karşın, havaların soğuması ile birlikte doğal gaz arzında yaşanan sıkıntılar elektrik üretimini de doğrudan etkilemiş ve zaman zaman kısıntılar uygulandığı basına da yansımıştır. %40-%45 seviyesinde olan yerli kaynakların elektrik üretimindeki payı görünür vadede çok fazla değişmeyecektir. Bugüne değin izlenen politikaların sürdürülmesi halinde, enerji girdileri ithalatı daha da artacaktır.

5.1.7 YAKIN DÖNEM (2021, 2024) PROJEKSİYONU

Bu raporun bir sonraki (5.2-Santrallerimizin Kapasite Kullanım Oranları) bölümünde kurulu güç ve üretim verilerinden yola çıkarak 1987-2017 döneminde elektrik üretim tesislerinin üretim potansiyelleri ile fiili üretim verileri karşılaştırılmış ve kapasite kullanım oranları irdelenmiştir.

Burada ise yukarıda verilen Tablo 5.1.3'ü esas alarak yaptığımız projeksiyon değerlendirilmektedir.

Tablo 5.1.15'teki projeksiyon;

- EPDK tarafından 2017 Temmuz itibarıyla lisans verilen inşa halindeki enerji üretim projelerinden (iptal edilenler çıkartıldıktan sonra) İlerleme Oranı %35'ten büyük olanların 2020 sonuna, diğerlerinin ise 2023 sonuna kadar tamamlanacağı,
- İlerleme Raporu'nda olmayan, 2017 yılı içinde gerçekleştirilen 2.820 MW'lık kapasiteli ve 1.000 MW'lık YEKA ihaleleri kapsamındaki rüzgâr santrali yatırımlarının 2023 yılında tamamlanacakları,
- Lisanssız güneş santrallerine yatırımların devam ederek 2018 yılı hariç her yıl 500 MW ilave olacağı ve YEKA kapsamındaki 1.000 MW'lık santralin 2023 yılı sonuna kadar tamamlanacağı üzerinedir.
- Nükleer santral projelerinin 2023 yılına kadar gerçekleşmeyeceği, henüz lisans almamış olan diğer yatırımların da 2023 yılına kadar tamamlanamayacağı varsayılarak hazırlanmıştır. Projeksiyonları gösteren tabloda:
- 2016 ve 2017 anlık tepe değerleri (puant talep) sırasıyla Ağustos ve Temmuz aylarında olduğu için, ilgili yılların Haziran sonu kurulu güçleri verilmiştir.
- Sonraki yılların anlık tepe değerleri *TEİAŞ (2017-2026) 10 yıllık Talep Tahmin Raporu'nda* ve yıllık tüketim değerleri *ETKB Elektrik Enerjisi Talep Serilerinde* (Tablo 5.1.8) verilen “baz” değerlerdir.
- Santrallerin yakıt/kaynak tiplerine göre ortalama güvenilir ve proje üretim kapasiteleri (yıllık üretim kapasitesi/kurulu güç) *TEİAŞ-APK Daire Başkanlığının Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu, 2012-2021 Raporu'ndan* çıkarsanmıştır. 2018 yılı üretim kapasiteleri için 2017 sonu gerçekleşen kurulu güç, 2021 ve 2024 için ise yukarıda belirtilen şekilde saptanan 2020 ve 2023 yılları sonu kurulu güç değerleri esas alınmıştır.

Tablo 5.1.15 Yakın Dönem (2021 ya da 2024 sonuna kadar) Elektrik Kurulu Güç, Üretim Kapasitesi ve Talep Projeksiyonu¹

Yıllar	Kurulu Güç (MW)	Anlık Tepe Değeri (MW)	Fark (MW)	Oran (%)	Tüketim (GWh)	Güvenilir Üretim Kapasitesi (GWh)	Fark (GWh)	Oran (%)	Proje Üretim Kapasitesi (GWh)	Fark (GWh)	Oran (%)
2016	76.550	44.734	31.816	58,44	279.286	350.930	71.644	79,58	416.814	137.528	67,00
2017	80.343	47.660	32.683	59,32	295.511	371.392	75.881	79,57	436.331	140.820	67,73
2018	85.200	48.067	37.133	56,42	304.430	371.392	66.962	81,97	459.460	155.030	66,26
2021	91.772	<u>53.181</u>	38.591	57,95	<u>350.700</u>	437.515	86.815	80,16	512.513	161.813	68,43
2024	115.232	<u>58.202</u>	57.030	50,51	<u>402.310</u>	523.381	121.071	76,87	614.653	212.343	65,45
2026		<u>61.446</u>			<u>439.170</u>						

Tablodan görüldüğü gibi,

- Kurulu güç 2021 yılı başında 91.772 MW², 2024 yıl başında 115.232 MW olacaktır.
- Kurulu güç ile anlık tepe değeri (yıl içindeki en yüksek anlık ihtiyaç) arasında zaten fazla olan fark artacak, en yüksek ihtiyaç anında bile, santrallerin kapasite kullanım oranı %60'lardan %50'ye geri-leyecektir.
- 2020 sonuna kadar devreye girecek santrallerle, güvenilir üretim kapasitesi 400.000 GWh'ı, proje üretim kapasitesi 500.000 GWh'ı geçecektir. Halbuki ETBK çalışmasına göre, 2021baz tüketim tahmini 350.700 GWh'dır. 2026'da bile tüketim ancak 2021 yılı sonu için öngörülen kurulu gücün güvenilir üretim kapasitesine (yaklaşık 440.000 GWh) ulaşılacaktır. Bu durumda 2026 için gerekli kapasite 5 yıl öncesinde tesis edilmiş olacaktır.
- Proje üretim kapasitelerini dikkate aldığımızda 2017 sonu kapasitesi 2026 yılı ihtiyacını karşılamak-tadır. Bu gözle bakıldığında ise arz imkanları talebin neredeyse 10 yıl ilerisindedir.
- Genel ortalama olarak elektrik üretim tesislerinin kapasite kullanım oranları düşecek, atıl kalma süreleri artacaktır.
- Bu kapasite fazlalığı, sonraki yılların talep artışlarını karşılamak için yeni fosil yakıtlı üretim tesisle-rine gerek olmadığını göstermekte, yenilenebilir kaynaklara dayalı santrallere öncelik ve ağırlık ve-rilmesinin önünü açmaktadır. Bu fırsat değerlendirilmelidir. Yenilenebilir kaynaklara dayalı santral-lerin üretim güvenilirliklerini artırmak için Elektrik Depolama Teknolojileri konusunda çalışmaların da diğer taraftan başlatılması, bu çalışmalara TEİAŞ'ın kaynak ayırması ve öncülük etmesi doğru olacaktır.

¹ Güvenilir ve proje üretim kapasiteleri "5.2-Santrallerimizin Kapasite Kullanım Oranları" bölümünde tanımlanmıştır.

² TEİAŞ tarafından yapılan Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2017-2021) çalışmasında ise ön lisans aşama-sındaki santraller de dikkate alınarak, 2021 yılı kurulu gücü iyimser senaryoda 108.045 MW, kötümser senaryoda 103.433 MW olarak öngörülmekte, her iki senaryo için kapasite kullanım durumu ve yedek kapasite değerlendirilmektedir. (<http://www.epdk.org.tr/TR/Dokumanlar/Elektrik/YayinlarRaporlar/ÜretimKapasiteProjeksiyonlari>)

ÖZGEÇMİŞ



Oğuz Türkyılmaz
oguz.turkyilmaz@mmo.org.tr

1951'de Ankara'da doğdu. ODTÜ Endüstri Mühendisliği Bölümü'nden 1973 yılında mezun oldu.

1973-1976 arasında Etibank Genel Müdürlüğü Eğitim Şube Müdürlüğü'nde çalıştı. 1976-1977 döneminde TMMOB Makine Mühendisleri Odası Genel Merkez Yönetim Kurulu'nda İkinci Başkan olarak görev aldı ve Oda'da profesyonel yönetici olarak çalıştı. 1977-1980 döneminde TMMOB'de Genel Sekreter Yardımcısı olarak çalıştı. 1982'den sonra özel sektörde çeşitli kuruluşlarda mühendis ve yönetici olarak görevler aldı. Halen müşavirlik yapıyor.

Ulusal ve uluslararası ölçekte çok sayıda bilimsel ve teknik kongreye çağrılı konuşmacı ve bildiri sahibi olarak katıldı, panelist ve oturum yöneticisi olarak görev yaptı. UNDP etkinlik ve projelerinde çalıştı. Birçok radyo ve TV programına katıldı.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi'nde 2005-2014 arasında yönetim kurulu üyesi olarak görev yaptı.

Anadolu, Atatürk, Bahçeşehir, Başkent, Bilkent, Bülent Ecevit, Dicle, Edirne, Haliç, İstanbul Teknik, Kemerburgaz, Kocaeli, Marmara, Muğla, ODTÜ, Osman Gazi, Sabancı, Yıldız Teknik Üniversitelerinde konferans ve seminerler verdi.

Doğal Gaz, Mühendis ve Makina, Ekonomik Forum, Elektrik Mühendisliği, EMO Enerji, Cumhuriyet Enerji Eki, Çevre Mühendisleri Odası, ODTÜ Mezunlar Derneği, ESM, Insight Turkey, Perspectives dergilerinde, BirGün gazetesinde, SBF KAYAUM Planlama Kurultayları kitaplarında yazı ve bildirileri yayımlandı. Hazırlık çalışmalarını üstlendiği ve editörlüğünü yaptığı doğal gaz ve enerji konulu çok sayıda rapor TMMOB Makina Mühendisleri Odası'na yayımlandı.

Sn. Türkyılmaz TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, ODTÜ Mezunları Derneği ve Dernek Enerji Komisyonu, Enerji Ekonomisi Derneği ve 21. Yüzyıl İçin Planlama Grubu üyesidir. Halen MMO Enerji Çalışma Grubu başkanıdır.



Yusuf Bayrak
yusufbayrak19@gmail.com

1959 Çorum-Osmancık doğumlu. ODTÜ Matematik Bölümü 1984 mezunu. 1985 yılından bu yana TEK/TEAŞ/TEİAŞ'ta Elektrik Üretim Planlaması konusunda çalışmaya devam ediyor. Elektrik üretim planlaması, talep tahminleri, elektrik sistemi üretim analizleri konularında eğitimlere katıldı. Yurtiçi ve yurtdışında çeşitli kongre ve sempozyumlarda elektrik üretim planlama ve sistem analizleri konularında bildiriler sundu ve raporlar hazırladı.

ODTÜ Mezunları Derneği üyesi olup bu dernek içindeki Enerji Komisyonu çalışmalarına katılmaktadır.

5.2 SANTRALLERİMİZİN KAPASİTE KULLANIM ORANLARI

Orhan Aytaç
Makina Mühendisi

5.2.1 GİRİŞ

Ülkemizdeki yıllık elektrik tüketimi, en yüksek kullanım (puant, tepe) ve santrallerin kurulu güç verilerini [1] incelediğimiz zaman üretebilme kapasitemizin ihtiyacımızdan daha yüksek olduğu görülmektedir. Söz konusu arz fazlalığı ve bunu daha da arttırmaya yönelik hatalı politikalar Odamız tarafından uzun süreden beri dile getirilmektedir. Bu durum artık çok daha geniş kesimlerce de kabul edilmektedir.

Öte yandan, bu kapasite fazlası arz güvenliği için tek başına yeterli olmamaktadır. Arz güvenliğinin sağlanabilmesi için tesislerin varlığının yanı sıra kaynakların çeşitli, güvenilir, elde edilebilir, ödenebilir olmasına ve bunlara ilaveten de ülke genelinde iyi bir talep, kaynak ve üretim planlamasına ihtiyaç vardır.

Bu çalışmada santrallerimizin kurulu güç ve üretim potansiyelleri ile fiili üretim verileri kullanılarak kapasite kullanım oranları irdelenecek; kapasite fazlalığı gösterilecektir. Çalışmada ülke elektrik sisteminin tamamı dikkate alınmış, elektrik iletim hatlarının sistem içinde kısıtsız ve sorunsuz hizmet verebileceği kabul edilmiştir.

5.2.2 ANLIK İHTİYACIN KARŞILANMASI, EN YÜKSEK KULLANIMIN KURULU GÜÇ İLE KARŞILAŞTIRILMASI

Elektrik ihtiyacının (tüketiminin) en yüksek değere ulaştığı anda yeterli kullanılabilir üretim gücüne, yani o anda üretim yapabilecek durumda olan kurulu güce, sahip olunması gerekir.

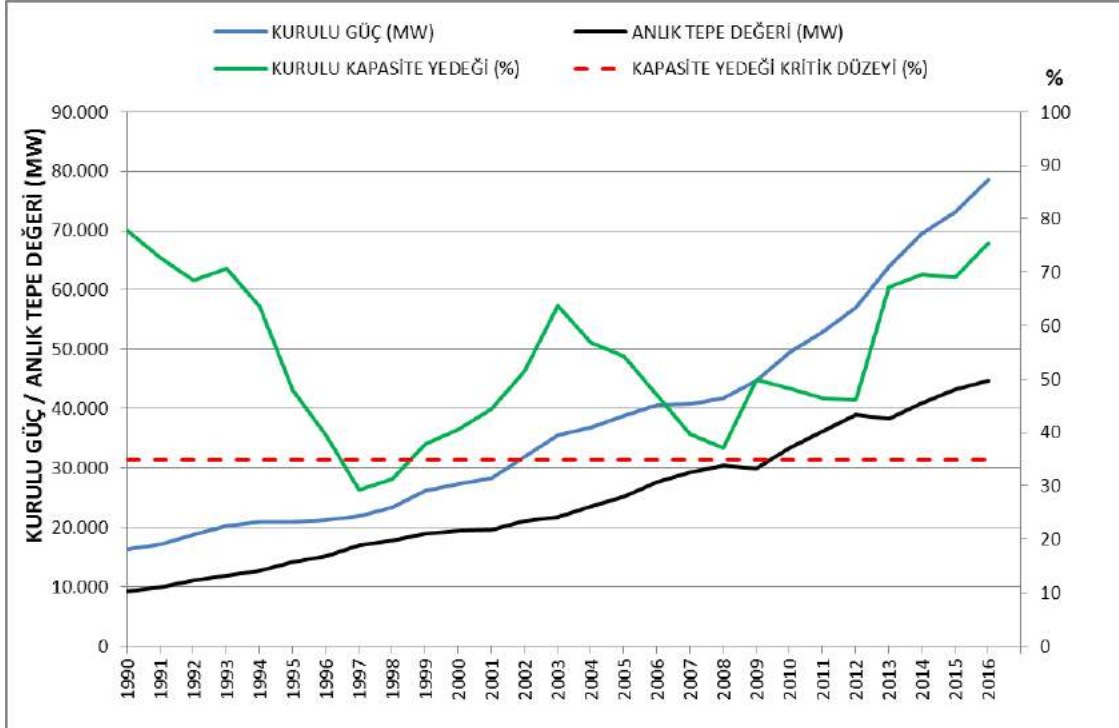
Yıllık en yüksek anlık tüketim değerinin kurulu güce oranı elektrik sisteminin güvenilirliği açısından önemlidir. Bu oran için sabit bir değer belirlenmesi mümkün değildir. Toplam kurulu gücü oluşturan santrallerin türlerine bağlı olarak toplam gücün elektrik enerjisine dönüşebilme yeteneği değişken olabilmektedir. Tamamı termik santrallerden oluşan bir sistemde anlık tüketimin kurulu güce oranının oldukça yüksek olması beklenir. Böylesi bir sistemde emre amade kapasitenin tamamından istenildiği anda yararlanılabileceğinden, anlık en yüksek tüketimi karşılayacak güç miktarı ve buna eklenecek az miktardaki yedek kapasite, sistem güvenilirliği için yeterli olacaktır. Mevsimsel ve anlık olarak kurulu gücün enerjiye dönüşme yeteneğinin çok değişebildiği tamamı yenilenebilir kaynaklara dayalı santrallerden oluşan bir elektrik sisteminde ise, anlık en yüksek tüketimi en olumsuz koşullarda bile karşılamaya yetecek bir toplam kurulu güç ile uygun miktardaki yedeğini kapsayacak bir kapasitenin oluşturulması gerekecektir ki bu da çok fazla kurulu kapasite oluşturulması anlamına gelmektedir. Böylesi durumda ayrıca anlık en yüksek tüketim ile kurulu güç arasındaki farkında büyük olması gerekir.

Türkiye elektrik sistemindeki gibi, kurulu gücü yaklaşık olarak %55 termik santrallere ve %45 yenilenebilir kaynaklara dayalı olan elektrik sistemlerinde ise anılan farkın yukarıdaki iki durum arasında bir miktarda olması beklenir. Böylesi durumlar için de standart bir değerden söz edilemez. Ancak, kurulu kapasitenin mevsimsel emre amade özellikleri de göz önüne alınarak anlık en yüksek tüketimi karşılayacak ve sistem yedeğini içerecek bir kurulu gücün bulundurulması gerekmektedir. Türkiye elektrik sisteminde santral türlerinin toplam güç içindeki payları yıllara göre incelendiğinde, yenilenebilir kaynaklara dayalı kapasitenin toplam kurulu güç içindeki oranının çok değişmediği, ancak anlık en yüksek

tüketim ile kurulu güç arasındaki farkın açılmakta olduğu görülmektedir. Anlık en yüksek güç talebi 2016 yılında 11 Ağustos günü 44.734 MW olarak, 2017 yılında ise 26 Temmuz günü 47.660 MW olarak gerçekleşmiştir. Bu değerlerin ilgili yılların 30 Haziran tarihlerinde sırasıyla 76.550 MW ve 80.343 MW olan kurulu güçlere oranları %58,1 ve %59,3'tür. Bu oranlar en yüksek ihtiyaç anında bile santrallerin yaklaşık %40'nın kullanım dışı olduğunu göstermektedir.

Elektrik üretim sektöründe, daha yaygın olarak, yukarıdaki oran yerine kurulu kapasite yedeği (marjini) kavramı kullanılmaktadır. Kurulu güç ile anlık en yüksek talep arasındaki farkın (yıl içindeki en yüksek ihtiyaç anında kullanılmayan kapasitenin) anlık en yüksek talebe oranı olarak tanımlanan kurulu kapasite yedeği (marjini), sistem güvenilirliğinin analizi açısından bir fikir verebilir. Ancak bu kavram emre amade toplam gücü dikkate almadığı için yeterli olamaz. Geçmiş yıllarda edinilen deneyimler, kurulu kapasite yedeğinin %35'ten daha az olduğu durumlarda, hem anlık ihtiyacı karşılamada hem de toplam enerji talebini karşılamada yetersiz kalılabildiğini göstermiştir. Bu nedenle bu oranın bu kritik eşğin (%35) üstünde kalması istenmektedir.

Ülkemizde 1990'dan bu yana yıllık kurulu güç ve anlık en yüksek kullanım (puant, tepe) miktarları ile kurulu kapasite yedekleri Grafik 5.2.1'de verilmiştir. Grafik incelendiğinde, son yıllarda, anlık en yüksek tüketim ile kurulu güç arasındaki farkın açıldığı görülmektedir. 1997 ve 1998 yılları haricinde zaten kritik düzeyin üzerinde olan kurulu kapasite yedeği, 2008'den bu yana, sürekli artmaktadır. 2016'da kurulu kapasite yedeği %75,5 olmuştur.



Grafik 5.2.1 Yıl İçinde Gerçekleşen Anlık En Yüksek Tüketim, Toplam Kurulu Güç, Kurulu Kapasite Yedeği ve Bu Yedek İçin Kritik Düzey (1990-2016)

5.2.3 SANTRALLERİMİZİN YILLIK KAPASİTE KULLANIM ORANLARI

TEİAŞ-APK Daire Başkanlığı'nın Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012-2021) raporunda belirtildiği şekilde:

“2012–2021 dönemini kapsayan kapasite projeksiyonu çalışması ile elektrik enerjisi talebinin mevcut, inşası devam eden, lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen kapasite ile güvenilir bir şekilde yani belli bir yedek ile nasıl karşılanacağı analizi yapılmakta olup söz konusu bu üretim tesislerinin yapabilecekleri üretim miktarları **proje ve güvenilir** üretim kapasitesi olarak dikkate alınmaktadır. Bu çalışma ile sistemde enerji açığının oluşabileceği yıl belirlenmekte olup, bunun neticesinde yatırımcılara sistemde yeni yatırımlara ihtiyaç duyulacağı zamanın gösterilmesi amaçlanmaktadır.”

“Bu çalışma ile her yıl üretim kompozisyonunu oluşturan üretim tesislerinin periyodik bakım, arıza, hidrolojik koşullar ve rehabilitasyon durumları göz önüne alınarak proje ve güvenilir üretim kapasitesi ile talebin güvenli bir yedek ile nasıl karşılanacağı hesaplanmaktadır. Üretim kapasitesi yakıtın kesintisiz sağlanacağı işletme koşulları dikkate alınarak hesaplanmaktadır.” [2]

Yukarıdaki alıntıda sözü edilen *proje üretim kapasitesi* normal çalışma koşullarında dönem süresinde erişilebilen kapasite olup teknik koşullar, verimler, bakım-onarımlar vb dikkate alınarak belirlenen kapasitedir. *Güvenilir üretim kapasitesi* ise iklim ve işletme koşullarının daha olumsuz olabileceği varsayımıyla, geçmiş yıllardan elde edilen tecrübelerle de dayanılarak saptanmaktadır. Öte yandan tesisin dönem (yıl) boyunca tam zamanlı olarak çalışması durumunda üretebileceği elektrik miktarı (kurulu güç x 8760 saat) ise kurulu kapasite olarak tanımlanmaktadır.

Anılan raporda 2012-2021 yılları için kaynaklara/yakıtlara göre öngörülen kurulu güç ve üretim miktarlarından hareketle (tarafımızdan çıkarsama yapılarak) geçmiş yıllara ait güvenilir üretim ve proje üretim kapasiteleri saptanmıştır. Bu çıkarsama sonucunda kaynak veya yakıt çeşitlerine göre 1 MW kurulu güçteki bir santral için ülke ortalaması olarak tespit edilen yıllık proje ve güvenilir üretim kapasiteleri Tablo 5.2.1’de verilmiştir. Kurulu kapasite ise her tipteki 1 MW gücündeki santral için 8.760 MWh’dir.

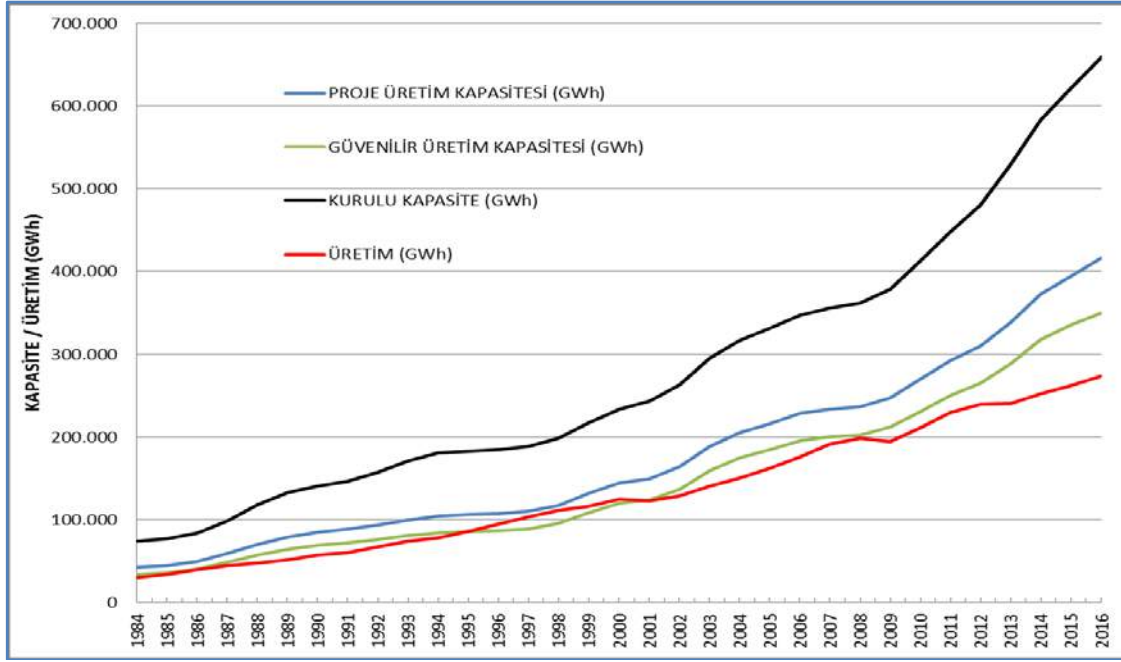
Tablo 5.2.1 Kaynak/Yakıt Türlerine Göre 1 MW Kurulu Güçteki Bir Santralin Yıllık Proje ve Güvenilir Üretim Kapasitesi (TEİAŞ-APK Daire Başkanlığı'nın Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu, 2012-2021 raporundan çıkarsanmıştır.)

KAYNAK/YAKIT TÜRLERİ	1 MW KURULU GÜÇ İÇİN YILLIK	
	PROJE ÜRETİM KAPASİTESİ (MWh)	GÜVENİLİR ÜRETİM KAPASİTESİ (MWh)
TAŞKÖMÜRÜ + İTHAL KÖMÜR +ASFALTİT	6.900	6.500
LİNYİT	6.220	5.500
DOĞAL GAZ	7.320	6.900
HİDROLİK	3.450	2.000
JEOTERMAL	7.120	6.700
RÜZGAR	3.480	2.700

Ülkemizdeki santrallerin toplam yıllık elektrik üretimleri ile güvenilir üretim, proje üretim ve kurulu kapasiteleri yıllar itibarıyla Grafik 5.2.2’de gösterilmektedir. Tablo 5.2.2’de ise yakıt/kaynak türlerine göre gerçekleşen üretim miktarları, güvenilir üretim kapasiteleri, proje üretim kapasiteleri ve kurulu kapasiteleri ile kapasite kullanım oranları dönemler itibarıyla verilmektedir.

Grafik 5.2.2’de 1996-2000 yılları arasında yıllık toplam üretimlerin santrallerin toplam güvenilir üretim kapasitelerinin üstünde gerçekleştiği, 2008 yılında ise üretimin güvenilir kapasiteye yaklaştığı görülmektedir. Tablo 5.2.2’deki dönemler bu gerçekleştirmeler dikkate alınarak seçilmiştir. Tablodan

görüldüğü gibi, 1996-2000 arasında güvenilir üretim kapasitesi kullanım oranı %110,18, proje üretim kapasitesi kullanım oranı %89,87 olmuştur. Diğer dönemlerde ise santraller güvenilir üretim kapasitelerinin altında çalıştırılmıştır. 2008 yılında güvenilir üretim kapasitesi kullanım oranı %98 olmuş, sonraki yıllarda ise kapasite kullanım oranları sürekli gerilemiştir.



Grafik 5.2.2 Yıllar İtibarıyla Gerçekleşen Toplam Elektrik Üretimleri ve Santrallerin Toplam Kapasiteleri (1984-2016)

Tablo 5.2.2'den hidrolik, jeotermal ve rüzgar enerji santrallerinin proje kapasitelerinin altında üretim yapmakla birlikte güvenilir üretim kapasitelerini yakaladıkları saptanmaktadır. Yerli kömür (linyit) santrallerinin tüm dönemlerde güvenilir üretim kapasitelerinin çok altında çalıştırıldıkları gözlenmektedir. Doğal gaz santrallerinin toplam elektrik üretim içindeki payı, %49,7 ile 2008 yılında şimdiye kadarki en yüksek orana ulaşmıştır. Ancak 2008 yılından sonra bu tür santrallerin kapasite kullanım oranları düşmeye başlamıştır. 2016 yılında ise toplam üretim içindeki payı %32,1 olarak gerçekleşmiştir. Bu bağlamda, doğal gaz santrallerinde 2008 yılında 15.054,8 MW olan kurulu güç ile 98.685 MWh üretim yapılmış olmasına rağmen, 2016 yılında 1,7 kat artarak 25510,1 MW'a ulaşan kurulu güç ile 87.797 MWh üretim yapılmış olması, son sekiz yıl içindeki yatırımların yerindeliği açısından sorular doğurmaktadır.

2016 yılında, proje üretim kapasitelerine¹ göre, yerli kömür santrallerinin %66,85, doğal gaz santrallerinin %47,69, ithal kömür santrallerinin ise %104,61 oranında üretim yaptıkları görülmektedir. Aynı yıl, yine proje kapasitelerine göre, hidrolik santraller %74,17, jeotermal santraller %93,68 ve rüzgar santralleri %86,97 oranında üretim yapmışlardır. Kurak geçen 2017 yılında ise, proje üretim kapasitelerine göre, yerli kömür santrallerinin %67,79, doğal gaz santrallerinin %56,65, ithal kömür santrallerinin ise %98,46, hidrolik santraller %62,80, jeotermal santraller %88,98 ve rüzgar santralleri %83,90 oranında üretim yapmışlardır. Kuraklığın 2018 yılında da devam edeceği tahmin edilmesine rağmen (döviz ödemelerinin daha fazla artmaması için, günü kurtarmak güdüsüyle) hidrolik santrallerin geleceği düşünmeden, herhangi bir planlama yapılmadan üretime devam etmelerine göz yumulmuştur. Buna rağmen 2017 yılında elektrik üretiminde doğal gaz kullanımı ve dolayısıyla doğal gaz santrallerinin kapasite kullanım oranı artmıştır.

¹Tablodaki kapasiteler, ilgili yıl içinde işletmeye alınan tesislerin hepsi yıl başında devreye alınmadığı için ortalama olarak %50'sinin tüm yıl boyunca üretim yapabildiği varsayımıyla saptanmıştır. 2017 yılı içinde tamamlanan ithal kömürlü santraller ancak Kasım ve Aralık aylarında işletmeye alınabildikleri için, bu santraller kapasite hesabına dahil edilmemiştir.

Tablo 5.2.2 Yakıt/Kaynak Türlerine Göre Üretim ve Santrallerimizin Öngörülen Yıllık Kapasite Kullanım Oranları (TEİAŞ-APK Daire Başkanlığının Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu, 2012-2021 raporundan çıkarılmıştır.)²

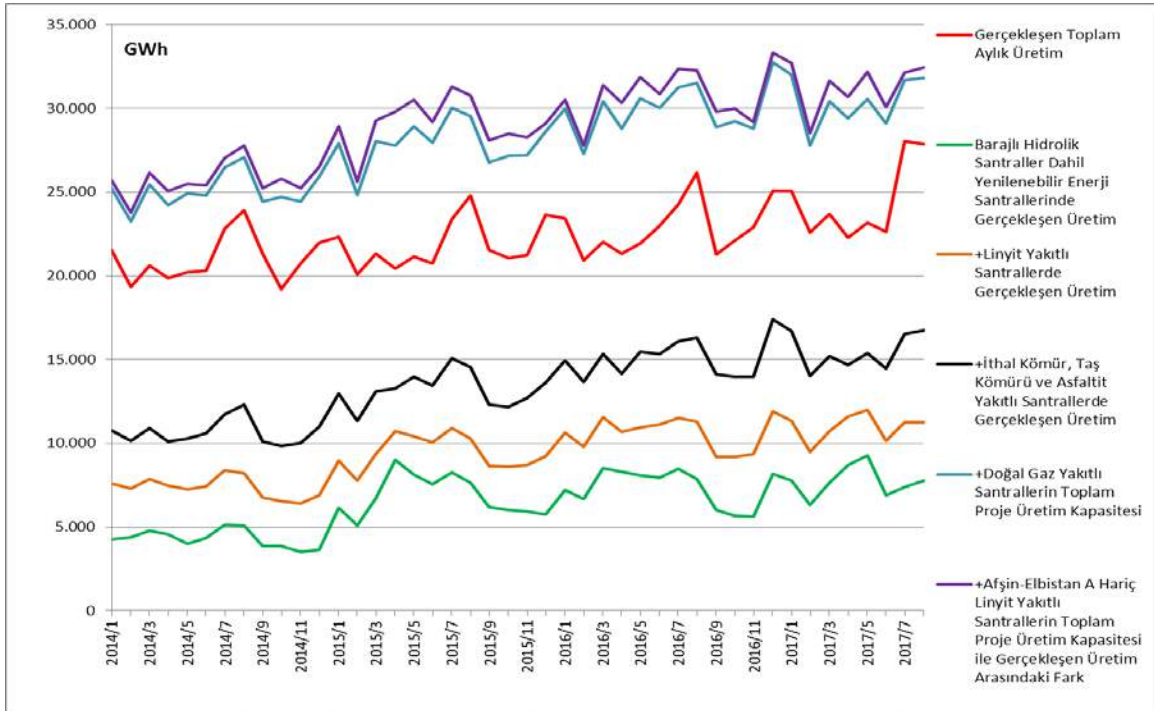
DÖNEMLER	ÜRETİM	GÜVENİLİR ÜRETİM KAPASİTESİ		PROJE ÜRETİM KAPASİTESİ		KURULU KAPASİTE	
	GWh	GWh	KKO (%)	GWh	KKO (%)	GWh	KKO (%)
TÜM SANTRALLER GENEL TOPLAMI							
1987-1995	63.106	71.054	88,81	87.464	72,15	147.694	42,73
1996-2000	110.108	99.935	110,18	122.387	89,97	204.338	53,89
2001-2008	158.954	172.368	92,22	202.859	78,36	314.382	50,56
2009-2015	232.384	271.276	85,66	317.835	73,11	492.896	47,15
2016	274.408	350.930	78,19	416.814	65,83	660.440	41,55
2017	295.511	375.527	78,69	440.721	67,05	712.044	41,50
İTHAL KÖMÜR + TAŞKÖMÜRÜ + ASFALTİT / %20 Katı-Sıvı Çok Yakıtlı							
1987-1995	1.192	2.434	48,98	2.584	46,14	3.280	36,34
1996-2000	3.154	2.809	112,29	2.981	105,78	3.785	83,32
2001-2008	10.907	10.180	107,14	10.807	100,93	13.720	79,50
2009-2015	30.316	28.532	106,25	30.287	100,09	38.452	78,84
2016	53.703	48.359	111,05	51.335	104,61	65.173	82,40
2017	57.021	54.554	104,52	57.912	98,46	73.523	77,56
LİNYİT+ %80 Katı/Sıvı Çok Yakıtlı							
1987-1995	20.671	29.229	70,72	33.055	62,53	46.554	44,40
1996-2000	31.882	35.842	88,95	40.534	78,65	57.086	55,85
2001-2008	31.375	41.076	76,38	46.454	67,54	65.423	47,96
2009-2015	35.239	47.598	74,03	53.829	65,46	75.811	46,48
2016	38.570	51.015	75,60	57.693	66,85	81.253	47,47
2017	40.540	52.880	76,66	59.802	67,79	84.223	48,13
DOĞAL GAZ + Sıvı/Gaz - Katı/Gaz Çok Yakıtlı							
1987-1995	10.008	14.596	68,57	15.484	64,64	18.530	54,01
1996-2000	29.332	31.785	92,28	33.719	86,99	40.353	72,69
2001-2008	71.959	81.832	87,93	86.813	82,89	103.891	69,26
2009-2015	103.810	142.934	72,63	151.635	68,46	181.464	57,21
2016	89.227	176.360	50,59	187.094	47,69	223.900	39,85
2017	108.169	179.991	60,10	190.947	56,65	228.510	47,34
TOPLAM TERMİK							
1987-1995	36.590	56.161	65,15	61.851	59,16	82.822	44,18
1996-2000	72.400	79.244	91,36	86.777	83,43	114.085	63,46
2001-2008	122.138	146.819	83,19	158.948	76,84	203.080	60,14
2009-2015	172.758	226.118	76,40	243.393	70,98	306.026	56,45
2016	185.798	278.454	66,72	301.248	61,68	374.297	49,64
2017	210.498	293.807	71,64	317.664	66,26	395.109	53,28
HİDROLİK							
1987-1995	26.443	14.776	178,96	25.489	103,74	64.719	40,86
1996-2000	37.615	20.560	182,95	35.466	106,06	90.053	41,77
2001-2008	36.504	25.251	144,57	43.558	83,81	110.599	33,01
2009-2015	52.132	37.975	137,28	65.506	79,58	166.329	31,34
2016	67.231	278.454	24,14	90.647	74,17	230.164	29,21
2017	58.450	53.954	108,33	93.071	62,80	236.319	24,73
JEOTERMAL							
1987-1995	74	117	62,79	125	59,09	153	48,02
1996-2000	82	117	69,58	125	65,47	153	53,22
2001-2008	116	137	84,59	145	79,60	179	64,70
2009-2015	1.406	1.426	98,58	1.516	92,76	1.865	75,39
2016	4.819	52.549	9,17	5.143	93,68	6.328	76,14
2017	5.970	6.313	94,56	6.709	88,98	8.255	72,32
RÜZGAR							
1987-1995	---	---	---	---	---	---	---
1996-2000	20	14	136,56	19	105,95	47	42,09
2001-2008	192	161	118,74	208	92,12	524	36,60
2009-2015	6.085	5.756	105,71	7.419	82,02	18.676	32,58
2016	15.517	4.840	320,60	17.843	86,97	44.915	34,55
2017	17.909	16.561	108,14	21.345	83,90	53.732	33,33

² Yıllık üretimin kurulu kapasiteye oranı, *Kapasite Faktörü* olarak adlandırılmaktadır.

Anlık ihtiyaç ve yıllık tüketimlerin yanı sıra, kaynak türlerine göre Ocak 2014 – Temmuz 2017 dönemi aylık üretim miktarları incelendiğinde de şu sonuçlar çıkarılabilmektedir:

- Toplam güvenilir kapasite açısından yıl içinde riskli dönemler olmamıştır.
- Hidrolik santrallerin üretimlerinin arttığı bahar aylarında doğalgaz santrallerinin üretimleri düşmüş, diğer aylarda artmış, üretimlerinin arttığı aylarda bile güvenilir kapasitelerinin altında çalıştırılmışlardır.
- Yerli kömür yakıtlı santrallerin üretimleri de dönem boyunca yıllık güvenilir kapasitelerinin altında kalmıştır.

Grafik 5.2.3'te mevcut kurulu gücün aylık ihtiyaçlardan çok fazla olduğu görülmektedir. Şöyle ki, yenilenebilir (barajlılar dahil hidrolik, rüzgar, jeotermal, güneş, atık-biyokütle) enerjisantallerinin aylık üretim miktarlarına sırasıyla linyit ve ithal kömür, taş kömürü, asfaltit yakıtlı santralleringerçekleşmiş elektrik üretim miktarları ile doğal gaz yakıtlı santrallerin proje üretim kapasiteleri eklendiğinde oluşan potansiyel, kırmızı çizgi ile gösterilen aylık üretimin (tüketimin) her zaman oldukça üzerinde olmaktadır. Bunun üzerine linyit yakıtlı santrallerin proje üretim kapasiteleri ile gerçekleşen üretim arasındaki farkda (çoğu zaman arıza nedeniyle çok düşük kapasitede çalıştırılan ve 2017 Ekim ayı itibarıyla tamamen işletme dışı bırakıldığı duyumları alınan Afşin-Elbistan A santrali hariç tutularak) eklendiği takdirde aylık kapasite fazlalığı bir miktar daha artmaktadır.



Grafik 5.2.3 Yenilenebilir Enerji Santralleri (Barajlı Hidrolik Santraller Dahil) ile Yerli Kömür ve İthal Kömür Yakıtlı Santrallerde Gerçekleşen Aylık Elektrik Üretimi, Doğal Gaz Yakıtlı Santrallerin Aylık Proje Üretim Kapasitesi ile Linyit Yakıtlı Santrallerin Proje Üretim Kapasitesi Farkının Toplamları ve Gerçekleşen Toplam Üretim (Ocak 2014 – Ağustos 2017)

Son dönemde inşa edilen santrallerin gerekliliğini irdelemek için Grafik 5.2.2'ye geri dönersek, 2016 yılı elektrik üretiminin yaklaşık olarak 2012 yılı güvenilir üretim kapasitesine eşit olduğu görülebilir ve buradan hareketle bir başka irdeleme için şöyle bir soruya cevap aranabilir: 2012 yılından sonra hiçbir yeni ithal yakıtlı termik santral işletmeye alınmasaydı, 2016 yılı tüketim miktarı karşılanabilir miydi?

Tablo 5.2.3 Yakıt/Kaynak Türlerine Göre Kurulu Güçler ve Üretim Miktarları (2012, 2014, 2016) [1]

	2012		2014		2016	
Yakıt/Kaynak Türü	Kurulu Güç (MW)	Yıllık Üretim (GWh)	Kurulu Güç (MW)	Yıllık Üretim (GWh)	Kurulu Güç (MW)	Yıllık Üretim (GWh)
Yerli Kömür	9.226,8	37.032	8.708,4	41.177	9.842,6	38.460
İthal Kömür	3.947,5	30.982	6.062,6	35.086	7.473,9	53.778
Doğal Gaz ve Çok Yakıtlılar	20.398,6	106.795	26.217,9	121.058	26.177,2	87.797
Sıvı Yakıt	1.285,5	981	524,9	1.663	368,7	2.653
Yenilenebilir+Atık+Diğer	168,8	721	288,1	1.433	549,5	2.179
Hidrolik	19.609,4	57.865	23.643,2	40.645	26.681,1	67.274
Jeotermal	162,2	6.760	404,9	10.901	820,9	21.246
Rüzgar	2.260,6		3.629,7		5.751,3	
Güneş	0,0		40,2		832,5	
TOPLAM	57.059,4	241.135	69.519,9	251.963	78.497,7	273.388

Tablo 5.2.3'te santrallerimizin 2012, 2014 ve 2016 yıllarındaki kurulu güç ve üretim miktarları yakıt/kaynak türlerine göre verilmiştir. 2012 yılından sonra hiçbir yeni ithal kömür ve doğal gaz santralinin işletmeye alınmadığını ancak diğerlerinin aynen gerçekleştirildiğini varsayarsak, 2016 yılı üretim değerlerine ulaşılmasının (yenilenebilir kaynaklardan gerçekleşen miktarların üzerinde üretim yapılamayacağı ve ithal kömürlü santraller zaten çok yüksek kapasite kullanım oranında çalıştırıldıkları için)iki yolu olduğu görülmektedir. Seçeneklerden birisi, tercih edilmese de, oluşan tüm tüketim artışının doğal gaz santrallerinden karşılanmasıdır. Bu durumda proje üretim kapasitesi 149.318 GWh olan doğal gaz santrallerinin 110.594 GWh üretim yapması yeterli olmaktadır³. Bu değer 2012 yılındaki gerçekleşmenin çok az üzerindedir. Diğer seçenek ise Tablo 5.2.4'te görüldüğü gibi, yerli kömür santrallerinden proje üretim kapasitelerinde elektrik elde edilmesidir. Bu seçenek için mevcut yerli kömür (linyit) santrallerinin tümünün çalıştırılabilir durumda olması ve böylelikle ortalama %47 olarak gerçekleşen kapasite faktörlerinin %71'e çıkarılması gerekmektedir. Bu seçenek daha önceki yıllarda alınması gereken önlemlerin alınmış, gerekliliği uzun bir süredir bilinen iyileştirmelerin yapılmış olması halinde gerçekleştirilebilir. Ancak bu ön şartların büyük oranda yerine getirilmediği bilinmektedir.

³2016 yılı proje kapasitesi, TEİAŞ-APK Daire Başkanlığı'nın Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012-2021) raporunda 2012-2021 yılları için kullanılan kaynaklara göre kurulu güç ve üretim değerlerinden çıkarsama yapılarak bulunan birim değerler ile 2016 yılı kurulu güç değerlerinin çarpımı ile hesaplanmıştır.

Tablo 5.2.4 İthal Kömür ve Doğal Gaz Santralleri Kurulu Güçleri Toplamlarının 2012 Yılındakilerle Aynı Kalması Halinde 2016 Yılı Elektrik Üretimine Eşdeğer Üretim Senaryosu (yakıt veya kaynak türlerine göre)

Yakıt/Kaynak Türü	Kurulu Güç (MW)	Yıllık Üretim (GWh)	Açıklama
Yerli Kömür	9.842,6	61.221	2016 yılındaki kurulu güç ve proje üretim kapasitesinde üretim
İthal Kömür	3.947,5	30.982	2012 yılındaki kurulu güç ve 2012 yılı ile aynı üretim
Doğal Gaz ve Çok Yakıtlılar	20.398,6	87.833	2012 yılındaki kurulu güç, 2012 yılından daha düşük üretim
Sıvı Yakıt	368,7	2.653	2016 yılında gerçekleşen
Yenilenebilir+Atık+Diğer	549,5	2.179	2016 yılında gerçekleşen
Hidrolik	26.681,1	67.274	2016 yılında gerçekleşen
Jeotermal	820,9	21.246	2016 yılında gerçekleşen
Rüzgar	5.751,3		
Güneş	832,5		
TOPLAM	69.192,7	273.388	2016 yılı üretimine eşit

Benzeri bir irdeleme, arz güvenliği için bir tehdit oluşturan kuraklığın yaşandığı, hidroelektrik santrallerinden üretimin diğer yıllara göre çok düşük olduğu ve bu açığın doğal gaz santralleri aracılığıyla kapatıldığı 2014 yılı için de yapılabilir. Bu senaryoda, 2012 yılından sonra devreye alınan ithal kömür ve doğal gaz santrali olmadığı, bu nedenle ithal kömür santralleri toplam üretiminin 2012 yılına eşit olduğu varsayılabilir. Böylesi bir durumda ithal kömür santralleri tarafından 2014 yılında 2012 yılına göre daha fazla üretilmiş olan toplam 4.105 MWh miktarındaki elektriğin yerli kömür santrallerinden (%54 olarak gerçekleşen kapasite faktörü, çok az bir artışla, %59'a çıkmış olacaktır) elde edilebileceği görülmektedir. 2014 yılında doğal gaz santrallerinden elde edilen elektriğin ise 2012 yılı kurulu gücü ile (%53 olarak gerçekleşen kapasite faktörü %68'e çıkmış olacaktır) rahatlıkla üretililebileceği açıktır (Tablo 5.2.5).

Tablo 5.2.5 İthal Kömür ve Doğal Gaz Santralleri Kurulu Güçleri Toplamının 2012 Yılındaki ile Aynı Kalması Halinde 2014 Yılı Elektrik Üretimine Eşdeğer Üretim Senaryosu (yakıt veya kaynak türlerine göre)

Yakıt/Kaynak Türü	Kurulu Güç (MW)	Yıllık Üretim (GWh)	Açıklama
Yerli Kömür	8.708,4	45.281	2014 yılındaki kurulu güç. 2014 yılı gerçekleşen üretimden 4.104 MWh fazla üretim. Kapasitenin daha yüksek oranda kullanımı ile mümkündür
İthal Kömür	3.947,5	30.982	2012 yılındaki kurulu güç ve 2012 yılı ile aynı üretim
Doğal Gaz ve Çok Yakıtlılar	20.398,6	121.058	2012 yılındaki kurulu güç ve 2014 yılına eşit üretim. Kapasitenin daha yüksek oranda kullanımı ile mümkündür
Sıvı Yakıt	524,9	1.663	2014 yılında gerçekleşen
Yenilenebilir+Atık+Diğer	288,1	1.433	2014 yılında gerçekleşen
Hidrolik	23.643,2	40.645	2014 yılında gerçekleşen
Jeotermal	404,9	10.901	2014 yılında gerçekleşen
Rüzgar	3.629,7		
Güneş	40,2		
TOPLAM	61.585,5	251.963,0	2014 yılı üretimine eşit

Yukarıdaki tespitlerden de görüldüğü üzere, 2012'den sonraki **ithal yakıtlı** santral yatırımları 2016 yılı elektrik arz güvenliği açısından gerekli, yapılması zorunlu yatırımlar değildir. Buna göre, ihtiyaç fazlası santrallerimiz vardır ve bazı santrallerimizin düşük kapasite kullanım oranları ile çalıştırılması kaçınılmazdır.

5.2.4 MEVCUT KAPASİTE VE KAPASİTE KULLANIM ORANLARININ (KKO) DEĞERLENDİRİLMESİ

Yıllık üretim miktarlarından hareketle yakıt/kaynak türlerine göre santrallerimizin güvenilir üretim, proje üretim ve kurulu kapasite kullanım oranlarının gösterildiği yukarıdaki tablo ve grafikler ile santral bazındaki bilgileri incelediğimizde şu sonuçlar çıkarılabilmektedir:

- İthal kömür yakıtlı santraller proje üretim kapasitelerinde veya üzerinde çalıştırılmışlardır.
- Yerli kömür yakıtlı santraller maliyet avantajlarına rağmen bırakın proje, güvenilir üretim kapasitelerinde bile işletilmemişlerdir. Genel ortalamaları güvenilir üretim kapasitelerinin çok altında kalmıştır. Bunların çoğu eskidir. Bu tür santrallerin bazıları iyileştirilmiştir. Henüz iyileştirilmeyen santrallerin de elden geçirilmesi gerekir. Kapasite kullanım oranı genel ortalamalarının bu denli düşük olmasında son dönemlerdeki en büyük etken Afşin-Elbistan A ve B santrallerinin performanslarıdır. Çoğu zaman arıza nedeniyle kapasite kullanım oranı çok düşük olan ve 2017 Ekim ayı itibarıyla tamamen işletme dışı bırakıldığı duyumları alınan Asantralinin iyileştirme ve yenileme ihtiyacı bilinmesine ve bu yönde girişimlerde bulunulmasına rağmen gerekli işlemler sonlandırılmamıştır. B santralinin kömür üretim sahasında 10 Şubat 2011'de meydana gelen, biri mühendis 11 emekçinin bedenlerinin hala göçük altında olduğu iş cinayetinden bu yana yeterli seviyede kömür üretimi yapılamaması ve elektrik üretim tesislerinde işletme hatalarından kaynaklanan arızalar nedenleriyle oluşan uzun süreli duruşlar kapasite kullanım oranının çok düşük kalmasına sebep olmuştur.⁴
- Doğal gaz yakıtlı santrallerimiz 1996-2000 yılları arasında toplam ortalama güvenilir üretim kapasitesinin %92'si oranında çalıştırılmışlardır. Ancak sonraki dönemlerde kapasite kullanım oranları giderek azalmış ve 2016 yılında %49'a düşmüştür. Üretim maliyetlerinin yüksekliği nedeniyle elektrik piyasa fiyatlarının düşük olduğu zaman dilimlerinde mevcut santrallerin büyük bir kısmı çalıştırılmamıştır. Buna rağmen yeni santrallerin inşasına devam edilmiştir.
- Hidroelektrik santrallerimizin üretimleri, proje ve güvenilir üretim kapasiteleri arasında kalmıştır. Dolayısıyla, TEİAŞ'ın projeksiyonlarında kullandığı miktarlara uygun olmuştur. Ancak, barajlı hidroelektrik santrallerimizin "o anda mevcut olan" su potansiyelini "bir an önce" paraya çevirme güdüsüyle ve/veya ithalatın (günü kurtaracak şekilde) kısılması amacıyla yıllık su rejimi dikkate alınmadan, plansız olarak işletildikleri bilinmektedir. Ayrıca fizibilite araştırmalarının hatalı olmaları nedeniyle öngörülen miktarlarda üretim yapamayan çok sayıda küçük HES de bulunmaktadır.
- Rüzgar enerjisi santrallerimizin kapasite kullanım oranları da TEİAŞ kriterlerine göre beklentilere uygundur. Üretimler, çeşitli kaynaklarda verilen dünya ortalamasının üstünde gerçekleşmiştir. Jeotermal enerji santrallerimizin kapasite kullanım oranları da beklentilere uygundur.

⁴ Bu konu Termik Santraller 2017 Oda Raporu'nda detaylı olarak ele alınmıştır.

5.2.5 SONUÇ

TEİAŞ tarafından belirtildiği gibi:

“Elektrik üretimi anlık ihtiyaca bağlı olduğu dolayısıyla santrallerde kullanılabilir kapasite olduğu halde talepten fazla üretim yapılamayacağı için kurulu gücün bir kısmının kullanılmadığı göz önünde bulundurulmalıdır.”

“Kurulu gücün enerjiye dönüştürülebilir kısmının ancak talep kadar olan miktarı üretileceği için kapasitenin bir kısmı üretime hazır ama üretim yapmadan yedek olarak bekleyecektir.”

“Bir santral emre amade olsa bile talep durumuna göre bazı zamanlarda çalıştırılmayabilecektir.”[2]

Bu bağlamda, santrallerin her zaman veya tam kapasitelerinde çalıştırılmamaları çok normaldir. Ancak yukarıda irdelendiği üzere kurulu güç–üretim miktarı arasındaki makasın sürekli olarak açılması ve yıllık üretimlerin teknik kapasitelerin çok altında kalması, hesapsız, plansız ve dönem ihtiyacından fazla santral inşa edilmiş olduğunu göstermektedir.

Söz konusu kapasite fazlalığından hareketle, yıllık elektrik talep artışlarını da göz önüne alarak yeni yatırımlarda fosil yakıtları ve nükleer enerjiyi kullanmaktan kaçınan, yenilenebilir enerji santrallerine öncelik ve ağırlık veren bir elektrik üretim politikasının tercih edilmesi gerektiği söylenebilir. Bu tercih, arz güvenliğini de sağlayabilecektir. **Gelecek dönemlerdeki elektrik talep artışları yenilenebilir enerji kaynaklarımızın mühendislik kurallarına uygun, doğal ve sosyal çevreye saygılı, etkin bir şekilde değerlendirilmesi ile karşılanabilir.** Yapımı devam eden santraller ise gelecekte daha çok arz fazlalığına sebep olacakları ve büyük bir kısmı dışa bağımlı yakıta dayalı olmaları nedeniyle “akılcı” yatırımlar değildir. Bu olumsuz yöndeki gidiş ancak bilimsel yaklaşımla toplum yararına tüketim, kaynak, üretim ve yatırım planlarının yapılması ve bu planlara uyulmasıyla engellenebilir.

KAYNAKÇA

1. TEİAŞ–Web Sayfaları.
2. TEİAŞ–APK Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012-2021).

ÖZGEÇMİŞ



Orhan Aytaç
orh.aytac@gmail.com

1956'da Eskişehir'de doğdu. ODTÜ Makina Mühendisliği Bölümü'nden Şubat 1979'da mezun oldu.

Çalışma hayatına Haziran 1979'da Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş. Ankara Makine Fabrikası'nda başladı ve 1980-1982 döneminde Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) tarafından imal ettirilen ve halen ülkemizin %100 yerli türbin-jeneratöre haiz tek tesis olan Hirfanlı HES IV. Ünite parçalarının imalatından sorumlu atölye mühendisi olarak çalıştı. 1982-1989 arasında Türkiye Elektromekanik Sanayi A.Ş. (TEMSAN) Diyarbakır Su Türbini ve Generatör Fabrikası'nın kuruluş, imalata başlama ve ilk teslimatlar sürecinde görev yaptı. 1992-1997 arasında MKEK Çankırı Silah Sanayi A.Ş. Genel Müdürlüğü yapan Sn. Aytaç daha sonra GES Genel Endüstriyel Sistemler A.Ş. ve ardından EKON Endüstri ve İnşaat A.Ş. Genel Müdür Yardımcısı olarak çeşitli endüstriyel ve enerji tesislerinin kısmi yerli imalatı, yapım ve işletmeye alma işlerinde çalıştı. 2015 yılında emekli oldu.

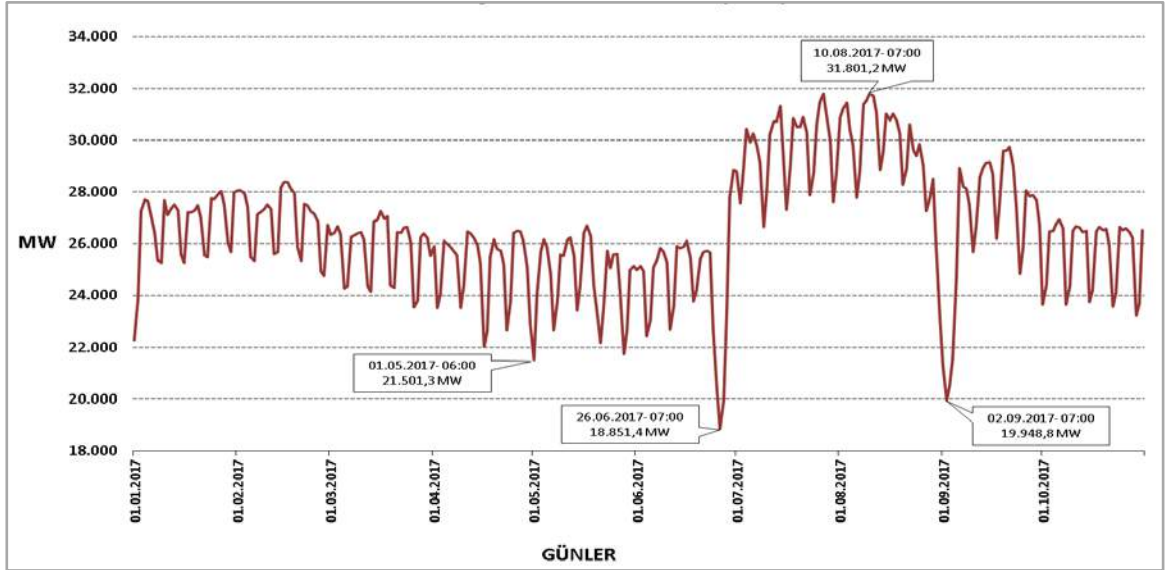
TMMOB Makina Mühendisleri Odası ve Oda Enerji Çalışma Grubu, ODTÜ Mezunları Derneği ve Dernek Enerji Komisyonu üyesidir.

5.3 ELEKTRİK ENERJİSİ POLİTİKALARI ÜZERİNE: ÜRETİM, İLETİM, YAZ SAATİ, ÖNERİLER

Olgun Sakarya
Elektrik Mühendisi

5.3.1 Mevcut Durum ve Arz Güvenliği

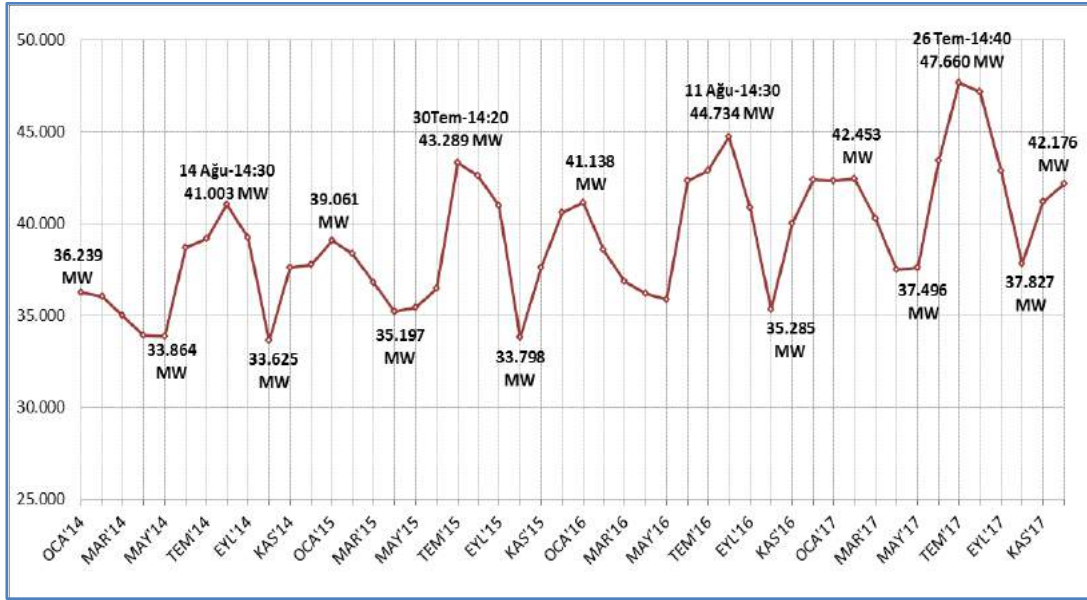
Ülkemiz elektrik enerjisinin mevcut durumuna kısaca bakmak gerekirse baz yük olarak ifade edeceğimiz en düşük saatlik puantın birkaç ay (yaz ayları) hariç 26.000-28.000 MW bandında, yaz aylarında ise ortalama 31.500 MW civarında gerçekleştiği Grafik 5.3.1'den görülmektedir.



Grafik 5.3.1 En Düşük Saatlik Puant (MW)

Kaynak: TEİAŞ

Ani puantın (en yüksek kullanım) yaz aylarında, genelde Temmuz ile Ağustos aylarında ve gündüz saatlerinde gerçekleştiği; nitekim günümüze kadar gerçekleşen en yüksek ani puantın da, Grafik 5.3.2'de görüleceği üzere 26 Temmuz 2017 günü, saat 14.40'ta 47.660 MW olarak kayıtlara girdiği bilinmektedir.



Grafik 5.3.2 Aylık Ani Puant Gelişimi (MW)

Kaynak: TEİAŞ

Ani puantın, 2016 yılı sonu itibarıyla 78.497,4 MW olan kurulu güce oranı da %60,7 olmuştur. Talep puanta göre yedek kapasitenin de %64,7 olduğu görülmektedir. 2017 yılı sonu itibarıyla 85.200 MW olan kurulu gücü göz önüne aldığımızda ise bu oranların sırasıyla %55,9 ve %78,8 olduğu görülmektedir. Üretim (arz) fazlasının atıl kapasite haline dönüştüğü bu durumda üretim altyapısı açısından arz güvenliğinden söz etmek yerinde olmayacaktır.¹

TEİAŞ tarafından yayımlanmış olan “10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu (2017-2026)” çalışması da bize, baz senaryoda 2026 yılı için (Tablo 5.3.1) puant talebin 61.446 MW olacağını göstermektedir. Bu değeri, 2017 yılı sonundaki kurulu gücümüzle karşılaştırdığımızda, 2026 yılındaki puant talebin 2017 sonu kurulu güce göre %72,1 seviyesinde, talep puantına göre yedek gücün de %38,7 seviyesinde olacağını göstermektedir.

Tablo 5.3.1 2017-2026 Yılları Türkiye Elektrik Talep Tahmini Senaryolarına Göre Puant Tahminleri (MW)

PUANT TAHMİNİ						
YIL	Düşük	Artış (%)	Baz	Artış (%)	Yüksek	Artış (%)
2017	45345	-	46405	-	47281	-
2018	46581	2,7	48067	3,6	49293	4,3
2019	47904	2,8	49786	3,6	51415	4,3
2020	49196	2,7	51471	3,4	53540	4,1
2021	50502	2,7	53181	3,3	55727	4,1
2022	51801	2,6	54879	3,2	57937	4,0
2023	53075	2,5	56552	3,0	60156	3,8
2024	54312	2,3	58202	2,9	62387	3,7
2025	55477	2,1	59825	2,8	64592	3,5
2026	56613	2,0	61446	2,7	66809	3,4

¹ 2016 ve 2017 yıl sonu bilgileri 5.2 Elektrik Üretiminin Durumu bölümünde detaylı olarak verilmiştir.

Elektrik enerjisine duyulan talep 2016 yılı sonu itibarıyla yaklaşık 279,3 milyar kWh olmuş, 2017 yılı sonu itibarıyla üretim yaklaşık 295,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Henüz kesin veriler yayımlanmamış olmakla birlikte 2017 yılı tüketiminin de 295 milyar kWh civarında olması beklenmektedir.

Tablo 5.3.2’de de görüleceği üzere, TEİAŞ’ın “10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu (2017-2026)” çalışmasındaki baz senaryoya göre 2026 yılındaki tüketim talebinin 376,8 milyar kWh civarında olması beklenmektedir. Kurulu güçteki mevcut yedek kapasite ve halen EPDK’dan lisans almış ve inşaatı devam eden üretim santralleri göz önüne alındığında talebin karşılanmasında sorun olmadığı açıktır.

Tablo 5.3.2 Türkiye 2017-2026 Yılları Brüt Elektrik Tüketim Tahminleri (GWh)

YIL	DÜŞÜK	ARTIŞ (%)	BAZ	ARTIŞ (%)	YÜKSEK	ARTIŞ (%)
2017	278.057	-	284.553	-	289.926	-
2018	285.634	2,7	294.748	3,6	302.263	4,3
2019	293.749	2,8	305.289	3,6	315.279	4,3
2020	301.670	2,7	315.619	3,4	328.308	4,1
2021	309.680	2,7	326.107	3,3	341.716	4,1
2022	317.644	2,6	336.521	3,2	355.268	4,0
2023	325.453	2,5	346.775	3,0	368.876	3,8
2024	333.043	2,3	356.893	2,9	382.559	3,7
2025	340.183	2,1	366.848	2,8	396.076	3,5
2026	347.149	2,0	376.786	2,7	409.676	3,4

Elektrik üretim kurulu gücü ve üretim miktarı açısından bakıldığında gerek mevcut durumda gerekse 2026 yılı tahmini talebin karşılanmasında altyapının yeterli olduğu anlaşılmaktadır.

Ancak konuya iletim altyapısı açısından bakıldığında ise durum farklılık göstermekte ve iletim sistemi gelişimindeki yetersizlik göze çarpmaktadır. Tablo 5.3.3’te de görüleceği üzere gerek kurulu güçteki artış oranı gerekse tüketimdeki artış oranları dikkate alındığında iletim sistemindeki değişimin yetersiz kaldığı görülmektedir.

Tablo 5.3.3 Türkiye Elektrik Sistemine İlişkin Bazı Değerler

İLETİM SİSTEMİ VARLIKLARI/DEĞERLERİ	2002	2015	2002'ye Göre Artış	2016	2002'ye Göre Artış
ÜRETİM (GWh)	129.399,5	261.783,3	2,02	274.407,7	2,12
TÜKETİM (GWh)	132.552,7	265.724,4	2,00	279.286,4	2,11
TÜRKİYE KURULU GÜCÜ (MW)	31.845,8	73.146,7	2,30	78.497,4	2,46
ANİ PUANT (MW)	21.005,6	43.289	2,06	44.734,0	2,13
MİNİMUM GÜNLÜK TÜKETİM (MWh)	264.160,0	462.547,0	1,75	513.805,0	1,95
MAKSİMUM GÜNLÜK TÜKETİM (MWh)	426.245,0	867.551,0	2,04	905.764,0	2,12
İLETİM SİSTEMİNE GİREN (GWh)	105.473,5	225.937,8	2,14	257.705,0	2,44
İLETİM SİSTEMİNDEN ÇIKAN ENERJİ (GWh)	102.032,8	242.015,4	2,37	276.137,5	2,71
380 kV TM KURULU GÜCÜ (MVA)	19.240,0	56.665,0	2,95	61.040,0	3,17
154 kV TM KURULU GÜCÜ (MVA)	41.834,0	81.365,0	1,94	84.056,0	2,01
380 kV ENERJİ İLETİM HATTI (Km)	14.367,5	19.121,7	1,33	21.080,6	1,47
154 kV ENERJİ İLETİM HATTI (Km)	26.070,9	37.726	1,45	38.930,4	1,49
TRAFO MERKEZİ SAYISI (Adet)	469	701	1,49	718	1,53

Sadece tablodaki veriler üzerinden iletim sisteminin yetersiz kaldığını ifade etmek tabii ki mümkün değildir. Ancak bu husus kamu iletim şirketinin yazışmalarında da çok açık bir şekilde kendini göstermektedir.

5.3.2 Güneş ve Rüzgâr Enerjisinin Üretimdeki Yeri

Gelişmiş tüm ülkeler yenilenebilir enerji kaynağı olarak her geçen gün güneş ve rüzgârdan daha fazla yararlanmanın yolunu aramaktadır. Güneş ve rüzgâr enerjisi kaynaklı toplam kurulu güçleri her yıl artmaktadır.

Ülkemizin de gerek güneş, gerekse rüzgâr enerjisi açısından oldukça yüksek bir potansiyele sahip olduğu bilinmektedir. Güneş enerjisi potansiyeli yönüyle ülkemizden çok daha elverişsiz konuma sahip bazı ülkeler güneş enerjisinden (Tablo 5.3.4) hatırı sayılır ölçüde yararlanırken ülke olarak bizim bu konuda çok yetersiz durumda kalmış olmamız kabul edilebilir değildir. Benzer durum rüzgâr enerjisinin (Tablo 5.3.5) kullanımı için de geçerlidir.

Tablo 5.3.4 Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi ve Kurulu Gücün Ülkeler Bazında Karşılaştırılması

Yenilenebilir Enerji (Güneş)	Kurulu Güç (MW)					Üretim (TWh)					TOPLAM ÜRETİM (TWH)	
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016	2016	GES (%)
Avusturya	263	626	785	923	1.077	0,3	0,6	0,8	0,9	1,1	67,6	1,6
Belçika	2.800	3.058	3.153	3.252	3.422	2,1	2,6	2,9	3,1	3,0	86,9	3,4
Bulgaristan	1.010	1.020	1.026	1.029	1.032	0,8	1,4	1,3	1,4	1,4	45,1	3,1
Çek Cumhuriyeti	2.022	2.064	2.068	2.075	2.073	2,2	2,1	2,1	2,3	2,1	83,3	2,6
Danimarka	408	563	606	830	900	0,1	0,5	0,6	0,6	0,7	30,3	2,5
Fransa	4.094	4.748	5.702	6.571	7.130	4,1	4,7	5,9	7,4	8,3	553,4	1,5
Almanya	33.033	36.337	38.343	39.799	41.275	26,4	31,0	36,1	38,7	38,2	648,4	5,9
Yunanistan	1.536	2.579	2.596	2.604	2.611	1,7	3,6	3,8	3,9	4,0	52,5	7,6
İtalya	16.456	18.202	18.606	18.906	19.279	18,9	21,6	22,3	22,9	22,9	286,3	8,0
Portekiz	244	299	416	455	513	0,4	0,5	0,6	0,8	0,8	60,5	1,3
Romanya	41	761	1.293	1.326	1.372	-	0,4	1,3	2,0	1,8	64,8	2,8
İspanya	5.104	5.354	5.376	5.435	5.490	12,0	12,7	13,7	13,9	13,6	274,4	4,9
Türkiye	12	18	58	248	832	-	-	-	0,2	0,7	272,7	0,3
Birleşik Krallık	1.771	2.897	5.493	9.688	11.727	1,4	2,0	4,0	7,6	10,3	338,6	3,0
ABD	7.328	12.079	18.317	25.570	40.300	9,0	16,0	29,2	39,4	56,8	4.350,8	1,3
Çin	6.750	17.740	28.380	43.530	78.070	3,6	8,4	23,5	38,5	66,2	6.142,5	1,1
Hindistan	1.176	2.320	3.062	5.040	9.010	1,4	2,8	4,4	6,6	11,9	1.400,8	0,9
Japonya	6.632	13.599	23.339	34.151	42.750	7,4	12,9	23,5	36,6	49,5	999,6	5,0

Kaynak: bp-statistical-review-of-world-energy-2017-underpinning-data

Tablo 5.3.5 Rüzgâr Enerjisinden Elektrik Üretimi ve Kurulu Gücün Ülkeler Bazında Karşılaştırılması

Yenilenebilir Enerji (Rüzgar)	Kurulu Güç (MW)					Üretim (TWh)					TOPLAM ÜRETİM (TWH)	
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016	2016	RES (%)
Avusturya	1.378	1.661	2.072	2.390	2.618	2,5	3,2	3,8	4,8	5,2	67,6	7,6
Belçika	1.444	1.720	1.960	2.170	2.401	2,8	3,7	4,6	5,6	5,7	86,9	6,5
Danimarka	4.137	4.747	4.778	4.966	5.133	10,3	11,1	13,1	14,1	12,8	30,3	42,2
Finlandiya	268	428	611	984	1.512	0,5	0,8	1,1	2,3	3,1	68,6	4,5
Fransa	7.583	8.164	9.337	10.324	11.670	14,9	15,9	17,1	21,1	20,7	553,4	3,7
Almanya	30.979	33.477	38.614	44.541	49.534	50,7	51,7	57,4	79,2	77,4	648,4	11,9
Yunanistan	1.749	1.866	1.980	2.136	2.374	3,9	4,1	3,7	4,6	5,0	52,5	9,5
İrlanda	1.812	2.100	2.322	2.500	2.824	4,0	4,5	5,1	6,6	6,2	30,4	20,2
İtalya	8.102	8.542	8.683	9.137	9.257	13,4	14,9	15,2	14,8	17,6	286,3	6,2
Hollanda	2.552	2.714	2.876	3.402	4.191	5,0	5,6	5,8	7,5	7,9	114,7	6,9
Polonya	2.547	3.441	3.885	5.149	5.831	4,7	6,0	7,7	10,9	12,6	166,6	7,6
Portekiz	4.363	4.557	4.683	4.770	5.005	10,3	12,0	12,1	11,6	12,5	60,5	20,5
Romanya	1.913	2.608	2.962	2.985	3.037	2,6	4,5	4,7	7,1	6,7	64,8	10,4
İspanya	22.722	22.898	23.025	22.988	23.026	49,5	53,9	52,0	49,3	48,9	274,4	17,8
İsveç	3.750	4.474	5.524	6.128	6.618	7,2	9,8	11,2	16,3	15,1	154,9	9,7
Türkiye	2.261	2.760	3.630	4.503	5.376	5,9	7,6	8,5	11,7	16,5	272,7	6,1
Birleşik Krallık	8.899	11.212	13.087	14.291	15.695	19,8	28,4	32,0	40,3	37,5	338,6	11,1
ABD	60.208	61.292	66.146	74.260	82.453	142,2	169,5	183,5	192,6	228,8	4.350,8	3,9
Çin	62.956	76.560	96.370	129.340	148.640	96,0	141,2	156,1	185,8	241,0	6.142,5	3,9
Hindistan	18.420	20.150	22.465	25.088	28.700	30,1	33,6	33,3	32,7	44,8	1.400,8	3,2

Kaynak: bp-statistical-review-of-world-energy-2017-underpinning-data

2014-2017 yılları için aylık bazda yapılan bir çalışmada rüzgâr santralleri kapasite kullanım oranlarının, akarsu santrallerininkilere göre yaklaşık %5 daha yüksek olduğu görülmüştür. Henüz karşılaştır-

ma yapılabilecek seviyede veri olmamasına karşın, güneş santralleri için de benzer sonuçlar alınması muhtemeldir. Dolayısıyla, yenilenebilir enerji kaynakları arasında, güneş ve rüzgâr enerjisinden azami ölçüde yararlanılmasına öncelik kazandırılmalıdır.

5.3.3 Mevsimlere Göre Saat Değişikliği Uygulamasının ve Tarifelerin Elektrik Tüketimine/Tasarrufuna Etkileri

5.3.3.1 Sürekli Yaz Saati Uygulaması

Gün ışığından azami ölçüde yararlanılarak özellikle aydınlatmada oluşan talebin düşürülmesi, elektrik enerjisi kullanımında verimlilik ve tasarruf için önemli bir etkidir. Ancak uygulamada yaz saatinin kalıcı hale getirilmesi ile elektrik enerjisi tüketiminde, gerek nüfus yoğunluğu gerekse tüketim yoğunluğu yüksek olan Batı bölgelerinden kaynaklı, ciddi bir artış oluşmuştur. 2016 ve 2017 yıllarının Şubat ayları için saatlik bazda tüketimler Tablo 5.3.6'da yer almaktadır. Tabloda 2016 yılı Şubat ayının 29 gün olduğu dikkate alınarak tüketim değerlendirmesi iki seçenekli (28 ve 29 günlük) olarak yapılmıştır. İlk iki sütunda 2017 ve 2016 yılları Şubat aylarında gerçekleşen tüketimler saatlik bazda, son iki sütunda ise 2017 yılında da kış saatine geçilmesi halinde 2016 yılına göre tüketimin %5 artacağı varsayılarak hesaplanan tahmini tüketim miktarları yer almaktadır. Örneğin saat 08.00'de oluşan tüketimlere göz atıldığında;

- a) 2017 yılında yaz saatinin kalıcı halindeki (gerçekleşen) tüketim: 839,4 milyon kWh,
- b) 2016 yılında 29 günlük kış saatine göre (gerçekleşen) tüketim: 769,7 milyon kWh,
- c) 2016 yılında 28 günlük kış saatine göre (hesaplanan) tüketim: 744,1 milyon kWh,
- d) 2017 yılı için kış saatine göre 2016 yılı 29 günlük tüketiminin %5 artması varsayımına göre tüketim: 808,2 milyon kWh
- e) 2017 yılı için kış saatine göre 2016 yılı 28 günlük tüketiminin %5 artması varsayımına göre tüketim: 781,3 milyon kWh.

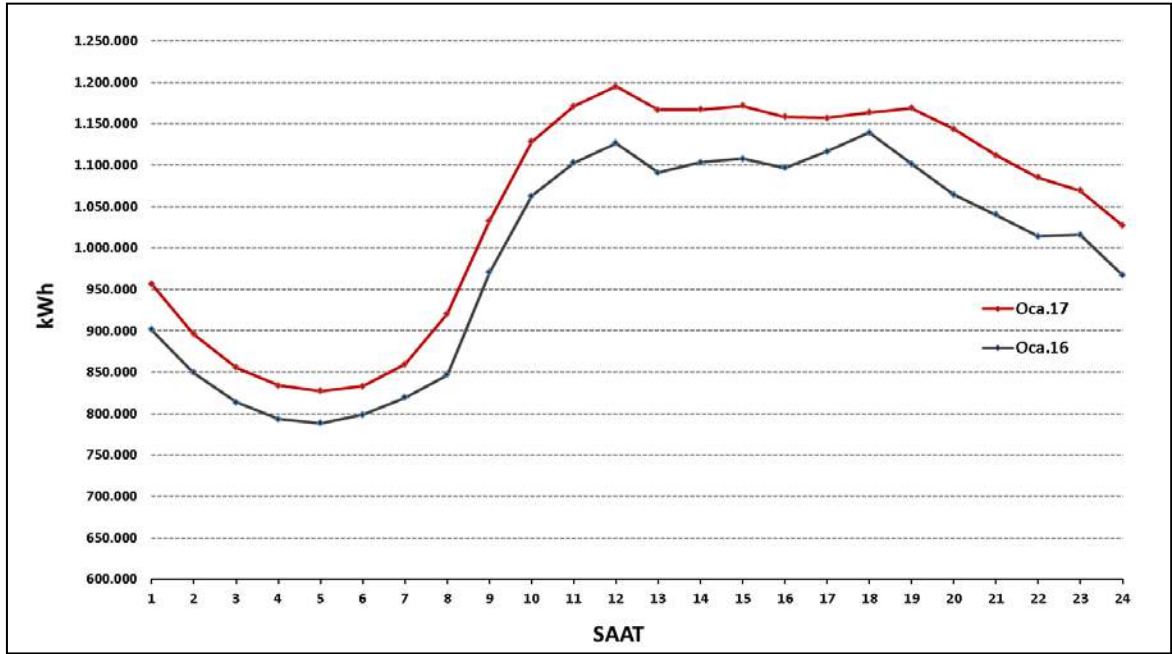
Yukarıdaki “e” maddesinde belirtilen miktar ile “a” maddesinde belirtilen miktar arasındaki farktan, 2017 yılında kış saatine geçilseydi, gerçekleşenden 58,1 milyon kWh daha az elektrik tüketileceği sonucuna varabiliriz.

Değerlendirmeyi yukarıda açıklanan varsayımlar üzerinden yaptığımızda, yaz saatinin kalıcı hale getirilmesi nedeniyle saatlik bazda ve aylık olarak toplamda ortaya çıkan tüketimler ve artış oranları Tablo 5.3.6'da yer almaktadır.

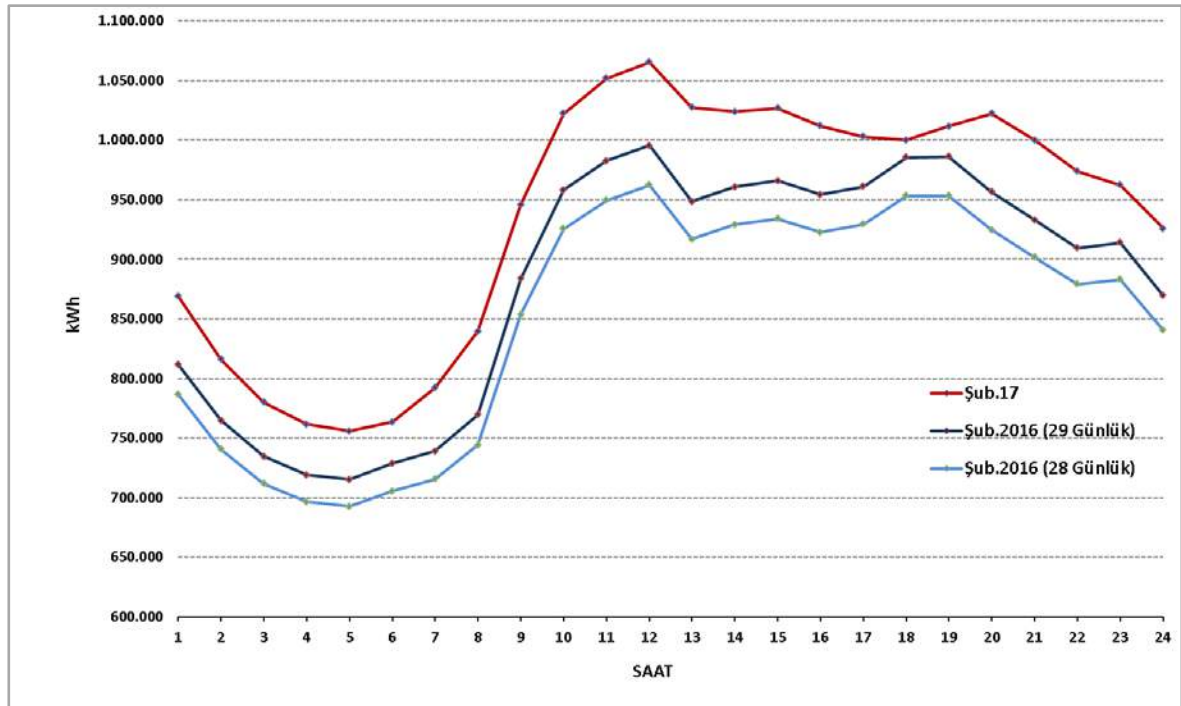
Tablo 5.3.6 2016-2017 Yılları Şubat Ayları Elektrik Tüketimlerinin Karşılaştırılması (MWh)

	29 Günlük			28 Günlük		%5-29 Günlük		%5-28 Günlük	
Saat	Şub.17	Şub.16	(%)	Şub.16	(%)	Şub.17	(%)	Şub.17	(%)
1	869.101,8	811.927,0	7,0	786.549,0	10,5	852.523,4	1,9	825.876,5	5,2
2	815.974,3	764.667,0	6,7	740.668,0	10,2	802.900,4	1,6	777.701,4	4,9
3	779.968,0	734.441,0	6,2	711.576,0	9,6	771.163,1	1,1	747.154,8	4,4
4	761.691,0	718.905,0	6,0	696.368,0	9,4	754.850,3	0,9	731.186,4	4,2
5	755.840,0	715.065,3	5,7	692.529,3	9,1	750.818,6	0,7	727.155,8	3,9
6	763.492,7	728.504,3	4,8	705.427,3	8,2	764.929,5	-0,2	740.698,7	3,1
7	792.043,3	739.113,0	7,2	715.557,0	10,7	776.068,7	2,1	751.334,9	5,4
8	839.440,4	769.690,3	9,1	744.073,3	12,8	808.174,8	3,9	781.277,0	7,4
9	945.793,8	883.814,2	7,0	853.617,2	10,8	928.004,9	1,9	896.298,1	5,5
10	1.022.118,6	958.010,5	6,7	925.433,5	10,4	1.005.911,0	1,6	971.705,2	5,2
11	1.051.768,0	982.618,2	7,0	949.537,2	10,8	1.031.749,1	1,9	997.014,0	5,5
12	1.065.456,8	995.568,3	7,0	962.212,3	10,7	1.045.346,7	1,9	1.010.322,9	5,5
13	1.027.304,0	948.300,2	8,3	917.002,2	12,0	995.715,2	3,2	962.852,3	6,7
14	1.023.948,3	960.602,3	6,6	928.982,3	10,2	1.008.632,4	1,5	975.431,4	5,0
15	1.026.754,2	965.851,7	6,3	933.848,7	9,9	1.014.144,3	1,2	980.541,1	4,7
16	1.011.873,3	954.298,7	6,0	922.711,7	9,7	1.002.013,7	1,0	968.847,3	4,4
17	1.002.951,4	961.003,2	4,4	929.317,2	7,9	1.009.053,4	-0,6	975.783,1	2,8
18	1.000.161,9	985.632,9	1,5	953.146,9	4,9	1.034.914,5	-3,4	1.000.804,2	-0,1
19	1.011.707,9	986.255,4	2,6	953.388,4	6,1	1.035.568,2	-2,3	1.001.057,8	1,1
20	1.022.123,2	956.640,9	6,8	924.677,9	10,5	1.004.472,9	1,8	970.911,8	5,3
21	999.979,7	932.904,9	7,2	901.796,9	10,9	979.550,1	2,1	946.886,7	5,6
22	973.808,4	909.522,4	7,1	879.261,4	10,8	954.998,5	2,0	923.224,5	5,5
23	962.429,6	913.830,4	5,3	883.022,4	9,0	959.521,9	0,3	927.173,5	3,8
24	925.823,6	869.447,0	6,5	840.378,0	10,2	912.919,4	1,4	882.396,9	4,9
TOPLAM	22.451.554,3	21.146.614,1	6,2	20.451.082,1	9,8	22.203.944,8	1,1	21.473.636,2	4,6

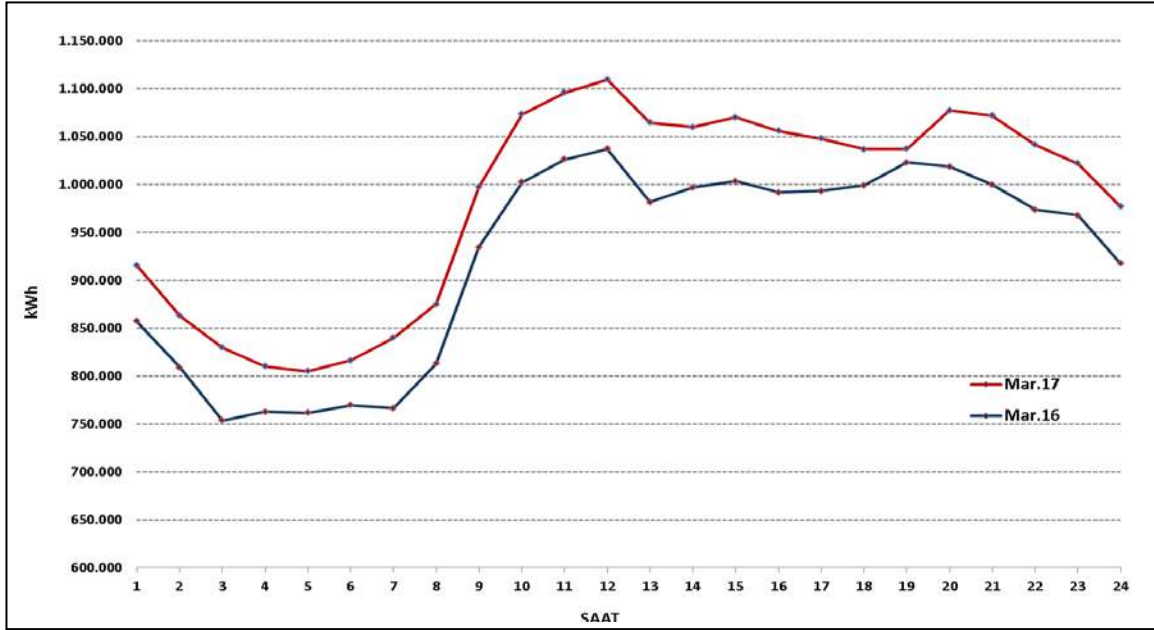
Günlük saat dilimleri bazında, 2016 yılı Ocak, Şubat ve Mart aylarının yaz saati uygulamasının kalıcı hale geldiği 2017 yılının aynı zaman dilimlerine göre ne kadar arttığı Grafik 5.3.3, 5.3.4 ve 5.3.5'te yer almaktadır. Yaz saatinin kalıcı hale getirilmesi elektrik tüketimini artırmış ve elektrik enerjisinin verimli kullanımı açısından olumsuz bir etki yaratmıştır.



Grafik 5.3.3 2016 ve 2017 Yılı Ocak Ayları Elektrik Tüketimlerinin Saatlik Dağılımları



Grafik 5.3.4 2016 ve 2017 Yılı Şubat Ayları Elektrik Tüketimlerinin Saatlik Dağılımları



Grafik 5.3.5 2016 ve 2017 Yılı Mart Ayları Elektrik Tüketimlerinin Saatlik Dağılımları

5.3.3.2 Tarifeler

Enerjinin verimli kullanılmasının bir diğer ayağını oluşturan tarifeler açısından bakıldığında da ortaya olumsuz bir tablo çıkmaktadır. Özellikle kış aylarında puantın olduğu 17.00-22.00 saatleri arasındaki talebin 22.00-06.00 saatleri arasına kaydırılması amacıyla düzenlenen ÜÇ ZAMANLI tarifelere (mesken ve ticarethaneler için) TEK ZAMANLI tarifeyle göre 01.01.2016 tarihinden itibaren yapılan aşırı zamlar, bu tarife ile ekonomik anlamda tüketiciye yönelik teşvik unsurunu da ortadan kaldırmıştır. Tüketim alışkanlığına göre de tüketici daha pahalı elektrik kullanır hale getirilmiştir. Yıllar bazında mesken tarifelerine yapılan zam oranları Tablo 5.3.7’de yer almaktadır. TEK ZAMANLI tarifelere yapılan zam oranı ile ÜÇ ZAMANLI tarifelere yapılan zam oranlarında bu derecede farklılık olması önemli ölçüde eşitsizlik de yaratmıştır.

Tablo 5.3.7 Yıllar İtibarıyla Mesken Tarifesindeki Değişimler ve Zam Oranları

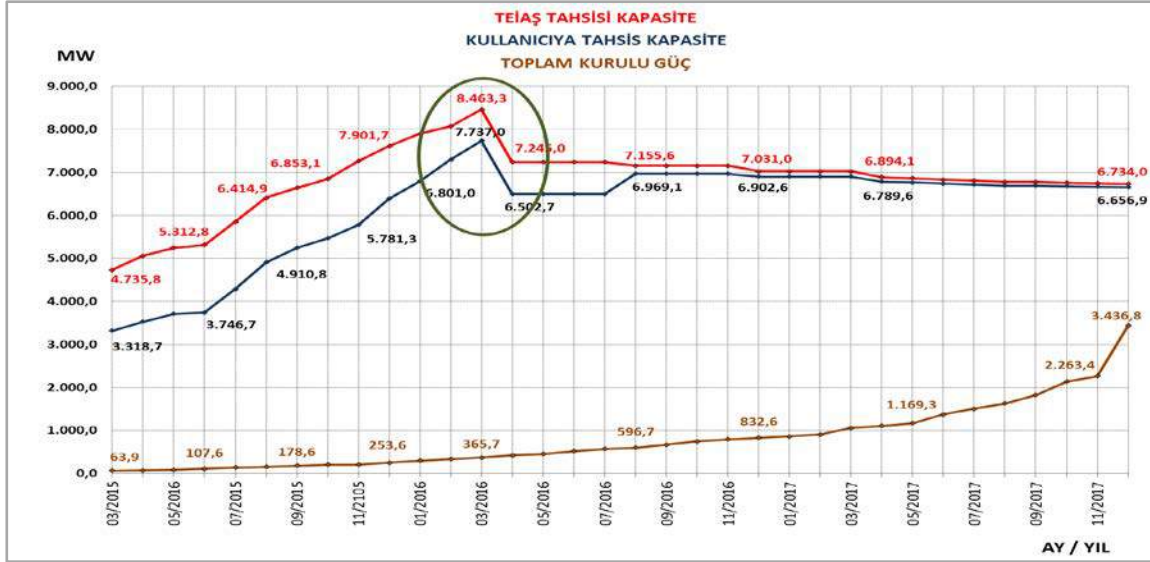
MESKEN (AG)								
DÖNEMİ	TEK ZAMANLI (Kr/kWh)	Artış (%)	GÜNDÜZ 06.00-17.00 (Kr/kWh)	Artış (%)	PUANT 17.00-22.00 (Kr/kWh)	Artış (%)	GECE 22.00-06.00 (Kr/kWh)	Artış (%)
2010/Oca-Şub-Mar	21,6590		20,3846		32,1329		11,9357	
2010/Nis-May-Haz	21,6590	0,00	20,3846	0,00	32,1329	0,00	11,9357	0,00
2010/Tem-Ağu-Eyl	21,6590	0,00	20,3846	0,00	32,1329	0,00	11,9357	0,00
2010/Eki-Kas-Ara	21,6590	0,00	20,3846	0,00	32,1329	0,00	11,9357	0,00
2011/Oca-Şub-Mar	21,6590	0,00	20,3846	0,00	32,1329	0,00	11,9357	0,00
2011/Nis-May-Haz	21,6590	0,00	20,3846	0,00	32,1329	0,00	11,9357	0,00
2011/Tem-Ağu-Eyl	21,6590	0,00	20,3846	0,00	32,1329	0,00	11,9357	0,00
2011/Eki-Kas-Ara	23,7341	9,58	22,4298	10,03	34,5039	7,38	13,7231	14,97
2012/Oca-Şub-Mar	23,7341	0,00	22,4298	0,00	34,5039	0,00	13,7231	0,00
2012/Nis-May-Haz	25,8865	9,07	24,4157	8,85	38,0309	10,22	14,5976	6,37
2012/Tem-Ağu-Eyl	25,8865	0,00	24,4157	0,00	38,0309	0,00	14,5976	0,00
2012/Eki-Kas-Ara	28,3860	9,66	26,7291	9,48	42,0670	10,61	15,6688	7,34
2013/Oca-Şub-Mar	28,3860	0,00	26,7291	0,00	42,0670	0,00	15,6688	0,00
2013/Nis-May-Haz	28,3860	0,00	26,7291	0,00	42,0670	0,00	15,6688	0,00
2013/Tem-Ağu-Eyl	28,3860	0,00	26,7291	0,00	42,0670	0,00	15,6688	0,00
2013/Eki-Kas-Ara	28,3860	0,00	26,7291	0,00	42,0670	0,00	15,6688	0,00
2014/Oca-Şub-Mar	28,3860	0,00	26,7291	0,00	42,0670	0,00	15,6688	0,00
2014/Nis-May-Haz	28,4860	0,35	26,8291	0,37	42,2170	0,36	15,7188	0,32
2014/Tem-Ağu-Eyl	28,4860	0,00	26,8291	0,00	42,2170	0,00	15,7188	0,00
2014/Eki-Kas-Ara	31,0484	9,00	29,3086	9,24	45,4656	7,70	17,6430	12,24
2015/Oca-Şub-Mar	31,0485	0,00	29,3087	0,00	45,4657	0,00	17,6431	0,00
2015/Nis-May-Haz	31,0485	0,00	29,3087	0,00	45,4657	0,00	17,6431	0,00
2015/Tem-Ağu-Eyl	31,0485	0,00	29,3087	0,00	45,4657	0,00	17,6431	0,00
2015/Eki-Kas-Ara	31,0485	0,00	29,3087	0,00	45,4657	0,00	17,6431	0,00
2016/Oca-Şub-Mar	33,1835	6,88	33,0449	12,75	49,5950	9,08	21,1076	19,64
2016/Nis-May-Haz	33,1833	0,00	33,0447	0,00	49,9784	0,77	20,8112	-1,40
2016/Tem-Ağu-Eyl	33,1833	0,00	33,0447	0,00	49,9784	0,00	20,8112	0,00
2016/Eki-Kas-Ara	33,1833	0,00	33,0447	0,00	49,9784	0,00	20,8112	0,00
2017/Oca-Şub-Mar	33,1833	0,00	33,0447	0,00	49,9784	0,00	20,8112	0,00
2017/Nis-May-Haz	33,1833	0,00	33,0447	0,00	49,9784	0,00	20,8112	0,00
2017/Tem-Ağu-Eyl	33,1833	0,00	33,0447	0,00	49,9784	0,00	20,8112	0,00
2017/Eki-Kas-Ara	33,1832	0,00	33,0447	0,00	49,9784	0,00	20,8112	0,00

5.3.4 Sonuç

2015-2017 yılları arasında, Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik kapsamında RES ve GES tesisleri için TEİAŞ tarafından tahsis edilen kapasite ile, dağıtım şirketleri tarafından Bağlantı Anlaşması Çağrı Mektubu (BAÇM) verilerek kullanıcılara tahsis edilen kapasite ve bu çerçevede fiilen tamamlanarak işletmeye giren RES ve GES toplam kurulu güçleri Grafik 5.3.6'da yer almaktadır.

Grafikte de görüleceği üzere, 2016 yılının Mart ayında 8.463,3 MW olarak belirlenen TEİAŞ bağlantı kapasitesi, Nisan ayında 1.218,3 MW düşürülerek 7.245 MW olarak açıklanmıştır. Devam eden aylarla birlikte 2017 yılının Aralık ayı itibarıyla 6.734,0 MW'a kadar gerilemiş ve yeni tahsisler açıklanmamıştır. Bağlantı Anlaşmasına Çağrı Mektubu verilerek kullanıcılara tahsis edilen 6.656,9 MW güce

karşılık, tesisi tamamlanarak işletmeye geçen rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı lisanssız üretimin kurulu gücü ise 3.436,8 MW olarak gerçekleşmiştir.



Grafik 5.3.6 RES ve GES Lisanssız Elektrik Üretim Tesisleri İçin Kapasite Tahsisi ve Kurulu Güçler

Kaynak: TEİAŞ verileriyle

Mücbir sebepler dışında mevzuat gereği rüzgâr ve güneş santrallerinin, bağlantı anlaşmasının imzalandığı tarihten itibaren yüksek gerilim seviyesinden bağlanmaları halinde 2 (iki) yıl, alçak gerilim seviyesinden bağlanmaları halinde de 1 (bir) yıl içinde geçici kabul işlemleri bitirilerek işletmeye girmeleri gerekmektedir. Bu süreleri aşan projelerin iptal edilmesi ile açığa çıkan kapasitelerin ilan edilip yeni başvurular alınarak, rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesislerinin çoğaltılması gerekmektedir.

Üretimin bu tür yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı projelerle zenginleştirilmesi yerine Çanakkale, Hatay ve Zonguldak örneklerinde olduğu gibi çevre sorunları yaratacak kömürlü termik santral projelerine yönelmek, ileride çevresel ve toplumsal birçok sorunun da kaynağını oluşturacaktır.

Nitekim “Türkiye Çevre Sorunları ve Öncelikleri Raporu” adı ile Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından hazırlanan ve 2016 yılında 32 No’lu Yayın olarak web sayfasından paylaşılan raporda, özellikle Çanakkale bölgesinde hava kirliliğine neden olan kaynaklar arasında kömürlü termik santrallerin birinci sırada yer aldığı görülmektedir. Dolayısı ile Çanakkale ilinin hava kirliliğine etkileri bu denli yüksek seviyede olan mevcut kömürlü termik santraller yetmiyormuş gibi bölgede ilave olarak yeni kömürlü santrallerin inşasına izin ve lisans verilmesinin kabul edilebilir hiçbir tarafı yoktur.

Özellikle rüzgâr ve güneş gibi 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 sanayisinin geliştirilmesi için yenilenebilir enerji kooperatiflerini de teşvik edecek politikalar öncelikli olarak ele alınmalıdır.

Elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtımı arasındaki organik bağı ve doğal tekel konumunu göz önüne alan, bu faaliyetlerin; bünyesinde ilgili meslek odaları, sendikalar ve tüketici örgütlerinin de

temsil edildiği özerk bir kamu kurumu tarafından, merkezi bir planlama anlayışı ve kamu hizmeti gereklerine uygun bir şekilde tek elden yönetilmesine yönelik adımların bir an önce atılması gerekmektedir.

Türkiye Çevre Sorunları ve Öncelikleri Raporu'ndan alıntı:

II.1. HAVA KİRLİLİĞİ

Tablo:II.1'de Hava kirliliğine neden olan kaynaklar önem sırasına göre (en önemliden az önemliye doğru 1, 2, 3, 4, 5, 6 ve 7 şeklinde) sıralanmıştır. Hava kirliliği kaynakları; evsel ısıtma, imalat sanayi işletmeleri, maden işletmeleri, termik santraller, diğer sanayi faaliyetleri, karayolu trafik ve diğer kaynaklar olarak tabloda yer almıştır. Numaralandırma yapılırken bütün kaynakların numaralandırılması zorunlu tutulmayıp, sadece o il için uygun kaynakların numaralandırılması istenmiştir.

TABLO: II.1. HAVA KİRLİLİĞİNE NEDEN OLAN KAYNAKLAR (Önem sırasına göre)

SIRA NO	İLLER	Evsel Isıtma	İmalat Sanayi İşletmeleri	Maden İşletmeleri	Termik Santraller	Diğer Sanayi Faaliyetleri	Karayolu Trafik	Diğer Kaynaklar
1	ADANA	1	3				2	4 (Anız Yangınları)
17	ÇANAKKALE	2	5	3	1	6	4	
31	HATAY	2	1				3	
43	KÜTAHYA	1	3	4	2		5	
46	K.MARAŞ	1	2		3		4	5 (İl merkezinin çanak konumunda olması, Sanayi tesisleri ile meskenlerin iç içe olması,
48	MUĞLA	1			2		3	

Tablo: II.2'de hava kirliliğinin giderilmesinde karşılaşılan güçlükler önem sırasına göre en önemliden az önemliye doğru 1, 2, 3, 4.... şeklinde numaralandırılmıştır. Numaralandırma yapılırken bütün maddelerin numaralandırılması zorunlu tutulmayıp, sadece o il için geçerli olan güçlüklerin numaralandırılması istenmiştir.

TABLO: II.2. YIL İÇERİSİNDE HAVA KİRLİLİĞİNİN GİDERİLMESİNDE KARŞILAŞILAN GÜÇLÜKLER (Önem Sırasına Göre)

SIRA NO	İLLER	Yeterli denetimin yapılmaması	Ateşçilerin eğitimsiz veya bilinçsiz olması	Halkın alım gücünün düşük olmasından dolayı kalitesiz yakıt kullanılması Kaliteli	Kaliteli yakıt temininde zorluklar	Kurumsal ve yasal eksiklikler	Toplumda bilinç eksikliği	Meteorolojik faktörler	Topografik faktörler	Diğer
1	ADANA			1	2		3		4	
17	ÇANAKKALE	4	3	1	2		6	5	7	
31	HATAY		3	2	5	7	1	4	6	
43	KÜTAHYA	5	2	1	4	6	3	7	8	
46	K.MARAŞ		2	1			4	3	5	6 (Plansız yapılaşma ve çarpık kentleşme)
48	MUĞLA	7	4	6	5		3	2	1	

ÖZGEÇMİŞ



Olgun Sakarya

1979 yılında Ankara Devlet Mühendislik ve Mimarlık Akademisi (Gazi Üniversitesi) Mühendislik Fakültesi'nden Elektrik Mühendisi olarak mezun oldu.

Kamu'da başlayan meslek hayatında, TEK ve TEDAŞ Genel Müdürlüğü'nün taşra ve merkez birimlerinde, değişik kademelerde teknik personel ve yönetici olarak; etüd-proje, tesis ve sistem işletme birimlerinde görev yaptı. 2011 yılının Ekim ayında TEDAŞ Genel Müdürlüğü AR-GE Dairesi Başkanlığı Dağıtım Şebekeleri Planlama Müdürlüğü'nden emekli oldu.

Mesleği ile ilgili olarak Fransa, Polonya ve ABD'de teknik gezi, seminer ve eğitim programlarına katıldı. ABD'nin Alabama eyaletindeki SEI (Southern Electric International) eğitim tesislerinde; Eğitim Sistemlerini Geliştirme (ISD-Instructional Systems Development) projesinde çalıştı.

2004-2005 yıllarında, Ankara Üniversitesi Hukuk Fakültesi Banka ve Ticaret Hukuku Enstitüsü'nde Enerji ve Rekabet Hukuku dersleri aldı, Enerji Hukuku programını tamamladı.

Elektrik Mühendisleri Odası'nın değişik kurul ve komisyonları ile Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği'nin elektrik enerjisi alanındaki çalışmalarında yer aldı.

2011 yılı Kasım ayından 8 Mart 2018 tarihine kadar Elektrik Mühendisleri Odası'nda çalışmıştır.

5.4 TÜRKİYE'DE ENERJİ SEKTÖRÜNDE GELİŞMELER ÜZERİNE NOTLAR-ÖNERİLER

Budak Dilli

Elektrik Yüksek Mühendisi

Dünya enerji sektörü büyük ve köklü bir dönüşüm süreci yaşıyor. Yenilenebilir kaynaklardan ve özellikle de güneş enerjisinden elektrik üretiminin maliyeti düşüyor, yatırım maliyetleri fosil yakıtlara dayalı üretim tesislerinin seviyesine ve hatta kömür santralleri yatırım bedelinin aşağısına indi. Depolama teknolojilerindeki hızlı gelişme, tüketim tarafının sistem dengelemesine katılım olanaklarının artması, iletim ve dağıtım sistemlerinde akıllı şebeke uygulamaları, sistem işletmesinde yeni kolaylıklar sunuyor. Bu değişim, daha temiz bir üretim yaparak sera gazı salımını sınırlamak, hatta azaltmak olanağını sunarken, aynı zamanda bizim de, uzun yıllardan beri en önemli sorun olarak gördüğümüz arz güvenliğini sağlama bağlamında yeni fırsatlar sunuyor. Bu gelişme kaçınılmaz olarak, planlamadan tasarıma kadar teknik hususlarda yeni yöntemlerin uygulanmasını; iletim ve dağıtım sistemi işletme yöntem ve kurallarının değişmesini gerektiriyor. Ancak, dönüşüm sadece teknik konularla sınırlı kalmıyor. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretiminin yaygınlaşması, kendi tüketimlerini de karşılayabilecek on binlerce küçük üreticinin sektörde yer alması, yasal ve düzenleyici çerçevenin de uyumlaştırılmasını gerektiriyor. Özetle bu dönüşüm, üretici, tüketici ve elektrik ticareti kavramlarına yeni boyutlar getirirken, elektrik piyasalarının alışlagelmiş yapısında değişimleri gerektiriyor.

Dünyadaki bu dönüşüm er veya geç bizi de etkileyecektir. Önemli olan şimdiden, fazla geç kalmadan bu dönüşümün başlangıç aşamalarında yerimizi almaktır. Tarihsel süreç gelişmeleri genellikle arkadan takip ettiğimizi gösteriyor. 1970'lerde, oldukça gecikmeyle, o günlerde uygulanan devlet mülkiyetinin ve kontrolünün egemen olduğu ithal ikameci büyüme / sanayileşme stratejisine uygun olarak ve dışardan gelen telkinlerle TEK'i (Türkiye Elektrik Kurumunu) kurduk; kurarken de EDF (Électricité de France S.A.) gibi kamu tekellerini model olarak aldık. 1980'lerde başlayan serbest piyasa ekonomisine geçiş sürecinde ve o politikaların gereği olarak, kamu sektörünün rolünü azaltmayı amaçladık ve kurduğumuz TEK'i kendi elimizle yıktık. Özel sektörü işin içine katmak için modeller geliştirdik. 2001'e kadar uygulanan ve çeşitli modellerle özel sektörün elektrik üretim ve dağıtım faaliyetlerinde yer almasını amaçlayan süreçte beklenen sonuç elde edilemedi. Arz güvenliğini sağlamak üzere uygulanan YİD (Yap İşlet Devret), Yİ (Yap İşlet) ve İHD (İşletme Hakkı Devri) modelleri ile yeterli yatırım yapılamadığı ve arz güvenliğinin daha da kötüleştiği, Hazine garantilerini içeren "al-ya da öde" sözleşmelerinin koşullu yükümlülükleri artırdığı ve mali dengeleri olumsuz olarak etkilediği görüldüncə, bu uygulamadan da vazgeçtik. Dünyadaki gelişmeleri ve gidişatı önemsemeden atılan bu adımlar bize zaman kaybı ve birçok tahkim davasıyla ödenen tazminatlara mal oldu. (Bu noktada enerji sektöründe kanıtlanmış sakıncaları nedeniyle vazgeçilen YİD modelinin, aradan yıllar geçtikten sonra getirdiği sorunlardan ders almadan benzer bir biçimde sağlık ve ulaşım sektöründe uygulamaya başlanması; tartışılması gereken sorunlu bir konu). Yaşanan olumsuzluklar yeni modeller için arayışları getirdi. AB'ye üyelik süreci ve mali yapıdaki bozulmayı engelleme konusunda atılan adımların da etkisiyle, 2001'de, gelişmiş ülkelerde yıllar önce başlayan ve daha sonra yaygınlaşan rekabetçi serbest elektrik piyasası modelini uygulamaya başladık.

