

TÜRKİYE'NİN DEĞİŞEN ELEKTRİK PİYASALARI

Bu rapor Avrupa İklim Vakfı'nın (European Climate Foundation) mali desteğiyle, WWF-Türkiye için hazırlanmıştır.

18 Kasım 2014

İÇİNDEKİLER

1.BÖLÜM YÖNETİCİ ÖZETİ	1
2.BÖLÜM ARKA PLAN	5
2.1 GÜNÜMÜZDE TÜRKİYE'DE ELEKTRİK SEKTÖRÜ	5
2.2 GELİŞİM PLANLARI	7
3.BÖLÜM RESMİ PLANLAR	15
3.1 ÖZET	15
3.2 YÖNTEM	15
3.3 KURULU GÜÇ VE ELEKTRİK ÜRETİM TAHMİNLERİ	116
4.BÖLÜM MEVCUT POLİTİKALAR SENARYOSU	17
4.1 ÖZET	17
4.2 ELEKTRİK TALEBİ	17
4.3 KURULU GÜÇ VE ELEKTRİK ÜRETİM ÖNGÖRÜLERİ	21
5.BÖLÜM YENİLENEBİLİR ENERJİ SENARYOSU	24
5.1 ÖZET	24
5.2 ELEKTRİK TALEBİ	24
5.3 YENİLENEBİLİR ENERJİ SENARYOSU'NUN TEMEL BULGULARI	226
6.BÖLÜM SENARYOLARIN KARŞILAŞTIRILMASI	28
6.1 ELEKTRİK TALEBİ	28
6.2 KURULU GÜÇTE ARTIŞ	28
6.3 ELEKTRİK ÜRETİMİNİN KAYNAKLARA GÖRE DAĞILIMI	29
7.BÖLÜM SENARYOLARIN MALİYET ANALİZİ	31
7.1 SEVİYELENDİRİLMİŞ ENERJİ MALİYETİ (SEM)	31
7.2 SENARYOLARIN MALİYETLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI	35
EKLER	42
EK A: METODOLOJİNİN ÖZETİ	42
EK B: TÜRKİYE'DE ELEKTRİK GÖRÜNÜMÜ ÜZERİNE EK BİLGİLER	42
EK C: ÖLÇÜLER	45
EK D: ELEKTRİK TALEP METODOLOJİSİ	446
EK E: KÖMÜRE İLİŞKİN TAHMİNLERİN METODOLOJİSİ	446
EK F: ELEKTRİK PİYASALARININ SERBESTLEŞMESİ	48
EK G: HASSASİYET ANALİZİ	48
HAKKIMIZDA	50