Doğal olarak, enerji sektöründe uygulanan politikalar ekonominin tümünde uygulanan politikaların ve tercihlerin dışında, onlardan bağımsız olarak belirlenemez ve uygulanamaz. Geçmişte yapılan politika tercihleri o günkü koşullar altında doğru olabilir ama koşulların, hızla değişen teknik gelişmeler nedeniyle hızla değişebileceği, hangi model altında yürütülürse yürütülsün uygulamaya ilişkin kararların, gelecekteki gelişmelerle ne derece uyum sağlayacağı da dikkate alınmalıdır.

Dolayısıyla Türkiye elektrik sektörünün durumunu tartışırken; bir yandan uygulamaların tercih edilen sistemin kurallarına uygun olup olmadığına, uygulamalarda kamu yararının gözetilip gözetilmediğine, nasıl sonuçlar doğurduğuna; diğer yandan ise geleceği ilgilendiren kararların, dünyadaki dönüşüme ayak uydurmak açısından doğru olup olmadığına bakmak gerekir. Uyumsuzluk bize zaman kaybettirecek ve belki de dış telkin/zorlamalarla bineceğimiz trene, geçmişte olduğu gibi gecikerek ve maliyet ödeyerek binmemize yol açacaktır.

Uzun yıllar boyunca Türkiye elektrik sektöründe uygulanan politikalar esas olarak bir konuda yoğunlaşmıştır: Artan talebi karşılamak üzere yapılması gereken üretim, iletim ve dağıtım yatırımlarını zamanında yapmak. Başka bir deyişle, sürdürülebilir bir gelişmenin arz güvenliği boyutu her zaman ön plana alınmış, arz kaynaklarını artırmak da arz güvenliği sorunsalının çözümü olarak görülmüştür. Diğer bir öncelik ise mevcut sistemi verimli olarak işletebilmek, kayıpları azaltmak, maliyetleri düşürmek ve hizmet kalitesini yükseltmek olmuştur. 2001 yılında Elektrik Piyasası Yasası'yla uygulamaya başlayan sistemdeki temel yaklaşımlardan biri, gerekli yatırımların özel sektör tarafından, başımıza dert olan alım ve Hazine garantileri verilmeden yapılmasını sağlayacak bir ortamı oluşturmaktır. Başka bir deyişle, yatırımcıya garantiyi devlet (Hazine veya kamu kuruluşları) değil piyasa ortamı vermeliydi. Diğer taraftan hantal ve verimsiz olduğu iddia edilen kamu sahipliği ve işletmeciliği yerine özel sektörün egemen olduğu bir yapı hedeflenmişti. Güya, üretim ve dağıtım yatırımları özel sektör tarafından kamuya yük olmadan finanse edilecek, tesisler özel sektörün dinamik yapısı içerisinde verimli olarak işletilecek, kayıp-kaçak azaltılacak ve sağlanan fayda, maliyet düşüşü olarak tüketiciye yansıtılacaktı.

Seçilen piyasa modelinin, amaca hizmet edip etmediği, çözüm olup olmadığı tartışılabilir ve tartışılmaktadır da. Ancak, dünya örnekleri göstermiştir ki böyle bir piyasanın kurulması, sürdürülebilmesi ve hedeflenen faydanın sağlanması, diğer yapısal ve kurumsal düzenlemelerin¹ yanında aşağıdaki temel koşulların sağlanmasına bağlıdır:

- Yatırımcıya güven verecek bir hukuki yapının varlığı;
- Tüketiciyi koruyacak ve enerji güvenliğini sağlayacak bir denetleyici/düzenleyici çerçevenin varlığı.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından, rekabetçi, şeffaf, tüketicinin korunduğu, piyasa ve çevresel sürdürülebilirliği de dikkate alan **öngörülebilir bir enerji piyasasının** önceliğimiz olduğu; enerjinin daha verimli üretilmesini ve kullanılmasını sağlamak **amacıyla serbest piyasa şartlarının oluşturulup, rekabete dayalı yatırım ortamının geliştirilmesi**, enerji sektöründeki önemli talep artışını karşılamada başlıca stratejilerimiz olmaya devam edeceği açıklanmaktadır. (2)

Eğer iç veya dış yatırımcıların bu ülkede yatırım ve işletmecilik yapması isteniyor, yetersiz iç tasarruflar nedeniyle uluslararası finans kuruluşlarının kaynak tahsis etmeleri bekleniyor ve bu faaliyetlerin

¹Bağımsız bir düzenleyici kuruluşun varlığı, ayırım gözetmeyen bir lisans-izin mekanizması, piyasa katılımcılarının şebekelere ve piyasa mekanizmalarına ayırım gözetmeksizin ulaşmalarını sağlayacak açık erişim (Open Access) kuralları; tüketicilerin tedarikçilerini seçme hakkı, maliyet esaslı fiyatlandırma, rekabete kapalı şebeke hizmetlerinde şeffaf ve denetlenebilir tarife yapısı, başta toptan nihai olarak da perakende ticarete ve dengeleme işlemlerinde rekabeti sağlayacak ticaret araç ve ortamları, şebeke oluşturma ve işletme faaliyetlerinin, rekabeti engellememesi için ticari faaliyetlerden ayrıştırılması.

²Bk. Sayın ETK Bakanının 2017 Bütçe konuşması

garantiler vermeden, rekabetçi bir pazar ortamında sürdürülmesi isteniyorsa; o zaman Türkiye'nin bir hukuk devleti olduğu hususunda herhangi bir şüphenin olmaması gerekir. Çok açık bir gerçektir ki, geleceğe ilişkin belirsizlik, kuralların uygulanıp uygulanmayacağı konusunda tedirginlik ve korku ortamında serbest bir piyasa olamaz. Sonuçta yatırımcı çekmeyen, müdahalelerle sakatlanan bir güdümlü piyasa (!) yapısı oluşur ve gerekli temel yük yatırımlarının ancak 2001 öncesinde sakıncaları ispat edilmiş olan devlet garantileri, alım garantileri sağlayarak yapılması yolu açılır ki, bu sürdürülebilir bir durum değildir.

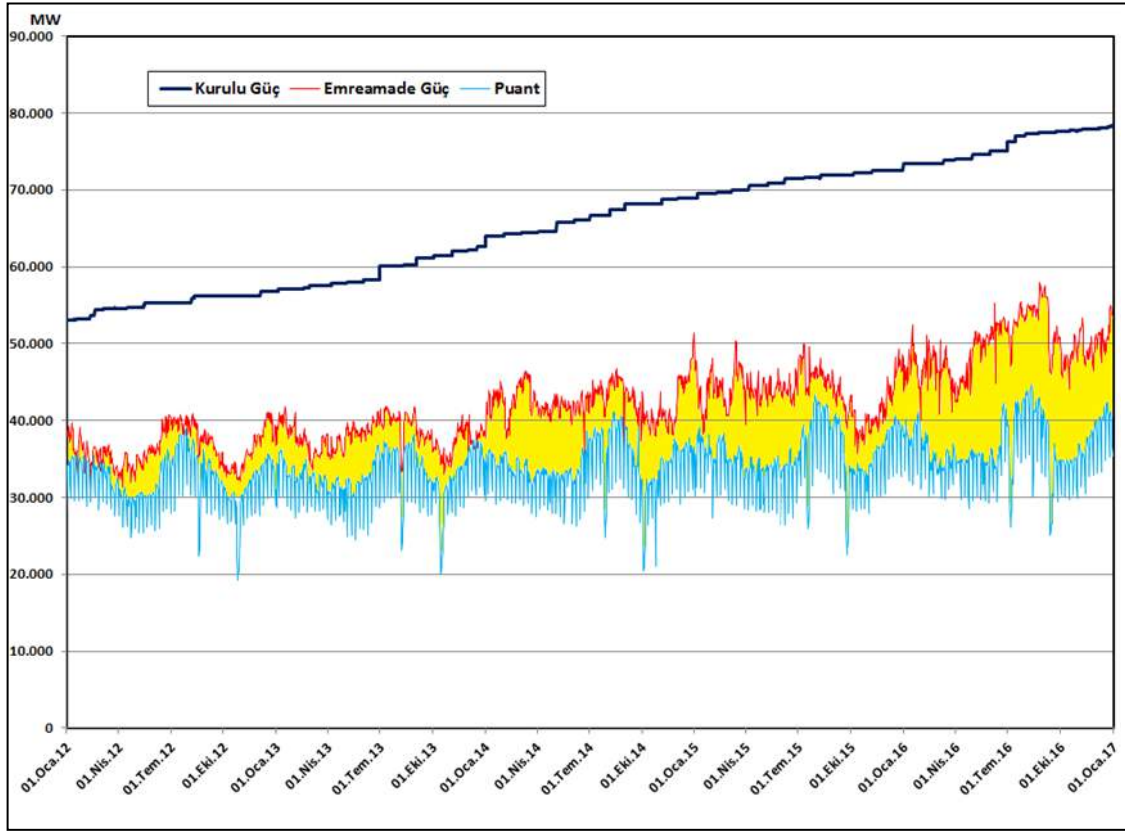
Özel sektörün 2001'den bu yana yapmış olduğu üretim yatırımları geçici bir rahatlama sağlamış olsa dahi, şurası unutulmamalıdır ki:

- Bu yatırımların yaklaşık olarak yarısı, tarifeleri desteklenen alım garantili yenilenebilir kaynaklara dayalı yatırımlardır.
- Bu yatırımların birçoğu 2007-2010 döneminde planlanmış ve finanse edilmişti; ve bu dönemde yatırımların finansmanı için dünya ekonomik koşulları bugüne göre daha uygundu.
- Yatırımcılarda piyasaya güven daha fazlaydı ve piyasa riskleri konusunda bilgi-tecrübe yeterli değildi.
- Fiyat beklentisi farklıydı ve toptan satış piyasasında fiyatlara müdahale olmayacağı ve fiyatların daha yüksek seyredeceği beklentisi vardı.
- Jeopolitik riskler bugüne göre daha azdı.
- Talebin artacağına dair iyimserlik hakimdi ve fizibilite araştırmaları daha yüksek kapasite kullanım oranları ve daha yüksek iç kârlılık oranları vadediyordu.
- TL bugüne göre çok daha değerli idi ve yabancı para cinsinden alınan yatırım kredilerini geri ödeme konusunda sıkıntıya düşülebileceği hesaplanmıyordu.

Bütün bu gerçekler bize Türkiye'de ve dünyada yaşanan gelişmeler ışığında daha dikkatli ve tutarlı politikalar izlenmesi gerektiğini göstermektedir.

ARZ GÜVENLİĞİ

Grafikte görülebileceği üzere, kurulu güç ile talep edilen tepe güç arasındaki fark artmasına karşın, emre amade kapasite ile tepe güç arasındaki fark o derece artmamıştır. Bunun bir nedeni artan yenilenebilir kaynakların emre amade güce katkısının görece az olmasıdır. Bununla birlikte linyit santrallerinde kapasite kullanım oranlarının düşüklüğü ve düşük piyasa fiyatları nedeniyle gaz santrallerinin piyasaya katılımında gözlenen isteksizlik de, emre amade gücün düşmesine neden olmaktadır.



Grafik 5.4.1 Yıllar İtibarıyla Kurulu Güç, Emre Amade Güç, Tepe (puant) Güç (1.1.2012-1.1.2017)

Kaynak: Osman Nuri Doğan

Yeterli kurulu güç olmasına rağmen emre amade kapasitedeki bu gidişatın devamı halinde, sistem güvenliğinin sağlanmasında sorun yaşanabileceği görülmektedir. Ancak, aşağıda açıklandığı üzere, emre amade olmalarına rağmen, düşük piyasa fiyatları nedeniyle üretim yapmayan üretim tesislerinin olduğu, gerçek emre amade kapasitenin daha yüksek olduğu dikkate alınmalıdır.

2014 yılındaki kurak dönem hariç toptan satış piyasasındaki fiyatlar 150-160 TL/MWh düzeyinde seyretmektedir. 2016 yılı için bu ortalama fiyat düzeyi, TL'nin değer kaybetmesi ile doğal gaz santrallerinin yakıt-ışletme maliyetlerinden düşük, ithal kömür santrallerinin maliyetinin bazen altında kalmaktadır. Bu durum, birçoğu dolar cinsinden borçlanarak yapılmış santrallerin kredi geri ödemelerinde sorun yaratmaktadır. Yenilenebilir kaynakların artan payı (aslında YEKDEM kapsamında olmaması gereken bazı büyük hidrolik santrallerin de YEKDEM kapsamında olması, bu payı artırmıştır), rekabete dayalı piyasa hacmini daraltmaktadır. Aslında fiyatların fazla yüksek seyretmemesi başka ülkelerde de gözlenen bir durumdur. Birçok ülkede yenilenebilir kaynaklardan yararlanmanın artması nedeniyle temel yük santrallerinin kapasite kullanım oranları azalmış, bu nedenle sistem güvenilirliğinde sorun yaşanılmaması ve gerekli temel yük santrallerine yapılması gereken yatırımların devam etmesi için değişik kapasite mekanizmaları kullanılmaya başlamıştır. Bizde de serbest üretim şirketlerinin kapasite ödemeleri, alım taahhütleri verilmesi gibi talepleri bu nedenle yoğunlaşmıştır. Ancak bizde, diğer ülkelerden farklı olarak dolardaki yükselmenin kredi geri ödemelerinde yarattığı zorluk da, gerekçe olarak ileri sürülmektedir.

Önümüzdeki dönemde talebin büyümesi ve kurak döneme giriliyor olması nedeniyle, emre amade kapasitenin içerisindeki hidroelektrik santrallerin payı azalacak, fosil yakıtlı santrallerin payı artacak

ve piyasa fiyatları yükselecektir. Açıklanan verilere göre, bu yıl barajlı santrallere gelen su yıllar ortalamasının %63'ü düzeyindedir. Barajlardaki su seviyeleri açıklanmıyor. Ancak, bu seviyelerin olması gerekenden de düşük olduğu duyumları var. Eğer öyle ise önümüzdeki dönemde aşırı fiyat artışları kaçınılmaz olacaktır. Şöyle ki: barajlardaki suyun büyük ölçüde Mart- Mayıs döneminde geldiği ve o dönemde de su gelirinin beklenenin %60'ı oranında olduğu göz önüne alındığında, EÜAŞ hidroelektrik santrallerinde üretimin, önümüzdeki yılları da dikkate alacak şekilde, su seviyelerini fazla düşürmeden yapılması gerekiyordu. Eğer bu özen gösterilmemiş ve piyasada yeterli emre amade kapasite varken sırf fiyatlar yükselmesin diye gereğinden fazla üretim yapılmış ise, gelecek yıl hidroelektrik santrallerin katkısı daha da düşecek ve termik santral üretimleri artacak, doğal gaz yapılan zamlar nedeniyle fiyatlar daha da yükselecektir. Bir başka deyişle, 2017'de kamu hidroelektrik santral üretimleri kullanılarak fiyatları düşürme çabası, 2018-2019'da fiyatların çok daha fazla artmasına neden olabilecektir. Elektrik üretiminde bu yıl %37'ler seviyesine düşen doğal gaz payının tekrar artma olasılığı yüksektir.

DESTEK POLİTİKALARI

Gözlemlendiği kadarıyla, TL'nin aşırı değer kaybetmesi, uygulanan politikalarda ve alınan kararlarda enerji piyasasının kendi iç dinamikleri dışında önemli bir faktör olmuştur. Bu etki, dağıtım ve üretim özelleştirmelerinde yüksek bedelle üretim tesislerine ve işletme haklarına sahip olan özel şirketlerin, düşükleri zor durumdan kurtarılmasını sağlamak üzere uygulanan kararlarda kendini göstermektedir. Özelleştirme bedellerinin ödenmesinde kullanılan dolar kurunun piyasa fiyatından daha düşük bir düzeyde sınırlandırılması, dağıtımda kayıp-kaçak oranını düşürme taahhütlerinde revizyon yapılması, dağıtım bedellerinin artırılması, üretimde alım garantilerinin verilmesi, bu uygulamanın örnekleridir. Tüketici fiyatlarında maliyet esaslı tarife uygulaması kağıt üzerinde devam ediyor gibi görünmesine karşın, iddia edildiği gibi kayıp- kaçakta düşme varsa, işletme verimliliği ve kalitesi artmışsa, sağlanan faydanın tüketiciye yansıtılması gerekmez miydi? Oysa bir yandan kamu üretim olanakları kullanılarak toptan satış fiyatlarını sınırlayıp perakende fiyatları sabit tutulurken, diğer yandan toplam tüketici tarifesi artmıştır. Şeffaflığın gereği olarak tüketici tarifelerinde yapılan son artışın gerekçeleri kamuya açıklanmalıdır. Bu artış, yatırım ve işletme harcamalarında enflasyon etkisinden mi, YEKDEM'in tüketiciye yansıtılan yükünden mi, üretim maliyeti artışından mı kaynaklanmaktadır?

YERLİ KÖMÜR SANTRALLERİNE DESTEK

2016-17 yıllarında yerli linyit kaynaklarımızın elektrik üretimindeki payını artırma yönünde politikalar geliştirildiği gözlemlenmektedir. Bunlardan biri, özelleştirilmiş linyit santralleri üretimlerinden bir bölümünün TETAŞ tarafından, belirlenmiş bir fiyatla satın alınma garantisi verilmesidir. Başlangıçtaki yıllık alım garantisi yedi yıla çıkarılmış ve alım bedeli yaklaşık 200 TL/MWh olarak belirlenmiştir. Her ne kadar yerli kaynakları değerlendirme politikasının gereği olarak böyle bir adım atıldığı söylenese de, bu kararla özelleştirme için ödenen bedeller için alınan kredilerin geri ödemesinde sıkıntıya düşen şirketlere destek olmak amaçlanmıştır. Bu yıl kapsam genişletilmiş, alım garantisi tüm kömür/linyit santrallerine, üretimlerinde yerli kömür kullanma oranına bağlı olarak, verilmiştir. Ancak, ithal kömür santrallerinin Zonguldak Havzası taşkömürleri dışında yerli kömür kullanmaları mümkün değildir. Ayrıca yakılan (eğer gerçekten yakılırsa) yerli kömür oranının nasıl tespit edileceği de merak konusudur.

Yine yerli kaynakları teşvik etmek amacıyla alım ve fiyat garantisi verilerek yeni linyit santralleri yaptırma uygulaması başlatılmış; ilk olarak Çayırhan'da yeni santral ihalesi yapılmıştır. Bu uygulamanın yaygınlaştırılacağı ve yeni ihalelerle linyit santrallerinin yaptırılacağı ilan edilmiştir. Sayın

Bakanın 2017 Bütçe konuşmasında “Kurulum çalışmalarına devam edilen 1.915 MW yerli kömür kaynaklı kurulu güç ile birlikte tüm santraller devreye alındığında elektrik üretim amaçlı özel sektöre devredilen kömür sahalarına toplamda 2.735 MW kurulu gücünde yerli linyit yakıtlı termik santral kurulmuş olacaktır. Yerli kömürden elektrik üretmek için oluşturulan bir model ile hem vatandaş için ucuz elektrik tüketme imkânı sağlanacak, hem de kömür madenciliği geliştirilecektir” denilmektedir. Çayırhan ihalesi (6,09 dolarcent/kWh) ve mevcutlara verilen garantiler örneğinde görüleceği üzerine 200 TL/MWh düzeyinde olan fiyatın nasıl “ucuz” olduğu tartışılmalıdır. Ortalama 12 cent olarak belirlenmiş olan pahalı nükleer santral fiyatına göre bu fiyat gerçekten ucuzdur. Ancak son ihalelerle birkaç sent düzeyine düşen yenilenebilir kaynaklardan yapılan üretimlerin yanında ucuzluktan söz edilemez.

Yine de bu girişim, arz güvenliği bağlamında dışa bağımlılığı azaltmak açısından olumlu karşılanabilir. Ancak aşağıdaki hususlar ışığında bu stratejinin ne denli doğru olduğu tartışılmalıdır:

1. Yerli linyit yakan santrallerimizin kurulu gücü 2017 sonu itibarıyla 9.800 MW olup inşaatı devam eden yeni Soma Kolin TES'in ilavesiyle (510 MW) önümüzdeki yıl 10.310 MW'a ulaşacaktır. Mevcut santrallerimizin yıllık üretimleri dikkate alındığında yıllık çalışma saatlerinin yaklaşık 4.500 saat, başka bir deyişle kapasite faktörlerinin %51 olduğu görülmektedir. Kurulu güç içerisinde yer almasına karşın çok düşük üretim yapan Afşin-Elbistan A Santrali hesaba katılmasa dahi kapasite faktörü %55 düzeyindedir. 2016 yılında yerli kömür santralleri üretimi 44,5 milyar kWh olmuştur. Bakanlık Strateji Planı'nda linyit santrallerinden 2019 yılında 60 milyar kWh üretim hedeflenmiş olmasına karşın, bu hedefe ulaşmak mümkün görünmüyor. Mevcut linyit santrallerimizin özelleştirilme amaçlarından biri, santrallerin üretimlerini artıracak yenileştirme ve çevresel etkileri sınırlayacak yatırımların yapılması olmasına karşın, bu yatırımların yapıldığına dair bir bilgi yoktur. Yerli kaynak payını artıracak en kolay yol mevcut santrallerde üretimi artıracak yatırımların yapılmasıdır.
2. Alım garantileri verilerek (bir anlamda Yap-İşlet modelini geri getirerek) santral yatırımını özendirme, kurulmak istenen rekabetçi piyasa modeliyle uyumlu değildir. Eğer teşvik vermek gerekiyorsa, bu, piyasaya müdahale edilerek değil, bu tür yatırımları teşvik edecek yatırım teşvikleri yoluyla yapılmalıdır.
3. Bakanlık bu kararları hangi arz- talep projeksiyonuna bakarak almıştır? Arz tarafında yenilenebilir kaynaklar konusunda iddialı hedefler, nükleer santral projeleri ve devam etmekte olan santral yatırımları; talep tarafında ise verimlilik ve tasarruf hedefleri ile nispeten azalan talep artış hızı dikkate alınmakta mıdır? Yasa'da öngörülmesine karşın kamuoyuna açıklanan bir planlama yoktur.
4. Ne kadar hızlı hareket edilirse edilsin, büyük linyit santrallerinin planlamasından gerçekleşmesine kadar geçen süre en iyimser tahminle 5 yıldır. O da finansman bulmaya bağlıdır. Kömür santrallerinin finansmanı konusunda uluslararası koşullar uygun değildir ve finansman bulmak gittikçe zorlaşmaktadır. Finansman sağlayarak kalitesi tartışılır santraller yapan Çin firmaları dahil yeni yatırımcı ve finansör bulmak zorlaşmıştır. Bu durumda, gittikçe ucuzlayan ve bundan 5-6 yıl sonra daha da ucuz olacak yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim yapan santrallerin fiyatları karşısında yapılan (eğer yapılabilirse) kömür yakan santraller aşırı pahalı ve tüketici sırtında yük olmayacak mıdır?
5. İklim değişikliği ile mücadele çerçevesinde koyulan gerçekçi olmayan hedeflerin eninde sonunda değiştirilmesi ve bu mücadeleye katkı sağlayacak yeni hedeflerin koyulması kaçınılmazdır. Sayın Bakan, EPIAŞ bünyesinde karbon piyasasının kurulmasına yönelik hazırlıkların yapılacağını söylemektedir. Yeni kömür santrallerini teşvik etme politikası ile CO₂ emisyonu ile mücadele, çelişkili hedefler değil midir?

Bütün bu hususlar ışığında, ilk anda iyi niyetli bir girişim olarak görülen kömür santrallerini teşvik edecek politikalar gözden geçirilmeli ve aşağıda tartışılacak yenilenebilir kaynakları geliştirme hedefleri de göz önüne alınarak yeni bir elektrik enerjisi stratejisi geliştirilmelidir.

YENİLENEBİLİR ENERJİYE DESTEK

Artık dünyada da terkedilmeye başlanan ve özellikle de TL'nin değer kaybetmesiyle olması gereken düzeylerin üstünde kalmış olan destekleme tarifeleri (YEKDEM) yerine ihale yönteminin (YEKA) uygulamaya başlanması ve 2020'den sonra fiyat garantili uygulamanın yapılmayacağı açıklaması olumlu gelişmelerdir. Ancak YEKA tahsisi uygulamalarının her yıl, bir plan çerçevesinde, belirlenen kaynak tür ve yerine göre, periyodik olarak yapılması ve tüm kapasitenin tek bir firma/gruba tahsisi yerine birçok yatırımcıya tahsis edilmesi daha doğru bir yaklaşım olacaktır.

Her ne kadar, ilk yapılan rüzgâr ve güneş tahsislerinin her birinde kapasitelerin tümünün tek firmaya verilmesine gerekçe olarak, bu firmaların yerli elektromekanik üretim tesisleri kuracakları gösterilmekte ise de, kanımca yerli elektromekanik sanayin geliştirilmesi için izlenecek yol, elektrik üretimi yoluyla yapılacak destek değil, yatırım teşvikleri olmalıydı. Yine de yukarıda belirtildiği üzere ihale ile tahsis doğru bir uygulama olmuştur ve yukarıda belirtildiği üzere periyodik ihalelerle devam ettirilmelidir.

Yenilenebilir kaynaklar konusunda çeşitli belgelerde farklı hedeflerden bahsedilmekte. Son olarak, Sayın Bakanın 2017 Bütçe konuşmasından anlaşıldığı üzere 10 yıl içerisinde (2027'ye kadar) mevcutlara ilaveten 10.000 MW rüzgâr, 10.000MW güneş santralı hedeflenmekte, hidroelektrik kapasitemizin 34.000 MW, jeotermal kurulu gücümüzün 1.500 MW ve biyokütleden üretim kapasitemizin 1.000 MW'a ulaşması öngörülmektedir. Bu hedeflerden bahsedilmesi sevindiricidir. Ancak hedefler konusundaki farklı Devlet belgeleri aynı zamanda bir kafa karışıklığına işaret etmekte ve elektrik enerjisi planlamasına dayalı hesap-kitapla belirlenip belirlenmediği konusunda tereddütler oluşturmaktadır. Bir örnek vermek gerekirse: Son hedefler dikkate alındığında 2027 yılına kadar ilave gelecek güneş, rüzgâr, jeotermal ve biyokütle kurulu gücü 39.000 MW olacaktır. Bunların yanında nükleer ve kömür santral yatırımları ile lisans almış ve inşaatı ilerlemiş doğal gaz-ithal kömür santrallerinden sadece 2.000 MW'ı dikkate alınsa dahi toplam kurulu gücümüz 140.000 MW'ları bulacaktır. Oysa TEİAŞ'ın 10 yıllık talep projeksiyonunda 2026 yılı için yüksek talep projeksiyonunda puant talebin 67.000 MW olacağı öngörülmektedir. Aynı yıl için 420 TWh olarak öngörülen yüksek enerji talep projeksiyonu gerçekleşecek ise santrallerin kullanım faktörleri 30 düzeyinde olacak demektir. Örnek olarak yapılan bu analiz, hedeflerin gerçekçi planlamalara dayanıp dayanmadığı konusunda soru işaretleri oluşturmaktadır. Ayrıca bu hedeflere nasıl ulaşılabileceği konusunda ayrıntılı bir yol haritası da bulunmamaktadır.

Yapılması gereken, vakit geçirmeden yazının ilk paragrafında da bahsedildiği gibi, dünyadaki gelişmelere paralel olarak yeni bir elektrik enerjisi stratejisi belirlemektir. Yenilenebilir kaynaklar konusunda iddialı hedefler, düşük karbonlu bir gelişme amaçlandığına işaret etmektedir. Verimlilikte sağlanacak gelişmeler ve yenilenebilir kaynak potansiyelimiz, bahsedilen hedeflerin de fazlasına erişebilmemize olanak sağlamaktadır. Yenilenebilir kaynakların egemen olacağı düşük karbonlu elektrik sektörü hedeflenmeli, bu hedef göz önünde bulundurularak ülkemizin yenilenebilir kaynaklar, nükleer, kömür hedefleri gerçekçi bir planlamayla yeniden tespit edilmeli ve emisyon öngörülerıyla birlikte duyurulmalıdır. Bu strateji, düşük karbonlu gelişmeyi desteklemek üzere iletim ve dağıtım sektörlerinde yapılması gereken yatırımları, gelişen ve fiyatı ucuzlayan depolama imkânlarını, modern iletim ve dağıtım işletmesi tekniklerinin sağladığı imkânları dikkate alarak hazırlanmalı, yasal ve düzenleyici çerçeve de buna uygun hale getirilmelidir. Kuvvetle muhtemeldir ki, böyle bir planlama, nükleer ve kömür konusunda daha gerçekçi ve daha az zararlı bir politikanın saptanmasına yol açacaktır.

ÖZGEÇMİŞ



Budak Dilli

budakdilli@gmail.com

1950'de Kars Kağızman'da doğdu. 1972 yılında ODTÜ Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu. Yüksek lisansını ODTÜ Elektrik-Elektronik Bölümü'nde 1974'te tamamladı.

1973 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Akköprü Elektronik Laboratuvarında çalışma hayatına başlayan Sn. Dilli 2001 yılına kadar TEK' de Mühendis, Başmühendis, Müdür ve TEK'in kapatılmasından sonra yerine kurulan Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.(TEAŞ)'de Daire Başkanı ve Genel Müdür Yardımcısı; ardından Enerji Tabi Kaynaklar Bakanlığı (ETBK) Enerji İşleri Genel Müdürlüğü'nde 2001-2003 yılları arasında Genel Müdür Yardımcısı ve 2003-2010 arasında Genel Müdürü olarak görev yaptı.

Sn. Dilli TEK ve TEAŞ'da İletişim ve Kontrol-Koruma Sistemleri AR-GE, tasarım ve imalatı, iletişim sistemi planlama ve işletmesi, fiber optik iletişim sistemi, Milli Yük Tevzi SCADA sistemi projelendirme ve uygulama, elektrik arz planlaması, üretim ve iletim yatırımları; ETKB'de enerji politika ve stratejileri, planlama, elektrik sektöründe yeniden yapılanma, enerji piyasası ile yenilenebilir enerji konularında kanun, ikincil mevzuat ve uygulama, koordinasyon, mevcut santrallerin Yap-İşlet-Devret ve İşletme Hakkı Devri sözleşmelerine ilişkin uygulamalar, Uluslararası Tahkim Davaları konularında çalıştı.

Ocak 2010'da emekli olan Sn. Dilli halen sektörde serbest danışmanlık yapmaktadır. ODTÜ Mezunlar Derneği ve Dernek Enerji Komisyonu üyesidir.

5.5 TÜRKİYE'DE İZLENEN ELEKTRİK ENERJİSİ POLİTİKALARININ DEĞERLENDİRİLMESİ

Nedim Bülent Damar
Elektrik Mühendisi

5.5.1 TÜRKİYE'DE ELEKTRİK HİZMETİNİN GELİŞİMİ

Tüm elektrik enerjisi sağlama politikalarının amacı ülkede yaşayanların elektrik ihtiyaçlarının temin edilmesidir. Ülkede yaşayan insanların hizmetine sunulan elektrik; yeterli, kesintisiz, kaliteli (yani gerilimi ve frekansı uygun), satın alınabilir fiyatlı ve çevreye uyumlu olmalıdır. Bu genel ilkeler dünyadaki birçok ülkede elektrik temininin temel ilkeleri olarak belirlenmiştir. Ülkemizde de, bu ilkeler hemen hemen aynı kelimelerle ilgili yasada yer almaktadır.

ELEKTRİK PİYASASI KANUNU

Kanun No : 6446
Kabul Tarihi : 14/3/2013
Yayımlandığı Resmi Gazete : 30/3/2013 - 28603

BİRİNCİ BÖLÜM

Amaç, Kapsam ve Tanımlar

Amaç

MADDE 1 – (1) Bu Kanunun amacı; 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 yapılmasının sağlanmasıdır.

Bu yasanın ilk hali olan ve 2001 yılında yayımlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu öncesinde Türkiye'de elektrik temini çeşitli şekillerde sağlanmaya çalışılmıştır. Cumhuriyetin ilk yıllarında, Osmanlı'dan kalma ve imtiyazlı olarak kabul edilebilecek özel şirketlerle elektrik temin ve dağıtımı yapılmış, daha sonra devlet ve belediyelere ait kuruluşlar ve bazı özel nitelikli kuruluşlar vasıtası ile elektrik üretilip hizmete sunulmuştur. Yani devlet paydaşlı bir mekanizma vasıtası ile elektrik temin hizmeti verilmiştir. 1970 yılında elektrik hizmetleri tek elde ve devlet tekelinde toplanmıştır. Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) adı verilen bu kuruluş elektriğin tek hizmet kuruluşu olarak kabul edilmesine karşın; bu süreç içerisinde de, Devlet Su İşleri (DSİ) ve diğer bazı devlet kuruluşları elektrik üretim tesisleri kurmaya devam etmişlerdir. Daha sonra, önce 3096 sayılı Yasa ile elektrik devlet tekelinden çıkarılmış ve 4628 sayılı Yasa ve bu yasanın yerine çıkartılan ve yukarıda amaç maddesi verilen 6446 sayılı Yasa ile elektrik hizmeti bir piyasa hizmeti olarak tarif edilmiştir. Yani kimin elektrik üreteceği konusunda Cumhuriyet öncesine dönülerek, özel sektör eliyle oluşturulan bir piyasa vasıtası ile elektrik hizmeti verilmesi hususu yasalaştırılmıştır. Ancak Yasa'nın yürürlüğe girmesinden bu yana, devlet de bu piyasanın bir parçası ve paydaşı olarak yapı içerisinde yer almaktadır.

5.5.2 MEVCUT YAPILANMA

Yukarıda anlatılan gelişmeler sonucunda bugün elektrik sektörünün yapılanması aşağıdaki şekle gelmiştir.

5.5.2.1 Elektrik Enerjisi Üretiminde Kaynaklar Açısından Durum

Tüm ülke doğal kaynakları ve elektrik üretiminde kullanılan kaynakların denetimi devlet tarafından yapılmaktadır.

-Su kaynakları: Tamamen devlet denetiminde olup elektrik üretimi için devlet izni ve onayı olmadan kullanılamamaktadır.

-Yeraltı kaynakları: Kömür ve benzeri kaynaklar devlet denetiminde olmakla birlikte bazı sahalar özel şirketlerin ruhsatındadır. Ancak yeraltı kaynaklarının elektrik üretiminde kullanılması devlet iznine bağlıdır.

-İthal kaynaklar: Doğalgaz ithalatı devlet kuruluşları ve devletin izin verdiği özel kuruluşlar tarafından yapılmakta ve aynı şekilde elektrik üretimi yapan tesislere satılmaktadır. Ancak ithal doğalgazdan elektrik üretecek tesislerin kurulması devlet iznine bağlıdır. Petrol ve türevlerinin ithalatı devlet tarafından ve devletin izin verdiği özel kuruluşlar tarafından yapılmaktadır. İmdat jeneratörü üretilmesi ve bunun acil elektrik ihtiyaçlarında kullanılması izne bağlı olmayıp kayıt gerektirmektedir.

-Yerüstü Kaynaklar: Elektrik enerjisi için kullanımı devlet iznine bağlıdır. Başka amaçlarla kullanımları genellikle serbesttir. Örneğin güneş enerjisinin sıcak su sağlamak için kullanımı bir izne tabi değildir.

Elektrik tesislerinin güç ve üretim açısından kaynaklara göre dağılımı bu raporun 5.1 *Elektrik Üretiminin Durumu ve Analizi* bölümünde yer almaktadır. 2017 yılı sonuna göre toplam kurulu gücün ve üretimin kaynaklara dağılımı ve grafiği, Tablo 5.5.10 ve Şekil 5.5.7'de, gerçekleşen üretimin kaynaklara dağılımı Tablo 5.5.13 ve Şekil 5.5.12'de gösterilmiştir. Hem kurulu güç hem de üretimde termik kaynakların payı daha fazladır.

5.5.2.2 Elektrik Üretim Tesisleri Sahipliği Açısından Durum

A-Yeni Tesisler:

Tüm elektrik üretim tesislerinin yapımı devletin iznine bağlıdır. (Acil imdat jeneratörlerinin durumu ayrıdır.) Devlet bu izin verme yetkisini iki şekilde kullanmaktadır:

- Lisans vererek üretim yaptırmak: Devlet özel kuruluşlara ve devlet kuruluşlarına lisans vererek elektrik üretim tesisi yaptırabilmektedir.
- Lisansız elektrik üretim tesisleri: Devlet kendisinin belirlediği belli bir güç (MW) altındaki güçlerde elektrik üretim tesislerine lisans almadan elektrik üretim izni vermektedir. Nasıl yapılacağı ve nerelerden izin alınacağı bir yönetmelik ile belirlenmiştir.

Mevcut koşullarda devlet veya özel kuruluşlar elektrik üretim tesisi kurabilmektedir.

B-Mevcut Tesisler:

Mevcut tesislerin bir bölümünün mülkiyeti devlete ait olup devlet şirketleri tarafından işletilmektedir. Bir kısım mülkiyeti devlete ait olan elektrik üretim tesisleri ise belli bir sözleşme dahilinde özel kuruluşlar tarafından işletilmektedir. Bunların bir kısmı Yap-İşlet-Devret modeli ile, bir kısmı Yap-İşlet modeli ile bir bölümü de İşletme Devri hakkı yöntemi ile özel kuruluşlar eli ile işletilmektedir.

Devlet eli ile işletilmeyen tesisler ise özel sektör tarafından işletilmektedir. Bu tesislerin bir kısmının da devlet ile belirli bağları vardır. Bir kısmına devlet belli süreli alım garantisi vermiştir. Bir kısmına (özellikle yenilenebilir kaynakları kullananlara) fiyat garantisi verilmiştir. Bir kısmının yıllık sözleşmelerle tüm üretimi devlet tarafından satın alınmaktadır.

Raporun 5.1'inci bölümünde Tablo 5.5.11 ve Şekil 5.5.8'de 2017 sonu itibarıyla elektrik üretim tesislerinin kuruluşlara göre dağılımı verilmiştir. Bu veriler, kamunun payının dörtte birin altına düştüğünü göstermektedir.

5.5.3 ELEKTRİK İLETİM TESİSLERİ AÇISINDAN DURUM

Elektrik iletim tesisleri devlet tarafından yapılmakta ve devletin mülkiyeti altında işletilmektedir. Her türlü işlevi, yeni bağlantılar ve benzeri tüm işlemler Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) isimli devlet kuruluşu eliyle yapılmaktadır.

Türkiye elektrik iletimi, enterkonnekte sistem adı verilen 380 kV ve 154 kV enerji nakil hatları ile ve yine aynı kV değerlerindeki trafo merkezleri ile yapılmaktadır. Tüm elektrik üretim tesislerinin ürettiği elektrik bu enterkonnekte sistem vasıtası ile dağıtım şebekelerine taşınmaktadır.

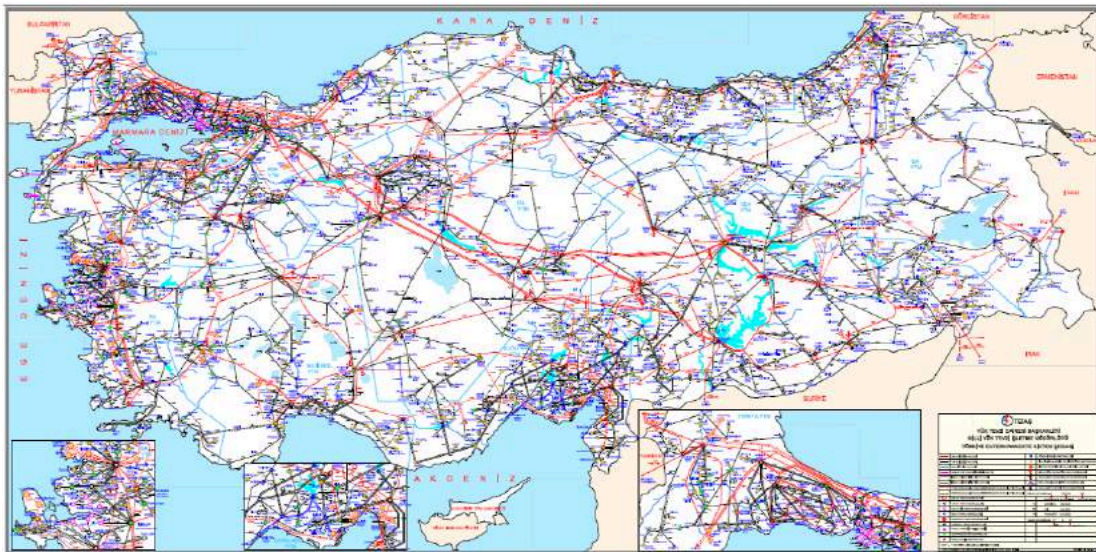
Ülkemizde izole sistem adı verilen enterkonnekte sisteme bağlı olmayan elektrik tüketim merkezleri bir kısım çok küçük yerel tüketiciler dışında yoktur ve bunlara izin verilmemektedir. Yani yerinde üretim ve tüketim yöntemi ülkemizde uygulanmamaktadır.

Tüm iletim sistemi bir merkez ve yan bölge denetim ve kontrol merkezleri tarafından işletilmektedir. Türkiye'de 36 kV üstü tüm gerilimlerdeki elektrik tesisleri TEİAŞ mülkiyetinde ve/veya kontrolünde olmak zorundadır.

Türkiye enterkonnekte sistemi Şekil 5.5.1'deki haritada gösterildiği şekilde tüm ülkeyi kapsamaktadır. Bu sistem çeşitli büyüklüklerde elektrik yükü taşıyacak şekilde tüm komşu ülkelere bağlıdır. Yunanistan ve Bulgaristan üzerinden Avrupa enterkonnekte sistemi ile bağlantısı vardır. Enterkonnekte sistemin ana büyüklüğünü gösteren bileşenleri ise Tablo 5.5.1'deki gibi ifade edilir.

Tablo 5.5.1 Türkiye Elektrik Sistemi TM ve Hat Bilgileri

Sistem Gerilimi	66.000-400.000 V
Y.G. Trafo Merkezi Sayısı	687 adet
Y.G. Enerji Nakil Hattı Direği Sayısı	135.000 adet
Y.G. Enerji Nakil Hattı Uzunluğu	55.244 km
Y.G. Yeraltı Kablosu Uzunluğu	320 km



Şekil 5.5.1 Türkiye Enterkonnekte Elektrik Sistemi Haritası

5.5.4 ELEKTRİK DAĞITIM TESİSLERİ AÇISINDAN DURUM

Türkiye elektrik sisteminde dağıtım sistemleri, sistem gerilimi 36 kV'a indirildikten sonra ve son tüketiciye elektrik ulaşınca kadarki tüm tesisleri kapsamaktadır. Yani kullanıcı ile doğrudan ilişki içerisinde olan elektrik sektör kuruluşu dağıtım şirketleridir.

Türkiye 21 elektrik dağıtım bölgesine ayrılmış olup tüm dağıtım tesisleri devlet mülkiyetindedir. Devlet bu 21 dağıtım bölgesini ayrı ayrı işletilmek üzere özel kuruluşlara ihale yolu ile devir etmiştir. Mevcut tesislerin mülkiyeti ve dağıtım şebekesine işletici şirket tarafından ilave edilen şebeke tesislerinin mülkiyeti devlete aittir. İşletici şirketler dağıtım sisteminin genişlemesi ve işletilmesi için yapacakları tüm yeni yatırımların bedellerini tarife yolu ile devletten geri almaktadırlar. İhale belli bir kâr oranı ve kayıp kaçak azaltma gibi bazı iyileştirmelerden işletici şirketin kazanç sağlaması yöntemi ile yapılmıştır.

Dağıtım şirketleri yurttaşlara veya sanayi abonelerine satacakları elektriği Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) isimli devlet şirketinden veya doğrudan piyasadaki özel elektrik üretim kuruluşlarından satın almaktadırlar. Dağıtım şirketlerinin sanayi, ticarethane, mesken ve tarımsal sulama için uygulayacağı tarifeler devlet tarafından tespit edilmekte ve elektrik bu birim fiyatlar üzerinden tüketicilere satılmaktadır.

Türkiye elektrik dağıtım şirketleri ve yetkili oldukları bölgeler Şekil 5.5.2’deki haritada gösterilmiştir.



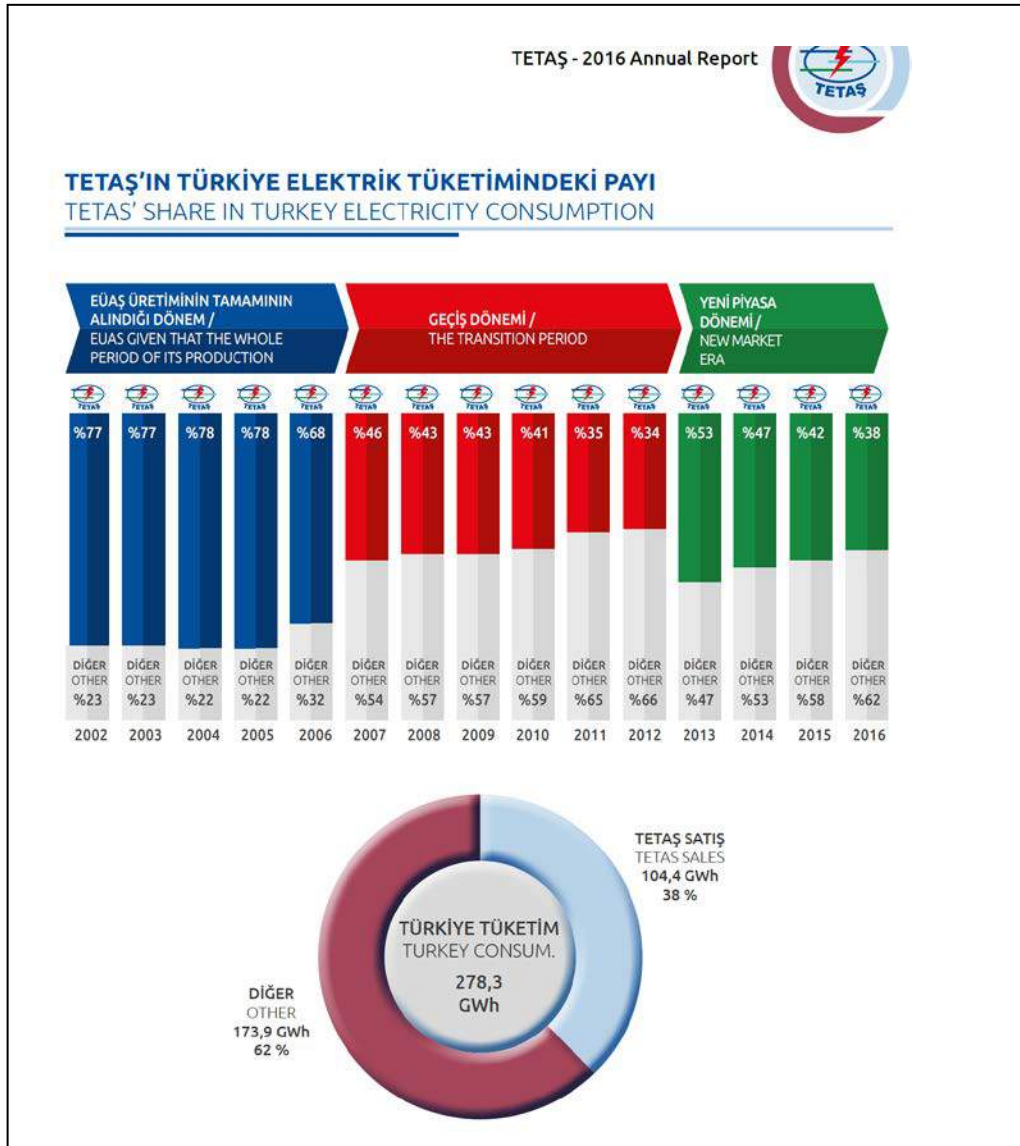
Şekil 5.5.2 Türkiye Elektrik Dağıtım Bölgeleri

Kaynak:ETKB Enerji İşleri Genel Md.lüğü web sitesi

5.5.5 ELEKTRİK SİSTEMİ PİYASA İŞLEMLERİ AÇISINDAN DURUM

Elektriğin alım ve satım gibi piyasa işlemleri, devlet tarafından kontrol edilen ve bir çeşit borsa mantığı ile çalıştırılan elektrik piyasasında yapılmaktadır. Tüm bu işlemler devlet tarafından kurulmuş olan ve yönetilen Elektrik Piyasa İşlemleri A.Ş. (EPIAŞ) bünyesinde yapılmaktadır. Devletin elektrik alım satım işlerinden sorumlu şirketi Türkiye Elektrik Ticaret A.Ş. (TETAŞ) adı altında 2001 yılından bu yana faaliyet göstermektedir. 2001 yılı ile 2016 yılı sonuna kadarki TETAŞ'ın piyasa faaliyetleri, TETAŞ 2016 Yılı Faaliyet Raporu'nda Şekil 5.5.3'teki gibi gösterilmiştir.

Görüldüğü üzere, 2016 yılında Türkiye'de kullanılan elektrik enerjisinin %38'i TETAŞ yani devlet tarafından temin edilip müşterilere satılmıştır. 2003 yılında %77 oranında devlet elinde olan elektrik ticareti giderek azalmış ve 2016 yılında Türkiye'deki elektrik ticaretinin %38'i devlet, %62'si özel kuruluşlar eli ile yapılır duruma gelmiştir.



Şekil 5.5.3 Türkiye Toplam Elektrik Tüketiminde TETAŞ'ın Payı

5.5.6 ELEKTRİK SİSTEMİ DÜZENLEME VE DENETLEME AÇISINDAN DURUM

Türkiye elektrik sektöründe en üst düzenleme ve denetleme kuruluşu olarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) bulunmaktadır. Elektrik üretim tesisleri kurulumu için lisans verilmesinden tüketicilere uygulanacak elektrik fiyat tarifelerine kadar tüm genel kararlar bu kurum tarafından alınarak uygulamaya sokulmaktadır.

EPDK yönetimi devlet tarafından belli süreler için seçilmektedir.

Dolayısı ile devlet elektrik sektörünün düzenleme ve denetlemesini tam anlamı ile elinde tutmaktadır.

Yukarıda ayrıntılı olarak açıklanan elektrik sektör yapılanmasını kısaca özetleyecek olursak aşağıdaki sonuçlara ulaşmaktayız:

Elektrik üretim tesislerinin bir bölümü devlet tarafından inşa edilmektedir. Elektrik üretebilmek için gerekli olan tüm kaynakların tahsisleri devlet tarafından yapılmaktadır. Elektrik üretim tesisi kurmak için gerekli izin devlet tarafından verilmektedir. Buna ek olarak devlet bazı üretim tesislerine doğrudan alım ve fiyat garantileri vererek ve/veya çeşitli teşvikler sağlayarak, kaynak kullanımları için ihaleler yapıp süreli alım ve fiyat garantileri vererek üretim alanında aktif olarak pay sahibi durumundadır. Elektrik iletim tesisleri devlet tarafından işletilmektedir. Dağıtım tesislerinin mal sahibi devlet olup işletmesini belli sürelerle özel şirketlere kiralamıştır. En büyük elektrik alım satım şirketi olan TETAŞ devletin işlettiği üretim tesislerinin ürettiği elektriği alıp satmakta ve bunun yanında piyasadan da elektrik alıp müşterilerine satmaktadır. Dağıtım şirketleri aydınlatma gibi bazı hususlarda elektriği TETAŞ'tan almak zorundadır. Bunun yanında piyasada alınıp satılan elektriğin ticaret koşulları yine bir devlet kuruluşu olan EPIAŞ kuralları çerçevesinde yapılmaktadır. En önemli husus olarak da, son müşteri olan halka elektrik satış fiyatları devlet tarafından belirlenmektedir.

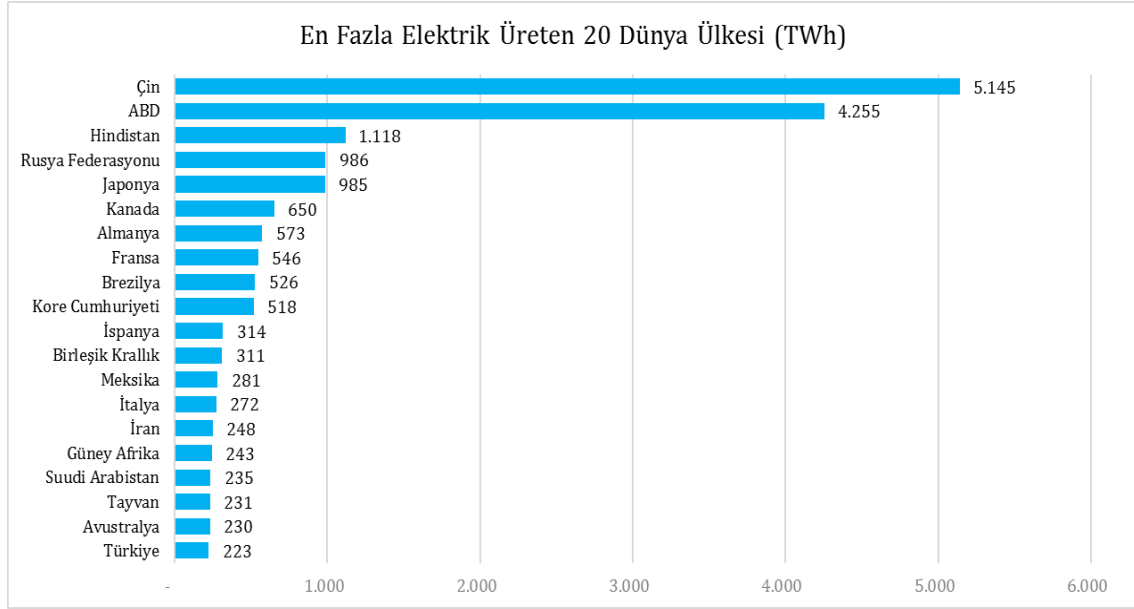
Yani sonuç olarak ülkemizde elektrik sektörü devletin izin ve imkân verdiği ölçüler içerisinde hareket eden bir mekanizmadır. Yasada öngörülen piyasanın nasıl bir piyasa olacağına ve bunun içerisinde özel kuruluşların ne şekilde yer alacağına devlet karar vermektedir.

Devletin elektrik hizmeti için kurmuş olduğu ve içerisinde kararı belirleyici oranda yer aldığı piyasanın ana amacı kârdır ve ancak kâr ettiği sürece yaşam bulabilir. Her piyasanın amacı kârın maksimize edilmesidir. Türkiye’de yasa ile elektrik hizmetini bir piyasa oluşturulmasına bağlayan devlet, dolayısı ile bu kâr maksimizasyonunda aracı olmak durumundadır. Aksi halde piyasa var olamayacaktır.

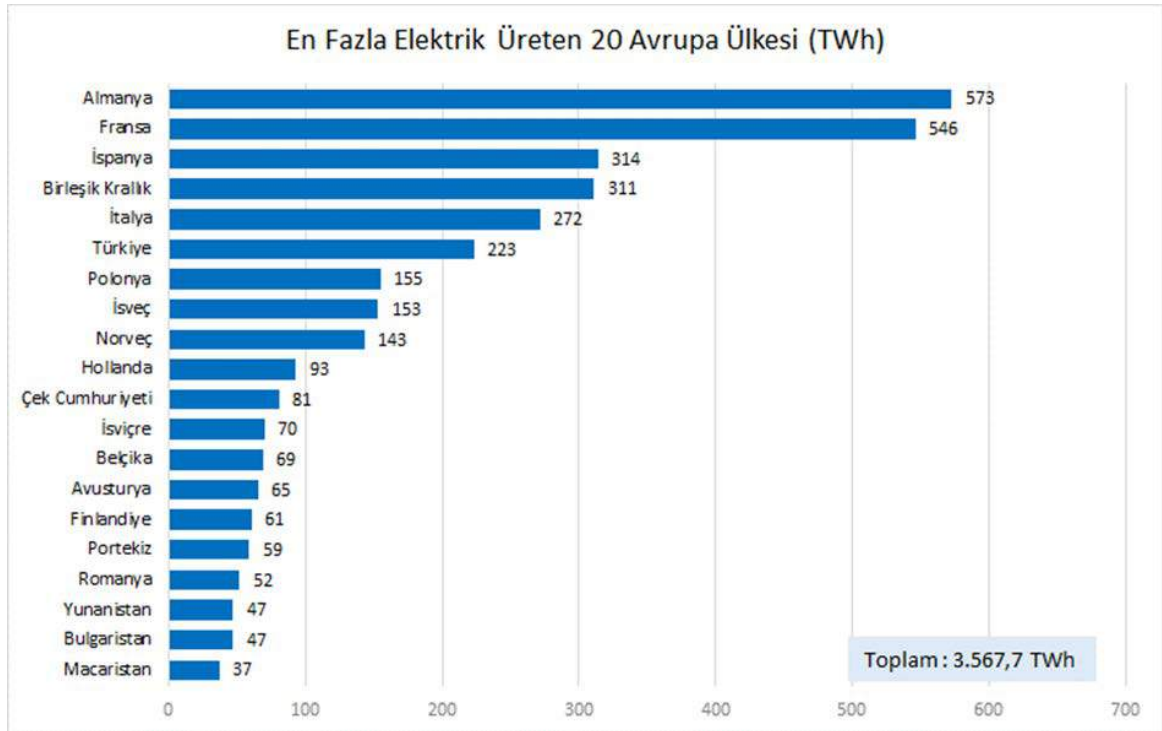
Yukarıda anlatılanlardan açıkça görüleceği üzere devlet, mevcut piyasanın bir parçası ve en önemli oyuncusudur. Bunun sonucu olarak piyasanın kârının maksimizasyonu için çalışmaktadır. Aksini düşünmek eşyanın doğasına aykırı olacaktır.

5.5.7 MEVCUT YAPILANMADA TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİNİN DURUMU

Türkiye, elektrik tüketimi açısından dünyada 20. Avrupa’da 6. en büyük pazardır. 2014 yılında dünyadaki ve Avrupa’daki en büyük 20 pazar ve bunlardaki üretim miktarları Şekil 5.5.4 ve 5.5.5’te verilmiştir. 2016-2017 yıllarında bu sıralama pek fazla değişmemiştir.



Şekil 5.5.4 En Fazla Elektrik Üreten 20 Dünya Ülkesi (2014)



Şekil 5.5.5 En Fazla Elektrik Üreten 20 Avrupa Ülkesi (2014)

5.5.8 BUGÜNE KADAR UYGULANAN POLİTİKANIN SOMUT SONUÇLARI

Ülkemizde uzun zamandan beri elektrik sektöründe uygulanan devlet - özel sektör ortaklığında ve devletin karar ve gözetiminde yürüyen bu yapının uygulamaları elektrik enerjisi açısından aşağıdaki somut sonuçları doğurmuştur.

5.5.8.1 Elektrikte Arz Fazlası Oluşmuştur

TEİAŞ'ın 2017 yılı sonu verilerine göre Türkiye toplam kurulu gücü 85.200 MW değerine ulaşmıştır. Türkiye'nin 2017 yılı puant (tepe) yükü ise Şekil 5.5.6'da gösterildiği üzere 47.660 MW olmuştur. Aradaki fark 37.540MW'tır. Bu % 78,8 oranında yedek güç olduğu anlamına gelmektedir.



Şekil 5.5.6 Türkiye Elektrik Sistemi Aylık Puant Değerleri

Türkiye gibi gelişmekte olan ve yurttaşlarının refah düzeyinin artırılması için çok fazla alt ve üst yapı yatırımlarına ihtiyaç duyan bir ülkede, %78,8 gibi çok yüksek bir yedek güç ile çalışan bir elektrik sistemine sahip olunması en hafif deyim ile israftır.

Türkiye'nin elektrik üretim tesisleri çok gençtir. Türkiye kurulu gücünün 1992 yılında 17.500 MW civarında, 2002 yılında 30.000 MW civarında olduğu göz önüne alınırsa, mevcut kurulu gücün %79'unun 25 yaşın altında, %64'ünün 15 yaşın altında olduğu görülecektir. Elektrik üretim tesislerinin teknik ömürleri burada belirtilen sürelerden çok uzundur. Dolayısı ile kapatılacak tesisler olacağı gerekçesi ile kurulu güç artışı düşünmek ve yeni yatırımlar yapmak, Türkiye için doğru bir karar olmamaktadır.

Şu anda mevcut üretim tesisleri için emre amade olma faktörü en az %62 civarındadır. Tablo 5.5.2, TEİAŞ tarafından Ağustos 2017 tarihinde yayımlanan Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2017-2021) isimli rapordan alınmıştır.

Tablo 5.5.2 Elektrik Üretim Tesislerinin Türleri İtibarıyla Ortalama Emre Amadelik Oranları (2007-2021)

%	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Termik	62,0	69,5	65,4	62,0	65,2	63,7	60,8	67,1	62,2	62,9	64,2	65,5	66,9	68,2	69,5
Hidrolik	77,0	75,2	77,5	79,0	75,4	71,0	71,3	61,0	65,1	65,4	66,3	65,8	65,3	64,9	64,4
Rüzgar	44,2	41,3	44,6	41,1	41,3	37,1	39,8	33,8	36,8	46,9	38,8	38,6	38,4	38,2	38,1
Türkiye Toplam	67,3	71,5	69,3	67,2	68,1	65,0	63,0	63,1	61,3	63,2	62,9	62,6	62,3	62,1	61,8

*Yıl içerisinde gerçekleşen aylık en düşük ve en yüksek emre amadeliklerin yıllık ortalamasından elde edilen sonuçların ortalamasıdır.

Tablodaki değerlerden 2016 yılına kadar olanlar (2016 dahil) gerçekleşmiş değerler, sonraki yıllara ait olanlar ise tahmindir. Bu durumdan açıkça görüleceği üzere Türkiye'deki elektrik üretim tesisi yatırımlarının %35-%38 arasındaki büyük bir bölümü atıl kapasite olarak her daim üretim yapamayacak durumdadır. Bu durum ise gerçek bir israfı işaret etmektedir. Anlaşılan fizibilite yapılması esnasında büyük hatalar yapılarak veya yanlış kabullere dayanılarak fazla kapasiteli santraller inşa edilmiştir. Emre amade olma faktörü, su, rüzgâr gibi doğal kaynakların eksikliği veya arıza bakım gibi teknik nedenlerle üretim tesislerinin üretim yapamama durumlarından oluşur ve genelde toplam sistem için %15-%20 arasında olması beklenir. Türkiye'de arıza nedeni ile tesisin emre amade olmama oranı en yüksek %12 civarında olmaktadır. Asıl emre amade olmama zamanı arıza dışı nedenlerden oluşmaktadır. Bu ise gelen su ve rüzgâr olmaması gibi doğal faktörler yanında özellikle kömür yakan termik santrallerdeki işletme koşullarından kaynaklanmaktadır. Türkiye için bu durumun önemli nedeni mevcut kömür yakan termik santrallerin arıza sürelerinin yüksekliğidir. Bu durum bakım ve bazı düzenlemelerle iyileştirilebilir. Bu bakım ve iyileştirmeleri yapmak yerine yeni üretim tesisleri kurulmasının ülke ekonomisi açısından yarar getirmeyeceği açıktır.

Ayrıca ihtiyaçtan fazla üretim tesisi kapasitesi mevcut olduğundan bazı santraller üretim yapmayıp atıl olarak beklemek zorunda kalmaktadır. Bu durum santrallerin kapasite kullanım oranlarını düşürerek ilk yatırım sırasında hesaplanan gelirden daha az gelir elde etmelerine ve dolayısı ile mali yapılarının negatif etkilenmelerine neden olmaktadır. Son tahlilde proje kapasitesi altına düşen üretim miktarları, üretilen elektrik maliyetinin artmasına neden olmaktadır.

Bugün mevcut olan toplam kurulu güç TEİAŞ'ın hazırlamış olduğu 10 Yıllık Talep Tahmin Raporu'nda belirlenen 2026 yılı tepe güçten bile fazladır. Aynı raporda Türkiye'nin 2026 yılı puant güç tahmini Tablo 5.5.3'te belirtildiği gibi; düşük, baz ve yüksek artış senaryolarına göre sırasıyla 56.613 MW, 61.446 MW ve 66.809 MW'tır. Görüleceği üzere eğer emre amade olma faktörü dünya genelinde olduğu gibi %80 civarına yükseltilebilirse, 2026 yılına kadar puant güç açısından yeni bir tesise ihtiyaç yoktur. Ayrıca 2017 Temmuz ayı itibarıyla lisans almış ve inşaatına başlanmış toplam 26.500 MW kurulu gücünde elektrik üretim tesisi vardır. Bu tesislerle birlikte arz fazlası kurulu güç miktarı çok daha yüksek düzeylere çıkmaktadır.

Tablo 5.5.3 Türkiye Elektrik Sistemi Puant Talep Tahmini

PUANT TAHMİNİ						
YIL	Düşük	Artış (%)	Baz	Artış (%)	Yüksek	Artış (%)
2017	45345	-	46405	-	47281	-
2018	46581	2,7	48067	3,6	49293	4,3
2019	47904	2,8	49786	3,6	51415	4,3
2020	49196	2,7	51471	3,4	53540	4,1
2021	50502	2,7	53181	3,3	55727	4,1
2022	51801	2,6	54879	3,2	57937	4,0
2023	53075	2,5	56552	3,0	60156	3,8
2024	54312	2,3	58202	2,9	62387	3,7
2025	55477	2,1	59825	2,8	64592	3,5
2026	56613	2,0	61446	2,7	66809	3,4

Kaynak: TEİAŞ

Kurulu güçteki bu arz fazlası aynı zamanda üretim fazlası oluşmasına da sebep olmuştur. 2017 yılı elektrik tüketiminin 295 milyar kWh olduğu göz önüne alınırsa, üretim kapasitesinin talebi rahatlıkla karşılayabileceği görülmektedir. Bu durum Türkiye mevcut elektrik üretim tesislerinin %40 kapasite kullanım oranı (KKO) ile işletildiğini göstermektedir¹.

TEİAŞ tarafından hazırlanan 10 Yıllık Elektrik Tüketim Talep Tahmini Raporu'nda Türkiye tüketimi Tablo 5.5.4'deki gibi tahmin edilmiştir. Bunun incelenmesinden anlaşılabileceği üzere mevcut kurulu kapasite %47,6 KKO ile çalıştırılırsa 2026 yılı için düşük senaryoda tüketilecek enerjiyi, %51,7 KKO ile çalıştırılırsa baz senaryoda tüketilecek enerjiyi, %56,2 KKO ile çalıştırılırsa yüksek senaryoda tüketilecek enerjiyi karşılayabilecek kapasitededir.

Tablo 5.5.4 Türkiye Toplam Elektrik Tüketim Tahmini

YIL	DÜŞÜK	ARTIŞ (%)	BAZ	ARTIŞ (%)	YÜKSEK	ARTIŞ (%)
2017	278.057	-	284.553	-	289.926	-
2018	285.634	2,7	294.748	3,6	302.263	4,3
2019	293.749	2,8	305.289	3,6	315.279	4,3
2020	301.670	2,7	315.619	3,4	328.308	4,1
2021	309.680	2,7	326.107	3,3	341.716	4,1
2022	317.644	2,6	336.521	3,2	355.268	4,0
2023	325.453	2,5	346.775	3,0	368.876	3,8
2024	333.043	2,3	356.893	2,9	382.559	3,7
2025	340.183	2,1	366.848	2,8	396.076	3,5
2026	347.149	2,0	376.786	2,7	409.676	3,4

Kaynak: TEİAŞ

¹ Kapasite Faktörü=Yıllık Üretim/(Santral Kurulu Gücü * 8760 saat).

Sonuç olarak Türkiye’de uygulanan elektrik politikalarının yaratmış olduğu fazla üretim kapasitesinin, elektrik sektöründe israfa neden olduğu görünmektedir. Uygulanması gereken politika, gerçekçi ekonomik büyüme ve buna uygun elektrik tüketim talep tahminleri ile ihtiyacı karşılayacak büyüklükte elektrik üretim tesisi yapılmasıdır. Yapılacak tesislerin üretim kapasite faktörleri gerçekçi olmalıdır. Afaki rakamlarla büyük tesisler yapılarak emre amadelik oranının düşük olması, sistemde gereksiz yatırım oranını yükseltmektedir.

5.5.8.2 Elektrik Fiyatı Çok Artmış ve Halk İçin Ekonomik Bir Yük Haline Gelmiştir

Gelişen dünya koşulları içerisinde Türkiye’de fert başına elektrik kullanımı artmaktadır. Bu ise aile bütçesine önemli bir yük oluşturmaktadır. Türkiye elektrik fiyatlarının dünya ülkeleri ile karşılaştırılmasında bugüne kadar uygulanan politikaların elektrik fiyatlarına etkisi açıkça görülmektedir. Tablo 5.5.5 ve 5.5.6 devletin resmi kuruluşları ve üyesi olduğumuz OECD tarafından hazırlanmıştır.

Tablo 5.5.5’e göre, 2002-2015 yılları arasında TETAŞ elektrik alım fiyatları 2,62 ve satış fiyatları 2,20 misli artmıştır. OECD tablosuna göre ise (Tablo 5.5.6); ABD Doları cinsinden konut elektrik fiyatlarının Türkiye’de 2006 ila 2014 yılları arasında 1,6 misli arttığı, 2014 yılında Türkiye mesken elektrik fiyatlarının OECD ortalamasının üzerinde olduğu, 2006 yılında Türkiye’deki mesken elektrik fiyatları OECD ortalamasının %20 altında iken 2014 yılında %9 üzerine çıktığı görülmektedir.

Tablo 5.5.5 TETAŞ'ın Elektrik Alış ve Satış Faaliyetleri (2002-2015)

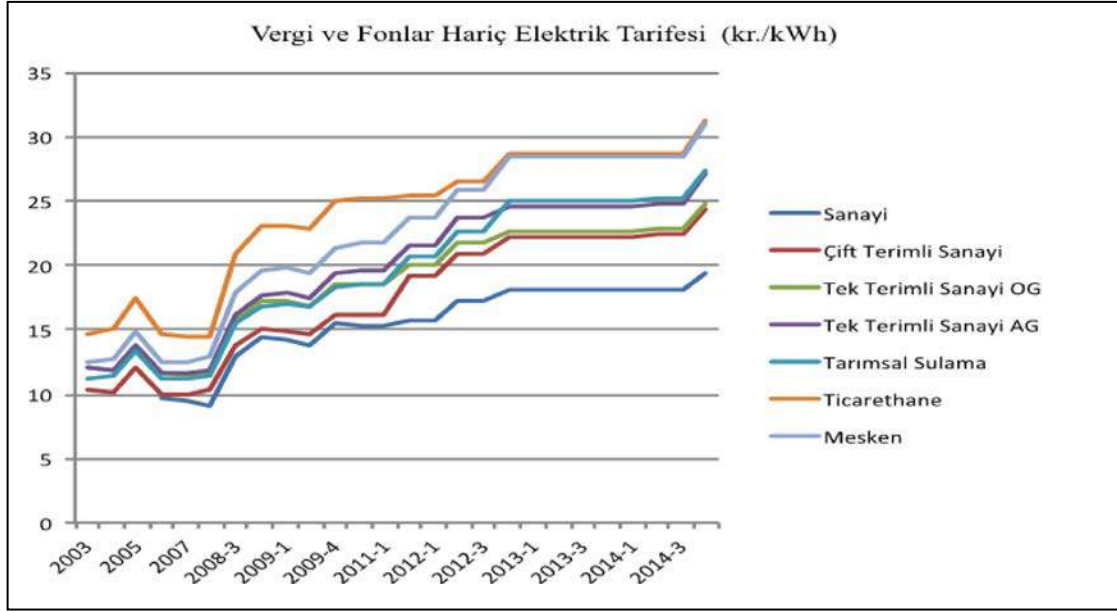
ÖNEM YEAR	ALINAN ENERJİ ENERGY PURCHASED					SATILAN ENERJİ ENERGY SOLD				
	MİKTAR AMOUNT	ORTALAMA TARİFE AVERAGE TARIFF		TUTAR COST		MİKTAR AMOUNT	ORTALAMA TARİFE AVERAGE TARIFF		TUTAR COST	
		Kr / kWh	c / kWh	Milyar TL	Milyar \$		Kr / kWh	c / kWh	Milyar TL	Milyar \$
2002	106.230	6,82	4,47	7.245	4.753	101.990	7,95	5,22	8.112	5.322
2003	113.170	7,42	4,96	8.398	5.613	109.370	8,10	5,41	8.857	5.920
2004	120.690	7,76	5,47	9.365	6.597	116.820	8,19	5,77	9.566	6.739
2005	128.890	7,76	5,74	10.002	7.398	125.420	8,03	5,94	10.076	7.453
2006	122.220	8,97	6,02	10.957	7.355	118.610	9,04	6,3	10.726	7.445
2007	89.110	8,34	6,42	7.433	5.720	87.350	9,16	7,05	7.996	6.194
2008	86.950	11,52	8,88	10.014	7.721	85.340	11,07	8,53	9.448	7.279
2009	84.457	11,04	7,09	9.287	5.962	83.027	13,31	8,55	11.052	7.099
2010	87.032	12,79	8,59	11.135	7.354	85.263	14,68	9,69	12.512	8.264
2011	82.284	14,13	8,35	11.583	6.845	80.754	13,85	8,19	11.187	6.610
2012	83.557	17,22	9,59	14.342	7.988	82.214	18,80	10,47	15.455	8.608
2013	131.079	17,27	8,96	22.590	11.717	129.597	17,91	9,29	23.206	12.036
2014	123.149	17,02	7,75	20.937	9.532	121.604	17,19	7,82	20.901	9.515
2015	113.039	17,87	6,48	20.195	7.326	111.815	17,49	6,34	19.551	7.089

Tablo 5.5.6 OECD Üyesi Ülkelerde Mesken Elektrik Fiyatları

Mesken Elektrik Fiyatları(\$/MWh)												
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	3Q2014	4Q2014	1Q2015*
Australia	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
Austria	174.4	213.7	257.0	255.7	257.6	272.7	253.9	271.9	266.9	267.7	248.1	223.8
Belgium	..	..	265.6	232.6	231.7	264.2	249.9	263.8	246.6	242.6	228.7	..
Canada	82.5	88.3	90.3	83.0	93.3	104.9	104.6	104.0	..	..	..	..
Chile	136.0	165.7	228.5	213.2	208.8	210.8	185.4	172.3	..	156.4	..	..
Czech Rep.	122.2	145.9	191.5	192.1	185.5	210.5	198.9	205.6	174.4	173.7	163.8	..
Denmark	322.1	344.1	396.4	364.8	356.3	409.2	383.4	393.9	403.1	398.2	382.7	..
Estonia	..	..	117.1	123.8	127.1	136.5	138.9	174.8	168.9	171.5	161.7	..
Finland	127.9	145.4	172.4	173.7	175.4	213.5	194.9	202.3	201.4	197.8	189.0	..
France	143.8	156.4	164.3	159.2	165.3	187.0	175.1	193.4	207.1	206.1	196.8	..
Germany	221.7	263.2	322.8	317.9	318.7	351.7	338.8	387.6	..	..	..	..
Greece	..	..	156.9	151.8	158.4	173.0	180.5	216.4	..	..	..	..
Hungary	144.1	188.3	224.2	206.2	218.6	218.5	204.2	182.0	156.2	156.8	143.3	..
Ireland	199.5	243.5	267.2	255.0	232.6	259.3	270.3	292.7	306.8	318.4	285.4	..
Israel	114.3	123.5	155.6	136.8	139.8	148.8	151.6	171.5	..	..	..	..
Italy	225.8	257.5	305.3	284.2	263.2	278.7	288.4	305.6	306.8	302.1	287.8	..
Japan	187.0	185.3	216.3	239.0	243.8	274.4	290.6	254.2	253.3	273.4	236.2	..
Korea	98.1	102.0	88.6	76.9	83.2	88.7	93.1	101.4	109.6	125.0	100.6	..
Luxembourg	183.3	230.7	215.5	235.9	215.4	220.9	209.3	206.8	..	..	..	..
Mexico	100.7	93.0	96.1	79.9	89.7	95.2	90.2	90.9	90.1	84.9	86.4	..
Netherlands	258.0	285.0	242.6	258.0	221.2	237.7	238.2	257.2	252.4	251.2	236.8	..
New Zealand	129.3	154.1	154.6	143.5	175.3	203.1	216.5	224.8	..	..	..	..
Norway	155.8	131.7	151.3	132.6	175.9	170.5	136.0	148.5	127.1	132.0	120.0	..
Poland	132.1	150.9	193.0	167.5	179.1	198.2	190.9	196.3	192.2	193.9	179.0	..
Portugal	184.4	213.7	219.7	215.5	215.2	245.8	260.7	279.6	291.6	294.0	277.2	..
Slovak Republic	155.5	187.8	219.9	230.9	213.0	241.6	229.6	238.1	214.0	228.4	199.3	..
Slovenia	..	..	167.6	183.0	185.5	201.7	193.4	212.8	212.7	215.3	197.8	..
Spain	164.7	187.0	218.0	212.3	246.7	295.1	..	..	..	..	..	..
Sweden	..	195.8	218.4	194.0	218.0	247.9	224.0	233.7	214.5	213.8	199.9	..
Switzerland	132.5	136.3	154.3	163.9	180.0	222.7	204.2	203.7	209.3	209.5	198.6	..
Turkey	110.7	121.8	164.8	165.1	184.1	169.1	184.8	190.0	169.6	168.5	174.8	..
United Kingdom	179.2	204.4	217.9	191.2	183.9	209.3	217.8	229.9	255.7	258.6	245.3	..
United States	104.0	106.5	112.6	115.1	115.8	117.2	118.8	121.2	125.0	130.0	123.6	..
OECD Europe	178.0	200.7	227.1	216.2	220.0	245.4	232.5	251.9	227.4	227.3	215.8	..
OECD Total	133.1	141.5	157.2	156.6	159.5	170.7	168.8	172.2	166.7	172.1	160.4	..

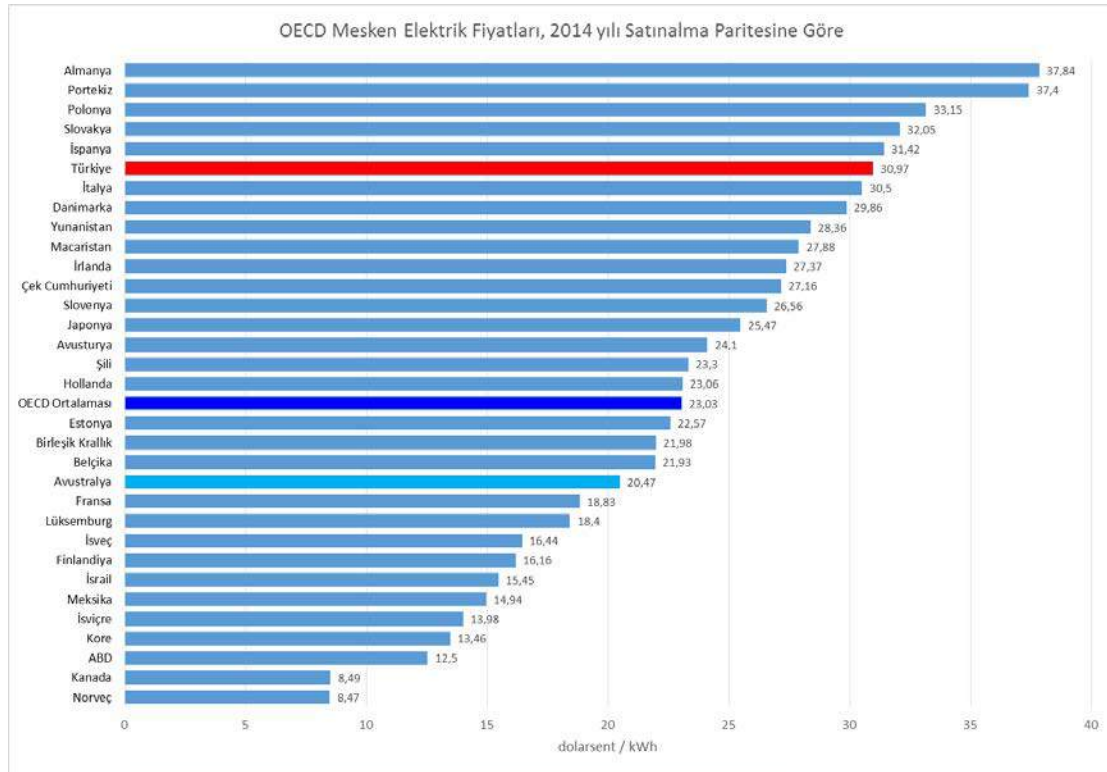
2015 yılı 1. Çeyrek değerleri geçicidir.
Kaynak : IEA

EPDK Elektrik Piyasası 2014 Yılı Piyasa Gelişim Raporu'ndan alınan grafikte (Şekil 5.5.7) açıkça görüleceği üzere konut (mesken) elektrik fiyatları 2003 ila 2014 sonu arasında yaklaşık 2,5 kat artmıştır.



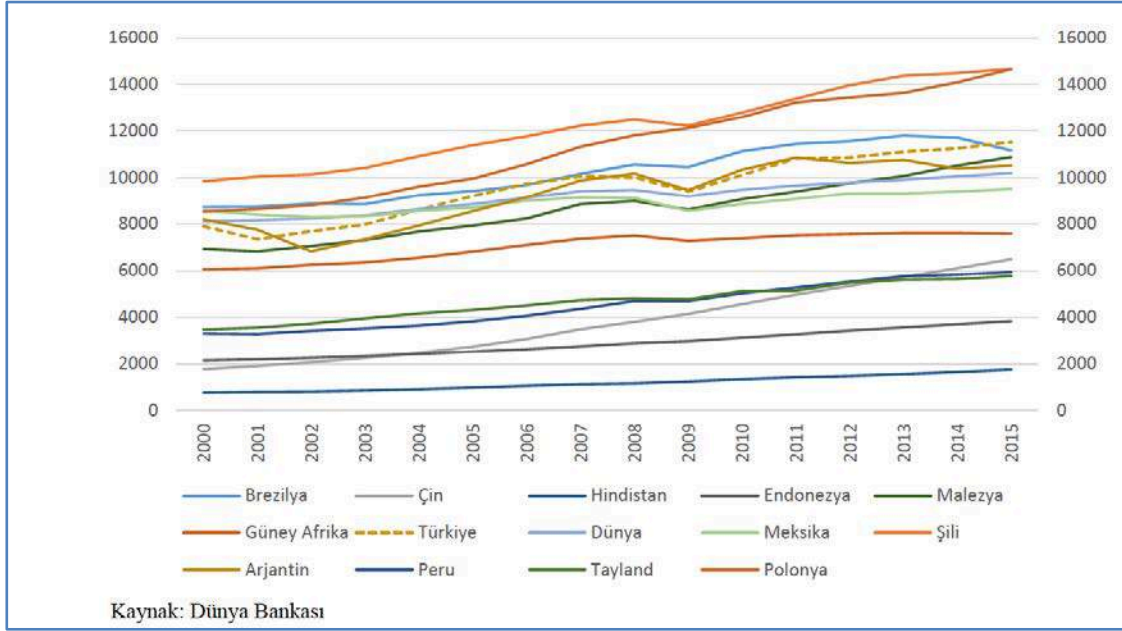
Şekil 5.5.7 Yıllara Göre Vergi ve Fonlar Öncesi Elektrik Fiyatlarının Değişimi (kr/kWh)

Şekil 5.5.8'deki grafikte ise satın alma gücü paritesine göre değerlendirme yapıldığında, Türkiye'nin OECD ülkeleri içerisinde hane halkına en pahalı elektrik sağlayan 6. ülke olduğu görülmektedir.



Şekil 5.5.8 OECD Üyesi Ülkelerde Mesken Elektrik Fiyatları

Yukarıda belirtilen tabloların incelenmesinden, uygulanan kapitalist ekonomik sistemin genel kurallarının bile dışında bir durumla karşı karşıya olduğumuz net olarak görülmektedir. Yani arz fazlası varken satış fiyatları düşmemekte ve aksine artmaktadır. Dolayısı ile uygulanan politikanın Yasa'da belirtildiği şekilde bir ucuzluk getirmediğini, aksine fiyatları artırdığını ve Dünya Bankası kaynakları kullanılarak hazırlanan grafikte (Şekil 5.5.9) görüldüğü üzere, 2000 ile 2015 yılları arasında Türkiye'de kişi başına milli gelirin %45 civarında arttığı gerçeği göz önüne alınırsa, çok daha yüksek oranda artan elektrik fiyatlarının hane halkına ekonomik zorluk getirdiği açıkça görülmektedir.



Şekil 5.5.9 Bazı Ülkelerde Kişi Başına Milli Gelirin Gelişimi

5.5.8.3 Uygulamalar Gelecekte Elektrik Fiyatlarının Ucuzlamasına Engel Olmaktadır

Bilindiği gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla düşen yatırım ve işletme maliyetleri elektrik birim üretim maliyetlerinde ucuzlamaya neden olmuştur. Bu nedenle tüm dünyada elektrik fiyatları düşmüş ve bu durum insanların yararına olmuştur. Yapılan araştırmalar dünyada gelecekte elektrik fiyatlarının Tablo 5.5.7 ve 5.5.8'deki gibi olacağına işaret etmektedir.

Tablo 5.5.7 Kaynaklara Göre Elektrik Üretim Maliyetleri

Santral Tipi	Maliyet \$/kWh
Kömür	0,11 – 0,12
Doğal Gaz	0,053 – 0,11
Nükleer	0,096
Rüzgar	0,044 – 0,20
Güneş (PV)	0,058
Güneş (Termal)	0,184
Jeotermal	0,05
Biyokütle	0,098
Hidrolik	0,064

Kaynak: US DOE (United States Department of Enerji, ABD Enerji Bakanlığı) bilgilerinden tarafımızca derlenmiştir.

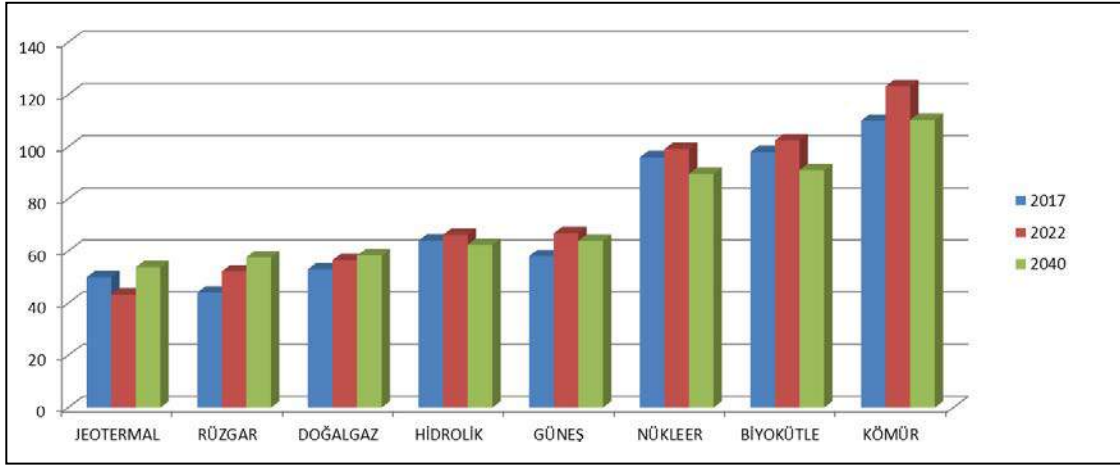
Tablo 5.5.8 Kaynaklara Göre Elektrik Üretim Maliyetleri(ABD \$/MWh)

SIRA	ENERJİ TESİSİ CİNSİ	2017	2022	2040
1	JEOTERMAL	50	43,3	53,8
2	RÜZGAR	44	52,2	57,6
3	DOĞALGAZ	53	56,5	58,3
4	HİDROLİK	64	66,2	62,4
5	GÜNEŞ	58	66,8	63,9
6	NÜKLEER	96	99,1	89,6
7	BİYOKÜTLE	98	102,4	91
8	KÖMÜR	110	123,2	110,3

1-TESİS TİPLERİ EN UCUZLARI ALINMIŞTIR

2-2022 VE 2040 YILLARI BEDELLERİ 2016 YILI USD DOLARI DEĞERİNE İNDİRGENMİŞ DEĞERLERDİR

3-TABLO VE DEĞERLER ABD EIA ANNUAL OUTLOOK 2017 RAPORUNDAN ALINMIŞTIR



Şekil 5.5.10 Kaynaklara Göre Elektrik Üretim Maliyetleri(ABD \$/MWh)

Şekil 5.5.10'dan açıkça görüleceği üzere bugün ve gelecekte beher kWh maliyet, yatırım, iletim ve işletme giderleri, finansman, sosyal maliyetler ve diğer hususlar göz önüne alınarak yapılan çalışmalar sonucunda genelde 6 dolar-sent/kWh ve 10 dolar-sent/kWh üzerinde olmak üzere iki kümede gruplaşmaktadır.

Ülkemizde düşük üretim kapasiteli(ortalama 105 GWh/yıl) yenilenebilir enerji kaynaklı santrallere² teşvikler verilmekle beraber, büyük ölçekli (35.000GWh/yıl ve üzeri) nükleer santrallere ve kömür yakan santrallere de alım garantileri verilmektedir. Bu alım garantileri elektrik fiyatlarında önümüzdeki yıllarda teknik gelişmelerden dolayı oluşacak ucuzlamalar yanında mevcut fiyatlarında çok üzerinde (örneğin Akkuyu NGS'ye yıllık üretiminin %50'si için 12,35 dolar-sent/kWh) alım garantileri verilmektedir.

Böylece uzun süreler (15-20 yıl) için verilen yüksek fiyatlı alım garantileri, gelecekteki elektrik fiyatlarını belli oranda bugünden belirleyerek 2030-2040 yılları elektrik fiyatlarına bile bugünden ipotek konulmasına neden olmaktadır. Yani pahalı kaynaklara dayalı tesislere alım garantileri verilerek ilerdeki yıllarda elektriğin ucuzlamasına engel olunmaktadır.

5.5.8.4 Elektrik Kesintileri ve Enterkonnekte Sistem Çöküşleri Artmıştır

Elektrik enerjisinin teminindeki en önemli faktörlerin başında elektriğin sürekli ve kaliteli olması yani gerilim ve frekansının istenen değerlerde olması gelir. Bu nedenle ilgili yasaya kaliteli niteliği eklenmiştir.

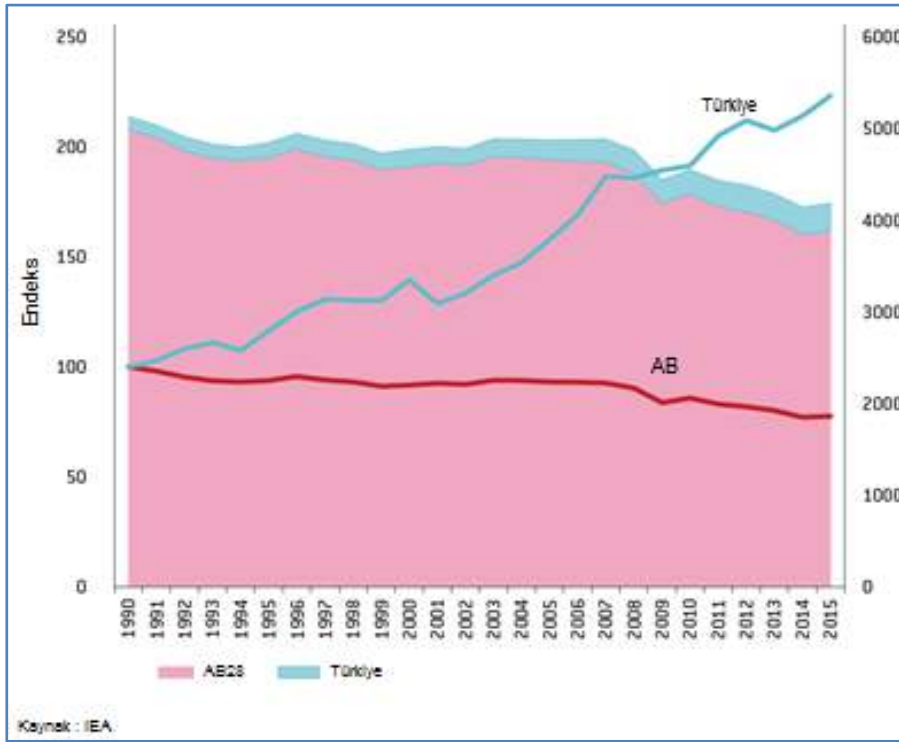
Türkiye'nin bugün geldiği noktada Ankara'nın ortasında bile sıklıkla rastlanan kesintilerin ve sanayi tesislerinde ani elektrik kesintilerinin yarattığı sıkıntılar herkes tarafından her gün yaşanmaktadır. Bunlar genellikle dağıtım sistemlerindeki aksaklıklara bağlıdır. Ancak 2015 yılı 31 Mart günü meydana gelen sistem çökmesinin dünyadaki 7. büyük sistem arızası olması ve tüm Türkiye'nin 10 saate yakın elektriksiz kalmış olması, Türkiye genel elektrik sisteminin de pek güvenilir olmadığını ortaya koymaktadır.

² YEKDEM 2018 listesinde lisansa derç edilen yıllık (proje) üretim miktarı en büyük santral 1.294 GWh ile 582 MWe kurulu güce sahip KalehanEnerji Grubuna (Cengiz-Özaltın Ortaklığı) ait Beyhan 1 Barajı ve HES'dir. Listedeki708 santralin toplam yıllık proje üretim miktarı 74.225 GWh olup bu verilere göre santral başına ortalama proje üretimi 105GWh/yıl'dır.

5.5.8.5 Fosil Yakıt Yoğunluğu Sürmekte Ve Elektrik Üretim Yatırımları Sera Gazı Emisyonlarını Arttırmaktadır

Bugünün dünyasında iklim değişikliğinin ana nedeni olan sera gazlarının çok büyük oranda fosil yakıtlı ve özellikle kömür yakıtlı santrallerden kaynaklandığı kabul edilmektedir. Bu gerçek Türkiye tarafından da kabul edilerek Paris İklim Anlaşması'na imza atılmış; sera gazlarının %70 oranında elektrik üretim endüstrisinden kaynaklandığı kabul edilmiş ve 2030 yılı itibarıyla sera gazı artışında normal gelişmeye göre %21 oranında azaltma taahhüt edilmiştir. Ancak Türkiye milli enerji ve maden politikası çerçevesinde sera gazı emisyonlarının en büyük kaynağı olan kömür yakan termik santrallerin teşvik edilmesine, yeni bulunanlar dahil tüm kömür kaynaklarının elektrik üretimine tahsis edilmesine ve kömürden üretilecek elektriğe her yıl ilan edilecek ve 6,0 dolar-sent/kWh civarında (2016 yılı için 18,5 kr/kWh, 2018 yılı için 20,135 kr/kWh) bir teşvik fiyatı verilmesine Bakanlar Kurulunca karar verilmiştir.

AB –Türkiye Enerji İşbirliği 2017 Ekim Bruegel Raporu'nda Türkiye'nin sera gazı emisyonlarındaki mevcut artış hızı ile Paris Anlaşması taahhütlerine uymasının mümkün olamayacağı belirtilerek, AB ile Türkiye'deki sera gazı emisyon azaltılma çalışmalarını somutlamak için Şekil 5.5.11'deki grafik verilmiştir.

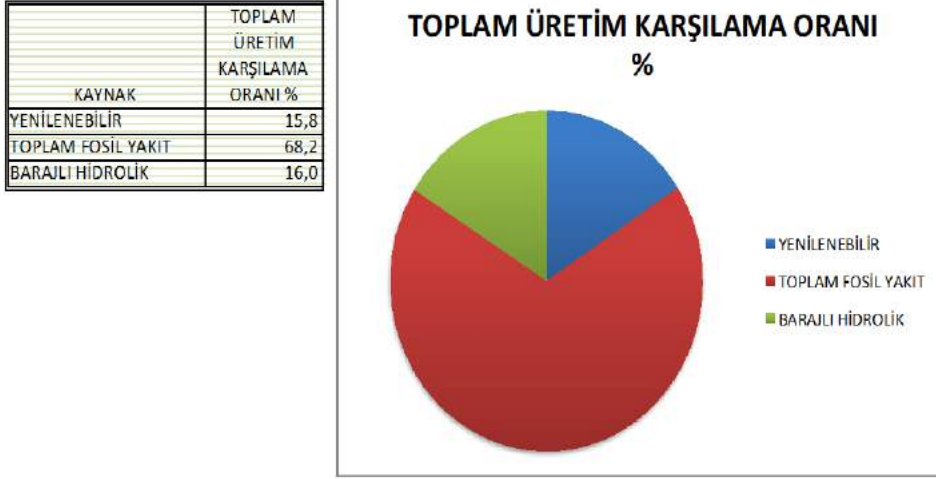


Şekil 5.5.11 Türkiye'de ve Avrupa'da Sera Gazı Emisyonları

Ülkemizde fosil yakıtlara bağlı elektrik üretim tesisleri yapımı azaltılmadan devam etmektedir. 2006-2016 yılları arasında fosil yakıt yatırımları tüm yatırımların yarısından fazla olmuştur (%54). 2017 yılı üretiminde ise fosil yakıtlara dayalı olanların oranı Şekil 5.5.12'den görüleceği üzere %68'e kadar yükselmiştir.

Bu durum iklim değişikliği önlemleri açısından Paris İklim Anlaşması çerçevesinde verilen taahhütleri

yerine getirmenin pek mümkün olamayacağını ayrı bir göstergesi olmaktadır.



Şekil 5.5.12 Yenilenebilir ve Fosil Kaynaklardan Elektrik Üretimi Oranları

5.5.8.6 Enerjinin Güvenliği, Dağılımı, Sürdürülebilirlik

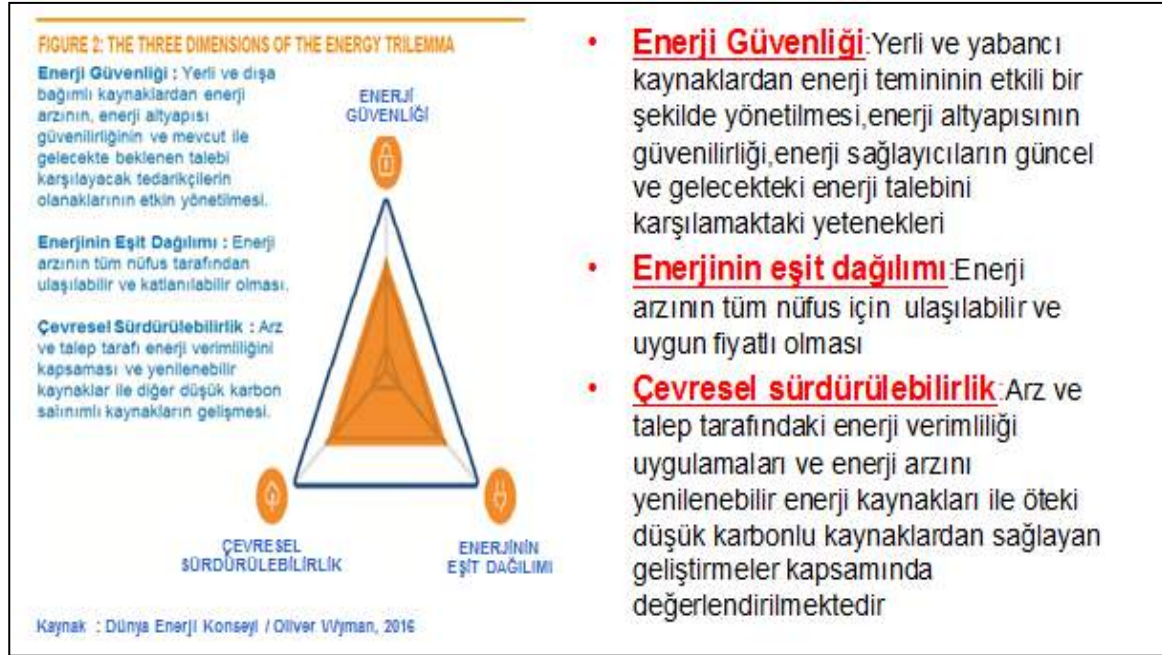
Enerji arzı yalnız bugün için değil gelecek içinde bugünden hazırlanması gereken bir süreçtir. Dünyada enerji kaynaklarının kısıtlı olması nedeniyle enerjinin sürdürülebilirliği, enerji sektörünün çözülmesi gereken en önemli sorundur. Bu konuyu incelemek için çok çeşitli çalışmalar yapılmaktadır. Enerjinin varlığına güvenilerek yapılan birçok girişim eğer enerji sunumunun sürekliliği garanti altına alınmamışsa ya yarım kalmakta veya ekonomik olma özelliğini kaybetmektedir.

Dünya Enerji Konseyi (WEC), enerjinin sürdürülebilirliğini, elinde verilerinin olduğu (üyyesi olan) 125 ülke için üç temel unsurdan değerlendirmeler yaparak ülkeleri sıralamıştır.

Bu çalışmada temel alınan 3 unsur;

- Enerjinin güvenliği
- Enerjinin eşit dağılımı
- Çevresel sürdürülebilirlik

olarak belirlenmiş ve Dünya Enerji Konseyi bu konuyu Şekil 5.5.13'te görüldüğü gibi Enerjinin Saca-yağı (Üçlemesi), (World Energy Trilemma) olarak adlandırmıştır. Bu çalışmaların en sonuncusu Dünya Enerji Üçleme Endeksi 2016 (World Energy Trilemma Index 2016) adı ile yayımlanmıştır. Endekse konu ülkelerin performansları Tablo 5.5.9'da verilen kriterler çerçevesinde değerlendirilmiştir.



Şekil 5.5.13 Enerjinin Sacayağını Oluşturan Ana Unsurlar

Tablo 5.5.9 Enerji Sacayağı Endeks Yapısı**ENDEKS YAPISI**

Endekse konu ülkelerin performansları aşağıdaki tabloda görüleceği üzere 4 ana boyutta, 35 indikatör kategorisi 71 veri noktasından alınan verilerle yapılan değerlendirmeler sonucunda oluşturulmuştur.

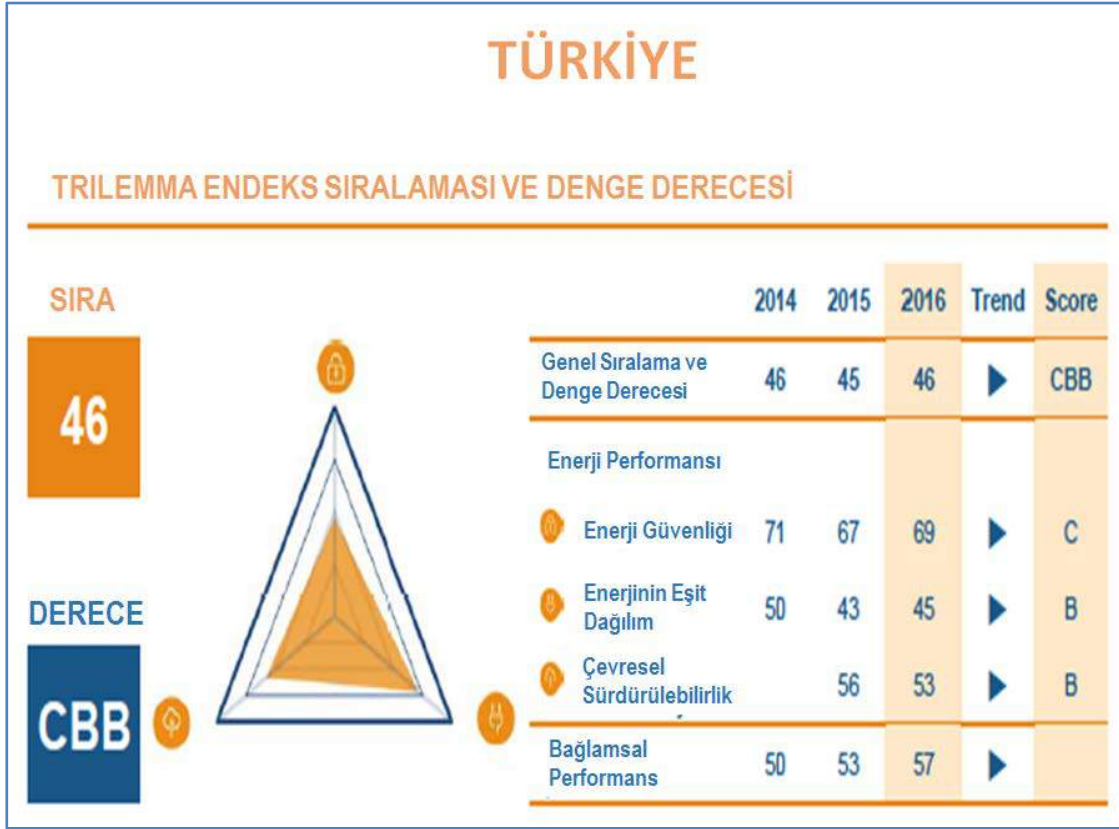
Bileşen	Ağırlık	Gösterge Kategorisi	Ağırlık	Gösterge	Ağırlık
Enerji Güvenliği	30%	Arz Güvenliği ve Enerji Temini	15%	Birincil Kaynak Çeşitlendirmesi	5,0%
				GSYİH ile ilişkili Enerji Tüketimi	5,0%
				İthalat Bağımlılığı	5,0%
		Zorluklar	15%	Elektrik Üretimi Çeşitlendirmesi	5,0%
				Enerji Depolama	5,0%
				Hazırlıklı Olma (İnsan Faktörü)	5,0%
Enerjinin Eşit Dağılımı	30%	Erişim	10%	Elektrik Erişimi	5,0%
				Temiz Pişirmeye Erişim	5,0%
				Elektrik Arz Kalitesi	5,0%
		Arz Kalitesi	10%	Kırsal Kesime Karşılık Şehirlerde Arz Kalitesi	5,0%
				Elektrik Fiyatları	3,3%
				Benzin ve Mazot Fiyatları	3,3%
Çevresel Sürdürülebilirlik	30%	Enerji Kaynağı Üretkenliği	10%	Doğal Gaz Fiyatları	3,3%
				Nihai Enerji Yoğunluğu	5,0%
				Elektrik Üretimi, İletimi ve Dağıtımı Verimliliği	5,0%
		Sera Gazı Emisyonları	10%	Sera Gazı Emisyon Gelişim Eğilimi	5,0%
				Ormanlık Alanlarda Değişim	5,0%
				CO2 Yoğunluğu	3,3%
Ülke Koşulları	10%	CO2 Emisyonları	10%	Kişi Başına CO2 Emisyonu	3,3%
				Elektrik Üretiminden Gelen CO2	3,3%
		Anlaşılabilir ve Tahmin Edilebilir Politikalar	2%	Makroekonomik ortam	5,0%
				Hükümet Etkisi	5,0%
				Siyasi İstikrar	5,0%
		İstikrarlı Düzenleyici Ortam	2%	Yolsuzluk Algısı	5,0%
				Politik Şeffaflık	7,0%
				Mevzuat Kuralları	7,0%
		AR-GE ve Yenilikçiliği Özendirici Girişimler	2%	Mevzuat Kalitesi	7,0%
				Vasıflı Varlıkların Korunması	5,0%
				Teknoloji Transferi	5,0%
		Uygun Yatırım Ortamı	2%	Yenilikçilik Kapasitesi	5,0%
				Vatandaşlar tarafından alınan patentler	5,0%
				Doğrudan Yabancı Yatırım Net Akışı	1,0%
		Hava Kirliliği, Arazi ve Su	2%	İş Yapma Kolaylığı	1,0%
				Atıksu Değerlendirmesi	1,0%
				Hava Kirliliği	1,0%

Kaynak : Dünya Enerji Konseyi (World Energy Council) / Oliver Wyman, 2016

Bu değerlendirme sonucu Türkiye'nin endeks sıralaması ve denge derecesi Şekil 5.5.14'te gösterildiği gibi olmuştur.