ŞEKİLLER

Şekil 1: Türkiye'de kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı, 2000-2013	5
Şekil 2: Türkiye'de elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2000-2013	5
Şekil 3: Türkiye'deki kömüre dayalı elektrik üretim santralleri	10
Şekil 4: Resmi Planlar Senaryosu'na göre kurulu güç, 2014-2030 (GW)	15
Şekil 5: Resmi Planlar Senaryosu'na göre elektrik üretim tahminleri, 2014-2030 (TWh)	16
Şekil 6: Türkiye'de elektrik enerjisi talebi, 1996-2030 (TWh/Yıl).....	18
Şekil 7: Avrupa ekonomilerinde kişi başına yıllık elektrik tüketimi ve milli gelir, 1990-2012	18
Şekil 8: Gelişmekte olan ülke ekonomilerinde kişi başına yıllık elektrik talebi ve milli gelir, 1990-2012.....	19
Şekil 9: Türkiye'de GSMH'nin elektrik enerjisi yoğunluğu, 1990-2020 (GWh /milyar TL)....	20
Şekil 10: Türkiye'de elektrik tüketiminin sektörel dağılımı, 1990-2013 (%).....	20
Şekil 11: Seçilmiş ülkelerde enerji yoğunluğu ve kişi başına düşen enerji tüketimi, 2011... 20	20
Şekil 12: Türkiye'nin elektrik talebi: tahminler ve gerçekleştirmeler (TWh/Yıl).....	21
Şekil 13: Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre Türkiye'de kurulu güç, 2014-2030 (GW) ..	22
Şekil 14: Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2014-2030 (TWh).....	23
Şekil 15: İletim ve dağıtım kayıplarının tarihsel seyri, 1970-2012.....	25
Şekil 16: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı, 2014-2030 (GW)	26
Şekil 17: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2014-2030 (TWh).....	27
Şekil 18: Farklı senaryolara göre elektrik talep projeksiyonları, 2014-2030 (TWh).....	28
Şekil 19: Resmi Planlar Senaryosu'na göre kurulu güç ilaveleri (GW)	29
Şekil 20: Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre kurulu güç ilaveleri (GW).....	29
Şekil 21: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre kurulu güç ilaveleri (GW)	29
Şekil 22: Yıllık elektrik enerjisi üretimi, 2014-2030 (TWh)	29
Şekil 23: Elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2023	30
Şekil 24: Elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2030	30
Şekil 25: Senaryolar altında farklı teknolojilerin elektrik üretimindeki paylarının karşılaştırılması, 2023	30
Şekil 26: Senaryolar altında farklı teknolojilerin elektrik üretimindeki paylarının karşılaştırılması, 2030	30
Şekil 27: Türkiye, Avrupa ve küresel ölçekte çeşitli teknolojilere ait Seviyelendirilmiş Enerji Maliyet (SEM) değerleri, 2014 (ABD Doları/MWh).....	31
Şekil 28: Avrupa'da fotovoltaik güneş enerjisi için hesaplanan SEM aralığı, 2013-2030 (ABD Doları/ MWh).....	32
Şekil 29: Avrupa'da rüzgâr enerjisi için hesaplanan SEM aralığı, 2013-2030 (ABD Doları/MWh).....	32
Şekil 30: Türkiye için BNEF'in yakıt fiyat tahminleri	34
Şekil 31: Resmi Planlar Senaryosu'nda sermaye giderleri, 2014-2030 (milyar ABD Doları)35	35
Şekil 32: Mevcut Politikalar Senaryosu'nda sermaye giderleri, 2014-2030 (milyar ABD Doları)	35
Şekil 33: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda sermaye giderleri, 2014-2030 (milyar ABD Doları)	35

Şekil 34: Sermaye giderlerinin karşılaştırılması, 2014-30 (milyar ABD Doları)	35
Şekil 35: Yakıt harcamaları, 2014-2030 (milyar ABD Doları).....	36
Şekil 36: Sermaye giderleri ve işletme maliyetlerinin (yakıt harcamaları dahil) yıllık toplamı, 2014-2030 (milyar ABD Doları)	36
Şekil 37: Sermaye giderleri ve işletme maliyetlerinin (yakıt harcamaları dahil) yıl bazında kümülatif toplamı, 2014-2030 (milyar ABD Doları).....	36
Şekil 38: Mevcut Politikalar Senaryosu'nun ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun dış ticaret dengesi üzerine etkileri, 2014-2030 (milyar ABD Doları - nominal)	38
Şekil 39: Elektrik üretiminden kaynaklanan yıllık sera gazı emisyonları, 2000- 2030 (milyon ton CO2 eşdeğeri).....	40
Şekil 40: 2020 sonrasında AB mevzuatına uyum çerçevesinde sermaye, işletme ve yakıt maliyetleri (milyar ABD doları)	41
Şekil 41: Metodolojinin özeti	42
Şekil 42: BNEF'in pil takımları için maliyet ve üretim tahminleri,2010-2030	44
Şekil 43: Mevcut Politikalar Senaryosu'nda yıllık kömür kurulu güç ilavesi	47
Şekil 44: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda yıllık kömür kurulu güç ilavesi	47
Şekil 45: Türkiye elektrik piyasalarında serbestleşmenin kilometre taşları, 2001-2016	48

TABLolar

Tablo 1: Senaryoların belli başlı sonuçlarının karşılaştırılması.....	3
Tablo 2: 2023 enerji hedefleri	7
Tablo 3: 10. Kalkınma Planı'na göre 2018 hedefleri.....	8
Tablo 4: Yerli kömür üretiminde pazar payları, 2011	9
Tablo 5: Rödovans yoluyla neticelendirilen kömür ihaleleri	9
Tablo 6: Yenilenebilir enerji alım garantileri (ABD Doları cent/kWh).....	11
Tablo 7: Türkiye'de elektrik sektörüne ilişkin politika ve hedeflerin özeti (GW).....	12
Tablo 8: Türkiye'nin iletim ve dağıtım kapasitesi	12
Tablo 9: Enerji depolama uygulamalarının sunduğu fırsatlar	14
Tablo 10: Resmi Planlar Senaryosu'na göre kurulu güç, 2000-2030 (MW)	16
Tablo 11: Resmi Planlar Senaryosu'na ve Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre kurulu güç öngörüler, 2023 ve 2030 (MW)	23
Tablo 12: Resmi Planlar Senaryosu'na, Mevcut Politikalar Senaryosu'na ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre kurulu güç projeksiyonları, 2023 ve 2030 (MW)	27
Tablo 13: Sermaye giderleri hesabında temel varsayımlar, 2014 (MW kurulu güç başına milyon ABD doları)	32
Table 14: Yıllık sabit işletme ve bakım maliyetleri, 2014 (ABD Doları / MW).....	333
Tablo 15: Net bugünkü değer değerlendirmesi (milyar ABD doları)	37
Tablo 16: Girdi olarak kullanılan başlıca değişken ve ölçülerin tanıtımı.....	45
Tablo 17: Türkiye'de kömür santrallerinin durumunun analizi, 2014.....	47

1.BÖLÜM

YÖNETİCİ ÖZETİ

Türkiye’de enerji piyasaları bir değişim sürecinde. Son on yılda elektrik talebi %70 oranında arttı ve bu eğilimin devam etmesi bekleniyor. Hükümet bir yandan ekonomik ve çevresel etkileri asgari düzeye indirirken, diğer yandan kısa ve uzun vadede elektrik talebini nasıl karşılayacağına dair kritik kararlar vermek durumunda kalıyor.

Hükümetin enerji konusundaki planları iki hedef üzerine inşa ediliyor: artan elektrik enerjisi talebini karşılamak ve dışa bağımlılığı azaltmak. Her iki hedefe de ulaşılması, ülkedeki ekonomik büyümeyi doğal gaz ithalatına bağımlılığı artırmadan sürdürebilmek için kritik öneme sahip. Mevcut planlar, toplam elektrik tüketiminde güçlü bir artışla beraber yerli kömür kaynaklarının elektrik üretimindeki payının artırılmasını, yenilenebilir enerji kurulu gücünde mütevazı bir artışı, doğal gaz ithalatına olan bağımlılığın ise azaltılmasını amaçlıyor. Bloomberg New Energy Finance bu analiz kapsamında resmi planlar ve olası etkilerini değerlendirmiş, Türkiye’nin elektrik sisteminin geleceğini bu planlardan bağımsız iki senaryo çerçevesinde masaya yatırmıştır. Her iki senaryo da, benzer şartlardaki ülkelerde gözlemlendiği üzere, gelir oranı arttıkça elektrik talebindeki artışın yavaşlayacağını öngörmektedir. İkinci senaryo çerçevesinde, fosil yakıtlar yerine yenilenebilir enerji kaynakları ağırlıklı politika ve hedeflerle Türkiye’nin artan elektrik talebini karşılama ve enerjide dışa bağımlılığı azaltma amaçlarının gerçekleştirilip gerçekleştirilemeyeceği sorusuna cevap aranmıştır. Bu rapor Avrupa İklim Vakfı’nın (European Climate Foundation) mali desteğiyle, WWF-Türkiye için hazırlanmıştır.