Şekilde de görüldüğü gibi, 2016 yılı itibarıyla Türkiye 125 ülke arasında 46. sıradadır.

Burada dikkat edilecek hususlardan birisi, Türkiye'nin genel endeks sıralamasında 46. sırada olmasına karşın enerji güvenliği sıralamasında 69. sırada olmasıdır. Bu durum, çok miktarda enerji üretim tesisi yapmak ile enerji güvenliğinin sağlanamayacağını açık bir göstergesidir.



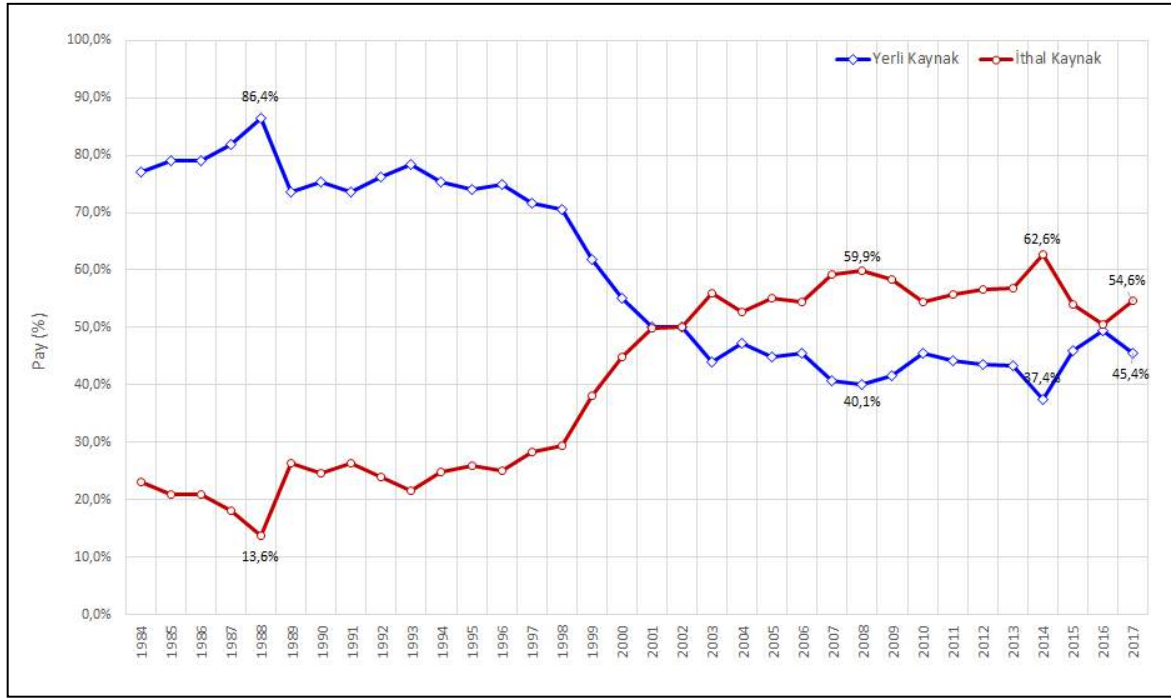
Şekil 5.5.14 Türkiye'nin Sacayağı Endeks Sıralaması ve Denge Derecesi

5.5.8.7 Elektrik Enerjisinde Dışa Bağımlılık Sürmektedir

Elektrik enerjisi konusunda dışa bağımlılık sürdürülebilirlik açısından önemli unsurlardan birisidir ve günümüzün barıştan uzak dünyasında ön plana çıkmaktadır. Bugünün dünyasında her tür enerji kaynağına yeterince sahip olan ülke, hemen hemen yoktur. Ancak enerjide dışa bağımlılık yönetilebilir ve ekonomik açıdan değerlendirilebilir olmalıdır. Türkiye genel enerji açısından %75-76 oranında, elektrik enerjisi açısından %50 oranında dışa bağımlı bir ülkedir.

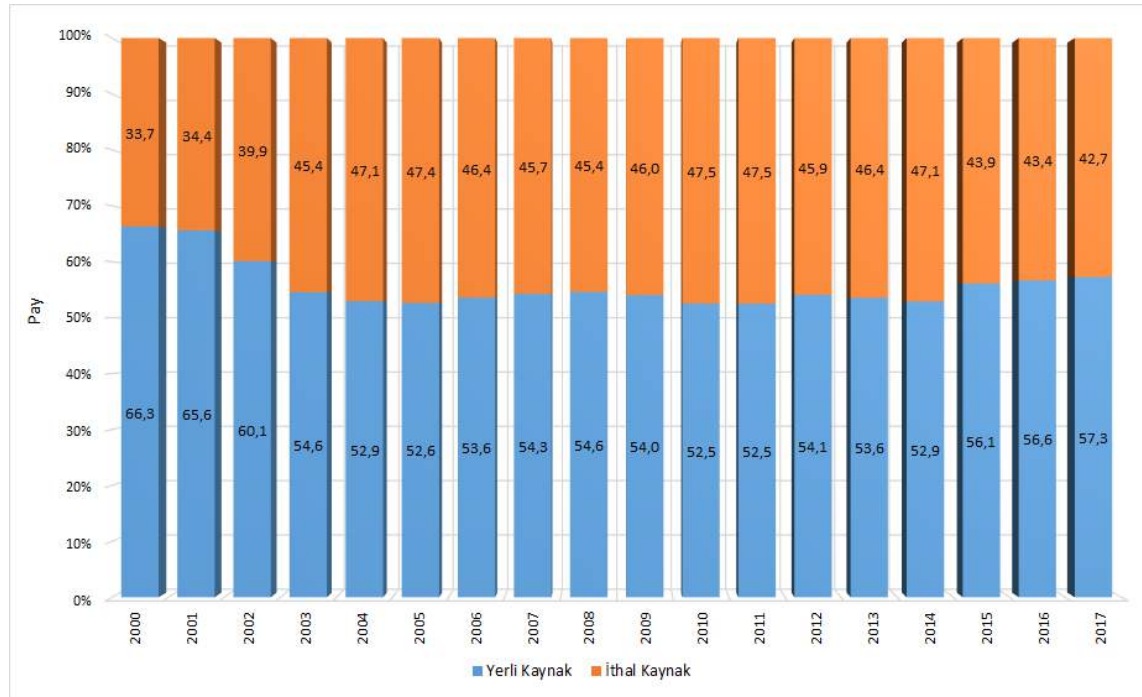
Elektrik enerjisi açısından Türkiye'deki gelişim Şekil 5.5.15'ten görüleceği gibi, uygulanan politikalar sonucunda, 1988'de %85 oranında olan elektrik üretimindeki yerli kaynak kullanımı 2000-2001 yıllarında %50'ye, 2014'te %37'ye düşmüş, 2016'da %50'ye çıkmasına rağmen, 2017'de %45'e gerilemiştir. İthal kaynak kullanımı, yani dışa bağımlılık, 2014 yılında %62'yi aşmış, en son 2017 yılında %55 seviyelerinde gerçekleşmiştir.

Kurulu güç açısından ise 2000 yılında %66,3 oranında olan yerli kaynak kullanan elektrik üretim tesis oranı 2017 yılında yaklaşık 10 puan azalarak %57,3'e düşmüştür (Şekil 5.5.16).



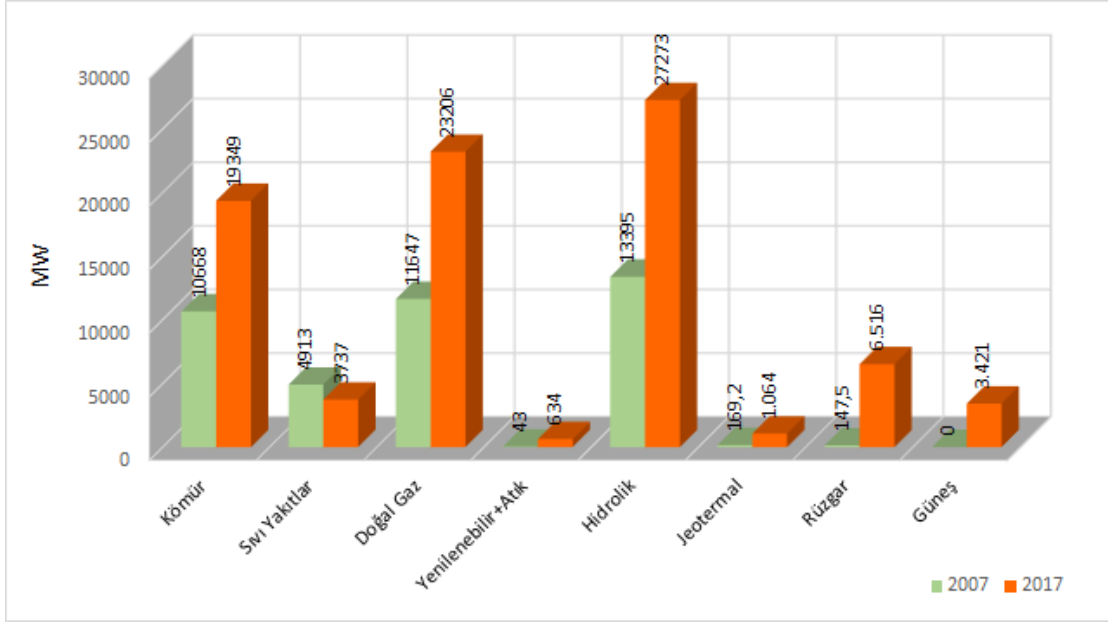
Şekil 5.5.15 Elektrik Üretimine Yıllara Göre Yerli-İthal Kaynak Bağımlılık Oranları

Kaynak: TEİAŞ verileri



Şekil 5.5.16 Elektrik Kurulu Gücünün Yıllara Göre Yerli-İthal Kaynak Bağımlılık Oranları

Şekil 5.5.17'de görüleceği üzere 2007-2017 yılları arasında yeni devreye alınan 44.364 MW elektrik üretim tesisinin 17.737MW'ı (% 40'ı) ithal kaynak kullanan tesislerden, geriye kalan 26.627 MW'ı (% 60'ı) yerli kaynak kullanan tesislerden oluşmaktadır.



Şekil 5.5.17 Türkiye Elektrik Sistemine 2007-2017 Yılları Arasında Eklenen Kapasitelerin Kaynaklara Dağılımı

5.5.9 SONUÇ

Özet olarak, uygulanan elektrik enerjisi politikalarının aşağıdaki sonuçları verdiğini görmekteyiz:

- Elektrik üretiminde arz fazlası oluşmuş ve tesislerin kapasite kullanım oranları düşmüş, dolayısı ile birim üretim maliyetleri artmıştır. Ülke kaynakları israf edilmektedir.
- Elektrik satış fiyatları yükselmiş, Türkiye’de mesken elektrik fiyatları OECD ortalamasının üzerine çıkmıştır. Türkiye, satın alma gücü paritesine göre elektrik fiyatlarında OECD içerisinde 6. sıraya yükselmiştir.
- Kömür ve nükleer santrallere alım garantileri ve teşvikler verilerek elektrik fiyatına ileriki yıllar için şimdiden ipotek konulmuştur.
- Elektrik kesintileri ve sistem çökmelerine mani olunamamıştır.
- Sera gazı emisyonları hızla artmaktadır. Elektrik üretiminde fosil yakıtların baskın ağırlığı sürmektedir.
- Enerjinin sürdürülebileceği kuşkuludur.
- Elektrik enerjisinde dışa bağımlılık sürmektedir.

Bugüne kadar uygulanan enerji politikalarının enerji ve elektrikte arzu edilen sonuçları veremediği görülmektedir.

Nasıl bir politika uygulanmalıdır

Birinci olarak elektrik enerjisi temini konusu bir piyasa konusu olarak değil bir kamu hizmeti olarak

tanımlanmalı, kâr amaçlı değil hizmet amaçlı olmalıdır.

Ülke birincil enerji kaynaklarının halkın malı olduğu gerçeğinden hareketle kaynak tahsisi ve kullanılması, bünyesinde devletten bağımsız ilgili kurum ve kuruluşların yer aldığı özerk bir kuruluş tarafından merkezi planlama ile yapılmalıdır.

Gerçekçi talep tahminleri yapılarak enerji planlaması bu talep tahminleri üzerine bina edilmelidir.

Ülkenin mevcut kurulu gücü, gelecek yılların elektrik ihtiyacını uzun bir dönem karşılayacak kapasitededir. Bu durum dikkate alınarak baz yük mevcut santrallerden, tepe yük ise yenilenebilir kaynaklardan karşılanacak bir planlama içerisine gidilmelidir.

Sera gazı artışları dikkate alınarak özellikle kömür santrallerinin (öncelikle ithal kömüre dayananların) yapımı durdurulmalıdır.

Üretim maliyeti ucuz ve çevreye daha az zarar veren yenilenebilir kaynak kullanan yatırımlar dışındaki yatırımlara verilen teşvikler durdurulmalıdır.

Akkuyu Nükleer Güç Santrali gibi bir kaza halinde felakete neden olacak ve çok pahalı elektrik satacak elektrik üretim tesislerinin yapımından hemen vazgeçilmelidir.

Kömür santrallerine alım garantileri verilmemelidir, mevcut olanlar iptal edilmelidir.

Özelleştirilmiş olan kuruluşlar idari, teknik ve mali yönden denetlenmeli ve özellikle dağıtım şirketlerinin hizmet kalitesi artırılmalıdır.

Enerjinin etkin kullanımını sağlamak için yoğun bir program uygulanmalı ve birim iş başına enerji kullanımının azaltılması teşvik edilmelidir.

Sonuç olarak devletin enerji politikasında en etkin aktör olduğu yadsınamaz bir gerçektir. Devlet, elektriğin bir ticari meta değil bugünün dünyasında insanların çağdaş bir yaşam sürebilmesi için bir insan hakkı olduğunu görüp, bu doğrultuda elektriği bir kamu hizmeti olarak sunmak zorundadır. Kâr amaçlı uygulamalar olduğu sürece mevcut sorunların üstesinden gelinmesi mümkün görünmemektedir.

ÖZGEÇMİŞ



Nedim Bülent Damar
damarnb@gmail.com

1947 yılında Ankara'da doğdu. ODTÜ Elektrik Mühendisliği Bölümü'nden 1970'te mezun oldu.

Çalışma hayatına 1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Hidroelektrik Santralleri İşletme Başkanlığı'nda başladı ve 1979 yılına kadar Mühendis, Başmühendis ve Müdür olarak görev yaptı. 1980-1985 arasında çeşitli özel sektör kuruluşlarında Mühendis, Teknik Müdür ve benzeri görevlerde bulundu. 1985 yılından itibaren, bugün Ortaklığının da olduğu, PELKA Elektrik Mühendislik Sanayi ve Tic. A.Ş.'de yöneticilik yapmaktadır.

Sn. Damar mezuniyetinden beri TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası üyesi olup, 1975-1980 yılları arasında Yönetim Kurulu Üyeliği ve 1979-1980 döneminde Yönetim Kurulu Başkanlığı yapmıştır. EMSAD Elektromekanik Sanayiciler Derneği ve ayrıca HESİAD Hidroelektrik Santralleri İşadamları Derneği Kurucu Üyesidir. EMSAD'ta kuruluşundan 2001 yılına kadar Yönetim Kurulu Üyesi, ardından iki dönem Yönetim Kurulu Başkanı ve HESİAD'ta Yönetim Kurulu Üyesi, Denetim Kurulu Üyesi olarak görev yapmıştır.

Çok çeşitli dergilerde enerji politikaları, elektromekanik sanayinin sorunları ve hidroelektrik santraller üzerine makaleleri yayımlanmıştır.

5.6 ENERJİDE GEÇİŞ SÜRECİNİN GÖRÜNÜMÜ

Kemal Ulusaler
Elektrik Mühendisi

Dünya ölçeğinde nüfus hızla artıp, göçlerle birlikte kitleler halinde yer değiştirmeler yaşanmaktadır. Dünya bir yandan 2008 ekonomik krizinden tam olarak çıkamamışken diğer yandan yoksul/varsıl makası giderek açılmaktadır. Dünya yoksul nüfusu giderek büyürken kitleler gıda ve enerji gibi temel ihtiyaçlara erişememekte, erişenler ise yeterince faydalanamamaktadır. Gıda ve enerji yoksulluğu/yoksunluğu çözilememiş bir problem olarak dünyanın önünde durmaktadır. Enerjiye ulaşım, arz güvenliği vb. konular ülkeleri yoğun bir şekilde meşgul ediyor. Ülkeler stratejik planlamalar yapmaya çalışırken karmaşık bir yapı arz eden enerji konusunda zorlanmaktadır. Zira;

- Dünya enerjide bir geçiş yüzyılı yaşamakta ve fosil kaynaklar tükenme eğilimine girerken yenilenebilir kaynaklar bunların yerini almakta. Dolayısıyla geçiş döneminin sancıları arz güvenliği, fiyatlar, teknolojik gelişmeler gibi noktalarda yoğunlukla hissedilmektedir.
- Kaynakların kimi bölünmüş/bölgesel ve kimi dağınık bir yapı içeriyor olması bölgesel çatışmalardan kaynaklı belirsizlikleri peşinden getirmektedir.
- Teknolojinin büyük sıçramalar kaydetmesi de ayrı bir belirsizlik oluşturmaktadır. Gelecek kurgusunda doğru öngörülerde bulunamayanlar uyum sağlamakta zorlanmaktadır.
- İklim değişikliği konusunda dünya ölçeğinde mutabakat sağlanamamış olması, iklim değişiminin hangi sürede ne yöne evrileceği üzerinde ayrı bir belirsizlik yaratıyor.
- Bölgesel çatışmalar, iç savaşlar, yoksulluk ve yoksunluğun yol açtığı göç dalgaları sağlıklı planlamalarda bulunulmasının önünü tıkıyor.
- Süper güç ülkelerinin emperyalist rekabetleri dolayısıyla küresel ölçüde bir entegrasyon sağlanamıyor.
- Kapitalizm, yeni evresinde krizini daha da büyültürken olası kırılmaları hesap edemez duruma düşüyor.

Pek çok sorunun iç içe geçmiş olması, bütüncül bir çerçevenin çizilememesi, enerji dinamiklerini etkileyen gelişmelerin sıklıkla yaşanması uzun erimli planların önünü kesiyor.

GEÇİŞ SÜRECİNİN SEYRİ

Fosil Yakıtlar

Dünyada enerji tüketimi her yıl ortalama %5 oranında artış gösteriyor. Bu tüketim hızıyla fosil yakıtların –özellikle petrolün– yüzyılın sonunu görmesi olası değil.

Daha şimdiden kuzey petroleri sınıra dayandı. Orta Doğu'da kuyuların büyük bir kısmı seksen yılı doldurmuş vaziyette. Mevcut rezervlerin ömrü günümüz tüketim hızıyla 60 yılı çıkaramayacak gibi gözüküyor. Elbette yeni rezervler bulunacak ama ya derin denizlerde ya kutup bölgelerinde olacak ve maliyetleri yenilenebilir kaynaklarla rekabet edemeyecek düzeyde olacaktır.

Petrol rezervlerinin dünya üzerindeki dağılımına bakıldığında; dünya petrol rezervi toplamının 2016 yılı itibarıyla 1.706,7 milyar varil olduğu, bu rezervlerin %47,7'sinin Orta Doğu, %19,2'sinin Orta ve Güney Amerika, %12,8'inin Kuzey Amerika, %6,7'sinin Avrupa ve Avrasya, %7,5'inin Afrika ve %2,8'inin Asya Pasifik bölgesinde bulunduğu görülmektedir.

Doğal gaz rezervlerinin dünya üzerindeki dağılımına bakıldığında ise; toplam 186,7 trilyon m³ olan dünya doğal gaz rezervlerinin %42,5'inin Orta Doğu bölgesinde; %29,4'ünün ise Avrupa ve Avrasya bölgesinde bulunduğu ve ülkeler bazında ele alındığında %18,2 ile İran'ın dünyanın en büyük doğal gaz rezervlerine sahip olduğu, bu ülkeyi %17,3 ile Rusya Federasyonu, %13,1 ile Katar ve %9,3 ile Türkmenistan'ın takip ettiği görülmektedir. (Kaynak: BP Statistical Review of World Energy, Haziran 2017.)

Yenilenebilir Kaynaklar

Öte yandan yenilenebilir enerji teknolojilerinin hızla artan kullanımı ve düşen maliyetleri; 2017 yılında, PV güneş enerji santrallerinin kapasitesindeki artış diğer tüm enerji kaynaklarına dayalı santrallerin kapasitelerinden daha fazla gerçekleşmiş; son beş yıl içerisinde güneşin maliyeti %70, rüzgârın maliyeti %25 ve bataryaların maliyeti %40 düşmüştür.

Dünya güneş enerjisi kurulu kapasitesi 2017 yılı sonu itibarıyla 369,4 GW seviyelerine ulaştı. 2013 yılında 137 GW olan kurulu güç her yıl ortalama %29-30 civarında gelişen bir ivme ile yol almaktadır.

Benzer bir durum rüzgâr enerjisinde yaşanmaktadır. 2015 yılı RES kurulu gücü 428GW olup dünya elektrik talebinin %4'ünü karşılayabilmektedir. Rüzgâr teknolojisi de yıldan yıla hızla gelişerek 2017 yılında, RES kurulu gücü 551,54 GW'a ulaşmıştır.

Petrol, kömür ve doğalgazdan oluşan fosil yakıtların dünya birincil enerji içindeki payı 2009'dan 2016'ya (%87,2'den %81,1'e) %6,1 düşmüş olup hidrolik dışındaki yenilenebilir enerjinin payı ise %11,4'e çıkmıştır. (Kaynak: World Energy Outlook 2017, International Energy Agency.)

Süreç içerisinde makas daha hızlı açılacak olup, 2040'lı yıllarda (Yeni Politikalarla), elektrik üretiminde fosil yakıtlar payının yüzde 50'ye gerileyeceği, yenilenebilir enerji kaynaklar payının yüzde 40'a ulaşacağı ve 2040'da yenilenebilir enerji kaynaklarından 15 milyar 688 milyon MWh elektrik üretileceği tahmin edilmektedir.

TEKNOLOJİK GELİŞMELER ve ARZ GÜVENLİĞİ

Enerji Tüketimindeki Eğilimler

Elektriğin yükselişi;

2016 yılında elektriğe yapılan yatırımlar petrol ve doğalgaza yapılanları geride bırakmış olup, artan enerji elektrifikasyonu 2016'da dünya tüketicilerinin elektrik harcamalarını petrol ürünleri harcamaları ile eş değer seviyeye yaklaştırmıştır.

2040'a kadar küresel enerji talebinin %30 büyüyeceği tahmin ediliyor. Küresel elektrik üretiminin, 2016'daki 24 milyar 765 milyon MWh seviyesinden yaklaşık yüzde 60 artışla 2040'ta 39 milyar 290 milyon MWh'e çıkması, ulaşımında elektrikli araçların hızla çoğalması ve elektriğin daha geniş bir kullanım alanı bulmasıyla elektrik tüketiminin, verimlilikteki gelişmelere rağmen artış kaydetmesi öngörülmektedir.

Enerjiyi Etkin ve Verimli Kullanma Eğilimleri

Uluslararası Enerji Ajansı geçmiş eğilimlerden yola çıkarak 2050 yılı için çeşitli senaryolar geliştirmiştir. Bu senaryolarda da, ekonomik büyümenin enerji tüketiminden daha hızlı arttığı farklı büyüme eğilimlerinin devam edeceği ve geçmiş 30 yıllık dönemde yakalanan yıllık ortalama birincil enerji yoğunluğunda %1,7 iyileşmenin; 2007 ve 2050 arasında, “Baz Senaryo”da yıllık %1,8 veya özellikle gelişmekte olan ülkelerde teknolojik gelişmeleri referans alan “Blue Map” senaryosunda %2,6 olarak devam edeceği kabul edilmiştir. Teknolojik gelişmelerdeki büyük sıçramayla birlikte enerjinin etkin ve verimli kullanımı eğilimlerinin yıldan yıla artış göstereceği açıktır.

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarındaki Yükseliş

Küresel iklim değişikliğinin büyük oranda ulaşım ve elektrik enerjisi üretimi kaynaklı olduğunun tespiti üzerine fosil yakıtlardan yenilenebilir enerjiye geçiş hızlanmıştır. Buna fosil yakıtların tükenme eğilimine girmiş olması ve yenilenebilir enerji teknolojisindeki maliyetlerini düşüşü de katkı sağlamıştır.

Yenilenebilir enerji kaynakları (hidrolik dahil), birçok ülkedeki teknolojik gelişmeler ve devlet teşviklerinin artması ve kullanımı desteklediği için 2015-2040 döneminde yılda ortalama %2,8 ile en hızlı büyüyen üretim kaynağıdır.

Dünyanın en büyük enerji tüketicisi olan Çin de daha hizmet odaklı bir ekonomiye ve daha temiz bir enerji karışımına geçişi hedeflemektedir.

Lappeenranta Teknoloji Üniversitesi (LUT) ve Energy Watch Group (EWG) tarafından yapılan "Yüzde 100 Yenilenebilir Enerjiye Dayanan Küresel Enerji Sistemi - Elektrik Sektörü" isimli çalışma, yenilenebilir enerjilerin günün her saati enerji sağlayamayacağı argümanını çürüterek, politika yapıcılar ve siyaset insanları açısından önemli çıkarımlar sunuyor. Raporu göre, tamamiyle yenilenebilir enerjiye dayalı bir küresel elektrik sisteminin tüm yıl boyunca ve her saatte uygulanabilirliği mümkün ve bu büyük oranda fosil yakıtlara ve nükleer enerjiye dayalı mevcut sistemden daha uygun maliyetli olacaktır.

Görülebileceği üzere, enerjiyi etkin ve verimli kullanma eğilimleri, yenilenebilir enerjide maliyetin keskin şekilde düşmesi ve elektrifikasyonun büyümesi, küresel enerji sisteminin yüzünü değiştirmiştir.

Ülkeler ve politika yapıcıları bu gerçekliklerden yola çıkarak, geçiş sürecini ve bu eğilimleri değerlendirmekte ve enerji-politik planlamalarını yaparken bu değerlendirmeleri baz almaktadırlar. Buradan sonra enerji-politik planları şekillendiren diğer önemli argümanlar; arz güvenliği, iklim değişikliği ve teknolojik gelişmeler olarak sıralanmaktadır.

Arz Güvenliği

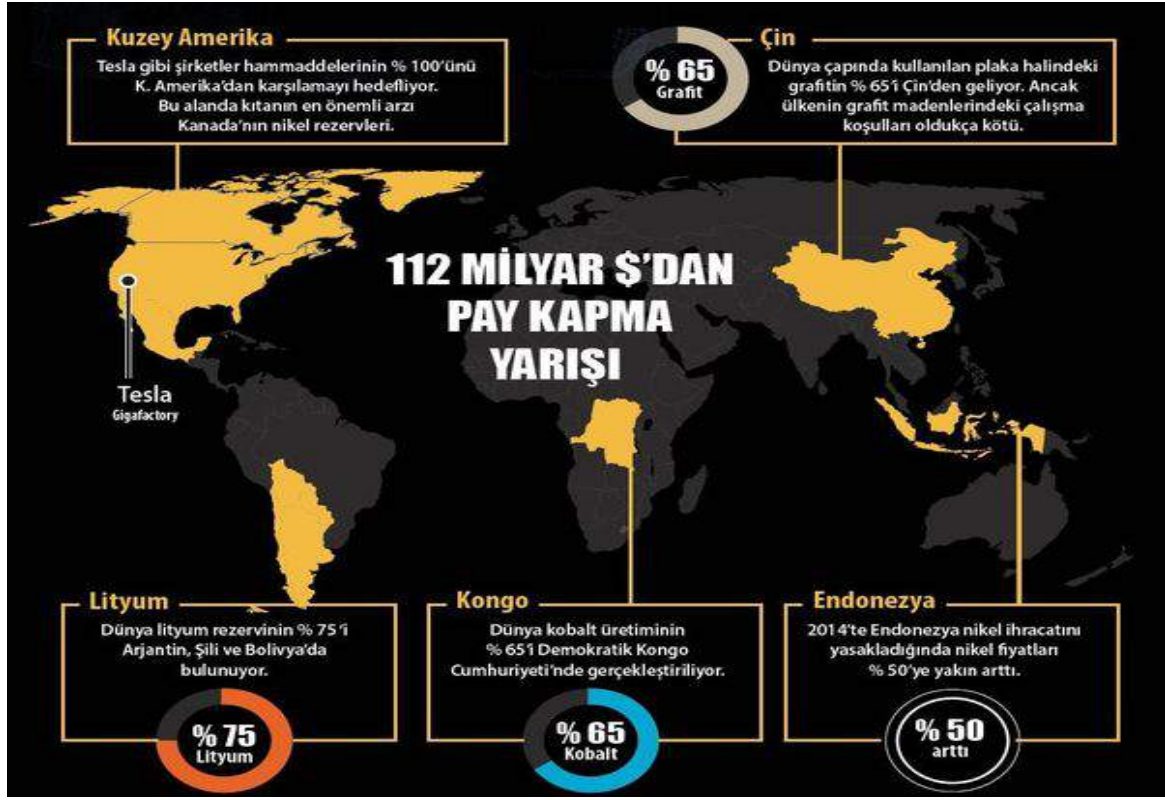
1970’li yıllarda yaşanan petrol krizi sonrası, 80’li yıllar itibarıyla kapitalizmin küresel entegrasyon sürecinde en önemli başlıklardan biri de enerji ve enerji arz güvenliği meselesi olmuştur. Son on yılda uluslararası gündemde en önemli konu haline gelen enerji güvenliği, 2008 yılında yapılan G8 zirvesinde birinci sıraya konulmuştur. Bundan hemen önce 2006 yılında NATO’nun Riga Zirvesi’nde açıklanan deklarasyonunda yer alan “Bizler enerji altyapılarına yönelik riskleri değerlendirecek ve enerji altyapısı güvenliğini geliştirecek koordine ve uluslararası çabaları destekliyoruz. Bu bağlamda daimi Konseyimizi, enerji güvenliği alanındaki en acil riskleri istişare etmesi ve NATO’nun katkı sağlayabileceği alanları belirlemesi için yönlendirmiş bulunuyoruz” ifadesi, enerji güvenliğinin artık İttifak’ın temel konularından biri haline geldiğinin açık bir göstergesi olmuştur.

Yakın geçmişte enerji kaynaklarına ulaşım, kesintisiz temin, emperyal algılar içinde rakiplerin ulaşımını engellemek gibi saiklerle enerji arz güvenliği başlığı altında Orta Doğu hep ön planda idi. Buradan elde edilen enerjinin taşınması ve nakil yollarının güvenliği de aynı öneme haizdi. Hâlâ da böyledir. Dolayısıyla enerji arz güvenliği çerçevesinde Orta Doğu ve boğazlar (Bab'ülMendep, Hürmüz, Malakka vb.) önemini korumaktadır. Geçiş süreci fosil yakıtların öneminin azalmasıyla birinci evresini tamamlayacak, yerini ikinci evreye bırakacaktır. Yenilenebilir enerji kaynakları kapasitesinin fosil kaynaklar kapasitesinin seviyesine erişeceği yakın gelecekte ulaşımında kullanılan elektriğin payı (2015-2040 yılları arasında) ikiye katlanacaktır. Bu, kartellerin, Uluslararası Enerji Ajansı gibi örgütlerin öngörüsüdür. Bu öngörü sahipleri, 2017 sonlarındaki açıklamalarında fosil yakıtlara ihtiyacın özellikle petrokimya alanında ve kamyon/TIR ile yük taşımacılığında daha uzun erimli olacağını belirtirlerken aynı günlerde E.Musk piyasaya elektrikli TIR'ı sürmüştür. Gelişim o kadar hızlıdır ki öngörüler haftalar içinde boşa düşebilmektedir. Dolayısıyla bu hızlı gelişim içerisinde yeni dönemin yeni ihtiyaçlar doğurması kaçınılmazdır.

NATO'nun Güvenlik Sorunları Dairesi Enerji Güvenliği Bölümü Başkanı Michael Rühle bu konuda çok açık: "Modern sanayi toplumları ve özellikle enerji tasarrufu teknolojileri için büyük önemi olan **'nadir toprak elementleri'** konusundaki yeni tartışmalar enerji güvenliğinin sadece petrol ve gaz arzının kesintiye uğramasını engellemek şeklinde algılanmaması gerektiğinin kanıtıdır."

Gerçek şu ki, ulaşımında elektrifikasyonun hızla yükselmesi ve enerji depolamada olagelen yenilikler devasa bir pil sektörüne işaret etmektedir. Elbette ki ardından, bu sektörün ihtiyacı olan "nadir toprak elementleri"ne erişim, bunların kesintisiz temini ve ulaşım yollarının güvenliği konuları gelecektir. Petrol ve doğalgazdaki döngü bu kez kaçınılmaz olarak bu alanda yaşanacaktır. Bu madenlerin rezerv bölgeleri, ağırlıklı olarak Güney Amerika, Kongo, Türkiye vb. leridir. "Yakın geleceğin Orta Doğusu G.Amerika olacaktır" demek yanlış tespit olmasa gerek.

Elektrikli otomobil ve tüm mobil cihazlarda bulunan lityum iyon pillere olan talep bu pillerin içerisindeki madenlere yönelik spekülasyonu da patlattı. Özellikle 'beyaz petrol' olarak adlandırılan lityum ile pil içerisindeki en kritik madenlerden biri olan kobaltın fiyatı yıl içerisinde yüzde 150 arttı. Hızla artan bu talep, pillerin içerisindeki madenlerin ton fiyatını da 60 bin doların üzerine taşıdı. Özellikle lityum ve kobalt madenlerine yönelik önemli darboğazların yaşanması bekleniyor. Nadir metallere yönelik yeni spekülasyon balonları şimdiden şişmeye başladı bile. Yapılan araştırmalara göre dünya genelinde 47 milyon ton lityum rezervi bulunuyor. Ama maden şirketleri halen yılda bunun ancak 36 bin tonunu işleyebiliyor. Dünya çapında elektrikli otomobil satışları henüz yüz binlerle sınırlı. Ancak 2030'da elektrikli oto satışlarının 40 milyona ulaşması bekleniyor. Bu seviyede bir üretim için yaklaşık 3 milyon ton yüzde 99,9 oranında saf lityum gerekiyor. Bu rakama 13 yıl içerisinde nasıl ulaşılacağı ise cevap bekleyen pek çok sorudan yalnızca biri. Kongo Cumhuriyeti lityum iyon pilleri için gerekli olan kobaltın dünya çapında en büyük üreticisi. Ancak bu ülke madenlerindeki çalışma şartlarının insanlık dışı seviyede bulunması ve binlerce küçük çocuğun da buralarda çalıştırılması büyük tartışmalara neden oluyor. Benzer durum lityum zengini Şili, Arjantin ve Bolivya için de geçerli.

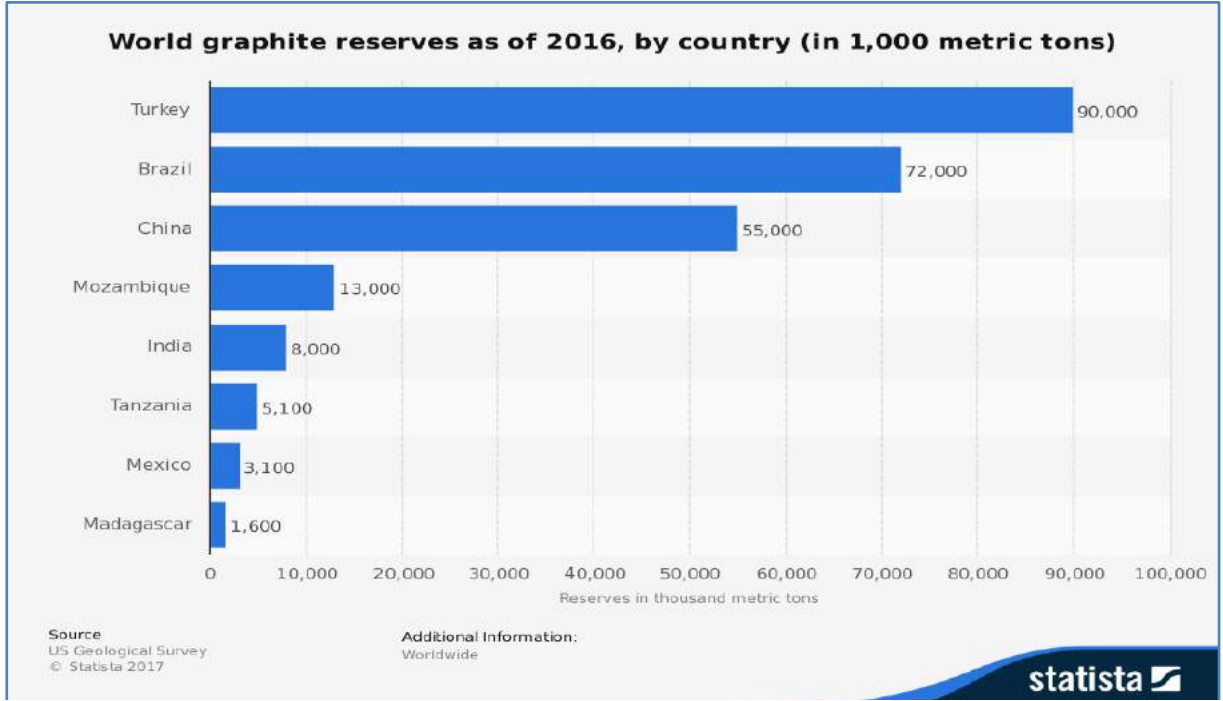


Şekil 5.6.1 Pil Teknolojilerinde Kullanılan Maden Rezervlerinin Dağılımı

Kobaltın ton fiyatı 2017'de ikiye katlanarak 70 bin dolar seviyelerine yükseldi. Kobalta olan talebin 2020'ye kadar üç kat, 2030'a kadar da tam 11 kat artması bekleniyor. Halen 80 bin tonluk grafit pazarı 2020'de 250 bin tona çıkacak.

Elektrikli oto satışlarındaki her yüzde 1'lik artış lityum üretiminde ek 70 bin tonluk artış gerektirecek. Pillerin içerisindeki madenlerin kullanım karışımı ne kadar değişirse değişsin piller kimyasal kalmaya devam edecek.

Bu arada, ADB mahreçli kuruluşlar tarafından grafit rezervleri açısından dünyada ilk sırada olduğu öne sürülen Türkiye'nin de, emperyalizmin yağma/talan hedefleri arasında bulunacağı gerçeğini vurgulamakta yarar var. Konunun stratejik önemi göz önüne alınarak, ülkemizin grafit kaynaklar potansiyeli araştırılmalıdır.



Şekil 5.6.2 Dünya Grafik Kaynakları 2016 (1.000 ton)

Kaynak: US Geological Survey, Statista 2017

İklim Değişikliği

Global enerji kaynaklı CO₂ emisyonları, artış her ne kadar yakın zamanda düzlüğe ulaşmış gibi görünse de, yeni politikalar senaryosunda 2040 yılına kadar hafif bir artış sergileyecek. Bu sonuç, iklim değişikliği anlamındaki olumsuz etkileri engellemekten çok uzak ancak bazı olumlu işaretler mevcut. Yeni Politikalar Senaryosu'nda öngörülen 2040 emisyonları bir önceki perspektifte olandan 600 milyon ton daha az. Günümüz ile 2040 arasında, elektrik üretim sektöründen kaynaklanan global emisyon seviyesi %5 artış ile sınırlı kalacak. Ulaştırma sektöründe petrol kullanımından kaynaklanan CO₂ emisyonları 2040 itibarıyla (düzlüğe erişecek olan) kömür kaynaklı elektrik üretim tesislerinden gelen CO₂ emisyonları ile ancak aynı seviyede, ve de aynı zamanda endüstriyel sektörden gelen emisyonlarda da %20 artış var.

Sözün özü iklim değişikliği sorununda zaman içinde olumlu gelişmelerin işareti olsa da bu, dünyanın gecikmiş olduğu gerçeğini değiştirmemekte. Dolayısıyla tüm aktörler bu değişimin sonuçlarına (yağış rejimlerindeki değişim nedeniyle erozyonda artış, daha hızlı dolan barajlar, daha fazla buharlaşma nedeniyle oluşan kayıplar, su gelirlerinde azalmalar, rüzgâr yön ve hızlarındaki değişimlere vs., vs...) hazır olmalılar.

Teknolojik Gelişmeler

Teknolojik gelişmeler enerji-politik planlama içinde oldukça önemli bir yer tutar. Bunların başlıcaları:

- Güneş panellerinde yapısal gelişim ve verimlilik artışı
- Elektrikli araçlar, enerji depolama, pil teknolojileri
- Akıllı şebekeler. IoT (nesnelerin interneti), enerji verimliliği...
- Yapay zeka, robotik...3D Yazıcılar, Virtual Reality (VR): Arttırılmış Gerçeklik

Güneş Teknolojileri

Bilim adamları, güneş spektrumundaki neredeyse tüm enerjiyi yakalayabilen tek bir cihaza yığılan çok hücreleri birleştiren yeni bir güneş pili için bir prototip tasarladı ve inşa etti. Yeni tasarım, direkt güneş ışığını %44,5 verimlilikle elektriğe dönüştürerek dünyanın en verimli güneş pili olma potansiyeli taşıyor. Fotovoltaik güneş panelleri gibi dağıtık üretimin unsurları tüketicilere daha ucuz elektrik tüketme olanağı verecek.

Aydınlatma Teknolojileri

Aydınlatma sektöründeki teknolojik gelişmelerle, LED teknolojilerinde önemli yol katedilmiştir. ABD Ulusal Bilimler Akademisi (NAS), LED kullanımıyla küresel enerji tüketiminde %10 oranında toplam tasarruf potansiyeli olduğunu bildirmekte.

Akıllı Kentler, Akıllı Şebekeler

Geleceğin akıllı şehirleri güç sağlayacak yenilenebilir enerji kaynaklarının güçlü altyapısı ve arıza durumunda sağlam yedekleme sistemleri ile donatılmış olacak. Yapay zekalı akıllı şehirler, akıllı ulaşım hizmetleri (özel araçlar da dahil), internet ve iletişim sistemleri, su hizmetleri ve elektrik ve elektronik ağlar tamamen entegre bir altyapıya sahip olacak. Tüm bunların yanı sıra, bir sistemin başarısız olması durumuna karşı çok sayıda yedekleme ile birlikte arızaların yalıtılması ve bunların yayılmasını önleme yeteneği de gerekecek

3D Yazıcılar

3D yazıcılar ise şöyle ilginç, yani kömür, doğal gaz ile bir metali ergitip şekil vermek yerine, katı hal fiziğine dayalı lazerlerle metal tozları ergitilerek güçlü alaşımların yapılıyor olması ilginç bir gelişme ve dünyadaki tedarik zincirlerindeki taşımacılık talebini düşürebilir. Yani yedek parçanın merkezden gelmesini beklemek yerine, onun tasarımının gelmesi ve 1 saat içinde elde edilmesi, lojistik talebini düşürecektir. Yani daha az enerji tüketilecek.

Nesnelerin İnterneti (IoT)

Nesnelerin İnternet'inin (IoT), hâlihazırda enerji sektöründe etkisi olmaya başlamıştır. Bir odadaki sıcaklığı izlemek için kullanılan algılayıcılardan (sensörlerden), tüm binadaki enerji kullanımını kontrol eden karmaşık uygulamalara kadar, IoT teknolojisi maliyetleri düşürmekte ve enerjiyi daha akıllı kullanan binalar yaratmaktadır.

ABD'deki energy.gov sitesine göre ABD'de bulunan ortalama plazalarda, iş merkezlerinde kullanılan enerjinin %30'u kayıp olmaktadır. Enerjinin verimli kullanılması anlamında IoT teknolojisine çok ihtiyaç duyulmaktadır. IoT teknolojisi aynı zamanda tüketiciler, şehirler ve enerji şirketleri için de potansiyel fayda sağlayan yenilikçi elektrik şebekeleri yaratmanın arkasındaki temel etkenlerden biridir.

Enerji Sektöründe IoT Teknolojisinin Faydaları

IoT teknolojisi, dağıtım şirketlerine operasyonel faaliyetlerinde daha fazla kontrol imkanı verebilir. Elektrik altyapısını ve şebekeleri yeniden yapılandırmak mümkün olmadığından, yenilikçi teknolojiler, güç kalitesini ve güvenliği yükseltmek suretiyle mevcut şebekeleri iyileştirmeye yardımcı olabilir.

Sıfır enerji binaları olarak da bilinen binalar aslına bakarsanız IoT teknolojisinin bir ürünüdür. Binalar tarafından kullanılan enerji miktarının ve binanın yenilenebilir enerjiden ürettiği enerji miktarının yıllık olarak eşit olduğu bu binalarda ve IoT, yapay zeka, güneş, aküler ve LED ışık sistemlerinin bir kombinasyonudur. Bu tür binalar elektrik faturalarını ve sera gazı emisyonlarını azaltmaktadır.

Elektrik ve Enerji Sektörü için IoT?

Nesnelerin İnterneti akıllı üretim teknolojileri sayesinde, endüstriden çevreye, medikalden sağlık alanına birçok sektöre hizmet verse de hiç şüphesiz elektrik ve enerji sektörü için çok daha büyük bir anlam ifade ediyor.

Elektrik ile çalışan cihazların uzaktan kontrol edilmesi gibi enerji sistemlerine yönetim imkanı sunan IoT sayesinde cihazınızın bozulması gibi durumlarda, sizin bile haberiniz olmadan sistem tarafından kontrol edilmesi mümkün. Ayrıca IoT, enerji tüketimini azaltması ve düşük maliyetli güç sağlaması nedeniyle de elektrik sektöründe dikkat çekiyor.

SCADA, akıllı otomasyon ve ölçüm uygulamalarını da Nesnelerin İnterneti sayesinde gerçekleştirmek mümkün. Verilerin IoT sayesinde oluşturulan algılayıcılarla merkeze gelmesi, verilerin saklanması ve analiz edilmesi sağlanıyor. IoT, akıllı sayaçlar sayesinde uzaktan otomasyon ve ölçüm yapmaya da olanak sağlıyor.

Sanal Gerçeklik

Sanal gerçeklik teknolojisi kullanıcıyı tamamiyle sentetik bir ortam içerisine sokar ve kullanıcı bu sentetik çevre içerisindeyken etrafındaki gerçek dünyayı göremez. Artırılmış gerçeklik, bunun aksine, resim, ses, video gibi sayısal ve bilgisayar tarafından üretilen bilgileri veya dokunma hislerini gerçek ortama aktaran bir teknoloji. Sanal gerçeklik sadece eğlence için kullanılan bir teknoloji olmaktan çıkıyor, endüstriyel üreticiler bu potansiyel uygulamanın sunduğu olanakların farkına varıyor. Sanal gerçeklik teknolojisi şimdiden elektrik şebekelerini optimize etmek, nükleer santralleri çalıştırmak, karmaşık tedarik zincirlerini planlamak, fabrikaları tasarlamak ve optimize etmek amacıyla kullanılıyor.

Üreticiler, sanal ve artırılmış gerçeklik teknolojilerini şu amaçlarla kullanabiliyor:

- Destek faaliyetleri, aydınlatma, ısıtma ve iklimlendirmenin planlanması

Tüm bu teknolojik gelişmeler enerji-politik planlamada ele alınacak argümanların başında gelmektedir.

Bu Gelişmelerin Işığında Türkiye Ne Yapmalı?

Türkiye yüksek oranda petrol ve doğalgaza bağımlı, fosil yakıt ağırlıklı bir enerji kullanıcısı ülkedir. Düşük kalorili yerli kömürden başka kayda değer fosil enerji kaynağına da sahip değildir. Bu yapıdaki bir enerji ekonomisinin, cari açıkları sürekli beslemesi kaçınılmazdır. Öncelikle bu yapının değiştirilmesi gerekmektedir. Ulaşılabilir, kesintisiz, düşük maliyetli enerji arzının sağlanabilmesi enerji politikalarının temelini oluşturur. Bu hedef doğrultusunda oluşturulan enerji-politik planlama (EPP) sistem bileşenleri içinde en geniş bir biçimde hayata geçirilmelidir.

Ülkenin jeostratejik konumu önem arzetsede de öyle sanıldığı kadar da avantaj sağlamamaktadır. Zira enerji tedarikçi ve talep ülkeleri alternatifler üretmekte oldukça beceriklidirler. Yakın geçmişte yaşananlar da bunu kanıtlamaktadır.

Arz güvenliği açısından doğalgaz ve petrole olan bağımlılığın aşağı çekilmesi, yerine yenilenebilir enerji kaynaklarının ikame edilmesi, kömüre ve nükleere odaklanmanın/yoğunlaşmanın risklerinin iyi tespit edilmesi, enerjinin etkin ve verimli kullanılması konusunda daha sistematik politikalar uygulanması, kömür vb.leri yerine bu alanda teşviklerin genişletilmesi, teknolojik gelişmelerin iyi takip edilmesi, hedef belirlenmesi, geleceği olmayan, dünyanın uzaklaştığı nükleer teknoloji vb.leri yerine, gelecek vaat eden alanlar (güneş gözeleri, enerji depolama, pil teknolojileri, IoT, yapay zeka vb.) hedeflenip AR-GE çalışmalarına daha çok bütçe ayrılmalıdır. Bor, toryum, grafit gibi madenlerinin işlenmesi/zenginleştirilmesi üzerine araştırma ve çalışmalar yoğunlaşmalı, metanhidrat gibi olası kaynaklarımızın değerlendirilmesi konusunda çalışmalar yapılmalıdır.

ÖZGEÇMİŞ



Kemal Bekir Ulusaler
ulusaler@gmail.com

1956 yılında Bursa'da doğdu. Gazi Üniversitesi Mühendislik Fakültesi'nden 1982 yılında mezun oldu.

Enerji sektöründe 30 yıllık çalışma süresince, şantiye şefi, koordinatör, proje yöneticisi ve proje müdürü gibi görevlerde bulundu. Sektörün enerji iletim ve dağıtım hatları, şalt sahaları, şehir şebekeleri, yüksek bina elektrifikasyonu, bina otomasyonu alanlarında, proje ve saha çalışmalarında görev yaptı. Yenilenebilir enerji sektöründe küçük ölçekli rüzgar türbinleri imalatı ve güneş enerjisi üzerine çalıştı.

Elektrik Mühendisleri Odası'nda Yönetim Kurulu Başkanlığı, Ankara Şubesi 2.Başkanlığı ve Yönetim Kurulu Sayman Üyeliği görevlerinde bulundu.

Enerji konusunda çeşitli makaleleri olan, bildiriler sunan, söyleşi ve panellerde yer alan Sn. Ulusaler; Cumhuriyet Gazetesi Enerji Eki'nde yazdı, Bir TV kanalında idari görev aldı. Halen Birgün Gazetesi'nde yazmaktadır.

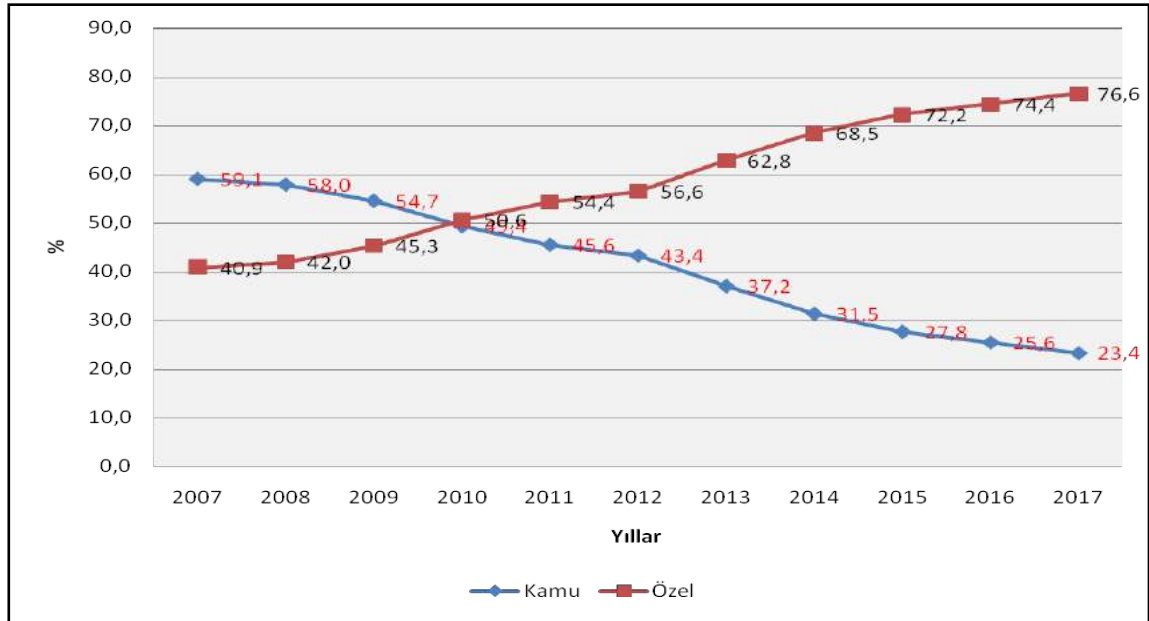
5.7 SANTRAL YAPIMINDA DENETİM ÜZERİNE

Nilgün Ercan

Kimya Mühendisi

Kamu Yönetimi Yüksek Lisans

Özelleştirme-serbestleştirme uygulamaları sonucunda elektrik üretiminde özel sektörün yatırımları giderek artmış, aşağıdaki grafikten de görüleceği üzere 2010 yılı sonrasında özel sektörün kurulu güç içindeki payı kamu santrallerinin önüne geçmiştir. 2017 yılı sonu itibarıyla 85.200 MW olan ülke toplam kurulu gücü içinde serbest üretim şirketlerinin yüzde 61,4; Yap-İşlet ve Yap-İşlet-Devret santrallerinin yüzde 8,8; işletme hakkı devri yapılanların yüzde 2,1; lisanssız santraller yüzde 4,3 olmak üzere özel sektörün payı yüzde 76,6 ve kamu kurumu EÜAŞ'ın payı yüzde 23,4 oranında gerçekleşmiştir. 2017 yılı için elektrik üretimi rakamlarına bakıldığında ise, 295.510,60 GWh olan toplam elektrik üretiminde özel sektör (üretim şirketleri+lisanssız üretim+ işletme hakkı devri) payının yüzde 84 olduğu, kamu sektörü payının yüzde 16'da kaldığı görülmektedir¹.



Şekil 5.7.1 Türkiye Kurulu Gücünün Kamu ve Özel Sektöre Göre Dağılımının Yıllar İçinde Gelişimi (2007-2017)

(Kaynak: TEİAŞ web sitesindeki grafikten 2017 verileri eklenerek üretilmiştir, <https://www.teias.gov.tr/tr/i-kurulu-guc>)

Bu süreçte Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından elektrik sektöründe artan özel sektör yatırımlarının denetim altına alınması için

¹ TEİAŞ internet sitesi,

<https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-01/Kguc2017.pdf>

<https://www.teias.gov.tr/tr/elektrik-istatistikleri>(Aylık elk. istatistikleri, kuruluşlara göre)

Erişim tarihi: 06.02.2018

yıllar içerisinde çeşitli düzenlemeler yapılmış ve bu düzenlemelerde dağıtım tesislerinin yanı sıra, üretim tesislerinin denetiminin özel kuruluşlarca yapılmasının önü açılmaya çalışılmıştır.

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'da değişiklik yapan 29.12.2010 tarihli ve 6094 sayılı Yasa ile, Kanun'un 6/C maddesinin son fıkrasında, üretim ve dağıtım şirketlerinin denetimiyle ilgili düzenleme şu şekilde yer almıştır:

“Bu Kanun kapsamındaki üretim tesisleri ile elektrik üretim ve dağıtım yapılan diğer tesislerin lisansı kapsamındaki inceleme ve denetimi EPDK tarafından yapılır veya gerektiğinde masrafları ilgililerine ait olmak üzere EPDK tarafından yetkilendirilecek denetim şirketlerinden hizmet satın alınarak EPDK tarafından yaptırılabilir. Denetim şirketleri ile ilgili uygulamaya ilişkin usul ve esaslar, Bakanlık görüşü alınmak kaydıyla EPDK tarafından çıkarılacak yönetmelikle düzenlenir.”

EPDK, yapılan bu yasal değişiklik üzerine, 12.10.2011 tarihli ve 28082 sayılı Resmi Gazete'de “Elektrik Piyasasında Faaliyet Gösteren Üretim ve Dağıtım Şirketlerinin Lisansları Kapsamındaki Faaliyetlerinin İncelenmesine ve Denetlenmesine İlişkin Yönetmelik”i yayımlayarak, lisanslı üretim ve dağıtım şirketlerinin özel denetim şirketleri tarafından denetlenmesi için yeni bir adım atmıştır. Bu yönetmelik ile üretim şirketlerinin arz güvenliğini veya piyasa işleyişini olumsuz yönde etkileyecek fiillerde bulunup bulunmadığına; üretim şirketlerinin tesis tamamlanma tarihine kadar gerçekleştirdikleri faaliyetlere ilişkin ilgili mevzuat kapsamında Kuruma sundukları ilerleme raporlarının gerçeği yansıtıp yansıtmadığına ilişkin inceleme ve denetleme yapılması amaçlanmıştır².

5346 sayılı Yasa'nın 6/C maddesi Ana Muhalefet Partisi tarafından Anayasa Mahkemesi'ne götürülmüş, 2011 tarihli Yönetmeliğin dayanağı olan bu düzenlemenin Anayasa'ya aykırı olduğunu da içerecek şekilde, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası (EMO) tarafından Yönetmeliğin iptali istemiyle Danıştay'da dava açılmıştır. Anayasa Mahkemesi, 05.07.2012 tarihli kararıyla, 5346 sayılı Yasa'nın 6/C maddesinin son fıkrasında yer alan ve EPDK tarafından yetkilendirilecek denetim şirketlerinden hizmet satın alınması ve denetim şirketleri ile ilgili uygulamaya ilişkin usul ve esasların, Bakanlık görüşü alınmak kaydıyla EPDK tarafından yönetmelikle düzenlenmesine ilişkin bölümünün Anayasa'ya aykırı olduğunu tespit ederek iptaline karar vermiştir.

2011 tarihli Yönetmeliğin dayanağı olan yasal düzenlemenin Anayasa Mahkemesi'nce iptal edilmesi üzerine, Danıştay 10. Dairesi de 13.07.2012 tarihli kararıyla Yönetmeliğin tamamının yürütülmesini durdurmuş, 13.06.2017 tarihli kararıyla da iptaline karar vermiştir. Bunun üzerine EPDK, 2011 yılında yürürlüğe konulan, 2012'de yürütülmesi durdurulan Yönetmeliği yürürlükten kaldırmıştır.

30 Mart 2013 tarihinde yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 15. maddesi ile elektrik üretim ve dağıtım şirketlerinin denetimine ilişkin yeni kurallar getirilmiştir. Buna göre dağıtım şirketlerinin denetimi ETKB tarafından, diğer lisanslı şirketlerin denetimi ise EPDK tarafından yapılacak, sonuçları itibarıyla bağlayıcı olmayacak ve yaptırım içermeyecek şekilde inceleme, tespit ve raporlama yapmak üzere yetkilendirilecek şirketlerden hizmet satın alınabilecektir.³ Bu düzenleme ardından Bakanlık bünyesinde Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Denetimi Daire Başkanlığı kurulmuş ve denetimler bu birim üzerinden yürütülmüştür. Bu girişimler daha çok Elektrik Piyasası Kanunu ve ilgili mevzuat çerçevesinde ihtiyaç duyulan denetimlere ilişkindir.

²EPDK, Elektrik Piyasasında Faaliyet Gösteren Üretim ve Dağıtım Şirketlerinin Lisansları Kapsamındaki Faaliyetlerinin İncelenmesine ve Denetlenmesine İlişkin Yönetmelik, değişiklikleri ve mülga olduğuna dair not, http://www.epdk.org.tr/TR/DokumanDetay/Elektrik/Mevzuat/Yonetmelikler/Mulga/UretimDagitimIncelenmesineDenetlenmesi_M%C3%BClga, Erişim tarihi: 06.02.2018.

³ 30 Mart 2013, 28603 sayılı RG, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2013/03/20130330-14.htm>

5.7.1 ELEKTRİK ÜRETİM TESİSLERİNİN PROJE VE KABUL İŞLEMLERİNE İLİŞKİN DÜZENLEMELER

Diğer yandan teknik içerikli bir faaliyet olan, elektrik üretim tesislerinin projelendirilmesi ve kabul işlemlerinin yapılması süreciyle ilgili olarak ise daha yakın tarihlerde bazı düzenlemeler yapmıştır. Elektrik tesislerinin proje onay ve tesislerin kabul işlemlerinde yetki ve sorumluluk ETKB'ye ait bulunmaktadır. Bakanlık tarafından Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği (ETPY) [1] ve yürürlükte bulunan 1995 tarihli Elektrik Tesisleri Kabul Yönetmeliği'nin yanı sıra, Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği (EÜTKY) [2] yayımlanmıştır. Burada ETKB'nin sektörde tasarladığı teknik denetim mekanizmasını anlayabilmek için yayımlanan yönetmelikler ve EMO'nun söz konusu yönetmeliklerle ilgili olarak açtığı davalar üzerinde kısaca durulacaktır.

EMO tarafından söz konusu yönetmeliklerin bazı hükümleri için Danıştay'da açılan davada, genel olarak ETKB'nin, görev alanına giren asli ve sürekli kamu hizmeti niteliğindeki elektrik tesislerinin proje onay, kabul ve tutanak onaylarının yapılması görevini özel kuruluşlara ve başka kamu kurum ve kuruluşlarına devretme yetkisi olmadığına dikkat çekilmiş ve mühendislerin Bakanlık tarafından yetkilendirilen kuruluşlardan Proje Uzmanlık Sertifikası (PUS) ve Elektrik Tesis İşletme Personeli (ETİP) Belgesi adı altında sertifika alma zorunluluğuna karşı çıkmıştır. Danıştay 10. Dairesinin 17.11.2015 tarihli kararıyla ETPY'nin mühendisler için zorunlu tutulan eğitimler sonucunda Proje Uzmanlık Sertifikası (PUS) almalarını düzenleyen maddeleri ile özel kuruluşlara ve uzmanlığı bulunmayan kamu kuruluşlarına proje onay ve kabul yetkisi veren maddelerinin yürütmesinin durdurulmasına karar verilmiştir [3].

Daha sonra 04.06.2016 tarih, 6719 sayılı Kanun ile 3154 sayılı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun'un, "Görev" başlıklı 2. maddesine aşağıdaki (j) bendi eklenmiştir:

"Elektrik üretim, iletim, dağıtım ve tüketim tesislerinin milli menfaatlere ve modern teknolojiye uygun şekilde kurulması ve işletilmesi için gerekli yükümlülükleri ile ilgili olarak inceleme, tespit, raporlama, proje onay ve kabul işlemleri yapmak üzere; ihtisas sahibi kamu kurum ve kuruluşlarını, 14/3/2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında dağıtım lisansı sahibi tüzel kişileri veya özel hukuk tüzel kişilerini görevlendirmek, yetkilendirmek veya bu tüzel kişilerden hizmet satın almak ve bu tüzel kişilerin nitelikleri, yetkilendirilmesi, hak ve yükümlülükleri ile bu tüzel kişilere uygulanacak yaptırımları ve diğer hususları yönetmelikle düzenlemek"

Bunun üzerine, EMO'nun EÜTKY için açtığı diğer davada, eklenen bu "j" bendine dayanılarak, ETKB'ye yönetmelikle düzenleme yetkisi verildiği gerekçesiyle proje onay birimi (POB) düzenlemeleriyle ilgili maddeler için yürütmeyi durdurma talebi oy çokluğuyla reddedilmiştir.

Aynı davada, Elektrik Tesisleri İşletme Personeli (ETİP) ile ilgili itirazda ise Danıştay Onuncu Dairesi, 6235 sayılı Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği Kanunu'nun 33. maddesi ve 3458 sayılı Mühendislik ve Mimarlık Hakkında Kanun'un 1. maddesine atıfta bulunarak bu hükümlerin birlikte değerlendirilmesinden, davalı idareye mühendislerin mesleklerini icra edebilmeleri için meslek içi eğitim alma ve bu eğitim sonunda yapılacak sınavda başarılı olma gibi yükümlülükler getirme konusunda bir yetki verilmediği, bu durumda elektrik tesislerinin işletilmesine yönelik olarak mühendislerin mesleklerini icra etmelerini, yasal dayanağı olmadan meslek içi eğitim alma ve bu eğitim sonunda yapılacak sınavda başarılı olma koşuluna bağlayan dava konusu Yönetmelik maddelerinde hukuka uyarlılık bulunmadığı sonucuna varmış ve EMO'nun yürütmenin durdurulması yönündeki talebini kabul etmiştir.

Bu arada ETKB tarafından 14 Nisan 2017 tarihli ve 30038 sayılı RG'de "Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği'nde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik" yayımlanmış, EMO bu Yönetmelik değişikliği ile ilgili olarak da Danıştay'a başvurmuştur. Davalar henüz esastan karara bağlanmamıştır.⁴

Yukarıda aktarılmaya çalışılan gerek hukuksal gerekse uygulama açısından son derece sorunlu görünen süreç, Bakanlığın sektördeki özelleştirme-ticarileştirme politikaları doğrultusunda yatırımcı kamu kurumları geri çekilir ve özel sektör yatırımlarının önü açılırken ortaya çıkacak boşlukları ve sorunları dikkate almadığını, kamu kesimi tarafında teknik açıdan sorumluluğu alacak birimlerin oluşturulmadığını göstermektedir.

5.7.1.1 Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği

Bu Yönetmelik ETKB tarafından 30 Aralık 2014 tarihli ve 29221 sayılı Resmi Gazete (Mükerrer)'de yayımlanmış olup, Bakanlık 7 Kasım 2015 tarihli Resmi Gazete'de bu Yönetmeliğin ekinde yer alan "EK-2.A Elektrik Üretim Tesisleri Proje Kapsamı"nı değiştirmiştir.

Yönetmeliğin amacı, "...elektrik tesislerinin modern teknolojiye uygun tesis edilebilmesi için proje onay işlemlerinin, ilgili mevzuat, standart ve şartnamelere uygun olarak yapılması veya yaptırılması, söz konusu tesislerin iletim veya dağıtım şebekelerine uyumlu olarak bağlanması, can, mal ve çevre emniyetinin sağlanması ile proje onaylarını, onaylı projelerine göre yapılan tesislerin kabul işlemlerini ve tutanak onayını yapacak kurum/kuruluş ya da tüzel kişilerin yetkilendirilmesine ilişkin usul ve esasların belirlenmesi" olarak belirtilmektedir.

Yönetmelik'in 4. maddesindeki tanımlamalar arasında "Ön Lisans, Ön proje, Proje, Proje firması" gibi tanımlara yer verilmektedir. Yukarıda belirtilen yürütmeyi durdurma kararlarının da dikkate alınması koşuluyla, Yönetmelik'te yer alan POB ve PUS ile ilgili tanımlar da şöyledir:

"...ü) Proje onay birimi (POB): Elektrik tesislerinin, hesap ve raporlarını inceleyerek proje paftalarını onaylamak üzere görevlendirilmiş Bakanlık birimini veya bu amaçla Bakanlık tarafından yetkilendirilen DSİ, TEİAŞ, TEDAŞ, EDAŞ, EÜAŞ, OSB ve benzeri ihtisas sahibi kurum ve kuruluşları,

ii) Proje Uzmanlık Sertifikası (PUS): Yetkili Eğitim Kuruluşlarınca elektrik tesislerinin projelerinin hazırlanmasına yönelik olarak düzenlenen eğitimler sonucunda ilgili mühendislere verilen belgeyi,...ifade eder."

Yetkilendirilecek kuruluşlar Yönetmelikte sayılanlarla da sınırlı olmayıp, Bakanlık uygun gördüğü başka kuruluşlara da yetki devri yapabilecektir. Nitekim Yönetmelikte yer almadığı halde Bakanlık tarafından Tarım ve Kırsal Kalkınmayı Destekleme Kurumu (TKDK) da bazı tesislerin proje onaylarını yapılması için yetkilendirilmiştir.

Proje onayına dair şartların yer aldığı ETPY'nin 14 ve 15. maddelerinde üretim tesislerinin yapımına başlanabilmesi için gerekli olan hususlar ile proje paftaları, hesaplar ve raporlarla ilgili teknik ve idarisorumluluklar belirtilmektedir. Bu düzenlemenin başlangıcından itibaren, ETKB tarafından yayımlanan Elektrik Tesislerinin Proje Onay ve Kabul Yetkilendirmeleri ile ilgili duyurularda, kamu kuruluşu olan EÜAŞ tarafından yapılan elektrik üretim tesislerinin proje onay, kabul ve tutanak onay işlemlerinin yine aynı kurum tarafından yapılması haricinde, lisanslı termik santraller için yetkilendirilen herhangi bir kuruluş yer almamıştır. Nitekim ETKB tarafından yayımlanan ve yetki süresi 01.01.2018-31.12.2018 tarihleri arasında geçerli olan Elektrik Tesisleri Proje Onay ve Kabul Yetkilendirmeleri 2018 Tablosu'nda lisanslı üretim tesisleri grubunda, sadece kurulu gücü 10 MWe altında olan HES'ler ve BES'ler için TEMSAN yetkilendirilmiştir. Bu Tablo'da diğer lisanslı üretim tesisleri

⁴ 06.02.2018 tarihinde geçerli olan durum.

için yetkilendirilen bir kuruluş yoktur. Lisanssız üretim tesisleri grubunda HES'ler için TEMSAN; RES, GES, JES'ler ve diğer lisanssız üretim tesisleri için TEDAŞ; lisanssız BES ve TES'ler için TEMSAN ve TEDAŞ birlikte yetkilendirilmiş görünmektedir. DSI tarafından inşa edilen hidroelektrik santraller ile EÜAŞ tarafından tesis edilen elektrik üretim yatırımları için bu kuruluşların kendileri yetkilendirilmiştir.⁵

ETPY'nin 7 Kasım 2015 tarihinde değiştirilen EK-2.A'sında "Elektrik Üretim Tesisleri Proje Kapsamı" belirtilmekte, EK-4'ünde elektrik üretim tesisleri için gereken ön proje ve belgeler arasında genel yerleşim planı, tek-hat şeması, tesis bilgi formu, kısa devre hesapları, fizibilite raporu, yetki yazısı ve ekleri, ön lisans/lisans belgeleri, sistem bağlantı görüşü, ÇED Olumlu kararı, HES'ler için Su Kullanım Hakkı Anlaşması, RES'ler için Teknik Etkileşim Analizi (TEA) Süreci Başvuru Yazısı ve elektromekanik teçhizat teknik şartnamesi, EK-5'inde projelendirme sürecinde uyulacak, elektromekanik teçhizatı, kazan, soğutma kulesi gibi santral bölümlerine ait standartların listeleri yer almaktadır.

5.7.1.2 Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği

ETKB tarafından, tesisin senkronizasyonu ve kabul sürecine ilişkin olarak 6 Kasım 2015 tarihli ve 29524 sayılı Resmi Gazete'de Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği yayımlanmış, daha sonra 3 Aralık 2016 tarihli ve 29907 sayılı Resmi Gazete'de "Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği'nde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik" ile eski 1995 tarihli Yönetmeliğin uygulanma süresi uzatılmış; son olarak 14 Nisan 2017 tarihli ve 30038 sayılı Resmi Gazete'de yeniden "Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği'nde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik" yayımlanmıştır.

Yönetmeliğin birinci maddesinde,

*"Bu Yönetmeliğin amacı, elektrik üretim tesislerinin modern teknolojiye uyumlu olarak tesis edilip işletilebilmesi için kabul işlemlerinin ilgili mevzuat ve standartlara uygun olarak yapılmasına, söz konusu tesislerin iletim veya dağıtım şebekelerine uyumlu olarak bağlanması ile test, kontrol ve kabul işlemlerini yapacak tüzel kişilerin yetkilendirilmesine ilişkin usul ve esasları düzenlemektir"*denilmektedir.

Söz konusu yönetmeliğin son halinde, aşağıdaki tanımlar değiştirilerek veya eklenerek yer almıştır (Tanımlar orijinal metindeki sıklıklarıyla sıralanmıştır):

*"b) Elektrik Tesisleri İşletme Personeli (ETİP) belgesi: Bakanlıkça belirlenen usul ve esaslar kapsamında, elektrik üretim tesislerinin işletilmesine ilişkin olarak yetkili kuruluşlarca düzenlenen eğitimlerde başarılı olan mühendisler verilen belgeyi,"*⁶

c) Geçici kabul: Ünitenin veya ünitelerin saha test, kontrol, raporlama ve gerekli izin işlemlerinin tamamlanarak emniyetli bir şekilde senkronizasyonu ile elektrik piyasasında ticari faaliyetine devam edebilmesi için Bakanlık ve/veya Bakanlığın yetkilendireceği/görevlendireceği ihtisas sahibi kurum ve kuruluşlar tarafından yapılan kabul işlemlerini,"

"e) Kontrol firması (KF): Tesisin yapım sürecinin tamamlanmasını müteakip, saha testlerine nezaret etmek, tesisin onaylı projelerine uygunluğunu kontrol etmek ve bu amaçla gereken test ve uygulamayı yaptırarak sonuçlarını raporlamak ve Güvenilir İşletme Raporunu hazırlamak üzere Bakanlık tarafından yetkilendirilen ihtisas sahibi kamu kurum ve kuruluşları ile özel hukuk tüzel kişilerini,"

⁵ ETKB Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, 25.12.2017, Erişim tarihi: 06.02.2018

[http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%252f1%252fDocuments%252fBakanl%25c4%25b1k%2bDuyurular%25c4%25b1%252fElektrik%2bTesisleri%2bProje%2bOnay%2bve%2bKabul%2bYetkilendirmeleri%2b\(2018\).pdf](http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%252f1%252fDocuments%252fBakanl%25c4%25b1k%2bDuyurular%25c4%25b1%252fElektrik%2bTesisleri%2bProje%2bOnay%2bve%2bKabul%2bYetkilendirmeleri%2b(2018).pdf)

⁶ Danıştay'ın yürütmeyi durdurma kararı verdiği ETİP Belgesi Yönetmelik Değişikliğinde yine yer alıyor.

“g) Ön kabul: Ünite/ünitelerin senkronizasyonu öncesinde KF nezaretinde yapılan saha test, kontrol ve gerekli rapor işlemlerinin tamamlanarak emniyetli bir şekilde senkronizasyonunu müteakip, geçici kabul öncesi elektrik üretim faaliyeti gösterilebilmesi için yapılan kabul işlemini,

ı) Saha testi: Tesisin yapım sürecinin tamamlanmasını müteakip, ilgili mevzuat ve standartlara göre sahada yapılması öngörülen senkronizasyon öncesi ve sonrası asgari olarak yapılması gerekli olan testleri,”

k) Akreditasyon: Bir ulusal akreditasyon kurumu tarafından bir uygunluk değerlendirme kuruluşunun belirli bir uygunluk değerlendirme faaliyetini yerine getirmek üzere ilgili uyumlaştırılmış standartların belirlediği gerekleri ve uygulanabildiği yerlerde ilgili sektörel düzenlemelerde öngörülen ek gerekleri karşıladığının resmi kabulünü,

l) Teknik kılavuz: Bakanlık tarafından belirlenerek internet sitesinde ilan edilecek olan, elektrik üretim tesisinin türü ve teknolojisine göre senkronizasyon öncesi ve sonrası uygulanacak test ve kontrol işlemlerinin ve bunlara ilişkin hazırlanan raporların içeriği, formatı, tanımlanmış prosedürleri ve iş akış şemalarını detaylı olarak içeren dokümanı,

m) TÜRKA: Türk Akreditasyon Kurumunu,

n) Yetkilendirme protokolü: Bakanlık ile kontrol firmaları arasında imzalanacak olan ve kontrol firmalarının faaliyetleri, nitelikleri, hak ve yükümlülükleri, kontrol firmalarına uygulanacak yaptırımlar ve ilgili diğer hükümleri içeren protokolü,...ifade eder.”

EÜTKY’de tesisin enterkonnekte sistemle senkronizasyonuna ilişkin koşulların yanı sıra, lisans/tesis sahibine senkronizasyon öncesi ve sonrası gerekli olan saha testleri ve kontrol işlemlerinden başlayıp geçici kabulün tamamlanmasına kadar olan süreçte KF ile sözleşme imzalamak yükümlülüğü getirilmektedir. Geçici Kabul öncesinde tip, büyüklük ve nitelik açısından hangi tesis mahallerinde KF bulundurma yükümlülüğü olacağı Bakanlık tarafından belirlenecektir. Kontrol ve devreye alma çalışmaları, Ön Kabul ve Geçici Kabul sürecinin tamamen KF’lerin sorumluluğunda yürüyeceği anlaşılmaktadır. KF, senkronizasyon öncesi kendi nezaretinde yapılan test ve kontrol işlemlerini kapsayan ve ünitenin/ünitelerin emniyetli bir şekilde senkronizasyona hazır olduğunu gösteren Ön Kabul Raporu’nu hazırlayarak lisans/tesis sahibi ile birlikte imzalayacak ve ilgili POB’a sunacaktır. Tesis Geçici Kabule hazır hale gelince tesis sahibinin talebi üzerine Bakanlık tarafından yetkilendirilmiş olan POB Geçici Kabul Heyeti oluşturacaktır. Tesislerin geçici kabulünü müteakip işletme aşamasında can, mal, çevre emniyeti ve şebeke gereklilikleri açısından işletme şartlarını sağladıklarına ilişkin olarak üç yıl içerisinde alınması, her beş yılda bir periyodik olarak düzenlenmesi zorunlu olan Güvenilir İşletme Raporu lisans veya tesis sahibi ile birlikte imzalanacaktır.

KF yükümlülüğü bulunmayan üretim tesislerinin kabul işlemleri Bakanlığın olumlu görüşünü almak ve bu yönetmeliğin KF dışında kalan hükümlerine aykırı olmamak kaydıyla, ilgili POB’lar tarafından hazırlanan usul ve esaslar çerçevesinde yapılacaktır.

ETKB tarafından 14 Nisan 2017 tarihli ve 30038 sayılı RG’de yayımlanan “Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği’nde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik” ile getirilen koşullar arasında;

- Kontrol Firmalarının hazırlanacak Teknik Kılavuz kapsamında akredite olmak için TÜRKA’a başvurması ve en geç bir yıl içinde akreditasyon işlemini tamamlayacağına dair taahhüname vermesi,
- TS EN ISO/IEC 17020 standardı kapsamında elektrik üretim tesisleri, muayeneleri, tahribatsız muayene, boru hatları, basınçlı kaplar, YG ekipmanları, topraklama, katodik koruma ve benzeri konulardan herhangi birinde sahip olduğu A tipi muayene kuruluş belgesi suretini temin etmesi

yönünde hükümler de yer almaktadır [2 (c)].

Yeterli görülen kuruluşlarla ETKB Yetkilendirme Protokolü imzalayacaktır. Ayrıca KF'lere uygulanacak yaptırımlar da Yönetmelik'te düzenlenmiştir. Yönetmeliğin 10. maddesinde,

*“KF, idarecileri ve personeli, kontrollük hizmetlerini yapacağı tesis/lisans sahibi şirketlere ortak olamaz. Kendisi, idarecileri ve personeli; üretim tesisinin tüm ekipman, borulama, elektrik donanım ve kontrol sistemlerinin imalatı, alım/satımı, pazarlanması, inşası, kurulumu ve kullanılmasında doğru-
dan yer alamaz veya bu faaliyetleri gerçekleştirenlerin temsilcileri olamaz ve yapacağı kontrollük faaliyetlerine ilişkin kararlarının bağımsızlığını ve mesleğin gereklerini olumsuz yönde etkileyebilecek hiçbir faaliyet içinde bulunamaz”* denilmektedir.

5.7.2 ETKB'NİN ELEKTRİK YATIRIMLARI VE ÜRETİMİNİN DENETLENMESİNE İLİŞKİN TASARIMI VE BİR DEĞERLENDİRME

Açılan davalar ve yürütmeyi durdurma kararları saklı kalmak kaydıyla, bu düzenlemelerden ETKB'nin denetim konusundaki tasarımı şöyle anlaşılmaktadır:

■ **Proje aşamasında:** Tesise ilişkin dokümanların (Asgari olarak ETPY EK-2A ve EK-4'de yer alan proje, hesap ve raporlar) hazırlanması ve onayı:

Lisans/tesis sahibi + Proje firmaları → Proje Onay Birimleri (POB)

■ **Santral yapımının tamamlanması sonrasında Geçici Kabule kadar:**

- Senkronizasyon öncesi testler:

Kontrol Firması → Ön Kabul+Ön kabul Raporu → POB → Senkronizasyon

- Senkronizasyon sonrası testler dahil:

KF → Nihai rapor +Tesis sahibinin başvurusu → POB → Geçici Kabul Heyeti →
Geçici Kabul

■ **İşletme sürecinde:** ETİP Belgesi sahibi mühendisler + 3 yıl içinde alınması, beş yılda bir düzenlenmesi gereken Güvenilir İşletme Raporu(Tesis sahibi ve KF tarafından)

Yukarıdaki tasarım çerçevesinde, özellikle sahadaki testler ve kabul sürecinde sahada lisans/tesis sahibinin kontrol teşkilatı, yüklenicinin saha teşkilatı, bazı durumlarda test ekibi ve KF temsilcilerinin birlikte yer alacağı düşünülürse sorumluluklar arasında karmaşalar olabileceği akla gelmektedir.

ETKB'nin yaptığı düzenlemeler özel sektörün yaptığı yatırımlarda proje onayı, kabuller gibi santral projelerinin yapım ve hatta işletme sürecindeki teknik işlerde boşluklar olduğunu akla getirmektedir. Bu duruma ilişkin şu değerlendirmeler yapılabilir:

■ ETKB'nin yapmak istediği düzenlemelerle oluşturmaya çalıştığı denetim, üretim tesislerinin hem projelendirme hem de işletme aşamalarını ilgilendirmektedir. Bu durumda iki yönlü bir eksiklik söz konusudur:

a) Kamu tarafında, enterkonnekte sistemin güvenilir şekilde işletilmesi için özel sektörün yatırım yaptığı santrallerin yapım sürecinden başlayarak testler ve kabul işlemlerine kadar gerekli olan faaliyetleri ve işletme sürecini denetleyecek bir altyapı ve organizasyonun olmaması;

b) Elektrik üretim tesislerinin yatırımını yapan firmaların, işletme faaliyeti dahil alana ilişkin yeterliliğinin ve uzmanlığının bulunmaması; yeterli bir yönetim ve organizasyonu oluşturmaması.

Bu durumda akla gelen ilk soru şudur: Bu tür sorunlar yaşanmasına rağmen, yukarıda da belirtildiği gibi, ETKB elektrik üretim tesisi yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması sürecinde gerekli denetim altyapısını neden oluşturmamış ve bu sürece neden hazırlıksız girilmiştir? Bu durumun çok yönlü maliyetleri olduğu/olacağı açıktır.

■ Günümüzde genelde yetkililer özel sektörün elektrik üretimi alanında yaptığı yatırımların büyüklüğü ile övünmektedir. Buna karşılık özel sektör yatırımlarını bu tür düzenlemelerle kontrol altına alma ihtiyacı duyulması, projelerin ve yatırımların niteliği ve güvenilirliği konusunda soru işaretleri doğurmakta, ETKB'nin tesislerin proje onayı, kabulleri, hatta işletmeciliği gibi konularda gerek teknik alt-yapı/destek gerekse teknik muhatap arayışı içinde olduğu anlaşılmaktadır.

■ Bilindiği üzere, kamu kuruluşlarının etkin ve verimli çalışmaması sektördeki serbestleştirme ve özelleştirme uygulamaları için ileri sürülen başlıca gerekçelerden biri olarak gösterilmiştir. Yukarıda belirtilen POB'a ve KF'ye yüklenen hizmetler, geçmişte elektrik üretiminde kamu yatırımlarının söz konusu olduğu dönemde, termik santrallerin yapımından sorumlu olan kamu kuruluşunun, yani önce-leri TEK daha sonraları TEAŞ ve son olarak da EÜAŞ'nin konuyla ilgili biriminin, gerekli görüldüğü takdirde bir mühendislik-danışmanlık firması ile birlikte yürüttüğü proje yönetimi faaliyetleri ve santralin devreye alınmasından sonraki işletmecilik faaliyetidir. Kamu kurumunda/kurumlarında yıllar içinde göreceli olarak organize olmuş deneyim ve birikimi işlevsiz hale getirilir, "etkin" çalışmadığı savıyla kamu yapılanması geriye çekilirken, sektöre "modern organizasyon ve yönetim tekniklerini" getireceği iddia edilen özel sektör devreye sokulmuştur. Bugün ise özel sektörün yaptığı yatırımların gerek santrallerin yapımı aşamasında gerekse bakım hizmetleri dahil işletme aşamasında teknik açıdan yeterli olmadığı anlaşılmaktadır.

■ Aşağıdaki ifadeler özel sektörün santral yatırımlarındaki başarısının övüldüğü bir dönemde kayıtlara geçmiştir:

"Enerjiye çok büyük yatırımlar yapılıyor ve milyon dolarların havada uçuştuğu sektörde, büyük yatırımcılar büyük risk alarak adım atıyorlar. Bazen çok büyük krediler çekilip, kaldırılmayacak riskler alınabiliyor. Bu da enerjiye sadece paragözüyle bakılmasını sağlıyor. İşten anlamayan herkes enerji işine giriyor. Zarar eden veya istediği kârı elde edemeyen kişiler oldukça fazla. Kâr edilmediği ve işi çok iyi bilmediklerinde işletme külfet olarak görülüyor, enerjiye sıradan bir işmiş gibi bakılıyor."[4]

■ Teknik ve yönetimle ilgili sorunlar sonuçları itibarıyla hem sistemin güvenilirliğini riske sokma hem de ekonomik açıdan maliyet riskleri oluşturma potansiyeline sahiptir. Arz tarafında sistemin güvenilirliği açısından şu koşulların sağlanması gereklidir:

- Tasarım ve yapımından, dolayısıyla proje yönetiminin gerekliliklerinden başlayarak yatırımı yapılan üretim tesisinin işletme döneminde belirlenmiş kapasiteye çıkabilmesi, belirlenmiş duruşlar dışında sürekli ve sorunsuz çalışabilir durumda olması;

- Üretim tesislerinin devrede olmasa da tüm alt sistemleri itibarıyla emre amade durumda olması; hazır işletme yedeği olarak bekletilmesi.

Bu konular hem tasarım ve yapım dahil proje yönetimini hem de bakım hizmetleri de dahil, işletmeciliği ilgilendiren konulardır. Bunlar gerçekleşmediği takdirde etkin bir proje yönetimi ve işletmecilikten söz etmek mümkün değildir. ETKB'nin yapmak istediği düzenlemeler,kağıt üzerinde yazılı olan kurulu gücün güvenilirliği ve üretim tesislerinin işletme performansı konusunda yetersizlik olduğunu düşündürmektedir.

■ Normal olarak sektöre yatırım yapan özel firmaların enerji sektöründe deneyim sahibi, proje yönetimine hakim, gereken yeterliliğe sahip firmalar olması beklenir. Zira enerji yatırımları uzun süre ge-

rektiren, maliyetleri yüksek, proje yönetimleri kompleks ve teknik ağırlıklı işlerdir. Ticarileştirme-özelleştirme uygulamaları doğrultusunda sektörde özel firmaların ağırlığının arttığı bu süreçte, yatırımların bir yandan özel sektörün kendi kâr-maliyet gibi kriterlerine cevap vermesi beklenirken diğer yandan enterkonnekte sistemin işleyişinde sorun yaratmayacak şekilde arz sürekliliğinin sağlanması, tüketiciye en uygun maliyet ve kalitede hizmet verilebilmesi gibi kamusal hizmet yönü bulunmaktadır. Sektörde özelleştirme-ticarileştirme politikalarını savunanlar ve piyasa tasarımı yapanlardan, sadece özel sektörün kâr beklentilerini karşılamaları değil, kamu hizmetinin gerekliliklerini de yerine getirmeleri beklenmektedir.

■ Bu yayının, “santrallerin kapasite kullanım durumları” ile ilgili 5.2 nolu bölümünde, kurulu güç kapasitesi– elektrik üretimi arasındaki makasın sürekli olarak açıldığı ve yıllık üretimlerin teknik kapasitelerin çok altında kaldığı üzerinde durulmakta, plansız ve dönem ihtiyacından fazla santral inşa edilmiş olduğu sonucuna varılmaktadır. Sistemin güvenilirliğini sağlamak açısından ve üretim tarafındaki hidrolik payı da dikkate alındığında bir miktar yedek kapasitenin bulunması gereklidir; ancak mevcut rakamlar arz kapasitesinin önemli bir oranının kullanılmadığını göstermektedir.

Bu durumun nedenlerinin analizi ve açıklaması olmalıdır:

- Sektörde savurgan, irrasyonel bir yatırım eğilimi mi söz konusudur? Böylesine bir durumun finansman sorunu olan, dış borcu yükselen ülke ekonomisine önemli zararları olduğu/olacağı açıktır.

- ETKB'nin yapmak istediği düzenlemelerden hareketle soru işareti yaratan diğer bir mesele de şudur: Kağıt üzerinde görünen kurulu güç rakamları erişilebilir bir kapasiteyi göstermekte midir? Santrallerin tasarımı, projelendirilmesi veya bakım hizmetleri dahil, işletilmesinden kaynaklı sorunlar yaşandığına, görünürdeki arz kapasitesinin güvenilir olmadığına ilişkin sorular ve kuşklar da akla gelmektedir.

Ülkede elektrik açığının olmaması gerektiği, arz yetersizliğinin yaşam kalitesini çok yönlü düşüreceği ve ekonomiye zarar vereceği açıktır. Bu nedenle ihtiyaç duyulan yatırımların zamanında yapılması, elektriğin tüketiciye ödeyebileceği fiyatlarda temin edilmesi şüphesiz ki en önemli konudur. Ancak bunun yanı sıra, arz kapasitesi ve talep arasında bir denge de olmalıdır. Aksi takdirde ölü yatırımlar söz konusu olacaktır ki bu durum da ülke kaynaklarının rasyonel kullanılmadığı anlamına gelmektedir.

Yerli sermayenin ve bankaların gücünün yetersiz olduğu bir ülkede özel sektörün, sadece maliyet faktörünü dikkate alarak, kısa vadede kendisi için en kârlı gördüğü yatırımlara yönelmesi sonucunda, hem yönetimle ilgili hem de teknik sorunlar nedeniyle yatırımlardan yeterli performans ve sonuç elde edilemiyorsa bu durum ülke ekonomisi açısından önemli bir kayıptır. Kaldı ki, bugün görünürdeki arz kapasitesi fazlalığına karşılık başka bir dönemde yetersizliğiyle karşı karşıya kalma olasılığı da bulunmaktadır.

5.7.3. ÖZEL SEKTÖRÜN DENETİMDEN UZAK YATIRIMLARININ MALİYETİ

Yukarıda değinildiği gibi, proje yönetimi açısından yetersiz ve teknik açıdan istenen performansı sağlayamayan yatırımların ülke ekonomisine önemli bir yük getirmesi söz konusudur. Sektördeki özelleştirme ve serbestleştirme girişimleri için en başta ileri sürülen gerekçelerden biri santral yatırımlarının kamu maliyesi üzerindeki yükü vb. meseleler olmuştur. Bugün ise Türkiye’de özel sektörün dış borcunun nasıl yüksek oranlarda arttığı konusu medyada ifade edilmektedir:

“2002 sonundan 2017'nin mart ayı sonuna kadar olan dönemde toplam dış borç yüzde 218 oranında arttı. Artışı bu düzeye çok büyük ölçüde özel sektörün borcu taşıdı.

Söz konusu dönemler itibarıyla özel sektörün borcu tam yüzde 570 oranında artış gösterdi. Kamu sektörünün borcunda yüzde 90 artış olurken, Merkez Bankası'nın dış borcu yüzde 96 oranında geriledi ve neredeyse sıfırlandı.” [5]

Haberlerde döviz borcu açısından önde gelen sektörlerle ilgili olarak şu bilgilere rastlanmaktadır:

“ 2012 verilerine göre dövizde en riskli grup tanımına uyacak toplam 396 adet şirket belirlenmiştir. Bunların 80'i imalat, 74'ü turizm, 68'i inşaat, 49'u ticaret ve 40'ı enerji sektörüne ait.” [6]

“TCMB (T.C. Merkez Bankası), 2016 son çeyrek bilançoları itibarıyla sektörlerin aktiflerinde döviz açık pozisyonu incelediğinde enerji, metal ana ve toptan perakende ticaret sektörlerinin görece daha yüksek açık pozisyona sahip olduğu sonucuna ulaşılıyor.”

Enerji ve metal ana sanayindeki bu durumun yatırım amaçlı kullanılan uzun vadeli döviz kredilerinden kaynaklandığı belirtilirken bu sektörlerdeki fiyatlamanın dövize endeksli olması ve ayrıca metal ana sanayinin yüksek ihracat gelirlerinin olması, potansiyel riskleri sınırlayıcı olarak değerlendiriliyor.” [7]

Nihayet, Türkiye Bankalar Birliği'nin 20 bankadan alınan bilgiler ışığında hazırladığı Haziran 2017 Proje Finansman İstatistiklerinde, proje finansmanı amacıyla kullanılan kredilerin yüzde 48'inin enerji sektörüne ait olduğu görülmektedir⁷ [8].

5.7.4 DENETİM MÜHENDİSE SERTİFİKA VEREREK SAĞLANABİLİR Mİ?

Sadece kâr beklentisiyle enerji yatırımlarına girişen firmaların yeterliliklerini kontrol edemeyen Bakanlığın, ortaya çıkan teknik boşlukları mühendislere sertifika vererek kapatabileceğini düşündüğü anlaşılmaktadır. Birinci Bölüm'de belirtildiği gibi, Danıştay idare hukuku açısından yaptığı değerlendirmede, ETKB'nin mühendisler mesleklerini icra edebilmeleri için meslek içi eğitim alma ve bu eğitim sonunda yapılacak sınavda başarılı olma gibi yükümlülükler getirme konusunda bir yetkisi olmadığı gerekçesiyle, mühendislerin PUS ve ETİP Belgesi alması zorunluluğuna ilişkin yönetmelik maddelerinin yürütmesini durdurmuştur. Kaldı ki, normal olarak mühendislik eğitimi alan bir kişinin santral projelerinde ve işletmesinde çalışmasına bir engel yoktur; ortaya çıkabilecek eksikliklerin işbaşında oryantasyon eğitimi ve ilgili branşların meslek odaları tarafından verilen “meslek içi eğitimlerle” tamamlanması ve geliştirilmesi esas olmalıdır.

ETKB'nin yapmaya çalıştığı düzenlemelerden de görüldüğü üzere, sertifikasyon uygulamaları meslek içi eğitim niteliğinden çıkmış, mühendis için “herhangi bir mühendislik alanına/piyasaya giriş” te engel haline dönüşmeye başlamıştır. Esasen bu alanlardaki bilgi birikiminin artması doğrudan iş başında elde edilen deneyimlere dayalıdır.

Temel sorumluluklarını yerine getirmede yetersiz kalan kamu otoritelerinin, konu mühendise sertifika vermek olunca neden bu kadar aktif oldukları açıklanmaya muhtaçtır. Örneğin Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği'nde mühendislerin PUS sahibi olması için almaları gereken eğitimin Bakanlık tarafından yetkilendirilen ihtisas sahibi kamu kurum/kuruluşları, üniversiteler, POB'lar, akredite kuruluşlar ve ilgili meslek odaları tarafından verilebileceği belirtilmiştir. Ancak Bakanlık tarafından Yönetmelikte sayılan kurum ve kuruluşların yetkilendirilmesi yerine, ETKB Müsteşar Yardımcısı, Enerji İşleri Genel Müdürü, EÜAŞ Genel Müdürü, TEİAŞ Genel Müdürü ve TEDAŞ Genel Müdürü'nün bir araya gelmesiyle bir eğitim merkezi oluşturularak, eğitimlerin bu merkez tarafından verilmesi planlanmıştır.

⁷ Bu kaynakta kullanılan sınıflandırmada “Enerji” sektörü, “Enerji (elektrik, petrol, kömür, doğal gaz, su vb.) kaynaklarının üretimi (termik ve yenilenebilir dahil olmak üzere tüm projeler), iletimi ve dağıtımı amacıyla yönelik tüm projeler , enerji özelleştirmeleri, enerji satınalmaları” olarak tanımlanmaktadır.

“Proje Uzmanlığı, Sertifikasyon ve Eğitim Merkezi (PUSEM)” adı altında kurulan oluşum, Bakanlıkların kuruluş ve görev esaslarını düzenleyen 3046 sayılı Yasa’ya aykırı olması nedeniyle EMO tarafından açılan dava sonucunda iptal edilmiştir.

Proje yönetiminin başarısı açısından, lisans/iş sahibinin yapmakta olduğu veya yapmaya niyetli olduğu faaliyete hakim olması ve santral yatırımlarının sağlıklı bir şekilde yürütülmesi için özellikle teknik açıdan yapılması gerekenlerin bilgisine sahip olması en başta gelen koşuldur. Verili durumda esas sorun, sektörde yatırım yapmaya niyeti olan firmaların enerji alanında uzmanlaşmış ve yetkin olması, gerekli proje yönetimini ve organizasyonunu gerçekleştirecek nitelikte olması, bağımsız mühendislik ve danışmanlık firmaları ile çalışması ile aşılabılır. Bağımsız mühendislik firmalarının konstrüksiyon işine/taahhüt işlerine girmemeleri ise bağımsız olma özelliklerinin en önemli şartıdır. Bu nedenle Türkiye’de enerji sektöründe faaliyet gösteren bağımsız mühendislik- danışmanlık firmalarına ihtiyaç duyulmaktadır. Diğer yanda Bakanlık, kamu adına gerekli denetim mekanizmasını kendi bünyesinde oluşturmak ve gerekli organizasyonu sağlamak durumundadır.

Normal olarak lisans/tesis sahibi bir mühendislik-danışmanlık firmasından da destek alarak kendi oluşturduğu proje grupları ve saha kontrol teşkilatı veya işletme personeli ile bu faaliyetleri yürütmelidir. Şayet özel sektör bugüne kadarki mantığıyla yatırımlarını yapmaya devam ederse, Bakanlığın yapmaya çalıştığı düzenlemelerin ne kadar rasyonel veya etkin olacağı da tartışmalıdır. Kaldı ki, bir santral projesinin yönetiminde esas mesele proje döngüsünün çok daha önceki aşamasında, yani lisans/iş sahibinin santral yeri seçimi, santrale ve alt sistemlerine ait teknoloji seçimi ile başlamaktadır. Dolayısıyla teknoloji seçimi ve sözleşmesi yapılmış bir proje kapsamında gelen şema, resim, hesaplama vb. belgelerin sözleşmeye uygunluğu proje yönetiminin başarısı açısından yeterli bir denetim anlamına gelecek midir?

5.7.5 ELEKTRİK ÜRETİMİNDE OLUŞTURULMASI GEREKEN DENETİM KRİTERLERİ

ETKB’nin enerji sektörünün yönetiminden ulusal boyutta sorumlu birim olarak sektöre yönelik geliştirmesi gereken ölçütler vardır.

Gelişmiş ülkelerde serbestleştirme-özelleştirme süreci, gelişmiş piyasalarda, altyapı sorunlarının olmadığı, enerji açıkları ve kalkınma sorunlarının bulunmadığı, yerli şirketlerinin ve bankalarının güçlü olduğu bir ortamda gerçekleşmiştir. Ülkemizde ise durum farklı gelişmiştir. Enerji arzı ve kalkınma sorunlarının olduğu ülkemizde, yerli sermaye ve finans kuruluşlarının yeterli gücünün olmadığı bir ortamda, dünyadaki gelişmelerin uzantısında, uluslararası kuruluşların dayattığı modellere siyasal iktidarların razı ve/veya teslim olması şeklinde olmuştur. O dönemde Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) kaynaklı, elektrik sektöründe oluşturulması düşünülen sisteme ilişkin saptamalara göz atmakta yarar olabilir. DPT’nin bir yayınında kurulacak sistemin gereklilikleri konusunda şunlar belirtilmiştir:

“DPT (...) ülkenin kalkınma ihtiyacı doğrultusunda, arz fazlasına ve açığına kesinlikle tahammülü olmayan, uzun yatırım süreleri gerektiren projeleriyle yatırımlarını istikrarlı bir şekilde sürdürülme ihtiyacı bulunan ve yılda 4-5 milyar dolar mertebesinde büyük finansman ihtiyaçları gösteren elektrik sektöründe, özel bir kalkınmacı-ivmecî fakat savurgan olmayan planlama yaklaşımının gerekli olduğunu düşünmektedir.

Nitekim bu sektörde;

- *Elektrik talebi, bölgesel olarak mevsimlik, günlük ve saatlik farklılıklar göstermektedir. Talebin kendine özgü bu yapısı ve elektrik enerjisinin depolanamaması nedeniyle, yük-talep eğrisine en iyi şekilde cevap verecek optimal bir üretim sistemi arayışı, yatırım ve işletme maliyetlerini aşağıya*

çekmeye, birim enerji maliyetini en aza indirmeye yarayacak bir çözüm olarak görülmeye devam edilmektedir.

• *Elektrik üretimi için, hidrolik, nükleer, yenilenebilir ve yerli ve/veya ithal yakıt kullanan termik gibi seçenekli farklı yatırım maliyetlerine ve işletme özelliklerine sahip üretim kaynak ve teknolojileri bulunmaktadır. Bunların, gelen şirketlerin yapılarının, hesaplarının ve ittifaklarının ötesinde stratejik, teknolojik ve alternatif maliyetleri ile incelenmeleri ve yönlendirmeye tabi tutulmaları gerekmektedir.*

• *Santrallerin kendine özgü bu işletme özellikleri ve değişken emre-amade süreleri nedeniyle üretim sisteminin talebin üzerinde, belirli bir yedek kapasite ile kurulma ihtiyacı bulunmaktadır. Diğer yandan, ülkeyi yükümlülük altına, uluslararası tahkim zorunluluklarına, yüksek fiyat veya fazla satınalma güvenceleri yükümlülüğü altına sokacak şekilde gereksiz kapasitelerin kurulmaması gerekmektedir.*[9] (Vurgular bana aittir.)

■ Kurulacak elektrik üretim tesisleri için seçilen teknoloji enerji verimliliği açısından önemlidir. Özellikle enerji kaynakları açısından dışa bağımlı olan ülkemizde santral yatırımlarında verimliliğin dikkate alınması, verimliliği yüksek teknolojilerin seçilmesi gereklidir. Bu nedenle santral projesinin geliştirilmesi aşamasında teknoloji seçimine ilişkin fizibilite önemlidir. Örneğin süperkritiksantrallerin yatırım maliyetleri aynı kapasitedeki kritik altı tesislerin maliyetlerine göre yüksektir; ancak verimlerinin yüksek olmasından dolayı daha az yakıt kullanılır. Verimliliğin yüksek olması birim elektrik üretimi başına düşen sera gazı emisyonlarının da azalmasını sağlar.

ETKB halen üretim yapmakta olan ve yeni yapılacak tesislerin verimlerini değerlendirmekte midir? Söz konusu tesislerin, projelendirme aşamasında tesis tipine göre teknolojik açıdan dünyada ulaşılan verimlilik düzeyleriyle karşılaştırılması yönünde değerlendirme yapılmakta mıdır ya da bu konuda ölçütler geliştirilecek midir? Sadece teknoloji seçimi yeterli olmayıp, işletme döneminin de izlenmesi gereklidir. Türkiye elektrik üretiminde tesis tiplerine göre verimlilik envanteri çıkarılmalı ve bunun iyileştirilmesi için hedefler oluşturulmalıdır.

■ Özellikle termik santraller söz konusu olduğunda daha çok atmosfere atılan kirletici emisyonlar, sera gazları akla gelmektedir. Konunun bir boyutu da santrallerin kullandığı su miktarıdır ve su yönetimidir. TÜİK tarafından hazırlanan 18.12.2017 tarihli Bülten'de, Termik Santral Su, Atıksu ve Atık İstatistikleri Anketi sonuçlarına göre 2016 yılında termik santraller tarafından %98,4'ü denizden olmak üzere 8,6 milyar m³ su çekilmiş ve toplam suyun %98,3'ü soğutma suyu olarak kullanılmıştır⁸.