TÜRKİYE’DE ELEKTRİK PİYASASININ GÜNCEL GÖRÜNÜMÜ

Türkiye her yıl ülkeye çektiği doğrudan yabancı yatırım büyüklüğünde bir tutarı (10 milyar ABD Doları) doğal gaz ithalatına harcamaktadır (8-10 milyar ABD Doları arası). Hükümet, doğal gaz ithalatı için harcanan bu yüksek meblağı sınırlamak amacıyla “kömüre hücum” planını devreye sokmuştur. Bu çerçevede gerek sermaye giderleri gerekse işletme maliyetleri için sağlanan teşvikler eliyle yeni elektrik üretim santrallerinin inşası özendirilmektedir. Türkiye aynı zamanda linyit rezervlerini artırmak konusunda da benzer bir gayret ortaya koymaktadır. Bugün itibarıyla linyit rezervlerinin 14,1 milyar ton olduğu belirtilmektedir. Söz konusu rezervlerin %45’i, hâlihazırda toplam 2,8 GW kurulu güce sahip iki kömür santraline ev sahipliği yapan Afşin-Elbistan sahasında bulunmaktadır. 2000 yılından bu yana Türk hükümetleri elektrik piyasasının serbestleşmesi için önemli adımlar atmışlardır. Son yıllarda belli kömür santrallerinin özelleştirilme süreci de başlamıştır. Hidroelektrik ve rüzgâr enerjisi için de iddialı hedefler konulmuşken, güneş enerjisi için oldukça mütevazı planlar söz konusudur. Güneş enerjisindeki tereddüt için öne sürülen neden, geçiş dönemindeki elektrik piyasalarının korunmasıdır.

RESMİ PLANLAR

Hükümet tarafından açıklanan resmi hedef ve planları temel alan senaryoya göre, önümüzdeki 15 yıl içerisinde yıllık elektrik enerjisi talebinin yılda %5,25 oranında artacağı öngörülmektedir. Elektrik üretiminde kömür, nükleer, hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının katkısının artacağı, doğal gazın ise payının %41 seviyelerinden 2030 yılında %18 seviyesine düşeceği umulmakta ve beklenmektedir. Bizim değerlendirmemize göre her iki hedef de makul projeksiyonlar olmaktan öte, birer temenniden ibarettir. Türk hükümetlerinin gelecekteki elektrik talebine aşırı değer biçme alışkanlığı vardır. Mevcut plan ve hedeflere dair yaptığımız analiz, elektrik talebine ilişkin güncel beklentilerde de aynı durumun söz konusu olduğunu göstermektedir. Bununla beraber, nükleer, rüzgâr ve diğer enerji kaynaklarına ilişkin yakın dönem hedeflerine zamanında ulaşılmasının da pek mümkün olmadığı görülmektedir.

BNEF'İN MEVCUT POLİTİKALAR SENARYOSU (MPS)

Mevcut Politikalar Senaryosu ile, hükümetin ithal doğal gazı yerli kömürle ikame etme hedefi çerçevesinde Türkiye'de elektrik sektörünün nereye doğru evrilebileceğine dair daha makul bir projeksiyon geliştirilmeye çalışılmıştır. Analizimiz, Brezilya ve Polonya gibi refah seviyesi arttıkça elektrik talebi artış hızının azaldığı ülkelerde olduğu gibi, Türkiye'de de elektrik talebinin artış hızının yavaşlayacağına işaret etmektedir. 2030 yılındaki elektrik talebinin hükümetin projeksiyonlarından %25 daha düşük olacağı öngörülmektedir. 2013 verileri, Türkiye'de elektrik enerjisi talep artışının hâlihazırda yavaşlamaya başladığını göstermektedir. Brezilya ve Almanya örnekleri, talep artışını daha da yavaşlatacak enerji verimliliği önlemlerinin sahip olduğu potansiyeli gözler önüne sermektedir. Örneğin Brezilya, elektrik dağıtım şirketlerinin yıllık gelirlerinin binde 5'ini enerji verimliliğine aktarmalarını zorunlu kılarak son yıllarda kişi başına düşen elektrik tüketimini dengelemeyi başarmıştır.

İleriki dönemdeki kurulu güç ilavelerine dair varsayımlarımız da, hükümet tarafından açıklanan hedef ve planların ruhunu taşıyan, ancak daha gerçekçi olduğunu düşündüğümüz beklentileri yansıtmaktadır. Doğal gaz kurulu gücünde 2030'a kadar meydana gelecek artışın, resmi planlarla uyumlu olarak 3,3 GW'ı aşmayacağı öngörülmektedir. 2023 için rüzgâr kurulu gücü hedefi olan 20 GW'ın sadece yarısının gerçekleştirileceği, 2023 yılında toplam 10,3 GW'lık rüzgâr santralının devrede olacağı beklenmektedir. Mersin Akkuyu'da yapılması planlanan nükleer santralin inşaatı henüz başlamamışken, Türkiye'nin 2023 yılında elektrik talebinin %10'unu nükleer enerjiden karşılama hedefinin gerçekleşmesinin de ihtimal dâhilinde olmadığı düşünülmektedir. Bizim tahminlerimize göre ilk reaktör 2022 civarında devreye girecek, daha sonra da her yılda bir yeni bir reaktör devreye alınabilecektir. Türkiye'de elektrik piyasaları Mevcut Politikalar Senaryosu'nda öngördüğümüz yönde gelişirse, kömür ve linyitin elektrik üretimindeki payları kayda değer bir oranda artacak, doğal gaz ithalatından doğan maliyetleri ise sınırlamak mümkün olacaktır. Hesaplarımıza göre, bu senaryo çerçevesinde elektrik sektöründen kaynaklanan karbon emisyonları 2014-2030 yılları arasında 110 milyon tondan 205 milyon ton seviyesine çıkacaktır. Türkiye emisyonlarını Almanya'nın elektrik sektörü kaynaklı emisyonlarının üçte biri oranında artırmış olacaktır.

BNEF'İN YENİLENEBİLİR ENERJİ SENARYOSU (YES)

Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda Mevcut Politikalar Senaryosu'na ait pek çok varsayım geçerlidir. İki senaryo arasındaki temel fark, taş kömürü ve linyite dayalı yeni kurulu güce dair iddialı planların yenilenebilir enerji kapasitesinin artırılması ile ikame edileceğine yönelik varsayımdır. Bu çerçevede, Türkiye elektrik sektörüne dair modelimiz, inşası devam eden ya da planlama sürecinin ileri aşamalarındaki kömüre dayalı elektrik santrallerinin devreye gireceği, 2022 yılı sonrasında ise kömür kapasitesine ilave yapılmayacağı varsayımı üzerine inşa edilmiştir. Bu senaryoda, kesintili kaynaklar olarak nitelendirilen yenilenebilir enerjiden elektrik üretimine ağırlık verilmesine rağmen, hükümet tarafından koyulan yedek kapasite gereksinimleri de karşılanmaktadır. Çevresel açıdan daha iddialı olan Yenilenebilir Enerji Senaryosu çerçevesinde Türkiye'nin elektrik enerjisi talebini Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre yılda % 0,15 oranında azaltacak enerji verimliliği önlemlerinin uygulamaya konulacağı varsayılmıştır. Bu senaryo altında ilave kapasite için ihtiyaç duyulan yatırımlar artarken, doğal gaz ithalatı ve karbon emisyonları bugünkü seviyelerinde kalacaktır.

FARKLI SENARYOLARIN KIYASLANMASI

Senaryo analizinin başlıca sonuçları aşağıdaki tabloda verilmiştir:

- **Elektrik talep projeksiyonları:** Resmi Planlar Senaryosu'na göre elektrik üretimi 2023 yılında 440 TWh'a ulaşacak, 2030 yılına gelindiğinde ise 600 TWh'ı aşacaktır. Mevcut

Politikalar ve Yenilenebilir Enerji senaryolarında daha mütevazı beklentiler çerçevesinde elektrik üretiminin 2023 yılında 370 TWh, 2030 yılında ise 450 TWh'a ulaşacağı öngörülmektedir. Bizim görüşümüze göre daha gerçekçi olan bu senaryolar, ilave kurulu güce olan ihtiyacı önemli ölçüde azaltmaktadır.