Türkiye İklim Değişikliği Altıncı Ulusal Bildirimi'nde su stresi konusunda şunlar belirtilmektedir:

"...Türkiye'deki toplam su tüketiminin, 2004 yılından 2030 yılına kadar yaklaşık üç kat artacağı öngörülmektedir. 2023 yılı kullanılan su miktarı toplamı mevcut su kaynaklarının sürdürülebilir olarak kullanılabilen miktarına (yıllık bazda) yakın olup, iklim değişikliği etkileri, yağışların azalması, sulama yapılan alanlardaki artışlar, mevcut depolama alanları tabanlarının rüsubat ile dolması ve su kaynaklarının homojen olmayan dağılımı gibi çok sayıda olumsuz etki de dikkate alındığında önemli derecede su stresinin yaşanması olasılığı yüksektir. Avrupa Çevre Ajansı tarafından 2000 ve 2030 yıllarında Türkiye ve AB ülkelerinde su stresi seviyeleri tahmin edilmiştir. Buna göre, 2030 yılı itibarıyla Türkiye'nin iç ve batı bölgelerinde %40'ı aşan oranda su stresi yaşanacağı öngörülmektedir. Güneydoğu ve doğu bölgelerinde ise bu oran %20-40 arasında olacaktır."⁹ [10]

⁸ TÜİK Bülteni, sayı: 24873, 18.12.2017, <http://www.tuik.gov.tr/PreHaberBultenleri.do?id=24873>

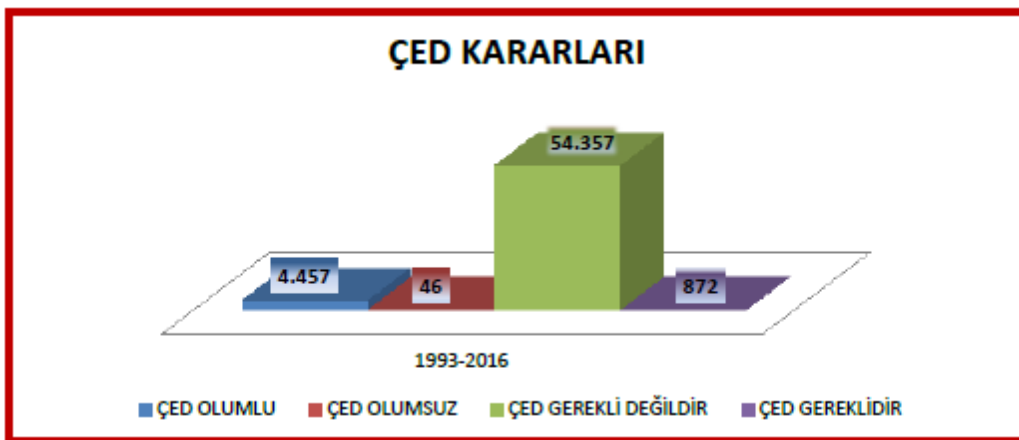
⁹ Türkiye İklim Değişikliği Altıncı Ulusal Bildirimi, s. 22

Değişen iklim koşulları ve su kaynakları üzerinde oluşan baskılara bağlı olarak santrallerde su yönetimi ve soğutma suyu sisteminin seçimi de dikkat edilmesi gereken hususlardandır. Su yoğunluğu en az olan, yani bir diğer deyişle su kullanımı açısından en iyi seçenekler rüzgar enerjisi ve solar fotovoltaik teknolojileridir. Nükleer ve başta kömür olmak üzere fosil yakıtlar gibi riskleri ve kirlilik yükü nedeniyle karşı çıkılan enerji kaynaklarına dayalı sistemler ve bu arada yoğunlaştırılmalı güneş enerjisi sitemleri de su kullanımı açısından da olumsuz bir karneye sahiptir. Santral tipine bağlı olarak, konu soğutma suyu sistemi bazında ele alındığında, kullanılacak kaynağın durumu ve sınırlılığı dikkate alınarak, (1) tek geçişli/açık devre (su kaynağından alınan suyun santralde kullandıktan sonra aynı kaynağa geri dönmesi); (2) doğal sirkülasyonlu veya cebri sirkülasyonlu yaş (suyun havayla doğrudan temas halinde olduğu) soğutma kuleleri ve (3) kapalı çevrim kuru tip soğutma sistemleri arasında tercih yapılabilir.

■ Ayrıca enerji ve iklim değişikliği ilişkisi sadece tek yönlü bir ilişki değildir. Elektrik üretiminden kaynaklanan karbon emisyonlarının iklim değişikliğine neden olmasının yanı sıra, ters yönde iklim değişikliğinin de elektrik üretimini ve santrallerin performansını etkilemesi söz konusudur. Elektrik üretiminde hidroelektrik santrallerin payının oldukça yüksek olduğu ülkemizde bu etkiler dikkate alınmalıdır. Yukarıda belirtildiği gibi iklim değişikliğinin kurulacak santrallerin su kullanımları üzerindeki olası etkileri de göz önünde bulundurulmalıdır.

■ ETKB ve ilgili kamu kuruluşları tarafından yapılan değerlendirmelerde çevre, sağlık ve iş ve işçi güvenliği ile ilgili potansiyel etkilerin kontrol edilmesi ve en aza indirilmesi için proje döngüsünün erken safhalarında ve yer seçiminde bu hususların dikkate alınması önemlidir.

Santrallerde ÇED sürecinde genel olarak katı gaz ve sıvı atıklar, sera gazı emisyonları, doğal kaynakların kullanımı (arazi kullanımı, su kullanımı, kullanılan enerji türü, gürültü gibi etkenler) dikkate alınmaktadır. Ancak yatırımların ÇED'e tabi olması gerekirken enerji tesislerine ÇED olumlu kararı verilmesi adeta rutin bir işlem haline dönüşmüştür. Nitekim 1993-2016 yılları arasındaki ÇED kararlarını gösteren aşağıdaki grafikte bu süre içinde toplamda sadece 46 projeye "ÇED Olumsuz" kararı verildiği görülmektedir.



Şekil 5.7.2 İlk ÇED Yönetmeliği'nin Yayımlandığı 1993 Yılından 2016 yılı Sonuna Kadar Verilen ÇED Kararları

(Kaynak : Çevre ve Şehircilik Bakanlığı web sitesi)

Aynı dönemde “ÇED Olumlu” kararlarının sektörel dağılımında ilk sırayı yüzde 27 ile petrol-madencilik sektörü alırken, ikinci sırada yüzde 24 ile enerji sektörü gelmektedir. “ÇED Gerekli Değildir” kararlarında yüzde 49 oranıyla petrol-maden sektörü başı çekerken, bu kararların yüzde 6’sı enerji sektörüne ilişkindir[11]. Başbakan Binali Yıldırım’ın zeytinlik alanların yatırıma açılmasına ilişkin düzenlemelere karşı çıkanlar için söylediği “*Zeytin mi daha önemli yapılacak tesis mi daha önemli?*” ifadesi siyasal iktidarın bu konulara yönelik genel yaklaşımını açığa vuran örneklerden biridir. Siyasal otoritenin bu bakış açısı hem yatırımların çevresel etkilerine ilişkin değerlendirmelerin sağlıklı bir şekilde yapılmasını engelleyen hem de “ÇED Olumlu” kararlarının verilmesini teşvik eden bir faktördür.

Burada şu hususu da eklemek gerekir: Kurulacak santrallerin emisyon limitlerine uyması yetmemeli, özellikle ön kirlilik yükü olan yerlerde izinler verilirken hava kalitesi de dikkate alınmalıdır. Ön kirlilik yükünün ve santral yoğunlaşmasının fazla olduğu yerlerde kurulacak santral(ler)in emisyon limitlerine uyması halinde bile yeni santral izni verilmemelidir. Kümülatif etki nedeniyle bu tür yerler dikkatle izlenmeli, halk sağlığı açısından meteorolojik verilerle birlikte baz /referans hava kalitesi ölçümleri yapılmalı, PM_{2.5} ölçümleri de bu kapsama dahil edilmelidir. Kömüre dayalı santrallerden salınan civa emisyonlarının, biyoakümülyasyon nedeniyle ekosistem ve insan sağlığına zarar vermesinden dolayı mutlaka dikkate alınması gereklidir. Temiz Hava Hakkı Platformu tarafından 2016’da hazırlanan “Türkiye’de Hava Kirliliği: Kara Rapor”da endüstriyel yatırımların izin süreçlerinde “Çevresel Etki Değerlendirmesi Raporu”nun yanı sıra “Sağlık Etki Değerlendirmesi Raporu”nun hazırlanması, bu yönde bağlayıcı yasal yükümlülükler eklenmesi gerektiği belirtilmektedir [12].

5.7.6 SORUN NEREDE?

Yaşanan deneyimler genelde elektrik sektöründe, özelde elektrik üretiminde ticarileştirme ve özelleştirme politikalarına uygun bir “piyasa oluşturulması ve işletilmesi”nin birçok toplumsal, ekonomik ve çevresel maliyetlerinin olduğunu göstermektedir.

Özellikle büyük termik santral yatırımlarını yapan kamu kuruluşu EÜAŞ’ın elektrik üretimindeki ve yatırımlarındaki rolünün ve payının gerilemesi ve elektrik üretimi yatırımlarının özel şirketlerce yapılması sürecinde santral projelerinde teknik hizmetlerdeki boşluklar artmıştır. Ülkemizde elektrik üretimi faaliyetleri özel sektörün girişimlerine ve yatırımlarına açılırken, söz konusu alanda kamu adına yapılması gereken denetimin altyapısı ve örgütlenmesinin olmadığı dikkate alınmamıştır. ETKB’nin sistemin güvenilirliğini sağlamak amacıyla, piyasadaki özel sektör girişimlerinin teknik açıdan kontrol altına alınmasının gerekli olduğunun çok sonradan farkına vardığı ve bu amaçla bazı düzenlemeler yaptığı görülmektedir. Bu durum şu anlama gelmektedir: Bakanlık bugüne kadar santral yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması sürecinde yatırımlarda özellikle teknik hizmetlerde ve proje yönetimlerinde ortaya çıkacak sorunları, yetersizlikleri dikkate almamış, bu konuda yeterli denetimi gerçekleştirmemiştir.

Neoliberal politikalar ve beraberindeki ticarileştirme ve özelleştirme uygulamaları sonucunda elektrik enerjisi temininin sosyal boyutu geriye atılmış, elektrik temininin bir anlamda diğer sektörlerle bağı koparılmış; elektrik konut, sanayi ve diğer sektörlerle girdi sağlayan bir altyapı meselesi olmaktan çıkarılıp piyasada alınıp satılabilen, dolayısıyla kâr elde edilen bir meta haline getirilmiştir. Sonuç olarak, alana ilişkin yeterliliği ve uzmanlığı olmayan özel girişimcilerin yalnızca kâr etme mantığıyla sektöre girdiğine ve savurgan, irrasyonel yatırımların yapıldığına dair göstergeler ortaya çıkmaktadır.

Mevcut durumda, elektrik üretim sektöründeki atıl güç şeklinde görülen rakamlar ölü yatırım anlamına gelmektedir. Atıl kapasite olarak görünen kurulu gücün istenen performansı gösterip göstermeyeceği ise ayrıca üzerinde durulması gereken bir durumdur. Elektrik üretiminde özel sektörün yaptığı

yatırımların giderek artması yetkililerce bir başarı öyküsü olarak sunulmak istenmektedir. Buna karşılık ETKB'ninsantrallerin proje takibi ve kabulüne ilişkin yapmaya çalıştığı düzenlemeler santral yatırımlarının kamu yerine özel sektör tarafından yapılması sürecinde piyasa tasarımı ve teknik hizmetlerin yerine getirilmesinde, daha genel bir ifadeyle elektrik sektörünün yönetiminde ciddi sorunlar oluştuğunu göstermektedir. Şimdi de, yapılan irrasyonel ve savurgan santral yatırımlar ve bunların ülkenin dış borç yükünü arttırması yetmemiş gibi TEİAŞ üzerinden, elektrik piyasasında arz güvenliğinin temini için gerekli yedek kapasite de dâhil olmak üzere yeterli kurulu güç kapasitesinin oluşturulması ve/veya muhafazası için yıllık olarak belirlenen bütçe dahilinde üretim lisansı sahibi tüzel kişilere (santrallerinin üretim yapmadıkları dönemler için) “kapasite ödemesi” yapılmasını sağlayacak bir mekanizma oluşturulmuştur.¹⁰

Sektörde bugüne kadar yapılan ve bundan sonra ortaya çıkacak hataların bedellerinin kim(ler) tarafından ödeneceği yurttaşlar tarafından mutlaka sorulması gereken bir sorudur.

KAYNAKÇA

- (a) Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği, 30 Aralık 2014 tarihli ve 29221 (Mükerrer) sayılı RG, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2014/12/20141230M1-2.htm>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
(b) Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik, 7 Kasım 2015 tarih, 29525 sayılı RG, <http://www.resmigazete.gov.tr/main.aspx?home=http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2015/11/20151107.htm&main=http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2015/11/20151107.htm>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
- (a) Elektrik Tesisleri Kabul Yönetmeliği, 7 Mayıs 1995 tarihli ve 22280 sayılı RG, <http://www.resmigazete.gov.tr/arsiv/22280.pdf>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
(b) Elektrik Tesisleri Kabul Yönetmeliği, 6 Kasım 2015 tarihli ve 29524 sayılı RG, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2015/11/20151106-4.htm>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
(c) Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik, 14 Nisan 2017 tarihli ve 30038 sayılı RG, <http://www.resmigazete.gov.tr/main.aspx?home=http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2017/04/20170414.htm&main=http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2017/04/20170414.htm>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
- Elektrik Mühendisleri Odası açıklaması, 20 Ocak 2016, http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=112039&tipi=2&sube=#.WD19HtKLSt8, Erişim tarihi: 06.02.2018.
- Belet, A., “Yorum: Enerji santrallerinde profesyonel işletmecilik üzerine”, Enerji Günlüğü, 07.12.2017, <http://enerjienstitusu.com/2017/12/07/yorum-enerji-santrallerinde-profesyonel-isletmecilik-uzerine/>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
- Aktaş, Alaattin, “Dış borcun GSYH'ye oranı son 14 yılın en yüksek düzeyine çıktı”, Dünya gazetesi, 12 Temmuz 2017, <https://www.dunya.com/kose-yazisi/dis-borcun-gsyhye-orani-son-14-yilin-en-yuksekk-duzeyine-cikti/372108>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
- Yıldırım, A., “Ne kadar döviz borcu o kadar kâr yazmış”, HaberTürk, 02.05.2014, <http://www.haberturk.com/yazarlar/abdurrahman-yildirim-1018/944344-ne-kadar-doviz-borcu-o-kadar-kar-yazmis>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
- Artıgerçek haber, “Döviz Borcunun yüzde 83'ü 2 bin firmada”, 31 Mayıs 2017, <https://www.artigercek.com/doviz-borcunun-yuzde-83-u-2-bin-firmada>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
- Proje Finansmanı İstatistikleri Haziran 2017, Türkiye Bankalar Birliği, Ağustos 2017.

¹⁰ Kara, Mehmet, “Elektrik arz güvenliği mekanizmaya bağlandı”, Enerji Günlüğü, 20.01.2018, <http://www.enerjigunlugu.net/icerik/25746/elektrik-arz-guvenligi-mekanizmaya-baglandi.html>

9. Güneşi, O. 2002, “Elektrik Enerjisinde Yeni Dönem”, Planlama Dergisi, DPT'nin Kuruluşunun 42. Yılı Özel Sayısı, 255-262,
<http://www.kalkinma.gov.tr/Lists/Yaynlar/Attachments/351/DPT%20nin%20Kurulu%C5%9Funun%2042.y%C4%B1l%C4%B1%20%C3%96zel%20say%C4%B1.pdf>, Erişim tarihi: 06.02.2018.
10. T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, Türkiye İklim Değişikliği Altıncı Ulusal Bildirimi, 2016,
http://webdosya.csb.gov.tr/db/destek/editordosya/Turkiye_Iklim_Degisikligi_Altinci_Ulusal_Bildirimi.pdf,
Erişim tarihi: 06.02.2018.
11. İlk ÇED Yönetmeliği'nin yayımlandığı 1993 yılından 2016 yılı sonuna kadar verilen ÇED Kararları, T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı internet sitesi,
<http://webdosya.csb.gov.tr/db/ced/icerikbelge/icerikbelge2910.pdf> , Erişim tarihi: 06.02.2018.
12. Temiz Hava Hakkı Platformu, “Türkiye’de Hava Kirliliği: Kara Rapor, Mart 2016”,
<http://temizhavaplatformu.org/platformraporlari/>, Erişim tarihi: 06.02.2018.

NOT: ETKB tarafından yapılan yasal düzenlemeler ve bu düzenlemelere ilişkin açılan davaların süreci konusunda verdiği bilgilerden dolayı Elektrik Mühendisleri Odası hukuk danışmanı Sayın Hayati Küçük’e teşekkür ederim.

ÖZGEÇMİŞ



Nilgün Ercan

1956 yılında Ankara'da doğdu. Orta Doğu Teknik Üniversitesi Kimya Mühendisliği Bölümü'nden 1979 yılında mezun oldu. Türkiye ve Orta Doğu Amme İdaresi Enstitüsü Kamu Yönetimi Lisans Üstü Uzmanlık Programını 2000 yılında bitirdi.

Önceki adıyla Türkiye Elektrik Kurumu (TEK), sonraki adıyla Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) Santraller Proje ve Tesis Dairesi'nde çalıştı ve 2006 yılında emekli oldu. TMMOB Kimya Mühendisleri Odası'nda, 1984- 1990 ve 1992-1996 yılları arasındaki çalışma dönemlerinde sırasıyla Oda Yönetim Kurulu üyeliği, Ankara Şubesi Yönetim Kurulu Başkanlığı ve Oda Yönetim Kurulu Başkanlığı yaptı. Önceki yıllarda Kimya Mühendisleri Odası, Elektrik Mühendisleri Odası ve TMMOB'nin enerji ile ilgili çeşitli çalışmalarında yer aldı.

5.8 ENERJİ SANTRALLERİNDE İŞ-PROSES KAZALARI ÖNLENEBİLİR!

Abdullah Anar
Makina Mühendisi

5.8.1 GİRİŞ

Enerji santrallerinin inşaat, devreye alma ve işletme süreçlerinde işçi sağlığı ve güvenliğinin sağlanması, tasarım sürecinden itibaren ele alınması gereken temel bir konudur. İşçi sağlığı ve iş güvenliğinin sağlanması için temel unsurlar şöyle sıralanabilir.

- Yasal altyapı
- İşveren desteği
- Üretici desteği
- Bilgi birikimi

Bu unsurlar, sahadaki iş güvenliği uzmanı veya iş güvenliğini sağlamaya çalışan mühendisler için gereken destek unsurları olarak da anılabilir. Bu liste artırılabilir ve/veya aşağıda ele alacağımız güvenlik kültürü gibi bazı konular hepsinin içinde bir fonksiyon olarak belirlenebilir. Kazaların kök nedenlerini buralarda aramak öncelikli hedef olmalıdır.

Ölümlü kazaların ağırlığı bilindiği üzere inşaat sektöründedir. Enerji santrallerinin inşaatı bu anlamda ölümlü iş kazası potansiyeli olan bir süreçtir. Yasal gerekliliklerde de çok tehlikeli olarak sayılan bu sürecin ölümsüz atlatılması iş güvenliği yönetimi olan veya yönetimin iş güvenliğini temel unsur olarak değerlendirdiği birçok enerji santrali inşaatında mümkün olmuştur.

Enerji santrallerinin inşası kadar devreye alınmaları da önemlidir. Devreye almak, birleştirilmiş boru hatlarını ve tankları gaz, sıvı veya toz olan maddeler ile veya elektrik hatlarını gerilimler ile yüklemek demektir. İş güvenliği uzmanlarının bilgi birikimi inşaat sürecinde iş güvenliği konusunda kısmen iş görebilecek iken bu süreçte yetersiz kalacaktır. Bu aşama, insan için iş güvenliği, tesis ve üretim için ise proses güvenliği olarak artık iki farklı bakışın başladığı aşamadır.

Devreye alınan santrallerin işletme süreçlerindeki iş sağlığı ve güvenliği ise artık proses güvenliği olmadan olmayacak bir aşamadır. İSG görevlilerinin proses güvenliği konusunda yetiştirilmemiş olması veya bu süreçler için farklı güvenlik politikaları belirlenmemiş olması ise burada söz edilebilecek ilk zaaf olarak ele alınabilir.

İşletme sürecindeki santrallerin bakımı ise başlı başına incelenmesi gereken bir konudur. Bu yazıda belirteceğimiz konular, bakımda iş güvenliği konulu bir başka makale çalışmasını tetikleyebilir.

Enerji santrallerinde, inşaatların azaldığı, devreye alma, işletme ve bakımın artarak devam ettiği bilindiğine göre, artık bu süreçleri de iş güvenliği konusuna dahil etmek ve bu süreçlerde yaşanabilecek iş kazalarını ve meslek hastalıklarını önlemek adına çalışmalar yapmak önemlidir.

İş kazalarının kader olmadığı gerçeği istatistiklerden anlaşılmaktadır. Türkiye’de 2011’de yüzde 15,4 olan iş kazası sonucu ölüm sıklığı İtalya’da yüzde 3, İngiltere’de yüzde 0,6’dır. O halde Türkiye’de bir eksik vardır ve insanlar bu eksiklerin belirlenmemesi ve giderilmemesi nedeni ile ölmektedirler.

Akıllı İş Güvenliği

Enerji Bakanının akıllı kömür dönemini başlatması (1) ile birlikte iş güvenliğinde akıl ve hatta zekânın kullanılması ile ilgili bir gerekliliği tartışmanın zamanıdır, diye düşünüyoruz (!)

Akıl için bir dizi tanım var. TDK akıl sözcüğünü “düşünme, anlama ve kavrama gücü, us” (2) olarak yorumlarken Cahit Sıtkı Tarancı “bellek” olarak yorumlamış. O halde akıl sözcüğünden; deneyimleri değerlendirerek düşünme, anlama ve kavrama ile bir yol benimseme anlaşılabilir.

Deneyimlerin nasıl elde edileceği ve kayıt edileceği ile bunlara dayalı olarak yolların nasıl benimseneceği veya bu yolları nasıl keşfedeceğimiz ise iş güvenliği için önemli bir tartışma gündemidir.

Odamızın Termik Santraller 2017 Raporu'nda standartları (belirlenmiş yolları) ve sorunları (bu yollardan ulaşım sorunu) tartışmaya açmış idik. Ancak deneyimlerin doğru değerlendirilmesi ile hem bazı standartların yani hâlihazırda mevcut olan yolların sağlamlığı, hem de yeni yollara (standartlara) olan gereksinim ortaya çıkacaktır.

Kazaların önlenmesinde temel gereksinim aklın kullanılmasıdır. Aklın kullanılması için deneyimlerin bilinir kılınması şarttır.

Deneyim

Deneyim sözcüğü TDK tarafından, “bir kimsenin belli bir sürede veya hayat boyu edindiği bilgilerin tamamı, tecrübe, eksperyans” olarak tanımlanmaktadır. Nasıl birikir bu bilgiler diye düşündüğümüzde ise deneyimin ancak bir şekilde, kayıt ederek, birikeceği açık.

Kayıt etmediğimiz deneyimler her durumda kişinin beyninde otomatik olarak kayıt edilir. Kişi kendi yaşadığı deneyimler ile beraber tanık olduğu ve duyduğu deneyimleri de kaydeder. Ancak bu deneyimler özel mekanizmalar yaratılmaz ise söz konusu kurumun olmaz, yani kurumsallaşmaz; kamunun deneyimi olarak kamusallaşmaz. Kamu ve/veya kurum, insanların doğrudan ve dolaylı yaşadıkları ile öğrenen ve öğrendiği kadarı ile aklını kullanan hale gelir.

O halde işçi sağlığı ve iş güvenliği (İSG) açısından akıllı kurum ve kamu olabilmenin yolu, bu deneyimlerin depolanması için yerler, ortamlar oluşturmak ve bu ortamları sürekli erişilebilir kılmaktır. Bunu sağladığımızda deneyim kişiye ve kişilere değil, kuruma ve hatta kamuya ait olabilecektir. Bu amaçla hazırlanmış olan bazı web siteleri internet üzerinden İSG ve proses kazalarından elde edilen deneyimleri herkes ile paylaşmaktadır. Bunlara birkaç örnek şunlardır.

- www.csb.gov: ABD kimya güvenlik kurumu. ABD'deki ve olabilirse dünyadaki tüm kazaları kapsamlı bir rapor ile herkese duyurur.
- <https://www.aiche.org/ccps/resources/process-safety-beacon>: Amerikan Kimya Mühendisleri Kuruluşu, proses güvenliği konularını aylık olarak buradan paylaşır. Türkçe dahil 34 dilde yayın yapmaktadır.
- <https://www.osha.gov/video/>: Amerika İş Güvenliği Otoritesi. İş kazalarını animasyon olarak paylaşır.
- <https://www.worksafebc.com/en>: British Columbia'da yayımlanan bir web sitesi. Bir dizi iş kazası deneyimi içermektedir.

Bunların yanı sıra bir dizi sektör kuruluşu “<http://www.iogp.org/>” örneğinde olduğu gibi kaza deneyimlerini ve çözüm önerilerini dokümanete etmiş ve tekrar olmaması için aklın kullanacağı deneyimler haline dönüştürmüşlerdir. Ülkemizde de bunun böyle olmaması için bir neden yoktur.

Kaza Tanımı

Kazaların ne olduğunun tanımına baktığımızda; Uluslararası Çalışma Örgütü (ILO), “belirli bir zarar veya yaralanmaya yol açan, önceden planlanmamış beklenmedik bir olay” derken; Dünya Sağlık Örgütü, “önceden planlanmamış, çoğu zaman, kişisel yaralanmalara makinaların, araç ve gereçlerin hasara uğramasına, üretimin bir süre durmasına yol açan olay” demektedir.

Bu tanımları “zararlı sonuç doğuran, önceden planlanmamış beklenmedik olay olarak” özetlemek mümkündür. Üzerinde durmak istediğimiz kısım ise “önceden planlanmamış” ve “beklenmedik” kavramıdır.

Bazı sivil toplum örgütleri iş kazalarını, gereken önlemin alınmaması nedeni ile beklenmedik olmaksızın çıkıp iş cinayeti tanımının alması gerektiğini savunur. İngiltere ve ABD medyası ise iş kazasında ölen için “öldürüldü (killed)” diyerek olayın basit bir ölüm vakası olmadığını iddia eder.

İş kazalarında kaza ve cinayet arasındaki ince çizgi meslek hastalıklarında daha vahimdir. Meslek hastalıkları konusunda Türkiye, Cumhuriyeti'nin ilanından beri bir arpa boyu yol gidilememiştir. İş kazalarına önlem eksikliği nedeni ile cinayet denilebilirken, meslek hastalıkları gibi aniden ortaya çıkmayan ve çalışanın maruziyet oran ve sürelerine bağlı olarak vücudunu yavaş yavaş ele geçiren hastalık nedeni ile ölümünün gerçekten cinayet olduğu ve bu suça ilgili tüm tarafların ortak olduğunu iddia etmek yanlış olmaz. Her fırsatta söylemeye çalıştığımız: bilmediğini önleyemezsin. Türkiye meslek hastalıklarına tanı koyamıyor. Bilmiyor ve önle(ye)miyor!

Beklenmedik ve önceden planlanmayan sözcükleri ise bir bilinmeyene işaret eder. Bir şey biliniyor ise ihmal söz konusudur. İhmalin derinliği işte kaza ve cinayet arasındaki farktır. İSG'nin bir yönetim unsuru olarak yönetilmesi bu ihmalleri ve kazaları azaltacaktır.

5.8.2 İSG YÖNETİMİNİN BİLEŞENLERİ

İSG Yönetimi dendiğinde ne anlamak lazım? Yönetmek için yönetilecek konunun bileşenlerine veya unsurlarına ayrılması gerekir. İSG yönetiminde ve hatta paralel olarak Proses Güvenliği yönetiminde ortak olan ve kazaların olmaması (yönetilmesi) gereken bazı konuları aşağıda sıralayalım. Amaç önce bilinenlerin neden uygulanmadığını anlamak ve sonra bilinmeyen önlemleri nasıl bilinir hale getireceğimizi değerlendirmek.

5.8.2.1 Güvenlik Kültürü ve Vizyon

İş kazalarının olmamasının ilk konusu güvenlik kültürü olarak belirlenebilir. Bunu Çalışma Bakanlığı da dile getirmiş ancak altını çeşitli nedenler ile dolduramamıştır.

Bir tanımda kültür, “toplum, insanoğlu, eğitim süreci ve kültürel muhteva gibi değişkenlerin ve bunlar arasındaki karmaşık ilişkilerin bir işlevidir” (3). Diğer tanımda kültür için, “bir milletin dini, ahlaki, akli, estetik, lisani, iktisadi ve fenni hayatlarının ahenkli bir bütünüdür” denilmiş (4). E. Heriot kültürü, “Bireyin bildiklerini unuttuktan sonra aklında kalan şeydir” olarak tanımlamış ve bize kültür hakkında farklı düşünceler vermiştir (5).

Bildiklerinizi unuttuktan sonra aklınızda kalan şey, yani yaşama biçimi olarak kültür, insan kadar örgütlerin de toplumların da sahip olduğu bir olgudur. Bir organizasyon bir kültüre sahiptir. Bir şeyler öğrenir ve bir davranış sergiler. Davranış şekli, öğrendiğinden aklında kalanların bir bütünüdür.

Güvenlik kültürü ise, mevcut çalışmalarda örgüt kültürünün bir alt boyutu olduğundan, güvenlik kültürünün örgüt kültüründen ve toplumsal kültürden bağımsız olarak ele alınması eksik bir yaklaşım

olacaktır. Bir başka deyişle, bir toplumda var olan kültürel değerler göz ardı edilerek, yalnızca çalışma hayatına yönelik yapılan düzenlemelerin bireyler tarafından içselleştirilmesi oldukça zordur (6).

Türkiye toplumu olarak güvenlik kültürümüzün yeterli olduğunu söylemek zordur. Bilindiği üzere yılda 1.800 insanını iş kazalarında, 7.500 insanını trafik kazalarında kaybeden ve meslek hastalıklarında kaç kişinin öldüğünü merak etmeyen toplumumuzda güvenlik kültürünün çıktılarının başarılı olmadığı söylenebilir. Ancak bu sonucun bir kültürün sonucu olduğu ve toplumu çok da rahatsız etmediği açıktır. Rahatsız etmeme konusu ve nedenleri belki sosyologların ve kültür bilimcilerin tartışacağı bir konu olabilir. Biz ise bu sonucu beğenmeyen insanlar olarak güvenlik kültürü nasıl daha iyi çıktılar verecek hale dönüşebilir, konusunu sorgulamalıyız.

Bu konu eğitimler, teşvikler ve propaganda ile aşılabılır bir konu olmakla beraber bu sürecin ülkemiz için uzun olduğu açıktır. Diğer ülkelerde de kültürün oluşumu yoğun eğitim çalışmalarının yanı sıra disiplin prosedürlerinin ülke çapında uygulanması ile mümkün olmuştur.

Güvenlik kültürünün genel olarak iki ögesi vardır. Birincisi, organizasyon ve yönetimin güvenliği nasıl algıladığıdır. İkincisi ise organizasyon içinde çalışan kişilerin bu konuya olan ilgisi ve bu konudaki davranışlarıdır. Yöneticilerin, toplumun bir parçası olarak toplumun genel güvenlik kültüründen nasiplenmesi kaçınılmazdır. Eğitimler bir beceri kazandırır ancak toplumsal etkileşim ve ısı alışverişi sürecektir. Bunun anlamı eğitimler ile kazanılan güvenlik kültürü veya güvenlik kültürü altyapısı, toplumda genel seviyeden etkilenecek ve eğer genel seviye güvensiz çalışmayı bir kültür haline getirmiş ise, bu yaklaşım eğitim olarak güvenlik kültürünü yükseltme sürecine girmiş kişiyi aşağıya çekecektir.

Bazı yöneticilerin, işyeri sahibi olsun olmasın, İSG vizyonları oldukça zayıftır. Uygulamalarda başta direnen yöneticinin, sonuçlar alındıkça İSG sistemine sahip çıkması ve bunu bir sonraki şantiyesinde veya işyerinde gerçekleştiriyor olması, bu vizyon sorununun aşılabılır olduğunu göstermektedir.

Kültür ve vizyon sorunu çalışandan ziyade yönetici için aşılması gereken bir sorundur. Üst yönetimin bu anlamda attığı adımlar sahada uygulamayı oldukça başarılı kılacaktır.

Devletin üst yönetiminden itibaren, güvenlik kültürü için adım atılmaması çok net olarak kazaları ve kazalar sonucu insan kaybını artıracaktır. Güvenlik kültürü için adım atılmasını yasal olarak öngören, denetleyen ve kazalarda bu kazanın güvenlik kültürüne uzanan kök nedenlerini sorgulayan bir yapıımız yoktur. O nedenle bu konuda adım atmayan yönetici için, yasal yaptırım değil ancak işyerinde kaybedeceği insanlardan dolayı moral ve finansal kayıplarını gündeme getirerek, güvenlik kültürüne önem vermesini talep edebiliriz.

5.8.2.2 Yapım Yöntemi ve Risk Değerlendirmesi

Güvenlik kültürünün ilk adımı, yap-düşün çevriminin düşün-yap çevrimine dönüşmesidir. Santrallerin inşaat, devreye alma ve bakım süreçlerinde yapılacak işler genel ve özel olarak planlanmalıdır. Bu planları yapım yöntemi (Method Statement) olarak adlandırıyoruz.

Yapım yöntemleri;

- Neyin yapılacağı (İş)
- Nasıl yapılacağı (Yöntem)
- Hangi ekiplerin nasıl bir organizasyon ile çalışacağı (Ekip-Organizasyon)
- Hangi malzemelerin kullanılacağı (Malzeme)
- Hangi ortam şartlarında işin yapılacağı (Ortam-Çevre)
- Ne kadar zaman içinde işin bitirilmesi gerektiği (İş Planı-Zaman)
- Özel bir mekân gereksinimi olup olmayacağı (Mekânsal kaynak)

- Bütçesinin ne kadar olacağı (Parasal kaynak)

gibi unsurları içermelidir. Bu süreç, işi yapan kadar işin içinde kullanılacak malzeme, ekipman ve yönetime göre iş güvenliği görevlilerini ve değişik disiplinlerden kişileri de içine katmalıdır.

Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı, Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği'nde sağlık ve güvenlik planı talep ederken aslında tam olarak bunu tarif etmiştir.

Sağlık ve Güvenlik Planı

Muhtemel risklerin değerlendirilip yapı işi süreci boyunca sağlık ve güvenlik ile ilgili alınacak tedbirlerin, organizasyon yapısının, çalışma yöntemlerinin ve bunlara ilişkin işlerin ne zaman ve kim tarafından yapılması gerektiğinin belirlendiği, aynı yapı sahasında faaliyet gösterecek farklı işverenler, alt işverenler, kendi nam ve hesabına çalışan kişiler ve farklı çalışma ekipleri arasında sağlık ve güvenliğe dair hususların koordinasyonunun sağlanması amacıyla yapı alanının tamamından sorumlu işveren veya proje sorumlusu tarafından hazırlanan veya hazırlanması sağlanan plan (7).

Yönetmelik'te işveren ve işveren temsilcisi ile kim olduğu henüz bilinmeyen ve uygulanmayan Sağlık Güvenlik Koordinatörü için sağlık güvenlik planı hazırlama zorunluluğu belirlenmiştir. Bu zorunluluk, yapımına başlanan enerji santralinin henüz projelerinin olmaması ve projelerin, çizimlerin santral inşası başladıktan sonra tamamlanması ve iş planının (iş gerçekleştirme planının) hazırlanamaması nedeni ile Sağlık Güvenlik Planı'nın tanımına uygun yapılması olanaksızdır. Bunun yerine, İSG El Kitabı ile genel prosedürlerin tarif edilmesi ve imalatı gelecek çalışmanın gelmeden planlanarak yapı yönteminin belirlenmesi ve dokümanite edilmesi yeterli olabilecektir.

Yapım yöntemi dokümanı, kaldırma operasyonu için kaldırma planını içermelidir.

Yapım yöntemi belirlenirken işin riskleri, tehlikeleri ve önlemler değerlendirilmeli ve çalışma yöntemi buna göre belirlenmelidir. Yöntemin son şeklinin çalışanlar ile paylaşılması ve çalışanlardan gelecek öneriler ile gerekirse değiştirilmesi önemlidir.

Yapım yöntemi dokümanı hazırlamak yasal bir gereklilik değildir ve bunu yapmayan işveren için hemen bir ceza söz konusu değildir. Kazaların nedenlerine bakıldığında, işin tanımlanmaması nedeni ile tanımlanamamış tehlikeler, değerlendirilmesi yapılmamış ya da eksik bırakılmış riskler ve alınmamış önlemler, yapım yöntemi eksikliğinin habercileri olduğu görülmüştür. Bunların yanı sıra, aşağıda tekrar söz edeceğimiz değişiklik yönetiminin yapılabilmesi için kurgunun başta tam olarak dokümanite edilmesi gerekir. Aksi halde neyin değişiklik olduğunun kavranması güç olacaktır.

5.8.2.3 Eğitim-İletişim

Eğitimin güvenlik kültürünün gelişimindeki önemi tartışılmaz. Hatta akıllı iş güvenliğinin sağlanması için deneyimin yaygınlaştırılmasının tek aracı eğitimidir. Eğitim ile, deneyimlerin ve bilinenlerin paylaşılması sağlanabilir.

Eğitimin güvenlik kültürünü destekleyebilmesi için güvenlik kültürünün temel yapıtaşı olan üst yönetimin eğitimlere katılması mutlak gerekliliktir. Her şeyi bilen insan modeli yerine birlikte öğrenen insan modeline dönüşen üst yönetici, yönetici rolünden lider rolüne bu şekilde geçebilir. "Ben" yerine "biz" sözcükleri ile lidere dönüşen yönetici, güvenlik kültürünü, çıktıları daha iyi noktaya taşıyacak seviyeye getirebilir.

Eğitim verenlerin, bunların yetişkin eğitimi olduğunu unutmaması gerekir. Çocuk ve genç eğitimlerinde dahi eğitime katılımın önemi büyükken, yetişkin eğitimlerinde bu konu daha da önem taşır.

Eğitim iyi bir iletişim fırsatıdır ve bu fırsat değerlendirilmelidir. Eğitim her daim derslikte olmak zorunda değildir. Yöneticinin/liderin sadece İSG odaklı saha yürüyüşü yapması ve bu yürüyüş süresince çalışanlar ile İSG konularında iletişmesi ve onları samimi olarak dinlemesi de bir eğitim ve iletişim fırsatıdır.

Uygunsuz davranan bir çalışanı görmezden gelmek ise, tersine eğitimi veya eğitimin etkisini sıfırlayan bir tehlikeli davranış olarak değerlendirilmelidir.

Lider veya yönetici kurallara uyduğu ölçüde örnektir ve bu davranışı da kendi başına bir eğitim faaliyeti.

5.8.2.4 Risk Kontrol Yöntemleri

Saha, yönetimin kararlılık mesajları ve güvenlik kültürü çalışmaları ile hazırlandığında “sahada yaralanma dahi istenmiyor” mesajı tüm çalışanlara ulaşır. İnsanın bir değer olduğu mesajı verildiğinde, çalışan İSG'nin bir bileşeni olabilecektir.

Bu mesajın altını doldurmak adına yapım yöntemleri hazırlanarak, yönetimi İSG konusunda başarısız kılacak etkenler araştırılır (tehlike tanımlaması), bunların boyutları kavranır (risk değerlendirmesi) ve önlemleri belirlenir. Bu önlemler işin yüksekte yapılması yerine yerde yapılması gibi risk azaltıcı önlemlerin yanı sıra, saha giriş kontrolü, iş izni uygulaması ve özel riskli çalışmalar için prosedürlerin uygulanması (kısıtlı alan prosedürü, yüksekte çalışma prosedürü vb, kimyasallar ile çalışma prosedürü vb) gibi idari önlemler olabilir.

Risk değerlendirmeleri, bu prosedürlerin geliştirilmesi için güzel araçlardır. Ancak kendi başlarına sahada kullanışlı dokümanlar değildir, diyerek bu konuda Türkiye’de ve dünyada bize göre yanlış giden sürece dikkati çekelim. Biz, risk analizlerinin ve risk değerlendirmelerinin sahada kullanılacak son doküman olmadığını, sahayı yönetmesi beklenen son doküman olan prosedür, talimat, form, kontrol listesi gibi dokümanların hazırlanması için yararlı beyin fırtınası dokümanları olduğunu düşünüyoruz.. Bu anlamı ile sahaya indiğimizde, örneğin, kaldırma operasyonu için hazırlanan risk değerlendirmesinin değil, kaldırma prosedürü, kaldırma planı taslağı, vinç kontrol formu vb gibi dokümanların görülmesinin gerektiğini düşünüyoruz. Bu düşünce üzerine tartışmalar yapmak ve yasal gereklilikleri de buna uygun düzenlemek gerektiğini bir kez daha vurgulayalım.

Belirlediğimiz önlemlerin sahada görünür olmasını sağlamak önemli. Yapım yöntemleri ve risk değerlendirmeleri oluşturulduğunda, alınacak önlemler, eğitimler ile sahaya duyurulur, iş başı konuşmaları yapılır ve afişler ile sahada İSG'nin farkındalığı artırılır.

İlk risk kontrol aşaması, farkındalık ile sahanın dikkatini çekmektir. Farkındalığın, yönetimin farkında olması ile başlayacağını ve farkındalığı eksik bir yönetimin sahanın farkındalığını artıramayacağını hatırlatalım.

5.8.2.5 Önlemin Etkinliği ve Değişiklik Yönetimi

Her şey güzel bir şekilde kurgulanmış iken kazaların olma nedenlerine baktığımızda, gördüğümüz eksikliğin bir tanesi önlemin etkinliğinin değerlendirilmediğidir. Tehlike tanımlaması ve risk değerlendirmesinde “önlemi başarısız kılacak etkenler” sorgulanmamış olabiliyor. Böyle olunca bazen kalibrasyonu yapılmamış bir algılayıcı, eğitimi eksik bir çalışan veya yanlış hesaplanmış bir düşme durdurucu, önlemi başarısız kılabilir.

Bütün bu etkenlerin yanında değişiklik yani kurgudan sapma olmuş, ancak bu sapma görülmemiş veya etkisi değerlendirilmemiş olabilir. İş kazaları ve proses kazalarının çok ciddi bir oranında kaza nedeni, değişikliklerin yönetilmemiş olmasıdır.

Tartışmayı santraller özelinde getirmek istediğimiz nokta tam da burası. Aynı tartışmanın diğer endüstriyel tesisler (örneğin rafineriler, çimento fabrikaları vb.) için de geçerli olabileceğini belirtmiş idik (8).

O halde önlemin etkinliği, sürdürülebilirliği ile değişikliklerin yönetilmesi konusu bizi nerelerde nasıl başarısız kılabilir? Bu konuda onlarca örnek vermek, ne yazık ki mümkün. Belki bir bildiri-yi/makaleyi, konusu sadece “değişiklik yönetimi” olacak şekilde hazırlamak gerekir.

Tehlike tanımlaması ve risk değerlendirmesi ve buna uygun önlem almak iş güvenliği için ilk adımdır. Olmazsa olmaz ancak ihmal edilebilen ikinci adım ise önlemin etkinliğidir. Önlemi neler başarısız kılabilir sorusuna yanıt aranmaması, kazaların önemli ancak fark edilemeyeabilen nedenleri arasındadır. Yazının bundan sonrasında somut örnekler ile önlemin etkinliğini sorgulayacağız.

5.8.2.5.1 Kısıtlı Alanlar

Kısıtlı alanda çalışmak özel bir yöntem (prosedüre) tabidir. Bunu uygulamamak bilinçli ihmal veya olası kasıt olarak değerlendirilebilir. Çünkü prosedürün uygulanması bu konuda yeterli yasal altyapı olmasa dahi gerek uluslararası uygulamalar gerekse Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı'nın bir yayınındaki önerisi, kısıtlı alanlarda bir yöntem (prosedür) uygulanmasını zorunlu kılar (9). Bu yayın yerli bir yönetmelik, tebliğ veya standart olmadığı için OSHA tarafından yayımlanan 29 CFR 1910.146 numaralı standarda atıf yapar.



Yöntem (prosedür) uygulandığında ise olabilecek başarısızlık noktaları, gaz ölçüm cihazının yeterliliği, içerde oluşacak gazın doğru ölçülmesi, havalandırmanın etkinliği gibi bir dizi yapılacak işlerde olası hatalar, önlemi başarısız kılabilir.

Tüpraş'ta bir yıldan fazla süredir güvenli bir şekilde yapılan işin son dakikada insan ölümü ile sonuçlanması, bu anlamda bir kök nedeni çağrıştırmaktadır. Önlem her ne ise, etkin olamamıştır. Son dakika kavramı, işin çok kısa süreli olması gibi kestirmeciliği öneren zafiyetler başarısızlığı tetiklemiş olabilir. Bunların dışında kurgunun, işin bitmesi nedeniyle değişmesi, ancak bunun getirdiği yeni risklerin değerlendirilmemesi de aynı şekilde bu ve benzeri kazalarda kök neden olarak karşımıza çıkabilir.

Örneğin, sızdırmazlık elemanlarının sızdırmazlıkları bir ön kabuldür. Sızdırmazlık elemanlarının sızdırma olasılıkları, akışkan, özellikle gaz ve pulverize toz ise mutlaka hesaba katılmalıdır. Vanaların kapatılması önlemdir. Ancak vananın kapatılması tek başına önlem olmayabilir ve sızmaya karşı önleyici (proaktif) önlem olarak kör flanş veya hattın sökülmesi (bazen azot beslemelerinde alınan bir önlem) ve hafifletici (reaktif) önlem ise sürekli gaz ölçümü yapılmasıdır. Bunlar olmadan önlemin etkinliğinden söz edilemez.

5.8.2.5.2 Yüksekte Çalışma

Yüksekte çalışma araçları oldukça çeşitli ve oldukça fazla. Yüksekte çalışma araçları ve standartlarını odamızın TÜRKİYE'DE TERMİK SANTRALLER 2017 Raporu'nda¹ belirlemiştik. Yüksekte çalışmanın iki ana riskinin yüksekten düşme ve malzeme düşmesi, olduğunu biliyoruz.

Yüksekten düşmenin veya parça düşmesinin önlenmesi, hem yasal gereklilikler hem de standartlar konusudur. Bu nedenle doğru bir yöntemin belirlenmesi, doğru araçların alınması ve yüksekte çalışma yapacaklar için özel eğitim verilmesi ve sağlık gözetimi yapılması, tartışmasız olarak yerine getirilecek bir gerekliliktir. Korkuluk yapmamış olmak, yaşam hattı kurmadan çalışanı yükseğe çıkarmak veya standarda uygun (TS EN 12810, TS EN 1004 vb) iskele veya merdiven (TS EN 131-1'den 7'ye) kurmamış olmak gibi eksiklikler ise bilinçli ihmal ve olası kasıt nedenleri olarak sayılabilir.

Yüksekte çalışmak için tüm bu önlemler alındı ise, kısaca yüksekte çalışma aracı seçildi, gereken düşme durdurma veya sınırlama aracı belirlendi monte edildi, çalışanın sağlık gözetimi yapıldı ve eğitimi verildi ise, neler önlemleri başarısız kılabilir?

Örneğin, bir santralde işletme sürecinde; tavan vinci katında vincin çalışma alanı nedeni ile korkuluk yapılmayan bir alana, çalışan, bir iş yapmak için çıkıyor. Ancak işinin kısa süreli olduğunu düşünerek kendini yaşam hattına bağlamadan korkuluksuz alanda yürümeye çalışıyor ve yüksekten düşerek hayatını kaybediyor. Bu çalışmada fiziksel önlemler alınmış ancak konunun başarılması bir idari önleme bağlanmış. Başarılı olamamış. O halde bu durum ilgililerce değerlendirilmeli ve tüm bu durumdaki santraller bu konuya kalıcı önlem için vizyonlarını zorlamalıdır. Bu kısma, İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği'nin ve ilgili standartların (TS EN 3840) gereklerini dikkate alarak ara kilitlemeli (interlock) bir sistem kurulabilir veya bu kısma çıkan alan kilitlenerek gözlemci eşliğinde alana çıkma öngörülebilir ya da mutlaka korkuluk konulabilecek çözümler zorlanabilir.

Bir santralde bakım sürecinde; örneğin, ızgara söken çalışan, söktüğü ızgaradan düşerek hayatını kaybeder. Izgara sökümü için gereken prosedürler ve İSG biriminin etkin bir denetimi var ise, bu kaza neden olmuş olabilir? İşe özel yapım yöntemi ve risk değerlendirmesi var ise, bu önlemlerin etkinliğini azaltan etkenler, güvenlik kültüründen başlayarak araştırılmalı ve yeni yöntemler geliştirilmelidir. "Yüzde 100 güvenli kalma" ilkesi gereği önlem alma daha ızgara sökölmeden başlatılmalı ve bu eğitimler ve denetimler alışkanlık haline getirilmelidir.

Bir santralde inşaat sürecinde; örneğin, ızgara açıklığı bir tahta ile kapatılmıştır. Açmaya çalışan iki çalışandan birisi bu açıklığa düşmüştür. Yaralı olarak kurtulan çalışan 2 ay sahaya dönememiştir. Bu durumda yerde bulunan ve açıklığı kapatan tahtanın bir açıklığı kapattığı belirtilmemiştir. Açıklığı kapatmak için yapılan kapamalar öncelikli tercih nedeni değildir ve işin gereği yapılması gerekirse doğru bir şekilde işaretlenmeli ve bütün sahaya bildirilmelidir.

5.8.2.5.3 Enerjili Sistemlerde Çalışma

Enerjili sistemlerde çalışma, devreye alma, işletme ve bakım süreçlerinin ana konusudur. Ancak inşaat süreçlerinde de bu konu İSG'nin can alıcı konularından sayılır.



¹ <https://www.mmo.org.tr/kitaplar/turkiyede-termik-santraller-2017-oda-raporu>

Enerjili sistemler derken, elektrikli, basınçlı, gazlı, buharlı sistemlerin hepsinden söz ediyoruz. Bu sistemler üzerinde veya yakınında iş yapacak kişilerin güvenlik kültürü gereği hazırladıkları yapım yöntemi ve risk değerlendirme çalışmalarında alanı enerjisizleştirme konusunu ele almaları beklenir. Enerjili olan, bir makina ise, o zaman Makina Emniyeti Yönetmeliği ve ilgili standartlar (TS EN ISO 14118-1) gereğince sistemin kendiliğinden çalışmaya başlaması önlenmiş olmalıdır.



Tesis “kilitle etiketle” sistemini hiç uygulamıyor ise, bu durum, bilinçli ihmal ve olası kasıt kapsamına girebilir. Ancak bu sistemi uyguladığı ve önlem aldığı halde başarısızlık söz konusu olabilir mi?

Bir santrali devreye alma sürecinde; örneğin, filtre değişimi için bir kapak açılması istenir. İş izni alınır ve sistem enerjisizleştirilir. Basınçlı buhar hattı olan sistemde beslemeler kapanır ve vanaların elektrikleri kesilir ve kilitlenir. Sistemde kalan enerji boşaltılır. Kontrol odasındaki ve filtre yanındaki göstergelerden durum kontrol edilir. Kontrol odasındaki göstergenin basınç belirttiği ancak filtre manometresinin basınç göstermediği fark edilir. Bu durum kontrol odasındaki göstergenin arızalı olması olarak yorumlanır ve filtrenin kapağı sökülür. Filtre basınçlıdır ve kapak fırlar. Durum “ramak kala” ile atlatılır. Ancak potansiyel olarak bu durum kayıp zamanlı kaza ve hatta ölüm olabileceği şeklinde değerlendirilir. Bu durumda göstergelerin güvenilirliği ve başarısız olabilme olasılıkları, önlemin etkinliği olarak değerlendirilmeli ve alternatif yöntemler ile depolanan enerjinin boşaldığından emin olunmalıdır.

Bir santralin işletme sürecinde; örneğin bir tanka girileceği zaman tanka yönelen buhar hatları kapatılır ancak birisi zaten bakımda olan bir tesisten gelen hat olduğu için ve bakımdaki tesis kilitlenmiş olduğu için kilitlenmez. Tank içindeki işlem uzundur. Bakımda olan tesisin işi biter ve devreye alınır. Ancak bu tesisin söz konusu tanka buhar verebileceği ihmal edilir. Buhar tankta bakım yapan çalışanın üzerine gelir ama zarar vermez ve olay şans eseri “ramak kala” olarak atlatılır. Bu kaza, prosedürlerin uygulamasında yorum yapılmaması gerektiğini ve kuralın tam olarak uygulanması gereğini bize hatırlatır. Bunun yanı sıra birbirine bağlı izinler için karşılıklı kilitlemeler yapılmalıdır.

5.8.2.5.4 Basınçlı Gaz Tüpleri ile Çalışma

Basınçlı gaz tüpleri için kayda değer riskin basınç olduğu çok net. Ancak bu tüpler içerdikleri gazların özelliklerine göre de farklı riskler içerir. Bu tüpler ile çalışırken hem basıncın olası kontrolsüz çıkışını, hem de bu çıkma nedeni ile ortamda olacak yangınlık, yakıcılık, boğuculuk veya zehirlenme gibi etkileri dikkate almak gereklidir.



İşletme eğer TS EN ISO 3821 standardına uygun bir hortum kullanmamış ise veya tüpe uygun başlık takmamış ise kusurlu olacaktır. Yaptığı iş ihmal değil bilinçli ihmal olarak ele alınabilir.



Doğru hortum ve doğru başlık taktığı halde başarısızlık söz konusu olabilir mi? Olabilir. Nasıl?

Örneğin, bakım esnasında, kömür santrali elektro statik filtresinde bakım vardır. Bakım sürecinde alana giren çalışan prosedür gereği tüpleri alana sokmamıştır ancak hortumları iş bittiğinde çıkarmamıştır. Buna ek olarak günlük ve her giriş öncesi gaz ölçüm kuralı uygulanmamıştır. Oksijen hortumu standarda uygun olduğu halde bir şekilde kesilmiş ve ortama çok az oksijen sızmaktadır. Mesai bitince herkes çıkmıştır. Oksijen yavaş yavaş ortamda birikir. Ertesi gün yanıcılığı çok yükselmiş olan ortam ilk giren insanı öldürecek niteliktedir.

Bu olay bir iş güvenliği uzmanının fark etmesi üzerine ucuz atlatılmıştır. İşletme hemen bundan dersler çıkarmış ve kısıtlı alana her girişte gaz ölçümünü ve içerde sürekli ölçümü zorunlu kurallar arasına sokmuştur.

5.8.2.5.5 Yangın, Parlama, Patlama

Patlamadan korunma dokümanı hazırlanması yasal bir gerekliliktir. Buna göre santraller ve bu anlamda tehlikeler barındıran parlayıcı maddeler bulunduran, işleyen tesisler patlamadan korunma dokümanı hazırlamak zorundadır.

Bunu hazırlatmaları yetmez, doküman içindeki önlemleri yerine getirmeleri de beklenir. Önlemleri yerine getirmeleri de yetmez, bu önlemlerin sürdürülebilirliğini sağlamaları da beklenir.

Bir santralde işletme sürecinde, örneğin, 35 bar üzerinde işlem yapan bir ısı değiştiricide (eşanjör) ses duyulur. Çalışan, sesi gaz kaçağına yormaz ve yaklaşık 45 dakika sonra gaz kaçağını fark eder. Şans eseri patlama olmamış, olay “ramak kala” ile noktalanmıştır. Neler başarısız olmuştur:

Gaz kaçağı bir önceki vanadan durdurulmamış çünkü bu vananın aşırı akışı algılayıp akımı kesecek algılama ve kontrol sistemi devre dışı bırakılmış,

Gazı algılaması beklenen 2 algılayıcıdan birisi çalışmamış, diğeri sadece ses çıkarmış ancak kimse duymamış,

Gazı kesmesi beklenen ekibe olay, aşırı ses olarak bildirilmiş ve o ekip olaya müdahalede gecikmiştir.

Olay, domino etkisi düşünülür ise potansiyel olarak bir felakettir. Ancak “ramak kala” ile atlatılmıştır. Tesis hemen dersler çıkarmış ve ciddi önlemler ile tekrarını önlemiştir.

5.8.2.6 Kazalardan Dersler Çıkarmak

Temel sloganımız şu: Bir tesiste yaşanan kaza, diğer tesis için “ramak kala”dır. Yani enerji santrali yöneticileri her duydukları, öğrendikleri kazada bu kazanın kendilerinde de olma olasılığını sorgulamalı ve buna göre risk değerlendirmelerini ve iş yapım yöntemlerini gözden geçirmelidir.

Buna göre aldıkları önlemlerin sürdürülebilirliğini ele almalıdır. Bunu bazı örnekler ile değerlendirelim:

Bir tesiste sızdırmazlık elemanına güvenmeyip körleme yapılması gerekirken, körlemenin takılmaması bir kazaya neden olmuş ise, körlemeyi hafife alan veya hiç kullanmayan tüm işletmeler risk altındadır.

Bir tesiste kazan yorulmuş ve patlamış ise, kazan yorulmasını tespit etmeyen veya kalan ömür tayini yapmayan tüm işletmeler risk altındadır.

Bir tesiste basınç tahliye vanası çalışmamış ise, basınç tahliye vanalarını kontrol etmeyen tüm işletmeler risk altındadır.

Bir santralde değirmenden kazana bağlanan pulverize kömür hattı yanmış ise ve bunun temel nedeni vananın kömür tozu nedeni ile kapanmayıp sızdırmış olması ise, vanaların bu özelliğini ihmal eden tüm işletmeler risk altındadır.

Bunların dışında bir tesiste kısıtlı alan prosedürünü uygulamama veya hatalı uygulama nedeni ile kaza veya “ramak kala” yaşanmış ve 4 işçi yaşamını yitirmiş veya yitirebilecekken son dakikada kurtulmuş ise, bu prosedürden haberi olmayan veya bildiği halde uygulamayan tesisler risk altındadır.

Bir asit tesisinde “kilitle etiketle” prosedürünü uygulamadığı için işçinin aside maruz kalmasına neden olan bir işletme varsa, “kilitle etiketle” prosedürünü bilmeyen veya bildiği halde uygulamayan bütün tesisler risk altındadır.

Tesislerin birbirlerinin kazalarını öğrenmeleri ve bundan dersler çıkararak kazanın tekrarını kendi tesislerinde önlemeleri için en önemli konu, kaza bilgilerinin paylaşımıdır. Bu bilgiler Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı aracılığı ile paylaşılabilir. Eğer Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığının bunu yapması için yasal engel varsa, Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği bu görevi üstlenebilir. Öğrenilen bu bilgiler internet ortamında ve sanayi odaları vb kuruluşların düzenleyeceği toplantılarda doğrudan tesis temsilcilerine aktarılabilir.

Kazaları öğrendiğinde herkesin, her kurumun “ben ne yapsaydım bu kaza olmazdı?” sorusunu isterse kendi birimi, isterse kendi tesisi ve isterse kendi ülkesi özelinde değerlendirmesi ve buna göre düzeltici faaliyeti gerçekleştirilmesi gerekir.

Örneğin; kısıtlı alanda insanlar ölüyor ise Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı’nın “neden benim kısıtlı alan ile ilgili bir yönetmeliğim yok” demesi, bir işletmenin “neden benim kısıtlı alan prosedürüm yok” demesi, bir kişinin “kısıtlı alan nedir, ne gibi önlemler ile kaza olayı sıfırlanır” bilgilerini araştırması, kazalardan ders alındığını ve akıllı İSG döneminin başladığını gösterecektir. Aynı örneği, neden değişiklik yönetimi yönetmeliği, prosedürü yok, neden iş izni yönetmeliği, prosedürü yok, şekilde çoğaltmak mümkün.

Belki bir gün bağımsız bir organizasyon (ABD’de Chemical Safety Board gibi) bu kazaların araştırılmasını doğrudan üstlenir ve bir enstitü şeklinde bu kazalardan eğitim notları oluşturur.

Kazalardan öğrendiğimiz zaman, bir dizi neden, alt neden ve katkıda bulunan faktör ile karşılaşacağımız ve bunların üstesinden ancak “insana önem” ile geleceğimiz çok net. Ulusal kültürümüz bunun gerçekleşme süresini biraz uzatabilir. “İnsan için işyeri” sloganı ile ilk adımı atarak, kültürel atılımı başlatabiliriz.

KAYNAKÇA

1. <http://www.haberturk.com/berat-albayrak-akilli-komur-donemini-bugun-itibariyla-baslatiyoruz-1735548-ekonomi>
2. Türk Dil Kurumu
http://www.tdk.gov.tr/index.php?option=com_gts&arama=gts&guid=TDK.GTS.5a2d269cdc6a16.02729218.
3. Güvenç, Bozkurt (1994), İnsan ve Kültür, İstanbul: Remzi Kitabevi, alıntılanan Ali Göçer, Dil-Kültür ilişkisi ve Etkileşimi Üzerine, TDK, Türk Dili Dil ve Edebiyat Dergisi Cilt: CIII Sayı:729 Eylül 2012.
4. Gökalp Ziya, Türkçülüğün Esasları, Sebil Matbaacılık, 1975.
5. Ünal Zal, Kutadgu Bilig ve Makalat'taki Bazı Ortak Temel Kavramlar Üzerine, Doğumunun 800. Yılında Hacı Bektaş Veli Sempozyumu, 2009.
6. Fatma Serap Koydemir, Dr. Salih Akyürek, Emine Merve Topçuoğlu, Çalışma Hayatında ve Günlük Yaşamda Güvenlik Kültürü, Bilge Adamlar Stratejik Araştırmalar Merkezi, Rapor no: 64, 2014.
7. Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği, ÇSGB, 2013.
8. Abdullah Anar, Termik Santrallerde İşçi Sağlığı ve İş Güvenliği, Türkiye’de Termik Santraller, MMO/668, 2017.
9. Fatih Çağrı Güzel, Kuyu, Dehliz ve Mahzen gibi Kapalı Alanlarda Yapılan Çalışmalarda Alınması Gereken İş Sağlığı ve Güvenliği Önlemleri, ÇSGB, 2013.

ÖZGEÇMİŞ



Abdullah Anar
a.anar@anar.com.tr

1963'te Samsun'da doğdu. Yıldız Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümü'nden 1989 yılında mezun oldu ve Etap İnşaat'ta çalışmaya başladı. 1990-2006 arasında Özaltın İnşaat'ta HES İnşaatları yönetimi için bilgi yönetim sistemi kurulması, ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 kurulumları ve İSG Hizmetleri organizasyonu konularında çalıştı. Teknotes firmasının 2006-2007'de Katar'da, 2007-2010 arasında Bulgaristan'da üstlendiği termik santral inşaatı işlerinde Şantiye İSG Müdürlüğü görevlerinde bulundu. Ardından kurduğu ANAR İSGÇ Hizmetleri şirketiyle 2011'den sonra OMV DGKÇ Santrali inşaatı, Cengiz Enerji DGKÇ Santrali inşaatı ve işletmesi, Yeni Elektrik DGKÇ Santrali inşaatı ve işletmesi (halen), OMV DGKÇ Santrali işletmesi (halen), NOMAC DGKÇ Santrali işletmesi (halen), ATLAS Enerji Kömür Yakıtlı Termik Santral işletmesi (halen), EnerjiSa DGKÇ Santralleri işletmesi (PKD-Hazop Çalışmaları), ENTEK DGKÇ Santralleri ve HES'leri işletmesi (halen), Eren Enerji Kömür Yakıtlı Termik Santral işletmesi (sistem kurulumu), Rönesans HES'leri işletmesinde (sistem kurulumu) inşa, devreye alma ve işletme süreçlerinde hizmet verdi ve uzman veya yönetici olarak çalıştı.

Sn. Anar Makina Mühendisleri Odası, Linux Kullanıcıları Derneği ve ayrıca Kimya Mühendisleri Odası Proses Güvenliği Komisyonu üyesidir. Aynı zamanda Merkezi İngiltere'de bulunan bağımsız İş Sağlığı Güvenliği Enstitüsü olan IOSH'un üyesi ve eğitmenidir.

6. DOĞAL GAZ SEKTÖR GÖRÜNÜMÜ

Erdoğan Özen
Elektronik Mühendisi

2017 yılında ülkemizde tüketilen toplam gaz miktarının 53 milyar m³'ün üzerinde gerçekleşmiş olduğu tahmin edilmekte olup, 2016'da 46,4 milyar m³ olarak gerçekleşen tüketim yaklaşık %15 oranında artmıştır. Tahminlerin oldukça üzerinde gerçekleşen bu miktar (nitekim EPDK'nın 2017 yılına dair tüketim tahmini 46 milyar m³,t) ülkemizdeki tüm zamanların tüketim rekorunu oluşturmaktadır. Aslında, elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz payının bir önceki yıla göre azalacağı beklentisine rağmen, su gelirlerinin 2017 yılında oldukça düşük gerçekleşmesi sonucu HES'lerdeki üretimin azalması nedeniyle, elektrik üretiminde doğal gazın payı bir önceki yıla göre artış göstermiştir. Diğer taraftan, evsel tüketici sayısındaki artış ile birlikte, önceki yıllara karşılaştırıldığında daha soğuk bir kış döneminin yaşanması sonucu 2017 yılı, doğal gaz tüketim rekorunun kırıldığı yıl olarak kayıtlara geçmiştir. Bununla birlikte sanayide kullanılan doğal gaz miktarının da önceki yıla göre cüzi bir seviyede artış gösterdiği tahmin edilmektedir.

İthalat yaklaşık 54 milyar m³, yerli üretim ise yaklaşık 350 milyon m³ düzeyindedir.

2017 yılı doğal gaz piyasası ithalat, üretim ve tüketim detaylarına ilişkin veriler, bu verilerin tümünün toplandığı tek merci olan EPDK tarafından her yıl yayımlanan sektör raporlarında kamuoyu ile paylaşılmaktadır. Ancak 2017 yılına dair EPDK Doğal Gaz Sektör Raporu henüz yayımlanmadığı için, bu çalışmamızda bazı detaylı sektörel analizlerin yapılabilmesi için bir önceki yıla ait veriler irdelenmektedir.

6.1 2016 YILINA İLİŞKİN İTHALAT VE TÜKETİM VERİLERİNİN İRDELENMESİ

2016 yılında doğal gaz ithalatına dair kaynak ve miktarların yer aldığı tablo aşağıda verilmektedir.

Tablo 6.1 2016 Yılı Uzun Dönemli İthalat ve Spot LNG İthalatı Aylık Verileri (Milyon Sm³)

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
Boru Gazı	4.232,94	3.053,43	2.956,82	3.086,27	2.890,23	2.742,36	2.740,75	3.149,95	2.545,21	3.224,26	3.824,11	4.278,16
LNG	639,71	478,82	551,4	467,19	325,47	430,78	393,98	391,26	381,29	232,05	530,6	681,41
Spot LNG	520,29	431,87	304,33	-	-	-	85,35	85,99	81,12	-	-	614,78

Kaynak: EPDK 2016 Sektör Raporu

2016 yılında gerçekleşen ithalattaki en büyük ağırlık, yaklaşık %81 pay ile BOTAŞ'ın olmuştur. Toplam ithalat içinde özel sektör ithalatçıları payının artması, piyasanın liberalleşmesi ve rekabetin artması için olmazsa olmaz bir adım olarak nitelenmekle birlikte, geçen süre içinde bu pay beklentilerin aksine azalma eğilimi göstermiştir.

Tablo 6.2 İthalatçı Şirketlerin 2016 Yılı İthalatları ve Toplam İthalat İçindeki Payları (Milyon m³)

Şirket Unvanı	Toplam İthalat Miktarı	Payı (%)
Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.	37.556,57	81,02
Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	2.096,42	4,52
Bosphorus Gaz Corporation A.Ş.	2.041,14	4,4
Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş.	1.991,99	4,3
Batı Hattı Doğalgaz Ticaret A.Ş.	949,4	2,05
Kibar Enerji A.Ş.	858,43	1,85
Avrasya Gaz A.Ş.	418,85	0,9
Ege Gaz A.Ş.	252,46	0,54
Shell Enerji A.Ş.	186,9	0,4
Genel Toplam	46.352,17	100

Kaynak: EPDK 2016 Sektör Raporu

Geçmiş yıllardaki veriler de değerlendirildiğinde BOTAS'ın toplam ithalat içindeki payı %80 dolaylarında görünmektedir. 2017 yılı için ise bu oranın %85 civarında gerçekleşmesi beklenmektedir.

LNG ithalatının payı, toplam ithalat içinde giderek artmakta olup, bu oran 2016 yılında %16,46 olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 6.3 2013-2016 Yılları Arasında, Doğal Gaz İthalatı Gerçekleştiren Şirketlerin Doğal Gazın Türüne Göre İthalat Miktarları (Milyon Sm³) ve Payları (%)

Gazın Türü	BORU GAZI		LNG		TOPLAM
Yıllar	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar
2013	39.419,44	87,08	5.849,54	12,92	45.268,98
2014	41.981,41	85,22	7.280,87	14,78	49.262,28
2015	40.778,11	84,21	7.648,96	15,79	48.427,08
2016	38.724,48	83,54	7.627,68	16,46	46.352,17

Kaynak: EPDK 2016 Sektör Raporu

Spot LNG ithalatı 2016 yılında toplam doğal gaz ithalatı içinde %4,58'lik bir paya sahip olmuştur. Bu oranın 2017 yılında en az %7 olarak gerçekleşeceği, aşağıdaki bölüm 3.2.3'te detaylı olarak irdelendiği üzere devreye alınan yüzer LNG terminalleri (FSRU) kullanımına paralel olarak önümüzdeki yıllarda giderek artacağı öngörülmektedir.

Tablo 6.4 2016 Yılı Spot LNG İthalatı (Milyon Sm³)

Ülke Adı	Miktar
Katar	919,29
Trinidad ve Tobago	332,12
ABD	242,86
Nijerya	178,06
Mısır	99,47
Norveç	90,41
Fransa	90,17
Belçika	85,99
Hollanda	85,35
Genel Toplam	2.123,72

Kaynak: EPDK 2016 yılı Sektör Raporu

Doğal gaz tüketimi 2016 yılında bir önceki yıla göre %3,34 oranında azalma göstermiş, bu azalışın başlıca nedeni, elektrik üretiminde doğal gaz yakıtlı santrallerin giderek azalan payı olmuştur.

Tablo 6.5 Yıllara Göre Toplam Doğal Gaz Tüketim Miktarları (Milyon Sm³)

Yıl	Tüketim (Milyon Sm ³)	Bir Önceki Yıla Göre Değişim (%)
2007	35.395	14,24
2008	36.865	4,15
2009	35.219	-4,47
2010	37.411	6,22
2011	43.697	16,80
2012	45.242	3,53
2013	45.918	1,50
2014	48.717	6,10
2015	47.999	-1,47
2016	46.395	-3,34

Kaynak: EPDK 2016 Sektör Raporu.

Doğal gazın birçok farklı alandaki tüketimi Tablo 6.6'daki gibi üç ana grup altında toplanabilir.

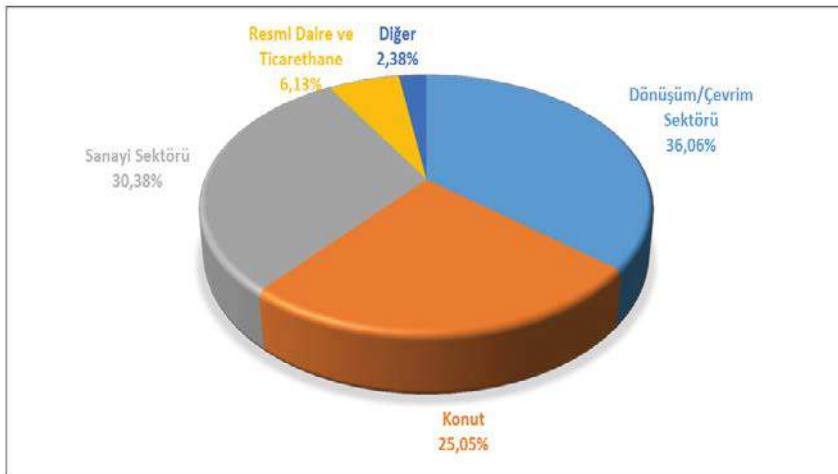
Tablo 6.6 Doğal Gaz Sektörel Tüketimleri

	Elektrik (Milyon m ³)	Sanayi (Milyon m ³)	Isınma Amaçlı ve Diğer (Milyon m ³)	Toplam (Milyon m ³)
2010	19.698 (% 52,60)	10.159 (% 27,13)	7.591 (% 20,27)	37.447
2011	21.142 (% 47,89)	11.682 (% 26,46)	11.321 (% 25,65)	44.145
2012	21.636 (% 47,82)	11.594 (% 25,68)	11.971 (% 26,0)	45.242
2013	21.053 (% 45,8)	11.528 (% 25,1)	13.333 (% 29)	45.918
2014	23.442 (% 48,1)	12.374 (% 25,4)	12.901 (% 26,5)	48.717
2015	19.010 (% 39,6)	14.690 (% 30,6)	14.299 (% 29,8)	47.999
2016	16.730 (% 36)	14.837(% 32)	14.828 (% 32)	46.395

Kaynak: EPDK Sektör Raporları

2016 yılında doğal gazın tüketiminde elektrik sektöründe santral yakıtı olarak kullanımı, yaklaşık %32 oran ile yine en önde yer almakla birlikte, bu oran, 2014 yılındaki %48 oranı ile karşılaştırıldığında, doğal gazın elektrik üretiminde giderek azalacağına dair tahminlerin ilk önemli göstergesi olmuştur. Her ne kadar 2017 yılında elektrik üretiminde doğal gazın payı, su gelirlerinin çok düşük olması nedeniyle %36, olarak gerçekleşmiş ise de; giderek artacak olan yerli ve ithal kömür yakıtlı santraller ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santral kapasitelerindeki artış dikkate alındığında, önümüzdeki süreçte, özellikle su gelirinin iyi olduğu yıllarda doğal gazın elektrik üretimindeki payının %30 oranının altında gerçekleşeceği öngörülebilir.

2014 ve 2016 yılları arasını kapsayan 3 yıllık dönemde doğal gazın elektrik sektörü tüketiminde her yıl azalma yaşanmış iken, 2017 yılında bir önceki yıla göre %15 oranının üzerinde bir artış olmuştur. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Quant Çalışma Grubu'nun; Ocak 2018 tarihli Q9 sayılı Raporu'nda, doğal gaza dayalı elektrik üretiminde 20 TWh artış olduğu, bu artış nedeniyle artan doğal gaz tüketimi içinde, azalan hidroelektrik üretimini ikame etmenin 1,55 milyar m³ ve ihraç amaçlı elektrik üretimin 0,97 milyar m³ payı olabileceği ifade edilmektedir. Bu saptamaya evsel tüketici sayısı ve tüketimindeki artışın etkisi de eklenmelidir.

**Şekil 6.1** 2016 Yılında Doğal Gaz Tüketiminin Sektörel Bazda Dağılımı

Kaynak: EPDK Sektör Raporu 2016

Doğal gaz altyapısının ulaşmadığı yerlerde kullanılan dökme LNG'nin miktarı, 2011 yılında kaydedilen 1.093 milyon m³ düzeyinden sonra, yıllar içinde düşmüş ve 2016 yılında 573 milyon m³ seviyesine gerilemiştir.

Araç yakıtı olarak ağırlıklı bir biçimde toplu taşıma araçlarında kullanılan CNG'nin tüketim miktarı ise giderek artış göstermekte olup, 2011 yılındaki 55,5 milyon m³ seviyesinden 2016 yılında 192 milyon m³ seviyesine yükselmiştir.

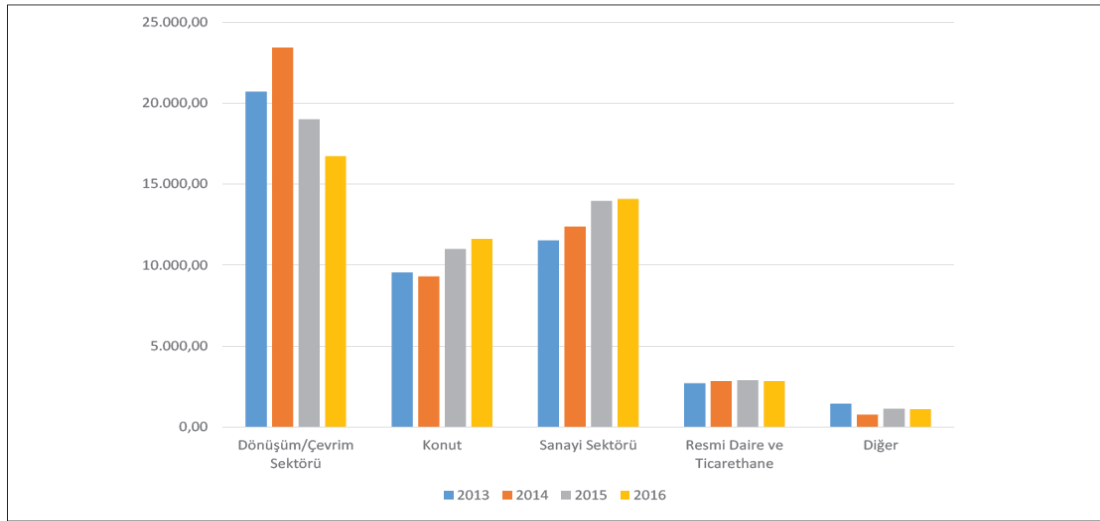
2008 yılında en yüksek üretimin gerçekleştiği 969 milyon m³ seviyesinden sonra başlayan yerli üretimdeki azalma eğilimi devam etmiş ve 2016 yılında 367 milyon m³ seviyesine düşmüştür.

Tablo 6.7 2007 – 2016 Yılları Arasında Yerli Doğal Gaz Üretim Miktarları (Milyon m³)

Yıllar	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Miktar	874	969	684	682	759	632	537	479	381	367

Kaynak: EPDK 2016 Sektör Raporu

2017 yılı için yerli doğal gaz üretim miktarının ise (resmi olarak henüz yayınlanmamakla birlikte) 350 milyon m³ civarında gerçekleşeceği tahmin edilmektedir.



Şekil 6.2 2013 – 2016 Dönemi Sektörel Tüketimler

Kaynak: EPDK 2016 Sektör Raporu.

6.2 DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNDE 2016 VE 2017 YILLARINDA GERÇEKLEŞEN FAALİYETLER İLE İLGİLİ DEĞERLENDİRMELER

2017 yılı Kasım ayı itibarıyla doğal gaz piyasasında faaliyet gösteren, EPDK tarafından lisans verilmiş kuruluşlara ilişkin Tablo 6.8 verileri incelendiğinde, dikkat çekici olan husus, spot LNG ithalat lisansına sahip firma sayısının 43'e ulaşmış olmasına karşın, henüz BOTAŞ ve EGEGAZ dışında spot LNG ithalatı gerçekleştiren başka bir lisans sahibi firmanın bulunmamasıdır.

Tablo 6.8 2017 yılı Kasım Ayı Sonu İtibarıyla EPDK Tarafından Verilmiş Lisanslar

Lisans Türü	Lisans Sayısı	Rapora Konu Dönemde Faaliyeti Olan Lisans Sayısı
İthalat Lisansı (Uzun Dönemli)	17	13
İthalat Lisansı (SPOT LNG)	43	13
İhracat Lisansı	8	1
Depolama Lisansı (LNG)	4	3
Depolama Lisansı (Yer altı)	5	2
İletim Lisansı (LNG)	16	9
Toptan Satış Lisansı	38	23
Toptan Satış Lisansı (Üretim)	11	9
Dağıtım Lisansı	72	69
CNG Lisansı (İletim-Dağıtım)	39	25
CNG Lisansı (Satış)	47	32
CNG Lisansı (Oto CNG)	15	14
Toplam	315	213

Kaynak: EPDK Kasım 2017 Aylık Sektör Raporu.

Doğal gaz sektöründe yaşanan gelişmeler faaliyet bazında aşağıda incelenmiştir.

6.2.1 İthalat

Rusya'dan Batı Hattı ile ithal edilen doğal gaza ilişkin 2012 yılı sonunda gerçekleşen kontrat devrinden sonra, BOTAŞ yeni bir kontrat devri gerçekleştirmemiştir. Boru hatları üzerinden gerçekleştirilen ithalat anlamında, anılan tarihten bu yana BOTAŞ kontratlarının devrine dair bir gelişme kaydedilmiş değildir.

Tablo 6.9 Rus Batı Hattı Kontratını Devralan Özel Sektör İthalatçıları

Lisans Sahibi	Kontrat Miktarı (Milyon m ³)
Batı Hattı AŞ	983
Kibar Enerji AŞ	983
BosphorusGas Corporation AŞ	2470
Akfel Enerji San. ve Tic. AŞ	2211
Enerco	2500
Shell	250
Avrasya Gaz	500

Kaynak: EPDK Sektör Raporları.

Doğal gaz ithalatına ilişkin 2017 yılında yaşanan en önemli gelişme, LNG ithalat kapasitesinde önemli artışların sağlanmış olmasıdır. Türkiye'nin ilk yüzen LNG terminalinin (Floating Storage Regasification Unit-FSRU), İzmir–Aliağa Körfezi'nde, Etki Liman İşletmeleri Doğal Gaz İthalat ve Ticaret A.Ş. lisansı altında işletilmeye başlaması ve EGEGAZ Aliağa LNG Terminali gazlaştırma kapasitesinde sağlanan önemli artışlar, aşağıda detaylı şekilde irdeleneceği üzere 2017 yılının önemli gelişmeleri olmuştur.

Tablo 6.10 2006-2016 Yılları Ülkeler İtibarıyla Doğal Gaz İthalat Miktarları (Milyon Sm³) ve Payları (%)

Ülke	Rusya		İran		Azerbaycan		Cezayir		Nijerya		Diğer*		Toplam	Bir Önceki Yıla Göre Yüzde Değişim
Yıllar	Mik-tar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Mik-tar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	
2006	19.316	63,92	5.594	18,51	0	0	4.132	13,67	1.100	3,64	79	0,26	30.221	-
2007	22.762	63,51	6.054	16,89	1.258	3,51	4.205	11,73	1.396	3,89	167	0,47	35.842	18,60
2008	23.159	62,01	4.113	11,01	4.580	12,26	4.148	11,11	1.017	2,72	333	0,89	37.350	4,21
2009	19.473	54,31	5.252	14,65	4.960	13,83	4.487	12,51	903	2,52	781	2,18	35.856	-4,00
2010	17.576	46,21	7.765	20,41	4.521	11,89	3.906	10,27	1.189	3,13	3.079	8,09	38.036	6,08
2011	25.406	57,91	8.190	18,67	3.806	8,67	4.156	9,47	1.248	2,84	1.069	2,44	43.874	15,35
2012	26.491	57,69	8.215	17,89	3.354	7,3	4.076	8,88	1.322	2,88	2.464	5,37	45.922	4,67
2013	26.212	57,9	8.730	19,28	4.245	9,38	3.917	8,65	1.274	2,81	892	1,97	45.269	-1,42
2014	26.975	54,76	8.932	18,13	6.074	12,33	4.179	8,48	1.414	2,87	1.689	3,43	49.262	8,82
2015	26.783	55,31	7.826	16,16	6.169	12,74	3.916	8,09	1.240	2,56	2.493	5,15	48.427	-1,70
2016	24.540	52,94	7.705	16,62	6.480	13,98	4.284	9,24	1.220	2,63	2.124	4,58	46.352	-4,28

* Spot LNG ithalatının yapıldığı ülkeleri temsil etmektedir.

2015 yılı Kasım ayı sonlarında Rusya ile yaşanan uçak kriziyle gerilen ilişkiler, Rusya'ya özellikle doğal gaz temini konusundaki yüksek bağımlılığı, ana gündem konularından biri haline getirmişti. Bu meyanda boru hattı gazı ile ithalat için alternatifler arasında İsrail'in Doğu Akdeniz'deki (Leviathan) üretim potansiyelinin 10 milyar m³'lük kısmının Türkiye'ye yönlendirilmesi ve Kuzey Irak'taki doğal gaz potansiyelinin 10 milyar m³'lük kısmının Türkiye'ye transferi gibi alternatif arayışlar ön plana geçmiş olsa da, geline aşamada İsrail ile özellikle 2017 yılı sonunda ortaya çıkan Kudüs krizi sonrası yaşanan gerginlikler, diğer taraftan Kuzey Irak'ta Türkiye'nin sert muhalefetine rağmen gerçekleştirilen referandum, bu iki potansiyel bağlantının geleceğini belirsiz duruma sokmuştur. Hatta, İsrail ile birlikte diğer Doğu Akdeniz kaynaklı gazın deniz altı boru hatları ile önce Girit Adası ve sonrasında Yunanistan ana karasına ulaştırılmasına ilişkin proje ön plana çıkmış ve İsrail, Yunanistan ve Güney Kıbrıs birliğinde, projenin hayata geçirilmesi için adımlar atmışlardır.

Tablo 6.11 BOTAŞ'ın Gaz Alım Anlaşmaları

DOĞAL GAZ ALIM ANLAŞMALARI				
Mevcut Anlaşmalar	Miktar (Plato) (Milyar m ³ /yıl) (9000 kcal/m ³ 'e baz)	İmzalama Tarihi	Durumu	Bitiş Tarihi
Cezayir (LNG)	4,4	1988	Devrede	Ekim 2024
Nijerya (LNG)	1,3	1995	Devrede	Ekim 2021
İran	9,6	1996	Devrede	Temmuz 2026
Rus. Fed. (Karadeniz)	16	1997	Devrede	2025 Sonu
Rus. Fed. (Batı)	4	1998	Devrede	2021 Sonu
Türkmenistan	15,6	1999	-	-
Azerbaycan (Faz-I)	6,6	2001	Devrede	Nisan 2021
Azerbaycan (Faz-II)	6	2011	2017/2018	2032/2033
Azerbaycan (BIL)	0,15	2011	Devrede	2046

Kaynak: BOTAŞ Sektör Raporları

Öte yandan Aliğa'da özel sektör (Etki Liman) tarafından 2016 yılında devreye alınan FSRU, BOTAŞ tarafından 2017 yılı sonunda Dört Yol'da devreye alınma çalışmaları başlayan FSRU ve yine BOTAŞ tarafından Saros Körfezi'nde yakın gelecekte devreye alınması planlanan FSRU terminali, Enerji Bakanlığı yönlendirmesi ile, maliyeti yüksek de olsa en kötü senaryolara karşı arz güvenliğinin temin edilmesi yönünde atılan radikal adımlar olmuştur.

BOTAŞ'ın alım anlaşmalarının bitiş tarihleri ve ülkedeki talep artışı dikkate alındığında, 2020'li yılların başından itibaren yeni ithalat anlaşmalarının işlerlik kazanması, gerek arz güvenliği, gerekse mevcut anlaşmaların daha iyi koşullarla uzatılabilmesi açısından büyük önem taşımaktadır. Bu noktada BOTAŞ'ın takip edeceği strateji, sıradan bir piyasa oyuncusu gibi yalnızca kendi ticari önceliklerini hedeflemesinden ziyade Ülke çıkarlarını gözeterek ve aşağıdaki hususları dikkate alan bir ulusal strateji olmalıdır.

- Dünyada halihazırda oluşmuş LNG arz kapasite fazlalığının uzun yıllar devam edebileceği ve bu bağlamda özellikle belli dönemlerde LNG'nin boru gazına göre fiyat avantajı olabileceği,
- Yeni ithalat bağlantılarının ne kadarının uzun dönemli kontrat olarak düşünüleceği, yeni anlaşma fiyatlarının petrol ürünleri yerine hub endeksli olma özelliği ve ithalatın ne kadarının LNG olarak gerçekleştirileceği,
- Rusya'ya olan bağımlılığın azaltılması ve sınırlandırılması,
- Boru hattı ile ithalat konusunda hangi yeni arz kaynaklarının realize olabileceği,
- BOTAŞ'ın piyasadaki pazar payının ne olacağı.

2017 yılında LNG ithalatı yine büyük ölçüde BOTAŞ'ın Cezayir ve Nijerya ile devam eden uzun dönemli kontratları dahilinde yapılmış, EGEGAZ tarafından ithal edilen cüzi bir miktar dışında, spot LNG ithalatının da neredeyse tümü yine BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir. Spot LNG İthalat Lisansı bulunan 42 şirket olduğu halde, spot LNG ithalatına ilişkin özel sektör oyuncularından bir gelişme ortaya konamaması, BOTAŞ'ın satış fiyatına göre rekabetçi bir fiyat oluşturulamadığı gerekçesiyle açıklanmaktadır. Ancak dönemsel olarak LNG fiyatlarının çok değişkenlik gösterdiği bilinmekte olup, gerçekten rekabetçi bir piyasa oluşumu açısından, özel sektör şirketlerinin, avantajlı fiyatlarla spot LNG tedarik edebilme altyapısını oluşturmaları ve tedarik etmeleri büyük önem taşımaktadır.

Irak'tan doğal gaz ithalatına ilişkin belirsizlik Kuzey Irak Bölgesel Yönetimi, Irak Merkezî Hükümeti ve Türkiye arasındaki ilişkilerin netleşmesi ile ortadan kalkabilir. Diğer taraftan, söz konusu ithalatın Türkiye tarafında teknik altyapısını oluşturacak olan Silopi-Bismil arasında 185 km uzunluğunda 40 inç çaplı boru hattının yapım faaliyetlerine devam edilmiştir.

2016 yılındaki 15 Temmuz darbe girişimi sürecinden sonra, BOTAŞ'ın ardından en önemli ithalatçı konumunda olan AKFEL'in yönetimine TMSF tarafından el konulması, BOTAŞ ile İran Milli Doğal Gaz Şirketi arasındaki tahkim sürecinin BOTAŞ lehine sonuçlanması (medyaya yansıdığı haliyle %13 civarında bir indirim ve yaklaşık 1,9 milyar dolar geri ödeme) geçtiğimiz dönemdeki gaz ithalatı ile ilgili diğer önemli gelişmeler içinde yerini almıştır.

6.2.2 Toptan Satış

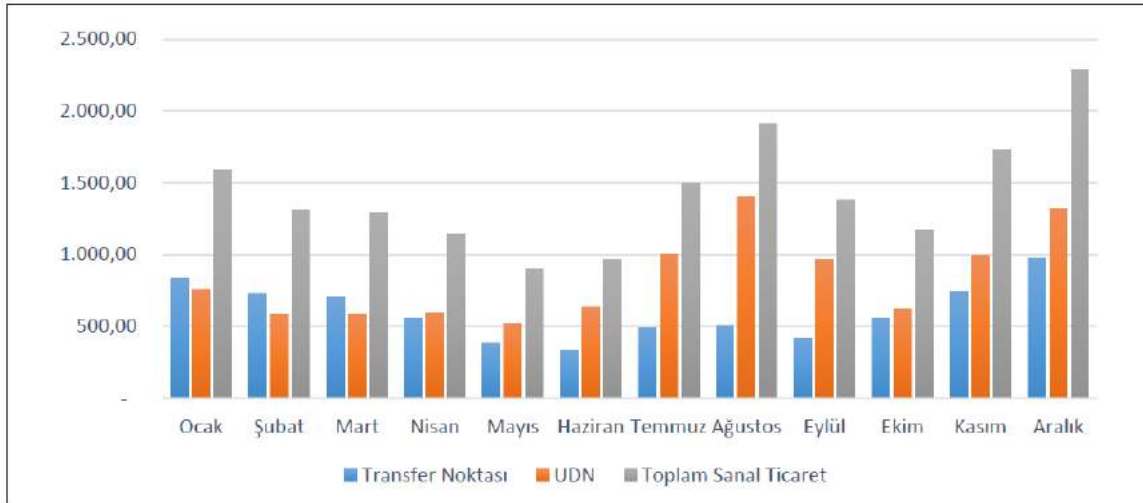
Her ne kadar EPDK tarafından her yıl yayımlanan bir Toptan Satış Tarifesi bulunmakta ise de, bu alanda fiyat düzenlemesi, BOTAŞ'ın piyasadaki fiili tekelinin kalkmasından itibaren uygulanmamaktadır. 2007 yılından bu yana BOTAŞ'ın kontrat devirleri sonucunda yeni ithalatçı şirketlerin, portföylerinin önemli bir bölümünü bireysel son kullanıcılarla yapılabilecek sözleşmeler yerine toptan satış şirketleri-

ne yönlendirmeleri ve bazı yerli üretim sahalarında üretilen doğal gazın üretici firmalar tarafından dönemsel ihaleler yöntemiyle toptan satış şirketlerine satışı ile, bu alandaki faaliyetler yoğunlaşmıştır.

BOTAŞ İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar (ŞİD) hükümlerinde 2008 yılında yapılan revizyonlar sanal ortamda miktar devrine imkan sağlamış ve toptan satış faaliyetlerinin çok daha hareketlenmesine ortam hazırlamıştır. Ulusal Dengeleme Noktası (UDN) ile Transfer Giriş/Çıkış Noktaları adlarıyla tanımlanan sanal noktalarda gerçekleşen ticaret hacimleri önemli miktarlara ulaşmış, gazın nihai tüketiciye teslim edilmesine değin birkaç kez mülkiyetinin el değiştirmesi, giderek ivme kazanan bir piyasa dinamiği haline gelmiştir. Sanal noktada gaz ticaretinin esası, gazın mülkiyetinin fiziki bir noktada değil sanal noktada el değiştirmesidir. Bu yöntemle, gaz, fiziki olarak son kullanıcıya teslim edilene kadar Toptan Satış Lisanslı şirketler arasında birçok kez alınıp satılmakta ve el değiştirebilmektedir. Tabii ki fiziki noktadaki teslimatın muhatabı, Son Kullanıcı ile satış sözleşmesi olan lisans sahibi olmaktadır.

2016 yılında 17,84 milyar m³ düzeyine ulaşan bu sanal nokta ticaret hacmi, 2014 yılındaki 20 milyar m³ değeri ile karşılaştırıldığında, beklenmedik bir düşüş olup, aşağıda irdelenen diğer nedenlerin yanı sıra BOTAŞ'ın bu ticaretteki payının 2014 yılına göre yarı yarıya düşmesi, bu sonucu doğurmuştur.

2016 yılındaki sanal ticaretin yaklaşık %94'ü özel sektör taşıtanlar ve %6'sı BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir. Şekil 6.3'te, 2016 yılında UDN ve transfer noktalarında gerçekleşen sanal ticaret hacminin aylar itibarıyla dağılımı görülmektedir.



Şekil 6.3 2016 Yılında Gerçekleşen Sanal Ticaretin Aylar İtibarıyla Dağılımı (Milyon Sm³)

Kaynak: EPDK Sektör Raporu

Geçtiğimiz yıllarda, özel şirketler tarafından ithal edilen doğal gazın büyük bölümü, diğer lisans sahibi şirketlere toptan satış şeklinde kontrata bağlanmış, son kullanıcılara doğrudan satış daha az miktarda gerçekleşmiştir. Toptan satış şirketleri ile özel sektör ithalatçıları arasında sürdürülen bu ticarete, piyasa riskinin büyük ölçüde toptan satış şirketleri üzerinde kaldığı gözlenmektedir. Nitekim, Rusya'dan doğal gaz ithal eden 7 özel sektör firması için Rusya tarafından belirlenen satış fiyatının, her durumda BOTAŞ'a uygulanan satış fiyatına göre daha düşük olarak belirlendiği bilinmektedir. Doğal olarak ithalatçı şirketlerin, toptan satış şirketleri ile satış fiyatının ABD Doları bazında ve "al ya da öde" hükümleri olan sözleşmeleri öne çıkarmaktadır. Bu durumda risk çok büyük ölçüde toptan satış şirketleri tarafından

üstlenilmekte olup, BOTAS'ın serbest tüketicilere uyguladığı satış fiyatının sübvansile edilip edilmeyeceği, döviz kurlarında artışın ne oranda gerçekleşeceği gibi unsurlar, toptan satış şirketlerinin ticari pozisyonlarında büyük bilinmezlik yaratmaktadır. Özel sektör oyuncularının piyasaya girdiği ilk dönemde söz konusu gaz satış fiyatı ilişkileri çoğu kez, BOTAS'ın serbest tüketicilere uygulayacağı fiyatın belirli bir yüzde oranının altında olacak şekilde belirlenmiş; o durumda da yukarıda bahsedilen riskler özel sektör ithalatçıları tarafından üstlenilmişti. Ancak, bu ithalatçı şirketlerin BOTAS'ın sübvansiyonlu fiyat politikaları nedeniyle zarar ettikleri durumlarda, Gazprom ile konuyu gündeme getirerek ilave fiyat indirimi almış olmaları da, bilinen gerçekler arasındadır.

Gerek petrol fiyatlarındaki gerileme nedeniyle son 20 yılın en düşük seviyelerine inen gaz alım fiyatları, gerekse BOTAS'ın bu gerileyen fiyatlara rağmen 2016 yılında gaz satış fiyatında indirimle gitmemesi, 2016 yılının hem özel sektör ithalatçı firmalar hem de BOTAS açısından oldukça kârlı bir dönem olarak geçirilmesi sonucunu doğurmuştu. Ancak 2017 yılında Türk Lirasının önemli oranda değer kaybetmesi, öte yandan dünya genelinde doğal gaz fiyatlarının, artan petrol fiyatlarına paralel olarak artış göstermesi; tüm bunlar karşısında BOTAS'ın serbest tüketicilere uyguladığı satış fiyatlarını sabit tutması, dolar bazlı alım sözleşmeleri imzalayan toptan satış şirketlerinin oldukça zor duruma düşmelerine neden olmuştur. 2017 yılı sonuna gelindiğinde, verili koşulların devamı halinde, toptan satış şirketlerinin, 2018 yılında, piyasada varlıklarını önemli ölçüde yitirecekleri vurgulanır olmuştur. Keza BOTAS'ın, alım maliyetlerindeki artışı serbest tüketici satış fiyatlarına aynı oranda yansıtmama politikası, özel şirket ithalatçıları açısından da 2018 yılının kritik bir yıl olacağı öngörüsünü beraberinde getirmektedir. Nitekim BOTAS tarafından Aralık ayının ilk haftasında, kendisine başvurusu yapılan sözleşme hacminin BOTAS'ın spot LNG de dahil olmak üzere ithalat bağlantılarının, sağlayabileceği miktarın çok üzerinde olması nedeniyle, doğal gaz yakıtlı elektrik santrallerinin talep ettikleri hacimlerin %40 oranında karşılanabileceği açıklaması yapılmıştır. Daha sonraki süreçte ise, miktar kısıtlamasından vazgeçildiği ancak söz konusu santrallere uygulanan satış fiyatına, kullanacakları miktara göre, kademeli artış getirileceği belirtilmiştir. Buna göre sözleşme miktarının %40 oranına kadar uygulanacak satış fiyatı ile %80'den fazla olan kısmına uygulanacak satış fiyatı arasında %12 kadar fark olacaktır. Alınan bu karar tüketici şirketlerin tedirginliklerini ve piyasada oluşan kargaşa ortamını ortadan kaldırmamıştır. Tüketici kuruluşlar tarafından her zaman dile getirilen beklenti, BOTAS'ın, uyguladığı satış fiyatları arasında çapraz sübvansiyondan vazgeçerek maliyet esaslı fiyat uygulamasına geçmesidir. Toptan satış şirketlerini yakından ilgilendiren önemli gelişme 2017 yılı sonunda yaşanmış, BOTAS, 1 Ocak 2018 tarihinden geçerli olmak üzere sanayi müşterilerine uygulayacağı doğal gaz satış fiyatlarını % 13,6 oranında artırmıştır.

Tablo 6.12 2016 Yılında Doğal Gaz Piyasasında Faaliyet Gösteren Lisans Sahiplerine En Fazla Doğal Gaz Satan 10 Şirketin Satış Miktarları (Milyon Sm³) ve Payları (%)

Şirket unvanı	Satış Miktarı	Payı (%)
Botaş (Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.)	17.653,18	40,88
Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	2.715,86	6,29
Akfel Enerji Ticaret A.Ş.	2.513,43	5,82
Ewe Enerji A.Ş.	2.507,58	5,81
Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş.	2.398,79	5,56
Bosphorus Gaz Corporation A.Ş.	1.912,97	4,43
Socar Turkey Petrokimya A.Ş.	1.458,23	3,38
Zorlu Doğal Gaz İthalat İhracat ve Toptan Ticaret A.Ş.	1.273,83	2,95
Doğal Enerji İthalat A.Ş.	1.197,58	2,77
Batı Hattı Doğalgaz Ticaret A.Ş.	920,35	2,13

Kaynak: EPDK 2016 Sektör Raporu

Tablo 6.13 2016 Yılında Doğal Gaz Piyasasında Faaliyet Gösteren Lisans Sahiplerinden En Fazla Doğal Gaz Satın Alan Doğal Gaz Lisansı Sahibi 10 Şirketin Alış Miktarları (Milyon Sm³) ve Payları (%)

Şirket unvanı	Alış Miktarı (Milyon Sm ³)	Payı (%)
İgdaş İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş.	5.794,18	13,71
Ewe Enerji A.Ş.	3.123,48	7,39
Akfel Enerji Ticaret A.Ş.	2.513,43	5,95
Başkent Doğalgaz Dağıtım Gayrimenkul Yatırım Ortaklığı A.Ş.	2.465,37	5,83
Socar Turkey Petrokimya A.Ş.	1.458,23	3,45
Doğal Enerji İthalat A.Ş.	1.314,45	3,11
Zorlu Doğal Gaz İthalat İhracat ve Toptan Ticaret A.Ş.	1.278,97	3,03
Socar Gaz Ticareti A.Ş.	1.248,05	2,95
Botaş (Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.	1.151,85	2,73
Aygaz Doğal Gaz Toptan Satış A.Ş.	1.055,71	2,50

Kaynak: EPDK 2016 Sektör Raporu

Tablo 6.12 ve 6.13 irdelendiğinde, AYGAZ dışındaki özel şirketlerin gerçekleştirdiği toptan satış faaliyetlerinin çok büyük ölçüde aynı holding bünyesindeki ; ya büyük tüketimli bir dağıtım bölgesindeki dağıtım şirketine satışlar, veya kardeş şirketler arasındaki gaz devir faaliyetleri olduğu gözlenmektedir. Piyasa riskini gerçek manada göze alarak bu faaliyete soyunmuş olan şirket sayısının azlığı ve BOTAS'ın maliyet bazlı fiyat uygulamaması, ticaret hacminin geçen yıllar içinde artacağı beklenirken, toptan satış alanında piyasa hareketliliğinin azalması sonucunu getirmiştir.

6.2.3 LNG Terminalleri

2016 yılında gazlaştırılarak iletim şebekesine sevk edilen LNG miktarı 7,506 milyar Sm³, kara tankerleriyle taşınması gerçekleştirilen LNG miktarı ise 562 milyon Sm³ eşdeğeri olmuştur.

2016 yılı Aralık ayında Türkiye'de, dünyadaki eğilime paralel bir gelişme yaşanmış ve Aliğa'da bir yüzer LNG terminali (FSRU) Etki Liman lisansı altında faaliyetine başlamıştır. FSRU'lar, en yalın anlatımı ile, klasik bir LNG kargo gemisine gazlaştırma düzeneğinin ilave olarak teçhiz edildiği gemilerdir. Tek noktadan sabitleme veya çok noktadan sabitleme gibi konumlanacakları limanın koşullarına göre esneklikler gösterebilen pratik devreye alma olanakları vardır. Karada büyük depolama tankları ile konumlanan klasik LNG gazlaştırma terminallerine göre maliyet ve kısa sürede devreye alınabilme avantajları, dünya genelinde FSRU uygulamalarının artan bir şekilde devam etmesi sonucunu getirmiştir. Bağlanacakları iletim şebekesinin basınç profili ve tüketim ihtiyaçlarına göre başka bir lokasyonda konumlandırılabilme şansı da, giderek artan FSRU uygulamalarının sağlayabildiği önemli avantajlar içindedir.

FSRU'ların işletmesinde dünya genelinde sınırlı sayıda yetkin firma bulunmakta olup, kiralanan veya satın alınan FSRU'ların kullanımı için bu firmalardan biriyle sözleşme yapmak gerekmektedir.

Ülkemizdeki LNG terminalleri ve yeni devreye alınan FSRU'lar ile ilgili 2016 ve 2017 yıllarında yaşanan gelişmeler aşağıda özetlenmektedir.

BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG Terminali

Terminal 1994 yılından bu yana faaliyette olup her biri 85.000 m³ LNG depolama kapasiteli 3 depolama tankını içermektedir. Terminalin yıllık maksimum gazlaştırma kapasitesi 8,2 milyar m³ olup iletim şebekesine günlük azami 27 milyon m³ gazlaştırılmış LNG gönderilebilmektedir. BOTAŞ'ın LNG temini konusunda, Cezayir (Sonatrach) ve Nijerya (Shell) firmalarıyla uzun dönemli alım kontratları olup BO-

TAŞ, LNG'yi Marmara Ereğlisi Terminali'nde teslim almaktadır. Terminalde ayrıca günde 75 adete kadar kara tankerlerine LNG dolumu gerçekleştirilmektedir. Cezayir ile yıllık 4 milyar m³ eşdeğeri LNG kontratı, 2024 yılında, Nijerya ile yıllık 1,2 milyar m³'lük kontrat ise 2021 yılında sona erecektir.

Terminalin depolama ve gazlaştırma kapasitesini artırmak üzere 4. depolama tankının ilave edilmesi ve gerekli revizyonların yapılması, uzun süredir gündemde olan bir proje olup, mühendislik çalışması Belçikalı Tractebel firmasına yaptırılmıştır. Bu proje kapsamında ilave edilecek 4. tankın depolama kapasitesi 160.000 m³ olup, tankın devreye girmesiyle, günlük gazlaştırma kapasitesinin 37 milyon m³'e çıkması hedeflenmektedir. Halen proje kapsamındaki yapım işleri devam etmektedir.

Terminal, 2010 yılından bu yana, "Kullanım Usul ve Esasları-KUE" doğrultusunda üçüncü taraf erişimine açık olmakla birlikte, bu sürede Terminale sadece BOTAŞ tarafından LNG kargosu getirilmiştir.

EGEGAZ Aliğa LNG Terminali

EGEGAZ'ın Aliğa LNG Terminali 2003 yılında inşa edilmiş olup, her biri 140.000 m³ LNG depolama kapasiteli 2 depolama tankını içermektedir. Terminalin yıllık maksimum gazlaştırma kapasitesi 6 milyar m³ olup, ilk aşamada günlük 14 milyon m³ olan gazlaştırma kapasitesi, 2016 ve 2017 yıllarında gerçekleştirilen yatırımlar ile 40 milyon m³ seviyesine çıkmıştır. Gazlaştırılmış LNG'nin, İletim Şebekesine sevk edilmesinin yanı sıra, günde azami 50 kara tankerine LNG dolumu da yapılabilir.

Terminal, işletmeye alındığı 2008 yılından bu yana, BOTAŞ ve EGEGAZ tarafından spot LNG alımlarına yönelik kullanılmış olup, büyük ağırlık BOTAŞ'ın kargolarında olmuştur. EGEGAZ'ın LNG ithalatına dair uzun dönemli alım kontratı bulunmamaktadır.

Etki Liman FSRU

2015 yılında Kolin Grubu, Aliğa LNG Terminal Projesi için lisans almış olmakla birlikte, başlangıçta öngörülen geleneksel LNG terminal projesi yerine, FSRU tercihinde dönülmesinde, Enerji Bakanlığı'nın, Rusya ile 2015 yılında yaşanan kriz sonrasında arz güvenliği için alternatif gaz tedarik yöntemlerinin bir an önce hayata geçirilmesine dair izlediği politikanın belirleyici olduğu düşünülebilir.

Söz konusu FSRU gemisi 143.000 m³ LNG depolama kapasiteli olup, yıllık gazlaştırma kapasitesi yaklaşık 5 milyar m³, günlük gazlaştırma kapasitesi ise 20 milyon m³'tür. Doğal Gaz İletim Şebekesine, Aliğa Bölgesinde iletim branşman hattından bağlanmaktadır. Devreye alınmasından bu yana sadece BOTAŞ'ın spot LNG kargolarına hizmet veren tesisin, mevzuat gereği diğer spot LNG lisans sahibi kuruluşlara da hizmet vermeye açık olması gerekmektedir. Buna yönelik Kullanım Usul ve Esasları, EPDK onayını müteakip Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

BOTAŞ-Dörtyol FSRU

BOTAŞ'ın Dörtyol İşletme Müdürlüğü tesislerindeki mevcut limana konuşlandırılan FSRU'nun 2018 yılı Şubat ayında açılışı yapılmıştır. Dörtyol FSRU da üçüncü taraf erişimine açık olup, buna dair kullanım usul ve esaslar 14 Kasım 2017 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Dörtyol FSRU 263.000 m³ LNG depolama kapasiteli olup, günlük gazlaştırma kapasitesi 21 milyon m³'tür.

BOTAŞ-Saros FSRU

Saros Körfezi'nde konuşlandırılması öngörülen Türkiye'nin üçüncü FSRU tesisi için devreye alınma tarihi ve kapasitesi hakkında henüz kesinleşmiş bir veri bulunmamaktadır.

Maks Proje Geliştirme AŞ – Yalova FSRU

Maks Proje Geliştirme AŞ tarafından, Yalova'nın Altınova ilçesi sahilinde FSRU tesisi kurulmasına dair EPDK'ya başvuru yapılmış, başvuru sonrasında 2017 Eylül ayında EPDK, firmadan eksik evraklarını talep etmişti. Anılan tesisin depolama kapasitesi 173 bin metreküp sıvı doğal gazdır. Tesisin şebekeye, günlük gazlaştırma ve sevkiyat kapasitesi ise 17 milyon metreküptür. Yıllık kapasitesi ise 6 milyar metreküptür.

LNG'nin küresel gaz ticaretinde gerek miktar anlamında, gerekse gaz kontratlarının şekillenmesinde giderek artan bir rolü vardır. LNG arz kapasitesinde de önümüzdeki birkaç yıllık dönem için küresel talebe göre bir fazlalık bulunmaktadır. Başta Avustralya'dakiler olmak üzere devreye yeni giren doğal gaz sıvılaştırma terminal kapasitelerinin önemli bir kısmı uzun dönem kontratlarla bağlanmamış olup, kısa dönemli kontratlar veya spot kontratlar doğrultusunda devreye girecektir. Bu husus küresel gaz ticaretinde alıcılar lehine bir durum yaratmıştır. Nitekim, Avrupa Birliği'nin başta Rusya olmak üzere belli bir kaynağa, gerek hacimsel olarak gerekse uzun dönemli ve petrol fiyatlarına endeksli gaz tedarik bağlantılarından uzaklaşılması politikası, sonuçlarını en fazla bu alanda hissettirmiştir. Avrupa Birliği'nin birçok üye ülkesinde giderek artan LNG terminal yatırımları (FSRU'lar dahil olmak üzere), boru hattı gaz bağlantılarına olan bağımlılığı önemli ölçüde azaltmıştır. AB genelinde kurulu olan LNG terminallerinin yıllık gazlaştırma kapasitesi toplamı yaklaşık 275 milyar m³ düzeyine ulaşmış olup, toplam 80 milyar m³ hacminde planlanmış yeni projeler bulunmaktadır. AB'de yaşanan bu gelişmelerin, son bölümde ele alınacağı üzere, ülkemizin bir enerji terminali olma vizyonu ile yakından ilgisi bulunmaktadır.

6.2.4 Yeraltı Depolama Tesisleri

2017 yılına kadar, Türkiye'de faal durumdaki tek yer altı depolama tesisi olan TPAO tarafından BOTAS'a devredilen Silivri Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisi idi. Tesisin şu andaki depolama kapasitesi 2,8 milyar m³ olup, bunun 2,1 milyar m³'ü BOTAS tarafından rezerve edilmiş ve kalan yaklaşık 0,7 milyar m³'ü özel sektör ithalatçıların kullanımına açılmıştır. Tesise halen günlük maksimum 14 milyon m³ gaz enjeksiyonu yapılabilmekte; depoda kalan gazın miktar ve basıncına bağlı olarak, günlük maksimum 25 milyon m³ gaz, iletim şebekesine sevk edilebilmektedir.

2017 yılı Şubat ayında BOTAS Tuz Gölü Yer Altı Depolama Tesisi ilk fazının açılışı yapılmıştır. Proje kapsamında, Tuz Gölü'nün yaklaşık 40 kilometre güneyindeki Aksaray-Sultanhanı beldesi yakınlarında bulunan yerin yaklaşık 1100 ile 1400 metre altında bulunan tuz yataklarında doğal gaz depolanması amaçlanmaktadır. İki fazda tamamlanacak olan tesis, her birinin net fiziksel hacmi 630 bin ile 750 bin metreküp arası olan toplam 12 kavernadan (suni mağara) oluşmaktadır. 12 kavernanın tamamlanması ile yaklaşık toplam 1,2 milyar metreküp çalışma gazı kapasitesine ulaşılacak ve günlük maksimum 44 milyon metreküp gaz Türkiye doğal gaz şebekesine verilebilecektir. İlk fazın devreye alınmış olduğu mevcut durumda depolama kapasitesi yaklaşık 500 milyon m³, geri üretim kapasitesi ise günlük 20 milyon m³'tür.

Tedarikçilerin ve dağıtım şirketlerinin depolama olanaklarından faydalanmaları mevzuattan gelen bir zorunluluktur. 4646 sayılı Kanun ve ilgili mevzuat uyarınca doğal gaz toptan satışı gerçekleştiren tedarikçiler, faaliyetlerine başladıktan sonraki 5 yıl içinde, yıllık olarak öngördükleri (son kullanıcılara) satış hacimlerinin %10'u nispetinde bir depolama hizmeti almakla mükellef kılınmıştır. Daha sonra bu oranın azami %20 seviyesini geçmemek kaydıyla EPDK Kurul Kararları ile belirlenmesi cihetine gidilmiştir. BOTAS'ın yukarıda belirtilen yer altı depolama tesislerine dair Temel Kullanım Usul ve Esasları çerçevesinde üçüncü tarafların erişimi her iki tesis için de mümkün olup, mevzuattan kaynaklanan depolama zorunluluğu uyarınca 2018 yılında özel sektör tarafından en az 0,5 milyar m³'lük bir kapasite rezervasyonunun gerçekleşeceği öngörülebilir. Tesislerin kullanımı, 1 Nisan-16 Ekim olarak belirlenen enjeksiyon dönemi, 1 Kasım-24 Mart olarak belirlenen geri üretim dönemi şeklinde iki operasyon modu çerçevesinde gerçekleşmektedir.

Yeni Depolama Tesisi Yatırımları

BOTAŞ'ın Tuz Gölü Yer Altı Depolama Tesisi için proje değişikliğine gidilerek, başlangıçta planlanan kapasitenin çok üzerinde bir kapasite artışına karar verilmiştir. Yapılacak kapasite artışlarıyla, 5 milyar m³ depolama kapasitesi ve günlük 80 milyon m³ geri üretim kapasitesi hedeflenmiştir. Kapasite artış projesi detaylandırılacak olursa; Hirfanlı Barajı kıyısında oluşturulacak ilk pompa istasyonunun su alma yapısından alınacak tatlı su, 130 km uzunluğunda tesis edilecek isale hattının içinden pompa istasyonları ve depolama tankları vasıtasıyla tuz eritme işlemi için yüzey tesislerine ve sondaj sahalarına taşınacaktır. Eritme işlemi süresince meydana gelen tuzlu sular, 45 km uzunluğundaki tuzlu su deşarj hattı ve difüzörler vasıtasıyla Tuz Gölü'nün çorak alanlarına deşarj edilecektir. Mağaraların tamamlanması sonrasında, doğal gaz, Kayseri-Konya-Seydişehir Doğal Gaz Ana İletim Hattı'na bağlanacak 21 km uzunluktaki 40 inç çaplı doğal gaz branşman hattından mağaralarda depolanmak için alınacaktır. Planlanmaya göre, tüm boru hattı kurulumları, projenin başlangıcından itibaren 18 ay içinde tamamlanacaktır. Depolama tesislerinin tüm kurulum, inşaat, sondaj ve eritme çalışmaları ise toplamda 7 yılda tamamlanacak ve gaz depolama mağaralarının tamamlanması sonrasında da işletme safhası parça parça başlatılacaktır. Kapasite artırımı ile ilgili ihale süreci 2017 yılı Ağustos ayında başlatılmış olup, ilk aşamada ön yeterlik başvuruları değerlendirilmiştir.

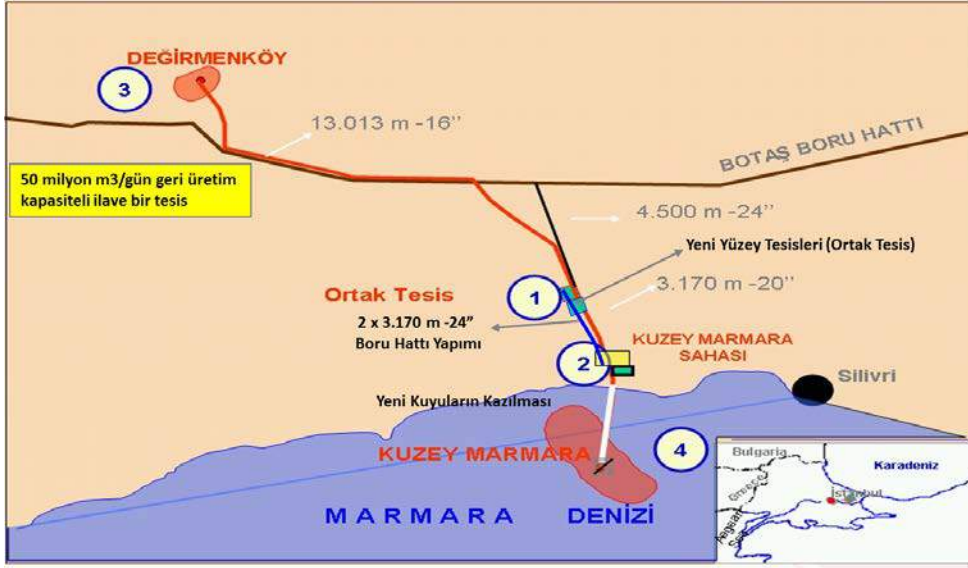
Silivri Depolama Tesisinin depolama kapasitesi ile günlük geri üretim kapasitesinin artırımına yönelik projelerin de ilk fazları tamamlanmış, 2 ve 3. faz çalışmaları devam etmektedir. 2021 yılında tamamlanması planlanan projeye göre, günlük geri üretim kapasitesi 75 milyon metreküp, depolama kapasitesi ise 4,3 milyar m³ olacaktır. Konuyla ilgili ihale sonuçlanmış ve Rönesans Grubu Şirketleri işi üstlenmiştir.

Kapasite artırım projelerinin tamamlanması sonrasında bu iki depolama tesisi, özellikle soğuk kış günlerinde karşı karşıya kalınan arz-talep dengesizliği problemini gidermede en kritik tesisler olacaklardır.



Şekil 6.4 BOTAŞ Depolama Tesisi Kapasite Artırım Projeleri

Kaynak: BOTAŞ Web Sitesi



Şekil 6.5 BOTAŞ Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisleri

Tarsus'ta yer altında doğal gaz depolaması alanında faaliyet gösterecek Türk şirketleri ortaya çıkmış olup, bunlar arasında Gaz Depo ve Madencilik AŞ ve Toren Doğal Gaz Depolama ve Madencilik AŞ, ÇED süreçlerini tamamlamış ve EPDK'dan 2044 yılına kadar geçerli olan Depolama Lisanslarını almışlardır. Anılan şirketlerden ilkinin projesi 3,5 milyar TL tutarında yatırımı ve 1 milyar m³'lük depolama hacmini; diğer şirketin projesi ise 7 milyar TL tutarında yatırımı ve 3 milyar m³'lük depolama hacmini öngörmektedir. Her iki proje de tüm yatırım bedeli için yatırım teşviki almış durumdadır. Tekfen Holding'e bağlı Tekfen İnşaat ve Tesisat ile Alman HMB'nin yer aldığı konsorsiyumun, 2016 yılı Eylül ayında Mersin'in Tarsus ilçesinde yapılacak yer altı doğal gaz depolama tesisleri için 2,4 milyar avro tutarında 2 sözleşme imzaladığı şeklinde haberler medyada yer almıştır. Toplam 4 milyar metreküp kapasiteli yer altı doğal gaz depolama tesisinin 5 yıl içinde bitirilmesi planlanmıştır. Proje ile ilgili olarak 2017 yılı Haziran ayında gerekli 1/5000 ölçekli nazım imar planı Mersin Büyükşehir Belediyesi Meclisi'nde kabul edilmiştir. Konuya dair bir diğer gelişme de, Bakanlar Kurulu'nun 22/9/2017 tarihinde aldığı acele kamulaştırma kararının Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmesi olmuştur.

6.2.5 İletim Şebekesi

İletim Şebekesi ile ilgili yatırımlar ağırlıklı olarak, iletim şebekesi ağının tüm illere ulaşmasını hedefleyen hükümet politikası paralelinde gerçekleşmiştir. 2016 yılında Tunceli ilinin doğal gaz arzına hazır hale getirilmesi ve Muş, Bingöl, Bitlis, Sinop, Mardin illerinin de doğal gaz kullanmaya başlamasıyla toplam 78 ile doğal gaz sağlanmıştır. Bu kapsamda henüz doğal gazın ulaşmadığı Şırnak, Artvin ve Hakkari Doğal Gaz Boru Hattı Projeleri'nin yapım çalışmaları devam etmektedir. İlçe merkez nüfusu 20.000 ve üzeri olan ve mevcut doğal gaz dağıtım bölgeleri lisans kapsamı dışında kalan ilçelere doğal gaz arzının sağlanmasına yönelik projeler de BOTAŞ'ın yatırım programına dahil edilerek çalışmalara başlanmıştır. Bu kapsamda 2017 yılında 111, 2018 yılında 81, 2019 yılında 30 olmak üzere toplam 222 ilçeye daha doğal gaz arzı sağlanması hedeflenmektedir.

2017 yılı sonu itibarıyla yaklaşık 13.500 km toplam uzunluğa ulaşmış olan BOTAŞ İletim Şebekesinde devam eden bazı önemli projeler, Kuzey Irak'tan doğal gaz teminine yönelik Silopi ile Bismil arasında 40 inç'lik iletim hattı yapımı, TANAP ve BOTAŞ sistemlerinin karşılıklı bağlanacağı 30 km'lik hattın

yapımı, Marmara Ereğlisi LNG Terminali ile Önerler arasında “loop” hattı ve yeni planlanan 277 km’lik Afyon – Seçköy “loop” hattı olarak özetlenebilir. Geçtiğimiz dönemde 2 adet FSRU tesisinin iletim şebekesine bağlanması ve muhtelif kompresör istasyonlarında kapasite artırımı çalışmaları önemli olarak nitelenebilecek diğer çalışmalardır.

Ana İletim Şebekesine, 4 adet yurt dışı İletim Şebekesi, 2 adet LNG Terminali, 2 adet FSRU Terminali, 2 adet Yeraltı Depolama Tesis, 2 adet yerli üretim sahasından Gaz Girişi; şebekeye doğrudan bağlı durumda olan yaklaşık 400 adet Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonundan da Çıkış yapılmaktadır. BOTAŞ’ın Yüksek Basıncılı İletim Hatlarıyla birlikte Kompresör İstasyonlarını gösteren harita aşağıda yer almaktadır.



Şekil 6.6 BOTAŞ Doğal Gaz İletim Sistemi

Kaynak: BOTAŞ

İletim Şebekesine gaz girişinin sağlandığı noktalar Tablo 6.14’de belirtilmektedir.

Tablo 6.14 BOTAŞ Gaz Giriş Noktaları

Boru Hattı ile İthalat	LNG Terminali	Yerli Üretim	Yer Altı Deposu
Malkoçlar	Marmara Ereğlisi	TPAO Akçakoca	BOTAŞ Silivri
Durusu (Mavi Akım)	EGEGAZ – Aliğa	TEMİ-Kırklareli	BOTAŞ Tuz Gölü
Türkgözü (Azeri)	Etki Liman Aliğa FSRU		
Bazergan (İran)	Dört Yol FSRU		

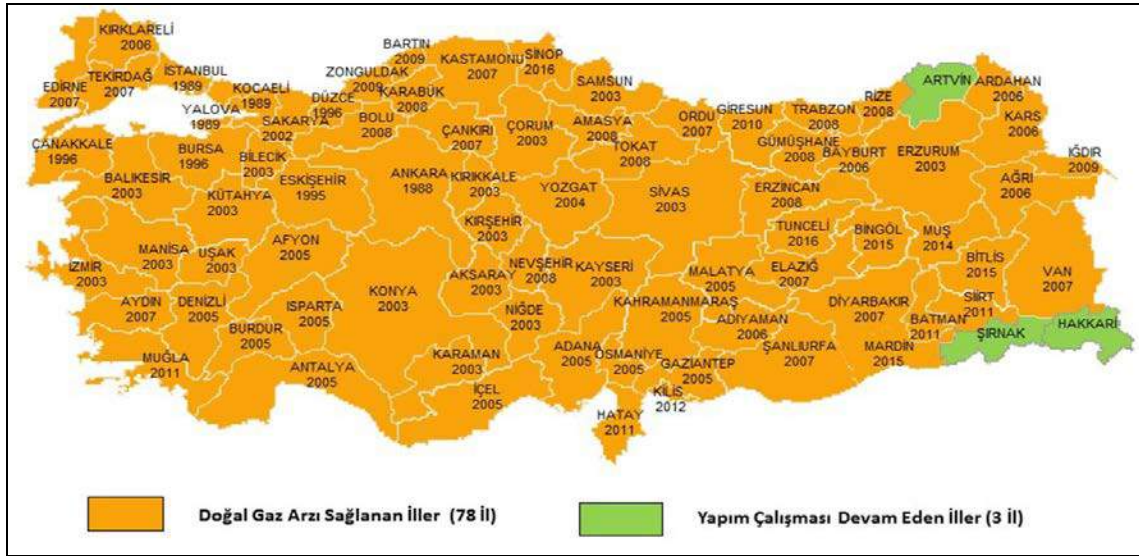
İthalat kontratlarında yer alan taahhütler, LNG terminallerinin ve FSRU’ların gazlaştırma kapasiteleri ve BOTAŞ’ın Yer Altı Depolama Tesislerinden çekilebilen azami geri üretim miktarları dikkate alındığında, 2018 yılı başından itibaren iletim şebekesinin arz kapasitesi günlük yaklaşık 280 milyon m³ civarında olabilmektedir. Boru hattı stokunun da kullanılmasıyla şebekenin teknik anlamda günlük arz kapasitesinin (art arda kısıtlı sayıda gün için) 300 milyon m³ seviyesine çıkabileceği öngörülebilir. 2017

yılının 14 Şubat günü tüketim miktarı 243 milyon m³ ile tüm zamanları içeren rekor bir değere ulaşmıştır.

2017 yılında BOTAŞ ile Standart Taşıma Sözleşmesi yaparak iletim şebekesi üzerinden gaz sevkiyatı yapan lisans sahibi firma sayısı 29 olmuştur.

6.2.6 Dağıtım

2017 sonu itibarıyla doğal gaz dağıtım altyapısının oluşturulmasında il bazında ulaşılan sayı 78 olmuştur. Şekil 6.7'deki haritadan da görüleceği üzere, iletim şebekesinin henüz ulaşmadığı illerimiz olarak sadece Artvin, Şırnak ve Hakkari kalmıştır.

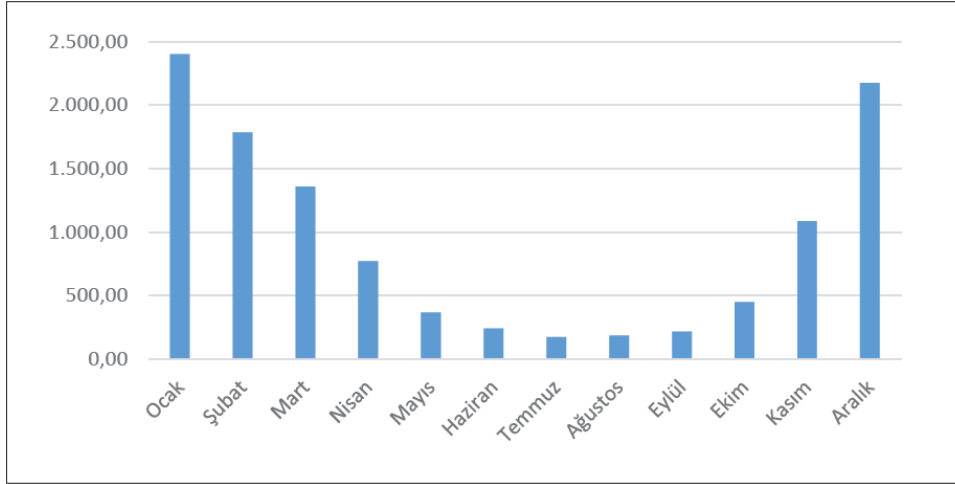


Şekil 6.7 2017 Ekim Ayı İtibarıyla Doğal Gaz Arzı Sağlanan İller

Kaynak: BOTAŞ Web Sitesi

Türkiye'deki 69 adet dağıtım şirketinin 2017 yılında gerçekleşen genişleme yatırımlarıyla abone sayısında yaklaşık bir milyonluk artış olmuş, Türkiye genelindeki toplam abone sayısı 13 milyonun üzerine ulaşmıştır.

Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği (GAZBİR) tarafından yapılan analizlere göre, devam eden süreçte artış miktarında bir azalma beklenmekte olup ve 2023 yılında yaklaşık 18,9 milyon aboneye ulaşılması öngörülmektedir. Dağıtım tarafındaki yeni yatırımların ağırlıklı olarak, 2020'ye kadar 222 ilçeye daha doğal gaz arzı sağlanması hedefi çerçevesinde şekilleneceği düşünülebilir.



Şekil 6.8 2016 Yılı Doğal Gaz Abonelerinin Aylık Tüketim Miktarları (Milyon Sm³)

Kaynak: EPDK 2016 Sektör Raporu

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri İçin Tarife Hesaplama Usul ve Esasları, 22.12.2011 tarih ve 3580 sayılı EPDK Kurul Kararı ile belirlenmiş, 31.12. 2011 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe girmiş ve bu şekilde normal tarife dönemi uygulamasının çerçevesi belirlenmiştir. Bu yeni dönemde dağıtım şirketlerinin tarife önerileri ve bunlar karşısında Kurul Kararları, tüm dağıtım şirketlerinin faaliyetlerini önemli ölçüde etkilemektedir. Dağıtım bölgelerindeki taşıma bedelleri, daha önce dağıtım lisans ihalelerinde istekliler tarafından teklif edilmiş ve 8 yıl sabit şekilde geçerli olacak “Birim Hizmet ve Amortisman Bedeli” adı altında tanımlanmış; bu 8 yıllık dönem sonunda normal tarife yapısına geçilmesiyle birlikte “Sistem Kullanım Bedeli” olarak, EPDK tarafından yeniden adlandırılmıştır. Dağıtım bölgelerindeki taşıma bedelleri, gaz maliyetinin önemli unsurlarından biridir. Sistem Kullanım Bedeli ile ilgili farklı tüketim miktarları için farklı birim bedel kategorileri görülmektedir. En basit mantıkla, yüksek tüketimin ve EPDK tarife onayının geçerli olduğu dağıtım bölgelerinde birim “Sistem Kullanım Bedeli”, düşük tüketimin olduğu bölgelere göre daha düşük olacaktır. Keza aynı dağıtım bölgesi içinde yer alan serbest tüketiciler, yıllık kullanım miktarları doğrultusunda farklı "Sistem Kullanım Bedeli " ödemekte, yüksek tüketimi olanlar daha düşük birim bedele tabi tutulmaktadır.

Aralık 2017 itibarıyla kentsel doğal gaz satış şirketlerinin değişik tüketici gruplarına uyguladığı satış fiyatları Tablo 6.15’te listelenmiştir.

Dağıtım sektöründe, mülkiyeti ve yönetimi kamu kesiminde kalan tek dağıtım şirketi olan İstanbul Büyükşehir Belediyesi şirketi İGDAŞ’ın özelleştirilmesi uzun yıllardır gündemde olmakla birlikte, konuya dair yeni bir gelişme yaşanmamıştır.

6.2.7 Doğal Gaz Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerinin Durumu

2016 ve 2017 yıllarında toplam 3.700 MW kurulu gücünde doğal gaz yakıtlı yeni santral devreye girmiştir. 2017 yılı sonu itibarıyla , Türkiye’deki elektrik santrallerinin toplam kurulu gücü 85.000 MW’ı aşmış olup, bunun yaklaşık 23.205,7 MW’lık kısmı doğal gaz yakıtlı elektrik santrallerinden oluşmaktadır. Diğer taraftan realize olmaları her ne kadar büyük soru işareti oluştursa da, halen EPDK’dan lisans almış doğal gaz yakıtlı elektrik santrali proje stoku 8.400 MW düzeyindedir. 2016 ve 2017 yıllarındaki düşük kapasite kullanım oranları dikkate alındığında, ihtiyacın zaten üzerinde olan bu doğal gaz yakıtlı kurulu gücün önemli bir kısmının, aşağıda sıralanan etmenler sonucu, önümüzdeki yıllarda atıl kalacağı düşünülebilir.

Tablo 6.15 Aralık 2017 İtibarıyla Şehirler Bazında Doğal Gaz Satış Fiyatları

S. NO	Dağıtım Bölgesi	Dağıtım Şirketi	Alış Fiyatı + ÖTV TL/m ³	Tüketime Göre SKB (Sistem Kullanım Bedeli) (TL/m ³)								100.000.001 ve üzeri
				0-10.000	10.001-75.000	75.001-100.000	100.001-300.000	300.001-800.000	800.001-1.000.000	1.000.001-10.000.000	10.000.001-100.000.000	
1	ANTALYA	ENERYA ANTALYA	0,786615	0,371893	0,371893	0,371893	0,127810	0,127810	0,127810	0,091593	0,041523	0,008710
2	AYDIN	ENERYA AYDIN	0,786615	0,367863	0,367863	0,367863	0,225723	0,225723	0,225723	0,190607	0,062537	0,020518
3	ADANA-MERSİN-HATAY-OSMANIYE	AKSA DOĞALGAZ	0,786615	0,326406	0,326406	0,326406	0,182872	0,182872	0,182872	0,094267	0,041935	0,008905
4	POLATLI	POLGAZ	0,786615	0,317537	0,317537	0,317537	0,065445	0,065445	0,065445	0,065445	0,065445	0,065445
5	AFYONKARAHİSAR	AKSA AFYON	0,786615	0,247563	0,247563	0,247563	0,162170	0,162170	0,162170	0,075732	0,353670	0,165160
6	GÜMÜŞHANE BAYBURT	AKSA GÜMÜŞHANE	0,786615	0,245217	0,245217	0,245217	0,146795	0,146795	0,146795	0,087877	0,052606	0,031492
7	EDİRNE-T.DAĞ-KIRKLARELİ	GAZDAŞ TRAKYA	0,786615	0,241481	0,241481	0,241481	0,046293	0,046293	0,046293	0,046293	0,046293	0,046293
8	ERZİNCAN	ENERYA ERZİNCAN	0,786615	0,239971	0,239971	0,239971	0,149508	0,149508	0,149508	0,082201	0,045195	0,024747
9	MİK PAŞA-SUSURLUK-KARACABEY	AKSA OVAĞAZ	0,786615	0,238155	0,238155	0,238155	0,105651	0,105651	0,105651	0,029303	0,017047	0,009917
10	YOZGAT	SÜRMELİGAZ	0,786615	0,235426	0,235426	0,235426	0,172431	0,172431	0,172431	0,092945	0,050100	0,027005
11	TRABZON- RIZE	AKSA KARADENİZ	0,786615	0,231165	0,231165	0,231165	0,141873	0,141873	0,141873	0,037182	0,013874	0,005176
12	ORDU-GİRESUN	AKSA ORDU GİRESUN	0,786615	0,217701	0,217701	0,217701	0,149190	0,149190	0,149190	0,080186	0,052944	0,007705
13	YALOVA-KARAMÜRSEL	ARMAGAZ	0,786615	0,212480	0,212480	0,212480	0,133544	0,133544	0,133544	0,062699	0,026364	0,011086
15	ADYAMAN-KAHTA-BESNİ-GÖLBAŞI	AKMERCANGAZ	0,786615	0,212093	0,212093	0,212093	0,127193	0,127193	0,127193	0,069691	0,038185	0,020922
18	ANKARA	BASKENTGAZ	0,786615	0,211273	0,211273	0,211273	0,211273	0,211273	0,211273	0,029285	0,029285	0,029285
14	GEMLIK	AKSA GEMLIK	0,786615	0,210833	0,210833	0,210833	0,117419	0,117419	0,117419	0,045915	0,042119	0,000686
16	ERZURUM	PALEN	0,786615	0,209495	0,209495	0,209495	0,124636	0,124636	0,124636	0,051870	0,028569	0,015736
17	BALIKESİR	AKSA BALIKESİR	0,786615	0,204014	0,204014	0,204014	0,099270	0,099270	0,099270	0,037810	0,018696	0,009244
19	İZMİR	İZMIRGAZ	0,786615	0,201940	0,201940	0,201940	0,080994	0,080994	0,080994	0,031440	0,016753	0,005520
20	KONYA - EREĞLİ	ENERYA EREĞLİ	0,786615	0,201661	0,201661	0,201661	0,070754	0,070754	0,070754	0,050937	0,032351	0,020463
21	BAHÇEŞEHİR	BAGDAŞ	0,786615	0,196928	0,196928	0,196928	0,196928	0,196928	0,196928	0,196928	0,196928	0,196928
22	AKSARAY	ENERYA AKSARAY	0,786615	0,196121	0,196121	0,196121	0,122154	0,122154	0,122154	0,056864	0,028087	0,013817
25	SEYDİŞEHİR-ÇUMRA	SELÇUKGAZ	0,786615	0,191883	0,191883	0,191883	0,101705	0,101705	0,101705	0,034346	0,014420	0,006054
23	KAHRAMANMARAŞ	ARMADAŞ	0,786615	0,191809	0,191809	0,191809	0,109458	0,109458	0,109458	0,053936	0,028319	0,014869
24	DÜZCE-EREĞLİ	AKSA DERGAZ	0,786615	0,191684	0,191684	0,191684	0,068066	0,068066	0,068066	0,026916	0,014204	0,007366
27	KARAMAN	ENERYA KARAMAN	0,786615	0,185039	0,185039	0,185039	0,089343	0,089343	0,089343	0,047393	0,020419	0,008762
26	SAKARYA	AGDAŞ	0,786615	0,184719	0,184719	0,184719	0,088520	0,088520	0,088520	0,052802	0,017349	0,004702
28	MANİSA	AKSA MANİSAGAZ	0,786615	0,176858	0,176858	0,176858	0,053652	0,053652	0,053652	0,020499	0,010530	0,008926
29	ŞANLIURFA	AKSA ŞANLIURFA	0,786615	0,174955	0,174955	0,174955	0,099293	0,099293	0,099293	0,037123	0,024526	0,008612
30	TOKAT-AMASYA	AKSA TOKAT AMASYA	0,786615	0,171589	0,171589	0,171589	0,098506	0,098506	0,098506	0,083486	0,039709	0,018887
31	ÇORLU	ÇORDAŞ	0,786615	0,169877	0,169877	0,169877	0,076152	0,076152	0,076152	0,041031	0,022108	0,011913
32	SIVAS	AKSA SIVAS	0,786615	0,169828	0,169828	0,169828	0,092200	0,092200	0,092200	0,045208	0,022167	0,010869
33	VAN	AKSA VAN	0,786615	0,169042	0,169042	0,169042	0,100865	0,100865	0,100865	0,065421	0,042432	0,027522
35	GAZİANTEP	GAZDAŞ GAZİANTEP	0,786615	0,168463	0,168463	0,168463	0,085390	0,085390	0,085390	0,031633	0,015025	0,007136
36	İNEGÖL	İNGAZ	0,786615	0,168372	0,168372	0,168372	0,098209	0,098209	0,098209	0,040167	0,016429	0,008519
34	İSTANBUL	İGDAŞ	0,786615	0,168248	0,168248	0,168248	0,168248	0,168248	0,168248	0,039913	0,039913	0,039913
37	KARABÜK-KASTAMONU-ÇANKIRI	KARGAZ	0,786615	0,166613	0,166613	0,166613	0,107163	0,107163	0,107163	0,033708	0,018228	0,009858

S. NO	Dağıtım Bölgesi	Dağıtım Şirketi	Alış Fiyatı + ÖTV TL/m3	Tüketime Göre SKB (Sistem Kullanımı Bedeli) (TL/m3)								
				0-10.000	10.001-75.000	75.001-100.000	100.001-300.000	300.001-800.000	800.001-1.000.000	1.000.001-10.000.000	10.000.001-100.000.000	100.000.001 ve üzeri
38	KAYSERİ	KAYSERİGAZ	0,786615	0,164626	0,164626	0,164626	0,082656	0,082656	0,082656	0,036270	0,014459	0,009127
39	KARS- ARDAHAN	KARGAZ	0,786615	0,162592	0,162592	0,162592	0,082215	0,082215	0,082215	0,060838	0,041885	0,022568
41	GEBZE	PALGAZ	0,786615	0,157781	0,157781	0,157781	0,075535	0,075535	0,075535	0,044819	0,017963	0,006302
40	BURSA	BURSAGAZ	0,786615	0,157586	0,157586	0,157586	0,054531	0,054531	0,054531	0,054531	0,054531	0,035654
42	ELAZIĞ	AKSA ELAZIĞ	0,786615	0,149179	0,149179	0,149179	0,096193	0,096193	0,096193	0,033981	0,012005	0,004240
43	SIIRT-BATMAN-KURTALAN	AKSA SIIRT BATMAN	0,786615	0,147894	0,147894	0,147894	0,090532	0,090532	0,090532	0,039242	0,017010	0,007373
44	KOCAELİ	İZGAZ	0,786615	0,146662	0,146662	0,045748	0,045748	0,045748	0,046412	0,046412	0,046412	0,046412
46	BOLU-BİLECİK	AKSA BOLU-BİLECİK	0,786615	0,146626	0,146626	0,146626	0,070620	0,070620	0,070620	0,029895	0,010450	0,003652
47	ÇANAKKALE	AKSA ÇANAKKALE	0,786615	0,146303	0,146303	0,146303	0,079850	0,079850	0,079850	0,039370	0,015455	0,006067
48	UŞAK	UDAŞ	0,786615	0,144844	0,144844	0,144844	0,081233	0,081233	0,081233	0,035208	0,013308	0,005031
49	NİĞDE-NEVŞEHİR	ENERYA KAPADOKYA	0,786615	0,144037	0,144037	0,144037	0,066381	0,066381	0,066381	0,047053	0,033353	0,023545
45	ÇORUM	ÇORUMGAZ	0,786615	0,143914	0,143914	0,143914	0,098734	0,098734	0,098734	0,051406	0,028749	0,016078
50	BANDIRMA	AKSA BANDIRMA	0,786615	0,143738	0,143738	0,143738	0,044368	0,044368	0,044368	0,016584	0,008444	0,002434
51	ÇİNGAZ	KÜTAHYA	0,786615	0,137330	0,137330	0,137330	0,031019	0,031019	0,031019	0,031019	0,031019	0,031019
52	DENİZLİ	ENERYA DENİZLİ	0,786615	0,136524	0,136524	0,136524	0,074453	0,074453	0,074453	0,032065	0,011239	0,004819
53	KIRIKKALE-KIRŞEHİR	KIRGAZ	0,786615	0,135502	0,135502	0,135502	0,059658	0,059658	0,059658	0,026115	0,016334	0,003548
54	KONYA	ENERYA KONYA	0,786615	0,135217	0,135217	0,135217	0,060502	0,060502	0,060502	0,032414	0,016289	0,008152
55	MALATYA	AKSA MALATYA	0,786615	0,134881	0,134881	0,134881	0,080619	0,080619	0,080619	0,038545	0,019057	0,009422
56	ESKİŞEHİR	ESGAZ	0,786615	0,099750	0,099750	0,099750	0,048076	0,048076	0,048076	0,033376	0,052517	0,020967
57	DIYARBAKIR	DIYARGAZ	0,786615	0,096692	0,096692	0,096692	0,068015	0,068015	0,068015	0,049835	0,036515	0,026755
58	SAMSUN	SAMGAZ	0,786615	0,061969	0,061969	0,061969	0,026319	0,026319	0,026319	0,017820	0,006259	0,001846

BOTAŞ ABONE TÜKETİCİ FİYATI

BOTAŞ SERBEST TÜKETİCİ FİYATI 300 bin üzeri

ÖTV

0,763615

0,704145

0,023000

SIRALAMA 0-10.000 KADEMESİNE GÖRE YAPILMIŞTIR

Rüzgar ve güneş enerjisi kaynaklı üretim kapasitesinin artması: Yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretiminin her durumda termik kökenli elektrik üretimine göre önceliği olup, geçmiş yıllarda bu tarz yatırımların teşviki için yüksek alım garanti bedelleri uygulanmaktaydı. Zaman içinde gelişen teknolojiler sonucu rüzgar ve güneş enerjisi ile üretime ilişkin birim maliyetlerin önemli oranda azalması, birçok proje açısından, fiyat teşvikini gerektirmeyecek fırsatları oluşturmuştur. Dünya genelinde olduğu gibi ülkemizde de uzun vadede devreye girecek yeni kapasitenin en büyük kısmının yenilenebilir kaynaklardan oluşacağı görülmektedir. Nitekim, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Albayrak, 10 yıl içinde rüzgâr ve güneşin her biri için 10.000 MW ilave kurulu gücün devreye alınacağını ifade etmiştir. Bu hedef, dünya genelinde de yaşanan gelişmeler dikkate alındığında gerçekleştirilebilir bir hedef olarak durmaktadır. Güneş enerjisine dayalı küçük ölçekli lisanssız elektrik üretimi bile bu alanda giderek artan verimliliklerle başlı başına oyun değiştirici bir vasıf kazanmıştır. Doğrudan dağıtım şebekesine bağlanan veya sadece kurulduğu tesis veya konutun elektrik ihtiyacının bir kısmını karşılayan bu tür tesislerin toplam kapasitesi ülkemizde kısa sürede 3.000 MW düzeyine yaklaşmıştır.

Yerli kömür kullanımı esaslı elektrik üretimi için verilen teşvik: 2016 yılında alınan bir Bakanlar Kurulu kararı ile elektrik üretiminde yerli kömür kullanımına teşviki ve TETAŞ'ın yerli kömür kaynaklı elektrik üretimi için, üretilen elektriğin %50'lik kısmına alım garantisi uygulamasına başlanmıştır. Bu çerçevede yaşanan son gelişmeler; 2018 yılı Ocak ayı için belirlenen fiyatın, düzenli olarak 3 ayda bir enflasyon oranında artırılması ve garanti kapsamının genişletilerek, yerli kömür ile ithal kömürün harmanlandığı uygulamaların da alım garantisi içine dahil edilmesi olmuştur. Enerji Bakanı Berat Albayrak, yerli kömür yakıtlı elektrik enerjisi üretim santral yatırımlarının teşvik edilmesine yönelik süreçlerin kolaylaştırılması için gerekli çalışmaların yürütüldüğünü belirterek, yapılan yasal düzenleme ile yatırımcı adına ÇED, kamulaştırma vb. bütün izinlerin Bakanlık tarafından temin edileceğini, kömür sahası karşılığında en ucuz elektriği kim üretecekse ihaleyi o firmanın alacağını ve bu şekilde önemli miktarda kömür rezervlerimizin değerlendirileceğini beyan etmiştir. Hatta, yer altındaki linyit rezervlerimizin parasal boyutunun 350 milyar ABD Doları düzeyinde olduğu, bunun değerlendirilerek Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığının sona erdirileceği savı hem Cumhurbaşkanının hem de Enerji Bakanının 2017 yılının son günlerindeki demeçlerinde yer almıştır.

Bu kapsamda geliştirilen model ile Ankara ili, Nallıhan ilçesi, Çayırhan mevkiinde bulunan Çayırhan B Kömür Rezerv Alanı ve Enerji Üretim Alanının, Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) tarafından açık eksiltme yöntemiyle ihalesi gerçekleştirilmiştir. Bu sahada kurulacak olan santralin kurulu gücünün 800 megavat olması planlanmaktadır. Önümüzdeki dönemde Eskişehir, Afyon, Konya ve Trakya'daki kömür sahalarında bulunan toplam yaklaşık 3,5 milyar tonluk kömür rezervlerine de benzer modelin uygulanacağı öngörülmektedir.

Yeni devreye alınacak nükleer santraller: Mersin-Akkuyu ve Sinop'ta kurulacak santrallerde önemli aşamalar kaydedildiği, üçüncü santral için yer belirleme çalışmalarının devam ettiği, ilk 2 projenin dörder reaktör ve toplam 9 bin 280 megavat kurulu güce sahip olacağı, Akkuyu Nükleer Güç Santrali ilk ünitesinin 2023'te işletmeye alınmasının hedeflendiği, Sinop'taki proje için zemin etüt ve fizibilite çalışmalarının sürdüğü beyan edilmektedir. Bu santraller, devreye alınmalarından itibaren, alım garantili baz yük santralleri olarak çalışacaklardır.

Yap İşlet ve Yap İşlet Devret modelli elektrik santrallerinin durumu: Doğal gaz yakıtlı elektrik üretim hacmini önemli oranda etkileyecek başka bir husus ise Yap İşlet (Yİ) ve Yap İşlet Devret (YİD) olarak ifade edilen alım garantili sözleşmelerin durumudur. Yİ ve YİD esaslı doğal gaz yakıtlı elektrik üretim tesislerinin sözleşmeleri, 2017 yılından itibaren sona ermeye başlayacaktır. Bu statüdeki tesisler, EÜAŞ tarafından devir alınacaklar hariç, faaliyetlerini yukarıda belirtilen hususlar çerçevesinde serbest rekabet ortamında sürdürecektir. Sözleşmesi bitecek Yİ ve YİD doğal gaz yakıtlı elektrik üretim tesislerine ilişkin bazı bilgiler Tablo 6.16'da yer almaktadır.

Tablo 6.16 Yİ ve YİD Santrallerinin Sözleşme Durumları

Yıl	Sözleşmesi Bitecek Yİ Santrallerinin Kurulu Gücü (MW)	Sözleşmesi Bitecek YİD Santrallerinin Kurulu Gücü (MW)
2017		253,4
2018	2.310	
2019	1.520	1.136
2020	770	

2020 yılına gelindiğinde Tabloda yer alan 2.500 MW civarında toplam kurulu gücü olan doğal gaz yakıtlı santral kapasitesi EÜAŞ portföyünde kalacaktır. 2020 yılında elektrik santrallerine yönelik doğal gaz tedarik fiyatlarının bugünkü duruma göre çok daha serbest rekabet koşullarında belirleneceği düşünüldüğünde, 2020 yılı sonrasında, elektrik santrallerine doğal gaz temini konusunda doğal gaz sektöründe yoğun rekabet yaşanacağı; hatta elektrik sektöründe Gün Öncesi Piyasa (GÖP) fiyatlarında yaşanacak rekabetin, aslında sadece doğal gaz yakıtlı santraller arasında yaşanacak bir rekabet olarak pratiğe dönüşeceği öngörülebilir.

Elektrik piyasasında kurulu kapasitenin kaynaklara göre gelişimi, Yİ ve YİD santrallerin sözleşmelerinin sona ermesi, mevcut doğal gaz santrallerinin kurulu gücü, verimlilik farklılıkları, son dönemde devreye alınan yüksek verimli doğal gaz santrallerinin finansman yükü ve doğal gaz arzında öngörülen gelişmeler, yukarıda belirtilen rekabet ortamının diğer önemli unsurlarıdır. Öte yandan TEİAŞ tarafından dönemsel ve bölgesel bazda emre amade tutulacak doğal gaz santrallerinin belirlenmesi de (emre amade sıcak kapasite) elektrik piyasasının en önemli gereksinimleri içinde yerini alacaktır.

Elektrik piyasasında üretici konumunda olup; doğal gaz piyasasında da tedarik segmentinde aktif olarak yer alacak piyasa aktörleri için avantajlı fiyatlarla doğal gaz veya spot LNG temini giderek üzerinde yoğunlaşılan bir alan olarak karşımıza çıkacaktır.

Düşük güçte ve verimliliği düşük doğal gaz santralleri başta olmak üzere çok büyük kapasitede bir kurulu kapasitenin hayat şansı bulamayacağı düşünülen bu senaryoda, anılan tesislerin nasıl değerlendirileceği (sökülüp İran ve Afrika ülkeleri başta olmak üzere başka coğrafyalarda kullanılması), su gelirlerinin çok düşük olduğu kriz senaryolarında ihtiyaç duyulacak doğal gaz yakıtlı üretim kapasitesinin hangi mekanizmalar ile ticari faaliyetini sürdürmesinin sağlanacağı gibi konular, arz güvenliğinin temini ve milli varlığın heba edilmemesi ilkeleri çerçevesinde devlet tarafından ele alınması gerekli politikalar olarak ortaya çıkmaktadır.

6.3 MEVZUAT DEĞİŞİKLİKLERİ

Geçtiğimiz 2 yıllık süre zarfında uzun yıllardır gündemde olan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun değiştirilmesi ile ilgili bir gelişme yaşanmamıştır. Mevzuat anlamında en önemli gelişme, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu uyarınca Enerji Piyasaları İşletim Anonim Şirketinin (EPIAŞ) elektrik sektöründekine benzer biçimde Doğal Gaz Piyasasında da dengeleme mekanizmasında devreye girmesi ile ilgili olmuştur.

Süreçle ilgili olarak ilk etapta Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası Yönetmeliği 31.03.2017 tarihli ve 30024 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiş, takiben Piyasa İşletim Usul ve Esasları (PUE) 23.09.2017 tarih ve 7454 sayılı Kurul Kararı çerçevesinde yayımlanmıştır.

Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası (OTSP) 01.04.2018 Günü saat 08.00'da sanal uygulama ile faaliyete geçecek olup, 01.09.2018 tarihinde OTSP'deki işlemler faturaya esas hak ve borçlar doğuracak duruma gelecektir.

Bu yeni şekillenmiş piyasada gazın gazla rekabeti, fiyatların tamamen piyasada oluşması, finansal katılımcıların işlem yapmaları, işlem hacimleri ve fiyatlarında şeffaflık olması, piyasa oyuncularının artması, oyuncuların sistem dengesini bozmaktan kaçınması esas olacaktır. Bu çerçevede ilk anda akla gelen hedefler, günlük referans fiyat oluşumu, spot doğal gaz ticareti imkânının oluşması, iletim şirketinin de sistemi piyasa bazlı dengeleme fırsatı bulması ve taşıtanların da kendilerini dengeleme fırsatını bulacak olmalarıdır.

Nisan 2018'te piyasa açılışı sanal ortamda gerçekleşecek, takip eden süreçte Eylül ayından itibaren spot işlemleri kapsayan organize bir piyasa kurulacak, piyasa bazlı bir dengeleme olacak, referans fiyatı oluşacak ve günlük uzlaştırma yapılması ve aylık fatura işlemleri gerçekleştirilecektir. Yani her gün piyasada alış-satış yapacak katılımcılar, ertesi gün satış yapanlar avans olarak parasını alacak, alış yapanlar da parasını ödeyecek, dolayısıyla ay sonu gelmeden de ödemeler yapılmış olacaktır. Daha sonraki aşamada öngörülenler ise, fiziksel teslimatlı vadeli ürünlerin işlem görmeye başlaması ve finansal işlemler kısmının devreye girmesidir. Bu arada iletim şirketi vasfıyla BOTAŞ'la da piyasa teslim sözleşmesi imzalanacak olup BOTAŞ'a entegrasyonla ilgili çalışmalar devam etmektedir.

Dengesizliklerin uzlaştırılmasını EPIAŞ yapacağı için, piyasaya zorunlu kayıt söz konusu olacaktır. Ancak taşıtanların spot piyasada işlem yapma zorunlulukları olmayıp, bunlar tamamen kendi inisiyatiflerine bırakılmıştır. İletim şirketinin de iletim sistemi içine alacağı veya satacağı miktarlara bir alt ve üst limit getirilmiş olup bunların çok gerçekçi rakamlar olmasına özen gösterilmesi gerekecektir. Zira, iletim şirketinin alım ve satımda uyguladığı fiyatlar dikkate alındığında, bütün taşıtanlar sistemde yaptıkları dengesizlik oranında bunlara maruz kalmak durumunda kalacaktır.

6.4 ULUSLARARASI PROJELER

Küresel ölçekte doğal gaz ticaretinde iki ana yöntem bulunmaktadır. İlki, doğal gazın sıvılaştırılıp büyük LNG kargo gemileriyle yapılan sevkiyatı; diğeri ise ülkeler arasında inşa edilen ve çoğu kez birçok ülkeyi kat eden boru hatları ile gerçekleştirilen sevkiyattır.

Konvansiyonel doğal gaz kaynakları açısından dünyadaki belli başlı üretici ülkeler ile Avrupa arasında bir coğrafyada olan Türkiye üzerinden; Avrupa'ya doğal gaz taşınmasına yönelik birçok proje geçmişte gündeme gelmiş; özellikle Hazar Bölgesi, İran ve Irak potansiyel kaynaklar olarak görülmüştür. Bu kaynakları hedef alan NABUCCO Projesi 2011 yılına kadar en ağırlıklı yeri tutmakla birlikte, geçtiğimiz birkaç yıllık süreç içinde rakip projeler olarak TAP ve ITGI projeleri de gündemdeki yerlerini korumuşlardır.

Şah Deniz Faz II – TANAP Projesi

2011 yılı Ekim ayında Türk ve Azeri Hükümetleri arasında bir Hükümetlerarası anlaşma ve onun altında BOTAŞ ve Şahdeniz ortakları arasında imzalanan anlaşmalarla, Şahdeniz Faz II gazının 6 milyar m³lük kısmının Türkiye'ye satılması, 10 milyar m³lük kısmının ise Yunanistan ve Bulgaristan'a transit olarak taşınması ve altyapı olarak BOTAŞ'ın mevcut İletim Şebekesinin (yatırımlarla kapasitesi artırılarak) kullanılması kararları alınmakla birlikte, Türkiye'deki kısmı için münhasır bir boru hattı yapılabilmesi opsiyonu da ortaya konmuştu. Nitekim daha sonra Türk ve Azeri hükümetleri "Trans Anatolia Pipeline Project-TANAP" olarak adlandırılan münhasır boru hattı yapımı konusunda mutabakata varmışlar ve konuya dair Hükümetlerarası Anlaşma ile Ev Sahibi Ülke Anlaşması'nı 2012 yılı Haziran ayında imzalamışlardır. Bu gelişmelerin ardından, Şahdeniz Konsorsiyumu, Avrupa tarafında taşıma

hizmeti için revize edilen NABUCCO (NABUCCO West) ile TAP projelerini iki aday proje olarak belirlemiş, nihai süreçte ise 2013 yılı Haziran ayı sonunda güzergah olarak Yunanistan-Arnavutluk-İtalya'yı belirleyen TAP projesini seçmiştir. 2013 yılı Aralık ayında ilgili tüm tarafların yatırım kararı alması ile Şah Deniz Faz II gaz üretimi ile Türkiye ve Avrupa arasında değer zinciri oluşturulmasına dair çalışmalar son evresine girmişti.

2017 yılı sonu itibarıyla TANAP projesinde; Gürcistan sınırından Eskişehir'e kadar (yaklaşık 1.330 km) 56 inç; Eskişehir'den Yunanistan sınırına kadar da (yaklaşık 500 km) 48 inç olarak inşa edilecek boru hattının 56 inç'lik kesiminde boru hattı döşenmesi tamamlanmış olup, yer üstü tesisleri ile ilgili tamamlama faaliyetleri devam etmektedir. Eskişehir'de BOTAS Şebekesine 2018 yılı Haziran sonu olarak belirlenen ilk gaz arzı tarihi, Avrupa için ise 2020'den sonra öngörülmektedir. Proje yapım faaliyetleri içinde önemli yeri olan Çanakkale Boğaz geçişi ise tamamlanmış durumdadır.

İran-Türkiye-Avrupa (ITE) Projesi

Konvansiyonel doğal gaz yatakları açısından Rusya'dan sonra en zengin ülke durumunda olan İran, ABD yaptırımları nedeniyle NABUCCO projesinde kaynak ülke konumundan çıkarılmış ve Türkiye geçişli boru hattı projelerinde, en büyük potansiyel kaynak olmakla birlikte dikkate alınmayan bir konuma düşmüştü. Ancak 2008 yılında İran doğal gazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya, nihai ülke olarak Almanya'ya, transit taşınmasını hedef alan bir proje (IT –Iran–Turkey–Europe) gündeme gelmiş ve Türkiye kısmının yapımı konusunda TURANG Transit Taşımacılık AŞ, 2008 yılında yürürlükte olan 6326 sayılı Petrol Kanunu uyarınca Bakanlar Kurulu'nun onay vermesi sonucu Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nden 2010 yılında "Doğal Gaz Boru Hattı Belgesi" almıştı. İran'ın uluslararası arenadaki mevcut konumu karşısında anılan projenin hayata geçirilip geçirilemeyeceği tartışılır olmakla birlikte, 35 milyar m³ kapasite hedefleyen projenin Türkiye'deki kısmı için ÇED Raporu hazırlanmış ve 2013 yılı Temmuz ayında Bakanlar Kurulu Acil Kamulaştırma Kararı almıştı.

Geçen süre içinde güzergah belirleme ve kamulaştırma planları tamamlanmış ve halen bazı temel mühendislik çalışmaları yürütülmekte olan projenin önümüzdeki yıllarda hayata geçip geçmeyeceğine ilişkin durum belirsizliğini korumaktadır.

Kuzey Irak Gazı

Kuzey Irak doğal gaz potansiyelinin Türkiye bağlantısı gerçekleştirilerek değerlendirilmesine yönelik çalışmalar, Siyah Kalem firmasının konuya dair 2009 yılında müracaatı ile gündeme gelmişti. Geçen süre içinde, ekonomik olarak büyük avantajlar sağlayabilecek bu potansiyelin değerlendirilmesine yönelik olarak TPAO iştiraki olan TPIC'in Bölgede aktif olması gerekliliği vurgulanmaktaydı. Ancak TPIC'in bağlı olduğu TPAO'ya Irak Merkezi Hükümeti tarafından gösterilen bazı olumsuz tavırlar sonrasında, TPIC'in TPAO'dan ayrılarak BOTAS'a bağlanması kararı oldukça çarpıcı bir gelişme olmuştu. Diğer taraftan Siyah Kalem firmasının da 2013'te, Irak'tan yıllık azami 3,2 milyar m³ hacimle gaz ithali için EPDK'dan 26 yıl süreli lisans alması, konuya dair somut gelişmeler içinde yer almıştı.

Bölgede en aktif konumdaki şirketlerden biri olan Genel Enerjinin açıklamalarına göre, kuyu başı fiyatı 100–140 USD olan doğal gazın Türkiye'ye iletimi için Irak tarafında 200–300 km uzunluğunda boru hattı bağlantısı gerekecektir. Yine aynı şirketten yapılan açıklamalara göre Kuzey Irak'ta kısa vadede 10 milyar m³, orta vadede ise 20 milyar m³ doğal gaz üretimi mümkün görünmektedir. Türkiye tarafında, Silopi– Bismil arasında bağlantı boru hattı ile gerekli altyapının sağlanması hedeflenmektedir. Taşınacak hacme bağlı olarak yerleri ve güçleri saptanacak yeni kompresör istasyonları, Türkiye tarafında gerekli olabilecek diğer çalışmalardır. Söz konusu iletim hattı, 185 km uzunluğunda 40 inç çapında olup, yapım çalışmaları devam etmektedir. Kuzey Irak yönetiminin Türkiye'nin sert itirazlarına rağmen

gerçekleştirdiği referandum sürecinden sonra Bölgede Türkiye'ye gaz arzını hedefleyen projelerin ne zaman hayata geçebileceğine ilişkin belirsizlik daha da artmıştır.

Doğu Akdeniz Bölgesi Doğal Gaz Yatakları

Özellikle İsrail ve Kıbrıs açıklarındaki bulgular başta olmak üzere, Doğu Akdeniz'in derin sularındaki doğal gaz potansiyelinin keşfi, son yılların çarpıcı gelişmeleri içinde yer almıştır. İsrail, 2013 yılı içinde Tamar üretim sahasından karaya gaz sevkiyatına başlamıştır. 2015 yılında Leviathan üretim sahasının da faaliyete geçmesiyle birlikte, İsrail'in, doğal gaz üretiminin kendi tüketim ihtiyacının oldukça üstünde gerçekleşeceği saptaması ile, bu fazla üretimin uluslararası düzeyde pazarlanması yönünde seçenekler üzerinde çalışmaları sürmektedir.

İki ülke arasında yaşanan Mavi Marmara Gemisi krizi sonrasında, 2015 yılı sonunda tekrar normalleşme sürecine giren ilişkiler sonucu, İsrail doğal gazının Türkiye üzerinden değerlendirilmesi tekrar gündemdeki yerini almıştı. Özellikle düşen petrol ve doğal gaz fiyatları dikkate alındığında, büyük yatırım maliyetleri gerektirmekte olan Kıbrıs'ta bir sıvılaştırma terminali kurulması veya Doğu Akdeniz gazının Yunanistan üzerinden Avrupa'ya iletilmesi gibi seçenekler devre dışı kalmış, Mısır opsiyonunun da belirsizliğe girmesi nedeniyle yüksek tüketimiyle Türkiye ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya transit aktarım alternatifi gündeme gelmişti. Ancak, 2017 yılı sonlarında yaşanan Kudüs krizi nedeniyle ilişkiler tekrar gerilmiş ve söz konusu projelerin durumu tekrar belirsizliğe itilmiştir.

Öte taraftan, yüksek maliyetine rağmen, Doğu Akdeniz'de çıkarılacak olan doğal gazın Girit Adası güzergahı ile Yunanistan'a bağlanmasını öngören deniz boru hattı projesi, Avrupa Komisyonu tarafından belirlenen "Projects of Common Interest" (Ortak Çıkar Projeleri) listesi içinde yer almakta ve AB'nin projeye desteği ifade edilmektedir. Güney Kıbrıs, Yunanistan, İsrail ve İtalya, AB Komisyonu'nun huzurunda Doğu Akdeniz Boru Hattı için işbirliği anlaşması imzalamışlardır.

Türk Akımı Projesi

Geçtiğimiz yıllarda Avrupa'ya doğal gaz temini konusunda yeni boru hattı inşa projeleri içinde, Türkiye üzerinden geçişli projeler için en önemli alternatif veya rakip proje olarak nitelendirilebilecek olan Güney Akımı Projesi, hep gündemdeki yerini korumuştur. Proje, Rusya kıyılarından Bulgaristan kıyılarına Karadeniz'in altında 2000 m. derinlikte inşa edilecek, 900 km'lik bir deniz geçişi ile, kara kısmında Bulgaristan-Sırbistan-Macaristan-Avusturya güzergahı boyunca inşa edilecek bir ana boru hattı ve Hırvatistan gibi kimi ülkelere gerçekleştirilecek yan bağlantıları inşasını içermektedir. Yıllık taşıma kapasitesi 63 milyar m³ olan projenin maliyetinin, Rusya içindeki üretim sahaları ve toplama hatları için gereken yatırımlar da dikkate alındığında, toplamda 50 milyar ABD dolarını aşacağı tahmin edilmektedir. 2019 yılı sonunda tamamlanması hedeflenen projenin, deniz geçişi için boru tedarikçileri ve yapım müteahhidi seçimi gibi aşamalarının gerçekleştirildiği şirket tarafından medyaya yansıtılmış; Türkiye de Aralık 2011 tarihinde, deniz geçişinin bir kısmında Türk Münhasır Ekonomik Bölgesi'nin kullanımına izin veren bir mutabakat zaptını Rusya ile imzalamıştı.

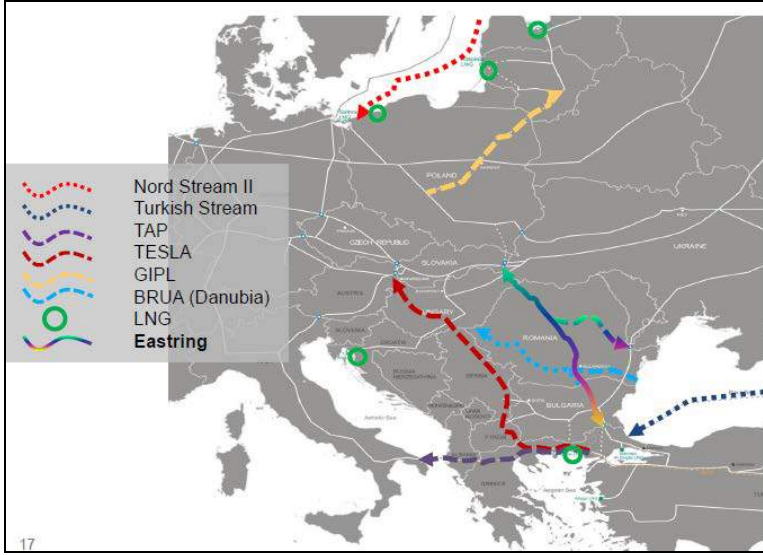
Güney Akım Projesi'nin hayata geçirilebilmesi amacıyla Rusya ile AB Komisyonu arasında yürütülen müzakere süreci, özellikle Avrupa pazarını hedef alan büyük gaz transit projelerinin yatırım maliyetleri büyüklüğünün yanı sıra, hukuksal çerçevelerinin oluşturulmasında yaşanabilecek güçlükler açısından da önemli bir örnek teşkil etmişti. AB Komisyonu daha önceki süreçte, transit hat güzergahındaki ülkelerin ikili olarak Rusya ile imzalamış oldukları Hükümetlerarası Anlaşmaların, AB'nin enerji müktesebatına aykırı olmaları nedeniyle geçersiz olduklarını beyan etmişti. AB'ye üye tüm ülkeleri bağlayan doğal gaz sektörüne dair müktesebatın ve beraberinde rekabetin korunmasına dair kuralların sonucu olarak ortaya çıkan Güney Akım Boru Hattı'nın mülkiyeti ve kapasitesinin kullanımı ile ilgili unsurların, Rusya tarafından kabul edilebilir bulunmaması nedeniyle, Avrupa Komisyonu ile Rusya'nın Gazprom şirketi

arasındaki müzakere süreci dondurulmuştu. (Daha sonraki süreçte, yaşanan kriz aşılmış olup, 2017 yılının ilk çeyreğinde Gazprom Avrupa Komisyonu'nun taleplerini yerine getirme yoluna gitmiştir. AB'nin rekabet kurallarını ihlal ettiği belirtilen Gazprom, AB rekabet kurallarına uyma ve uzun vadeli sözleşmelerin şartları ve fiyatlarda değişiklik yapma kararı almış ve AB düzenlemelerine uymaya hazır olduğunu belirtmiştir. Gazprom, boru hatları altyapılarının koşullarıyla bağlantılı olarak, AB ile yaptığı uzun vadeli sözleşmelerdeki fiyatlandırma ve şartlarında değişiklik yapacak, toptancılar ve bazı endüstriyel müşterilerin tedarik sözleşmelerindeki fiyatları aşağı çekecek ve diğer ülkelere gaz ihraç etmesini engelleyen düzenlemeleri de değiştirecektir. Buna dair Gazprom taahhütleri "Gazprom Commitments Under Article 9 of Council Regulation No 1/2003" dokümanı ile 14 Şubat 2017 tarihinden geçerli olarak yayımlanmıştır.)

1/12/2014 günü Rusya Devlet Başkanı Putin tarafından, Rusya'nın Güney Akımı Projesi yerine geçecek proje olarak takdim edilen Türk Akımı Projesi ile Rusya'nın Avrupa'ya sevk etmek istediği, yıllık 60 milyar m³'lük gazın ihracat altyapısının Türkiye üzerinden geçirilmesinin planlandığı haberi, 2014 yılında küresel doğal gaz ticareti açısından en önemli gelişme olarak gündeme yerleşmişti. Türkiye açısından büyük fırsatlar yaratabileceği iddialarıyla takdim edilen bu gelişme kamuoyunda büyük heyecan yaratmış, Türkiye'nin yıllardır hedeflediği Enerji Terminali olma vizyonu için en önemli basamağı oluşturabileceği iddia edilmişti.

Yaklaşık 16 milyar m³'ünün Türkiye'de kalmasını ve kalan kısmının Yunanistan üzerinden Avrupa'ya transferini öngören yıllık 63 milyar m³ kapasiteli proje, küresel ölçekte merak ve heyecan uyandırmış, değer zincirinin Avrupa coğrafyasındaki kısmının nasıl oluşturulacağı, gaz ticaretinin hangi koşullarda gerçekleştirileceği gibi belirsizliğini koruyan unsurlar hep merak ve tartışma konusu olmuştu. AB'nin ise projeye yaklaşımının oldukça ihtiyatlı ve Güney Akım için gösterdiği yaklaşımdan farklı olmadığı; hatta Ukrayna üzerinden mevcut güzergahın kullanılması yerine, bu ülkenin, Rusya'nın kendi politik yaklaşımı doğrultusunda by-pass edilebilmesi için milyarlarca dolar tutarındaki bu tür yeni yatırımlarına soğuk baktığı dile getirilmişti.

Türk ve Rus taraflarının ilk etapta proje konusunda oldukça istekli bir tutum izledikleri görülmüştü. Ancak, 2015 yılı Kasım ayı içinde bir Rus uçağının Suriye sınırında Türk jetleri tarafından düşürülmesi sonrasında iki ülke arasındaki ilişkilerin girdiği kriz sonrası proje tamamen belirsiz bir evreye girmişti. Türkiye ve Rusya arasında tekrar düzelen ilişkiler arefesinde, ilk aşamada Hükümetlerarası Anlaşma 10 Ekim 2016 tarihinde imzalanmış, Projenin ilk etabı olan ve sadece Türkiye'ye gaz arzını içeren (15 milyar m³/yıl) tek deniz hattı tamamlanma aşamasına gelmiştir. Kıyı kabul terminali yapım faaliyetleri 2018 yılı ilk aylarında başlayacak olan projenin ilk etabı 2019 yılı içinde BOTAŞ şebekesine bağlanması ile tamamlanacaktır.



Şekil 6.9 Türk Akımı ve Avrupa'daki Gaz Transit Projeleri

Kaynak: Eustream

Proje Şirketi ile Türkiye Cumhuriyeti Devleti arasında imzalanması gereken Ev Sahibi Ülke Anlaşması için yetkililer arasında görüşmeler devam etmektedir. Projenin sonraki etabı olan Avrupa'ya gaz sevkiyatı konusunda ise henüz kamuoyu ile paylaşılan bir yol haritası olmamıştır. Ancak gerek yukarıda açıklandığı gibi, Avrupa Komisyonu ile Gazprom arasındaki ilişkilerin yeni olumlu bir evreye girmiş olması gerekse rakip/alternatif bir proje olarak değerlendirilebilecek olan Kuzey Akımı-II Projesi'nin AB ülkelerinin büyük çoğunluğunun muhalefeti ile karşılaşması sonrasında, Türk Akımı Projesi'nin Avrupa ayağının realize olacağına dair beklentiler kuvvetlenmiştir. Projenin ilk gündeme geldiği dönemde, Avrupa bağlantısının Yunanistan üzerinden olmasının beklendiği dile getirilmiş ise de, son değerlendirmeler, bu değer zincirinin Bulgaristan-Romanya-Macaristan-Avusturya olarak ve mevcut alt yapılar kullanılarak gerçekleşeceği yönündedir.

6.5 TÜRKİYE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNÜN GELECEĞİNE İLİŞKİN DEĞERLENDİRMELER

Doğal gaz kullanımı açısından neredeyse tamamen ithalat bağımlısı olan ülkemizin, doğal gazı, arz güvenliğinin yanı sıra, ithalatının yarattığı cari açık yükünün azaltılması adına da en ekonomik yollarla temini çok önemlidir. Ancak bu iki unsur çoğu durumda birbirleriyle çelişir. Bulunduğu coğrafi konum itibarıyla dünyadaki ülkeler arasında doğal gaz ithalat alternatifleri açısından en şanslılardan olan ülkemizde, yeni depolama ve FSRU yatırımları sonucu arz güvenliği hususu belki de artık risk anlamında ikinci derece önem arz edecek, maliyet avantajlı ithalat bağlantıları ön plana geçebilecektir. BOTAŞ'ın alım anlaşmalarının bitiş tarihleri ve talep artışı dikkate alındığında, 2020'li yılların başından itibaren yeni ithalat anlaşmalarının da bu manada değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu noktada BOTAŞ'ın takip edeceği strateji, bir sıradan piyasa oyuncusu gibi yalnızca kendi ticari önceliklerini hedeflemesinden ziyade ülke çıkarlarını gözeten bir ulusal strateji olmalıdır.

Bu ulusal stratejinin belirlenmesinde Enerji Bakanlığı özelinde siyasi iradenin, sektördeki kuruluşların talep ve görüşlerini ne ölçüde dikkate alacağı ve nihai hedeflerin neler olacağı cevap bekleyen sorulardır. Doğal gaz piyasasının ne ölçüde serbestleşmesi gerektiğine dair farklı değerlendirmeler yapılmakla birlikte, burada vurgulanan husus, özellikle son yıllarda takip edilen politikanın, 4646 sayılı Kanun ile ortaya konan hedeflerle örtüşmediğidir. EPDK'nın bağımsız otorite vasfından giderek uzaklaştığı en

çok dile getirilen şikayetler arasındadır. EPIAŞ'ın, doğal gaz piyasasında da aktif olması farklı bir argüman olmakla birlikte, 2018 yılı Eylül ayında uygulamaya girecek olan yeni dengeleme piyasasında da, minimum ve maksimum fiyatların belirlenmesi için verilen yetki düşünüldüğünde, siyasi iradenin yönlendirmesine açık bir vasfı bulunmaktadır. Piyasada en çok eleştiri konusu olan hususlar, BOTAŞ'ın maliyet bazlı satış fiyatı belirlememesi ve EÜAŞ'ın, devralması beklenen toplam 2500 MW kurulu gücündeki doğal gaz yakıtlı santraller vasıtasıyla tüketiciye uygulanan satış fiyatları arasında çapraz sübvansiyon uygulamasından vaz geçip geçilmeyeceği hususunun da yine siyasi iradenin kararına bağlı olmasıdır..

Gas Infrastructure Europe (GIE)'un, 12 Aralık 2018'de yayımlamış olduğu Avrupa LNG altyapısı verilerine göre, Türkiye, 2019 yılı referans alındığında, sahip olacağı yıllık 38 milyar m³ gazlaştırma kapasitesi ile Avrupa genelinde en büyük LNG gazlaştırma altyapısına sahip olacaktır. Öte yandan LNG'nin küresel gaz ticaretinde giderek öne çıkacağı da görülmektedir. Nitekim Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)'nın öngörülerine göre, 2040 yılı için yeni küresel gaz ticareti hacminin % 90'ı LNG cinsinden olacaktır. Türkiye'nin bu alanda atmış olduğu adımların ilave maliyetlere neden olabileceği tartışma konusu olabileceksede, gerek arz güvenliği, gerekse gaz ithalat kontratlarında Türkiye aktörlerinin ellerinin güçlü olması hususları dikkate alındığında, bu adımlar yerinde bir strateji olarak değerlendirilmektedir.

Türkiye'nin bir gaz ticaret merkezi olması hususunda, başta doğal gaz şebeke alt yapısında sağlanmış kapasite artışları ve Türk Akımı Projesi'nin adım adım gerçekleşmesi gibi olumlu gelişmeler yanında birçok aleyhte gelişmenin yaşandığı da bir gerçektir. Bunların başında Avrupa Birliği coğrafyasında doğal gaz talebinin geçmiş yıllarda yapılan tahminlerin oldukça altında bir seyir göstereceği hususu gelmektedir. Diğer yandan AB ülkelerinde LNG gazlaştırma kapasitesinin boru gazı ile tedarik ihtiyaç oranını önemli ölçüde düşürmesi sonucu geline nokta, Türkiye geçişli transit projelerinin eski dönemlerde sahip olduğu önem azalmıştır. Nitekim GIE raporuna göre, AB ülkelerinde kurulu mevcut LNG terminallerinin toplam gazlaştırma kapasitesi 210 milyar m³ olup, ilave 88 milyar m³ kapasite de planlanmış durumdadır. Düşük seyreden petrol ve doğal gaz fiyatları da Orta Doğu ve Hazar Bölgesi'nde Türkiye geçişli böyle büyük ölçekli projelerin gerçekleştirilmesinin önünde bir engel olarak durmaktadır. Yapılan analizlere göre OECD üyesi Avrupa ülkelerinde 2009-2015 yılları arasında gaz talebi 60 milyar m³ düşmüş olup, 2040 yılına gelindiğinde AB toplam gaz talebinin bugüne göre 150 bcm daha düşeceği öngörülmektedir. Düşük senaryolara göre, AB ithalat miktarı 2040'ta 189 milyar m³'e düşecek olup, ana tedarikçi Rusya'nın 2025'ten itibaren tek başına 300 milyar m³'ü aşan bir ihracat kapasitesi olacaktır. Avrupa coğrafyasındaki üretimin de düşeceği söylene de, başta İngiltere olmak üzere kaya gazı aramalarının ne şekilde sonuç vereceği henüz belli olmayıp, buna dair de sürprizler yaşanabilir.

Türkiye'de değişmekte olan tüketim profili de, AB'ye doğal gaz ihracatı hedeflerini olumsuz yönde etkileyecek bir unsur olarak gözükmektedir. Toplam tüketim içinde giderek ağırlığı artan evsel tüketim, aylara ve günlere sari olarak çok dengesiz bir profil ortaya çıkarmaktadır. Nitekim geçtiğimiz yıllarda en düşük günlük tüketim en yüksek günlük tüketimin üçte biri iken, elektrik üretiminde doğal gaz payının giderek düşmesi sonucu önümüzdeki birkaç yıllık süreçte bu oranın beşte bir seviyesine düşeceğini söylemek yanlış bir kestirim olmaz. Oysa, doğal gaz ihracatına (reexport) yönelik en az 1 yıllık kontratlar açısından, mevsimlerden bağımsız olarak bir günlük kontrat miktarının taahhüt edilmesi (ki birçok kontratta bu değer yıllık kontrat miktarının günlük ortalamasının en az %5 üzerinde bir değerdir) olmazsa olmaz unsurlardan biridir. Ulusal Dengeleme Noktası üzerinden günlük spot gaz ihracı opsiyonu dikkate alındığında ise, gerçekte bu tarz talepler Avrupa Birliği ülkeler tüketiminin arttığı soğuk kış günlerinde ortaya çıkabilecek olup, kış döneminde Türkiye'nin kendi iç talebindeki büyük yükseliş nedeniyle, önemli fırsatların olabileceği bir opsiyon olarak durmamaktadır. Bu çerçevede, küçük kentle-

re varıncaya değin doğal gaz iletim altyapısının genişletilmesi politikası, Türkiye'nin bir Doğal Gaz Ticaret Merkezi olması vizyonu ile örtüşmemekte olup, tekrar değerlendirilmeye muhtaçtır.

Cari açığın en büyük etmeni olarak her zaman eleştirilen doğal gaz ithalatının yüksek mali portresi, bu meyanda mutlaka azaltılması hedefi ve bu çerçevede oluşturulmak istenen politikalar da üzerinde durulması gereken bir husustur. Özellikle Hazar Denizi'nin statüsünün belirlenmesinde kıyı ülkelerinin bir anlaşmaya varmasının yakın olduğu, İran'la ilgili yıllardır süregelen yaptırımların ortadan kalkma olasılığı ve diğer yakın coğrafyada değerlendirilmeyi bekleyen doğal gaz yatakları gibi hususlar, özellikle elektrik üretiminde yerli kömürün teşviki ve nükleer enerjinin önemli oranda pay alması gibi politikaların yerinde politikalar olup olmadığı konusunda bir değerlendirmeyi gerekli kılmaktadır. Şöyle ki: çok uzak olmayan bir gelecekte çok düşük fiyatlarla komşu ülkelerden doğal gaz ithal edebilme şansı ortaya çıkacak ve; bunun sonucunda kömür yakıtlı ve nükleer yakıtlı santrallere göre çok daha düşük elektrik üretim birim maliyetleri söz konusu olabilecek olsa bile, verilmiş alım garantileri nedeniyle bu tarz projelerin hayat bulma şansı olmayacaktır. Diğer taraftan unutulmamalıdır ki, uluslararası boru hatları ve bu yolla büyük miktarlarda gerçekleşen gaz ticareti, ülkeler arasındaki işbirliğine ve ilişkilerdeki istikrara büyük katkısı olan bir unsurdur.

ÖZGEÇMİŞ



Erdinç Özen
oerdinc62@gmail.com

1962'de Bilecik'te doğdu. ODTÜ Elektrik - Elektronik Mühendisliği Bölümü'nden 1985 yılında mezun oldu. 1988–2011 yılları arasında BOTAŞ'ta doğal gaz iletim faaliyetleri ile ilgili Başmühendis, Bakım-Onarım Müdürlüğü ve Bölge Müdür Yardımcılığı gibi görevlerde bulundu. 2003 yılından bu yana ağırlıklı çalışma alanı doğal gaz sektörü ile ilgili regülasyon, ikili anlaşmalar ve şebeke işleyiş düzenlemeleri gibi konular üzerine yoğunlaşmıştır. Halen TANAP projesinde Ticari Operasyonlar Müdürü olarak görev yapmaktadır.

7. PETROL SEKTÖRÜNÜN DURUMU

Ülker Aydın

Yöneylem Araştırmacısı, İstatistikçi

Hülya Peker

Kimya Yüksek Mühendisi

7.1 ÜRETİM VE ARAMA FAALİYETLERİ

7.1.1 Genel

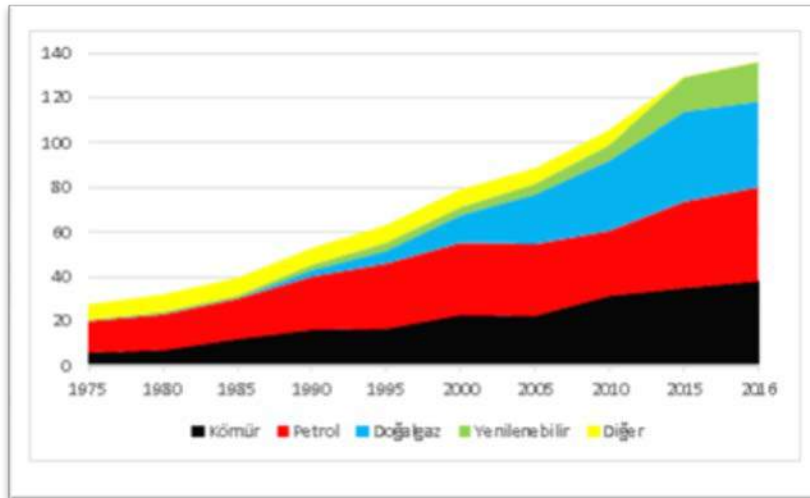
Uluslararası Enerji Ajansının (UEA) tahminlerine göre 2015 yılında 13,7 milyar ton eşdeğer petrol (tep) olan dünya birincil enerji talebinin 2040 yılında; mevcut enerji politikaları ile devam senaryosuna göre 2000 yılına göre %92 oranında artışla 19,3 milyar tep'e ulaşması beklenmektedir. Söz konusu senaryoya göre 2040 yılına kadar olan dönemde fosil yakıtların (petrol, doğal gaz, kömür) paylarında büyük değişiklik olması beklenmemektedir. 2016 yılında dünya birincil enerji tüketiminin %81'ini, ülkemiz tüketiminin ise %87'sini oluşturan fosil yakıtların 2040 yılındaki payı, mevcut enerji politikaları ile devam senaryosuna göre dünyada %79'a düşmesi beklenmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı projeksiyonlarına göre 2040 yılı birincil enerji talebinde kömür payının %27,1, petrol payının %28 ve doğal gaz payının %24 seviyelerinde olacağı tahmin edilmektedir. Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre 2040 yılına kadar olan süreçte; rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklar ile doğal gaz, talebi en hızlı büyüme oranına sahip enerji kaynakları olacaktır. Bu senaryoda, yenilenebilir kaynaklar yıllık ortalama %12,9, doğal gaz yıllık ortalama %2,3 ve nükleer enerji yıllık ortalama %2,1 talep artışına sahip olacaktır. Bu üç kaynağın talebindeki toplam büyüme oranı, toplam birincil enerjinin talebindeki büyüme oranından daha fazladır. Fosil yakıtlar arasında talebi en fazla büyüme oranına sahip olan kaynak yıllık ortalama %2,3 büyüme oranı ile doğal gaz olacaktır. Doğal gazı sırasıyla yıllık ortalama %1,3 ve %1,0 büyüme oranları ile kömür ve petrol izleyecektir

Tablo7.1 Dünya ve Türkiye Birincil Enerji Talebinin Gelişimi

	Dünya ve Türkiye Birincil Enerji Talebi (mtep)				
	Dünya				Türkiye
			Mevcut Politikalar S.		
Kaynaklar	2000	2016	2025	2040	2016
Kömür	2.311	3.755	4.165	5.045	38,357
Petrol	3.670	4.388	4.815	5.477	42,204
DoğalGaz	2.071	3.007	3.514	4.682	38,338
Nükleer	676	681	839	997	
Hidro	225	350	409	513	5,782
Biyoenergy	1.023	1.364	1.507	1.728	2,843
Diğer Yenilenebilir Kaynak.	60	225	441	856	8,705
TOPLAM	10.036	13.770	15.690	19.298	136,229
Fosil Yakıtların Payı (%)	80	81	80	79	87
Petrolün Payı (%)	37	32	31	28	31
CO ₂ Emisyonları(Gt)	23	32	35	43	

Kaynak: WEO 2017,ETKB 2016 Denge Tablosu

Ülkemiz birincil enerji talebi 2016 yılında 136,2 milyon tep olarak gerçekleşmiştir. Birincil enerji talebi içerisinde doğal gazın payı %28, kömürün payı %28, petrolün payı %31 hidrolik enerjinin payı %5, hidrolik dışı yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %8 olmuştur. Birincil enerji talebimizin sektörlere göre dağılımı incelendiğinde; %25'i sanayi, %24'ü konut ve hizmet sektörü, %20'si ulaştırma, %23'ü çevrim,%5'i enerji dışı ve %3'ü tarım ve hayvancılık sektöründe kullanılmıştır. Günümüzde petrolde %90, doğal gazda %99 olan dışa bağımlılık oranının önümüzdeki yıllarda da süreceği tahmin edilmektedir.

**Şekil 7.1** Birincil Enerji Talebi Gelişiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (mtep)

2009 yılında yaşanan küresel ekonomik kriz nedeniyle ülkemiz petrol tüketiminde 2008 yılına göre yaklaşık %17 civarında azalma olmuştur. 2000 yılında toplam enerji tüketimi içinde petrolün payı %40,6 civarında iken 2015 yılında bu oran %30'a düşmüş olup 814 bin varil/gün olarak gerçekleşmiştir. Günlük petrol tüketiminin ise 2016 yılında 854 milyon varil olarak gerçekleştiğini ve yerli ham petrol üretiminin toplam tüketimi karşılama oranının %7 olduğunu görmekteyiz.

Petrolde önemli bir oranda dışa bağımlılık söz konusudur. Bu nedenle, petrol arama-üretim faaliyetlerinin artırılması, yerli şirketlerin yurtdışı faaliyetlerini artırarak yurtdışı kaynakların daha fazla ülke kullanımına sunulması, ikincil üretim yöntemlerinin kullanılması, ilave üretim kuyularının açılması ve yeni sahaların keşfedilmesiyle petrol arzının yurt içi kaynaklarla artırılması hedeflenmiştir.

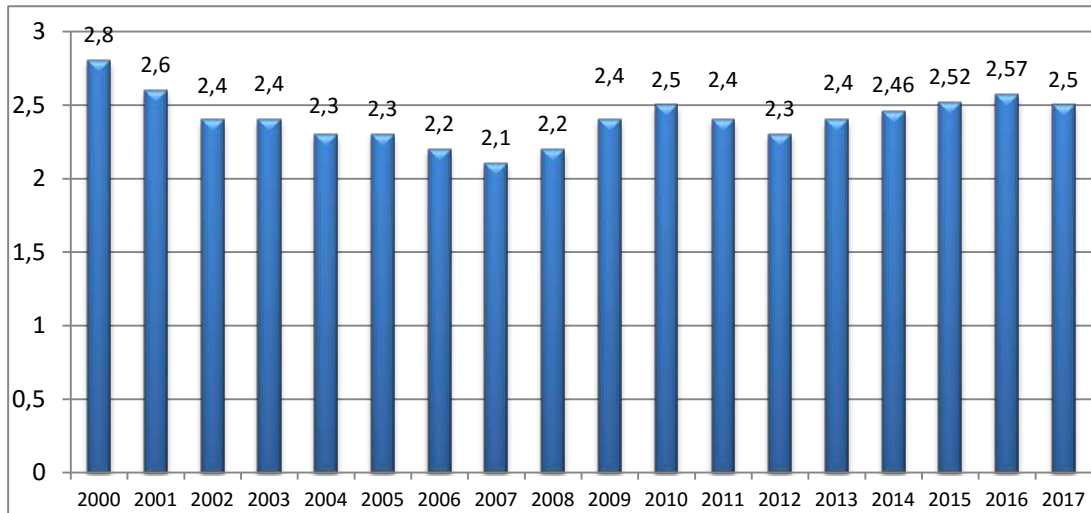
ETKB tarafından hazırlanan 2015-2019 Stratejik Planı'nda yurtiçi ve yurtdışı ham petrol üretiminin tüketimi karşılama oranının %13,6'ya yükseltilmesi hedeflenmiştir. Yerli ham petrol üretiminin 2019 yılında 18,8 milyon varile, 2023 yılında ise 19,1 milyon varile ulaşması beklenmektedir.

ETKB tarafından yapılan tahminlere göre 2023 yılı için toplam enerji talebinin 2011'e göre %90 artarak 115 milyon tep'den 218 milyon tep'e çıkması beklenmektedir. Yılda %7'lik doğrusal bir artış öngören bu çok abartılı enerji talebi artışı tahminine göre, petrol tüketiminin toplam enerji tüketimi içindeki payı 2023 yılında %26 olacaktır. Doğal gaz tüketim payının ise, kömür kullanımındaki artış ve %4 oranında nükleer enerji kullanımının devreye girmesiyle %32'den %23'e düşeceği tahmin edilmektedir. Yenilenebilir ve diğer enerji kaynaklar payının ise %6 olması öngörülmektedir.

2017 BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu'na göre, 2016 yılında 41,2 milyon ton ile Türkiye'nin dünya petrol tüketimindeki payı %0,9 olmuştur.

7.1.2 Üretim

2000–2016 döneminde yıllar itibarıyla Türkiye'de üretilen ham petrol miktarları, Şekil 2'deki grafikte görülmektedir.



Şekil 7.2 Türkiye'de Ham Petrol Üretimi: 2000-2017 Dönemi (Milyon Ton)

Kaynak: PİGM.

Türkiye’de 2016 yılında 2.571.928 ton (18 milyon varil) ham petrol ve 381.596.942 m³ doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiştir. Türkiye’de bugüne kadar yaklaşık 150 milyon ton petrol ve 15,4 milyar m³ doğal gaz üretimi yapılmıştır.

Türkiye petrol üretiminde 2000-2007 yılları arasında yılda ortalama%4 oranında düşüş gözlenmiştir. Yeni petrol sahalarının keşfedilmesi ve ikincil üretim yöntemlerinin geliştirilmesi ile üretimin düşüş hızı kısmen engellenmiştir.

2003-2009 yılları arasında Türkiye ham petrol üretimi yıllık 2-2,5 milyon ton civarında seyretmiştir. 2014 yılından itibaren üretimde artış gerçekleşmiş olup, artış oranının son 3 yılda(2014-2016) yıllık ortalama %2,4 olduğu görülmektedir.

Tablo 7.2 Yıllar İtibarıyla Türkiye’nin Ham Petrol Üretimi (Milyon Ton)

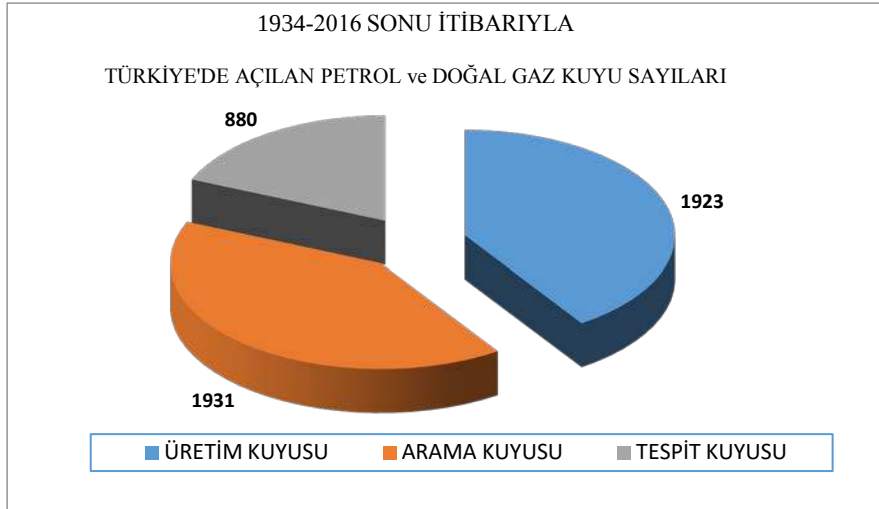
Yıllar	T.P.A.O.	Özel Sektör	TOPLAM
1995	2.488.116	1.027.666	3.515.782
1996	2.557.785	941.850	3.499.635
1997	2.447.824	1.009.142	3.456.966
1998	2.283.355	940.267	3.223.622
1999	2.016.841	923.055	2.939.896
2000	1.826.006	923.099	2.749.105
2001	1.648.547	902.920	2.551.467
2002	1.574.284	867.250	2.441.534
2003	1.500.043	875.001	2.375.044
2004	1.440.900	834.630	2.275.530
2005	1.485.522	795.609	2.281.131
2006	1.448.320	727.348	2.175.668
2007	1.428.617	705.558	2.134.175
2008	1.425.976	734.091	2.160.067
2009	1.647.200	750.507	2.397.707
2010	1.872.085	624.028	2.496.113
2011	1.775.438	591.812	2.367.554
2012	1.709.947	627.607	2.337.554
2013	1.809.198	589.256	2.398.454
2014	1.778.782	677.111	2.455.893
2015	1.757.685	757.977	2.515.662
2016	1.786.507	785.421	2.571.928

Kaynak: TPAO-PİGM

2015 yıl sonu itibarıyla ham petrol üretimimiz 2,52 milyon ton olup, üretimin tüketimi karşılama oranı %7’dir. 2015 yılında gerçekleşen ortalama günlük üretim miktarı 49bin varildir. 2016 yılı ham petrol üretimimiz, yaklaşık 2,57 milyon ton olarak gerçekleşmiş olup günlük üretim miktarı 51 bin varildir. 2016 yılı ham petrol üretiminin yaklaşık %70’i TPAO tarafından gerçekleştirilmiştir. 2017 yılının ilk 6 aylık döneminde ise toplam 1,3 milyon ton ham petrol üretimi gerçekleştirilmiştir. 2017 yılında da toplam üretimin 2,5 milyon ton civarında olması beklenmektedir.

7.1.3 Sondaj

Türkiye’de 1934–2016 döneminde, toplam 4.734 adet kuyu açılmış olup, yaklaşık 8,3milyon metre sondaj yapılmıştır. Bu kuyuların, %70’i Güney Doğu Anadolu, %21’i Trakya, %7’si diğer bölgelerde yer almaktadır. Bugüne kadar denizlerimizde açılan toplam 70 adet kuyuda ise 155 bin m. sondaj yapılmıştır.

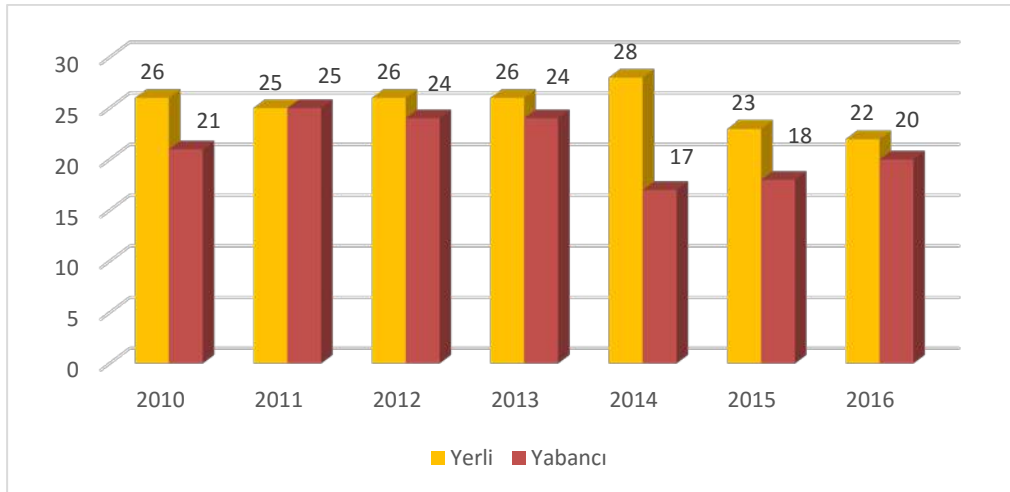


Şekil 7.3 1934-2016 Sonu İtibarıyla Türkiye’de Açılan Petrol ve Doğal Gaz Kuyu Sayıları

Kaynak: PİGM

Türkiye’de 2016 yılında “petrol hakkı sahibi şirketler” tarafından 22 adet arama ve tespit (36,3 bin m.) ve 22 adet üretim (39 bin m.) kuyusu sondajı olmak üzere toplam 44 adet sondaj gerçekleştirilmiş olup, bu kuyuların toplam derinliği 75 bin metredir.

2016 yılı sonu itibarıyla Türkiye’de 22 adet yerli ve 20 adet yabancı olmak üzere toplam 42 adet şirket arama ve/veya üretim faaliyetinde bulunmuştur.



Şekil 7.4 Türkiye’de Petrol Arama ve Üretim Şirketi Sayısı, 2010-2016

Kaynak: PİGM.

7.1.4 Ruhsatlar, Sondajlar, Sonuçlar

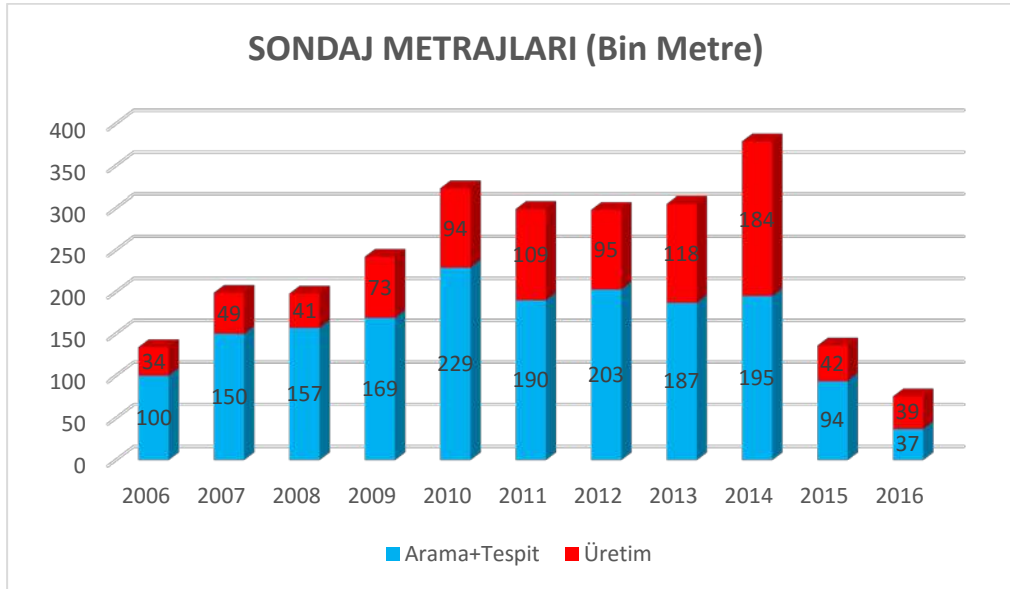
1954-2016 yılları arasında toplam arama ruhsatı başvuru sayısı 5.144 olup, bunlardan 3.232 adedine arama ruhsatı verilmiştir. 2016 yılı için yürürlükteki arama ruhsat sayısı ise 175'tir.

1934-2016 yılları arasında toplam yatırımcı şirket sayısı 42'dir (20 yabancı + 22 yerli). 2016 yılı ruhsat sahibi şirket sayısı 223'tür.

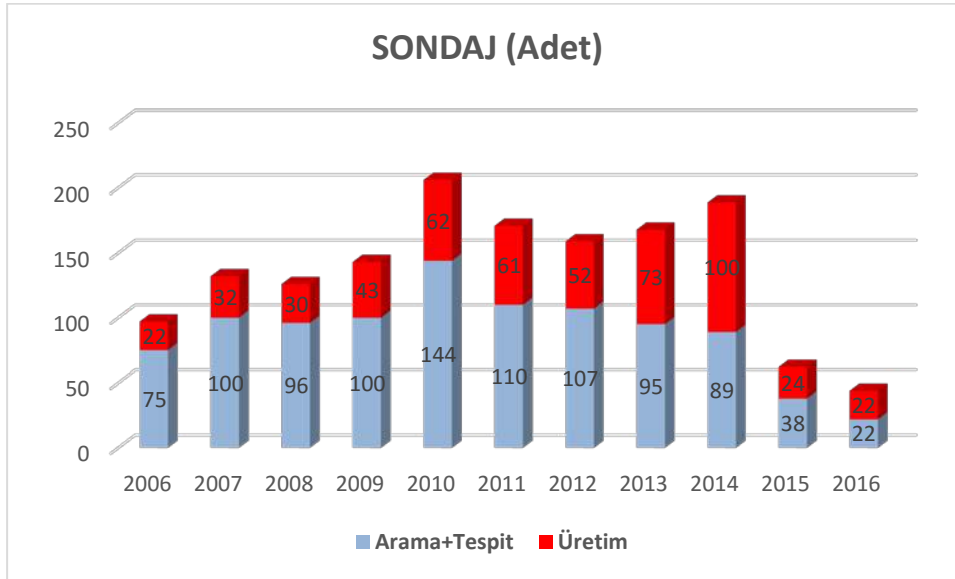
2016 yılında petrol arama ve üretim sektörünün Hazineye katkısı 286 milyon TL Devlet Hissesi, 451 milyon TL Vergi, 0,7 milyon TL Devlet Hakkı ve harçlar olmak üzere toplam 737,7 milyon TL olarak gerçekleşmiştir.

1945 yılından günümüze açılan 1.910 adet arama kuyusu ile 137 adet ham petrol, 79 adet doğal gaz olmak üzere toplam 216 adet saha keşfedilmiştir.

Türkiye'de son on yılda, yıllık toplam sondaj metrajının yarısından fazlası (%53-%63'lük bölümü) TPAO tarafından gerçekleştirilmiştir. Kuyu sayısı olarak ise %65-%85'lik kısmı TPAO tarafından gerçekleştirilmiştir.



Şekil 7.5 2006-2016 Yılları Arasında Yapılan Sondajlar (Bin Metre)



Şekil 7.6 2006-2016 Yılları Arasında Yapılan Sondajlar (Adet)

Kaynak: PİGM

2016 yılı içinde 22 adet arama ve tespit kuyusu, 22 adet üretim kuyusu olmak üzere toplam 44 adet kuyu açılmıştır. 2014 yılına göre 2015 ve 2016 yıllarında yaklaşık olarak %70-75 oranında daha az kuyu açılmıştır. Sondaj faaliyetlerindeki bu azalma petrol fiyatlarının düşmesi ile şirketlerin arama faaliyetlerini azaltmalarından kaynaklanmaktadır. 2016 yılında TPAO tarafından 33 arama ve üretim kuyusunda toplam 50.558 metre sondaj gerçekleştirilmiştir.

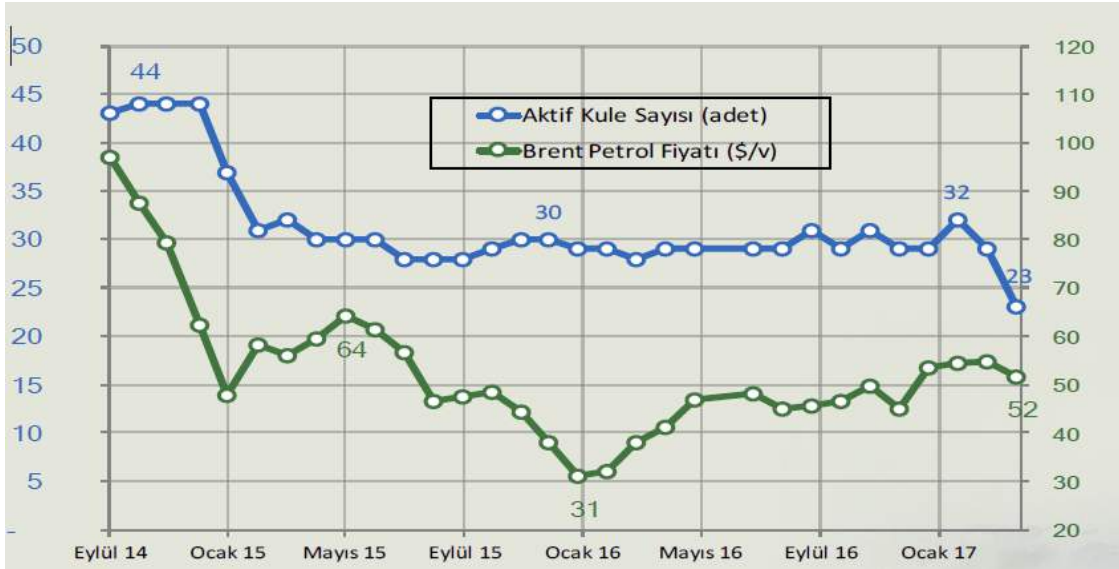
KONUMU		Ortalama Sondaj Derinliği (Metre)	Maliyet (ABD Doları)	
 Karalar	{	2500 - 3000	3 – 5 Milyon	
 Denizler				
	{	Sığ Alanlarda (0 – 80 m)	1500 - 1750	5 – 10 Milyon
		Orta Derinlikte (80 – 500 m)	1750 - 2500	30 Milyon
		Derin Denizlerde (500 m – üzeri)	2500 - 3500	200 Milyon

Şekil 7.7 Ortalama Sondaj Maliyetleri

*Kaynak: PİGM**

Türkiye’de Arama Üretim Sektörü ve Aktif Kule Sayısı

Petrol fiyatlarındaki düşüşün, Türkiye’deki aktif kule sayılarını etkilediği görülmektedir. 2014 yılı ortalarında 40'lara çıkan kule sayısı, Kasım 2014'te 44'e yükselmiş olup, Haziran 2014'ten itibaren düşüş eğiliminde olan petrol fiyatları kule sayısına yansımış ve 2015,2016 yılları boyunca 25-35 bandında seyretmiştir.Mart 2017 itibarıyla kule sayısının 23'e düştüğünü görmekteyiz.



Şekil 7.8 Türkiye’de Aktif Kule Sayısı ve Petrol Fiyatları

Kaynak: Baker Hughes ve EIA

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

Son yıllarda deniz sondaj teknolojisindeki gelişmeler sonucunda, su derinliklerinin (1.000–2.000 m) olduğu alanlarda arama ve üretim imkânlarının ortaya çıkması ile denizlerimizde hidrokarbon arama-cılığı hızla oluşturulmuştur. TPAO’nun Karadeniz, Akdeniz ve Ege’de arama faaliyetleri 2004 yılından itibaren sürdürülmektedir. Halen, TPAO’nun Akdeniz ve Karadeniz’deki sondaj faaliyetleri de devam etmektedir.

Enerjisinin yaklaşık olarak %75’ini ithal eden Türkiye’de daha önce olduğu gibi son yıllarda da, enerji konusunda farklı stratejiler geliştirilmektedir. Bu stratejiler içerisinde kaya gazı, kaya petrolü araması gibi atılımlar da yer almaktadır.

ABD Enerji Enformasyon İdaresinin (EIA) 2013’te dünya kaya gazı haritasını ortaya koyduğu raporuna göre, Trakya Bölgesi’nde yerinde kaya gazı miktarı 962 milyar metreküp olarak tahmin edilirken, bu miktarın 170 milyar metreküpü ekonomik anlamda üretilebilir durumdadır.

Ayrıca, aynı bölgedeki 2 milyar varil olarak tahmin edilen kaya petrolünün 100 milyon varilinin üretilebilir durumda olduğu tahmin ediliyor.Türkiye’de aynı zamanda, Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde 3,7 trilyon metreküp kaya gazı olduğunu öne süren söz konusu rapora göre, bu miktarın 481 milyar

metreküpü çıkarılabilir bölümü oluşturuyor. Aynı bölgede, 4,6 milyar varil üretilebilir, 91 milyar varil de yerinde kaya petrolü olduğu tahmin edilmektedir.

Rapora göre, Türkiye kayagazı rezervine sahip fakat rezervi çok zengin olmayan ülkeler arasındadır. Kaya gazı potansiyelinin yüksek olmamakla birlikte, doğal gaz rezervlerinden çok yüksek olduğu iddia edilmektedir. Türkiye kaya gazı kaynaklarını ekonomisine kazandırmayı planlamalıdır. Bu çerçevede AR-GE çalışmaları, inceleme, araştırma ve sondaj çalışmaları ile teknik ekipman ve altyapı çalışmaları devam ettirilmelidir.

TPAO'nun yapmış olduğu araştırmalar sonucunda, Diyarbakır, Erzurum ve Trakya'da kaya gazı-petrol sahalarının varlığı tespit edilmiştir. TPAO, BP ile ortak olarak öncelikle daha yüksek rezerve sahip olan Diyarbakır ile Batman arasında bulunan Sarıbuğday Köyü'nde ilk kaya gazı sondajına başlamıştır.

TPAO tarafından, 2013 yılında Konacık-1 ve Akçay-1, 2015 yılında Çeşmekolu-1, 2016 yılında Çakıcı-1 kuyusunun sondajı tamamlanmıştır. Ankonvansiyonel Projesi kapsamında 2018-2020 döneminde Trakya Bölgesi'nde ve Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde toplam 10 adet kuyu sondajı planlanmaktadır.

Ülkemizde Trakya Bölgesi'nde TPAO ve ABD'li Halliburton, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde ise TPAO ve Shell şirketleri ortaklığında çeşitli arama çalışmaları başlatılmıştır. Ülkemizde yapılan kaya gazı/petrol arama çalışmaları; Ergani-Abdulaziz Dağı arasında, içinde organik maddece zengin ana kaya niteliğinde şeyller (Dadaş formasyonu) bulunduğunu göstermiştir. Bu şeyller 1560 km²'lik bir alana yayılmıştır. Jeokimyasal olarak ana kayanın içinden en fazla %15-20 oranında petrol göç edebilir. Bu yaklaşımla halen ana kaya içinde %80-85 arasında petrol veya ona eş değer gaz olabileceği hesaplanmaktadır. Bu alandaki saha ve sondaj çalışmaları henüz başlangıç aşamasındadır.

7.1.5 Türkiye'de Petrol Rezervleri

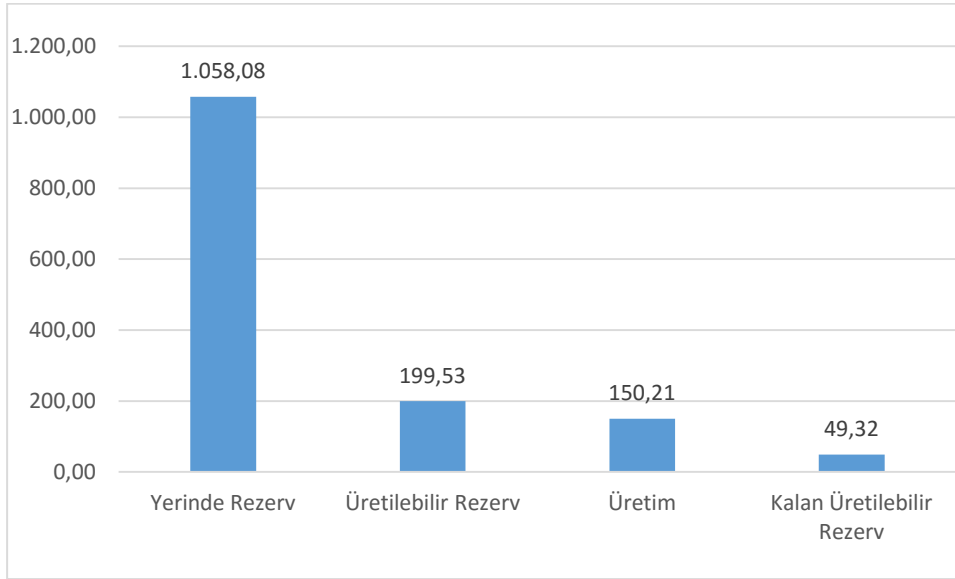
2016 yılı yurtiçi üretilebilir petrol rezervi 341,64 milyon varil (49,32 milyon ton) olarak hesaplanmaktadır olup, yeni keşifler yapılmadığı takdirde, bugünkü üretim seviyesi (yaklaşık 2,5 milyon ton) ile yurtiçi toplam ham petrol rezervinin 19 yıllık bir ömrü bulunmaktadır.