- **Yeni kapasite ilaveleri:** 2030 yılına kadar Türkiye'nin kurulu gücünde Resmi Planlar Senaryosu'na göre 101 GW, Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre 56 GW, Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre ise 71 GW artış meydana gelecektir. Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu arasındaki 15 GW'lık fark, rüzgâr ve güneş enerjisi kapasite faktörlerinin düşüklüğünden kaynaklanmaktadır.
- **Sera gazı emisyonları:** Türkiye'de elektrik üretiminden kaynaklanan sera gazı emisyonları, Yenilenebilir Enerji Senaryosu'ndaki koşulların gerçekleşmesi durumunda yılda 120 milyon ton civarında sabitlenecektir. Elektrik üretiminde kömürün payının önemli ölçüde artacağı senaryoda ise, önümüzdeki 15 yıl içerisinde emisyonların iki katına çıkması beklenmektedir.

SENARYOLARIN MALİYETLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Modellemenin sonuçlarına göre Mevcut Politikalar Senaryosu'nda yerli fosil yakıtlara yapılması öngörülen yatırımların yenilenebilir enerjiye kaydırılmasının maliyeti, tüm zaman dilimi göz önüne alındığında yüksek olmayacaktır. Bu çıkarımın arkasındaki temel neden, rüzgâr ve güneş enerjisi teknolojilerine ait maliyetlerin gelecekte kayda değer oranda düşeceğine yönelik beklentilerdir. Fosil yakıt teknolojilerinin benzer bir eğilim göstermesi olasılıklar dâhilinde değildir.

Tablo 1: Senaryoların belli başlı sonuçlarının karşılaştırılması

Temel değişkenler	Resmi Planlar Senaryosu		Mevcut Politikalar Senaryosu		Yenilenebilir Enerji Senaryosu	
	2023	2030	2023	2030	2023	2030
Toplam kurulu güç (GW)	121	165	97	120	102	133
Elektrik üretiminde doğal gazın payı (%)	16	18	32	25	33	26
Elektrik üretiminde taş kömürü ve linyitin payı (%)	27	27	30	35	22	18
Elektrik üretiminde hidroelektrik dâhil yenilenebilir enerji kaynaklarının payı (%)	39	40	32	31	40	47
Sera gazı emisyonları (MtCO ₂)	150	213	157	205	127	126
Fosil yakıt harcamaları (milyar ABD Doları, nominal)	9	15	12	15	11	12

Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

Senaryolara ilişkin toplam maliyet analizimiz üç unsurdan meydana gelmektedir: sermaye giderleri, elektrik üretim maliyetleri ve yakıt harcamaları. 2030 yılına gelindiğinde gerek Mevcut Politikalar Senaryosu'ndan gerekse Yenilenebilir Enerji Senaryosu'ndan doğan toplam maliyetler nominal değerlerle 400 milyar ABD Doları civarında gerçekleşecektir. Resmi Planlar Senaryosu'na göre ise toplam maliyetler 530 milyar ABD Doları seviyesini bulacaktır. Maliyetlere ilişkin başlıca varsayımlar ve bulgulara ilişkin ayrıntılar şöyledir:

- **Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (SEM):** Gerçekleştirdiğimiz analize göre mevcut şartlarda Türkiye'de bir rüzgâr enerjisi projesinin seviyelendirilmiş enerji maliyeti 120 ABD Doları/MWh seviyesindedir. Benzer bir projenin SEM'inin 2030 yılına gelindiğinde 60 ile 80 ABD Doları aralığında gerçekleşmesi, kömür için 80-105 ABD Doları olan SEM değerlerinin altına düşmesi beklenmektedir. Farazi bir "zemine monte fotovoltaik güneş santrali" projesinde de benzer bir durum söz konusudur: bugünkü durumda 150 ABD Doları/MWh olan seviyelendirilmiş enerji maliyetinin 2030 yılında 85-120 ABD Doları/MWh seviyesine inmesi beklenmektedir.
- **Sermaye harcamaları:** Resmi planlara göre 2014-2030 yılları arasında yeni elektrik üretim santralleri için gereken yatırımın nominal değerlerle 240 milyar ABD Doları civarında

olacağı hesaplanmaktadır. Daha gerçekçi elektrik talep projeksiyonları altında daha az santrale ihtiyaç duyulacaktır. Bu çerçevede, Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre aynı dönemde yeni elektrik üretim santralleri için gerekli olacak yatırımın nominal değerlerle 122 milyar ABD Doları olması beklenmektedir. Türkiye, Yenilenebilir Enerji Senaryosu çerçevesinde, kendisini kömüre bağımlı kılmayacak, yenilenebilir enerjiye dayalı bir yolu seçerse, söz konusu rakam 148 milyar ABD Doları seviyesine çıkacaktır.

- **Yakıt harcamaları:** Resmi Planlar Senaryosu'na göre Türkiye'nin doğal gaz ithalatında büyük ihtimalle kayda değer bir düşüş yaşanacaktır. Bu düşüş sadece 2020'lerin ortasına kadar devam edecek ve bir dereceye kadar nükleere ilişkin planların hayata geçirilmesine bağlı olacaktır. Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre de Türkiye'nin ithal doğal gaza bağımlılığı azalacaktır. Ancak bunun ne ölçüde gerçekleşeceği konusunda bir takım kuşku söz konusudur. Kömür ya da yenilenebilir enerji kapasitesini artırmanın ülkenin dış ticaret dengesi açısından ana faydası, ithal yakıt harcamalarının düşürülmesi olacaktır. Her iki alternatif senaryoda da söz konusu maliyetlerin nominal değerlerle görece sabit kalacağı öngörülmektedir. Mevcut Politikalar Senaryosu'nda, Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre hem yerli hem de ithal kömür kullanımının artıyor olması sonucunda elektrik üretimine dair değişken maliyetlerdeki artış, Yenilenebilir Enerji Senaryosu altındaki kapasite yatırımlarındaki artışa benzer seviyede gerçekleşecektir.

SENARYOLARDAN GERÇEĞE

Yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki payının hızla artırılmasının önünde kısa vadede pek çok engel bulunmaktadır: yeni yenilenebilir enerji santrallerinin ürettiği enerjinin neden olacağı arz değişkenliğiyle başa çıkabilmek için elektrik şebekesine yatırım yapılması gerekecektir; hükümet politikaları, güneş enerjisi projelerinin hayata geçirilmesinin önünde bir fren vazifesi görmektedir; elektrik piyasalarının serbestleşmesi henüz tamamlanmamıştır; Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destek Mekanizması (YEKDEM) çerçevesinde sağlanan alım garantileri için öngörülen süreler diğer ülke örneklerine kıyasla oldukça kısadır; yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantılarına ilişkin ise pek çok idari karışıklık söz konusudur. Bunlar sadece kısa vadeli engellerdir. Yenilenebilir enerji teknolojilerine dair uzun vadeli marjinal maliyetler düştükçe –ki SEM'ler bu doğrultuda iyi bir göstergedir-, YEKDEM destekleri önemini kaybedecek, yenilikçi proje sahipleri karmaşık idari süreçleri bypass edecek yeni yollar bulacaklardır. Bizim analizimiz, yenilenebilir enerjinin maliyetli olduğunu savunan genel kanının önümüzdeki 10 yıllık dönemde geçerliliğini kaybedeceğini göstermektedir. Türkiye, kömür kullanımını artırarak ulaşmayı amaçladığı hedeflere orta ve uzun vadede yenilenebilir enerji kaynaklarını merkeze koyan bir strateji ile de ulaşabilir. Bu sadece çevreciler için değil, aynı zamanda iktisatçılar ve hükümet için de müjdeli bir haberdir.

2.BÖLÜM

ARKA PLAN

Bloomberg New Energy Finance, Türkiye elektrik piyasası üzerine bir analiz gerçekleştirip alternatif elektrik enerjisi arz senaryoları üzerine bir değerlendirme yapmak üzere WWF-Türkiye tarafından görevlendirilmiştir. Çalışma, Avrupa İklim Vakfı (European Climate Foundation) tarafından finanse edilmiştir. Raporun bu bölümü Türkiye'de enerji sektörü, elektrik piyasasının yapısı ve geleceğe yönelik gelişim planları üzerine bir değerlendirme içermektedir.