Türkiye'deki petrol sahalarının %7'si 25milyon varil rezervden daha büyük olup, kalan %93'ünün rezervi 25 milyon varilden azdır. Büyük saha sınıfına giren 500 milyon varilden büyük sahamız bulunmamaktadır.

Tablo 7.3 2016 Yıl Sonu İtibarıyla Türkiye Ham Petrol Rezervleri

	Rezervardaki Petrol		Üretilebilir Petrol		Kalan Üretilebilir Petrol	
	Milyon Varil	Milyon Ton	Milyon Varil	Milyon Ton	Milyon Varil	Milyon Ton
Toplam	7.257,88	1.058,08	1.399,24	199,53	341,64	49,32

Kaynak: PİGM



Şekil 7.9 2016 Yılı Sonu Türkiye Ham Petrol Rezervleri (Milyon Ton)
İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

Kaynak: PİGM

Deniz Alanlarında Aramalar

Her geçen gün artan petrol ve doğal gaz talebini karşılamak amacıyla, ülkemizin yeterince aranmamış basenlerine, özellikle Karadeniz ve Akdeniz deniz alanlarına yapılan yatırımlara büyük bir ivme kazandırılmıştır. Son teknolojiye sahip Barbaros Hayreddin Paşa ve Oruç Reis Sismik Arama gemileri ilgili programlar kapsamında faaliyetler sürdürülmektedir.

Yerbilimleri alanında arama ve araştırmalar yürüten MTA Genel Müdürlüğü, 1976 yılında MTA Sismik 1 Araştırma Gemisi ile başlattığı deniz araştırmalarını, modern teknolojiye haiz bir araştırma gemisi ile sürdürmek üzere; 86 m boyunda, 23 m genişliğinde Türkiye'nin ilk yerli ve milli Araştırma Gemisi Oruç Reis'i inşa ettirmiştir.

Donanımlı olarak yerli imkânlarla inşa edilen milli Araştırma Gemisi Oruç Reis 3 boyutlu sismik araştırma yapacak ekipmanın yanı sıra, deniz altında uzaktan kumandalı robot sistemi (ROV) başta olmak üzere, her türlü modern bilimsel ekipman ile donatılmış olup, okyanuslar dâhil tüm denizlerde deniz altı jeolojisi, deprem araştırmaları ile petrol ve doğal gaz başta olmak üzere maden ve enerji kaynakları arama ve araştırması, boru ve kablo hattı güzergâhı belirleme, mevcutların periyodik kontrollerinin yapılması gibi birçok konuya hizmet verebilecek nitelikte bir gemidir.

Geminin geçici kabulü 23 Haziran 2017 tarihinde yapılmış olup araştırma faaliyetlerine başlamış ve Karadeniz'e açılmıştır.

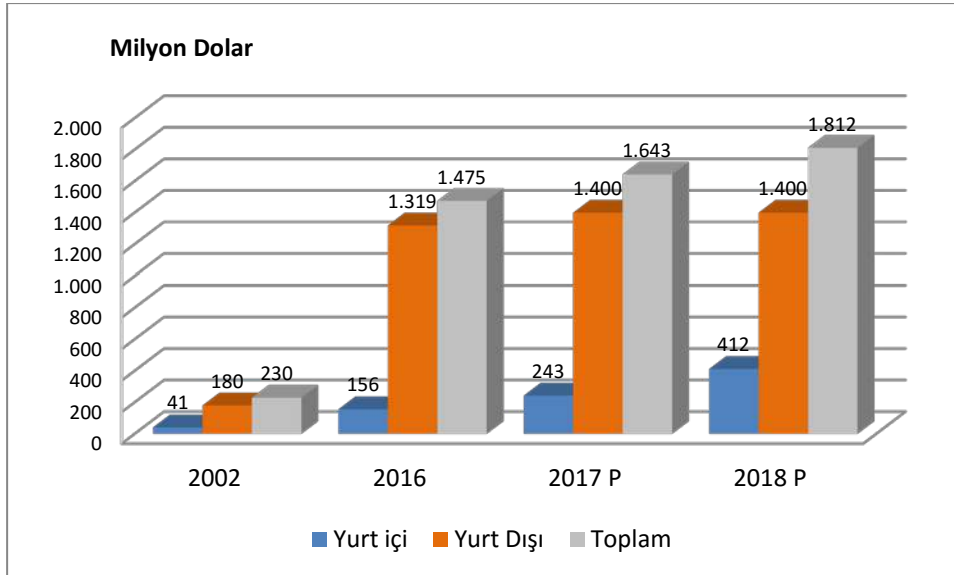
Bunun yanı sıra, sığ deniz alanlarında da araştırma yapılabilmesine olanak sağlayacak 21 metre boyundaki MTA Selen Araştırma Gemisi ile sığ sularda jeoloji, jeofizik, hidrografi ve oşinografi çalışmaları yürütülmekte ve bu çalışmalar için ihtiyaç duyulan görüntüleme, ölçüm ve örnekleme işlemleri gerçekleştirilmektedir.

Karadeniz’de Türkiye Petrolleri Genel Müdürlüğü (TP), BP, Petrobras, Exxon Mobil ve Chevron ile yapılan ortak arama çalışmalarında Hopa-1, Sinop-1, Yassıhöyük-1, Kastamonu-1 ve Türkiye Petrolleri tarafından Sürmene-1/1RE “ultra derin deniz” sondajları gerçekleştirilmiş olup, Tekirdağ deniz alanında Istranca-1, Istranca-2 ve Istranca-3, Şile-1 kuyuları sondajı yapılmıştır. Açılan bu kuyuların bilgisi ışığında Karadeniz’in derin suları altında tespit edilen yapıların hidrokarbon potansiyelinin keşfedilmesi ve ekonomiye kazandırılması hedeflenmektedir. Doğu Akdeniz ruhsatlarında İskenderun Baseninde Gülcihan-2 kuyusu sondajı yapılmıştır. Önümüzdeki dönemde de yoğun yurtiçi aramaları kapsamında denizlerimizde sığ ve derin deniz sondajları planlanmaktadır.

Ülkemizin hak sahibi olduğu denizlerimizdeki teknik koşullar ve uzun dönem (2017-2023) deniz arama sondaj programı değerlendirildiğinde TP tarafından sondaj gemisi satın alınmasına karar verilmiş olup, Norveç’ten satın alınan Güney Kore yapımı Deepsea Metro II Ocak 2018’de ülkemize getirilmiştir. Bu gemi, dünyada, açık denizlerde sondaj çalışması gerçekleştirebilme yeteneği bakımından en gelişmiş gemilerden biri olarak gösterilmektedir. Etkin ve verimli bir şekilde kullanılması öngörülen bu sondaj gemisi ile 2018-2020 döneminde toplam 6 adet derin deniz sondajı planlanmaktadır.

Türkiye Petrolleri (TP), yurtiçindeki faaliyetlerinin yanı sıra yurtdışında da finansman yükümlülüğü olan projelerinde petrol ve doğal gaz arama, üretim faaliyetlerini, Azerbaycan’da; ACG, Şah Deniz, Bakü-Tiflis-Ceyhan Ana İhraç Ham Petrol Boru Hattı ve Güney Kafkasya Doğal Gaz Boru Hattı Projeleri, Irak’ta; Badra, Missan, Siba ve Mansurya projeleri, Afganistan’da; Sandıklı ve Mezar-ı Şerif Projeleri ve Rusya’da; Baytugan Projesi’nde faaliyetlerini sürdürmektedir.

Yurt dışında ise Türkiye Petrolleri A.O. tarafından 2002-2016 yılları arasında toplam 10,8 milyar dolar yatırım yapılmış olup, 2017 yılında 1,4 milyar dolar olarak planlanan yatırım Ağustos 2017 sonu itibarıyla 801 milyon dolar olarak gerçekleşmiştir. 2018 yılı için ise yaklaşık 1,4 milyar dolar yurtdışı yatırımı planlanmaktadır.



Şekil 7.10 Türkiye Petrolleri Genel Müdürlüğü Yurtiçi ve Yurtdışı Yatırımları

TPAO'NUN KÜÇÜLTÜLMESİNDE SON AŞAMA: VARLIKLARIN TPIC'E DEVRİ

1954 yılında 6326 sayılı Petrol Yasası ile Türkiye'de petrol ve doğalgaz kaynaklarının araması, üretilmesi, rafinajı, taşınması ve pazarlanması yoluyla ülke ekonomisine katkı sağlama görevi Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na (TPAO) verilmiştir.

TPAO; dünyadaki tüm petrol şirketlerinin yapısına benzer biçimde, TÜPRAŞ, BOTAŞ, POAŞ, DİTAŞ, İGSAŞ ve İPRAGAZ ile entegre bir yapıda oluşturulmuştur. Ancak 1983 yılından sonra özelleştirmele-re hazırlık amacıyla bu zincirleme yapı parçalanarak TPAO, yalnızca hidrokarbon arama ve üreti-minden sorumlu petrol şirketine dönüştürülmüştür. Böylece TPAO, petrol ürünlerinin dağıtım ve pa-zarlanmasından kâr sağlama işlevinden mahrum bırakılmıştır.

TPIC (Turkish Petroleum International Company), bir kamu iktisadi teşekkülü olmayıp 1988 yılında Jersey-Kanal/Karayipler'de TPAO tarafından 20 milyon dolar sermayeyle kurulmuş uluslararası bir offshore şirkettir. TPAO 25 yıl boyunca bünyesinde tuttuğu bu şirket üzerinden saha servis hizmetle-rini gerçekleştirmiştir. Ancak 2013 yılında TPIC, sermayesi Bakanlar Kurulu Kararı ile 500 milyon dolara yükseltilerek BOTAŞa bağlanmıştır. 20 Temmuz 2017 tarih ve 30129 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren kararname ile de TPAO'nun varlıklarının çok önemli bir bölümü offshore şirketi olan TPIC'e devredilmiştir.

Söz konusu Bakanlar Kurulu Kararı ile TPAO'ya ait sondaj, workover, kuyu tamamlama ve jeofizik operasyonları servis hizmetlerine ait her türlü araç, iş makinesi, kule, gemi, diğer ekipman, malzeme, sondaj park sahaları ve müstemilatı BOTAŞ bünyesindeki TPIC'e devredilmiştir. Aynı karar uyarınca, TPIC'in yurtiçinde ve yurtdışında doğrudan sahip olduğu petrol arama ve işletme ruhsatları da tüm hak ve yükümlülükleriyle birlikte TPAO'ya aktarılmıştır.

Türk Petrol Kanunu'nda Yeni Düzenlemeler

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Türk Petrol Kanunu (6491 sayılı) Uygulama Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmeliği, Resmi Gazete'nin 22 Eylül 2017 tarihli 30188 sayısında yayımlanmıştır.

Yapılan değişikliklerle, ruhsat almadan petrol işlemi yapılması sonucunda elde edilen gelire ve petrole el konulması, taahhüt edilen iş ve yatırım programının iki yıl üst üste hiç gerçekleştirilmemesi, mevzuata veya ruhsatındaki şartlara uymayan petrol hakkı sahibine önce 90 günden az, 180 günden çok olmamak üzere geçici süre verilmesi, bu süre sonunda riayetsizliğin devam etmesi, devlet hissesinin bir yıl içerisinde üst üste iki, toplamda üç defa ödenmediğinin tespit edilmesi, üretimin bir yıldan fazla süre ile durması ve verilen süre sonunda üretime başlanmaması durumlarında petrol hakkı sahibinin izin, arama veya işletme ruhsatının iptal edilmesine yönelik düzenlemeler getirilmiştir.

Maden Kanunu'nun 2'nci maddesinin IV. Grup (b) bendinde belirtilen madenlerden metan gazı üretilmesi için metan gazı işletme ruhsatı almak isteyen maden ruhsatı sahibi, madenlerdeki metan gazı-nın üretimi için bir dilekçe ile Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'ne başvurarak gerekli izni alıp üretim yapabilecektir.

Yönetmelikle petrol arama hakkı ruhsatı için yapılacak ilk başvuru ve petrol hakkı sahibinin araştırma izni, arama ve işletme ruhsat başvurusu veya mevcut ruhsatına ilişkin yapacağı başvurularda verilecek bilgi ve belgelerde bazı değişikliklere gidilmiştir.

Buna göre, müracaatı uygun bulunarak ruhsat verilmesi kararlaştırılan başvuru sahibinin kuruma yapacağı yatırım teminatı ve zarar ziyan teminatı bildirimi için daha önce 15 gün olan süre 30 güne çıkarılmıştır. Yatırım teminatı ve zarar ziyan teminatının belirtilen sürede verilmemesi veya eksik verilmesi durumunda, başvuru sahibi talebinden vazgeçmiş sayılacaktır. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü aynı ruhsatı, varsa bir sonraki sırada yer alan başvuru sahibine teklif edebilecektir. Bakanlar Kurulunun yetkisine giren yerlerdeki başvurularda da aynı süreç işletilecektir.

- Azami süre 20 yıl

Petrol işletme ruhsatı, sahanın rezerv, ekonomik ömür, üretim programı, verilecek iş ve yatırım programı dikkate alınarak azami 20 yıla kadar verilebilecektir. 20 yıldan az süre tanınması durumunda, petrol arama hakkı sahibi tarafından yeterli rezerv, üretim ve yatırım programının sunulmasıyla geri kalan süre talebi yeniden değerlendirilecektir.

Aynı rezerv alanının birden fazla ruhsatta yer alması veya ihtilaf olması durumunda, öncelikle ruhsat sahiplerinin aralarında anlaşması beklenecek. Alanın ruhsatlardaki uzanımının belirlenmesi, tarafların üzerinde uzlaşacağı uzman bir kuruluş tarafından yapılarak, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nün bilgisi dahilinde rezervin paylaşımı gerçekleştirilecek. İhtilafın giderilemediği durumlarda Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nün belirleyeceği usul ve esaslar dahilinde ihtilafın çözümü sürecine gidilecektir.

- Kuyu operasyonuna başlama süreci

Petrol arama hakkı sahibi olan şirketler, açacakları veya yeniden giriş yapacakları her kuyu için operasyonların başlamasından en geç 10 iş günü öncesinden, sondaj programını kuruma gönderecek. Sondaja ancak Genel Müdürlüğün yazılı izni alındıktan sonra başlanacak. Sondaja başlanacağına ilişkin bildirim, en az 5 iş günü öncesinden kuruma gönderilecektir.

7.2 RAFİNAJ

7.2.1 Genel

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

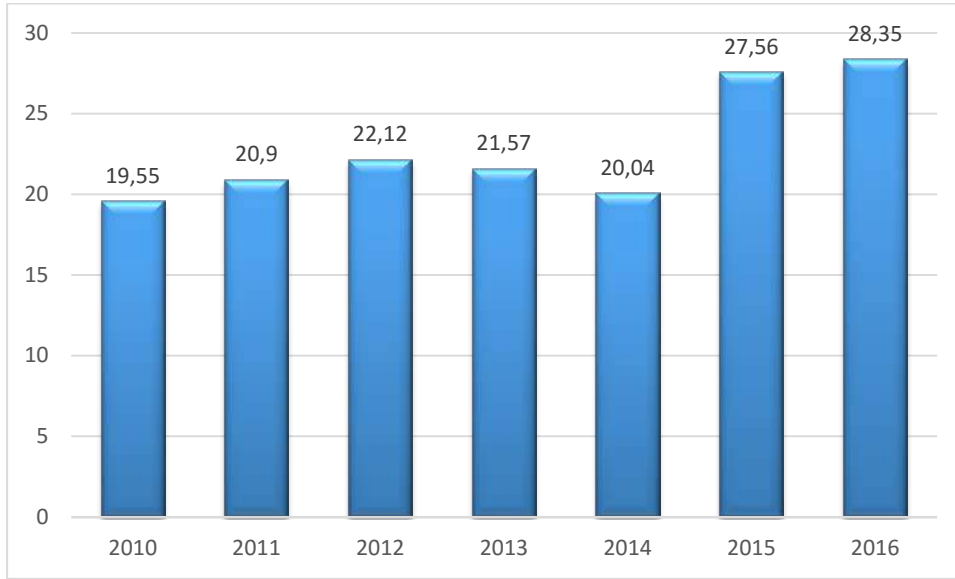
2007 yılında Doğu Akdeniz Petrokimya ve Rafineri Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketine 15 milyon ton/yıl kapasiteli Ceyhan/Adana'da, 2010 yılında Socar & Turcas Rafineri Anonim Şirketine 10 milyon ton/yıl kapasiteli Aliaga/İzmir'de ve 21.12.2017'de Ersan Rafinerisine 1.4 milyon ton kapasiteli Kahramanmaraş'ta ham petrol işleme tesisi (rafineri) kurulması için lisans verilmiştir.

Ersan Petrol, rafinerisinde hem yurtiçinde çıkartılan hem de Irak'tan gelen ham petrolü işleyecektir. Rafineride üretilen ürünlerin yüzde 50'si yurtiçi tüketimde değerlendirilecek. Diğer yüzde 50'sinin ise ihracatı öngörülmektedir. Projenin 2022 yılında tamamlanarak üretime geçmesi planlanırken, proje ömrü 49 yıl olarak tasarlanmıştır. Rafineri, Türkiye'nin ithal etmek zorunda kaldığı petrol ürünlerini üreterek cari açığın kapanmasına da katkı sağlayacaktır.

Demiryoluna ve Adıyaman-Kahramanmaraş otoyoluna komşu olan rafineri sahası, aynı zamanda Bakü-Tiflis-Ceyhan (BTC) ve BOTAŞ Kerkük- Ceyhan boru hattına yakınlığıyla da dikkat çekmektedir. Ceyhan petrol terminallerine ise 120 kilometre uzaklıktadır. Ham petrol tedariki ve ürün ihtiyacı açısından avantajlı bir bölgede yer almaktadır.

Lisans aldığı tarihten bu yana on yıldan fazla süre geçen Ceyhan Rafineri Projesi'nde halen bir hareketlilik bulunmamaktadır. Temeli 25 Ekim 2011 tarihinde atılan 6 milyar dolar yatırım tutarındaki Aliğa Star Rafinerisi'nin Eylül 2018'de üretime başlaması planlanmaktadır. Star Rafinerisi devreye girdiğinde, yılda 5 milyon ton dizel, 1,6 milyon ton jet yakıtı, 1,6 milyon ton nafta, 700 bin ton petrokok, 500 bin ton reformat ürün, 400 bin ton karışık ksilen, 300 bin ton LPG ve 160 bin ton kükürt üretilcektir. Bunlardan dizel, jet yakıtı ve LPG'yi iç piyasaya, nafta ve karışık ksilenin ise PETKİM'e verilmesi planlanmaktadır.

7.2.2 Rafinerilerde İşlenen Ham Petrol, Üretim ve Kapasite Kullanım Oranları



Şekil 7.11 2010-2016 Yılları Türkiye’de İşlenen Ham Petrol Miktarı (Milyon Ton)

Kaynak: TÜPRAŞ Faaliyet Raporu

2009’da yaşanan küresel krizle birlikte yurt içinde işlenen ham petrol miktarında düşüş yaşanmıştır. 2008 yılında 24,21 milyon ton seviyesinde olan yurt içinde işlenen ham petrol miktarı, 2009 yılında yaklaşık %30 oranında azalarak 16,98 milyon tona gerilemiştir. 2012 yılına kadar olan süreçte işlenen ham petrol miktarı artarken, 2013 ve 2014 yıllarında azalmıştır. Tamamına yakını TÜPRAŞ rafinerilerinde işlenmekte olan ham petrol ithalatı, hem ham petrol fiyatlarındaki büyük düşüş, hem de Türkiye’nin 2015 ve 2016 yıllarında akaryakıt tüketiminin artması ile 2014’e göre yaklaşık %42 artış göstermiştir.

Tablo 7.4 Rafinaj Sektöründe Kurulu Kapasite ve Kapasite Kullanım Oranları

Rafineri	Kapasite ve KKO*	Yıllar			
	(Mton/yıl ve %)	2013	2014	2015	2016
	Kapasite	11,0	11,0	11,0	11,0
İzmit	KKO	85,2	82,3	103,0	100,0
	Kapasite	11,0	11,0	11,0	11,0
İzmir	KKO	77,1	75,1	98,2	102,0
	Kapasite	5,0	5,0	5,0	5,0
Kırıkkale	KKO	67,4	66,5	82,0	96,0
	Kapasite	1,1	1,1	1,1	1,1
Batman	KKO	92,1	37,2	99,6	93,0
	Kapasite	28,1	28,1	28,1	28,1
TOPLAM	KKO	79,1	71,0	96,8	99,4

* KKO: Kapasite Kullanım Oranı

Kaynak: Tüpraş Faaliyet Raporu

İşlenen ham petrol miktarına paralel olarak üretim miktarı ve kapasite kullanım oranlarında artış yaşanmıştır. Rafinerilerin 2015 ve 2016 yıllarında hemen hemen tam kapasite ile çalıştıkları görülmektedir.

7.2.3 İthalat, İhracat ve Satışlar

Tablo 7.5 Rafinaj Sektöründe Üretim, İthalat ve İhracat (Ton) (2016)

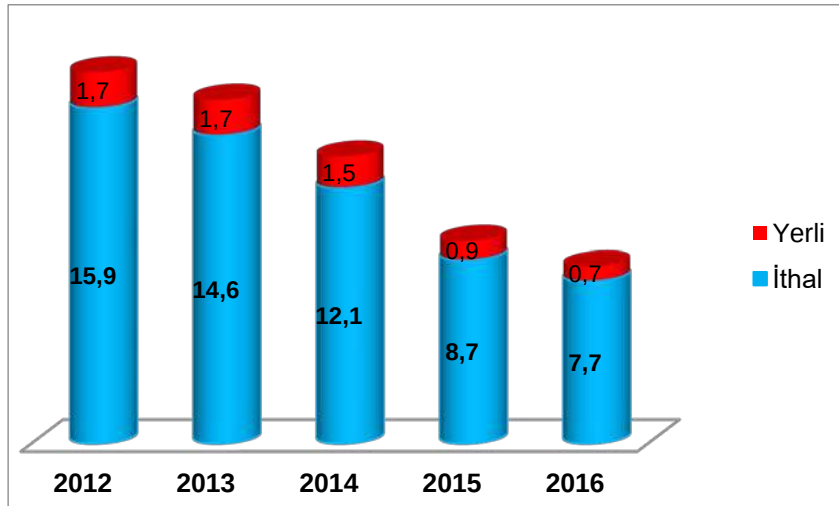
Ürünler	Rafineri Üretimi	Rafineri İthalatı	Dağıtıcı İthalatı	Toplam İthalat	İthalat Payı (%)		Rafineri İhracatı	Dağıtıcı İhracatı
					Raf.	Dağ.		
Benzin Türleri	5.101.861	-	-	-	-	-	2.888.063	-
Motorin Türleri	9.582.347	1.236.186	11.134.750	12.370.936	10	90	67.324	4.080
Fuel Oil Türleri	-305.850	1.094.143	69.473	1.163.616	94	6	282.001	-
Denizcilik Yakıtları	2.346.900	-	14.699	14.699	-	100	1.369.803	892.014
Havacılık Yakıtları	4.486.633	202.209	139.077	341.286	59	41	194.398	3.334.147
Diğerleri	7.519.311	-	-	-	-	-	-	-
Toplam	28.731.202	2.532.538	11.357.999	13.890.537	18	82	4.801.589	4.230.241

Tablo 7.6 2014-2016 Yıllarında Rafinerici Lisans Sahiplerinin Ham Petrol İthalatı (Bin Ton)

ÜLKE	Miktar			Pay (%)		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
İran	5.195	5.586	6.939	30	22	28
Rusya	607	3.103	3.235	3	12	13
S.Arabistan	2.014	2.379	2.169	12	9	9
Irak	5.483	11.410	9.252	31	46	37
Kazakistan	1.525	658	600	9	3	2
Kolombiya	553	861	-	3	3	
İtalya	177	298	31	1	1	0,1
Libya	76	-	-	0,4	-	-
Nijerya	1.719	532	-	10	2	-
Mısır	107	88	130	1	-	0,5
Yemen	23	-	-	0,1	-	-
Kuveyt	-	149	2.527	-	1	10
Yunanistan	-	-	75	-	-	0,3
Toplam	17.479	25.064	24.958	100	100	100

Kaynak: EPDK

Ham petrolün %97'lik bölümü sadece beş ülkeden ithal edilmektedir. 2014-2016 yıllarında en çok ithalat yapılan ülkelerin sıralaması değişmekle birlikte İran, Irak ve Rusya'nın 2015 ve 2016 yıllarında ilk üç sırada yer aldığı görülmektedir.

**Şekil 7.12** 2012-2016 Yılları Türkiye Rafineri Ham Petrol Temin Kaynakları (Milyar Dolar)

Kaynak: TÜPRAŞ

Dünyada ham petrol fiyatlarındaki düşüşe paralel olarak, 2012 yılından itibaren Türkiye'nin ham petrole ödediği döviz miktarı düşmüştür.

Tablo 7.7 Petrol İthalatının Türleri Göre Karşılaştırılması (2013-2016)

Ürün Türleri	2013		2014		2015		2016		2016 Değişim (%)
	Miktar (ton)	Payı (%)	Miktar (ton)	Payı (%)	Miktar (ton)	Payı (%)	Miktar (ton)	Payı (%)	
Ham Petrol	18.554.156	57,92	17.477.986	53,88	25.064.776	63,23	24.957.985	62,30	-0,43
Benzin Türleri	12.238	0,04	200	0,00	0	-	0	-	-
Motorin Türleri	9.702.268	30,29	11.880.520	36,62	11.884.892	29,98	12.370.934	30,88	4,03
Fuel Oil Türleri	738.174	2,30	882.783	2,72	919.709	2,32	1.163.615	2,90	26,52
Havacılık Yakıtları	529.001	1,65	763.224	2,35	180.571	0,46	341.284.860	0,85	105,23
Denizcilik Yakıtları	0	0,00	0	0,00	75.954	0,19	14.698,672	0,04	-80,65
Diğerleri	2.498.734	7,80	1.434.095	4,42	1.512.096	3,81	1.215.481	3,03	-19,62
Genel Toplam	32.034.571	100,00	32.438.808	100,00	39.637.998	100,00	40.064.000	100	1,09

Kaynak: PİGM

2016 yılında, toplam petrol ve petrol ürünleri ithalatının yaklaşık %62'si olan 25 milyon tonluk kısmını ham petrol ithalatı oluşturmaktadır. Toplamda en fazla petrol ithalatının yapıldığı ilk 3 ülke ise sırasıyla Irak, Rusya Federasyonu ve İran olup bu ülkelerden yapılan ithalat toplam petrol (ham petrol + ürün) ithalatının %60'ını oluşturmaktadır.

2016 yılı petrol ürünleri ithalat verileri 2015 yılı verileri ile kıyaslandığında toplam petrol ithalatının %1,09 artarak 40 milyon ton, ham petrol ithalatının %0,43 azalarak 25 milyon ton, motorin türleri ithalatının %4 artarak 12 milyon ton ve havacılık yakıtları ithalatının ise %105 artarak 341 bin ton olarak gerçekleştiği görülmektedir.

Tablo 7.8 Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Petrol Ürünleri Üretim Miktarları (Ton)

Ürünler	2014	2015	2016	Değişim (%)	
				2014-2015	2015-2016
Benzin Türleri	3.948.274	5.113.058	5.101.861	30	0
Motorin Türleri	6.077.434	8.509.777	9.582.347	40	13
Fuel Oil Türleri	1.063.868	547.712	-305.850	-49	-156
Diğer Ürünler	8.999.442	13.694.252	14.352.845	52	5
Toplam	20.089.018	27.864.799	28.731.203	39	3

Kaynak: EPDK.

Tablo 9'da 2016 yılında petrol ürünleri üretim miktarının 2015 yılına göre %3 artarak 28,731 milyon ton olarak gerçekleştiği görülmektedir.

Tablo 7.9 Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Petrol Ürünleri İthalat Miktarları (Ton)

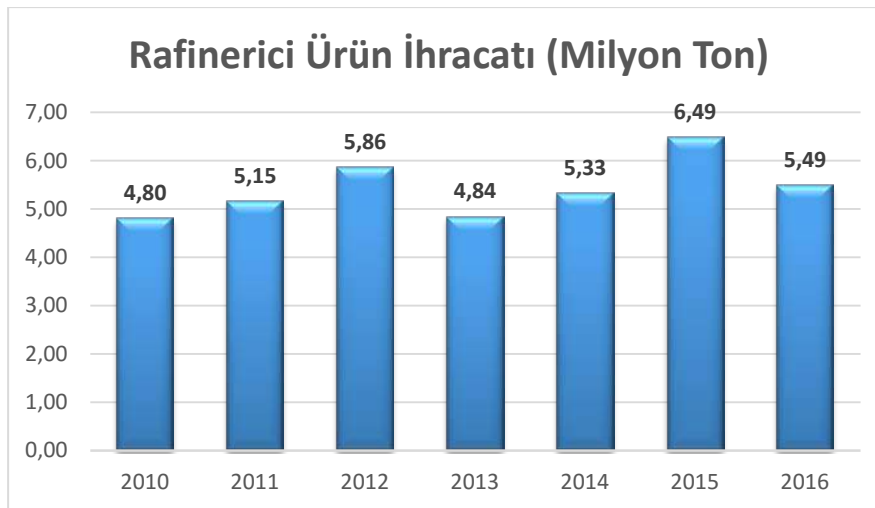
Ürünler	2014	2015	2016	Değişim (%)	
				2014-2015	2015-2016
Motorin	475.713	601.170	1.236.186	26	106
FuelOil Türleri	664.711	843.214	1.094.143	27	30
Jet Yakıtı	359.829	60.547	202.209	-83	234
Toplam	1.500.253	1.504.931	2.532.538	0,3	68

Kaynak: TÜPRAŞ

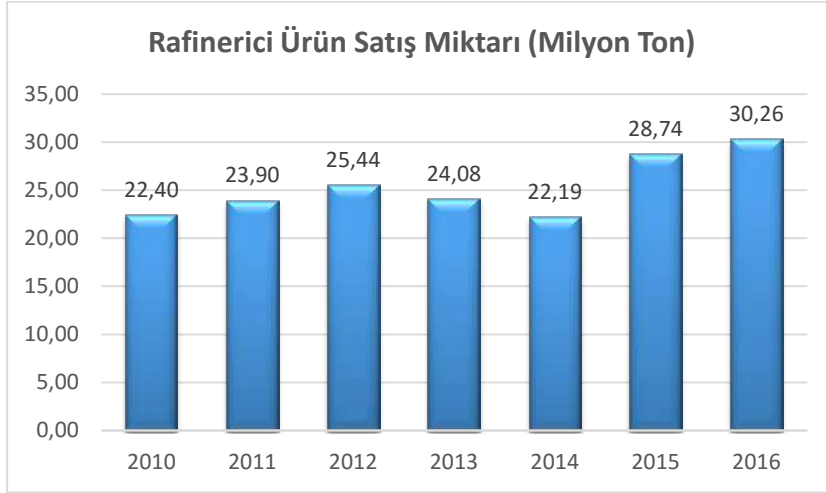
Tablo 9'da, rafinerici lisansı sahiplerinin petrol ürünleri ithalat miktarlarında, petrol fiyatlarının düşmesiyle birlikte 2015 ve 2016 yıllarında artış olduğu görülmektedir. 2016 yılında artan uçak yolcu sayısının doğrudan yansıması ile jet yakıtı ithalatı ve üretiminin oldukça fazla arttığını görmekteyiz.

Tablo 7.10 Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Yıllara Göre Petrol Ürünleri İhracat Miktarları (Ton)

Ürünler	2014	2015	2016	Değişim(%)	
				2014-2015	2015-2016
Benzin Türleri	2.086.705	3.115.474	2.888.062	49	-7
Motorin Türleri	55.705	27.526	71.404	-51	159
FuelOil Türleri	1.148.263	982.337	282.001	-14	-71
Havacılık Yakıtları	3.094.261	3.757.478	3.528.546	21	-6
Denizcilik Yakıtları	2.402.647	2.434.117	2.261.816	1	-7
Diğerleri	442.226	488.426	656.683	10	34
Toplam	9.229.807	10.805.358	9.688.512	17	-10

Kaynak: EPDK.**Şekil 7.13** 2010-2016 Yılları Türkiye Rafineri İhracatı (Milyar Ton)*Kaynak: TÜPRAŞ*

İhracat tarafına bakıldığında, Avrupa’da yaşanan zayıf talep koşullarının etkisi net olarak görülmektedir. 2012 yılında 5,86 milyon ton rafinaj ürünü ihraç edilirken, 2013 yılında bu miktar %17 azalarak 4,84 milyon tona gerilemiş, 2015 yılında ise %22 artışla 6,49 milyon tona çıkmıştır.



Şekil 7.14 2010-2016 Yılları Türkiye Rafineri Ürün Satış Miktarı (Milyar Ton)

Kaynak: TÜPRAŞ

Tüpraş, 2016 yılında yurtiçine 24,8 milyon ton, yurtdışına 5,5 milyon ton olmak üzere toplamda 30,3 milyon tonluk satış hacmine ulaşmıştır. 2016 yılında petrol ürünleri tüketimi ülkede %7,6 artmıştır. Akaryakıt tüketimindeki bu artış büyük ölçüde otomobil ve hafif ticari araç satışlarının artması ile havacılık sektöründeki yoğun trafikten kaynaklanmıştır.

7.3 PETROKİMYA

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

Petrokimya sektörünün dünya ekonomisinde çok önemli bir rolü vardır. Bugünlerde kimya sanayisi hacmi 3,5 trilyon dolarlık seviyeye ulaşırken, bunun %35’lik bölümü petrokimya sektörüne aittir. Petrokimya sanayisi, Türkiye’ye 1960’lı yıllarda gelmiş ve kısa sürede hızlı bir gelişim göstermiştir. 1965 yılında, ülkede petrokimya sanayisinin geliştirilmesi amacıyla PETKİM kurulmuş ve 1970 yılında İzmit-Yarımca Kompleksi devreye alınmıştır. Komplekste yer alan ünitelerin büyük bir kısmı zaman içinde yenilenmiş ve hızla artan yurt içi talebini karşılamak amacıyla PETKİM’in ikinci kompleksi, 1985 yılında Aliğa’da devreye alınmıştır. Aliğa Kompleksi Fabrikaları o günlerin optimum kapasiteleri ve oldukça ileri teknolojileriyle kurulmuştur.

PETKİM, 30.05.2008 tarihinde %51 hissesi SOCAR&Turcas Petrokimya A.Ş.’ye devredilerek özelleştirilmiştir. Mart 2012’de %10’luk kamu hissesi daha özelleştirilmiş ve daha önce küçük ortağının da hisselerini devir alan SOCAR’ın payı %61’e çıkmıştır.

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

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

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

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

7.4 PETROL FİYATLARINA GENEL BAKIŞ

Petrolün günümüzde hâlâ önde gelen enerji kaynaklarından biri olması, birçok sektörde girdi olarak kullanılması ve lojistikteki önemi nedeni ile fiyatındaki değişimler dünya ekonomisi açısından oldukça önemlidir.

Dünya devletleri için önem arz eden enerji kaynaklarının başında petrol gelmektedir. Petrol, küresel olarak tüm ihracat ve ithalat dengelerini etkilemektedir.

Petrol, küresel enerji piyasasında sahip olduğu önem nedeniyle, günümüzün ticaret hayatında önemli bir rol oynamaktadır. Dünya petrol fiyatları, petrolün belirli bir zamandaki arzı ve dünya pazarındaki petrol talebi tarafından belirlenmektedir. Petrol fiyatı tüketiciler için çok yüksekse, ithalatçı ülkelerin ekonomisinde yavaşlama ortaya çıkmaktadır. Fiyatlar düştüğünde ise üreticiler petrol üretimlerini azaltma yoluna gitmektedirler. Bu durumun uzun süreli olması durumunda, siyasi, sosyal ve ekonomik risklerin artması kaçınılmazdır.

OPEC sepet fiyatı ile çarptığımız zaman, 2016 yılı dünya ham petrol toplam üretim değerinin 1,4 trilyon dolar olduğunu görmekteyiz. Sadece rafine edilmemiş petrol değerinin bu kadar büyük olduğu bir ortamda, petrolü, şirketler ve ülkeler politikalarının temeline oturtmaktadır.

Petrol, Türkiye'nin cari açığında etken olan enerji ithalatında da önemli bir yere sahiptir. Örneğin, petrolün varil başına 1 dolar artması ya da azalması cari açıda yaklaşık 200 milyon dolar artma ya da azalmaya neden olmaktadır. Kısa vadede, dünya petrol talebinin, fiyatlara göre değişim gösterdiğini görmekteyiz. Uzun vadede ise, sabit ve sürekli artan bir talebe rağmen, petrol fiyatlarının istikrarlı olmadığını görmekteyiz. Bunun temelinde petrol üreticisi olan ülkeler ile petrol üreticisi olmayan ya da olmaya çalışan ülkeler arasındaki iktisadi ve politik savaşlar olduğunu söyleyebiliriz.

1974-2015 arasındaki 40 yıllık periyotta varil başına petrol fiyatı ortalamasının, petrolün çeşidine göre 35 dolar ile 40 dolar arasında değiştiğini görmekteyiz. Bu dönem içerisinde petrol fiyatları 1999 yılında 11 dolar seviyesine inmiş ve sadece sonraki 10 yıl içinde 140 dolar seviyesini görmüştür. Bu seviyelerdeki fiyat değişikliklerinin; petrol üretiminin büyük bir çoğunluğuna sahip olan OPEC üyesi ülkelerin ekonomilerinin sağlığı ve istikrarı üzerindeki etkisi büyüktür. Diğer taraftan, birçok enerji ithalatçısı ülkenin ekonomisi de petrol fiyatlarındaki yükselişten olumsuz etkilenmektedir.

Petrol fiyatlarındaki azalmanın sürekli olması, petrol ithal eden ülkelerde kısa dönemde girdi maliyetlerinin düşmesi anlamına geleceğinden, enflasyon üzerinde olumlu etkiler yaratması beklenebilir. Aynı zamanda bu ülkeler petrole daha az döviz ödemek durumunda olacaklarından, petrol fiyatlarının azalması dış ticaret dengeleri ve büyümeleri üzerinde pozitif bir etki yaratacaktır. Orta vadeli etkilere bakıldığında ise petrol ihraç eden ülkelerdeki petrol ihracat gelirlerinin azalması nedeniyle talep daralması, bu ülkelerle ticaret yapan ülkelerin ihracatını azaltacağından olumsuz etkilere yol açabilir. Bu açıdan petrol konusunda net ithalatçı konumunda olan Türkiye'nin petrol fiyatlarının düşüşünden kısa dönemde olumlu bir etkiye, orta ve uzun dönemde olumsuz bir etkiye maruz kalması ihtimal dâhilindedir. Petrol ihraç eden ülkeler açısından ise fiyatlardaki gerileme sıkıntılı bir durumun habercisidir. Düşük fiyatların sürekliliği OPEC ülkeleri ve ihracat gelirleri içinde petrole bağımlılığı yüksek düzeyde olan Orta Doğu ekonomileri açısından büyük riskler taşımaktadır.

2008-2009 yıllarındaki global mali krizin ardından bir süre durulan petrol fiyatları, 2010 yılının son çeyreğinden itibaren artmaya başlamış, 2011 yılı başındaki Arap Baharı süreciyle birlikte artış hızlanmıştır. Arap Baharı'nın yarattığı etki 2012 yılında dikkat çekmektedir. Arap Baharı ile birlikte fiyatlar üç yıl içerisinde tekrar 110 dolar seviyesini aşmıştır. Brent petrol fiyatı 2013 yılında ortalama 108,66 dolar/varil olup 2012 yılının ortalaması olan 111,67 dolar/varil'in altında gerçekleşmiştir.

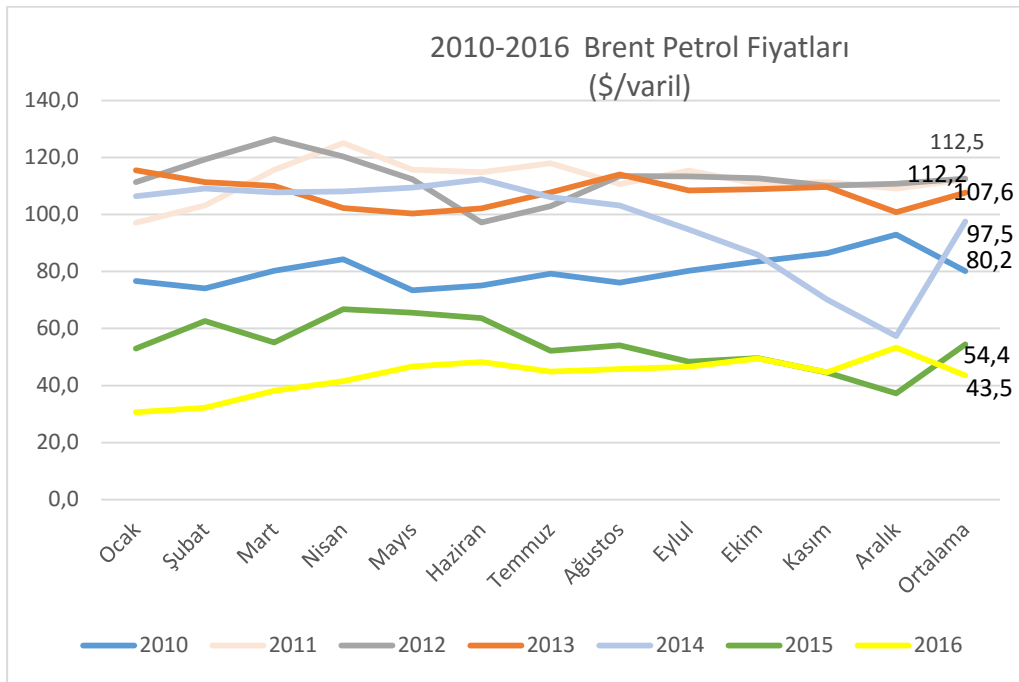
Petrol fiyatları açısından 2013 yılı, önceki 4 yıla benzer bir yıl olmuştur. Özellikle bu dönemde yaşanan siyasi çalkantılar, petrol fiyatlarının yukarı seviyelerde tutunmasına neden olmuştur. Suriye ve Irak'ta yaşanan çatışmalar, Libya petrolünün küresel piyasalara arzında yaşanan sıkıntılar, İran petrolünün küresel piyasalara yeteri kadar entegre olamaması, arz yönlü sıkıntıların başlıca unsurları olmuştur.

2014 yılının ilk 6 ayında 109 USD/varil olan Brent petrolü, Haziran ayının ortalarında 115 USD/varil ile 2014 yılının en yüksek seviyesine ulaşmış olup, Haziran-Aralık 2014 döneminde %50'nin üzerinde düşüş göstererek yıl sonunda 56 USD/varil seviyesine kadar gerilemiştir. 2014 yılında ortalama 97,5 USD/varil olmuştur.

Petrol fiyatlarında gözlenen bu keskin düşüşte rol oynayan faktörlerden en önemlisi, ABD'de yeni geliştirilen teknolojilere bağlı olarak maliyetlerin düşmesinin etkisiyle kaya petrolü üretiminde gözlenen hızlı artıştır. Ayrıca, 2014 yılı boyunca devam eden çatışmalara bağlı olarak Irak ve Libya'da petrol üretiminin sektöre uğraması beklenirken, her iki ülkede de üretimin artması, fiyatlardaki düşüşte etkili olan arz yönlü gelişmelerden bir diğeri olmuştur. Son olarak, Kasım 2014'teki toplantısında Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütünün (OPEC) üretim kotasını azaltmama kararı alması, yılın son ayında petrol fiyatlarındaki düşüşü hızlandırmıştır.

Brent tipi ham petrol fiyatı 2015 yılında ortalama 52,5USD/varil olmuştur. Bu fiyat 2014 yılı ortalama ham petrol fiyatının(97,5 USD/varil) neredeyse yarısına karşılık gelmektedir. Petrol fiyatlarında yaşanan bu düşüş, başta Uluslararası Enerji Ajansı olmak üzere neredeyse hiçbir otorite tarafından beklenmemektedir. Bazı yorumcular, bu düşüşün petrol gelirine bağlı Rusya'yı cezalandırmak amacıyla batılı güçler tarafından kasti olarak sağlandığını iddia etmektedir.

Petrol fiyatlarında 2014'ün ortasında başlayan düşüşün dolardaki güçlenme ve küresel büyümeye ilişkin endişelerin artmasıyla 2016'nın ilk ayında da devam ettiğini görmekteyiz. 2016'ya 37 dolardan başlayan Brent petrolünün varil fiyatı 20 Ocak'ta 27,1 dolara, 36,76 dolardan başlayan WTI ham petrol varil fiyatı ise 11 Şubat'ta 26,05 dolara kadar gerilemiştir. Bu seviyeleri gördükten sonra artışa geçen fiyatlar OPEC'in petrol arzında kısıntıya gidilmesi konusunda anlaşmaya varılamaması ve arzdaki artışın devam etmesinin etkisiyle yılın geri kalanında dalgalı bir seyir izlemiştir. 30 Kasım 2016'daki OPEC toplantısında üretimin 6 ay süreyle 32,5 milyon varil/güne indirilmesi için anlaşmaya varılması ve OPEC dışındaki diğer önemli üreticilerin de anlaşmaya katılmasıyla birlikte artışa geçen petrol fiyatları 2016'yı 50 doların üstünde kapatmıştır. 30 Aralık'ta Brent petrolü varil fiyatı seneyi 56,86 dolardan kapatırken WTI petrol varil fiyatı ise 53,72 dolardan kapatmıştır. 2016 yılı ortalama Brent petrol fiyatı 43,55 USD/varil, WTI ortalama fiyatı ise 43,15 USD/varil olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 7.15 2010-2016 Yılları Petrol Fiyatları Seyri (USD/varil)

Kaynak: BP-2017 Raporu

Uluslararası kredi derecelendirme kuruluşu Fitch Ratings, küresel piyasada ham petrol fiyatlarının önümüzdeki birkaç yıl 60 dolar/varil 'in altında kalacağını öngörmektedir.

Fitch Ratings'ten yapılan açıklamada, dünya genelinde petrol üretim maliyetlerinin düştüğüne dikkat çekilmiştir. ABD'de kaya petrolü üretimindeki artışa işaret edilen açıklamada, kaya petrolünün değişen piyasa koşullarına ve fiyatlarına hızlıca etkisi olacağına işaret edilmiştir.

Öte yandan, açıklamada, Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü'nün (OPEC) üretim kesintisi yapmasının küresel piyasada yakın dönemde arz-talep dengesine yardımcı olmayacağı belirtilmiştir.

Küresel ham petrol ve petrol ürünleri stoklarının yüksek olduğuna dikkat çekilen açıklamada, bunun da fiyatlar üzerinde baskı oluşturduğu ifade edilmiştir.

Brent ham petrol fiyatının 2017 yılı son çeyreği ile 2018 yılında ortalama 52,50 dolar/varil, 2019'da ise ortalama 55 dolar/varil olması beklenmektedir. WTI ham petrol fiyatının 2017 yılı son çeyreği ile 2018 yılında ortalama 50 dolar/varil, 2019'da ise ortalama 52,5 dolar/varil olması beklenmekteydi. Ancak, 2017 yılının son çeyreğinde Brent hampetrol fiyatı ortalama 63,9 USD/varil seviyesine yükselmiştir. Brent ham petrol varil fiyatı Ocak 2018'in ilk yarısında 70 doları aşmıştır. Böylece ham petrol Brent varil fiyatının 4 Aralık 2014'ten bu yana ilk defa 70 doların üzerine çıktığı görülmektedir. 2017 yılı ortalama Brent hampetrol fiyatı 51,87 USD/varil olarak gerçekleşmiştir.

Obama döneminde ABD'nin, Rusya ve Körfez ülkeleri için izlenen siyaset çerçevesinde hem Rusya'ya hem de Körfez ülkelerine petrol fiyatları üzerinden 'gözdağı' vermeye çalıştığı düşünülmüştür. 2008'de 149 doları, 2012'de ise 130 dolara yakın bir seviyeyi test etmiş olan bir varil ham petrol fiyatı, 2015 ve 2016'daki çöküş ile 30 doların altına düşmüştür. ABD petrol ve enerji şirketlerinin isyanı ile, petrol fiyatı 2016 yılında ortalama 40 dolar/varil civarına yerleştirilmiştir. Rusya ve Körfez ülkeleri ekonomik açıdan oldukça zor bir sürece girmişlerdir. Rusya'nın 280 milyar dolar döviz rezervi kaybı söz konusu olmuştur.

Üç yıllık çöküşün ardından petrol fiyatları toparlanma sürecine girmiştir. Çin'den gelen güçlü talep ve Irak Kürt Bölgesel Yönetimi'nde (IKBY) gerçekleştirilen referandum sonrası Kuzey Irak petrol ihracatının durdurulması tehdidi ile Brent ham petrol fiyatı Eylül 2017'de, Haziran 2017'ye göre %30 artarak 59 USD/varil'in üzerine çıkmıştır. Böylece Temmuz 2015'ten bu yana en yüksek seviyeye ulaşmıştır.

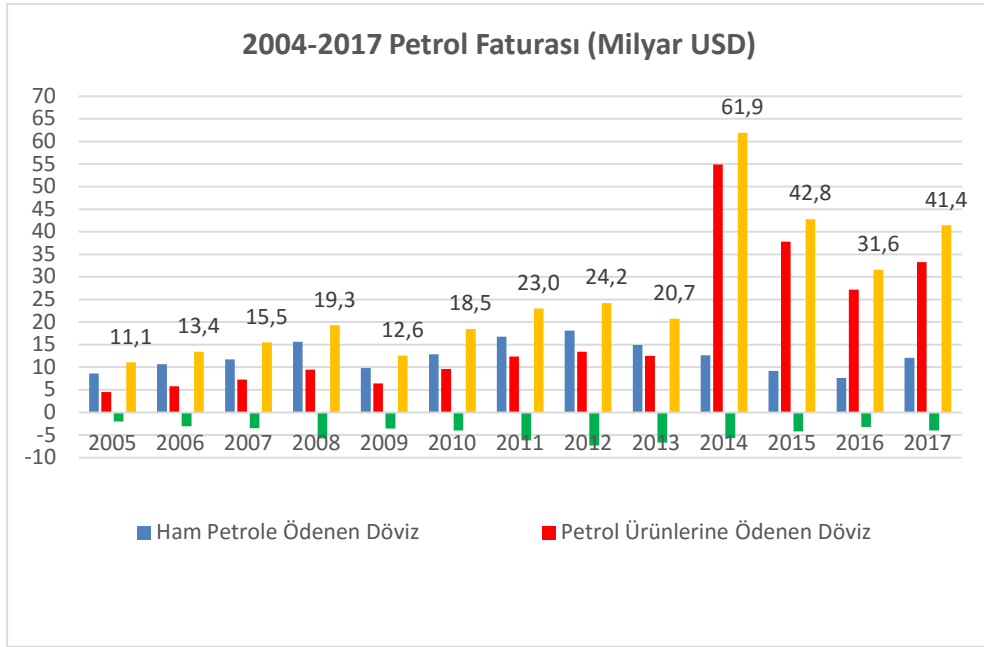
Başkan Trump ile ABD'nin, Çin'e ve Asya-Pasifik'e yönelik yeni bir siyaset kurgusu içine girdiği görülmektedir. Bu durum, Çin'in enerji ihtiyacını karşılayan İran için yeni zor günleri gündeme getirmiştir.

Obama döneminde, İran ile 'nükleer anlaşma' sağlanmıştı. 2018 için ortalama varil petrol fiyatı 50 dolar olarak beklense de, İran gerginliği ile petrol 70 dolar seviyesine yükselmiştir. Bu yeni siyasetin, petrol ithalatına bağımlı ülkelerde enflasyon ve enerji ithalatı faturasının artışına neden olacağı açıktır.

ABD'nin Batı Teksas (WTI) ham petrolünün varil fiyatı ise 64,76 dolarla 8 Aralık 2014'ten beri en yüksek seviyesini görmüştür. Uzmanlar, ABD'nin haftalık ham petrol stoklarında ve üretiminde düşüş görüldüğüne dikkat çekerek, bunun petrol fiyatlarındaki yukarı yönlü hareketi desteklediğini belirtmişlerdir. ABD Enerji Enformasyon İdaresinin (EIA) verilerine göre, ülkenin ticari ham petrol stokları 2018 ocak ayı ilk haftasında 4,9 milyon varil azalmıştı. Piyasa beklentisi ise, stokların 3,9 milyon varil azalması yönündeydi.

Uzmanlar ayrıca, Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü (OPEC) ile Rusya'nın üretim kesintisi anlaşmasını 2018 yıl sonuna kadar uzatma kararının orta dönemde küresel petrol piyasasında arz fazlasını azaltarak petrol fiyatlarının yükselmesinde önemli rol oynadığını ifade etmişlerdir. ABD'de özellikle kaya petrolü üretiminin azalacağı beklentilerinin de fiyatların yükselişini destekleyebileceğini belirten uzmanlar, bu ülkenin ham petrol üretiminin yükselmesi durumunda fiyatlarda tekrar aşağı yönlü hareket gözlemlenebileceğine işaret etmektedirler.

7.5 TÜRKİYE PETROL İTHALATININ FATURASI



Şekil 7.16 2004-2017 Yılları Türkiye Enerji Faturası (Milyar Dolar)

Kaynak: TÜİK

Not: 2014-2017 yılı rakamları; TÜİK enerji ithalatı, 27'nci fasıl olarak adlandırılan "mineral yakıtlar, mineral yağlar ve bunların damıtılmasında elde edilen ürünler, bitümlü maddeler, mineral mumlardan" kaleminde yer almaktadır. Böylece bu kalem petrolün yanı sıra doğal gaz ve taş kömürünü de kapsamakta ve enerji hammaddelerinin toplam ithalat tutarını göstermektedir.

Ülkemizin 2002-2014 dönemi petrol faturalarına baktığımızda, artan ham petrol fiyatlarına paralel olarak ham petrole ödenen döviz miktarının arttığı görülmektedir. 2012 yılında ham petrole ve petrol ürünlerine ödenen ithalat tutarı 24,2 milyar dolara ulaşmıştır. 2013 ve özellikle 2014 yılının ikinci yarısından itibaren petrol fiyatlarındaki hızlı düşüş ülkemizin petrol faturasına yansımış ve bu yıllarda ham petrole ödenen tutar, sırasıyla 14,98 milyar dolar ve 12,68 milyar dolar olmuştur. 2014 yılı ham petrol faturası 2013 yılına göre %15,3 gerilemiştir.

2014'e oranla %43'lük artış ile 2015'yılı ham petrol ithalatı yaklaşık 25 milyon 66 bin ton olarak gerçekleşmiştir. 2016 yılında ise 24 milyon 957 bin ton, 2017 yılı ilk 9 ayda ise 20 milyon 63 bin ton ham petrol ithalatı gerçekleştirilmiştir.

Brent tipi ham petrol fiyatı 2015 yılında ortalama 52,5 USD/varil, 2016 yılında ise 43,55 USD/varil olarak gerçekleşmiştir. Bu fiyat 2014'teki 99 USD/varil olan ortalamanın neredeyse yarısı kadardır.

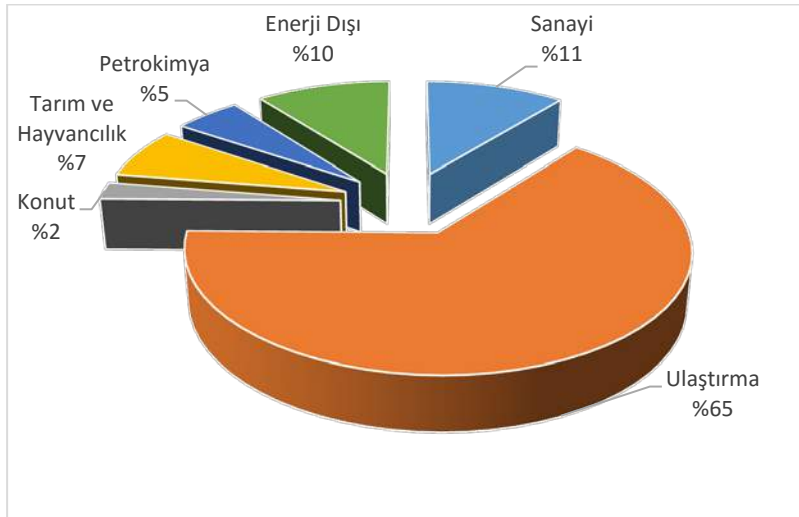
Petrol fiyatlarında son yıllarda yaşanan düşüşle birlikte Türkiye'nin enerji ithalat faturasının da azaldığını görmekteyiz. Hampetrol ithalat faturası 2015 yılında 9,2 milyar USD, 2016 yılında ise 7,6 milyar USD olmuştur. Petrol ürünlerini de kapsayan tüm enerji hammaddeleri ithalatı ise 2014, 2015, 2016 yıllarında sırasıyla 54,9 milyar USD, 37,8 milyar USD ve 27,2 milyar USD olarak gerçekleşmiştir.

Petrol fiyatlarının yeniden 2017 yılında varil başına ortalama 55-60 dolar seviyelerini geçip 70 dolara vardığı dikkate alındığında, enerji ithalat faturasındaki azalmanın tersine döndüğü ve artış eğiliminde olduğu görülmektedir. Orta Vadeli Programda, petrol varil fiyatı için yaptığı 2018'de 54,5 ve 2019'da 57,5, 2020'de 60 dolar tahminleri, bugünden geçerliliğini yitirmiş gibi görünmektedir.

Buna döviz kurundaki farklılıklar da eklendiğinde Türkiye'nin yerli kaynaklara yönelmesinin ne kadar gerekli ve yerinde bir politika olduğu anlaşılabilecektir. Tüm bunların yanı sıra, Türkiye'nin petrol ve gaz alanında daha farklı, hızlı ve radikal adımlar atması büyük önem taşımaktadır.

7.6 PETROLÜN TÜKETİM ALANLARI

Ülkemizde 2016 yılı sektörel petrol tüketimine baktığımızda, petrolün %65 ile en çok ulaşım sektöründe kullanıldığını görmekteyiz. Sanayideki kullanım oranının %11, tarımda ve hayvancılıkta %7, petrokimya sektöründe %5, konutlarda %2, enerji dışı sektörlerde ise %10 olduğunu görmekteyiz.



Şekil 7.17 Türkiye Sektörel Petrol Tüketimi: 2016 Yılı

Kaynak: ETKB 2016 Denge Tablosu

7.7 PETROL SEKTÖRÜ İLE İLGİLİ TESPİTLER

Ülkemizin petrol sektörü ile ilgili olarak şu tespitler yapılmaktadır:

- ✓ Ülkemizin mevcut jeolojik yapısı ve denizlerimizdeki su derinliğinin yüksek olması nedeniyle, petrol aramacılığı riskli, bir o kadar da masraflıdır.
- ✓ Ülkemizde ticari değere sahip petrol vardır.
- ✓ Ülkemiz, bilinen dünya rezervlerinin %70'inden fazlasına ev sahipliği yapan bir coğrafyada yer almaktadır.
- ✓ Ülkemiz mevcut ithalat ve tüketim hacmiyle, petrol ve doğal gaz yatırımları için kayda değer bir büyüklüktedir.
- ✓ Petrolde önemli bir oranda dışa bağımlılık söz konusudur.

Petrol ve doğal gazda halen son derece yetersiz olan yerli üretimin ülke talebini karşılama oranının yükseltilmesi için çalışmalar hızlandırılmalıdır.

KAYNAKÇA

1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
2. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Faaliyet Raporları, <http://www.pigm.gov.tr>.
3. <http://www.tpao.gov.tr>.
4. TPAO Faaliyet Raporu, 2016.
5. EPDK, <http://www.epdk.gov.tr>.
6. World Energy Outlook 2012, International Energy Agency, Special Report.
7. International Energy Outlook, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, 2017.
8. World Energy Outlook 2017.
9. ETKB, 2018 Yılı Bütçe Sunuş Metni, Kasım 2017.

ÖZGEÇMİŞ



Ülker Aydın

1980 yılında Orta Doğu Teknik Üniversitesi Fen Edebiyat Fakültesi Yöneylem Araştırması ve İstatistik Bölümü'nden lisans diplomasını aldı. Yüksek lisansını Petrol Arama Yatırımlarında Risk Analizi İçin Simulasyon Modeli teziyle ODTÜ Yöneylem Araştırması, Fen Bilimleri Enstitüsü'nde 1985'te tamamladı.

Çalışma hayatına 1980 Türkiye Petrolleri A.O. Genel Müdürlüğü'nde başladı. Planlama ve Koordinasyon Grup Başkanlığı'nda, 1985 yılında uzman, 1995 yılında Planlama Müdürü, 1999 yılında Daire Başkanı görevlerine atandı. 2000-2006 yılları Arasında bir TPAO Bağlı Ortaklığında Yönetim Kurulu Üyeliğinde bulundu. Halen TPAO Üretim Daire Başkanlığı'nda Danışman olarak çalışmaya devam etmektedir.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi'nde (DEK-TMK) 1980 yılından 2005 yılına kadar, TPAO temsilcisi olarak Denetçi ve Yönetim Kurulu üyeliklerinde bulundu. 2005-2014 yılları arasında ise DEK-TMK'de ferdi olarak Yönetim Kurulu üyesi ve Sayman üye görevlerini sürdürdü.

Sn. Aydın, bugüne kadar enerji sektörü ile ilgili yurtiçinde ve yurtdışında çeşitli komisyonlarda başkan, başkan yardımcısı olarak çalıştı ve TPAO'yu temsil etti.



Hülya Peker
hulpeker@gmail.com

1985 yılında ise ODTÜ Kimya Mühendisliği Bölümü'nden yüksek lisans derecesini aldı. 1990 yılında bir sene University of California, Davis /ABD'de misafir araştırmacı olarak çalıştı.

1979 yılında girdiği Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nde Rafineri ve Petrokimya Daire Başkanlığı ve Genel Müdür Yardımcılığı görevlerini yaptı ve 2004 yılında emekli oldu. 2006 yılında Ankara Üniversitesi Hukuk Fakültesi Banka ve Ticaret Hukuku Araştırma Enstitüsü'nün Enerji Hukuku sertifika Programını bitirdi.

8. KÖMÜR SEKTÖRÜ

8.1 DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE KÖMÜR

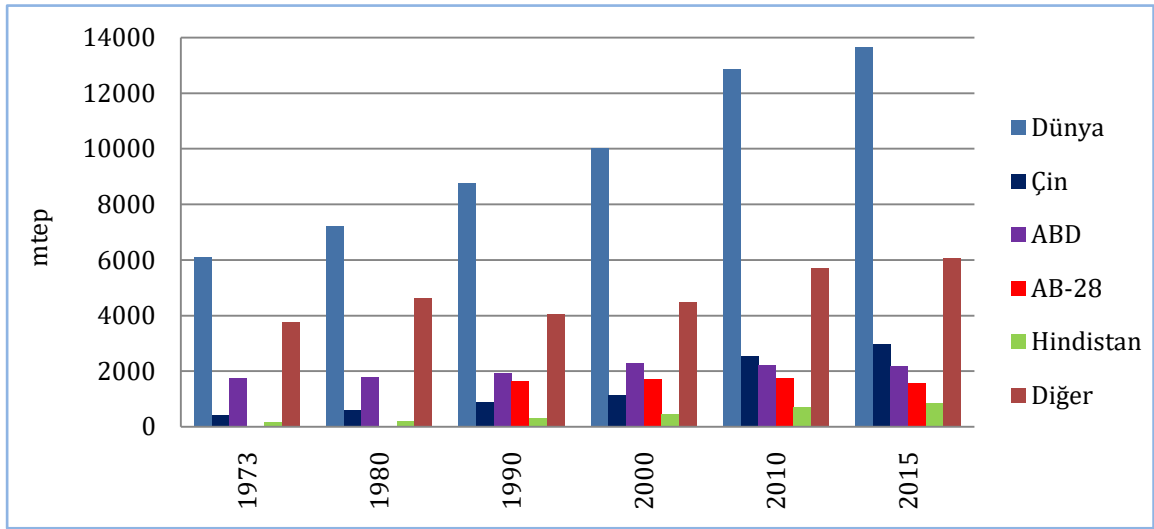
Dr. Nejat Tamzok

Dr. Maden Yüksek Mühendisi

8.1.1 DÜNYADA SEKTÖRÜN GÖRÜNÜMÜ

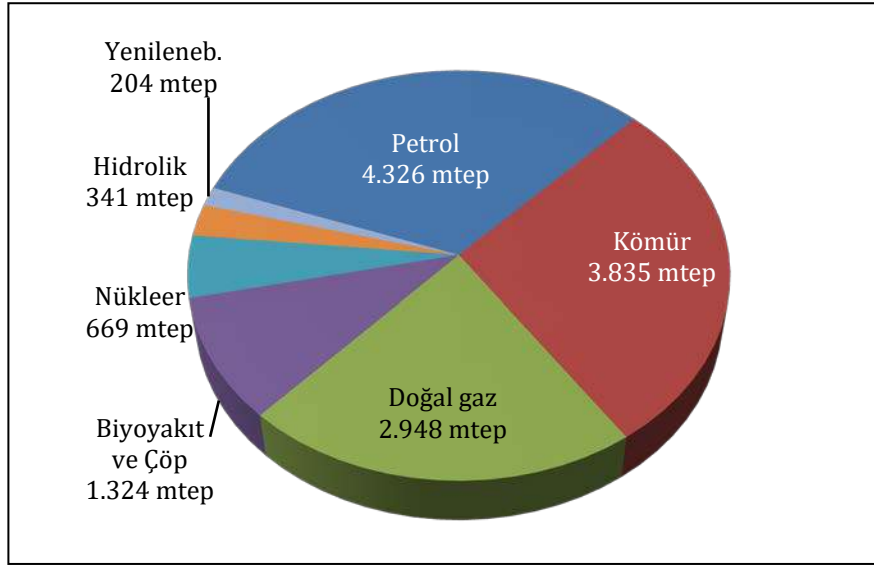
8.1.1.1 Birincil Enerji Arzı ve Kömürün Payı

Dünya birincil enerji arzı 1973 ve 2015 yılları arasındaki 42 yılda %124 oranında artarak 2015 yılı itibarıyla 13.647 mtep (milyon ton eşdeğer petrol) düzeyine ulaşmıştır. Toplam arz, 2015 yılında bir önceki yıla göre yaklaşık binde 4 oranında azalmıştır (IEA 2016, s.6; IEA 2017a, s.6). Enerji arzı yeni yüzyılın ilk 15 yılında %36 oranında büyürken, artışın yaklaşık dörtte üçü Asya kıtasından kaynaklanmıştır. Söz konusu 15 yılda, enerji arzı Çin'de %163 ve Hindistan'da ise %93 oranında büyümüş, buna karşılık Avrupa Birliği'nde (AB28) %6,4 ve ABD'de ise %3,7 oranında azalmıştır (Şekil 8.1.1) (IEA 2017b, s.III.56-III.58).



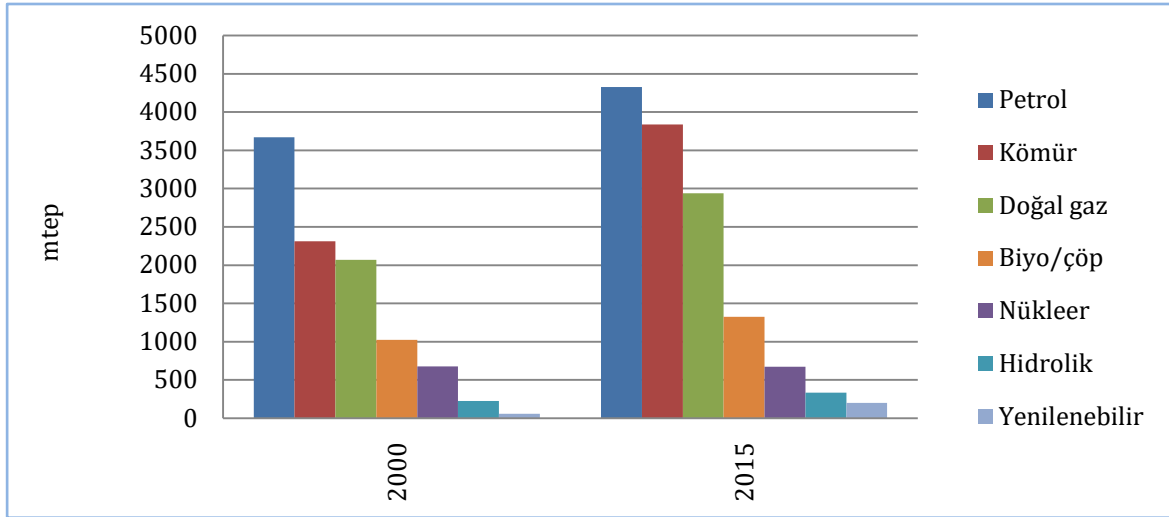
Şekil 8.1.1 Birincil Enerji Arzındaki Gelişim

1973-2015 yılları arasındaki dönemde; dünyada petrolün payı %46,2'den %31,7'ye düşerken, doğal gazın payı %16'dan %21,6'ya, nükleer enerjinin payı %0,9'dan %4,9'a ve hidrolik dâhil yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise %1,9'dan %4'e yükselmiştir (IEA 2017a, s.6). Aynı dönemde kömürün payı 3,6 puan artışla %24,5'den %28,1 düzeyine ulaşmıştır (8.1.2).



Şekil 8.1.2 Dünya Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı, 2015

Yeni yüzyılın ilk 15 yılında petrolün payı %36,5'den %31,7'ye, nükleerin payı %6,7'den %4,9'a düşerken, doğal gazın payı sadece 1 puanlık artışla %20,6'dan %21,6'ya yükselmiş, buna karşılık kömürün toplam içindeki payı 4,8 puan artışla %23,3'den %28,1 düzeyine artmıştır (Şekil 8.1.3) (IEA 2017c, s.648).



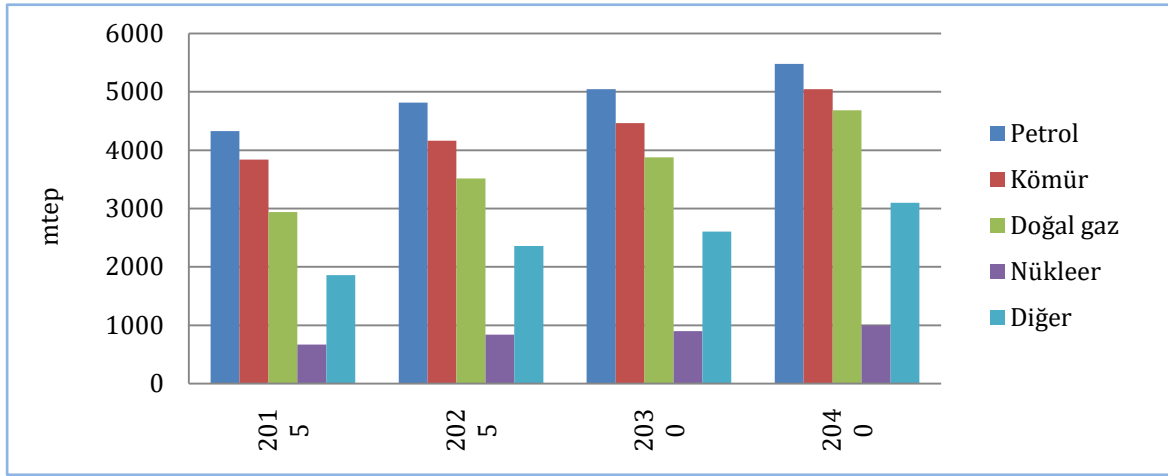
Şekil 8.1.3 Son 15 Yılda Kaynaklara Göre Birincil Enerji Arzı

Dolayısıyla, fosil kaynak payının %80,4'den %81,4'e yükseldiği ve küresel CO₂ emisyonlarının 23,1 Gt seviyesinden yaklaşık %40 artışla 32,3 Gt düzeyine arttığı (IEA 2017d, s.II.4) son 15 yıllık dönemin net kazananı kömür olmuştur. Bununla beraber, son 15 yıldaki kömüre hücumun son birkaç yıldır giderek durakladığı ve küresel kömür tüketiminde gerileme yönünde bir eğilimin başladığı gözlenmektedir.

Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) tarafından, günümüzde mevcut enerji politikalarının gelecekte de çok fazla değişmeden sürdürüleceği varsayımına göre yapılan tahminlerde; dünya birincil enerji tale-

binin 2015 yılına göre yaklaşık %42 oranında artış göstererek 2040 yılında 19.299 mtep seviyesine yükseleceği, bu miktarın kaynaklara dağılımında önemli farklılıkların olmayacağı öngörülmektedir. Buna göre; 2040 yılında en büyük pay %28 ile petrolün olacaktır. Petrolü %26 ile kömür ve %24 ile doğal gaz izleyecektir. Söz konusu yılda, nükleer enerjinin payı %5 ve diğer kaynakların¹ payı ise %17 olacaktır (IEA 2017c, s.649) (Şekil 8.1.4).

Uluslararası Enerji Ajansı'nın; yenilenebilir ya da alternatif yakıtların kullanımlarının artacağı ve enerji verimliliğine ya da karbon emisyonlarının azaltılmasına yönelik çabaların geliştirileceği öngörülerine dayalı olan daha iyimser "Yeni Politikalar Senaryosu"nda dahi, kömürün 2040 yılındaki küresel enerji talebi içerisindeki payı %22'nin altına düşmemektedir (IEA 2017c, s.648).



Şekil 8.1.4 Dünya Birincil Enerji Arzının Gelişimi, UEA Projeksiyonu, Mevcut Politikalar Senaryosu

Dolayısıyla, Uluslararası Enerji Ajansı, mevcut enerji politikalarının gelecekte de fazla değişmeden sürdürüleceği varsayıldığında, kömürün, dünya enerji bileşimi içerisindeki belirleyici konumunu en azından önümüzdeki 25 yıl içerisinde de arttırarak sürdüreceğini öngörmektedir. Buna göre, Uluslararası Enerji Ajansı'nın "Mevcut Politikalar Senaryosu"nda; 2015-2040 döneminde enerji kaynakları için artış oranları; kömürde %31,5, doğal gazda %59,4, petrolde %26,6, nükleerde %48,6 ve diğerlerinde ise %66,5 olacaktır (Tablo 8.1.1).

Tablo 8.1.1 Dünya Birincil Enerji Arzında Kaynakların Artış Oranları (%)

Dönem	Petrol	Kömür	Doğal gaz	Nükleer	Diğer
2015-2025	11,3	8,5	19,6	25,0	26,7
2025-2030	4,8	7,2	10,4	7,3	10,4
2030-2040	8,5	13,0	20,7	10,8	19,0
2015-2040	26,6	31,5	59,4	48,6	66,5

8.1.1.2 Dünya Kömür Üretimi

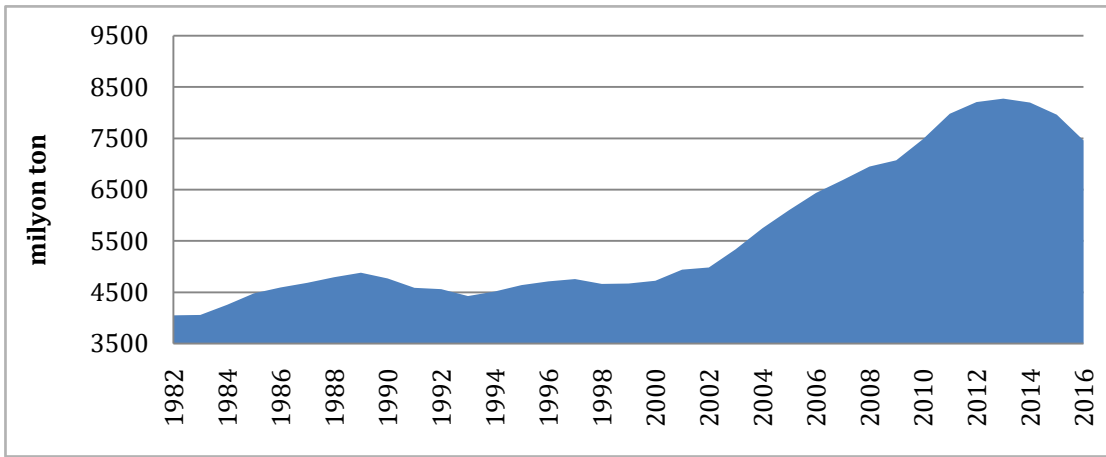
Dünya kömür üretimi son otuz yılda yaklaşık iki kat artmıştır. Kömür üretimindeki artış, büyük ölçüde başta Çin olmak üzere Asya kıtasındaki elektrik enerjisi talebinden kaynaklanmaktadır. Bu ülkenin elektrik enerjisi üretimi son on yılda 2 katından fazla artarak 2016 yılında 6.143TWh düzeyine yükselmiş (BP 2017) ve söz konusu üretimin %80'den fazlası kömüre dayalı termik santrallerden elde

¹ Hidrolik, yeni/yenilenebilir, biyoenerji.

edilmiştir. Son on yılda Asya-Pasifik Bölgesi'nin toplamındaki elektrik enerjisi üretim artışı ise yaklaşık 1,7 kat olup elektrik üretiminde en yoğun olarak kullanılan kaynak kömür olmuştur.

Kömür tüketiminin, gelişmekte olan ülkelerde gelişmiş ülkelere göre daha fazla artmakta oluşunun nedenlerinden birisi; yüksek ekonomik büyüme oranları ve artan elektrifikasyon ihtiyacı nedeniyle gelişmekte olan ülkelerin daha kolay ve daha ucuz ulaşabilecekleri kömürü tercih ederken başta Avrupa Birliği olmak üzere gelişmiş ülkelerin özellikle çevresel duyarlılıklar nedeniyle elektrik üretiminde giderek daha fazla doğal gazı ve yenilenebilir kaynakları tercih etmeleridir.

1999 yılından itibaren 14 yıl boyunca kesintisiz artan küresel kömür üretimi 2014 yılından itibaren gerilemeye başlamış, 2013 yılında 8.275 milyon ton ile tepe yapan üretim 2016 yılı itibarıyla² 7.460 milyon ton olmuştur. Dolayısıyla 2013-2016 yılları arasındaki gerileme oranı %10 düzeyine yaklaşmaktadır (BP 2017). Aynı dönemde koklaşabilir kömür üretimi yaklaşık sabit kalırken, gerileme buhar kömürü ve linyit üretiminde olmuştur (Şekil 8.1.5) (IEA 2017e, s.ix-xii).



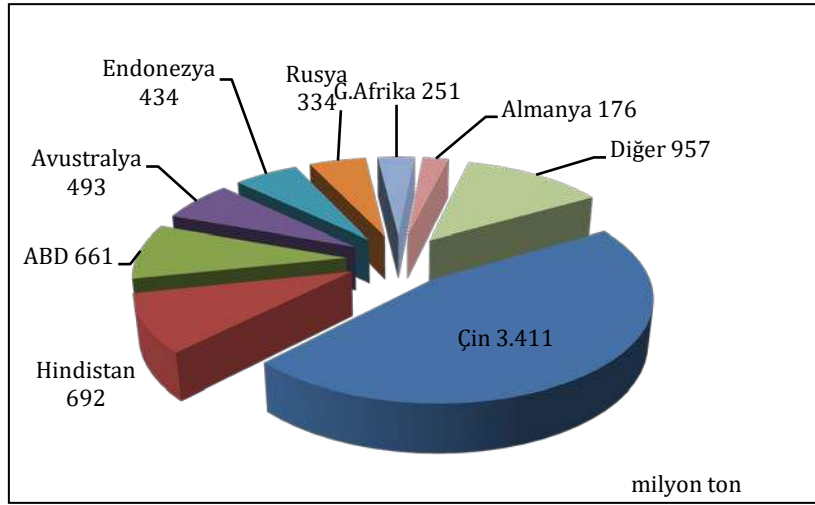
Şekil 8.1.5 Dünya Kömür Üretimleri

2016 yılında koklaşabilir kömür üretimi yaklaşık 1,1 milyar ton düzeyinde olmuş, buhar kömürü üretimi ise bir önceki yıla göre %7,3 oranında azalarak yaklaşık 5,4 milyar ton düzeyine gerilemiştir. 2016 yılı linyit üretimi de %3,5 oranında düşerek 780 milyon ton olarak gerçekleşmiştir (IEA 2017e, s.ix-xii). Toplam üretimin yaklaşık %90'ı taşkömürü ve %10'u ise linyit³ kategorisindedir.

2016 yılı dünya kömür üretiminin %45,7'sini (3.411 milyon ton) tek başına Çin gerçekleştirmiştir. Hindistan kömür üretimi 2016 yılında ilk defa ABD üretimini geçmiştir. Hindistan'ın payı %9,3 (692 milyon ton), ABD'nin payı %8,9 (661 milyon ton) ve Avustralya'nın payı ise %6,6 (493 milyon ton) oranındadır. Bu ülkeleri; Endonezya (434 milyon ton), Rusya Federasyonu (385 milyon ton), Güney Afrika Cumhuriyeti (251 milyon ton) ve Almanya (176 milyon ton) izlemektedir (Şekil 8.1.6). Bu sekiz ülkenin küresel kömür üretimi içindeki toplam payları %87 düzeyindedir.

² 2017 yılına ilişkin uluslararası veriler, bu raporun hazırlandığı tarih itibarıyla henüz yayımlanmamıştır.

³ Uluslararası literatürde, 5.700 kcal/kg altındaki tüm kömürleri (alt bitümlü ve linyit) kapsayan “kahverengi kömür” terimi kullanılmaktadır. Bununla beraber, söz konusu terimin ülkemizde yaygın kullanımının bulunmaması nedeniyle, bu çalışmada kahverengi kömür yerine linyit terimi 4.165 kcal/kg altındaki alt ısı değere sahip linyitlerle birlikte 4.165 kcal/kg-5.700 kcal/kg aralığındaki alt bitümlü kömürleri de kapsayacak şekilde kullanılmıştır.

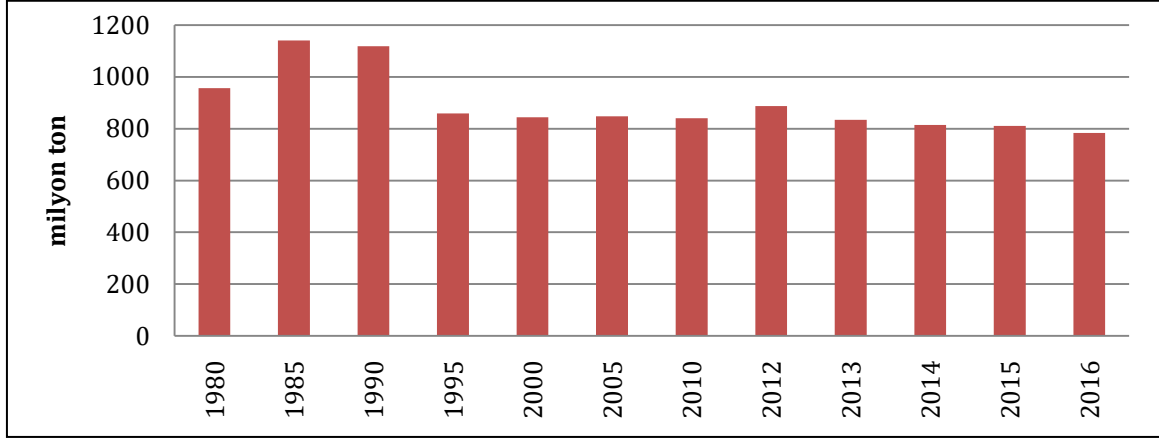


Şekil 8.1.6 Ülkelere Göre 2016 Yılı Kömür Üretimleri

Genel olarak, kömür üretimleri gelişmekte olan ülkelerde gelişmiş ülkelere göre çok daha yüksek oranda artış göstermektedir. Son 10 yıllık (2006-2016) dönemde kömür üretimi artış oranları; Endonezya'da %124, Hindistan'da %54, Kolombiya'da %37 ve Çin'de ise %33 olmuştur (BP 2017). Buna karşılık; ABD, Kanada, Çek Cumhuriyeti, Almanya, Yunanistan, Polonya, İspanya, Ukrayna ve İngiltere gibi ülkelerde ciddi üretim düşüşleri yaşanmıştır.

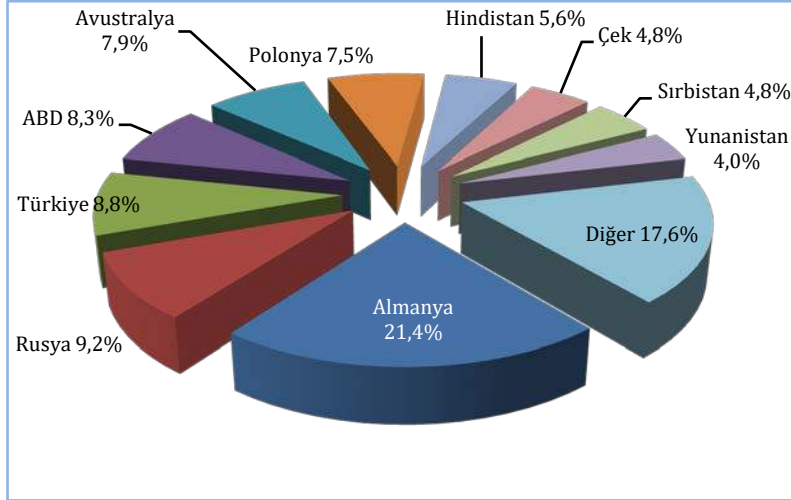
Bununla beraber, Asya-Pasifik Bölgesi'nin toplamında önceki yıllarda oldukça yüksek seyreden yıllık kömür üretim artışları son üç yıldır yavaşlamıştır. Bu bölgede, 2000 yılından bu yana yıllık ortalama %8,1 düzeyinde büyüyen kömür üretimi 2016 yılında %6,2 gerilemiştir. Gerilemenin önümüzdeki yıllarda da artarak süreceği anlaşılmaktadır. Söz konusu gelişmede Çin'in kömür üretimi etkili olmuştur. 2000 yılından bu yana yıllık ortalama %9,2 düzeyinde artış gösteren Çin'in yıllık kömür üretimi 2016 yılında %9,2 gerilemiştir (BP 2017).

Dünya linyit üretimi 2016 yılında bir önceki yıla göre %3,5 oranında azalarak 780 milyon ton olmuştur (IEA 2017e, s.x) (Şekil 8.1.7). Bu sınıftaki kömürlerin üretimi 1980'li yıllar boyunca önemli oranda artış göstermekle beraber, neredeyse 20 yılı aşkın bir süredir yaklaşık aynı düzeyde kalmıştır. Genel olarak bakıldığında küresel linyit üretiminin gerileme eğiliminde olduğu görülmektedir. Dünya linyit üretimindeki gerilemenin önümüzdeki yıllarda da hızlanarak devam etmesi son derece muhtemeldir.



Şekil 8.1.7 Dünya Linyit Üretimleri

2016 yılı dünya linyit üretiminde en büyük pay önceki yıllarda da olduğu gibi Almanya'nın olmuştur. Bu yılda Almanya'nın linyit üretimi 172 milyon ton (%22) düzeyindedir. Almanya'yı 74 milyon ton ile Rusya Federasyonu, 70,2 milyon ton ile Türkiye⁴, 67 milyon ton ile ABD, 64 milyon ton ile Avustralya ve 60 milyon ton ile Polonya izlemektedir. 2016 yılı dünya linyit üretiminde ülkemiz beşinci büyük üretici konumundadır. Hindistan, Çek Cumhuriyeti ve Sırbistan da önemli linyit üreticileri arasındadır (IEA 2017e, s.xi) (Şekil 8.1.8).



Şekil 8.1.8. Ülkelere Göre 2016 Yılı Linyit Üretim Payları

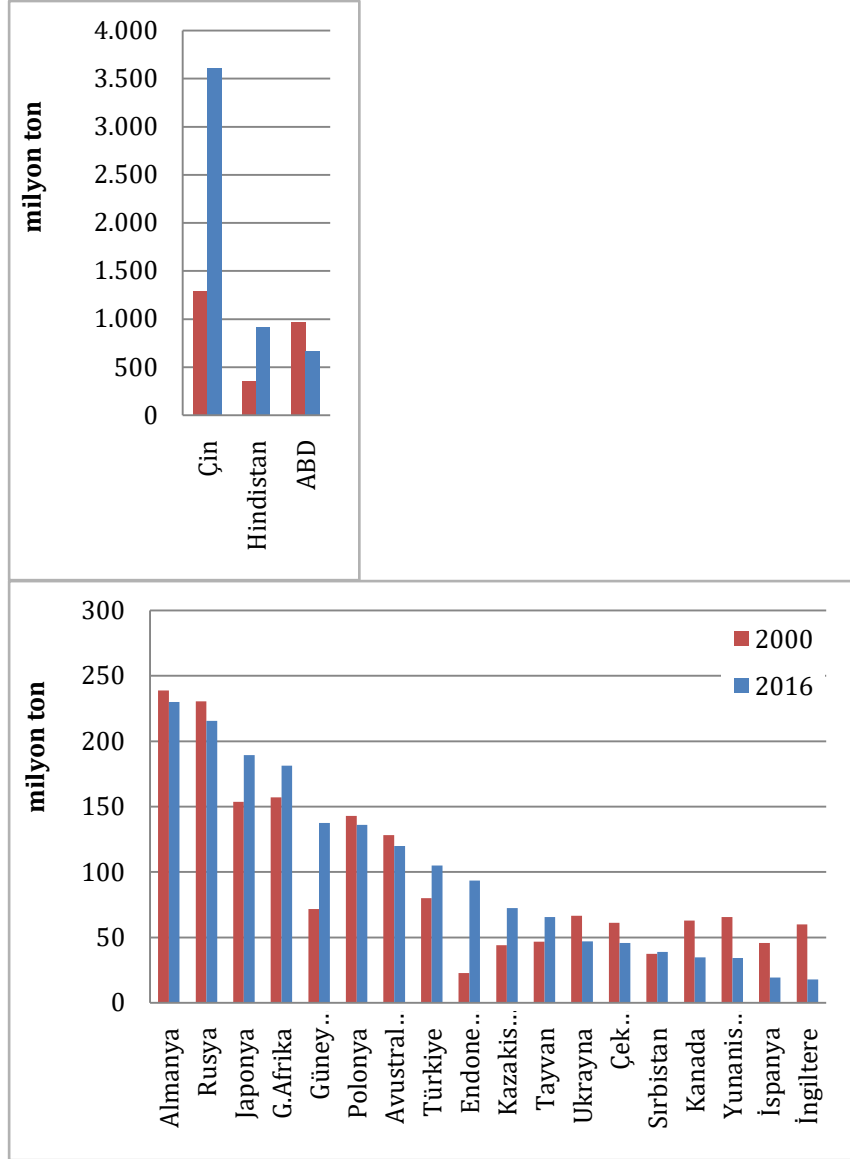
8.1.1.3 Dünya Kömür Tüketimi

Dünya kömür tüketimi bir önceki yıla göre %3,3 gerileyerek 2016 yılında 7.455 milyon ton olmuştur. 2000 yılı sonrasında, küresel kömür tüketim artışı çok büyük ölçüde Çin'in talebinden kaynaklanmıştır. Bu ülkenin 2000-2016 dönemindeki kömür tüketim artışı %167 oranındadır. Aynı dönemde Endo-

⁴ Türkiye'nin kömür üretim verileri Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından hazırlanan Enerji Denge Tabloları'ndan alınmaktadır. Söz konusu kaynaktan 2016 yılı Türkiye linyit üretimi 70,2 milyon ton olarak yer almakla birlikte Uluslararası Enerji Ajansının kullandığı rakam 56,9 milyon tondur (IEA 2017e, s.xi).

neyza'nın tüketimi %376, Hindistan'ın tüketimi %151 ve Güney Kore'nin tüketimi ise %90 oranında artış göstermiştir (BP 2017).

Bununla beraber, aynı dönemde bazı gelişmiş ülkelerin kömür tüketimlerinde ise ciddi gerilemeler söz konusudur. Örneğin, 2000-2016 yılları arasında İngiltere'nin kömür tüketimi %70, İspanya'nın %50, Kanada'nın %39, ABD'nin %37 ve Rusya Federasyonu'nun %18 oranında azalmıştır (Şekil 8.1.9).

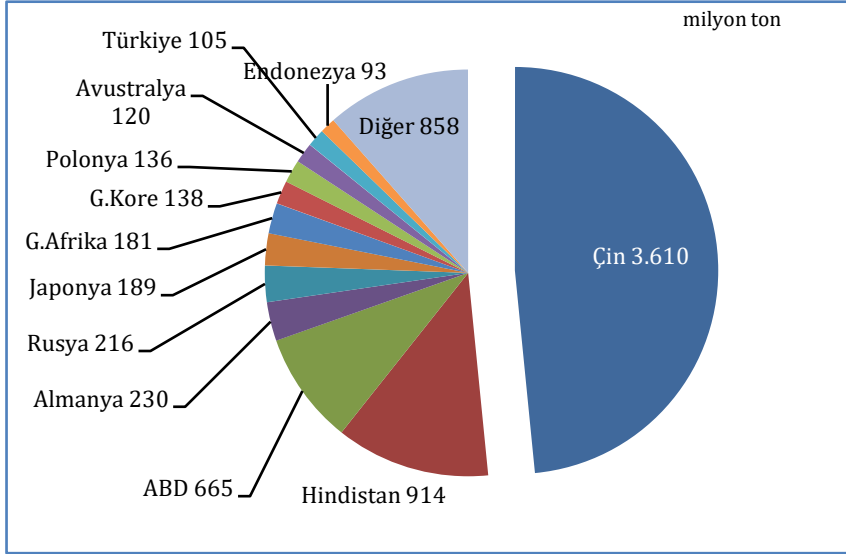


Şekil 8.1.9 2000'den 2016'ya Kömür Tüketimlerinde Değişim

2016 yılı dünya kömür⁵ tüketiminin yaklaşık yarısı Çin tarafından gerçekleştirilmiştir. Söz konusu yılda Çin'in kömür tüketimi 3.610 milyon ton olmuştur. Çin'den sonraki sıralama; Hindistan (%12,3), ABD (%8,9), Almanya (%3,1), Rusya (%2,9), Japonya (%2,5), Güney Afrika Cumhuriyeti (%2,4), Güney Kore (%1,9), Polonya (%1,8) ve Avustralya (%1,6) şeklindedir (Şekil 8.1.10) (IEA 2017e,

⁵Antrasitten linyite tüm kömür çeşitleri.

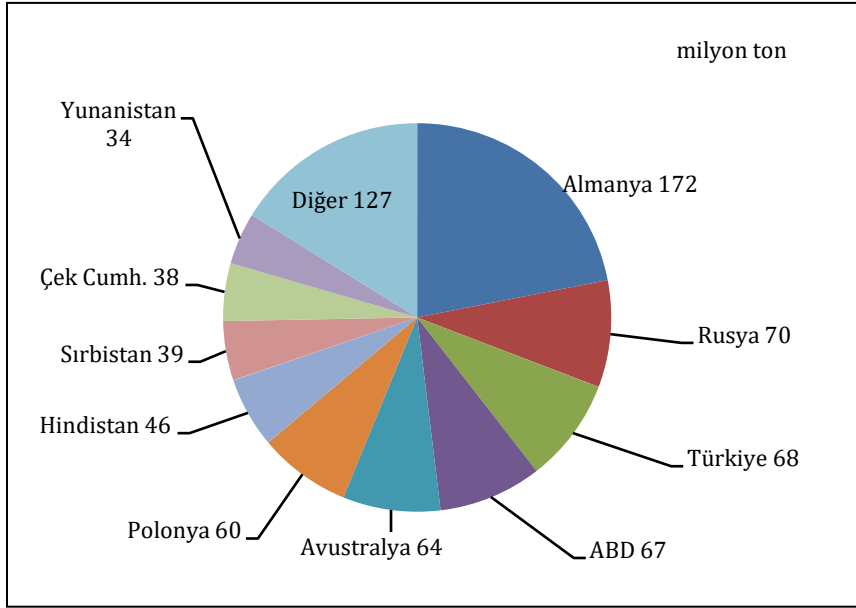
s.xiv-xvii). Bu 10 ülkenin küresel kömür tüketimindeki toplam payı %86 oranındadır. Türkiye'nin, 2016 yılı dünya kömür tüketimi içindeki payı ise 105 milyon ton ile %1,4 düzeyindedir.



Şekil 8.1.10 Ülkelere Göre 2016 Yılı Kömür Tüketimleri

Çin'in kömür tüketimi, özellikle 2000 yılı sonrasında önemli ölçüde artmakla birlikte, yıllık artış oranları giderek düşmektedir. 2001-2006 arasında %14,5 ve 2006-2011 arasında %5,6 olan ortalama yıllık tüketim artış oranı 2011-2014 yılları arasında %1,2 düzeyine kadar gerilemiştir. 2014 yılından sonra ise tüketimde gerileme başlamıştır. Çin'deki tüketim artışının önümüzdeki yıllarda daha da gerileyeceğine ilişkin ciddi göstergeler bulunmaktadır.

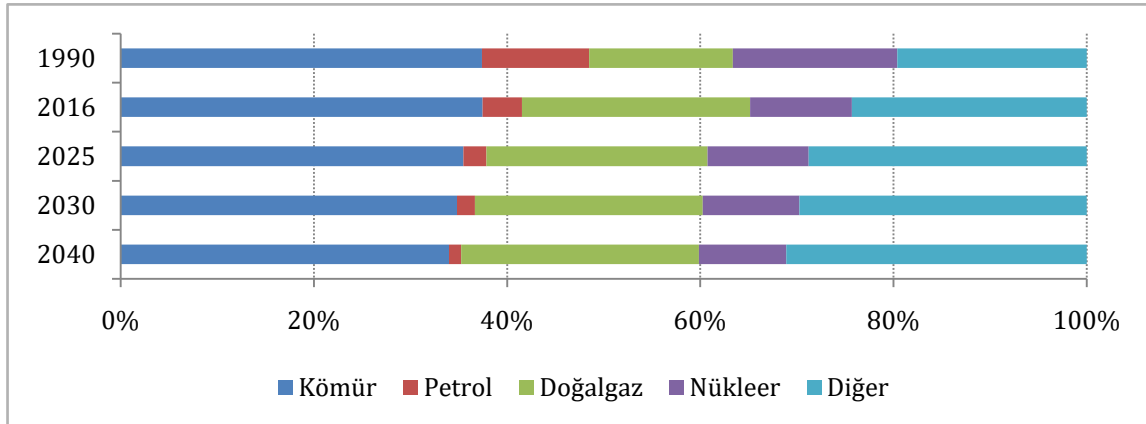
2016 yılı dünya kömür tüketiminin 1.047 milyon tonu koklaşabilir kömür ve 5.624 milyon tonu ise buhar kömürüdür. Linyit tüketimi ise toplam 785 milyon ton olmuştur (IEA 2017e, s.VI.15-VI.21). 2016 yılı linyit tüketiminde ilk sıra, uzun yıllardır olduğu gibi yine Almanya'nındır. Söz konusu yılda Almanya'nın linyit tüketimi 172 milyon ton olmuştur. 2016 yılı linyit tüketiminde Almanya'yı 69,8 milyon ton ile Rusya Federasyonu, 68 milyon ton ile Türkiye, 67,4 milyon ton ile ABD ve 63,6 milyon ton ile Avustralya izlemektedir (Şekil 8.1.11).



Şekil 8.1.11 Ülkelere Göre 2016 Yılı Linyit Tüketimi

Günümüzde, dünya kömür üretiminin yaklaşık %70'i elektrik ve ticari ısı üretimi amacıyla kullanılmakta, %13'ü demir-çelik endüstrisinde, %15'i diğer sanayi sektörlerinde ve geriye kalan %3'lük kısım ise ısınma amaçlı olarak tüketilmektedir.

Kömür, elektrik üretimi amacıyla kullanılan yakıtlar arasında en yaygın olanıdır. 1990 yılında dünya toplam elektrik üretiminin %37,4'ü kömürden elde edilirken 2016 yılı itibarıyla bu oran %37,5 olmuştur. Uluslararası Enerji Ajansı tarafından, mevcut politikaların gelecekte de değişmeden devam edeceği varsayımıyla yapılan tahminlere göre kömürün elektrik üretimindeki kullanım payı 2040 yılında da yaklaşık aynı düzeyde kalacaktır (IEA 2017c, s.650-651) (Şekil 8.1.12). Uluslararası Enerji Ajansı'nın "Yeni Politikalar Senaryosu"nda dahi, bu alanda ne doğal gazın ne de nükleer enerjinin kömürün yanına yaklaşabilmesi mümkün görünmemektedir.



Şekil 8.1.12 Dünya Elektrik Üretiminde Kaynakların Dağılımı, IEA Mevcut Politikalar Senaryosu

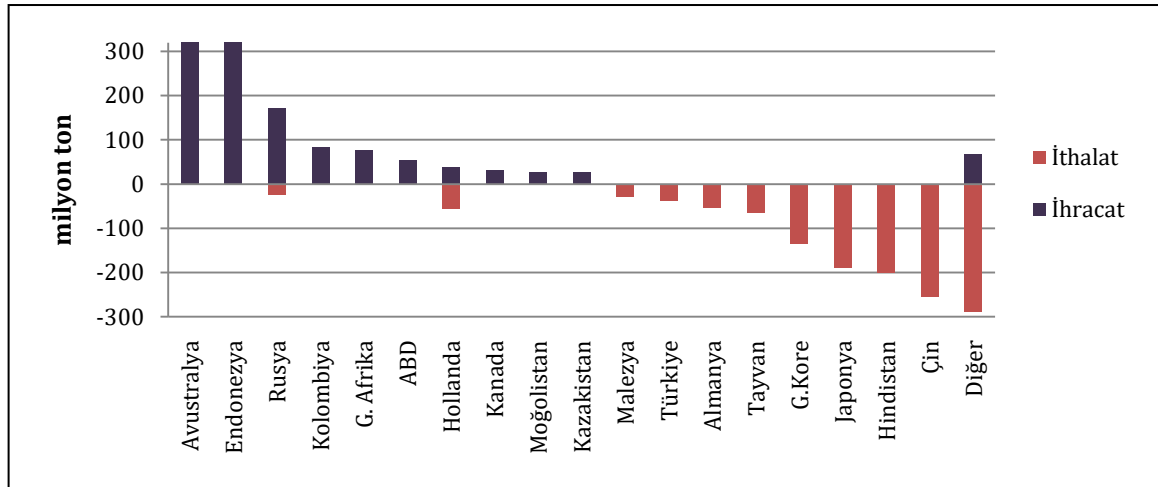
8.1.1.4 Dünya Kömür Ticareti

Dünya kömür ticaretinin neredeyse tamamı taşkömürüne ilişkindir. Linyit kömürünün ülkeler arasında taşınması ya da ticareti günümüzde ekonomik olmamaktadır. Küresel ölçekte ticareti yapılan taşkömürünün iki ana kullanım amacı bulunmaktadır: Elektrik üretimi (buhar kömürü) ve demir çelik endüstrisinin kullanımı için kok üretimi (koklaşabilir kömür).

Dünya kömür ticaret hacmi bir önceki yıla göre %1,9 oranında artarak 2016 yılında 1.334 milyon ton olmuştur. Söz konusu ticaretin 1.010 milyon tonluk kısmı (%75,7) buhar kömürü, 314 milyon tonluk kısmı (%23,5) kok kömürü ve 9 milyon tonluk kısmı ise linyite ilişkindir (IEA 2017e, s.xii).

2016 yılı dünya kömür ihracatında ilk sıra Avustralya'nın olmuştur. Bu ülkenin 2016 yılı ihracatı 389 milyon ton düzeyinde gerçekleşmiştir. Endonezya, 370 milyon ton ile ikinci sıradadır. Diğer önemli kömür ihracatçıları arasında, sırasıyla; Rusya Federasyonu (171 milyon ton), Kolombiya (83 milyon ton), Güney Afrika Cumhuriyeti (76,5 milyon ton) ve ABD (54,7 milyon ton) bulunmaktadır (IEA 2017e, s.xiii).

2016 yılı kömür ithalatının lideri, son yıllarda hep olduğu gibi yine Çin'dir. Bu ülkenin ithalatı, bir önceki yıla göre %25 oranında artarak 2016 yılında 256 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Hindistan'ın ithalatı 200 milyon ton düzeyinde olmuştur. Diğer önemli ithalatçı ülkeler, sırasıyla; Japonya (189,4 milyon ton), Güney Kore (134,5 milyon ton), Tayvan (65,6 milyon ton), Hollanda (55,5 milyon ton) ve Almanya (53,6 milyon ton) şeklindedir (IEA 2017e, s.xiii) (Şekil 8.1.13).



Şekil 8.1.13 Dünya Kömür Ticareti, 2016

Dünya buhar kömürü ihracatı 2016 yılında bir önceki yıla göre %0,7 oranında artmış ve 1.045 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Koklaşabilir kömür ticareti ise aynı yılda bir önceki yıla göre %5,2 oranında artarak 314,1 milyon ton olmuştur.

8.1.1.5 Fiyatlar

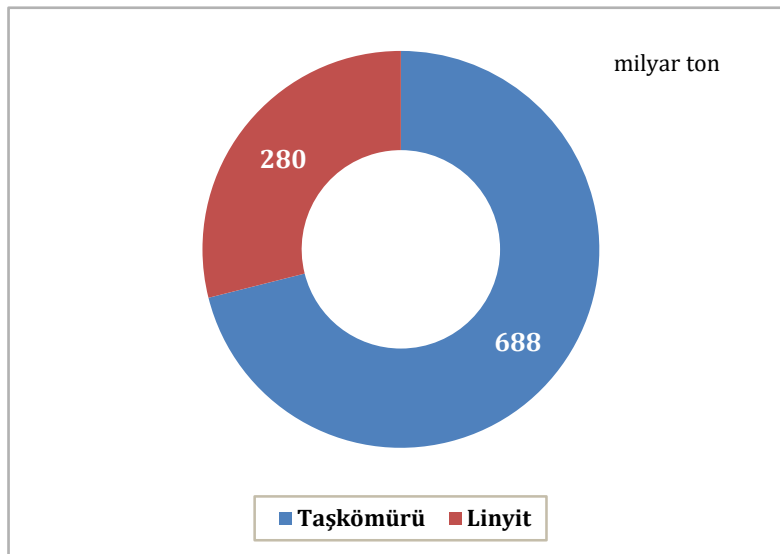
Dünya kömür fiyatları, özellikle 2003 sonrası tırmanışa geçmiştir. 2011 yılı itibarıyla koklaşabilir kömür fiyatları ton başına 200 doların ve buhar kömürü fiyatları ise 120 doların üzerine çıkmıştır.

2003-2012 yılları arasındaki artış oranı; buhar kömüründe %300'leri ve koklaşabilir kömürde ise %450'leri bulmaktadır.

Bununla beraber, kömür fiyatları 2011 yılı sonundan itibaren düşme eğilimine girmiştir. 2013 yılı başında 85-90 USD/ton aralığında seyreden uluslararası buhar kömürü fiyatları 2013 yılı boyunca 70-90 USD/ton aralığında hareket görmüştür. 2016 yılı başlarında 50 USD/ton altına doğru gerileyen 6.000 kcal/kg buhar kömürü fiyatları bugün 100 USD/ton düzeyinin üzerinde seyretmektedir. Metalürjik kömür fiyatları ise 2011 yılında 330 USD/ton düzeyine kadar yükselmiş, ancak 2012 yılında tekrar 200 USD/ton seviyelerine gerilemiştir. 2013 yılında 150 USD/ton seviyesinin altına gören metalürjik kömür fiyatları 2016 yılı başlarında 100USD/ton seviyesinin altına kadar gevşemiş olup bugün tekrar 200 USD/ton seviyesinin üzerine çıkmıştır.

8.1.1.6 Dünya Kömür Rezervleri

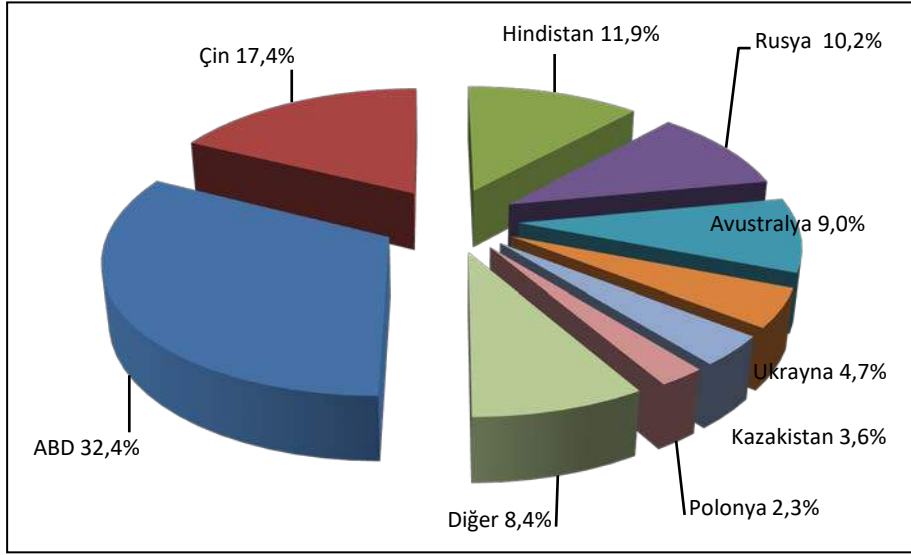
2014 yılı itibarıyla dünya kömür rezervleri 688 milyar tonu taşkömürü ve 280 milyar tonu linyit⁶ olmak üzere toplam 968 milyar ton büyüklüğündedir (BGR 2014) (Şekil 8.1.14).



Şekil 8.1.14 Dünya Kömür Rezervlerinin Kömür Kategorilerine Göre Dağılımı

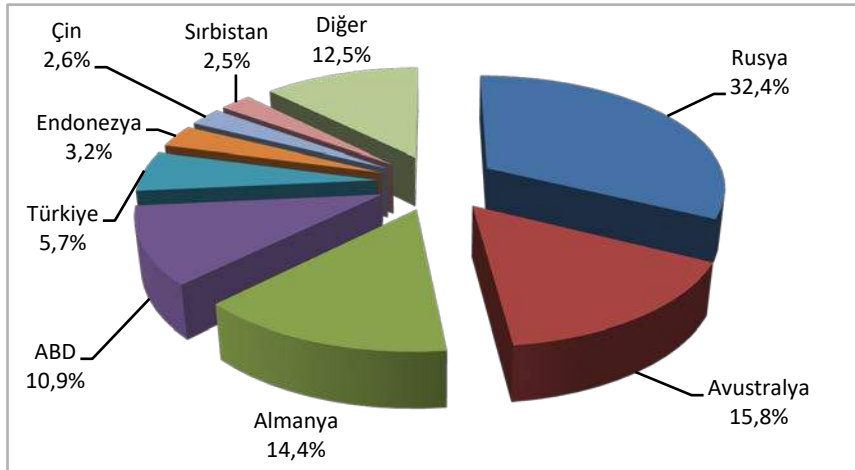
Taşkömürü rezervlerinin en büyük kısmı (223 milyar ton) ABD'de yer almaktadır (Şekil 8.1.15). ABD'yi 120 milyar ton ile Çin, 82 milyar ton ile Hindistan ve 70 milyar ton ile Rusya Federasyonu izlemektedir. Diğer taşkömürü zengini ülkeler arasında; Avustralya (62 milyar ton), Ukrayna (32 milyar ton), Kazakistan (25 milyar ton), Polonya (16 milyar ton), Endonezya (13,5 milyar ton) ve Güney Afrika Cumhuriyeti (10 milyar ton) bulunmaktadır. Dolayısıyla, dünya taşkömürü rezervlerinin %95'e yakını bu 10 ülkenin elindedir (BGR 2017).

⁶ Burada; taşkömürü ısı değeri 16,500 kJ/kg'dan (külsüz, yaklaşık 4.000 kcal/kg) büyük antrasit ve bitümlü kömür, linyit ise ısı değeri 16,500 kJ/kg'dan küçük kömür olarak tanımlanmaktadır.



Şekil 8.1.15 Dünya Taşkömürü Rezervlerinde Ülkelerin Payları

Toplam 280 milyar ton büyüklüğündeki dünya linyit rezervlerinin en büyük bölümü 90,7 milyar ton ile Rusya Federasyonu'nda bulunmaktadır (Şekil 8.1.19). Bu ülkeyi 44,1 milyar ton ile Avustralya, 40,3 milyar ton ile Almanya ve 30,6 milyar ton ile ABD izlemektedir. Türkiye⁷ (16 milyar ton), Endonezya (9 milyar ton), Çin (7,3 milyar ton) ve Sırbistan (7,1 milyar ton) geniş linyit rezervlerine sahip diğer ülkeler arasındadır (BGR 2017).



Şekil 8.1.16 Dünya Linyit Rezervlerinde Ülkelerin Payları

⁷ MTA tarafından Türkiye linyit rezerv miktarı 16 milyar ton olarak açıklanmakla birlikte, ilgili kaynakta Türkiye linyit rezervleri sadece 2 milyar ton olarak verilmekte ve geri kalanı kaynak kategorisinde değerlendirilmektedir.

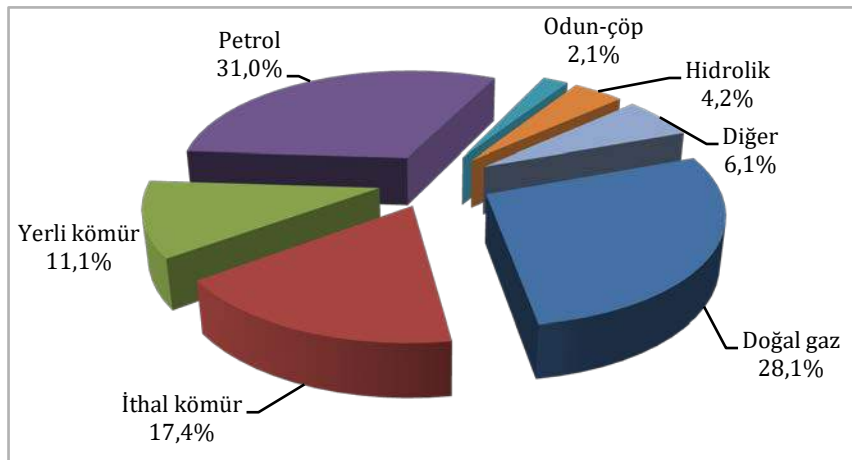
8.1.2 TÜRKİYE'DE SEKTÖRÜN GÖRÜNÜMÜ

8.1.2.1 Birincil Enerji Arzı ve Kömürün Payı

Ülkemizde birincil enerji arzı 2016 yılında⁸ bir önceki yıla göre %5,5 artış göstererek 136 mtep olmuştur. Bu arzın kaynaklara dağılımında ilk sırayı 42,2 ile petrol ve petrol ürünleri almaktadır. Petrolü sırasıyla; 38,5 mtep ile kömür, 38,3 mtep ile doğal gaz, 8,3 mtep ile jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklar, 5,8 mtep ile hidrolik ve 2,8 mtep ile odun, hayvan ve bitki artıkları izlemektedir (ETKB/EİGM 2017).

Yerli kömür arzı; 13,6 mtep linyit, 0,7 mtep taşkömürü ve 0,8 mtep asfaltit olmak üzere toplam 15,1 mtep ve ithal kömür arzı ise 23,2 mtep taşkömürü ve 0,5 mtep kok olmak üzere toplam 23,7 mtep düzeyindedir. 2016 yılında –ısı değeri bazında– yerli kömür arzındaki yıllık artış %20 ve ithal kömür arzındaki artış ise %6,4 düzeyinde olmuştur.

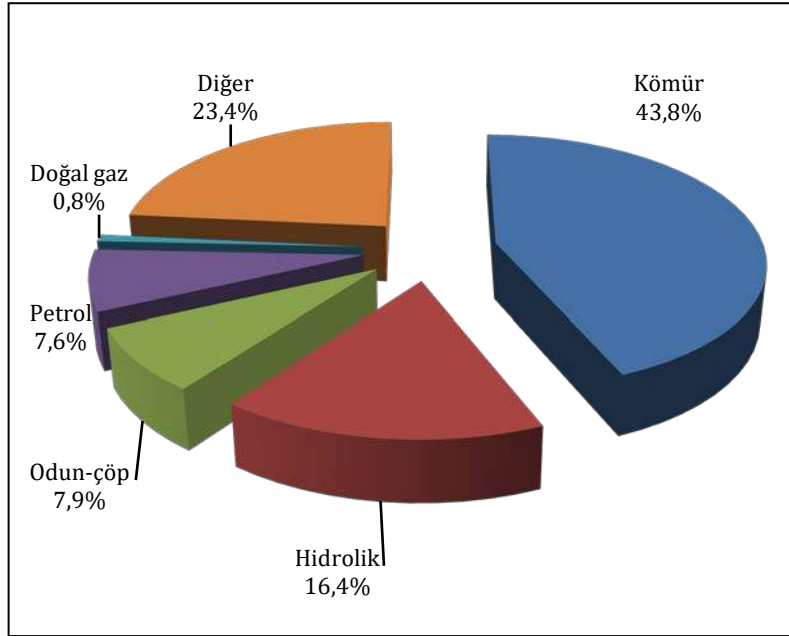
Aynı yılda birincil enerji arzının kaynaklara dağılımı ise; petrol ve petrol ürünleri %31, doğal gaz %28,1, ithal kömür %17,4, yerli kömür %11,1, yenilenebilir kaynaklar %6,1, hidrolik %4,2 ve odun/hayvan-bitki artıkları %2,1 olarak gerçekleşmiştir (Şekil 8.1.17).



Şekil 8.1.17 Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Dağılımı, 2016

2016 sonu itibarıyla Türkiye'nin birincil enerji üretimi 35,4 mtep şeklinde gerçekleşmiştir. Söz konusu yerli üretimin kaynaklara dağılımında, 15,5 mtep ile kömür ilk sırayı alırken, bunu 8,3 mtep ile jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları, 5,8 mtep ile hidrolik, 2,8 mtep ile odun, hayvan ve bitki artıkları, 2,7 mtep ile petrol ve 0,3 mtep ile doğal gaz izlemektedir (Şekil 8.1.18). Yerli kömür üretimi; 14 mtep linyit, 0,7 mtep taşkömürü ve 0,7 mtep asfaltit şeklindedir (ETKB/EİGM 2017). Yerli kömür üretiminin enerji tüketimini karşılama oranı 2004 yılında %12 düzeyindeyken 2014 yılında %11,3 şeklinde gerçekleşmiştir.

⁸ 2017 yılına ilişkin resmi veriler, bu raporun hazırlandığı tarihte henüz yayımlanmamıştır.

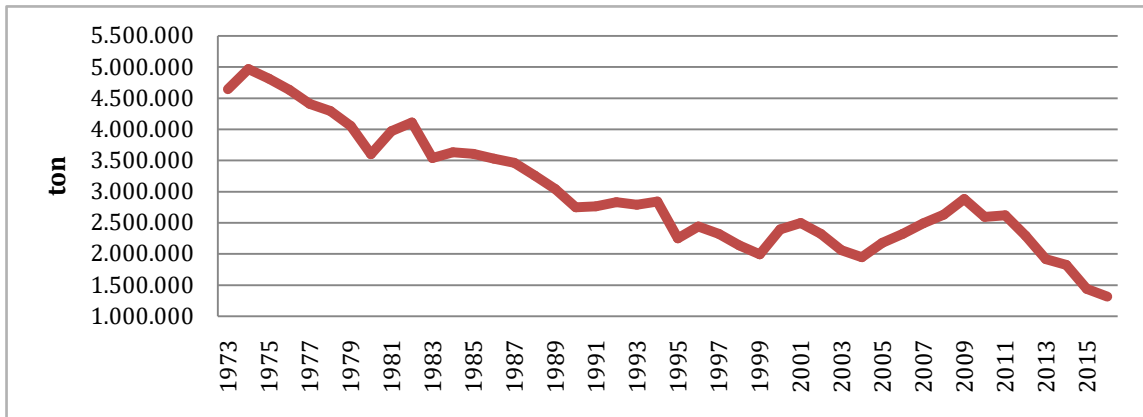


Şekil 8.1.18 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin Kaynaklara Dağılımı, 2016

8.1.2.2 Kömür Üretimi

Ülkemiz 2016 yılı satılabilir kömür üretimi; 70,2 milyon ton linyit, 1,3 milyon ton taşkömürü ve 1,5 milyon ton asfaltit olmak üzere toplam 73 milyon ton olarak gerçekleşmiştir (ETKB/EİGM 2017).

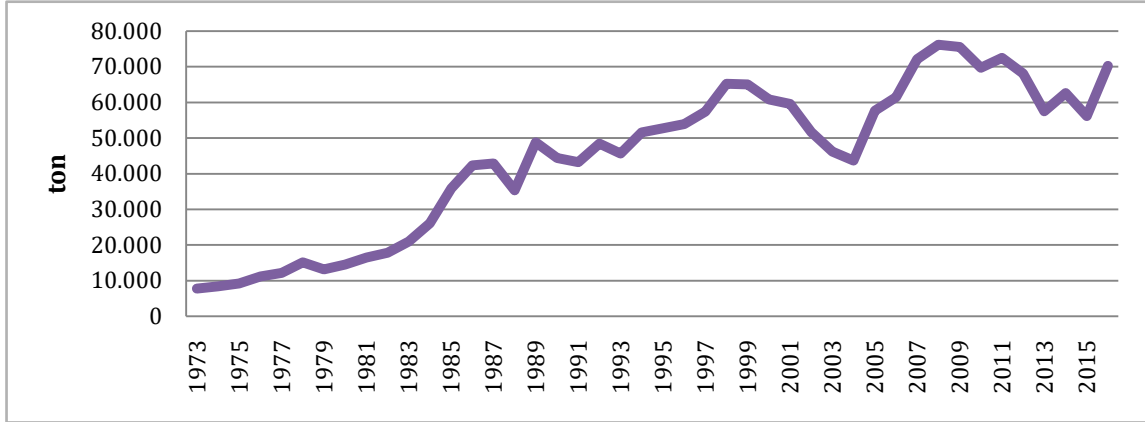
1980'li yıllardan itibaren sürekli bir düşme eğilimine giren taşkömürü üretimleri 2004 yılında 1,9 milyon tona kadar gerilemiştir. Bu tarihten sonra tekrar hareketlenen satılabilir taşkömürü üretimi 2016 yılında bir önceki yıla göre %8,5 oranında gerileyerek 1,3 milyon ton olarak gerçekleşmiştir (Şekil 8.1.19).



Şekil 8.1.19 Türkiye Taşkömürü Üretimleri

Linyit üretimleri ise, özellikle 1970'li yılların başlarından itibaren, petrol krizlerine bağlı olarak elektrik üretimine yönelik linyit işletmeleri yatırımlarının başlaması ile hızlanmıştır. 1970 yılında 5,8 milyon ton olan linyit üretimi 1998 yılında yaklaşık 65 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Ancak, bu

tarihten itibaren, özellikle doğal gaz alım anlaşmaları nedeniyle linyit üretimi sürekli azalmış, 2004 yılında 43,7 milyon ton ile en düşük seviyesini görmüştür. Bu tarihten sonra tekrar yükselen linyit üretimleri 2008 yılında 76 milyon tonu görmüş, ancak daha sonra tekrar gerileme eğilimine girmiştir. 2016 yılı linyit üretiminde ise ciddi bir artış söz konusudur. Üretim bir önceki yıla göre yaklaşık %25 artarak 70,2 milyon ton olmuştur (ETKB/EİGM 2017) (Şekil 8.1.20).

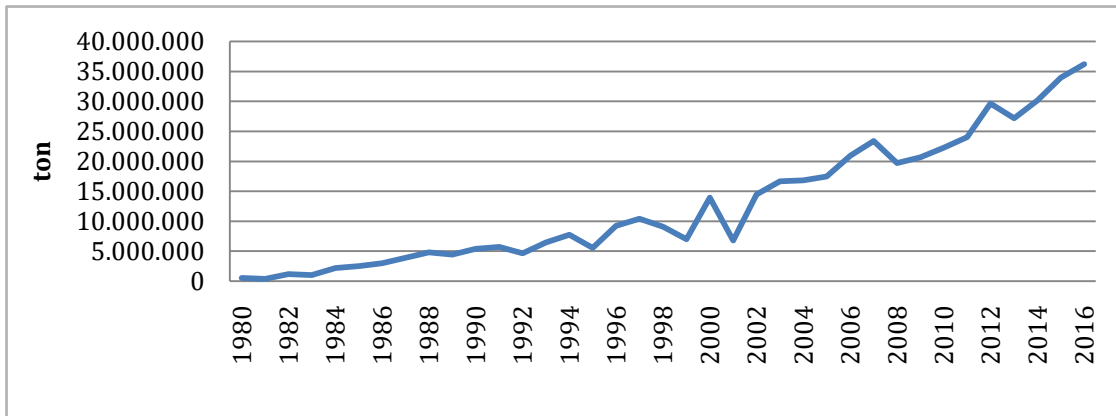


Şekil 8.1.20 Türkiye Linyit Üretimleri

8.1.2.3 Kömür İthalatı

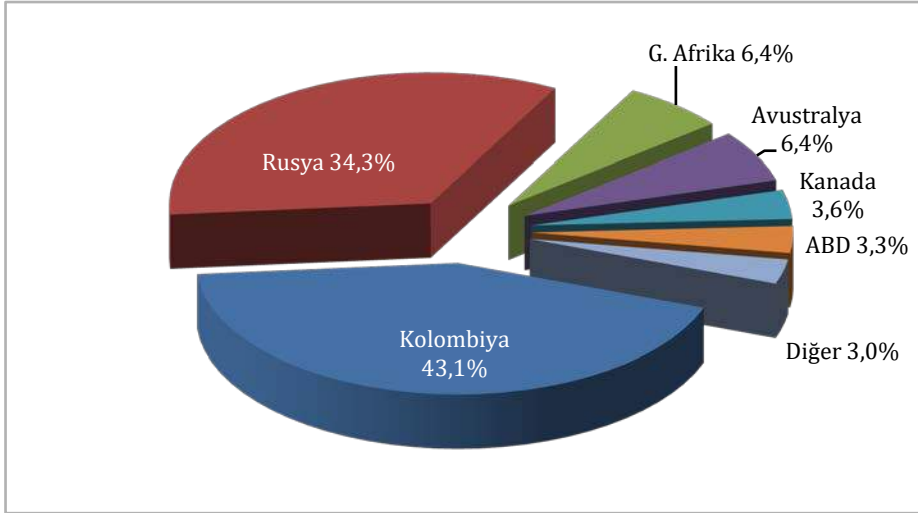
Ülkemizde 1980'li yıllardan önce son derece düşük miktarlarda başlayan kömür ithalatı, 1990'lı yıllarda 10 milyon tonun ve 2000'li yıllarda ise 20 milyon tonun üzerine çıkmıştır. 2016 yılında kömür ithalatımız bir önceki yıla göre yaklaşık %6,6 artış göstererek 36,2 milyon ton düzeyine yükselmiştir (TÜİK 2017, ETKB/EİGM 2017).

Son yıllarda kömür ithalatındaki artışın en önemli nedeni, elektrik üretimi amaçlı kullanılacak buhar kömürlerine olan talepteki ciddi artıştır. Söz konusu eğilim dikkate alındığında, ithalatın önümüzdeki yıllarda da artarak süreceği ve kömür ithalat faturasının doğal gaz faturasına yakın düzeylere yükselebileceği anlaşılmaktadır (Şekil 8.1.21).



Şekil 8.1.21 Türkiye Kömür İthalatı

2016 yılında en fazla kömür ithalatı yapılan ülke Kolombiya oldu. Söz konusu yılda bu ülkeden yapılan ithalat 15,6 milyon ton ve Rusya'dan yapılan ithalat ise 12,4 milyon ton olarak gerçekleşti. Bu iki ülkeyi 2,3 milyon ton ile Güney Afrika Cumhuriyeti, 2,3 milyon ton ile Avustralya, 1,3 milyon ton ile Kanada ve 1,2 milyon ton ile ABD izledi (TÜİK, 2017). 2016 yılında söz konusu 6 ülkeden yapılan kömür ithalatı toplam ithalatın yüzde 97'si düzeyine ulaştı (Şekil 8.1.22).

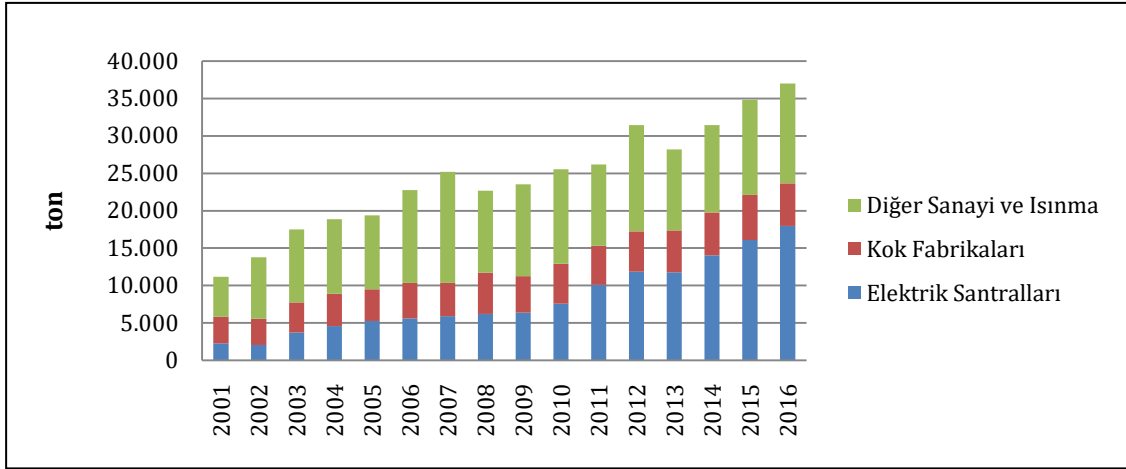


Şekil 8.1.22 Kömür İthalatında Ülke Payları, 2016

8.1.2.4 Kömür Tüketimi

Ülkemizde 2016 yılında tüketilen kömür 37,9 milyon tonu yerli ya da ithal taşkömürü ve 69,5 milyon tonu ise linyit ve asfaltit olmak üzere toplam 107,4 milyon ton olmuştur. Dolayısıyla, bir önceki yıla göre 2016 yılında taşkömürü tüketimi %7,4 ve linyit tüketimi ise %20,5 artmıştır. Toplam kömür tüketimindeki artış ise %15,5 düzeyindedir.

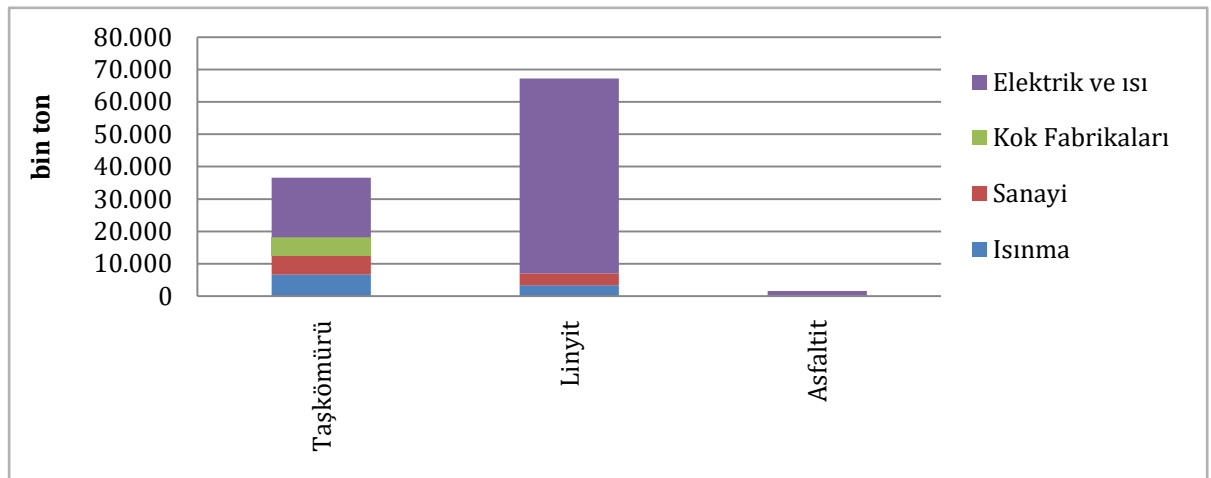
2016 yılı taşkömürü arzının %48,5 oranındaki en büyük kısmı elektrik üretiminde ve %17,8 oranındaki kısmı ise ısınma amaçlı olarak tüketilmiştir. Kok fabrikalarının payı %15,3 ve diğer sanayinin payı ise %16,1 düzeyindedir (ETKB/EİGM 2017). Taşkömürü tüketiminde elektrik santrallerinin payı giderek artmaktadır. On yıl önce %20 düzeyinde olan söz konusu pay 2016 yılı itibarıyla %50 düzeyine yaklaşmaktadır (Şekil 8.1.23).



Şekil 8.1.23 Kullanım Yerlerine Göre Ülkemiz Taşkömürü Tüketimi

Ülkemizde üretilen linyit kömürleri; elektrik üretimi amacıyla termik santrallerde, sanayi sektörlerinde ve ısınma amaçlı olarak konut ve işyerlerinde tüketilmektedir. Linyitin elektrik üretimi amaçlı tüketim payı, 1970'li yılların başında ısıl değer bazında %20'ler düzeyindeyken bu tarihten itibaren artmaya başlamış ve 2001 yılında %80 ile en yüksek seviyeyi görmüştür. Söz konusu gelişmeye paralel olarak, aynı dönemde konut ve hizmetlerin payı %42'den %7'ye ve sanayi sektörlerinin payı ise %36'dan %13'e gerilemiştir. 2001 yılı sonrasında ise süreç tersine dönmüş ve elektrik üretiminde kullanım payı görece düşerken sanayi sektörleri ile konut ve hizmetlerde kullanım payı tekrar artmıştır.

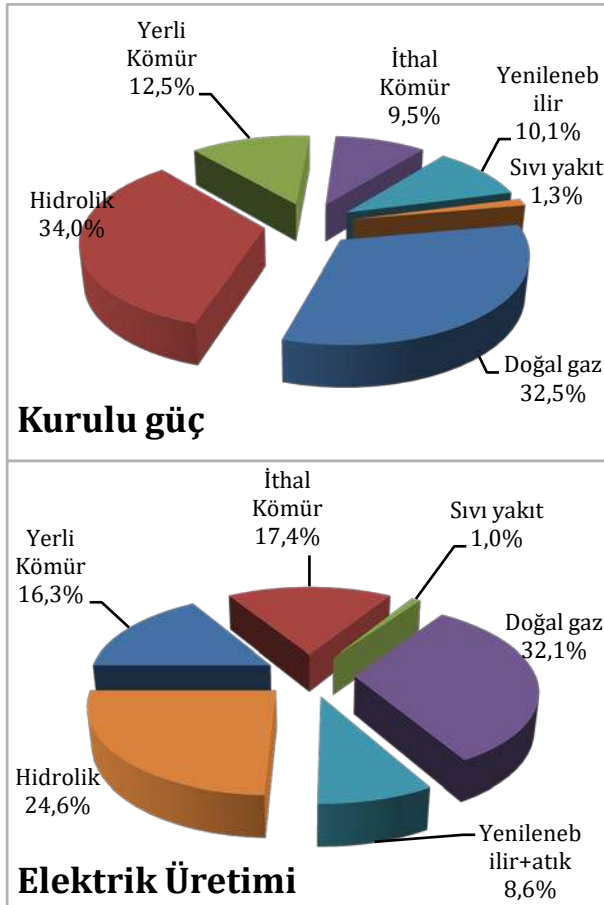
2016 yılında 67,9 milyon ton olan toplam linyit arzının miktar olarak %88,6'sı elektrik ve ısı üretimi amacıyla tüketilmiştir. Sanayi sektörlerinde kullanım payı %8,8 ve konut-işyerlerinde kullanım payı ise %4,9 düzeyindedir. Bununla beraber, elektrik üretiminde kullanılan linyitlerin ısıl değerleri sanayi ya da ısınmada kullanılan kömürlere nazaran çok daha düşüktür. Toplam ısıl değer bazında hesaplama yapıldığında; 2016 yılında arz edilen linyit enerjisinin %76,4'ü elektrik ve ısı üretiminde, %11,7'si sanayi sektörlerinde ve %10,4'ü ise konut ve işyerlerinde tüketilmiştir. Aynı yılda; 1.557 bin ton asfaltit arzının %85'i elektrik üretimi, %7,7'si sanayi ve %7,3'ü ısınma amaçlı tüketilmiştir (ETKB/EİGM 2017) (Şekil 8.1.24).



Şekil 8.1.24 Kömür Arzının Sektörlere Göre Tüketim Dağılımı, 2016

8.1.2.5 Elektrik Üretimi Amaçlı Kömür Kullanımı

Ülkemizin 2016 sonu itibarıyla kömüre dayalı santral kurulu gücü 17.316 MW düzeyine yükselmiş olup toplam kurulu gücün %22'sine karşılık gelmektedir (TEİAŞ 2017). Toplam kurulu güç içerisinde yerli kömüre dayalı kurulu güç 9.842 MW (%12,5) ve ithal kömüre dayalı kurulu güç ise 7.474 MW (%9,5) şeklindedir (Şekil 8.1.25). 2016 yılında kömüre dayalı (asfaltit dahil) santrallerden 92,2 TWh elektrik üretilmiş olup toplam üretim içerisindeki payı %33,7 düzeyindedir. Bu miktarın 44,6 TWh kısmı yerli kömüre (asfaltit dahil) aittir. Yerli kömürün toplam brüt elektrik üretimi içindeki payı 2016 yılında %16,3 olmuştur. İthal kömüre dayalı santrallerin elektrik üretimindeki payı ise 47,7 TWh ile %17,4 oranındadır.

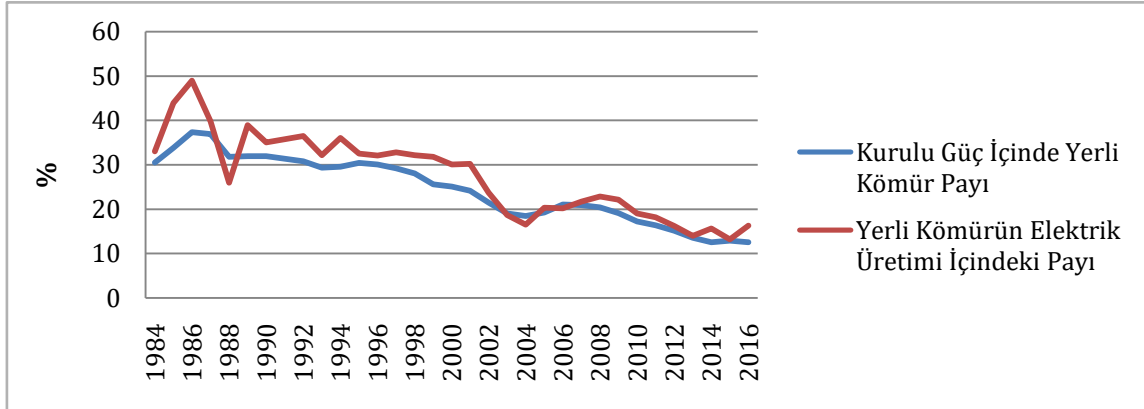


Şekil 8.1.25 Kurulu Güç ve Brüt Elektrik Üretimi İçinde Kaynakların Payı, 2016 Sonu

Yerli kömürün ülkemiz elektrik kurulu gücü ve brüt elektrik üretimi içindeki payı hızla düşmektedir. 1986 yılında %37,3 düzeyine kadar yükselen kurulu güç içindeki pay 2004 yılında %18,4 düzeyine kadar gerilemiş, 2005 ve 2006 yıllarında devreye alınan Çanakkale Çan ve Afşin-Elbistan B santralleri ile %21 seviyesine kadar yükseltebilmişse de daha sonra bu alanda yeni bir yatırımın devreye girmemesi nedeniyle 2013 yılında yerli kömürün kurulu güç içindeki payı %13,5 ve 2014 yılında ise %12,5 olarak gerçekleşmiştir. 2015 yılında, Adana ve Bolu'da devreye alınan iki yeni termik santral

ile yerli kömüre dayalı santrallerin toplam kurulu güç içerisindeki payı %12,9 düzeyine yükselebilmştir. 2016 yılı sonu itibarıyla yerli kömürün payı yine %12,5 seviyesindedir.

Brüt elektrik üretimi içindeki yerli kömür payı da doğal olarak benzer bir gelişim izlemiştir (Şekil 8.1.26).



Şekil 8.1.26 Yerli Kömürün Kurulu Güç ve Brüt Elektrik Üretimi İçindeki Payı

Ülkemizde yerli kömür kullanan 51 adet elektrik santrali işletmededir. Bunlardan 16 adedinin kurulu kapasitesi 100 MW'ın üzerinde olup, diğerleri küçük kapasiteli otoprodüktör santrallerdir. 1 adet taş-kömürü ve 1 adet asfaltit santralının dışındakilerinin tamamı linyite dayalı santrallerdir (Tablo 8.1.2).

Tablo 8.1.2 Türkiye’de Yerli Kömüre Dayalı Büyük Ölçekli Termik Santraller

Santralin Adı	Mülkiyeti	Kömür Sahası Ruhsat Sahibi	Yakıt	Kurulu Güç (MW)
Çanakkale Çan	EÜAŞ	TKİ	Linyit	320
Orhaneli*	Çelikler	Çelikler (İHD)	Linyit	210
Soma*	Kolin	TKİ	Linyit	990
Seyitömer	Çelikler	Çelikler (İHD)	Linyit	600
Tunçbilek B*	Çelikler	TKİ	Linyit	300
Yatağan	Bereket Elsan	Bereket Elsan (İHD)	Linyit	630
Yeniköy	İC İçtaş	İC İçtaş (İHD)	Linyit	420
Kemerköy	İC İçtaş	İC İçtaş (İHD)	Linyit	630
Afşin-Elbistan A	EÜAŞ	EÜAŞ	Linyit	1.355
Afşin-Elbistan B	EÜAŞ	EÜAŞ	Linyit	1.440
Kangal	Konya Şeker	Konya Şeker (İHD)	Linyit	457
Çayırhan	Park (İHD)	EÜAŞ	Linyit	620
Bolu Göynük	AKSA	TKİ	Linyit	135
Adana Tufanbeyli	Enerjisa	Enerjisa	Linyit	300
Çatalağzı	Bereket Elsan	TTK	Taşkömürü	300
Silopi	Park	TKİ	Asfaltit	135

Yerli kömüre dayalı santral kapasitesinin yaklaşık yarısı 1980-1990 yılları arasında tesis edilmiş olup, küçük ölçekli bazı otoprodüktör santraller dışında bu santrallerin hemen tamamı 2013 yılına kadar kamunun mülkiyetindeydi. Bununla beraber, 2013 yılından itibaren gerçekleştirilen özelleştirmeler sonucunda; Seyitömer, Kangal, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Soma, Tunçbilek ve Çatalağzı Santralleri “varlık satışı” yoluyla özel sektöre devredilmiştir.

2015 yılı itibarıyla, yerli kömüre dayalı olarak işletmeye giren son termik santraller; 2005 ve 2006 yıllarında devreye alınan 320 MW kapasiteli Çanakkale Çan ve 1440 MW kapasiteli Afşin-Elbistan B santralleri ile 2009 yılında devreye giren Ciner Grubu'na ait 135 MW gücündeki Silopi Santrali'dir. Son yıllarda, çeşitli girişimlerde bulunulmasına karşın yerli kömüre dayalı termik santral yatırımları konusunda önemli bir gelişme sağlanamamıştır.

Bununla beraber, 2015 yılında iki önemli yerli kömür santrali devreye alınabilmiştir. Bunlardan ilki, Enerjisa tarafından Adana-Tufanbeyli linyit sahası üzerinde tesisi edilen 450 MW gücündeki Tufanbeyli Termik Santralidir. Söz konusu santralin toplam 300 MW büyüklüğündeki 2 ünitesi devreye alınmıştır. Diğeri ise 270 MW büyüklüğündeki Bolu Göynük Termik Santralidir. TKİ'nin ruhsatındaki kömürleri yakacak olan bu santral AKSA tarafından devreye alınmıştır.

Ülkemizde elektrik üretimi amaçlı kullanılabilecek önemli kömür rezervleri bulunmaktadır. Söz konusu rezervlerden en yüksek ekonomik yararın elde edilmesini sağlamak amacıyla, kömür üretim faaliyetleri devam etmekte olan sahalarda mevcut proje ve planlamaların güncellenerek geliştirilmesi, henüz herhangi bir işletme projesi bulunmayan sahalarda işletme proje ve planlamalarının ortaya konulması, havza niteliği taşıyan bölgelerde ise havza madenciliğinin gerektirdiği orta ve uzun dönem planlamaları içeren ana master planlarının hazırlanması uygun olacaktır. Bu kapsamda, ülkemizde 20.000 MW'ın üzerinde kurulu güç yaratabilecek bir linyit/asfaltit potansiyeli bulunmaktadır. Tablo 3'te elektrik üretimi amaçlı olarak hızla değerlendirilmesi gereken sahalara listelenmektedir.

Tablo 8.1.3 Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanılabilecek Başlıca Kömür Sahaları

Saha	Toplam Kaynak (Bin ton)	Kurum
Afşin-Elbistan Havzası	4.831.902	EÜAŞ
Çayırhan Havzası	425.896	EÜAŞ
Kütahya Seyitömer	160.000	Özel sektör
Konya Karapınar	1.833.000	EÜAŞ
Afyon Dinar	941.000	MTA
Eskişehir Alpu	1.453.000	TKİ
AdanaTufanbeyli	323.329	TKİ
Bingöl Karlıova	103.662	TKİ
Bolu Göynük	37.875	TKİ
Manisa Soma	688.000	TKİ
Kütahya Tunçbilek	253.000	TKİ
Tekirdağ Saray	283.000	TKİ
Şırnak Asfaltit	71.000	TKİ
Konya Ilgın	143.000	Özel
Çankırı Orta	94.390	Özel
Adıyaman Gölbaşı	32.000	Özel

8.1.2.6 Kaynaklar, Rezervler

Ülkemizde, doğal gaz ve petrol rezervleri oldukça sınırlı olmasına karşın, 735 milyon tonu görünür olmak üzere, yaklaşık 1,5 milyar ton taşkömürü ve büyük bölümü görünür rezerv niteliğinde toplam 16 milyar ton linyit kaynağı bulunmaktadır (MTA 2017; TTK 2017).

Son yıllarda yürütülen arama ve rezerv geliştirme çalışmaları sonucunda ciddi bir rezerv artışı sağlanmıştır. Yeni sahaların bulunmasına ve rezerv artışına yönelik çalışmalar MTA tarafından sürdürülmektedir.

Taşkömürü kaynaklarımızın tamamı Türkiye Taşkömürü Kurumunun (TTK) ruhsatında bulunmaktadır (Tablo 8.1.4). Zonguldak Havzası'nda bugüne kadar yapılan rezerv arama çalışmalarında, -1200 m derinliğe kadar tespit edilmiş toplam jeolojik kaynak 1,5 milyar ton olup, bunun yaklaşık %50'si görünür rezerv olarak kabul edilmektedir (TTK 2017).

Havzada koklaşabilir rezervler Kozlu, Üzülmüş ve Karadon bölgelerinde yer almaktadır. Koklaşabilir taşkömürü rezervlerinin toplam rezervler içerisindeki payı yaklaşık %57'dir. Armutçuk Bölgesi'nde yer alan rezervler; yarı-koklaşma özelliği, yüksek ısı değeri ve düşük bünye külü içeriği ile hem koklaşabilir kömürlerle harmanlanarak hem de pul ve rizeenjeksiyon (PCI) kömürü olarak demir-çelik fabrikalarında kullanıma uygun niteliktedir. Amasra Bölgesi kömürlerinin koklaşma özelliği bulunmamakla birlikte, belirli oranlarda metalürjik kömürler ile harmanlandığında koklaşma özelliğini bozmamaktadır. Havza kömürlerinin alt ısı değeri 6.200 - 7.250 kcal/kg arasında değişmektedir (TTK 2017).

Tablo 8.1.4 Türkiye Taşkömürü Kurumu Ruhsatlı Kömür Sahaları ve Kaynak Miktarı (bin ton)

Kaynak türü	Koklaşmaz	Yarı koklaşabilir	Koklaşabilir			Toplam TTK
	Amasra	Armutçuk	Kozlu	Üzülmüş	Karadon	
Hazır	384	1.739	2.846	386	2.943	8.298
Görünür	400.287	6.525	63.820	134.135	130.189	734.955
Muhtemel	154.856	15.860	40.539	94.342	159.162	464.758
Mümkün	66.571	7.883	47.975	74.020	117.034	313.483
TOPLAM	622.097	32.007	155.180	302.883	409.328	1.521.495

2005 yılına kadar 8,3 milyar ton olarak hesaplanan linyit rezervlerimizin çoğunluğu 1976–1990 yılları arasında bulunmuş, bu dönemden sonra kapsamlı rezerv geliştirme etüt ve sondajları yapılamamıştır. 2005 yılında, TKİ koordinatörlüğünde, MTA'nın sorumluluğunda ve ETİ Maden, TPAO, EÜAŞ, TTK ve DSİ'nin de katılımıyla başlatılan “Linyit Rezervlerimizin Geliştirilmesi ve Yeni Sahalarda Linyit Aranması Projesi” kapsamında yapılan çalışmalar neticesinde; 2005-2012 yıllarını kapsayan dönem içinde önemli kaynak/rezerv artışları sağlanmıştır.

Daha sonra kapsamı genişletilen ve MTA Genel Müdürlüğü koordinatörlüğüne verilerek başlığı “Türkiye Maden ve Jeotermal Kaynak Rezervlerinin Geliştirilmesi ve Yeni Sahaların Bulunması Projesi” olarak değiştirilen çalışma kapsamında; Trakya, Manisa-Soma-Eynez, Eskişehir-Alpu, Afşin-Elbistan ve Konya-Karapınar'da ilave linyit kaynakları tespit edilmiştir. Böylelikle; uzun yıllardır 8,3 milyar ton olarak bilinen linyit kaynaklarımız 2016 yılsonu itibarıyla toplam 16 milyar tona ulaşmıştır⁹.

Bununla beraber, ülkemiz linyit kaynaklarımızın ısı değerleri oldukça düşüktür. Genel olarak 1.000 kcal/kg ile 4.200 kcal/kg arasında değişiklik göstermekle birlikte yaklaşık %90'ının alt ısı değeri 3.000 kcal/kg'ın altındadır.

⁹ 2005 yılına kadar toplam 8,3 milyar ton olan linyit rezervlerimizin 2005-2016 yılları arasında yapılan çalışmalar sonucunda %92 oranında arttığı, yani toplam linyit rezervinin 16 milyar ton düzeyine yükseldiği MTA tarafından resmi olarak açıklanmaktadır (MTA 2017).

KAYNAKÇA

1. BGR (Federal Institute for Geosciences and Natural Resources). 2014. *Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2014*. Hannover.
2. BP (British Petroleum). 2017. *Statistical Review of World Energy - 2017*.
3. ETKB/EİGM (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı/Enerji İşleri Genel Müdürlüğü). 2017. *2016 Yılı Genel Enerji Dengesi*. ETKB/EİGM Web Sitesi: < <http://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Denge-Tablolari/Denge-Tablolari>>, Erişim tarihi: 12 Ocak 2018.
4. IEA (International Energy Agency). 2016. *Key World Energy Statistics 2016*. Paris.
5. IEA (International Energy Agency). 2017a. *Key World Energy Statistics 2017*. Paris.
6. IEA (International Energy Agency). 2017b. *Energy Balances of OECD Countries 2017*. Paris.
7. IEA (International Energy Agency). 2017c. *World Energy Outlook 2017*. Paris.
8. IEA (International Energy Agency). 2017d. *CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2017*. Paris.
9. IEA (International Energy Agency). 2017e. *Coal Information 2017*. Paris.
10. MTA (Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü). 2017. *2016 Yılı Türkiye Kömür Arama Çalışmaları*. Ankara.
11. TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi). 2017. *Yük Tevzii Raporları: Türkiye Elektrik Enerjisi - Kuruluş ve Yakıt Cinslerine Göre Kurulu Güç*. TEİAŞ Web Sitesi: <http://www.teias.gov.tr/>.
12. TKİ (Türkiye Kömür İşletmeleri). 2017. *TKİ 2016 Yılı Faaliyet Raporu*. Ankara.
13. TTK (Türkiye Taşkömürü Kurumu). 2017. *Taşkömürü Sektör Raporu 2016*.
14. TÜİK (Türkiye İstatistik Kurumu). 2017. *Kömür Dış Ticaret İstatistikleri*, <<http://www.tuik.gov.tr/>>.

ÖZGEÇMİŞ



Dr. Nejat Tamzok
nejattamzok@yahoo.com

Bartın Amasra'da doğdu. İlkokulu Zonguldak'ta, orta eğitimini Ankara'da tamamladı. Lisans ve yüksek lisans derecelerini Orta Doğu Teknik Üniversitesi Maden Mühendisliği Bölümü'nden, doktora derecesini Ankara Üniversitesi Siyasal Bilgiler Fakültesi Siyaset Bilimi ve Kamu Yönetimi Bölümü Yönetim Bilimleri Kürsüsünden aldı.

1985 yılından itibaren Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu Genel Müdürlüğü'nde çalışmaktadır. Halen, TKİ Planlama Müdürlüğü ile Stratejik Planlama ve İç Kontrol Sistemleri Koordinatörlüğü görevlerini yürütmektedir.

Meslek yaşamı süresince çok sayıda kömür üretim projesinin yapımında proje mühendisi olarak görev alan Dr. Nejat Tamzok, son dönemde, Onuncu Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu Başkanlığı ile Türkiye 23. Uluslararası Madencilik Kongresi Başkanlığı görevlerini yürüttü. Halen uluslararası hakemli dergi olan Bilimsel Madencilik Dergisi Baş Editörlüğünü yürütmekte (<http://www.mining.org.tr/>) ve Enerji Günlüğü haber sitesinde köşe yazarlığı yapmaktadır (<http://www.enerjigunlugu.net/yazar/87/dr-nejat-tamzok.html>).

Enerji ve madencilik ilişkisi çok sayıda çalışması çeşitli dergi ve gazetelerde yayınlanmış olup (<https://independent.academia.edu/NejatTamzok>); Maden Mühendisleri Odası, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Dünya Madencilik Kongresi Türk Milli Komitesi ve ODTÜ Mezun Derneği'ne üyelikleri bulunmaktadır.

8.2 KÖMÜRE DAYALI SANTRALLER VE YENİ PROJELER

Orhan Aytaç
Makina Mühendisi

8.2.1 GİRİŞ

Son yıllarda dünya gündemine büyük bir ağırlıkla giren “küresel ısınma” ve “iklim değişikliği” kavramları nedeniyle kullanımından kaçınma planları yapılmasına rağmen, kömür, günümüzde elektrik üretimi amacıyla kullanılan yakıtlar arasında halen en yaygın olanıdır. 2016 yılında dünya toplam elektrik üretiminin %37’si kömürden elde edilmiştir. En yakın rakibi olan doğal gazın payı %24’tür. Ancak küresel sıcaklık artışının sınırlandırılmasına yönelik olarak Paris Taraflar Konferansı’nın ardından oluşturulan “Yeni Politikalar Senaryosu”nda 2040 yılında dünya elektrik üretiminde kömür payının %26’ya düşürülmesi hedeflenmektedir [1]. Yeni Politikalar Senaryosu’nun sıcaklık artışını (sanayi devrimi öncesine göre) 2 C° ile sınırlandırılması için yeterli olmayacağından hareketle daha sıkı önlemler öneren “Sürdürülebilir Kalkınma Senaryoları” hazırlanmıştır. Bu küresel çabalar nedeniyle kömürün klasik yöntemlerle kullanımının azaltılması yönünde baskıların artacağı ve sıvılaştırma/gazlaştırma/karbon tutma gibi daha az olumsuzluk içeren yöntemler üzerindeki çalışmaların yoğunlaşacağı öngörülmektedir.

Ülkemizde de 2016 yılında elektrik üretiminde en büyük payı %33,6 ile kömür almış olup hemen ardından %32,5 ile doğal gaz gelmektedir. Kömürün payını oluşturan unsurlar %17,4 ile ithal kömür, %14,1 ile yerli linyit ve %2,1 ile yerli taş kömürü ve asfaltittir.¹

8.2.2 TÜRKİYE’DE YERLİ KÖMÜRE DAYALI SANTRALLER

Ülkemiz elektrik üretiminde kullanılan yerli kömürler, ağırlıklı olarak düşük kaliteli ve linyit olarak ifade edilen kömürler olup, taşkömürünün kullanımı oldukça sınırlıdır. Taşkömürü kullanan santraller sadece 1948 yılında işletmeye giren ve 1980’lerin sonlarında devre dışı bırakılan Çatalağzı A Santrali ile 1989 yılında devreye alınan 300 MW kurulu gücündeki Çatalağzı B Santralidir.

2017 yılı sonu itibarıyla işletmedeki 35 adet yerli linyit, taşkömürü ve asfaltit yakıtlı santralin kurulu güç kapasiteleri toplamı 9.943,5 MW’tır. Üretim lisansı almış 5 yeni santral ile 2 ilave ünite yapım sürecindedir ve 1 santralin güç artırımı yapılmaktadır. Bunların toplam kurulu gücü 2.707,7 MW’dır [2]. Ayrıca yürürlükte olup kurulu güçleri toplamı 1.549,5 MW olan 3 adet Önlisans bulunmaktadır. Değerlendirme aşamasında olan Önlisans başvurusu yoktur [3]. Yatırımcı firmaların istemi üzerine, 2017 yılı içinde, 137 MW gücünde üretim lisansı ve 1.005 MW gücünde Önlisans iptal edilmiştir.

8.2.2.1 İşletmedeki Yerli Kömür Santralleri

Tablo 8.2.1’de yıllar itibarıyla işletmeye alınan yerli kömüre dayalı büyük ölçekli termik santraller, varlık satışı veya işletme hakkı devri yoluyla şu anda işletme hakkını elinde bulunduran şirketler, baca gazı kükürt arıtma (desülfürizasyon) sistemi olup olmadığı bilgileriyle birlikte, gösterilmektedir. Tabloda akışkan yataklı kazana haiz santraller belirtilmiştir. Diğerleri püskürtme toz (pulverize) kömürlü santral-

¹Mevcut ve inşa halindeki termik santrallerimizin envanteri, kapasite kullanım oranları, önemli arıza çeşitleri ile kömür yakıtlı santrallerimizin yıllar içindeki gelişimi, kaynaklarımızın durumu-darboğazlar, verim artırma-iyileştirme çalışmaları vd. konularda detaylı bilgiler TMMOB Makina Mühendisleri Odası Türkiye’de Termik Santraller 2017 Oda Raporu’nda yayımlanmıştır.

lerdir. Halen işletmede olan büyük ölçekli santrallerimiz buhar parametrelerine göre kritik altı olarak nitelendirilen kazanlara haiz toplam 45 üniteden oluşmaktadır. Hem ünite sayısı hem de kurulu güç olarak yaklaşık %50'si 27 yaşın üzerindedir.

Bu santrallerimizin kurulu güç olarak %85,7'si kamu tarafından inşa edilmiş ve uzun yıllarca işletilmiştir; günümüzde ise, özelleştirmelerden sonra, %33,2'si kamu eliyle işletilmektedir. Kamu (EÜAŞ) bünyesine ARGE santrali olarak kalan Soma A Santralinde uygulamalı araştırma projeleri planlanmıştır. *Yerli Termik Santral Tasarım ve İmalat Kabiliyetinin Geliştirilmesi (MİLTES) Projesi* kapsamında Mart 2013'te başlatılan akışkan yataklı kazan geliştirme çalışmaları sonuçlandırılmadan, Kasım 2015 itibarıyla durdurulmuştur. *Termik Santral Baca Gazı Arıtma Teknolojilerinde Yerli Tasarım ve İmalat Kabiliyetinin Geliştirilmesi (MİLKAS) Projesi* kapsamında baca gazı kükürt arıtma sistemi tasarımı, projelendirilmesi ve yerli sanayi ile birlikte uygulanması çalışmaları Kasım 2014'ten bu yana devam etmektedir.

Kamu elindeki Afşin Elbistan A ve B Santralleri çoğu zaman arıza nedeniyle çok düşük kapasite kullanım oranları ile çalıştırılmaktadır. 2017 Ekim ayı itibarıyla tamamen işletme dışı bırakıldığı duyumları alınan A Santralinin iyileştirme ve yenileme ihtiyacı bilinmesine ve bu yönde girişimlerde bulunulmasına rağmen gerekli işlemler sonlandırılmamıştır. Özelleştirme işlemleri yargı konusu olmuş, yargı kararına rağmen devir işlemleri uzun süredir yapılmamıştır. Bu santralin iyileştirmesi için Dünya Bankası'ndan alınan 280 milyon Avro tutarındaki kredi, ihalelerden sonuç alınamadığı için iptal edilmiştir. B Santralının kömür üretim sahasında 10 Şubat 2011'de yaşanan, biri mühendis 11 emekçinin bedenlerinin hâlâ göçük altında olduğu iş cinayetinden bu yana yeterli seviyede kömür üretimi yapılamamaktadır. Ayrıca elektrik üretim tesislerinde işletme hatalarından kaynaklanan arızalar nedeniyle uzun süreli duruşlar yaşanmış, bu arızalar 2016 sonu ve 2017 başlarında giderilerek üniteler tekrar devreye alınmıştır.

Çan Santrali ülkemizde akışkan yataklı kazana haiz ilk ve kamunun elindeki bu tip tek santraldır. Akışkan yataklı olmasına rağmen, önümüzdeki yıllarda uyulması gereken daha düşük sınır değerlerin içinde kalınması için, baca gazı kükürt arıtma sistemi de kurulması gerekmekte olup, bu amaçla yapılan ihalede ticari teklifler 23 Ocak 2018 günü toplanmış olup 03 Şubat 2018 itibarıyla değerlendirme devam etmektedir.

Yerli kömür yakıtlı santrallerin çoğu yukarıda belirtildiği gibi eski santrallerdir. Genel ortalama olarak güvenilir üretim kapasitelerinin çok altında çalıştırılmaktadırlar. Maliyet avantajlarına ve elektrik piyasasında oluşan fiyattan daha yüksek bedel ile alım garantisine sahip olmalarına rağmen, özelleştirilen santraller, istenilen kapasite kullanım oranlarına erişememektedirler. EÜAŞ tarafından işletildikleri 2004-2010 yılları arasında, Kangal ve Yeniköy Termik Santrallerinin 1 ve 2. Ünitelerinin kazanları "rehabilitasyon ve optimizasyon" ihaleleri ile iyileştirilmiş, Soma (1 ve 2. Üniteler), Seyitömer, Orhaneli, Çatalağzı ve Tunçbilek Santrallerinde kısmi iyileştirmeler yapılmıştır. 2013-2015 döneminde varlık satışı yolu ile özelleştirilen santrallerin hem kurulu kapasitelerinde elektrik üretimi yapabilmeleri, hem de çevreye zararlı etkilerinin istenilen sınırlar içinde tutulabilmesi için kapsamlı iyileştirme, yenileme işlemlerinin bir an önce hayata geçirilmesi gerekmesine rağmen henüz fiilen başlatılan çalışma mevcut değildir.

Tablo 8.2.1 Yıllar İtibarıyla İşletmeye Alınan Yerli Kömüre Dayalı Büyük Ölçekli Termik Santraller

İşletmeye alındığı yıl	Santral ünitesi	Kurulu gücü(MW)	Kurucusu	Şu andaki sahibi	Baca gazı desülfürizasyon sistemi
1956	Tunçbilek A 1	65	Kamu	Çelikler Holding	Yok
1957	Soma A 1	22	Kamu	Kamu (EÜAŞ)	Yok
1958	Soma A 2	22	Kamu	Kamu (EÜAŞ)	Yok
1973	Seyitömer 1 ve 2	300	Kamu	Çelikler Holding	Yok
1977	Seyitömer 3	150	Kamu	Çelikler Holding	Yok
	Tunçbilek B 1	150	Kamu	Çelikler Holding	Yok
1978	Tunçbilek B 2	150	Kamu	Çelikler Holding	Yok
1981	Soma B 1	165	Kamu	Konya Şeker San. ve Tic. AŞ	Yok
1982	Soma B 2	165	Kamu	Konya Şeker San. ve Tic. AŞ	Yok
1982	Yatağan 1	210	Kamu	Bereket Enerji (Elsan Elektrik A.Ş.)	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)
1983	Yatağan 2	210	Kamu	Bereket Enerji (Elsan Elektrik A.Ş.)	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)
1984	Afşin-Elbistan A 1 ve 2	680	Kamu	Kamu (EÜAŞ)	Yok
	Yatağan 3	210	Kamu	Bereket Enerji (Elsan Elektrik A.Ş.)	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)
1985	Soma B 3	165	Kamu	Konya Şeker San. ve Tic. AŞ	Yok
1986	Soma B 4	165	Kamu	Konya Şeker San. ve Tic. AŞ	Yok
	Afşin-Elbistan A 3	340	Kamu	Kamu (EÜAŞ)	Yok
	Yeniköy 1	210	Kamu	İC İttaş Enerji ve Limak Enerji Ortaklığı	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)
1987	Afşin-Elbistan A 4	335	Kamu	Kamu (EÜAŞ)	Yok
	Çayırhan 1 ve 2	300	Kamu	Ciner Grup (İşletme Hakkı Devri ile)	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)
	Yeniköy 2	210	Kamu	İC İttaş Enerji ve Limak Enerji Ortaklığı	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)
1989	Seyitömer 4	150	Kamu	Çelikler Holding	Yok
	Çatalağzı 1	150	Kamu	Bereket Enerji (Elsan Elektrik A.Ş.)	Yok
	Kangal 1	150	Kamu	Konya Şeker San. ve Tic. AŞ	Yok
1990	Kangal 2	150	Kamu	Konya Şeker San. ve Tic. AŞ	Yok
1991	Çatalağzı 2	150	Kamu	Bereket Enerji (Elsan Elektrik A.Ş.)	Yok
	Soma B 5	165	Kamu	Konya Şeker San. ve Tic. AŞ	Yok
1992	Orhaneli	210	Kamu	Çelikler Holding	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)
1993	Soma B 6	165	Kamu	Konya Şeker San. ve Tic. AŞ	Yok
	Kemerköy 1	210	Kamu	İC İttaş Enerji ve Limak Enerji Ortaklığı	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)
1994	Kemerköy 2	210	Kamu	İC İttaş Enerji ve Limak Enerji Ortaklığı	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)
1995	Kemerköy 3	210	Kamu	İC İttaş Enerji ve Limak Enerji Ortaklığı	Var (Sonradan EÜAŞ ekledi)

İşletmeye alındığı yıl	Santral ünitesi	Kurulu gücü(MW)	Kurucusu	Şu andaki sahibi	Baca gazı desülfürizasyon sistemi
1997	Çayırhan 3	160	Kamu	Ciner Grup (İşletme Hakkı Devri ile)	Var (Kuruluşunda)
1998	Çayırhan 4	160	Kamu	Ciner Grup (İşletme Hakkı Devri ile)	Var (Kuruluşunda)
2000	Kangal 3	157	Kamu	Konya Şeker San. ve Tic. AŞ	Var (Kuruluşunda)
2005	Afşin-Elbistan B 1	360	Kamu	Kamu (EÜAŞ)	Var (Kuruluşunda)
	Çan 1 ve 2	320	Kamu	Kamu (EÜAŞ)	Yok (Akışkan Yataklı Kazan)
2005	Kardemir Termik Santrali, Karabük	77,5	Özel	Kardemir A.Ş.	Yok
2006	Afşin-Elbistan B 2, 3 ve 4	1.080	Kamu	Kamu (EÜAŞ)	Var (Kuruluşunda)
2009	Silopi Termik Santrali Asfaltit 1	135	Özel	Ciner Grup Silopi Elektrik Üretim A.Ş.	Yok (Akışkan Yataklı Kazan)
2014	Polat Termik Santrali, Tunçbilek	51	Özel	Polat Elektrik Üretim A.Ş.	Var (Akışkan Yataklı Kazan)
2015	Silopi Termik Santrali Asfaltit 2 ve 3	270	Özel	Ciner Grup Silopi Elektrik Üretim A.Ş.	Yok (Akışkan Yataklı Kazan)
	Aksa Enerji Göynük 1	135	Özel	Aksa Enerji	Var (Akışkan Yataklı Kazan)
2016	EnerjisaTufanbeyli 1, 2 ve 3	450	Özel	Enerjisa	Var (Akışkan Yataklı Kazan)
	Aksa Enerji Göynük 2	135	Özel	Aksa Enerji	Var (Akışkan Yataklı Kazan)
	Naksan – Adularya Yunus Emre 1	145	Özel	TMSF (Tasarruf Mevduatı Sigorta Fonu)	Var (Akışkan Yataklı Kazan)

Santrallerimizin ünite sayısı olarak %62'sinde (28 ünite), kurulu güç olarak %52'sinde baca gazı kükürt arıtma (desülfürizasyon) sistemi mevcut olmayıp bu 28 ünitenin yaş ortalaması 29,5'dir. Baca gazı kükürt arıtma sistemi olan 17 ünitenin yaş ortalaması ise 22,6'dır. Yerli kömür yakıtlı santrallerimizin hiçbirisinde azotoksit giderme (DeNO_x) sistemi yoktur; bazı santrallerde kademeli yakma ile düşük yanma sıcaklığı sağlanarak azot oksit oluşumu engellenmeye çalışılmaktadır. Hepsinde toz tutma sistemleri (siklon, elektro statik filtre, torbalı filtre vb.) vardır. Özelleştirilen santrallerin gerekli iyileştirmeleri yaparak 2019 yılı sonundan itibaren Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği'nde belirtilen salım (emisyon) sınırlamalarına uymaları gerekmektedir. Bu nedenle gaz, sıvı ve atıkların bertarafı için olmayan çevre koruyucu sistemlerin kurulması ve bu sistemleri mevcut olup değerleri yakalayamayan tesislerin iyileştirilmesi veya yenilenmesi gerekmektedir. Su kullanımını azaltacak önlemler alınmalıdır. Bu yönde ön çalışmalar yapıldığı duyumları alınmaktadır. Ancak tanınan bu süre özel sektör işletmecilerine, maliyetleri gerekçe gösterilerek, mevcut baca gazı kükürt arıtma sistemlerinin (ve bazen filtrelerin bile) çalıştırılmaması imkânını vermiştir. Özel sektör yetkilileri bir yandan Yönetmeliğe uyum çalışmalarını (yavaş da olsa) yapmakta, diğer yandan “çevreyi kirletme hakkını” kullanmakta ve bu dönemi uzatmaya çalışmaktadır.

8.2.2.2 İnşa Sürecindeki (Üretim Lisansı almış) Yerli Kömür Santralleri [2]

Çan 2 Termik Santrali: Odaş Grubu'nun büyük ortağı olduğu Çan Kömür ve İnşaat A.Ş tarafından kurulup işletilecek, 330 MWe kurulu güce, yıllık yaklaşık 2,5 milyar kilovatsaat elektrik üretim kapasitesine sahip olacak bir üniteli Çan 2 Termik Santrali'nin 2017 yılının ikinci yarısında devreye alınması planlanıyordu. Yapım işleri devam etmektedir.

Soma Kolin Termik Santrali: Kolin Grubu'na bağlı Hidro-Gen Enerji tarafından kurulup işletilecek olan Soma Kolin Termik Santrali'nin yapımı amacıyla Manisa ili Soma ilçesi Yırca Köyü'nde bulunan toplam 109 parselin Maliye Bakanlığı tarafından Hazine adına acele kamulaştırılmasını içeren Bakanlar Kurulu kararı 10.05.2014 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlandı. 08.11.2014'te Yırca Köyü sakinleri adına açılan davada Danıştay 6. Dairesi Bakanlar Kurulunun verdiği acele kamulaştırma kararı için yürütmeyi durdurma kararı aldı. Bu karardan bir gün önce Yırca Köyü'nde köylülere zor kullanıldığı ve 6 bin zeytin ağacının iş makineleri tarafından sökülüş olduğu basına yansımış ve kamuoyundan büyük tepki toplamıştı. Yeri ve projesi değiştirilen Soma Kolin Termik Santrali için EPDK, 10.12.2015 tarihinde Hidro-Gen Enerji'ye 35 yıl süreli elektrik Üretim Lisansı verdi. Santralde elektrik üretimini sağlayan ana güç sistemi, 2 adet buhar kazanı, 2 adet buhar türbini ve jeneratör setinden oluşacaktır. Santralin toplam kurulu gücü brüt 510 MW olacak şekilde planlanmıştır. Santralde, akışkan yataklı kazan teknolojisi kullanılmaktadır. 2017 sonunda 1. Ünitesinin devreye girmesi planlanıyordu. Yapım işleri halen devam etmektedir.

Konya Ilgın Termik Santrali: Ciner Grubu şirketlerinden Konya Ilgın Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. tarafından kurulup işletilecek olan Konya Ilgın Termik Santrali, akışkan yataklı süperkritik 500 MW kurulu güce ve yıllık 2 milyar 817 milyon 750 bin kWh elektrik üretim kapasitesine sahip olacaktır. Yapım işleri hazırlık aşamasındadır. Süper kritik kazan teknolojisi yerli linyitler için ilk kez bu yatırımda uygulanacaktır.

Amasra Termik Santrali: 1.100 MWe kapasiteli Amasra Termik Santrali, Bartın ili, Amasra ilçesi Çapak Koyu mevkiinde kurulacaktır. Termik santral, Hattat Holding'in enerji grubuna bağlı Hema Elektrik Üretim A.Ş. tarafından planlanmış olup şirket bu amaçla 12 Ekim 2006 tarihinde EPDK'dan 49 yıl süreli elektrik Üretim Lisansı almıştır. Tesiste kullanılacak taş kömürü TTK'dan rödovans sözleşmesi ile alınan Amasra-B Sahasından temin edilecektir. ÇED Raporu'nda anılan taş kömürü sahasında 573 milyon ton rezerv olduğu belirtilmektedir. Yerel halkın ve çevre gönüllülerinin şiddetle karşı oldukları santralin yapım işlerine henüz başlanmamıştır.

Silopi Elektrik Santrali: Ege Trade ve Pazarlama Şirketler Grubu'na bağlı Şırnak Elektrik Üretim A.Ş. tarafından Şırnak ili Silopi ilçesi Üçkardeşler mevkiinde rödovans karşılığında işletilmekte olan asfaltit sahasında, birinci aşamada 1x135 MW'lık akışkan yataklı kazana haiz bir termik santral kurulacağı duyurulmuştu. Üretim Lisansı 01.03.2012 tarihinde alınmış bulunan termik santralin 2016 yılında devreye alınması planlanmıştır. Söz konusu sahada 2x135 MW'lık termik santral için ÇED Olumlu Kararı alınmış ve ileride 1x135 MW'lık ilave Üretim Lisansı alınıp toplam 270 MW kurulu güce ulaşılması hedeflenmişti. Ancak yapım işlerine henüz başlanılmamıştır.

8.2.2.3 Yeni Yerli Kömür Santrali Projeleri

8.2.2.3.1 Önlisansları yürürlükte olan projeler [3]

DOSAB Buhar ve Elektrik Üretim Tesisi: Demirtaş Organize Sanayi Bölgesi yönetimi tarafından Bursa-Osmangazi ilçesinde, şehir içinde, buhar ve elektrik üretimi için 374 MWt/49,5 MWe gücünde akışkan yataklı kazana haiz santral kurmak için Önlisans almıştır. Ardından Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafın-

dan verilen ÇED Olumlu Kararı'nın iptali için yerel örgütler tarafından dava açılmış, ancak dava ret edilmiştir. Yasal süreç üst mahkemeler nezdinde devam edecektir.

Bursa Büyükşehir Belediye Meclisi, Çevre ve Sağlık Komisyonu'nun ilde kurulması planlanan santralin çevreye etkileri, şehir merkezine olan yakınlığı, sanayileşmeyle artan kirlilik yükü ve hava kirliliğine etkisine dikkat çekerek, santralin kurulması ve işletilmesinin zararlı olacağına dair hazırladığı raporu, 16 Şubat 2018 tarihinde, oy birliği ile kabul etti.

Kınık TES: Polyak Eynez Enerji Üretim Madencilik Sanayi ve Ticaret A.Ş. tarafından İzmir-Kınık'ta 700 MWe gücünde santral için Ön Lisans alınmıştır. Nisan 2017'de "ÇED Olumlu Kararı" ilan edilmiştir. Çevre örgütlerine göre aynı bölgedeki Soma Kolin TES ile birlikte bu iki santralden kaynaklanan kül atık miktarı 20 milyon metreküp (beş Eymir Gölü hacminde) olacaktır. Söz konusu santraller tarım, orman ve mera arazisi statüsündeki alanlarda yapılacaktır.

Çayırhan B Termik Santrali: Çayırhan B Termik Santrali'nde, Çayırhan 2 linyit sahasında bulunan kaynak değerlendirilerek elektrik üretimi gerçekleştirilecektir. Santralin kurulumuyla ilgili ön çalışmalar EÜAŞ tarafından yürütülmüştür. Kurulu güç 720 MWe; üretim kapasitesiyıllık 6.500 saat tam kapasite eşdeğeri çalışma süresiylebrüt 4,68 milyarkWh/yıl, net 4,21 milyar kWh/yıl olarak planlanmıştır. Santral-de püskürtme toz (pulverize) kömür kazanı kullanılması öngörülmektedir.

Çayırhan-B Termik Santrali ve Yeraltı Kömür İşletmesi Entegre Projesi Ön Fizibilite Raporu Hazırlanması işi için EÜAŞ tarafından 22.06.2016 tarihinde ihale yapılacağı 3 Haziran 2016 tarihli Resmi Gazete'de duyuruldu. Çayırhan B Termik Santrali'nin kurulması amacıyla bazı taşınmazların Elektrik Üretim Anonim Şirketi tarafından acele kamulaştırılmasıyla ilgili alınan karar 19 Ağustos 2016'da Resmi Gazete'de yayımlandı. 06.02.2017 tarihinde açık eksiltme usulüyle yapılan Çayırhan Santrali Özelleştirme İhalesi'ne en düşük teklifi 60,4 dolar/MWh ile Kolin-Kalyon Enerji-Çelikler Ortak Girişim Grubu verdi.

Çayırhan B ihalesi, ülkemizde, üretilecek enerji bedeli üzerinden açık eksiltme yolu ile yapılan ilk ihaledir. Ayrıca ÇED Olumlu Kararı, imar planı değişiklik başvuruları vb. tüm izinler yapımçı firma adına kamu idaresi tarafından alınacak olmasıyla da bu ihalede bir ilk yaşanmaktadır. Elektrik piyasasında arz fazlası bulunsa dahi üretim önceliği verilecek olan Çayırhan B Termik Santrali'ne, Devlet tarafından ABD doları üzerinden 15 yıl alım garantisi verilmiştir. Oluşacak ek mali yük, elektrik satış tarifesi üzerinden tüketicilerden tahsil edilecektir.

Projeye, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından Kasım 2016'da "ÇED Olumlu Kararı", EPDK tarafından da 07.07.2017 tarihinde Önlisans verilmiştir.

8.2.2.3.2 Henüz Önlisans Başvurusunda Bulunulmamış Olan Projeler

Çırpılar Termik Santrali: Taşyapı-Taşzemin İnşaat Madencilik Enerji Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş. tarafından Çanakkale-Yenice İlçesi-Çırpılar Köyü yakınlarında 200 MWe gücünde dolaşımli akışkan yataklı kazana haiz, bir üniteden oluşan santral için henüz Önlisans başvurusunda bulunulmamıştır. ÇED Nihai Raporu Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından kabul edilmiş ancak henüz "ÇED Olumlu Kararı" çıkmamıştır, süreç devam etmektedir. Çevre gönüllüleri yılda 3,5 milyon ton kömür yakacak olan projenin Kaz Dağları'nda tarımı, hayvancılığı, insan yaşamını ve doğayı tehdit ettiğini, ÇED Raporu'nda ise ortaya çıkacak olumsuz sosyal ve ekonomik etkilerden bahsedilmediğini, ayrıca Rapor'daki kömür özelliklerinin gerçeği yansıtmadığını, bölgedeki kömürlerde kükürt oranının çok daha fazla olduğunu belirttiktedirler.

DETES-1 Yerli Kömür Termik Santrali:Demir Madencilik Petrol Ürünleri Enerji İnşaat Liman Gemi-Yat Yapım Turizm Nakliyat Sanayi ve Ticaret A.Ş.'ye bağlı Detes Elektrik tarafından Zonguldak İli, Kilibinli İlçesi, Çatalağzı Beldesi sınırları içinde yapılması hedeflenen160 MWe gücünde püskürtme toz

(pulverize) kömür kazanlı santral için ÇED süreci nihai aşamaya geldi. Proje için Önlisans sürecinin başlatılması hedefleniyor. Santral, yerli taşkömürü yakacak, Baca Gazı Desülfürizasyonu (BGD) ve azot giderme (DeNO_x) sistemlerine haiz olacak. Santralde kullanılacak kömürün kalorifik değeri ortalama 5.000kcal/kg civarında olacak. Santralin kömür ihtiyacı Türkiye Taşkömürü Kurumu'ndan (TTK) Demir Madencilik tarafından rödovans karşılığı 25 yıllığına işletmeciliği alınan Gelik Güneyi Senklinal Dik Kanat-A sahasından ve de alternatif olarak TTK işletmelerinden ve rödovanslı diğer sahalardan yapılacak yerli üretimle karşılanacak. İşletilmekte olan toplam 3.316 MWe gücündeki santrallerden kaynaklanan ağır doğal ve sosyal çevre tahribatı yaşamakta olan bölgede, kurulması planlanan her santral gibi DETES-1 Santrali de, endişe yaratmaktadır.

Ant Enerji Termik Santrali: Çalık Grubu tarafından Muğla Yatağan'a 10 km mesafedeki Turgut Kırık Köyü yakınında kurulması planlanan santralin kurulu gücü 160 MW olacak. Santral akışkan yataklı kazanda saatte 142 ton linyit kömürü yakılacak, 6,5 ton kireçtaşı kullanılacak. Planlarda santralin kurulacağı alan, orman alanı ve tarımsal nitelikli alan olarak işlenmiş. ÇED Raporu'nda ise termik santral için kullanılacak orman alanının çok az olduğu dile getirilmiş. Ayrıca ÇED Raporu'nda yöredeki zeytinlik alanlar ve ne kadar zeytin ağacının kesileceği, zarar göreceği ile ilgili bilgilerin de yetersiz olduğu belirtiliyor.

Helvacı Termik Santrali: Çanakkale'nin Çan ilçesine İÇDAŞ Çelik Enerji tarafından, akışkan yatak kazanlı 2x135 MWe gücünde santral kurulması planlanmaktadır.

Alpu Termik Santrali: Yukarıda belirtilen Çayırhan B Termik Santral Projesi'nde uygulanan yöntem ile ihale edilmesi planlanan "Alpu Termik Santrali, B Sektörü Yeraltı Maden İşletmesi ve Kül Düzenli Depolama Tesisi Projesi" ile ilgili ön çalışmalar EÜAŞ tarafından yürütülmektedir. Eskişehir kentmerkezine çok yakın mesafede (kuş uçuşu 32 km) ve verimli tarım arazilerinin üzerinde kurulması düşünülen santral ve kömür işletmesine yerel halkın büyük tepkisi vardır.

Kurulu gücü 1.100MWe (2x550MWe) olarak planlanan ve yıllık 7000 saat tam kapasite çalışma eşdeğeri üretim yapacağı öngörülen santral için ÇED Başvuru Dosyası, Çevre ve Şehircilik Bakanlığına 11.09.2017 tarihinde sunulmuş; başvuru kabul edilmiş ve ÇED süreci başlatılmıştır. ÇED Başvuru Dosyası, kabul edildiği tarihte geçerli olan Çevre Düzeni Planı ile çelişkili olup, esasen ÇED Başvurusu ret edilmesi gerekirken kabul edilmiştir [4]. Ardından, bu çelişkinin giderilmesi için, 26.09.2017 tarihinde Çevre Düzeni Planı Değişikliği yayımlanmıştır. Takiben, ÇED Raporu hızla hazırlanmış ve 25.01.2018 tarihinde Çevre ve Şehircilik Bakanlığına teslim edilmiştir. Raporda püskürtme toz (pulverize) kömürlü ultra kritik kazan teknolojisi kullanılması öngörülmektedir. Türkiye linyitleri için ultra süper kritik kazan uygulaması ilk kez bu projede dile getirilmiştir.

BirGün Gazetesinde de yayımlanan habere göre ilk yapılan Eskişehir Toprak Koruma Kurulu toplantısında Alpu Ovası'nın tarım dışı kullanımının önünü açmak için olsa gerek, yeterli çoğunluk sağlanamadı; ardından Tarım Arazilerinin Korunması, Kullanılması ve Planlanmasına Dair Yönetmelik'te değişikliğe gidilerek enerji ve ulaşım yatırımları için Toprak Koruma Kurulu'nun toplanma ve karar alma şartları değiştirildi. Resmi Gazete'de 24 Ocak 2018 tarihinde yayımlanan bu değişiklikten hemen sonra 30 Ocak'ta tekrar toplanan Kurul'dan, (Eskişehir Büyükşehir Belediyesi, Ziraat Mühendisleri Odası ve TE-MA "hayır" oyu kullanmasına rağmen) bu kez, Proje alanının tarım dışı faaliyetler için kullanılabilmesinin önünü açan karar çıktı [5].

ÇED sürecindeki aşamalardan birisi olan İnceleme Değerlendirme Komisyon toplantısı 09.02.2018'de yapıldı.

Çerkezköy Termik Santrali: Ön hazırlıkları ve ihalesi, EÜAŞ tarafından, Çayırhan B Termik Santrali Projesi'nde izlenen yol ile yapılması düşünülen bir diğer proje ise "Çerkezköy Termik Santrali 3x

(330 MWe/337 MWm/817 MWt), Maden Sahası, Düzenli Atık Depolama Sahası, Kırma-Eleme Tesisi ve Kömür Stok Sahası Projesi”dir. Santralin akışkan yataklı kazana haiz olması ve yıllık 7000 saat tam kapasite çalışma eşdeğeri olarak 6930 GWh (brüt) üretim yapması planlanmaktadır.

Esasen önceki yıllarda Trakya Alt Bölgesi Ergene Havzası 1/100.000 ölçekli planlarda, bu bölgeler enerji üretim alanı olarak gösterilmediği için termik santrallerin kurulması yasal olarak mümkün değildi. Ancak, 27.10.2016 tarihinde Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından “Trakya Alt Bölgesi Ergene Havzası 1/100.000 ve 1/25.000 Ölçekli Revizyon Çevre Düzeni Planı”nda değişiklikler yapılarak bazı bölgeler ‘enerji üretim alanları’ olarak düzenlendi. Buna göre, Elektrik Üretim AŞ tarafından Çerkezköy’de yapılması planlanan termik santral için 545 ha büyüklüğündeki alan (485 ha’lık kısmı Silivri’de) ve Türkiye Kömür İşletmelerinin Vize’deki sahasında yapılması planlanan termik santral için 135 ha büyüklüğündeki alan ‘Enerji Üretim Alanı’ haline getirildi. Ardından, Çerkezköy-Silivri sınırında yapılması planlanan santral için alınan Acil Kamulaştırma Kararı, Çerkezköy Belediyesi tarafından Danıştay’a taşındı. Danıştay 18.07.2017’de yürütmeyi durdurma kararı verdi. Bunun üzerine santralin yeri değiştirilerek Çerkezköy Kapaklı sınırları içinde, kamu arazisi niteliğindeki ormanlık alana kaydırıldı. ÇED Başvuru Dosyası 28.11.2017 tarihinde Çevre ve Şehircilik Bakanlığı’na sunuldu. ÇED süreci kapsamında 01.02.2018 günü yapılmak istenen “halkın katılımı toplantısı” ise halkın tepkisi nedeniyle gerçekleştirilemedi.

8.2.3 İTHAL KÖMÜR SANTRALLERİ

Son yıllarda, ülkemizdeki ithal kömüre dayalı santrallerin toplam kapasitesi giderek artmaktadır. 2000 yılına kadar elektrik sistemimizde ithal kömür santrali bulunmazken, 2017 yılı sonu itibarıyla söz konusu santrallerin kurulu güç kapasite toplamı 9.020 MW düzeyine ulaşmıştır. Üretim Lisansı almış olan toplam 4.855 MW gücündeki 5 santral ve 1 ilave ünite de inşa sürecindedir [2].

Yürürlükte olan toplam 2.340 MW gücünde 2 adet Önlisansve değerlendirme sürecinde olan toplam 3.688 MW gücünde 4 adet Önlisans başvurusu bulunmaktadır [3].

Yatırımcıların başvurusu üzerine, 2017 yılı içinde, toplam yaklaşık 910 MW gücünde Üretim Lisansı ve 3.120 MW gücünde Önlisans iptal edilmiştir. Bu iptal başvuruları; fosil yakıtlı tesisler için kredi temininde karşılaşılan zorluklar, gündemdeki yerli kömür santral projeleri, yerli kömür santrallerine piyasada oluşan satış fiyatından daha yüksek bedelle alım garantisi verilmesi, belirlenen bedelin altında kömür ithaline ek vergi uygulaması gibi gelişmeler ve genel olarak elektrik arz fazlası olması nedeniyle, önümüzdeki dönemde ithal kömür yakan santral yatırımlarının geçen yıllardaki kadar olmayacağı izlenimini vermektedir.

8.2.3.1 İşletmedeki İthal Kömür Santralleri

Ülkemizde işletmede olan 11 adet ithal kömür yakan santral bulunmaktadır (Tablo2). Bunlardan 3 adedi küçük kapasiteli otoprodüktör santraldir.

İthal kömür santrallerinin tümü baca gazı arıtma sistemi veya akışkan yataklı kazan kullanımı yolu ile kükürtdioksit salınımını azaltabilecek şekilde inşa edilmişlerdir. İlk dönemde kurulan santrallerde azotoksitleri giderme sistemleri olmamasına karşın, daha yeni olanlarında azot oksitleri giderecek ekipmanlar mevcuttur.

Tablo 8.2.2 Yıllar İtibarıyla İşletmeye Alınan İthal Kömüre Dayalı Termik Santraller

İşletmeye alınış yılı	Santral adı, ünitesi ve yeri	Kurulu gücü (MW)	Kazan tipi
2000	Çolakoğlu Kocaeli-Gebze	145	PK, kritik altı
2003	İsken Sugözü Adana Yumurtalık 1 ve 2	1.320	PK, kritik altı
2004	Çolakoğlu Kocaeli	45	PK, kritik altı
2005	İçdaş Çelik Biga 1	135	Dolaşımli akışkan yatak, kritik altı
	İskenderun Demir Çelik	220,4	PK, kritik altı
	Kahramanmaraş Kağıt Sanayi	6	PK, kritik altı
2009	İçdaş Çelik Biga 2 ve 3	270	Dolaşımli akışkan yatak, kritik altı
2010	Eren Enerji Zonguldak 1	160	Dolaşımli akışkan yatak, kritik altı
	Eren Enerji Zonguldak 2 ve 3	1.200	PK, süper kritik
2011	İçdaş Çanakkale Bekirli 1	600	PK, süper kritik
2012	Eren Enerji Zonguldak	30	Ünite 2 ve 3'ün güç arttırımı
	Göknur Gıda Niğde	1,5	PK, kritik altı
2014	İzdemir Enerji Aliğa	350	PK, süper kritik
	İçdaş Çanakkale Bekirli 2	600	PK, süper kritik
	Atlas Hatay 1 ve 2	1.200	PK, süper kritik
2015	Kipaş Kağıt Kahramanmaraş	7,6	PK, süper kritik
2016	Kahramanmaraş Kağıt Sanayi	9,7	PK, kritik altı
	Eren Enerji Zonguldak 4 ve 5	1.400	PK, süper kritik
2017	Cenal Termik Enerji Santrali	1.320,4	PK, ultra süper kritik

PK: Püskürtme toz (pulverize) kömürlü kazan.

8.2.3.2 İnşa Sürecindeki (Üretim lisansı almış) İthal Kömür Santralleri [2]

Hunutlu Termik Santrali: EMBA Elektrik Üretim AŞ (Çin firması ile 4 Türk yatırımcının ortak olduğu bir şirket) tarafından Adana'nın Yumurtalık ilçesi yakınlarında 1.200 MWe kurulu gücünde ithal kömüre dayalı termik santral kurulmaktadır. Kazan tipi ultra süper kritik olacaktır.

Ayas Enerji Misis Termik Santrali: Adana-Yumurtalık'ta İSKEN Sugözü Enerji Santrali'nin hemen yanında, ithal kömür ile çalışacak ve 625 MWe güce sahip olacak termik santralin inşaat çalışmaları devam etmektedir.

Han Termik Santrali: Adana-Ceyhan'da Tunaş Enerji Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş. tarafından 100 MWe güce sahip santral kurulacaktır.

Karaburun Termik Santrali: Çanakkale-Biga'da ithal kömür ile çalışacak ve 2x800 MWe güce sahip olacak termik santralin inşaat çalışmaları devam etmektedir. Kazan tipi ultra süper kritik olacaktır.

Kirazlıdere Termik Santrali: Çanakkale-Lapseki'de ithal kömür ile çalışacak ve 2x800 MWe güce sahip olacak termik santralin inşaat çalışmaları devam etmektedir. Kazan tipi ultra süper kritik olacaktır.

İzdemir Termik Santrali 2. Ünitesi: İzmir–Aliğa'da işletmede olan İzdemir Enerji Santrali'ne mevcut ünite ile aynı kapasitede 2. Ünite (350 MWe, pulverize kömür, süper kritik) ilave edilmesi planlanmaktaydı. Çevre Mühendisleri Odası, Ziraat Mühendisleri Odası, Kimya Mühendisleri Odası ve Şehir Plancıları Odası, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın, "Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) Olumlu" Kararı verdiği Projeyi mahkemeye taşıdı. İzmir 1. İdare Mahkemesi, Kasım 2017'de "ÇED Olumlu Kararı"nı iptal ederek, termik santrale ilave edilmesi planlanan ikinci ünitenin yapımına izin vermedi. Ancak mevcut ünite hâlâ çalışıyor.

8.2.3.3 Yeni İthal Kömür Santrali Projeleri

8.2.3.3.1 Önlisansları yürürlükte olan projeler [3]

Ağan Termik Santrali: Çanakkale-Biga'da 2x790 MWe gücünde santral için 28.04.2015 tarihli "ÇED Olumlu Kararı" bulunmaktadır. Kazan tipi ultra süper kritik olacaktır.

Sanko Yumurtalık Termik Santrali: Sanko Holding tarafından Adana-Yumurtalık'ta 800 MWe gücünde santral kurmak için Önlisans alınmıştır. Proje için 2014 yılında "ÇED Olumlu Kararı" verilmiştir.

8.2.3.3.2 Henüz Önlisans almamış olan projeler (Başvurusu yapılmamışlar dahil)

Çanakkale ilinde: Irmak (1.348 MWe, Önlisans başvurusu değerlendirme sürecinde), Güreci (2x660 MWe), Namal (1.000 MWe), İçdaş Kocadalyan (2x600 MWe), Naren (2x600 MWe) ve Biga (2x770 MWe) termik santralleri.

Adana–Hatay illerinde: Adana Yumurtalık (2x600 MWe, Önlisans başvurusu değerlendirme sürecinde), Gölovası (1370 MWe, Önlisans başvurusu değerlendirme sürecinde), Akdeniz (600 MWe), Sedef-2 (600 MWe), Ada (2x660), Kilikya (660 MWe), Ece (600 MWe), Hande (600 MWe), Astoria (2x660 MWe), Çelikler Yumurtalık (2x660 MWe), Güney Akdeniz (2x660 MWe), Ceyhan (2x660 MWe) ve Handan (600 MWe) termik santralleri.

Tekirdağ ilinde: Çebi Enerji Santrali (350 MWe, Önlisans başvurusu değerlendirme sürecinde).

Öte yandan **Ereğli/Zonguldak** ile **Amasra/Bartın** arasında kurulması planlanan 9 yeni santral projesi olduğu duyumları alınmaktadır.

8.2.3.3.3 İthal Kömür Santrali Yatırımlarında Gözlenen Ortak Olumsuzluklar ve Yoğunlaşma

Yatırımlar sosyal ve doğal çevre dikkate alınmadan, yer seçiminden itibaren asgari mühendislik çalışmaları yapılmadan gerçekleştirilmektedir. Ülkemizdeki yatırımcılar, ucuz temin ve kurulum bedelleri nedeniyle, 2005 yılından itibaren genellikle en düşük fiyatı veren Çin firmalarını tercih etmekte ve çoğunlukla Çin firmalarının tekliflerindeki teknik şartları ve ekipman özelliklerini irdelemeden kabul etmektedirler. Çin'de her kalitede üretim vardır. Yatırımcılarımız bu konuda sadece ilk yatırım bedelini dikkate almakta, ucuz, dolayısıyla düşük kalitede ürüne yönelmektedirler. Çin firmaları dokümanlar için ayrı (yüksek) bedel istemekte, yatırımcılar da doküman konusunu küçümsemekte ve ilave ödemeden kaçınarak temin etmemektedir. Var olan teknik resimler, kısıtlı dokümanlar ve hatta ekipmanlar üzerindeki etiketler Çince olmaktadır.

Bazı yeni yatırımlarda kazan ve türbin-jeneratörler Çin yapımı Avrupa markası olarak temin edilmekte ancak yardımcı tesisler küçümsemektedir. Halbuki santral bir bütün olup, herhangi bir ekipmandaki kalite düşüklüğü tüm tesisi etkileyebilmektedir; tesis güvenliği/işçi sağlığı ve hatta tüm bölge güvenliği/halk sağlığı için çok büyük riskler oluşturabilmektedir. Ülkemizde enerji üretim tesislerinde güvenlik açısından uyulması gereken (zorunlu) standart ve kurallar belirlenmemiştir. HAZOP (Hazard and Operability, Tehlike ve İşletilebilirlik) analizi, ATEX (Atmosphere Explosible, Patlayıcı Ortam) belgelemesi zorunlu değildir. Ekipmanlarda CE markası olma zorunluluğu yoktur. Proses güvenliğine yönelik işlemler, önlemler tanımlanmamıştır. Yapımcıdan bunların istenmesi ve takibi tamamen yatırımcının inisiyatifine bırakılmıştır. Yatırımcılar da “maliyet” nedeniyle bu konularla ilgilenmemektedirler. Sonuçta çevre ve insan sağlığını korumak üzere zararlı, yanıcı, patlayıcı maddelere karşı ne önlemler alındığı ve önlemlerin yeterliliği, işlevselliği belirsizdir. Bazı santrallerde kontrol, kumanda enstrümanlarının alarm listeleri yoktur veya güvenilir değildir, listeye uygun çalışıp çalışmadıkları bile belli değildir. Yatırımcılar yatırımın başlangıcından sonuna kadar bir yerli mühendislik firmasından destek almaktan, çoğunlukla, kaçınmaktadır. Böylece yabancı tedarikçi firmaların daha sıkı kontrol edilmesi ve teknik olarak daha doğru çözümlerin gündeme getirilmesi söz konusu olmamaktadır.

Yukarıdaki tekil olumsuzlukların yanı sıra; mevcut, planlanan ve yapılması düşünüldüğü duyurulan ithal kömür santrallerinin büyük çoğunluğunun Lapseki-Biga/Çanakkale, Ereğli/Zonguldak-Amasra/Bartın ve Mersin-Adana-İskenderun/Hatay kıyı şeritlerinde yoğunlaşması, tesislerin yan yana tespih tanesi gibi dizilmesi, “kümülatif etki” nedeniyle çevre sorunlarının azaltılmasını imkânsız hale getirecektir. Söz konusu projelerin çoğunda ÇED süreçleri çelişkilerle doludur. Mevcut çevre koruma kuralları ve hukuk sistemi açısından da problemli olan **YAPILAMAZ** nitelikteki projeler “yetersiz ve birbirine benzer ÇED raporları” nedeniyle açılan davalara rağmen, “makyajlı yeni ÇED raporları” ve “ön niyetli bilirkışı” vb. uygulamalarla **YAPILIR** şekle getirilmektedir. Termik santral yatırımlarında ÇED kapsamında yapılması gereken Kümülatif Hava Kalitesi Dağılım Modellemesinin (Etki Alanında Bulunan / Planlanan Faaliyetleri İçerecek Şekilde) belli aşamaya gelmiş tüm projelerde yapılmış olduğu ve genellikle modellemelerde söz konusu santrallerin hava kalitesine etkilerinin kurulmalarına, işletilmelerine izin verilebilecek düzeyde olduğu sonucunun çıkartılmakta olduğu anlaşılmaktadır. Ancak bazı modellemelerde rapora konu tesisin yanı başında kurulması planlanan santrallerin bile dikkate alınmadığı görülmektedir. Zaten, örneğin, Çevre Mühendisleri Odası ve TEMA Vakfı ile THH Temiz Hava Hareketi tarafından yapılan modellemelerde elde edilen sonuçlar, ÇED raporlarındakilerin aksine, Çanakkale ilinde belirtilen tüm santrallerin devreye alınması halinde yürürlükteki yasal sınır değerlerin katbekat aşılabacağı, sadece bölge halkının değil uzun erimli taşınimlarla kuzeybatıda Romanya'ya, güneydoğuda Adana'ya kadar insanların hava

kirliliğine maruz kalacaklarını ve sağlıklarının çok ciddi anlamda etkileneceğini ortaya koymaktadır. [6, 7, 8, 9]

8.2.4 KÖMÜR YAKITLI SANTRALLER İÇİN ALIM GARANTİLERİ

İsken İskenderun Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş. tarafından Yap İşlet Devret modeliyle inşa edilen ithal kömürlü İsken Sugözü Enerji Santrali işletmeye alındığı günden (23.11.2003) ve EÜAŞ tarafından kurulup ilk iki ünitesi 30.06.2000, diğer iki ünitesi 04.10.2001 tarihinde İşletme Hakkı Devri yöntemiyle özelleştirilerek Ciner Grubuna bağlı Park Termik A.Ş.'ye devredilen yerli kömürlü Çayırhan Termik Santrali özelleştirildiği tarihten itibaren alım garantili olarak üretim yapmaktadırlar. Santrallerin üretimleri, TETAŞ tarafından sözleşmelerinde belirtilen bedeller ile alınmaktadır.

EÜAŞ'ye ait santrallerin 2013-2015 arasında özelleştirilmesi ve özel yatırımcılar tarafından 2014-2016 arasında yeni yerli kömür santralleri kurulmasının ardından, santral işletmecilerinin istemiyle, yerli kömür kaynaklarından elektrik üretim maliyetlerinin piyasada oluşan elektrik satış bedellerinin altında kaldığı gerekçesiyle bu santrallerin üretimlerinin belirlenecek bir kısmının TETAŞ tarafından piyasa fiyatından daha yüksek bedel ile alınmasını temin edecek düzenlemeler yapılmıştır. Bu yönde atılan ilk adım, Bakanlar Kurulu'nun 04.08.2016 tarihli ve 2016/9096 sayılı "TETAŞ Tarafından Yerli Kömür Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerini İşleten Özel Şirketlerden Elektrik Enerjisi Teminine İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Kararı" olmuştur. Bu karar uyarınca TETAŞ yerli kömür santrallerinden 2016 yılında 6 milyar kWh elektrik enerjisini 185 TL/MWh birim fiyatıyla satın almıştır. Bu uygulamaya 2017 yılında aynı birim bedel ile devam edilmiş ve TETAŞ 18 milyar kWh enerji satın almıştır.

2018 ve daha sonrasına yönelik olarak ise, 02.12.2017 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan 2017/11070 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile 2016/9096 sayılı Kararda değişiklik yapılmıştır. Söz konusu değişiklikle getirilen yeni hususlar aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- Alım Garanti Süresinin Belirlenmesi: Daha önceki kararda bu konuda herhangi bir husus belirtilmemişken, yeni kararla yerli kömür yakıtlı santraller üretimlerinin 2018 yılından itibaren 7 yıl süre ile (2024 yılı sonuna kadar) belirlenen fiyat ve miktarda TETAŞ tarafından alınacağı belirtilmiştir.
- Alım Fiyatı: Birim fiyatın her yıl tekrar belirlenmesi yerine enflasyona göre artış öngörülmüştür. 2018 yılı birinci çeyrek dönemi için belirlenen birim fiyat 201,35 TL/MWh'tir. 2018 yılı ikinci çeyrek döneminden itibaren 2024 yılı sonuna kadar her çeyrek dönem için birim fiyat, ÜFE/TÜFE'ye göre artırılacaktır. Birim fiyat artış hesabında önceki çeyrekte gerçekleşen ÜFE artışının %50'si ile TÜFE artışının %50'sinin toplamı esas alınacaktır.
- Alım Miktarı: Alım miktarının her yıl Bakanlar Kurulu tarafından belirlenmesi ifadesi kaldırılmıştır. Bunun yerine, bir sonraki yıl için yerli kömür yakıtlı santrallerden TETAŞ'ın alacağı enerji miktarı, santrallerin öngörülen üretimlerinin yarısı olarak belirlenmiştir. Öngörülen üretim hesabında 6.500 saatlik çalışma süresi (%74 kapasite faktörü) ve alımın yapılacağı yıldan önceki Ekim ayında işletmedeki kurulu güç değeri dikkate alınacaktır.
- Yerli + İthal Kömür Kullanan Santrallerin Durumunun Netleştirilmesi: TETAŞ'ın yerli kömür santrallerinden alımı ifadesi "yerli kömür ile ithal kömür karışımı veya sadece yerli kömür yakıtlı santraller" olarak değiştirilmiştir. Böylelikle, her iki tür yakıtı birlikte yakan

santrallerin de bu mevzuat kapsamında alım garantisinden faydalanabileceği hususu açıklığa kavuşturulmuştur.

- Yerli kömür ve ithal kömürü birlikte yakan santraller için alım miktarı, santralin öngörülen üretiminin yerli kömürle yapılan kısmının yarısıdır. Yerli kömürle yapılan üretimin tespitinde, miktar olarak değil ısı değer olarak yerli kömürün payı dikkate alınacaktır. Başka bir deyişle, yakılan kömürün toplam kalorisi içindeki yerli kömürün payı esas alınacaktır.
- TETAŞ belirlenen alım miktarını her yıl (2017 de dahil) %40'a kadar artırmaya yetkilidir.

Amasra Havzası kömürleri taş kömürü olup kalorifik değeri (5.450-7.050 kcal/kg, AID) ithal kömürlü santrallerin tasarım (ve işletme) şartlarına uygundur. Zonguldak ve Amasra Havzalarının dışındakiler linyit sahalarıdır ve bu kömürlerin çok büyük çoğunluğunun ısı değeri 2.500 kcal/kg'ın altındadır. Ayrıca ithal kömürde kül oranı %5-8 arasında iken Türkiye linyitlerinde kül oranı %30-40 arasındadır. Yerli linyitlerin karıştırılarak bile ithal kömür santrallerinde kullanılamayacağı açıktır.

Bu nedenle, yukarıdaki kararın ithal kömür santrallerinde yerli kömür kullanımı teşvik edilmesine yönelik maddesi (normal koşullarda) sadece Amasra ve Zonguldak kömürleri için uygulanabilecektir. Zaten Amasra B sahasında faaliyetlerini sürdüren Hattat Holding tarafından çıkartılan kömürün Amasra'dan Çatalağzı'na nakledilerek Eren Holdinge ait Zonguldak Eren Termik Santrali'nde yakılması konusunda, iki taraf arasında, bu karardan yaklaşık bir ay önce 09.11.2017'de Yerli Kömüre Dönüşüm Protokolü imzalanmıştır. İmza törenine Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Berat Albayrak da katılmıştır [10].

8.2.5 KAPASİTE MEKANİZMASI: DOĞAL GAZ VE YERLİ KÖMÜR YAKITLI SANTRALLER İÇİN İLAVE ÖDEME SİSTEMİ

Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği 20.01.2018 tarih ve 30307 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Kapasite Mekanizması, başvuruları kabul edilen özel sektör santralleri için, piyasada oluşan fiyatın kaynak çeşidine göre hesaplanan teorik birim maliyetin altında kalması (ve doğal olarak o santralin bu nedenle satış yapamaması) halinde, üretim yapmadıkları süre için bir bütçe sınırları içinde TEİAŞ tarafından ilave ödeme yapılması imkânı getirmektedir. Yönetmelik'teki kriterlere göre bu sisteme dahil olabilecekler yerli kömür, doğal gaz ve yerli kömür yakması halinde ithal kömür santralleridir. Bütçe sınırları içindeki ödemede öncelik yerli linyit, taş kömürü ve asfaltit santrallerine verilmektedir.

Yönetmelik kapsamında 2018 yılı için değerlendirilmek üzere yapılan başvuruların sonuçları TEİAŞ tarafından 15.02.2018 tarihinde açıklanmıştır. 2018 yılında bu mekanizmadan yararlanması kabul edilenler 9.729 MW doğal gaz, 5.073 MW linyit, 300 MW taşkömürü ve 405 MW asfaltit yakıtlı santrallerdir. Bunun yanı sıra, yerli kaynak kullanmaları halinde, kullandıkları kaynak oranında teşvik alabilecek toplam kurulu kapasitesi 4.500 MW olan 3 ithal kömür santrali de listededir. Ayrıca 15.02.2018 itibarıyla inşa aşamasında olan toplam 840 MW gücüne 2 yerli kömür santrali “aday başvuru” olarak duyurulmuştur [11, 12, 13].

Yukarıda belirtildiği gibi, yerli kömür ile elektrik üretimi için ayrıca sabit fiyatla da alım yapılabileceği yönünde bir Bakanlar Kurulu Kararı var. Bu santrallerin bir kısmı kapasite mekanizmasından da yararlanabilecek. Çift destek nasıl olacak, hangi dönemde sabit fiyat uygulanacak, hangi dönemde kapasite mekanizmasından ödeme yapılacaktır? Bu konuda, şu anda, açık kaynaklarda bilgiye rastlanamıyor.

DİRENECEĞİZ, KAZANACAĞIZ(*)

SAĞLIKLI YAŞAM HAKKI

T.C. Anayasası 56. Madde:“Herkes sağlıklı ve dengeli bir çevrede yaşama hakkına sahiptir. Çevreyi geliştirmek, çevre sağlığını korumak ve çevre kirlenmesini önlemek Devletin ve vatandaşların ödevi-
dir” der.

Bu ödevi devlet tam yapamayınca, görev vatandaşlara düşüyor.

Bazı projelerin önüne geçilememişse de, mevcut çevre koruma kuralları ve hukuk sistemi açısından da esasen YAPILAMAZ olan; yerel halka yanıltıcı bilgiler verilerek gözleri boyanmaya çalışılan; yönet-
melikler, çevre düzeni planları vb. yasal belgeler değiştirilerek yapılmasında ısrarcı olunan; doğal
çevreye, tüm canlıların yaşamına-sağlığına ve tarihi-kültürel-sosyal dokuya zarar verecek olan termik
santral projelerine karşı TMMOB ve Odalarımız etkin roller üstlendi.TMMOB, Türkiye Barolar Birli-
ği,Türk Tabipler Birliği, TEMA Vakfı, Temiz Hava Hakkı Platformu, Doğal Hayatı Koruma Vakfı,
İDA Dayanışma Derneği, Kazdağı Doğal ve Kültürel Varlıkları Koruma Derneği vb. burada adını tek
tek sayamayacağımız birçok ulusal ve yerel vakıf, dernek, platform gibi kuruluşlar-oluşumlar, duyarlı
yerel/genel basın/medya ve ilgili halk kesimlerinin dayanışmasıyla ve yaşam hakkına değer veren
yerel yönetimlerin manevi desteği ile yürütülen hukuk mücadeleleri ve toplumsal karşı çıkışlarla bazı
projelerin tekrar değerlendirilmesi, durdurulması veya vazgeçilmesi sağlandı.

DİRENDİLER KAZANDILAR

Örneğin:

Sinop'un Gerze ilçesindeki termik santrali projesi Çevresel Etki Değerlendirmesi sürecinin durdurul-
masıyla resmen tarihe karıştı. (Diken 04 Mart 2015)



(*) Orhan Aytaç'ın TMMOB adına Elektrik Mühendisleri Odası tarafından 14 – 16 Aralık 2017 tarihleri arasında Ada-
na'da düzenlenen 11. Enerji Sempozyumundaki “Termik Santral Yoğunlaşması Sorunu” sunumundan düzenlenmiş
alıntıdır.

Samsun Terme halkının mücadelesi termik santral projesini iptal ettirdi. Bölge 'tabiat parkı' ilan edildi. (İleri Haber 24 Ekim 2016)	Mersin'in Silifke ilçesinde kurulmak istenen termik santrale karşı sergilenen aktif direniş nedeniyle yatırımcı firma bu girişimden vazgeçtiğini açıkladı. (Mersin Haber 21 Kasım 2017)
---	---



İzmirAliğa’da yerel halkın örgütlü mücadelesi ve “DUR” eylemleri sonucunda 3 firma toplam 1.677 MW gücündeki projelerinden vazgeçti. (BirGün 17 Şubat 2017) Doğal ve sosyal yaşamı tehdit eden diğer bazı yatırımlar da hukuk mücadelesi ile durduruldu.



YENİ TALAN PLANLARINA HAYIR!

Toplumcu mühendis, mimar ve plancılar olarak; bilim ve tekniği emekçi halkın yararına kullanma anlayışıyla, termik santral projelerini önerenlerin savlarını irdelemek, projelerin ülke ve halk yararına uygun olmayan yönlerini ortaya koymak, toplum çıkarlarına karşıt uygulamaları santrallerin yapılacağı bölgelerde yaşayanların yanı sıra tüm halkımıza aktarmak ve en geniş kesimlerle birlikte bu amaçlar doğrultusunda mücadele vermekle yükümlüyüz.

Özgür, katılımcı ve sağlıklı yaşamı savunan demokrasi güçleriyle dayanışma halinde bazı hem bölge-lerdeki termik santral yoğunlaşmalara karşı hem de Trakya ve Alpu'da olduğu gibi su havzalarına, tarım arazilerine, büyük yerleşim yerlerinin yakınlarına kurulması planlanan kömür yakıtlı santrallere ve tüm nükleer santrallere karşı çıkma görevimizi yerine getireceğiz.

Sadece fosil yakıtlı veya nükleer santrallere değil, yenilenebilir enerji kaynaklarının da doğal ve sosyal çevreye zarar verecek şekilde kullanılmasına engel olmaya çalışacağız.

Sermayenin bitmeyen kar hırsına, yeni talan planlarına, toplum çıkarlarına aykırı tüm girişimlere DUR demek, örgütlü halkın ellerindedir ve halkın demokratik mücadelesiyle gerçekleşebilir.

KAYNAKÇA

1. World Energy Outlook 2017, International Energy Agency.
2. EPDK web sayfası.
(<http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml>).
3. EPDK web sayfası (<http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretimOnLisans/elektrikUretimOnLisansOzetSorgula.xhtml>).
4. TMMOB Çevre Mühendisleri Odası (ÇMO) Başkanı Baran Bozoğlu, <http://www.esgundem26.com/guncel/alpu-termik-santrali-cevre-cinayetidir-h12308.html>.
5. <https://www.birgun.net/haber-detay/tepkilere-kulak-tikadilar-alpu-yu-yok-edecekler-202421.html>.
6. ÇMO Raporu, Kömürlü Santrallerin Mevcut Durum Analizi – Çanakkale, Adana, Hatay ve Mersin Bölgeleri.
7. ÇMO Raporu, Kömürlü Termik Santrallerin Mevcut Hava Kalitesine Etkisinin İncelendiği Hava Kalitesi Dağılım Modellemesi Raporu (Çanakkale, Biga-Lapseki Bölgesi).
8. TEMA Vakfı, Termik Santrallerin Hava Kirliliği Modellemesi Çanakkale ve Biga Yarımadası.
9. Temiz Hava Hakkı (THH) Platformu, Çanakkale İçin Hava Kirliliği ve Sağlık Etki Modellemesi.
10. Bartın Hergün Gazetesi (<http://www.bartinhergungazetesi.com/Hbr-3778-HATTAT-VE-EREN-HOLDING-YERLI-KOMURE-DONUSUM-PROTOKOLUNU-IMZALADI.html>).
11. TEİAŞ Duyurusu, 15.02.2018 (<https://www.teias.gov.tr/tr/duyuru/kapasite-mekanizmasi-basvurularinin-degerlendirilmesi>).
12. Enerji Günlüğü web sayfası (<http://www.enerjigunlugu.net/icerik/25746/elektrik-arz-guvenligi-mekanizmaya-baglandi.html>).
13. İklim Haber web sayfası (<https://www.iklimhaber.org/turkiye-elektrik-piyasasinda-kapasite-mekanizmasi-donemi-ekonomik-gereklilik-mi-fosile-tesvik-mi/>).
14. Enerji Atlası web sayfası (<http://www.enerjiatlası.com/>).
15. Santrallere ait web sayfaları.
16. TEBA Haber web sayfası (<http://www.tebahaber.com.tr/>).
17. TMMOB Makina Mühendisleri Odası Termik Santraller 2017 Oda Raporu.

9. NÜKLEER SANTRALLER

9.1 AKKUYU NÜKLEER SANTRALİNİN ÇEVRESEL ETKİ RAPORU VE İZNİNİN İPTALİ İÇİN BAŞVURULAN YARGISAL YOLLAR

Nurten Çağlar Yakış
Avukat

Oğuz Türkyılmaz
Endüstri Mühendisi

TMMOB Makina Mühendisleri Odası, bugüne dek enerji konusunda yaptığı çalışmaları raporlar haline getirerek birçok kez kamuoyunun bilgisine sundu. Bu raporlarda özellikle, enerji konusunda uygulanana gelen plansız politikalar nedeniyle ülkenin yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim potansiyeli büyük ölçüde atıl bırakılırken, ağırlıkla fosil yakıta dayalı kurulu güç stokunun ise ihtiyacın çok üzerinde aşırı biçimde şişirilmiş olduğu bilimsel verilerle ortaya koyuldu.

Söz konusu raporlarda, yalnızca enerji sektöründeki çarpık tablonun eleştirisiyle yetinilmemiş, sorunları giderecek somut çözüm önerilerinde de bulunulmuştur. Bunları özlü biçimde ifade edecek olursak, öncelikle yapılması gereken yeni enerji taleplerini karşılamak üzere ağırlığı enerjiyi verimli kullanan yatırımlara vermek ve daha sonra da ülkenin değerlendirilmeyi bekleyen güneş, rüzgar vb. yenilenebilir kaynaklarından yararlanmaktır.

Ancak bu öneriler hakim siyasi iradeler tarafından sürekli göz ardı edilmiştir. Özellikle de nükleer santralleri kestirmeci bir çözüm olarak gören ve tamamıyla buna kilitlenen günümüzdeki siyasi iradenin her tür makul öneriye kulaklarını kapattığını söyleyebiliriz. Bunda, nükleer santral kurmayı uygarlığın ölçüsü sayan ve nükleer santral kazasını tüp gaz patlamasına benzer bir sorunmuş gibi ele alan bilgi yoksunluğunun elbette belirleyici bir payı var.

1970'lerden başlayan ve ara ara alevlenen ancak sonuca ulaşmayan nükleer santral kurma girişimleri bugün ikili anlaşmalar yoluyla, ülkemizin enerji kaynaklarının temininde ciddi ölçüde bağımlı olduğu Rusya'ya verilmiştir. Rusya Nükleer Enerji Bakanlığı ROSATOM, ömür boyu çoğunluk hisselerinin sahibi olması kaydıyla Akkuyu Nükleer Güç Santrali (NGS)'nin yapım ve işletme işini almıştır.

Bu süreçte yapılan bir dizi yasal düzenleme ile Rus şirkete başlangıçta söz konusu edilmemiş imkan ve haklar tanınmış olup, destekleme çalışmaları süreç içinde her gün yeni bir ayrıcalıkla sürmektedir. Şirketin finansman bulmakta güçlüklerle karşılaşması üzerine belirli yerli sermaye gruplarının ve EÜAŞ'ın ortak olması da gündeme getirilmiştir.

Bütün bu süreçte Odamızın üyesi olduğu TMMOB, ulusal güvenliği tehdit edecek ve tamamıyla kamu yararına aykırı olan Akkuyu NGS ile ilgili karar ve işlemlerini dava konusu etmiştir. Öncelikle, Mersin-Karaman 1/100.000 ölçekli Çevre Düzen Planı (ÇDP) hakkında iptal davası açmıştır. Anılan plan hakkında mahkeme iptal kararı vermiş ancak yeni bir ÇDP yapılarak mahkeme kararı işlevsiz bırakılmıştır. Sonrasında Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Yönetmeliği değiştirilmiş ve akabinde NGS için ÇED Olumlu kararı verilmiştir. TMMOB, ÇED Yönetmeliği'nin Geçici-1 maddesinin ve ÇED Olumlu kararının iptali için Danıştay'da; ÇED Olumlu kararının müstakil olarak iptali için de Mersin

İdare Mahkemesi nezdinde iptal davaları açmıştır. Bu davalar, Türkiye Barolar Birliği ve Türk Tabipler Birliği ile ortak açılmıştır. Mersin İdare Mahkemesi, Danıştay nezdinde açılan dava ile önündeki davayı bağlantılı görmüş, dosyayı Danıştay'a göndermiş ve iki dava birleşmiştir. Bu dava dilekçelerinin hazırlanmasında büyük emeği olan TMMOB avukatları Fevzi Özlüer, Cömert Uygur Erdem ve Hayati Küçük'ü anmamak emeğe saygısızlık olacaktır.

Bu kısa değerlendirmeden sonra, bugüne dek yapılan ve dava konusu edilen işlemler aşağıda özetlenmeye çalışılmıştır.

ÇEVRESEL ETKİ DEĞERLENDİRMESİ YÖNETMELİĞİ'NİN GEÇİCİ-1 MADDESİNİN VE ÇED OLUMLU KARARININ İPTALİ DAVASI

Türkiye Barolar Birliği (TBB), Türk Tabipler Birliği (TTB) ve Türk Mühendis ve Mimar Odaları (TMMOB) vekilleri tarafından 23.12.2014 tarihinde Danıştay'da açılan davanın başvuru dilekçesinde davanın konusu şöyle ifade edilmiştir.

DAVA KONUSU:

*Mersin İli Gülnar İlçesi Büyükeceli Beldesi'nde Akkuyu NGS Elektrik Üretim A.Ş. tarafından yapılması planlanan Akkuyu Nükleer Güç Santrali Projesi (Nükleer Güç Santrali, Radyoaktif Atık Depolama Tesisi, Rıhtım, Deniz Dolgu Alanı Ve Yaşam Merkezi) hakkında Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın 01.12.2014 tarih ve 3688 sayılı işlemiyle verilen ÇED OLUMLU KARARI ile

*Anılan işleme **dayanak** 25.11.2014 tarih ve 29186 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren ÇEVRESEL ETKİ DEĞERLENDİRMESİ Yönetmeliği'nin *lehe olan hükümlerinin uygulanmasını sağlayan* Geçiş Süreci başlıklı Geçici 1. Maddesinin **"BU YÖNETMELİĞİN LEHTE OLAN HÜKÜMLERİ VE/VEYA" İBARESİNİN**

Anayasa'ya, Temel İdare Hukuku ve çevre hukuku ilkelerine, yargı kararlarının uygulanması zorunluluğuna, usule, hukuka ve bilimsel gerçekler ile kamu düzeni ve kamu yararına aykırılıkların olması nedeniyle ayrı ayrı **İPTALLERİNE**, idari işlemin ve dayanak yönetmelik hükmünün uygulanmasından telafisi güç ve imkânsız zararlar doğacağından davalı idarenin savunması alınmadan, teminatsız olarak **YÜRÜTMENİN DURDURULMASINA** ve **YARGILAMANIN DURUŞMALI YAPILMASINA** karar verilmesi talebidir.

(Dava dilekçesinin tam metni için Bkz. Ek:1)¹

ÇED OLUMLU KARARININ İPTALİ DAVASI

Türkiye Barolar Birliği (TBB), Türk Tabipler Birliği (TTB) ve Türk Mühendis ve Mimar Odaları (TMMOB) vekilleri tarafından 31.12.2014 tarihinde **Mersin Nöbetçi İdare Mahkemesi Başkanlığı'nda** açılan davanın başvuru dilekçesinde davanın konusu şöyle ifade edilmiştir.

"DAVA KONUSU :

- Mersin İli Gülnar İlçesi Büyükeceli Beldesi'nde Akkuyu NGS Elektrik Üretim A.Ş. tarafından yapılması planlanan Akkuyu Nükleer Güç Santrali Projesi (Nükleer Güç Santrali, Radyoaktif Atık Depolama Tesisi, Rıhtım, Deniz Dolgu Alanı Ve Yaşam Merkezi) hakkında Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın 01.12.2014 tarih ve 3688 sayılı işlemiyle verilen ÇED OLUMLU KARARININ öncelikle **YÜRÜTMESİNİN DURDURULMASINA**, ardından **İPTALİNE**,

¹ Bu yazıdaki tüm ekler için: <https://www.mmo.org.tr/kitaplar/turkiyenin-enerji-gorunumu-2018>

- ***Yürütmenin durdurulması talebi ile ilgili karar verildikten sonra***, dava konusu ÇED olumlu kararına dayanak olan, Bakanlar Kurulu tarafından onaylanan ve 6.10.2010 tarih ve 27721 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan, 2010\918 karar numaralı “Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti’nde Akkuyu Sahası’nda Bir Nükleer Güç Santralinin Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma”nın, Anayasa’nın m. 104/b-6 aykırı bir biçimde Bakanlar Kurulu tarafından onaylanmış olması ve Anayasa’da gösterilen biçimde, usulüne uygun bir biçimde onaylanmaması bu antlaşmanın iptalini gerektirdiğinden Anlaşmanın iptali için ***ANAYASA MAHKEMESİ’NE GÖNDERİLMESİ VE YÜRÜRLÜĞÜN DURDURULMASI TALEBİ İLE İPTALİNİN İSTENMESİNE***
- ***YARGILAMANIN DURUŞMALI YAPILMASINA***

karar verilmesi taleplerimiz hakkındadır.

Akkuyu NGS’nin yaratacağı çeşitli sorunlara işaret edilen dilekçede ticari bir anlaşmaya, TBMM onayı ile devletlerarası anlaşma hüviyeti verilmesinin hukuka uygunluğu da tartışılmaktadır. (Dava dilekçesinin tam metni için Bkz. Ek: 2).

Mersin 2. İdare Mahkemesinin, iki dava arasında bağlantı olması gerekçesiyle dava dosyasını Danıştay 14. Daire’ye gönderen kararı Ek:3’te verilmiştir.

Dava açıldıktan uzunca bir süre sonra, iptali istenen ÇED raporunu incelemek ve Mahkemeye görüş vermek üzere oluşturulan Bilirkişi Heyetine, 11.7.2016 tarihinde Akkuyu NGS sahasında yapacakları keşif öncesinde; Danıştay 14. Dairesi Naip Üyesi Mehmet Ali Ceran imzasıyla aşağıdaki sorular yöneltmiştir.

BİLİRKİŞİLERCE CEVAPLANDIRILMASI İSTENİLEN HUSUSLAR

“Yapılan keşif ve bilirkişi incelemesi sonucunda dava konusu Mersin İli, Gülnar İlçesinde yapılması planlanan Akkuyu Nükleer Santrali için verilen ÇED olumlu kararının ilgili olduğu projenin kapsamı ve proje kapsamında sunulan taahhütler ile bu taahhütlerin proje sahasına uygulanabilirliği, uygulama başlamış ise yapılan uygulamanın sunulan proje ile uyumlu olup olmadığı, projenin gerçekleştirileceği alanın doğal özellikleri, bitki örtüsünün özellik arz edip etmediği, toprak yapısı, heyelana olan duyarlılığı, proje sahasının yerleşim yerlerine uzaklığı, yöre halkının bu alanla (tarım vb. şekilde) ilgisi ve bilirkişi heyetince tespit edilecek, diğer hususlar dikkate alınarak:

1-) Dünyada Nükleer santrallerin genel durumu, nükleer kazalar, enerji ihtiyacının karşılanmasındaki yeri, diğer enerji kaynakları ile karşılaştırılması, seçilen teknolojinin yeterliliği, alternatif teknolojiler arasındaki yeri, alternatifleri değerlendirmedeki yeterlilik, Nükleer Santrallerin Uluslararası denetim usul ve esasları hakkında genel uygulama çerçevesinde projenin uluslar arası kriterlere uygunluğu,

2-) Ülkemizdeki diğer tüm alternatif enerji kaynaklarının devreye sokulması ile orta ve uzun vadede enerji ihtiyacının karşılanıp karşılanamayacağı, ortaya çıkan enerji ihtiyacının nükleer Santraller aracılığıyla karşılanmasının zorunlu olup olmadığı,

3-) Yapılması planlanan projenin ölçütleri ve çevreye olası etkileri dikkate alındığında, ÇED Raporunun hazırlanma sürecinin teknik yönden değerlendirilerek, usulüne uygun hazırlanıp hazırlanmadığı, proje kapsamının asgari gereklilikleri taşıyıp taşımadığı, yeterli uzman personelin bilgi ve katkısının projenin hazırlanmasında dikkate alınıp alınmadığı,

4-) Proje konusu yatırımın tanımı, özellikleri, ömrü, hizmet maksatları, önem ve gerekliliği ile projenin yer ve teknoloji alternatifleri ile proje için seçilen yerin koordinatlarının ÇED raporunda belirtilip belirtilmediği,

5-) Proje alanının ve önerilen proje nedeniyle etkilenmesi muhtemel olan çevrenin; nüfus, fauna, flora, jeolojik ve hidrojeolojik özellikler, doğal afet durumu, toprak, su, hava, atmosferik koşullar, iklimsel faktörler, kültür varlığı ve sit özellikleri, peyzaj özellikleri, arazi kullanım durumu, hassasiyet derecesi ve benzeri özelliklerinin ÇED Raporunda detaylı şekilde açıklanıp açıklanmadığı,

6-) Projenin çevreyi etkileyebilecek olası sorunlarının, projeden kaynaklanabilecek tüm çevresel etkilerin (su, hava, toprak kirliliği, gürültü, titreşim, ışık, ısı, radyasyon ve benzeri), kirleticilerin miktarının, alıcı ortama etkileşiminin ve bu etkilere karşı alınacak önlemlerin ÇED raporunda detaylı şekilde incelenip incelenmediği, alınması planlanan tedbirlerin bilimsel metodlar açısından yeterli özellikler taşıyıp taşımadığı,

7-) Projenin gerçekleştirileceği alanın orman vasfını taşıyıp taşımadığı, bu alanda doğal yapının ne tür bir özellik arz ettiği, bu alanda yapılacak uyumsuzluk konusu çalışma sonucunda çevredeki bitki örtüsünün, doğal yaşamın ve tarımın hangi yönde ve ne düzeyde etkileneceği, bu etkinin olumsuz olması halinde bölgenin meteorolojik özelliği dikkate alındığında giderilmesinin mümkün olup olmadığı, bu etkinin kabul edilebilir bir düzeyde olup olmadığı,

8-) Proje kapsamında ormanlık alana yapılacak müdahalenin orman ekosistemi üzerindeki muhtemel etkilerinin neler olacağı, bu çalışma kapsamında ne kadar ağaç kesiminin yapılacağı, bu miktarın ÇED raporunda gerçekçi olarak hesaplanıp hesaplanmadığı, yapılacak ağaç kesimlerinin heyelan riski üzerinde ne kadar etkili olacağı, yapılacak çalışma sonucunda bu bölgelerin tekrar ağaçlandırılmasının mümkün olup olmadığı, bahse konu projenin sonuçlarının bölge ekosistemine olumlu olumsuz etkilerinin neler olacağına ilişkin yeterli incelemenin yapılıp yapılmadığı,

9-) Proje sahasının yer yapısı incelenerek, bu alanın nasıl bir özellik arz ettiği, heyelanlı bölge olup olmadığı, deprem ve tsunami riski taşıyıp taşımadığı, proje için yapılacak çalışmaların bu yüzeyde heyelan ve benzeri bir yeryüzü hareketliğine sebep olup olmayacağı, projenin gerçekleştirileceği alanın en yakın yerleşim birimine veya tesislere ne kadar mesafede olduğu, projenin yerleşim birimlerine veya tesislere ne gibi olumsuz etkileri olabileceği, bu hususlarda ÇED Raporunda yapılan tespitler ve alınan tedbirlerin neler olduğu ve söz konusu tedbir ve tespitlerin bu proje için yeterli olup olmadığı,

10-) Proje çalışmaları, enerji üretimi ile santralin sökülmesi sırasında oluşacak atıkların üretimi, miktarı (katı, sıvı, gaz vb.) ve bertarafı ile atıkların kimyasal, fiziksel ve biyolojik özelliklerinin ÇED Raporunda belirtilip belirtilmediği, söz konusu atıkların özellikle radyoaktif yakıt ve kullanılmış nükleer atıkların bertarafı konusunda alınacak önlemlerin atıkların niteliği de dikkate alınarak detaylı şekilde açıklanıp açıklanmadığı ve bu konudaki çevresel etkilerin, alınması taahhüt edilen önlemlerle bilimsel esaslara göre kabul edilebilir düzeylerde olup olmayacağı,

11-) Proje kapsamında reaktörlerin inşası, sökülmesi ve üretim aşamasında oluşabilecek radyasyon etkisinin ÇED raporunda ayrıntılı olarak incelenip incelenmediği, söz konusu radyasyon etkisine karşı alınacak önlemlerin açıklanıp açıklanmadığı ve alınacak önlemlerin radyasyon etkisini bertaraf etmede yeterli olup olmayacağı, bu kapsamda değerlendirildiğinde projenin gerçekleştirilmesinin halk sağlığı açısından olumsuz etkilerinin olup olmayacağı, gerekli önlemlerin alınıp alınmadığı,

12-) Proje çalışmaları sırasında ve üretim aşamasında oluşacak radyoaktif atıkların nasıl bertaraf edileceği hususunun, somut bertaraf yöntemleri ile ÇED Raporunda ayrıntılı şekilde açıklanıp açıklanmadığı ve bu konudaki çevresel etkilerin, alınması taahhüt edilen önlemlerle giderilmesinin bilimsel esaslara göre kabul edilebilir düzeylerde olup olmayacağı,

13-) Yapılması planlanan projenin iş sahası çalışmalarının gerek işçi sağlığı ve güvenliği gerekse çevrede yaşayanların sağlık ve güvenliği açısından eksik bırakılan yönlerinin olup olmadığı, bu konudaki ihtiyaçların karşılanması için hangi tedbirlerin alındığı ve yeterliliği,

14-) Uyuşmazlığa konu projenin davalı idare tarafından değerlendirilmesi yapılırken teknik olarak gözetilmeyen hususların olup olmadığı, idarece projenin ne şekilde değerlendirildiği,

15-) Proje kapsamında kullanılacak alanların tarım arazisinin olup olmadığı, bu alanlarda hangi ürünlerin üretildiği, bu hususlarda yöre halkının mağdur edilmemesi için hangi tedbirlerin alındığı, projenin yöre tarımına, su ürünlerine, hayvancılığa etkisinin alınacak önlemlerle bilimsel esaslara göre kabul edilebilir düzeylerde olup olmayacağı,

16-) Projenin inşaa çalışmaları tamamlandıktan sonra arazi ıslah çalışmalarına ilişkin ne tür uygulamaların planlandığı ve bu planlamanın yeterli özellik taşıyıp taşımadığı,

17-) Proje kapsamında denize deşarjı yapılacak suyun, deniz sıcaklığı ve kimyasal kirlenmişlik düzeyinin deniz kirliliği ve deniz canlıları açısından oluşturabileceği risklerin ve alınacak önlemlerin, projenin genel olarak deniz biyolojisi ve ekosistemine etkisinin ÇED raporunda açıklanıp açıklanmadığı, bu konudaki çevresel etkilerin alınması taahhüt edilen önlemlerle bilimsel esaslara göre kabul edilebilir düzeylerde olup olmayacağı, proje kapsamında soğutma suyu sistemi ile ilgili deniz sıcaklığı ve çevresel etkiler konusunda ÇED Raporunda verilen bilgilerin yeterli olup olmadığı,

19-) Projenin gerçekleştirilmesinin, Avrupa'nın Yaban Hayatı ve Yaşama Ortamlarını Koruma Sözleşmesi" (BERN Sözleşmesi) uyarınca koruma altına alınmış alanlardan "Önemli Deniz Kaplumbağası Üreme Alanları"nda belirtilen I ve II. Koruma Bölgeleri, "Akdeniz Foku Yaşama ve Üreme Alanları", "Akdeniz'in Kirlenmeye Karşı Korunması Sözleşmesi" (Barcelona Sözleşmesi), Akdeniz'de Özel Koruma Alanlarının Korunmasına Ait Protokol", Cenova Deklerasyonu'nun 17. maddesinde yer alan "Akdeniz'e Has Nesli Tehlikede Olan Deniz Türlerinin" yaşama ve beslenme ortamı olan kıyısız alanlara ilişkin uluslararası sözleşme hükümleri ile uluslararası çevre hukukuna uyumlu olup olmadığı,

20-) Olası bir kaza riski durumunda projenin çevresel açıdan oluşturabileceği olumsuz etkilerinin, insan yaşamına, tarıma, bitki örtüsüne, canlılara, su kaynaklarına, yeraltı sularına etkilerinin ve bu etkilere karşı alınacak önlemlerin ÇED raporunda detaylı şekilde incelenip incelenmediği ve böyle bir durumda çevresel etkilerin alınması taahhüt edilen önlemlerle bilimsel esaslara göre kabul edilebilir düzeylerde olup olmayacağı,

21-) Proje çalışmaları nedeniyle oluşabilecek sera gazı miktarı ve bu konuda alınacak önlemler konusunda ÇED raporunda detaylı inceleme yapıp yapılmadığı, bu konudaki çevresel etkilerin alınması taahhüt edilen önlemlerle bilimsel esaslara göre kabul edilebilir düzeylerde olup olmayacağı,

22-) Proje kapsamında santral inşasında çalışan işçiler ve yakın çevresinde yaşayan insanların hayatı ve sağlık güvenliği için alınması gereken tedbirlerin kapsamı ve oluşturulacak sağlık koruma bandının yeterli düzeyde olup olmadığı,

23-) Sonuç itibarıyla projenin çevre üzerindeki olumsuz etkilerinin, alınacak önlemler sonucu ilgili mevzuat ve bilimsel esaslara göre kabul edilebilir düzeylerde olup olmadığı, projenin gerçekleşmesinde çevre ve halk sağlığı yönünden sakınca olup olmadığı **ve bilirkişiler tarafından, projenin diğer teknik yönleri ve çevreye olan etkileri yönünden dilekçelerindeki iddialar da**

a- Santralin kurulduğu alana yer seçimi açısından yapılan itirazlar (muhtemel tsunami ve deprem riski, jeolojik incelemeler, flora ve fauna çalışmaları vs.) projenin insan ve çevre sağlığı yönünden değerlendirilmesi,

b- Santrallerin risk potansiyelinin, kaza riskinin nükleer sorumluluk ve güvenlik prensipleri çerçevesinde yeterince incelenerek ve risk analizi yapılarak alınması zorunlu tüm önlemlerin (sağlık koruması, tahliye planı vb.) alınıp alınmadığı,

c- Çeşitli sektörlerle vereceği etkisi (turizm, balıkçılık vs.),

d- İklim değişikliğine etkisi, ısı artışına yol açıp açmayacağı ve gerekli meteorolojik değerlendirmelerin yapılıp yapılmadığı ayrıca atıkların depolanması, saklanması ve taşınması ile depremsellik yönünden yapılan çalışmaların yeterliliği,

e- Sürdürülebilir kalkınma, temel hak ve özgürlükler, kirlenen öder ve ihtiyatlılık ilkeleri yönünden konunun değerlendirilmesi,

f- Projenin işletme aşamasında zeytinlik alanları, Akdeniz fokü, Akdeniz canlı yaşamı üzerindeki etkileri,

g- Güvenlik analiz raporu ve yer raporu eksikliğine yönelik iddialar,

h- Kaza halinde ortaya çıkacak zararların nasıl tazmin edileceği, acil müdahale planındaki eksiklikler,

ı- İşletme faaliyete kapandıktan sonra olası ve süren etkilere karşı alınacak önlemlerin yeterliliği ve diğer iddialar.)

Dikkate alınmak suretiyle incelenerek tespit edilecek diğer hususlarla birlikte bilimsel ve objektif kriterlere göre değerlendirme yapılarak ayrıntılı bilirkişi raporunun düzenlenmesi,” talep edilmişti.

Yargının yönelttiği bu ciddi sorulara ek olarak; Bilirkişi Heyetinin Akkuyu NGS sahasında yapacağı inceleme öncesinde, TMMOB vekillerinin, Mahkemeye sunulan 6.7.2016 tarihli dilekçesinde (Ek:4); Akkuyu NGS Projesinin kurgusuna, tasarımına ve içeriğine yönelik değerlendirmeler ve Akkuyu NGS için esas alınan ÇED Raporunda hatalı şekilde ele alınan ve göz ardı edilen hususlar ele alınmıştı.

TMMOB vekillerinin başvurularında,

1. Projedeki “yabancı sahipliği” modelinin yaratabileceği sorunlar ve uzun vadede Türkiye'nin kontrolü dışına çıkabilecek çevre riskleri potansiyeli,
2. Projenin çarpık kurgusu nedeniyle santral sahibi ve lisanslama/denetleme kuruluşları arasındaki santral sahibinin lehine olan “güç dengesi”nden ötürü, santralin düzgün bir şekilde lisanslanamaması ve bu nedenle, uzun vadede yaratacağı çevre riskleri,
3. Projenin deprem tasarımındaki sorunlar,
4. Akkuyu’da kurulacak tesise karar verilirken yeterli boyut ve kapsamda yapılmayan ön çalışma, karşılaştırma, değerlendirme ve fizibilite çalışmaları,
5. VVER-1200 tasarımında kullanılan uçak çarpmasına karşı tasarım özellikleri,
6. Akkuyu NGS Projesinde Türkiye'nin nükleer enerji altyapısı geliştirmeye yönelik finansmanı garanti altına alınmış entegre bir altyapı geliştirme programı mevcut olmadığı,
7. ÇED kapsamında VVER-1200’ün güvenlik ve risk analizlerinde tasarıma-esas (design-basis) ve tasarım ötesi (beyond-design-basis) kaza senaryoları ve kaynak terimleri ile ilgili yeterli bilgi bulunmadığı ve bu veriler olmadan bir nükleer santralin çevreye olabilecek olası olumsuz etkilerinin değerlendirilebilmesi mümkün olmadığı,

8. Uluslararası Atom Enerjisi Ajansının belirttiği eksiklikler ve Ajansın tavsiyeleri, önerileri,
9. Atık sorunu,
10. Öne sürülen yanıltıcı görüşler,
11. ÇED kapsamı dışına çıkarılmaya çalışılan işler,
12. Deniz suyu ve su kaynaklarına etkiler,
13. Söküm konusu,
14. Santral sahasında '1. Derece arkeolojik SİT alanı,
15. Manipülatif birim kullanımı

başlıkları altında muhtelif sorunları ele almış ve Bilirkişi Raporunda bu konularında irdelenmesi, düzeltmelerin ve tavsiyelerin yer alması gerektiği bildirilmişti.

Dilekçede, devamla, Akkuyu NGS projesine neden ihtiyaç olmadığına ilişkin olarak;

1. Toplum yararının dikkate alınmadığı,
2. Yurttaşların bölgede kurulmak istenen nükleer santrallere karşı tepkilerinin göz ardı edildiği,
3. Yeni santral yatırımlarını gerekçelendirmek için elektrik talep tahminlerinin abartıldığı,
4. İhtiyacın çok üzerinde proje stoku bulunduğu ve Akkuyu NGS'ye ihtiyaç olmadığı,
5. Değerlendirmeyi bekleyen yenilenebilir kaynaklar bulunduğu,
6. Santrallerde değerlendirilebilir atıl kapasite olduğu,

yalındaki TMMOB görüşleri açıklanmıştır.

Yer keşfine katılan ve dosyayı inceleyen Bilirkişi Heyeti, davacıların iddialarını irdelememiş ve yanıt da vermemiştir. Mahkemenin kendilerine yönelttiği ve görevlendirilme nedenleri olan sorular da yanıtlanmamıştır. Heyet, Bilirkişi Raporunu uzman değerlendirmesinden uzak, doğrulanmamış internet bilgileri ve yıllar öncesinin verilerine dayalı basit yorumlarla kaleme almıştır. (Ek: 5)

Mahkemenin sorularına dahi yanıt vermeyen Bilirkişi Raporuna yönelik, TMMOB vekilleri, 14.3.2017 tarihinde Mahkemeye başvurarak (Ek: 6); Bilirkişi Raporundaki maddi hataları, yanlış bilgileri örneklemiş, bilimsel dayanaklardan uzak rapora itiraz etmişler ve itirazlarının kabulü ile alanın da uzmanlığını kanıtlamış, yetkin bilim insanlarından oluşan yeni bir bilirkişi heyeti oluşturularak keşif yapılmasını ve yeni bir rapor alınmasını talep etmişlerdi.

Söz konusu dilekçelerinde TMMOB vekilleri;

1. Bilirkişi raporunda nükleer santral yatırımını gerekçelendirmek için güncel olmayan, eski ve geçerliliğini yitirmiş bilgilerle yanıltıcı abartılı elektrik talep tahminlerinin yapıldığı anlatmış,
2. ÇED almış projelerin izlenmesinde yaşanabilecek sorunlara değinilmiş,
3. Raporda kasıtlı veya kasıtsız yer alan yanlış bilgilerin dikkate alınmaması talep edilmiştir.

Bu gelişmeler sonrasında Mahkeme de davacıların görüşlerini dikkate almamış ve bilimsellikten uzak Bilirkişi Raporu'na dayalı olarak, Ek 7'de yer alan 18.04.2017 tarihli kararıyla davacıların yürütmenin durdurulması talebini "ÇED raporunda bazı eksiklikler tespit edilmişse de" gerekçesiyle reddetmiştir.

Bu kararı, Savcının davanın reddi yönündeki Savcılık Görüşünü (Ek: 8) bildirmesi ve 22.11.2017 tarihinde yapılan duruşma izlemiştir.

Bu duruşmada, TMMOB'nin mahkeme heyeti huzurunda uzman olarak dinlenmesini istediği ODTÜ Fen Edebiyat Fakültesi öğretim üyeleri Profesör Dr. İnci Gökmen ve Profesör Dr. Ali Gökmen, TMMOB ve EMO Enerji Komisyonları Başkanı Nedim Bülent Damar, MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı Oğuz Türkyılmaz mütalaalarını sunmuşlardır. Bu görüşler Ek- 9 ve Ek- 10'da yer almaktadır.

Duruşma sonrasında Oğuz Türkyılmaz imzasıyla çeşitli e-posta gruplarında ve Enerji Günlüğü web sitesinde yer alan haber yazısı şöyleydi:

“TARİHE NOT DÜŞMEK: AKKUYU NÜKLEER ELEKTRİK SANTRALİ ÇED RAPORUNUN İPTALİ İÇİN AÇILAN DAVALARIN SAVUNMA DURUŞMASINDAN NOTLAR

Akkuyu NGS için düzenlenen ÇED Raporunun ve bu Rapora dayalı olarak verilmiş olan ÇED uygundur kararının iptali için, TMMOB, TTB ve TBB tarafından birlikte Danıştay'da açılan ve 14. Daire'de görülen 2014/ 11695 Esas dosya no'lu davada, Savcılık davanın reddedilmesi doğrultusunda görüş bildirdikten sonra, son savunmaların alınacağı duruşma 22.11.2017 günü yapıldı. Mersindeki çeşitli demokratik kuruluşlar ve kişilerin de aynı konuda açmış oldukları davalar için de son duruşmalar da aynı gün gerçekleşti.

Bir kaç hafta önce, TMMOB Hukuk Danışmanı Av. Nurten Yakış'ın önerisi ve TMMOB Yürütme Kurulunun uygun görüşü ile, bu son duruşmada, ODTÜ Kimya Bölümü Öğretim Üyeleri Prof. Dr. İnci Gökmen ve Prof. Dr. Ali Gökmen, TMMOB Enerji Komisyonu ve TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Enerji Komisyonu Başkanı N. Bülent Damar ve TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanı olarak benim, TMMOB adına uzman tanık olarak savunma yapmamıza yönelik bir hazırlık çalışması yaptık. Çalışmamıza, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Orhan Aytaç, EMO Enerji Birimi Koordinatörü Olgun Sakarya ve kimya mühendisi Nilgün Ercan arkadaşlarımız da, destek oldular.

22.11.2017 sabahı Danıştay binasında duruşma salonu önünde, beklerken, duruşma sürerken, öğle arası verildiğinde Mersin'deki davacı kuruluşlar temsilcileri NKP Sözcüsü Av. Alpay Antmen, Tabip Odası Başkanı Dr. Ful Uğurhan, TEMA Mersin Şube Başkanı Perihan Saydan Pazarbaşı, milletvekilleri Prof. Dr. Aytağ Atıcı, Dr. Hüseyin Çamak ilk gözüme çarpanlar oldu. Elbette Mersinli meslektaşlarım ve yol arkadaşlarım, nükleere karşı mücadelenin yılmaz savaşçısı Sabahat Aslan ve Mersinde demokrasi mücadelesinin önde gelen isimlerinden olan Serdar Erkan da, yanımızdaydılar. HDP Milletvekili Ertuğrul Kürkçü ve Prof. Beyza Üstün de oradaydılar.

TMMOB Yönetim Kurulu Üyeleri Cemalettin Küçük ve Ekrem Poyraz, teknik görevlisi Eren Şahiner de duruşmadaydılar.

Duruşmada TMMOB vekilleri olarak Nurten Yakış ve Cömert Uygur Erdem'in yanı sıra Hayati Küçük ve Ekin Öztürk de hazır bulundular.

Duruşma başlangıcında, ilk söz alan TMMOB vekili Nurten Yakış'ın savunmada uzman tanık dinletme talebini, Mahkeme Başkanı önce kabul etmedi. Yaklaşımı “Söylenecekler söylendi, Savcı görüş bildirdi, bu saatten sonra söylenecekler boşuna” tarzındaydı. Nurten arkadaşımızın ısrarlı ve kararlı konuşmalarıyla önce uzman tanıklar kim diye sordu, bizler ve TTB uzman tanığı Hacettepe Üniversitesi Tıp Fakültesi Halk Sağlığı ABD Öğretim Üyesi Doç. Dr. Cavit Işık Yavuz kendimizi tanıttık. Beşer dakika konuşmamıza izin verildi. Sırasıyla İnci Hoca, Ali Hoca, Cavit Hoca, ben ve N. Bülent Damar söz aldık. Süre sınırı nedeniyle mahkemede özetin özeti olarak ifade ettiğimiz ve Mahkeme'ye yazılı

olarak da verdiğimiz görüşlerimiz tam metin olarak ekte. Duruşma avukat savunmaları, davalı Çevre ve Orman Bakanlığı ve müdahil yatırımcı şirket beyanları ile devam etti. Görüşü istenen ve yapılan savunmalardan hiç etkilenmiş görünmeyen Savcı, önceden hazırlamış olduğu eski görüşünü tekrarladi ve davanın reddini talep etti. Duruşma avukat beyanları ve davacı sıfatıyla hazır bulunan TMMOB Y.K. Üyesi Cemalettin Küçük'ün Raporun reddi ve ÇED kararının iptali talebimizi gür bir sesle ve kararlı bir şekilde ifade etmesiyle son buldu. Mahkeme kararını daha sonra bildirecek. Çıkışta bekleme salonunda, TMMOB avukatları ile birlikte çektiğimizi fotoğraf da ekte.

İktidar temsilcilerinin davanın seyrini etkilemeye yönelik, başta Akkuyu NGS olmak üzere toplum yararına olmayan tüm proje ve uygulamaları vatan hainliği ile suçlamaya kadar varan hukuka aykırı suçlama ve beyanlarının varlığında, anlattıklarımızı ilgisiz bir şekilde takip eden mahkeme heyetinin, taleplerimiz doğrultusunda bir karar alacağını sanmıyorum.

Bizimkisi tarihe bir not düşmek. Çünkü biliyoruz ki, tarih bizi haklı bulacak.

Oğuz Türkyılmaz

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanı”

DANIŞTAY 14. DAİRE’NİN RED KARARI ÜZERİNE KISA BİR DEĞERLENDİRME

Okumakta olduğunuz bu Raporu yazmaya başladığımızda, Danıştay 14. Daire tarafından TMMOB, TTB, TBB çok sayıda kuruluş ve kişi tarafından bu konuda açılmış olan tüm davalarla ilgili olarak oybirliği ile verilen ve Ek 11’de bulacağınız ret kararı, duruşmadan birkaç gün sonra, 23.1.2017 tarihinde alınmış olmakla birlikte henüz tebliğ edilmemişti. 09.03.2018 tarihinde tebliğ edilen ret kararı hakkında ilk değerlendirmemizi paylaşmak istedik.

Danıştay 14. Daire tarafından oybirliği ile verilen ret kararının, bugüne kadar yerleşmiş Danıştay kararlarıyla uyumlu olmadığını hemen belirtelim. Çünkü, kararın gerekçesi ile hüküm çelişkilidir, gerekçe, hükmü geçersiz kılmaktadır. Akkuyu NGS çevre mevzuatı gereği ÇED yapılması gereken bir projedir. Bu proje hakkında olumlu ÇED Raporu Bakanlık tarafından verilmiştir. Karar dikkatlice okunduğunda, herhangi bir kaza olması halinde, sonuçları itibariyle bütün Türkiye’yi, bir adım ötede komşu ülkeleri ve Avrupa’yı, Orta Doğu’yu ve Afrika’yı ve milyarlarca insanın yaşamlarını tehdit edebilecek riskler içeren bir nükleer santral yatırımıyla ilgili olarak, ortada güvenilir bütünlüklü bir projenin olmadığının Mahkeme tarafından da zımni biçimde kabul edildiğini görüyoruz. Nitekim karara göre:

- 1- Projede kaza senaryoları yok.
- 2- Radyoaktif atıkların ne şekilde bertaraf edileceği ve yönetileceği konusu 10 yıl sonrasına ertelenmiş. 10 yıl boyunca havuzlarda bekletilecek atıklarla ilgili olarak daha sonra ne yapılacağı belirtilmemiş.
- 3- İklim değişikliği ve deniz seviyesinin yükselmesi beklenen bir durum olduğu halde buna dönük alınabilecek önlemlere ilişkin herhangi bir incelemede bulunulmamış.
- 4- 1203 hektarı kapsayan proje sahasının 71,63 hektarlık kısmı orman olduğu halde ne kadar ağaç kesileceğine dair bir bilgiye ÇED raporunda rastlanmamıştır.
- 5- Deprem ve deprem dolayısıyla oluşabilecek tsunami riskine karşı ne tür önlemler alınacağına dair bir bilginin ÇED raporunda mevcut değil.
- 6- AKKUYU NGS için kurulum, işletme ve devreden çıkarma aşamalarında oluşacak katı, sıvı ve gaz formundaki atıklarla ve kullanılmış yakıtlarla ilgili tip, miktar, kimyasal ve fiziksel özellikler,

depolama ve bertaraf koşulları, oluşacak emisyonlar ve bunların mevzuat sınırları içinde kalacağı konusunda yalnızca taahhütte bulunulmuş, somut, açık, net bilgilere yer verilmemiştir.

- 7- Acil durum planları, hem ÇED sürecinde hem de TAEK'in lisanslama aşamasına havale edilmiştir.
- 8- Haziran-Eylül ayları arasında denizde 30°C üzerine çıkan su sıcaklığının deşarj noktasında 7-10°C sıcaklık artışı ile Su Kirliliği Kontrolü Yönetmeliğinde belirtilen 35°C su sıcaklığı limitini aşacağının görüldüğü, raporda, soğutma suyu nedeniyle oluşacak atık ısının su ekosistemindeki etkilerinin tahmini, çalışmakta olan diğer elektrik enerjisi tesislerinin soğutma su sistemleri ile benzeştirilerek verildiği, ancak, örneklerin Doğu Akdeniz gibi yüksek bir ortalama sıcaklığa sahip denizlerden değil, Baltık Denizi gibi soğuk denizlerden olduğu, NGS Akdeniz'den dört güç ünitesi için yaklaşık 1.080.000 m3/saat su alınacağı, bu kadar büyük bir debiye sahip deniz suyunda bulunacak balık, kabuklu vs. için, su girişi, hidrolik koruma yapıları ve tasarımları, biyolojik büyümeye karşı koruma sistemlerinin hazırlık aşamasında olduğu ve teknik tasarım aşamasında nihai olarak kabul edileceğinin belirtildiği beyanları yeterli bulunmuş ancak raporda bu konuların açıklanmamasının eksiklik olarak değerlendirildiğinin altı çizilmiştir.

Bunlara ek olarak:

- 9- NGS enerji üretim bölgesi ile proje sahasında ve enerji üretim sahasının dışında, Sağlık Koruma Bandı içerisinde ve izleme bölgesinde çalışan otomatik çevresel radyasyon izleme sistemlerinin yer aldığı, ancak 800 m. yarıçaplı Sağlık Koruma Bandı dışında ve izleme bölgesinde faal olan sistemlerin, radyoaktif iyot algılama sınır değerlerinin belirli olmadığı, ÇED raporunda, iyot algılama sınır değerlerine ait teknik bir bilgi sunulmadığı, raporda, tasarıma esas kaza durumlarının çalışanların normal işletme için belirlenmiş sınırların üzerinde doz almasına yol açmayacağının ve reaktörün ömrü boyunca gerçekleşmesi beklenmeyen tasarıma esas kaza durumlarında saha dışında herhangi bir acil durum önlemi alınmasına gerek duyulmadığının ifade edildiği, ancak bunun bilimsel verilerle desteklenmediği belirtilmiştir.
- 10- ÇED raporunda, proje çalışmaları sırasında oluşabilecek sera gazları miktarlarının ayrıntılı biçimde verilmediği saptanmıştır.
- 11- ÇED raporunda sağlık koruma bandı ile yapılan çeşitli hesaplamalar, doz tahminleri ve öngörülerle sağlık koruma bandının 800 metre yarıçaplı bir alan olarak belirlenmiştir. Ancak bu mesafenin belirlenmesinde, hesaplamaların ve doz tahminlerinin hangi uzmanlık alanları tarafından yapıldığının, uzmanlık alanları arasında sağlık bilimleri olup olmadığının anlaşılamadığı, diğer yandan bu mesafenin nihai boyutunun tasarım dokümanında değerlendirildikten sonra belirleneceğinin ifade edildiği, sağlık koruma bandı için kesinleşmiş bir değerlendirme yapılmamasının eksiklik oluşturduğu ifade edilmiştir.

Yukarıda özetlemeye çalıştığımız bu eksiklik ve belirsizliklere karşın, Mahkeme, "ÇED Olumlu" kararında hukuka aykırılık bulunmamaktadır, demiştir.

Mahkeme, kendisi tarafından yöneltilmiş olan çok sayıda soruyu yanıtlamamış olan ve TMMOB vekillerinin, 2016 Temmuz ayında santral sahasında yapılan keşif öncesinde verdikleri dilekçede değinilen hayati önemdeki sorunları yok saymaya yetkili gören bir heyetin hazırladığı maddi hatalarla dolu, yanlış bilgiler içeren Bilirkişi Raporunu ve bu raporun desteklediği ÇED Rapor ve kararını uygun bulmuştur. Saptadığı kritik eksiklikleri ise, bunları da TAEK çözsün deyip, üzerindeki sorumluluğu başka bir kuruma devretmek istemiştir. Mahkeme kararının gerekçesinde, dava konusu işlemin kamu menfaatine aykırılığı iddiamıza hiç değinilmemiş olması da dikkat çeken hususlardan birini oluşturmaktadır.

Mahkeme kararının çokça yerinde belirtildiği üzere, ÇED kararlarının bir bütün olarak her boyuttaki çevresel etkilerinin irdelenmesi gerektiriyorsa, bizzat Daire'ce tespit edilen ve yukarıda özet olarak değinilen eksiklikler, belirsizlikler ihmal edilebilecek eksiklikler midir?

Oysa, çevre hukukuna hakim olan ilkeleri birbirinden kategorik olarak ayrı ayrı değerlendirmek olanaklı değildir. Çünkü, bir ilkenin ihlali, süreç içinde kaçınılmaz olarak diğer ilkeleri de ihlali sonucunu yaratmaktadır. Yaşanabilir ve sürdürülebilir çevrenin olmadığı yerde buna bağlı olarak sürdürülebilir kalkınmanın da olanakları tüketilecektir. ÇED uygulamaları, sadece bir rapor hazırlanması ile sınırlı kalmamakta, bir faaliyetin planlanmasından, inşasına, uygulanmasına ve hatta faaliyet sona erdikten sonra çevre üzerindeki olası negatif etkilerin de irdelenmesi ve giderilmesini sağlayacak önlemlerin belirlenmesine kadar uzanan bir süreçtir. Bu nedenle, yaşanabilir ve sürdürülebilir çevre için zorunlu olan önleyici ilke ve ihtiyat ilkesi karşısında ÇED uygulamalarının tüm yönleriyle değerlendirilmesi gerekecektir. Davamızda ise bu ilkeler görmezden gelinmiş ve ÇED Raporu bir faaliyetin kaba plan taslağından öteye gidememiştir. Tüm can alıcı noktalar inşaat ve işletim esnasında TAEK'e bırakılmıştır. Bu durumda, yapılması planlanan NGS'nin ÇED Raporu gerçekte ortada var mıdır sorusu yanıtsız kalmaktadır.

Bu karar çok tartışılacaktır kuşkusuz. Ancak, bizi haklı kılan bir haberi vermeden de geçemiyoruz. Hürriyet Gazetesi'nin 9 Mart 2018 günlü "Akkuyu projesinde önemli gelişme! Tarih endişesi..." başlığı ile verilen Reuters kaynaklı haberde, "Türkiye-Rusya Araştırmalar Merkezi analisti Aydın Sezer sadece hissedarlık veya inşaat lisansı konularının değil finansmanın da proje önünde bir engel olmaya başladığını ifade etti, "Projenin 2023 yılı hedeflerine uygun olarak hizmete alınması giderek güçleşmiştir... Konsorsiyumdan ayrılan Kolin'in 'projede belirsizlikler olduğunu' ifade etmesi, proje bünyesinde çok sayıda farklı sorunun barındığı şeklinde yorumlanabilir" dedi.

"Cengiz, Kolin ve Kalyon İnşaat'tan oluşan konsorsiyumun projede yüzde 49 hissedar olacağı geçen yıl duyuruldu. Ancak hissedarlar anlaşması imzalanmadı ve Kolin ve Kalyon'un projeden çekildiği geçen ay açıklandı. Gerekçeler hakkında resmi bir açıklama yapılmadı.

"Bunun üzerine Rosatom projeye ortak olmaları için kamu elektrik üretim şirketi EÜAŞ'ın da aralarında bulunduğu şirketlerle görüşmelere başladı. Rosatom, EÜAŞ'ın yatırımcılar ve ortaklar arasına katılmasından "memnuniyet" duyacağını açıkladı...

"EÜAŞ'ın bir ya da birkaç ortakla hisse almasının gündeme gelebileceğini belirten kaynak, "Çok büyük proje; çok fazla ayrıntı ve üzerinde çalışılması gereken konu var. Bunların aşılması kısa sürede sonuç alınması beklenmiyor" denilmiştir.

Bu haberden de çıkan sonuç, ortada uygulanabilir bir projenin bulunmadığıdır. ÇED çalışmasını usule dair bir işlem olarak dahi görmeyen Danıştay 14. Daire kararının da yine Danıştay İdari Dava Daireleri tarafından bozulacağına inanmak isteriz.

DANIŞTAY 14. DAİRE'NİN RED KARARININ TEMYİZİ

Mahkemenin ret kararı, davacı TBB-TTB-TMMOB tarafından ek 12'de bulunan 8.3.2018 tarihli dilekçe ve "Danıştay 14. Dairesince verilen 23.11.2017 tarih 2014/11695 Esas, 2017/6248 sayılı kararın bozulması, öncelikle yürütmenin durdurulması ve Anayasa'ya aykırılık iddiamızın Anayasa Mahkemesi önüne götürülmesi istemi" ile Danıştay İdari Dava Daireleri Kurulu nezdinde temyiz edilmiştir.

Temyiz başvurusunda, daha önce ifade edilenlere ek olarak, özetle aşağıdaki görüş ve değerlendirmeler yer almıştır.

1. “Anılan ret kararında, Anayasa aykırılık iddiamıza hiç değinilmemiş, ÇED Yönetmeliği’nin Geçici-1. maddesi hakkında hukuki bir gerekçe sunulmamış, ÇED olumlu kararına ilişkin ise gerekçeler ile hüküm çatışma halindedir. Gerekçede adeta işlemin iptalini gerektiren nedenler sıralanmış, hüküm ise “hukuka aykırılık bulunmamaktadır” biçiminde olmuştur. Karar eksiktir, çelişkilidir, Danıştay’ın yerleşik kararlarına aykırıdır ve hukuki gerekçeden yoksundur. Bu nedenlerle temyiz isteminde bulunmak zorunludur.

2. Dava konusu edilen düzenlemeyle, ÇED sürecine tabi olup da bu yönetmelik öncesinde proje tanıtım dosyası veya ÇED başvuru dosyası İdareye sunulmuş olan projelere hangi yönetmeliğin uygulanacağına idareciler karar verecektir. Bu düzenleme kamu otoritesini temsil eden ajanların keyfî uygulamalara yol vermesine yol açacaktır. Aynı şekilde, ÇED süreci devam eden farklı projelere farklı yönetmeliklerin uygulanması yoluyla Anayasa’nın 10. Maddesinde düzenlenen “eşitlik ilkesi” de ihlal edilecektir. Eşitlik ilkesinin amacı, aynı durumda bulunan projelere kanunla aynı işleme tabi tutulmalarını sağlamak ve kişilere kanunlar karşısında ayırım yapılmasını ve ayrıcalık tanınmasını önlemektir. Bu düzenlemeyle ise aynı durumda bulunan kimi kişilere veya projelere, kamu yöneticileri eliyle, ayrı kurallar uygulanarak kanun karşısında eşitliğin ihlaline yol açılacaktır.

ÇED sürecine tabi projelerin çevre sorunlarına yol açacağını düşünen yurttaşların, sivil toplum örgütlerinin de hangi projeye hangi gerekçeyle hangi hukuk kuralını uygulandığını öngörememesi ve bu projelerin hukuka uygun olup olmadığını denetleyebilmesinin de önünü kapatacaktır. İdarenin işlemlerinin, belirli bir norma uygun olup olmadığının tespiti için öncelikle hangi normun uygulandığının açıkça bilinir olması gerekir. Hangi normun uygulanacağı sadece idarenin takdirine bağlı kaldığı durumlarda, bir normun varlığından bahsedilemez. Bu durum, idarenin kararlarının, hukuk devletine uygun olup olmadığının da tespit edilmesini imkansızlaştırır.

Bu nedenle dava konusu edilen düzenleyici işlem, ÇED sürecine tabi projelere hangi yönetmeliğin uygulanacağını belirsizleştirdiğinden, İdarenin keyfiyetine bıraktığından, hukuk devletinin temel ilkesi olan düzenleyici işlemlerin belirlilik ilkesine aykırıdır. Anılan düzenlemenin iptali gerekir.

3. Mahkeme kararında, bu projenin entegre bir proje olması gerektiği ve atıklar yönünden de entegre bir proje olarak hazırlanmadığı tespitine açıkça yer verilmiş olmasına karşın, bu eksikliğin hukuka aykırı görülmemiş olması bir temyiz ve ilgili kararı bozma nedeni sayılmalıdır.

4. Çevre Kanunu’nun 10. Maddesine göre, bir nükleer santrale lisans verilebilmesi için önce ÇED olumlu kararı almış olması gerekmektedir.

Davalı Bakanlığa sunulan ÇED Başvurusunun OLUMLU OLUP OLMAYACAĞI BİLİNMEDEN AKKUYU LİSANSININ GÜNCELLENDİĞİNİN İLAN EDİLMESİ DE YASALARA VE MEVZUATA AYKIRIDIR.

Bütün bu anlatımlardan da anlaşılacağı üzere,

- Akkuyu Nükleer Santral Projesinin geçerli bir yer lisansı yoktur.
- Bu projenin neden burada yapıldığına ilişkin hukuka uygun bir açıklama bulunmamaktadır.
- Projenin gerçekleştirilmesi düşünülen alanına ilişkin olarak Çevre Kanunu 10. Maddesi uyarınca lisans verilebilir. Bu nedenle ÇED süreci başlamadan önce TEK’e ait olan bir yer lisansına dayalı olarak yer seçimi yapılamaz.

Mahkeme de temyize konu kararında 1983 tarihli tüzük uyarınca ÇED olumlu kararına ve yer lisansına esas olacak şekilde Ön güvenlik analiz raporunun hazırlanması gerektiğini belirtmiştir. İnşaat lisansı öncesinde yer lisansı olarak ve ön güvenlik analizi raporuyla birlikte ilgili yatırımcının TAEK’e

başvurmuş olması gerektiği iş bu davaya konu kararda açıkça yazmaktadır (s.14). Fakat yine bu tespit sonrasında dava dosyasında ve davaya konu işlem dosyasında bu yer lisansının eki ve ayrılmaz parçası olan ön güvenlik analiz raporunun da olmadığı açıktır. Bu durumda ön güvenlik rejimi konusunda da belirlilik sağlanmaması bir bozma nedenidir.

5. Türkiye Atom Enerjisi Kurumu Başkanlığı Atom Enerjisi Komisyonunun 06/12/2013 Tarihli Toplantı ve 130 Sayılı Toplantısında Görüşülen ve Akkuyu NGS Elektrik Üretim A.Ş ile ilgili olarak Atom Enerjisi Komisyonunca 130/2 Sayılı Kararı İle Yeterli ve Uygun Bulunan Güncelleştirilmiş Yer Raporu bir hazırlayıcı işlemdir. Bu hazırlayıcı işleme dayalı olarak alınmış bir yer lisansı yoktur. Bu nedenle de yer seçimi kriterlerinin hukuki dayanağı bulunmamaktadır. Anılan nedenlerle de yer seçimi açısından sebep, amaç bakımından hukuka aykırılık bulunmaktadır.

6. Mahkeme kararında, "...Türkiye'nin de elektrik enerjisi üretiminde nükleer enerjiden faydalanmasının zorunlu olduğu, aksi halde, alternatif elektrik enerjisi üretim tesisleri ile gelişen ve nüfusu artan Ülkemizin elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamanın mümkün görülmediği..." vurgusu yapılmıştır. Mahkeme bir ÇED raporunu bu şekilde hukuki bir tartışma zemine taşıyamaz. Dava konusu edilen işlemin hukuka uygun olup olmadığıyla ilgilidir. Yatırımın bir zorunluluk olup olmaması, bu yatırım ile ilgili hukuki önlemlerin alınmasını ortadan kaldırmayacaktır. Buna karşın, ilgili yasal düzenlemelere uyulacağının taahhüt edilmesine idare güvenerek, bu yatırımların da bir zorunluluk olduğunun kabul edilerek işlem tesis edilmesinin hukuk devleti düzeniyle bir ilgisi yoktur. Hukuk devletinde çevresel kamu düzeni tesisi açısından, yurttaşlar kadar devlet de yapacağı yatırımın öngörülebilir olmasını ummak zorundadır. Yatırımcının projesinden belirttiği bilgiyi sınamalıdır. Bu bilgiye duyulan güvene bağlı kalınarak, yatırım standartları yakalanamayacağı gibi umulan kalkınma yaklaşımı da hayata geçmez.

7. "...Türkiye'nin de elektrik enerjisi üretiminde nükleer enerjiden faydalanmasının zorunlu olduğu, aksi halde, alternatif elektrik enerjisi üretim tesisleri ile gelişen ve nüfusu artan Ülkemizin elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamanın mümkün görülmediği..." vurgusu yapılmıştır. Mahkeme bir ÇED raporunu bu şekilde hukuki bir tartışma zemine taşıyamaz. Dava konusu edilen işlemin hukuka uygun olup olmadığıyla ilgilidir. Yatırımın bir zorunluluk olup olmaması, bu yatırım ile ilgili hukuki önlemlerin alınmasını ortadan kaldırmayacaktır. Buna karşın, ilgili yasal düzenlemelere uyulacağının taahhüt edilmesine idare güvenerek, bu yatırımların da bir zorunluluk olduğunun kabul edilerek işlem tesis edilmesinin hukuk devleti düzeniyle bir ilgisi yoktur.

8. Nükleer santral projesinin alternatif teknolojilerle karşılaştırılmasının yapılabilmesi için nükleer santrallerle ilgili gerçek bilgilerin sunulması kadar alternatif teknolojilerle ilgili de bilgilerin sunulması gerekir. İdare bu konuda bilgi ve belge sunan şirketin sunduğu görüşlerle bağlı değildir. Öncelikli olarak idare, devletin resmi belgelerine dayanmalıdır. Ancak aşağıda açıklayacağımız üzere proje alternatifleri tartışılırken, şirketin sunduğu veriler esas alınmış ve projeye ÇED olumlu kararı verilmiş ve buna dayalı olarak da mahkeme iş bu dava konusu işlemi hukuka uygun bulmuştur. Bu durum, alternatiflerle ilgili objektif bir değerlendirme yapılmadığını göstermektedir. Bu durumda da bu yatırımın gerçekleştirilmesinin diğer alternatif teknolojilere yönelinmemesi açısından hukuki belirliliğe olanak verecek bir değerlendirme yapılmamıştır.

9. Mahkeme kararında anılan, "Nükleer santrallerin güvenli olduğu değerlendirmesi" doğru değildir. Birçok gelişmiş ülkenin nükleer santrallerini kapatması ve NES yapmama kararı alması NES'lerden elektrik üretilmemesi değil NES'lerin toplum açısından güvenli görülmemesindendir.

10. Nükleer Enerji Santrallerinin kapasitesinin %20'ye çıkarılması öngörüsü bilimsel değildir. Rapor da, nükleer santrallerin rekabetçi olduğu yazılıdır. Türkiye için bu doğru değildir. Akkuyu NES'den üretilerek satılacak elektrik TETAŞ ortalama alış fiyatının %29 daha üzerindedir.

Karara esas olan raporda, “2023 yılında elektrik talebinin 500 milyar kwh olacağı iddia edilmektedir.

Halbuki TEİAŞ'ın bu konudaki tahminleri 462.8 milyar kwh ile 380.6 milyar kwh arasındadır. Yani 2023 yılında Akkuyu NES in yıllık üretiminin 1 katı ile 3 katı arasında elektrik talebi fazla olarak gösterilerek yanıltıcı bilgi verilmiş ve talep açısından Akkuyu NGS gerekli gösterilmeye çalışılmıştır.

Bu nedenle, “Aynı miktar elektrik üretimi için 7.3 milyar Dolar tasarruf edileceği”ne yönelik rapor açıklaması gerçek değildir.

Ayrıca enerji ithalatı bağımlılık oranı azaltılacaktır denilmektedir. Bu ifade tamamen gerçek dışıdır. NGS nükleer yakıtla çalışır. Türkiye nükleer yakıtı üretmez. Yakıt Rusya'dan gelecektir. Dolayısı ile enerji ithalat bağımlılık oranı artacaktır ve Rusya'ya olan bağımlılık katlanacaktır.

11. Aşağıda listelenen ve mahkeme kararında yer alan hususlarla ilgili olarak:

“- Radyoaktif atıkların ne şekilde bertaraf edileceği ve yönetileceği konusu, 10 yıl sonrasına bırakılmıştır. Bu da projenin entegre yapılmadığını ve tabi olduğu ÇED yönetmeliğine aykırıdır.

- İklim değişikliği ve deniz seviyesinin yükselmesi beklenen bir durum olarak kabul edilmiş ancak bu konu da gerektiği gibi incelenmemiş. Deniz seviyesinin yükselmesi, Güvenlik Analiz Raporunda ele alınacak denilerek işletme aşamasına sorun havale edilmiştir.

- Proje sahasının 1203 hektar olduğu, bunun 71.63 hektarlık kısmının orman olduğu, ne kadar ağaç kesileceğine ilişkin bir bilgi ortaya konulmamıştır.

- Deprem ve deprem dolayısıyla oluşabilecek tsunami riskinin “Saha Parametreleri Raporu” ve tsunami duvar yüksekliği değerinin de “Güvenlik Analiz Raporu” TAEK tarafından onaylandıktan sonra açıklanacağı belirtilmiş bu konudaki hukuka aykırılık iddiaları yanıtızsız bırakılmıştır.

- Akkuyu NGS için kurulum, işletme ve devreden çıkarma aşamalarında oluşacak katı, sıvı ve gaz formundaki atıklarla ve kullanılmış yakıtlarla ilgili tip, miktar, kimyasal ve fiziksel özellikler, depolama ve bertaraf koşulları, oluşacak emisyonlar ve bunların mevzuat sınırları içinde kalacağını taahhüt edildiği belirtilmiş bu durumla ilgili bir değerlendirme yapılmadan ÇED raporu yeterli sayılmıştır,

- Acil durum planlarının hem ÇED sürecinde hem de TAEK'in lisanslama aşamalarında değerlendirileceği belirtilerek geçirilmiştir.

- Haziran-Eylül ayları arasında denizde 30°C üzerine çıkan su sıcaklığının deşarj noktasında 7-10°C sıcaklık artışı ile SKKY'de belirtilen 35°C su sıcaklığı limitini aşacağını görüldüğü, raporda, soğutma suyu nedeniyle oluşacak atık ısının su ekosistemindeki etkilerinin tahmini, çalışmakta olan diğer elektrik enerjisi tesislerinin soğutma su sistemleri ile benzeştirilerek verildiği, ancak, örneklerin Doğu Akdeniz gibi yüksek bir ortalama sıcaklığa sahip denizlerden değil, Baltık Denizi gibi soğuk denizlerden olduğu, NGS Akdeniz'den dört güç ünitesi için yaklaşık 1.080.000 m³/saat su alınacağı, bu kadar büyük bir debiye sahip deniz suyunda bulunacak balık, kabuklu vs. için, su girişi, hidrolik koruma yapıları ve tasarımları, biyolojik büyümeye karşı koruma sistemlerinin hazırlık aşamasında olduğu ve teknik tasarım aşamasında nihai olarak kabul edileceğinin belirtildiği raporda bu konuların açıklanmaması eksiklik olarak değerlendirilmiştir.

- NGS enerji üretim bölgesi ile proje sahasında ve enerji üretim sahasının dışında, Sağlık Koruma Bandı içerisinde ve izleme bölgesinde çalışan otomatik çevresel radyasyon izleme sistemlerinin yer aldığı, ancak 800 m. yarıçaplı Sağlık Koruma Bandı dışında ve izleme bölgesinde faal olan sistemlerin, radyoaktif iyot algılama sınır değerlerinin belirli olmadığı, ÇED raporunda, iyot algılama sınır değerlerine ait teknik bir bilgi sunulmadığı, raporda, tasarıma esas kaza durumlarının çalışanların

normal işletme için belirlenmiş sınırların üzerinde doz almasına yol açmayacağı ve reaktörün ömrü boyunca gerçekleşmesi beklenmeyen tasarıma esas kaza durumlarında saha dışında herhangi bir acil durum önlemi alınmasına gerek duyulmadığının ifade edildiği, ancak bunun bilimsel verilerle desteklenmediği belirtilmiştir.

- ÇED raporunda, proje çalışmaları sırasında oluşabilecek sera gazları miktarlarının ayrıntılı biçimde verilmediği açıkça ortaya konulmuştur.

- ÇED raporunda sağlık koruma bandı ile yapılan çeşitli hesaplamalar, doz tahminleri ve öngörülerle sağlık koruma bandının 800 metre yarıçaplı bir alan olarak belirlendiği, ancak bu mesafenin belirlenmesinde, hesaplamaların ve doz tahminlerinin hangi uzmanlık alanları tarafından yapıldığının, uzmanlık alanları arasında sağlık bilimleri olup olmadığının anlaşılmadığı, diğer yandan bu mesafenin nihai boyutunun tasarım dokümanında değerlendirildikten sonra belirleneceğinin ifade edildiği, sağlık koruma bandı için kesinleşmiş bir değerlendirme yapılmaması bir eksiklik oluşturuyor ise de, "ÇED Olumlu" kararında hukuka aykırılık bulunmamaktadır, denilmiştir.

Mahkeme kararında belirtildiği üzere, ÇED kararlarının bir bütün olarak çevresel etkilerinin irdelenmesi gerekiyorsa, yukarıda bizzat Daire'ce tespit edilen eksiklikler, ihmal edilebilecek eksiklikler midir?"

Bütün bu hususlara ek olarak, yargının bugüne değin dikkate almadığı çok temel bir konuyu vurgulamak istiyoruz. Türkiye'nin nükleer enerji ile ilgili bir Stratejik Planı, Strateji Belgesi, Yol Haritası, Eylem Planı yoktur. Nükleer santrallere izin verecek, denetleyecek bağımsız bir idari ototrite de kurulmamıştır. Nitekim bu temel eksiklik ETKB 2018 Bütçe Sunuş'unda şu sözlerle itiraf edilmektedir. **"Nükleer Enerji Kanun Taslağı'nın yasalaşması sağlanarak, nükleer alandaki araştırma ve geliştirme faaliyetleri ile düzenleme ve denetleme faaliyetleri birbirinden ayrıştırılıp bağımsız bir düzenleyici ve denetleyici kurum oluşturulacaktır."**

Bu tür bir kurumsallaşmanın henüz tesis edilmediği, uluslararası kabul görmüş normlarda bir lisansı olmayan bir yatırım olan Akkuyu NES, her ne pahasına olursa olsun yapılmak istenmektedir. Olmayan ÇED'lere onay verilmekte, ilk anlaşmada konu olmayan vergi ve teşvik ayrıcalıkları getirilmekte, yatırımcı Rus şirketin finansman sıkıntısını çözmek için, yurt dışında kurmuş olduğu şirketi üzerinden EÜAŞ'ı Akkuyu NES projesine ortak etmeyi öngören planlamalar yapılmakta, usulsüz temel atma törenleri düzenlenmektedir.

Temyiz isteminden de sonuç alınmazsa, deyim yerindeyse "havlu atıp kenara çekilmek" söz konusu olmayacak. Çünkü, çevre hukukundaki genel menfaat, hem gelecek kuşaklar nedeniyle gelecek zamana yayılan hem de coğrafi açıdan sınır tanımayan geniş bir kapsama sahiptir. Tüm canlıları kapsayan yaşamsal bir hakkın yasa ve yargı yoluyla ihlal edilmesi düşünülemez. Kuşkusuz hukuk yolları sonuna kadar kullanılacaktır. Bizler, İdari Dava Daireleri Kurulu'nun da 14. Daire'nin hukuki yönden sorunlu olduğunu değerlendirdiğimiz kararı onaylaması halinde, kaybedeceğimizin savaş değil, yalnızca muharebe olacağını biliyoruz. Ülke ve toplum çıkarlarına aykırı olduğunu düşündüğümüz Akkuyu NGS yatırımının iptali doğrultusunda TMMOB, MMO ve diğer Odalarının kurumsal ve hukuki mücadelesinin mutlaka süreceğine inanıyoruz.

Ekler (<https://www.mmo.org.tr/kitaplar/turkiyenin-enerji-gorunumu-2018>)

- 1) 23.12.2014 tarihli TBB-TTB-TMMOB Akkuyu NGS ÇED İptal Dava Danıştay Açılış Dilekçesi.
- 2) 31.12.2104 tarihli TBB-TTB-TMMOB Akkuyu NGS ÇED İptal Dava Mersin İdare Mahkemesi Açılış Dilekçesi.
- 3) Mersin 2. İdare Mahkemesinin 22.5.2015 tar Esas No:210/326, Karar No 2015 782 Sayılı Kararı.
- 4) 6.7.2016 tarihinde TMMOB Vekilleri Tarafından Danıştay'a Verilen Bilirkişi Raporu İle İlgili Dilekçe.
- 5) Danıştay 14. Daire'ye 23.2.2017 tarihinde verilen 15.2.2017 tarihli Bilirkişi Raporu.
- 6) TMMOB vekilinin Danıştay 14.Daire'ye 23.2.2017 tarihinde verdiği Bilirkişi Kurulu Raporuna itiraz dilekçesi.
- 7) Danıştay 14. Dairesi'nin 18.4.2017 tarihli "yürütmenin durdurulması isteminin reddi" kararı.
- 8) Davanın reddi yönündeki Savcı Düşüncesi.
- 9) Danıştay 14. Dairesi'nde 22.11.2017 tarihinde TMMOB'nin uzman savunma tanıkları Profesör Dr. İnci Gökmen ve Profesör Dr. Ali Gökmen'in yaptıkları savunma.
- 10) Danıştay 14. Dairesi'nde 22.11.2017 tarihinde TMMOB'nin uzman savunma tanıkları N. Bülent Damar ve Oğuz Türkyılmaz'ın yaptıkları savunma.
- 11) Danıştay 14. Dairesi'nin 23.11.2017 tarihli ret kararı.
- 12) TBB-TTB-TMMOB Danıştay 14. Dairesi'nin 23.11.2017 tarihli ret kararının 23.3.2018 tarihli temyiz dilekçesi

ÖZGEÇMİŞ



Av. Nurten Çağlar Yakış

1990 yılında Ankara Üniversitesi Hukuk Fakültesi'nden mezun oldu. Öğrenci Derneği Başkanlığı da yapan Çağlar, öğrenci iken Rektör izniyle İnsan Hakları Derneği'ne üye olan ilk öğrencidir. 1990-1992 yılları arasında İnsan Hakları Derneği Ankara Şubesi Yönetim Kurulu üyeliği, 1998-2000 yılları arasına Çağdaş Hukukçular Derneği Genel Sekreterliği ve halen Türkiye İnsan Hakları Kurumu Vakfı Yönetim Kurulu üyesi olup Genel Sekreter yardımcılığı görevini sürdürmektedir. Ankara Barosu'nun İnsan Hakları ve Çevre Komisyonlarında görev almış ve çeşitli etkinliklerin organizasyonunu yapmıştır. Ankara Barosu Dergisi'nin Yayın Kurulu üyeliğini de sürdüren Çağlar, Prof. Dr. Eralp Özgen ile birlikte "Hukuk Devleti ve İşkence" konulu broşür ve kitabın yayımına katkıda bulunmuştur.

Staj sonrası serbest avukatlığa başlayan Çağlar, 1994-1998 yılları arasında Mimarlar Odası Genel Merkezi'nin ve Ankara Şubesi'nin, 1998-2001 yılları arsında da Çevre Mühendisleri Odası'nın hukuk danışmanlığı görevini ifa etmiştir. Serbest avukatlık hizmeti yanında Eylül 2001-Ağustos 2017 tarihleri arasında TMMOB hukuk danışmanlığı görevini de sürdürmüştür. Halen serbest avukat olarak çalışmaktadır.

9.2 TÜRKİYE'DE YAPILMASI PLANLANAN NÜKLEER SANTRALLERE NEDEN İTİRAZ EDİYORUZ

Nedim Bülent Damar
Elektrik Mühendisi

Türkiye’de 1970’li yıllardan beri üç adet nükleer santral yapımı planlanmıştır. Yerleri ve isimleri 1970’lerde tespit edilmiş olup yer seçimi, zemin ve deprem araştırmaları o günlerin teknoloji ve bilgileri ile ve o günlerin siyasal ve stratejik görüşleri dikkate alınarak yapılmıştır.

1970’li yıllarda dünyanın nükleer enerji açısından görünümü şöyle idi:

Nükleer santraller dünyada birçok ülke tarafından elektrik enerjisi üretimi için en uygun kaynak olarak görülmektedir. Soğuk savaş en üst seviyesinde devam etmektedir. Nükleer santrale sahip olmanın, nükleer silah sahibi olmak için en uygun araç olduğu düşünülmekte ve ikinci dünya savaşında kullanılan “atom bombaları” hemen hemen tüm dünya ülkelerinin elde etmek için can attığı savunma ve saldırı araçları olarak kabul edilmektedir.

Bu kararların alındığı günlerde nükleer enerji santrallerinin yatırım maliyeti 500 USD/kW civarındadır ve o günlerin elektrik üretim tesisleri olan hidroelektrik ve kömür santrallerine göre daha ekonomik görünmektedir.

Herhangi bir nükleer santral kazası olmamış ve olma olasılığı çok düşük olarak öngörülmektedir. Bu nedenle de güvenlik kriterleri düşük seviyede ve nükleer enerji santralleri yapım ve işletme standartları günümüz standartlarına göre çok daha alt düzeydedir.

Nükleer enerjiden elektrik üretme maliyeti 1 dolar-sent/kWh civarlarındadır.

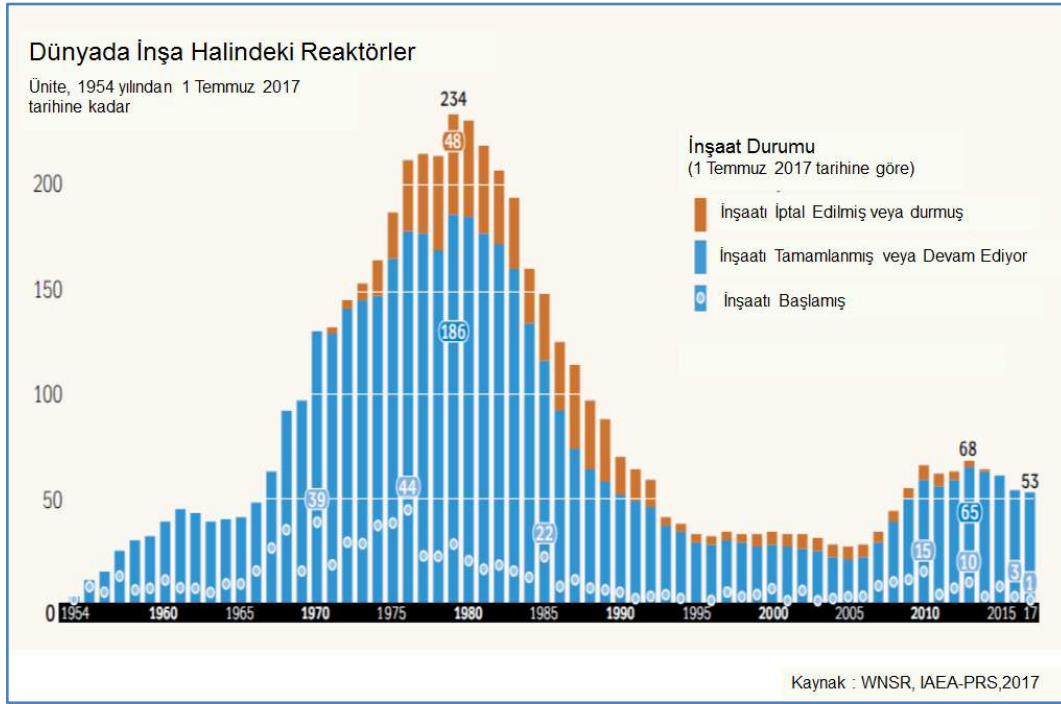
Nükleer santrallerin işletilmesi sonucunda ortaya çıkan atıklar konusu bir sorun değildir çünkü bu yakıtlar zenginleştirme yapabilen ülkeler tarafından nükleer silah yapmak için rağbettedir. Dünya nükleer silah yapımı yarışında ve nükleer silahların sınırlandırılması anlaşmalarının henüz hayal bile edilmediği yıllardır 1970’ler. O günlerin süper güçleri ABD ve SSCB nükleer yarış içerisindeydi.

Nükleer santrallerde bir kaza veya arıza olması durumunda ortaya çıkacak radyasyon yayılımının etkileriyle tehlikesi tam olarak bilinmemektedir. Bilinen atom bombasının yakıcı ve öldürücü etkisidir.

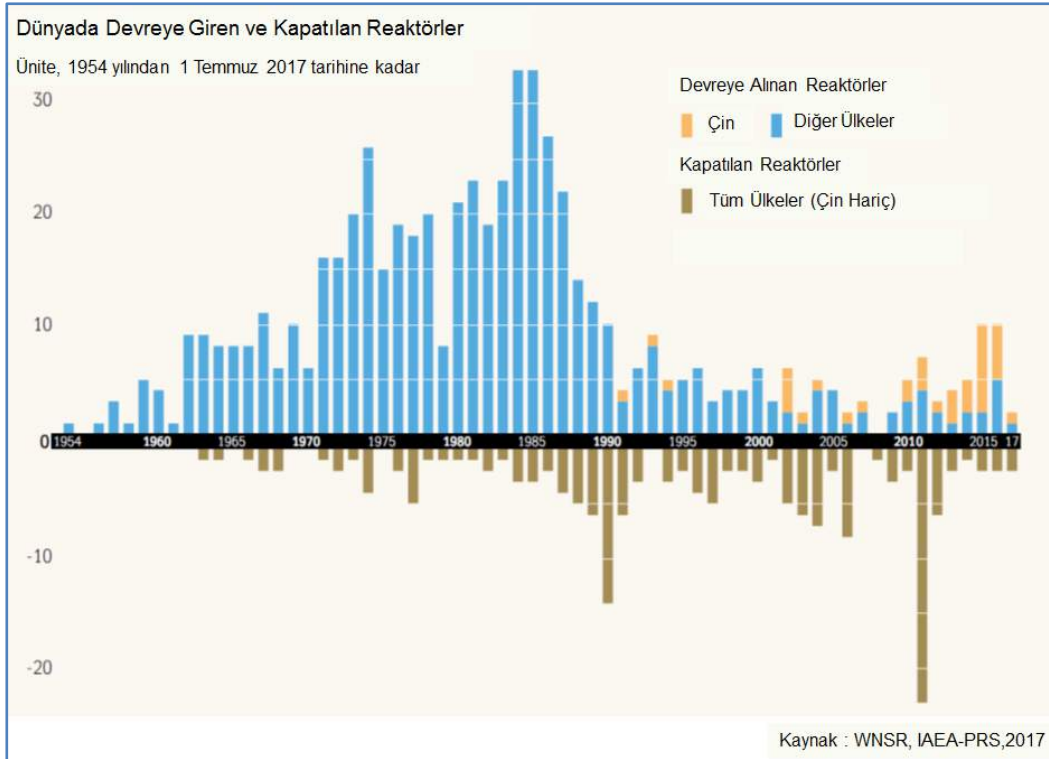
1970’li yıllarda dünya 2. Dünya Savaşı’nın etkilerini büyük oranda arkada bırakmıştır ve sanayileşme ve refah artışı önemli ivme kazanmıştır. Bu nedenle elektrik talebi çok yükselmiştir ve elektrik üretim tesislerine ve özellikle büyük güçlü olan tesislere ihtiyaç artmıştır. Nükleer enerji santralleri elektrik ihtiyacını karşılamakta en önemli kaynaklardan biri olarak görünmektedir.

Dünya ülkeleri arasında nükleer enerji santrallerine sahip olmak teknoloji liginde tur atlamak olarak görünmekte ve bu da nükleer santrallere olan talebi çok yükseltmektedir.

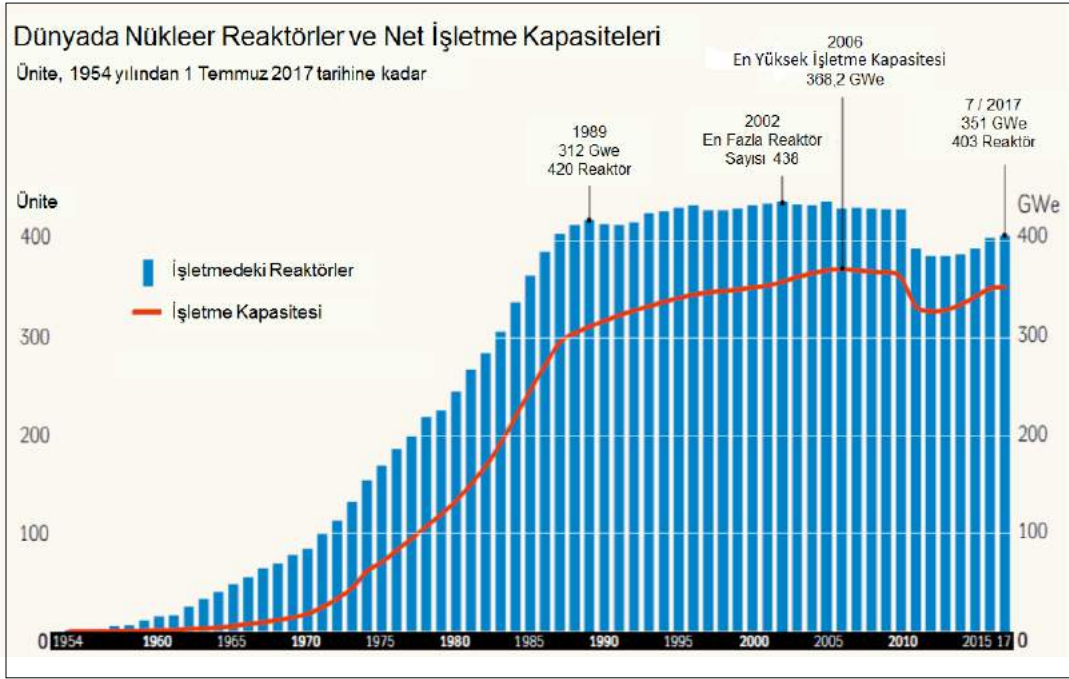
Dünyanın 1970’lerdeki bu durumu sonucu, bugün bir kısmı kapatılmış olsa da dünyadaki nükleer santrallerin çok yüksek bir bölümü 1970 ile 1990 yılları arasında devreye alınmış veya inşasına başlanmıştır. Aşağıdaki grafiklerde bu durum açık olarak görünmektedir. Bir nükleer santralin planlama ve inşaa süresinin en az 15 yıl olduğu dikkate alınırsa, aslında dünyadaki nükleer santrallerin yaklaşık yüzde sekseninin 1970 ile 1980 yılları arasında kararlaştırıldığı anlaşılmaktadır.



Şekil 9.2.1 Dünyada İnşa Halindeki Reaktörler



Şekil 9.2.1 Dünyada Devreye Alınan ve Kapatılan Reaktörler



Şekil 9.2.2 Dünyada Nükleer Reaktör Sayıları ve İşletme Kapasiteleri

Şekil 9.2.1’de görüleceği üzere 1979 yılında inşasına başlanmış olan ve inşa edilmekte olan nükleer reaktör sayısı 234 adede ulaşarak tüm zamanların en yüksek olduğu olmuştur.

Türkiye’de de aynı yıllarda 3 adet nükleer santral kurulması için karar alınmış ve yer tespitleri yapılmıştır. Aradan geçen 40 yıldan fazla zamana karşın hâlâ aynı yerlere nükleer santral yapma planları devam etmektedir. Akkuyu NGS için halen o yıllarda (1986) alınan yer raporu kullanılmaktadır.

Ancak aradan geçen 40-45 yılda dünyada nükleer santral konusunda çok büyük ve önemli değişiklikler meydana gelmiştir.

1979 yılında ABD’de Three Miles Island Nükleer Santralinde meydana gelen kaza sonrası nükleer santrallerde oluşabilecek arızaların büyük radyasyon yayılımına neden olabileceği görülmüş ve güvenlik önlemlerinin artırılmasına yönelik çalışmalar başlatılmıştır. 1979’dan sonra ABD’de yeni nükleer santral projelerinin büyük çoğunluğu iptal edilmiş ve bu kazadan ancak 35 yıl sonra 2016 yılında yeni bir nükleer santral işletmeye alınmıştır. Halen, yalnızca iki adet yeni santral yapımı devam etmektedir. Dünyada en fazla nükleer reaktöre sahip olan ABD’nin (99 adet reaktör) bu kazadan sonra nükleer santral yapım politikasının nasıl keskin bir şekilde değiştiği ve nükleer santral yapımının askıya alındığı bu tutumundan açıkça görülmektedir.

Daha sonra 1986 yılında Ukrayna’da Çernobil Nükleer Santralinde ve 2011 yılında Japonya’da Fukushima Nükleer Santralinde meydana gelen felaket büyüklüğündeki kazalar, nükleer santrallerin güvenilirliğini önemli ölçüde azaltmış ve Şekil 9.2.1 ve 9.2.2’de görüleceği üzere dünyada yapılan nükleer santral sayısı hızla azalmış, nükleer enerjiden elde edilen elektrik miktarı artışı durmuş ve hatta önemli oranda azalmıştır. Nükleer santrallerde en yüksek işletme kapasitesine, bu tarih aralığında, 2006 yılında erişilmiş, ardından düşüş yaşanmıştır (Şekil 9.2.3).

Güvenlik önlemlerinin artması ve teknolojinin pahalılaşması nükleer santrallerin yatırım maliyetlerini çok arttırmış ve 1970'lerde 500-USD/kW olan maliyet, günümüzde Çin ve Rus yapımı reaktörlerde 4.000-5.000 USD/kW mertebesine, ABD ve Avrupa yapımı reaktörlerde 6000-7500 USD/kW mertebesine yükselmiştir.

Yatırım maliyetlerinin artması ve arttırılan güvenlik önlemlerinin işletme koşullarına getirdiği ek yükler nedeni ile işletme maliyetleri de artmış ve 2017'de yapımına başlanacak bir nükleer santral için birim elektrik üretim maliyeti 9-10 dolar-sent/kWh seviyesine yükselmiştir (Tablo 9.2.1).

Tablo 9.2.1 Yakıt Cinslerine Göre Birim Elektrik Üretim Maliyeti
(ABD dolar-sent/kWh)

Santral Yakıt/Kaynak Türü	Üretim Maliyeti (\$/kWh)
Kömür	0,11 – 0,12
Doğal Gaz	0,053 – 0,11
Nükleer	0,096
Rüzgar	0,044 – 0,20
Güneş (PV)	0,058
Güneş (Termal)	0,184
Jeotermal	0,05
Biyokütle	0,098
Hidrolik	0,064

Kaynak: EIA Annual Outlook 2017

Özellikle Çernobil ve Fukushima nükleer santrallerinde meydana gelen can kayıpları ve çevre felaketlerinin çok büyük ve telafisi olanaksız hasarlara neden olduğu görülmüş ve bundan sonra tüm dünyada nükleer santrallerin risk faktörünün çok yüksek olduğu kabul edilmeye başlanmıştır. Almanya, Avusturya gibi bazı ülkeler nükleer santrallerini kapatmış veya kısa bir zamanda kapatma kararı almıştır. ABD gibi bazı ülkeler ise nükleer santrallerini teknik ömürleri dolduktan sonra kapatmaya, yeni nükleer santral yapımını durdurmaya veya en alt düzeye indirmeye başlamıştır. Elektrik üretiminin %75'ini nükleer enerjiden sağlayan ve bu elektriği Avrupa'ya ihraç ederek önemli kazançlar elde eden Fransa ise 2030 yılında nükleer enerjiden üreteceği elektriği %50 ile sınırlama kararı almıştır.

1970'lerden günümüze geçen süre içerisinde teknik ömrü dolan nükleer santrallerin sökülmesinin de çok büyük maliyetlere mal olacağı görülmüştür. Nükleer santral söküm maliyetleri günümüzde hâlâ nükleer santrallerle ilgili önemli bir çözülmemiş sorun olarak durmaktadır. Kapatılan nükleer santral sahaları bir nevi yasak bölge gibi atıl bir şekilde insansız alanlar olarak bekletilmektedir.

Dünyada nükleer silahların sınırlandırılması anlaşmaları yapılmış ve yeni nükleer silah yapımı çok azalmıştır. Bu nedenle nükleer santral atıklarının ne olacağı ve nerede depolanacağı ile bu atıkların, insanlara zarar veren radyasyon yaymadan nasıl saklanacağı konuları büyük önem kazanmıştır. Depolama çözümleri için büyük projelere büyük paralar harcanmış ancak olumlu sonuçlar alınamadığından ABD ve Almanya gibi ülkeler büyük nükleer atık depolama tesis projelerini durdurmuşlardır. Bu konuda dünyanın önünde çözülmesi gereken önemli bir sorun olarak beklemektedir.

Fukushima felaketinden sonra, 50 reaktöre sahip olan Japonya tüm nükleer santrallerini kapatmış ve aradan geçen 6 yılda yalnızca 4 adedini yeniden devreye alabilmiştir. Halen çalışabilir durumda olan,

ancak yasal ve güvenlik gerekçeleri ile devreye alınamayan 42 adet reaktör mevcuttur. Başka ülkelerde de çalışabilir durumda olmalarına rağmen kapatılan ve atıl bekletilen reaktörler mevcuttur. Avusturya'da ise bir nükleer santralin yapımı tamamlandıktan sonra referandum ile devreye alınmadan atıl bekletilmesi kararı alınmıştır. Böylece dünyada üretim yapabilecekken devreye alınmayan nükleer santral ölü stoku da oluşmuştur.

Nükleer santrallerin üretim yaptığı yaklaşık 50 yıllık süre içerisinde insanlara verdiği kanser vakalarındaki artış gibi zararlar ile çevreye, özellikle deniz canlı yaşamına verdiği zararlar görünür olmuş ve bu durum kamuoyunda önemli nükleer karşıtlığı yaratmıştır.

Örnek olarak Fotoğraf 9.2.1'de fotoğrafta görülen Takahama Nükleer Santralinin iki reaktörü, santral yakınında yaşayanların santralin su kirliliği yarattığı şikâyetleri üzerine kapatılmıştır.



Şekil 9.2.3 Takahama Nükleer Santrali

Türkiye, işte dünyanın bu koşullarında üç yeni nükleer santral inşa etmek için çalışmalar yapıyor. Yukarıdaki Şekil 9.2.1 ve 9.2.2'de çok net olarak görülen dünya ülkelerindeki nükleer santral yapımındaki isteksizlik Türkiye'de görülmemektedir. İnşa edilmekte olan nükleer reaktör sayısının 1979 yılındaki 234 rekor sayısından 2017'de 53 adede düşmüş olmasına (Şekil 9.2.1) ve bugün yapılmakta olan nükleer santrallerin %90'ına yakınının elektrik enerjisine büyük oranda ihtiyaç duyan Çin ve Hindistan gibi ülkelerde olmasına karşın, Türkiye'de nükleer santraller devlet iradesi ile yaptırılmaya çalışılmaktadır.

Ülkemizde nükleer santraller elektrik üretmek amacı ile yapılmaktadır. Dolayısı ile halihazırda veya ileride, başka kaynaklardan elde edilebilecek elektrik ile ihtiyacın karşılanamayacağı ve bu nedenle de nükleer santral yapmak zorunda kalındığı gibi bir durum olması gerekir. Çin,Hindistan ve benzeri bazı ülkelerin de nükleer santral yapımındaki gerekçeleri budur.

Ülkemizde ise böyle bir durum yoktur.

Öncelikle önümüzdeki zamanda elektrik talebinin karşılanmasında bir sorun olup olmadığı konusu incelenecek olursa aşağıdaki tablo ortaya çıkmaktadır.

2017 yılı sonu itibarıyla Türkiye'nin Kurulu Gücü 85.200MW'tır.

Türkiye'nin 2017 yılı maksimum puant (tepe) gücü ise 47.660MW'tır.

Uzun dönemli Türkiye maksimum puant (tepe) güç tahminleri TEİAŞ tarafından hazırlanmıştır. İlgili bilgiler, bu raporun“5.5Türkiye’de İzlenen Elektrik Enerjisi Politikalarının Değerlendirilmesi” bölümündeki Tablo 9.2.3’te verilmiştir.

Bu tablonun incelenmesinden anlaşılabacağı üzere 2026 yılına kadar tepe güç ihtiyacı açısından Türkiye'nin yeni elektrik üretim tesisine ihtiyacı yoktur.

Türkiye’de talep tahminlerini yapmakla yasal olarak görevlendirilmiş olan TEİAŞ’ın uzun dönem talep tahminleri yukarıda belirtilen bölümündeki Tablo 9.2.4’te verilmiştir.

Anılan tablonun incelenmesinden anlaşılabacağı üzere mevcut kurulu kapasite %47,6 kapasite kullanım oranı (KKO) ile çalıştırılırsa,2026 yılı için düşük senaryoda tüketilecek enerjiyi, %51,7 KKO ile çalıştırılırsa baz senaryoda tüketilecek enerjiyi, %56,2 KKO ile çalıştırılırsa yüksek senaryoda tüketilecek enerjiyi karşılayabilmektedir.Bu listeye EPDK’dan lisans almış ve şu anda inşa edilmekte olan santraller dâhil değildir. 26.500 MW gücündeki bu santrallerinde 2026’dan önce devreye alınacağı varsayılır ise halen mevcut ve yapılmakta olan kapasitenin bile tüketimi karşılamak için çok fazla olduğu görülmektedir.Bu rakamlara henüz lisans almadıkları için nükleer santraller dâhil değildir.

Bu gerçeklerden anlaşılabacağı üzere elektrik tüketimini karşılamak için nükleer santrallere Türkiye'nin ihtiyacı yoktur.

Bu gerçek, nükleer santralin yapım gerekçesini ortadan kaldırmaktadır.

Elektrik üretimi için ihtiyaç olmayan bir tesisin nükleer teknolojiye sahip olunması isteği ile yapılması ise aşağıdaki nedenlerden ötürü riskli ve zararlıdır.

1. Tüm nükleer santrallerde ne kadar üst derecede güvenlik önlemi alınsa da; bir arıza halinde radyasyon yayılma riski vardır ve bu riskin meydana getireceği felaket çok büyük can ve mal kaybına neden olmaktadır. Çernobil ve Fukushima nükleer santrallerindeki arızalar sonrası meydana gelen büyük felaketlerin insani ve ekonomik sonuçları çok büyüktür ve aradan geçen uzun sürelerle karşın henüz tam olarak tespit edilememiştir. Nükleer santral kazaları, hangi nedenle olursa olsun insanlar için ölüm riski taşımaktadır. Nükleer santral arızalarında neden değil sonuç önemli olmaktadır.

Bugüne kadar dünyada işletmede olan ve kapatılan nükleer reaktörlerin toplamı 600 adet civarındadır. Bunlardan 5 adedi patlayarak radyasyon yayılmasına ve büyük insan ve çevre felaketlerine sebep olmuştur.Felaket yaratma riski %1 civarında olmaktadır.Bu risk çok yüksek bir orandır. Herhangi başka bir tip elektrik santralinde böyle yüksek risk yoktur. Örneğin aynı güç ve elektrik üretim kapasitesine sahip kömür, doğalgaz veya hidroelektrik santrallerde bu risk sıfır olarak kabul edilmektedir.

Akkuyu Nükleer Santrali, insan hayatı ve çevre felaketi yaratma riski taşıması nedeniyle yapılmaması gerekmektedir.

2. Akkuyu NGS kurulması halinde üreteceği elektriğin %50'sini 15 yıl boyunca, Sinop NGS ise üreteceği elektriğin tamamını 20 yıl boyunca, yapılan anlaşmalar gereğince, TETAŞ isimli Devlet şirketine satacaktır. Yani Türkiye Cumhuriyeti, yasa ile, Akkuyu NGS'de üretilecek elektriğin yarısını 12,35 dolar-sent/kWh bedelle, Sinop NGS'de tümünü 10,80 dolar-sent/kWh (ayrıca yakıt bedeli eklenecektir, yakıt bedeli ile beraber Sinop NGS elektrik satış fiyatı 11,80-12 dolar-sent/kWh olacaktır) bedelle alma taahhüdü vermiştir. Bugün devletin kontrolü altındaki elektrik piyasasında 1 kWh elektriğin fiyatı 16,5 kuruş civarındadır. Yani yaklaşık 4,5 dolar-sent/kWh'dir. 2009'dan günümüze kadar serbest piyasada oluşan fiyatlar MWh (1.000kwh) cinsinden Tablo 4.2'de gösterilmiştir.

Tablo 9.2.2 Yıllık Ağırlıklı Elektrik Fiyat Ortalaması (TL/MWh)

Tarih	PTF	PTF	SMF	SMF
	Ağırlıklı Ortalama	Aritmetik Ortalama	Ağırlıklı Ortalama	Aritmetik Ortalama
2009	136,44	143,37	137,85	151,03
2010	142,05	121,60	131,04	117,86
2011	144,07	125,87	131,24	122,74
2012	156,28	149,59	143,63	138,96
2013	157,59	150,11	155,89	144,01
2014	167,29	164,00	173,12	163,98
2015	143,97	138,03	143,02	137,52
2016	148,32	140,60	142,79	132,20
2017	168,85	164,39	168,15	154,76
PTF : Piyasa Takas Fiyatı				
SMF : Sistem Marjinal Fiyatı				

Kaynak: EPIAŞ

Tablo 9.2.2'de gösterilen fiyatlardan anlaşılacağı üzere, Akkuyu ve Sinop NG Santralleri için ödenecek birim elektrik fiyatları bugünkü piyasa fiyatının 2,5 ila 2,75 katıdır.

Ayrıca uluslararası elektrik fiyat araştırmaları da bu fiyatların aşırı yüksek olduğunu göstermektedir. Bölüm 5.5'te ABD Enerji Bakanlığı tarafından yapılan bir araştırmadan derlenen Şekil 5.5.10, Tablo 5.5.8, önümüzdeki yıllarda değişik kaynaklardan elde edilecek elektrik fiyatlarını göstermektedir.

Adı geçen şekil ve tablodan açıkça görüleceği üzere 2040 yılına kadar elektrik birim üretim maliyeti hiç bir kaynakta Akkuyu NGS için verilen 12,35 dolar-sent/kWh veya Sinop NGS için verilen 10,80 dolar-sent/kWh (yakıt hariç) fiyatları kadar pahalı değildir. Kömür ve nükleer enerji dışındaki kaynaklara göre ortalama fiyat 6 dolar-sent/kWh veya daha altındadır. Su hariç yenilenebilir kaynaklardan elde edilen elektriğin birim fiyatı 5 dolar-sent/kWh civarındadır. Listedeki tüm kaynaklardan (kömür hariç) elde edilen elektrik birim fiyatları Türkiye'de nükleer santraller için taahhüt edilen birim fiyatlardan %40-50 oranlarında daha ucuzdur.

Dolayısı ile nükleer santrallerde üretilecek enerji çok pahalı olduğu için ekonomik olarak nükleer santrallerin yapılmaması gerekir.

3. Nükleer santrallerin tesis maliyetleri öteki tip santrallerin tesis maliyetlerinden en az 3 kat fazladır. Akkuyu Nükleer Elektrik Santrali yatırım maliyetinin 20 milyar ABD Doların üzerinde olacağı yapımcılar tarafından defalarca belirtilmiştir. Bu tutardaki yatırımla, 20.000 MW güçte su, rüzgâr veya güneş santrali yapılabilir.

2017 yılı için öngörülen kaynaklara göre kilovat başına elektrik üretim tesisi yapım maliyetleri Tablo 9.2.3'te gösterilmiştir. Görüldüğü üzere nükleer enerji santralleri yatırım bedelleri öteki kaynaklara dayalı enerji santrallerinin yatırım bedellerine göre çok fazladır.

Yatırım bedeli çok yüksek olduğu için, başka kaynaklardan da aynı elektrik elde edilebileceğinden, nükleer santral gibi yatırım bedeli yüksek elektrik üretim tesislerine gerek yoktur.

Tablo 9.2.3 Nükleer Enerji Enstitüsü (Nuclear Energy Institute) Finansal Modelleme Sonuçları

	Birim Maliyet(\$/kW)	Kapasite Faktörü (%)	Elektrik Üretim Maliyeti (\$/MWh)
DG Kombine Çevrim, gaz @ \$3,70/GJ	1.000	90	44,00
DG Kombine Çevrim, gaz @ \$5,28/GJ	1.000	90	54,70
DG Kombine Çevrim, gaz @ \$6,70/GJ	1.000	90	61,70
DG Kombine Çevrim, gaz @ \$6,70/GJ, 50-50 debt-equity	1.000	90	70
SuperkritikPülverize Kömür, 1.300 MWe	3.000	85	75,70
EntegreGazlaştırılmış Kömür Kombine Çevrim, 1.200 MWe	3.800	85	94,30
Nükleer, 1.400 MWe (EIA Toplam Yatırım Tutarı)	5.500	90	121,90
Nükleer, 1.400 MWe (NEI ÖnerilenYatırım Tutarı)	4.500-5000	90	85-90
Rüzgâr, 100 MWe	1.000	30	112,90

Kaynak: Dünya Nükleer Birliği (World Nuclear Association) Web sitesi

4. Elektrik üretiminde ana kriterlerden en önemli olanlardan birisi yerli ve yenilenebilir kaynaklardan elektrik elde edilmesidir. 6446 sayılı Elektrik Piyasası Yasası'nda ve en son ETKB tarafından ilan edilen Milli Enerji ve Maden Politikası esaslarında bu husus yer almaktadır. Akkuyu ve Sinop Nükleer Santralleri yasaları gereği en az %51 oranında yabancılar sahipliğinde olacaktır, Yani bu tesisler yabancı şirketlerin malıdır. Akkuyu ve Sinop Nükleer Santrallerinde üretilecek elektriğin satışından elde edilen gelir, yurt dışına aktarılacaktır. Yani nükleer santrallerin geliri yurt içinde kalmayacaktır. Akkuyu ve Sinop Nükleer Santrallerinin işletilip elektrik üretebilmeleri için gerekli olan nükleer yakıt yurt dışından getirilecektir. Yani Akkuyu ve Sinop Nükleer Santralleri yakıt açısından yurt dışına bağımlıdır. Akkuyu ve Sinop Nükleer Santrallerinin teknolojik bölümleri tamamen yabancı teknoloji ile yabancı firmalar tarafından yapılacaktır. Yani Akkuyu ve Sinop Nükleer Santralleri yapım teknolojisi yönünden dışa bağımlıdır. Yapımcı firmalar yarıda bırakırsa yerli imkânlarla tamamlanma imkânı teknolojik olarak yoktur.

Dolayısı ile Akkuyu ve Sinop Nükleer Santralleri Türkiye'nin elektrik üretimi açısından dışa bağımlılığını arttıracaktır.

Türkiye zaten elektrik üretiminde kapasite açısından %46 oranında, üretim miktarı açısından %56 oranında dışa bağımlıdır ve yurt dışından temin ettiği yakıtlar ile ürettiği elektriği tüketmektedir. Türkiye'nin yenilenebilir kaynakları henüz çok düşük oranlarda kullanılmaktadır ve bu tükenme-

yen kaynaklar nükleer santrallerden elde edilecek elektrikten çok daha fazlasını yerli olarak üretilmesi için yeterlidir.

Dışa bağımlılığı arttıracığı ve yerine ikame edilebilecek yerli kaynak olması nedenleri ile nükleer santrallerin yapılması gerekli değildir.

5. Nükleer santrallerin henüz çözülmemiş çok büyük sorunları vardır. Bunların başında kullanılmış yakıt veya atık yakıt denen nükleer santral reaktöründe elektrik üretimi için kullanıldıktan sonra açığa çıkan ve radyasyon yayma kapasitesi çok yüksek ve yarı ömrü milyonlarca yıl olan maddenin depolanmasıdır. Reaktörden çıktıktan sonra belli bir süre havuzlarda bekletilen bu tehlikeli maddenin bir şekilde depolanması gerekmektedir. Radyasyon yaymasını önlemek içinde bu maddelerin depolarının çok güvenli olması gerekir. Dünyada henüz bu atıkların güvenli olarak depolanabileceği bir tesis yapılamamıştır. Tüm nükleer santrallerde bu atıklar havuzlarda veya benzeri tesislerde geçici olarak bekletilmektedir. Türkiye’de nükleer santral yapılırsa bu sorun da büyük bir tehlike olarak ortaya çıkacaktır.

Nükleer santrallerin çözilemeyen bir diğer sorunu da nükleer santralin teknik ömrü tamamlandıktan sonra santralin sökülmesidir. Genelde, durdurulan santraller olduğu gibi bırakılmakta yani bulundukları sahalara insana kapalı korunan sahalara olarak muhafaza edilmektedir. Yani nükleer santrallerin faaliyetleri durdurulduktan sonrada işletme giderleri bir ölçüde devam etmekte ve radyasyon yayılma tehlikeleri sürmektedir.

Henüz çözilememiş, insan yaşamı için tehlikeli ve ekonomik olarak çok maliyetli unsurları olduğu için nükleer santraller ülkemizde inşa edilmemelidir.

Sonuç olarak:

Nükleer santraller Türkiye’nin elektrik ihtiyacını karşılamak için gerekli değildir. Türkiye’nin mevcut ve inşa edilmekte olan elektrik üretim tesisleri önümüzdeki on beş yıl için gerekli elektriği sağlayacak kapasitededir. Daha sonraki yıllar için yeterli yenilenebilir yerli kaynaklar mevcuttur. Nükleer enerji santralleri yakıt açısından dışa bağımlılığı arttıracığından ülkenin elektrik güvenliğinin siyasal bacağına bir iyileşme sağlamayacaktır. Nükleer santrallerden elde edilecek elektriğin satış fiyatı çok yüksek olduğundan ve bu santrallerden elde edilecek gelir yurt dışına gönderileceğinden ekonomik olarak Türkiye’yi dışa daha çok bağlayarak enerji güvenliğinin ekonomik bacağına da zarar verecektir. Bu nedenlerle enerji güvenliğini azaltacaktır.

Yukarıda ayrıntılı olarak açıklanan, doğal yaşamı kökünden olumsuz etkileyecek, çevre felaketine neden olma riskleri ve elektrik açısından ihtiyaç olmaması nedenlerinden dolayı Türkiye’de nükleer elektrik santrali kurulmasına itiraz ediyoruz.