2.1 GÜNÜMÜZDE TÜRKİYE'DE ELEKTRİK SEKTÖRÜ

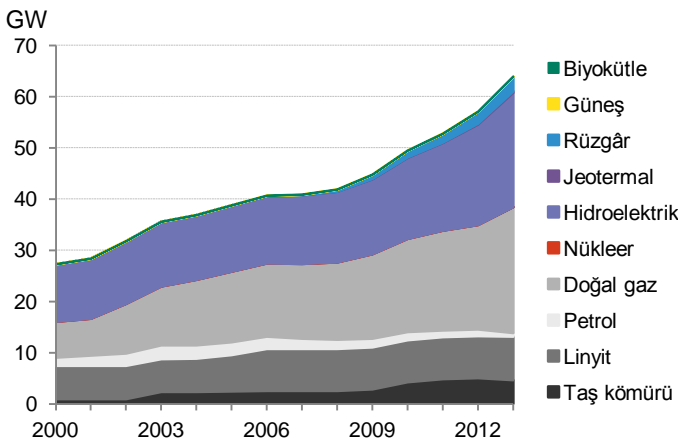
Türkiye'de elektrik üretiminin %25'i kömür, %44'ü doğal gaz ve %24'ü hidroelektrikten karşılanmaktadır. Dolayısıyla, elektrik sektörünün, çoğunluğu Rusya'dan ithal edilen doğalgaza bağımlılığı oldukça yüksektir. Hükümet elektrik enerjisi talebinin 2013-2023 arasında neredeyse iki katına çıkacağını öngörmektedir.

Türkiye'nin elektrik piyasaları mevcut durumda doğalgaz ithalatına önemli ölçüde bağımlıdır.

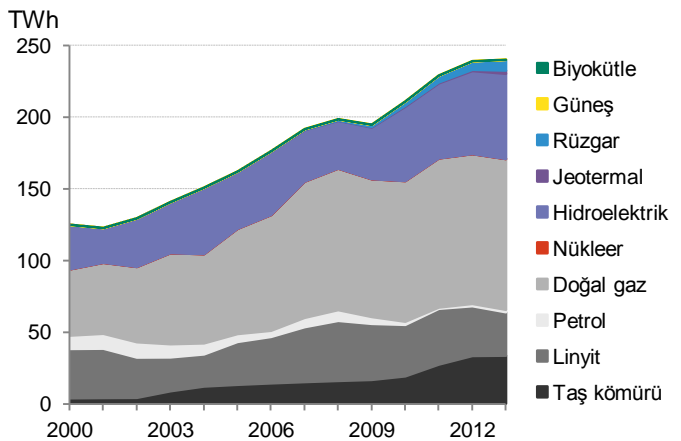
Hükümet ithal doğalgaza olan bağımlılığı azaltmak için elektrik enerjisi kurulu gücünü ve enerji verimliliğini artıracak politikaları hayata geçirmeye başlamıştır. Bu politikalar ile elektrik üretim kapasitesinin yerli ve ithal kömür lehine değişmesi hedeflenmektedir. Aynı zamanda 2020 ila 2022 yılları arasında iki adet nükleer santralin faaliyete geçmesi ve üçüncü nükleer santralin inşasına başlanması planlanmaktadır. Yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin mevcut payını koruyacak şekilde artması, bu artışın önemli bir bölümünün ise yeni rüzgâr enerjisi kurulu gücünden karşılanması beklenmektedir.

2013 yılında Türkiye'de elektrik üretimi 239 TWh seviyesinde gerçekleşmiştir. Bu rakam, on yıl öncesinden %70, 1990 yılından ise %315 daha fazladır. Ülkenin 1990 yılında tükettiği elektrik Belçika'yla kıyaslanabiliyorken, sadece 25 yıl içerisinde İspanya'nın tüketim düzeyine ulaşılmıştır. Kişi başına düşen gelir ve elektrik tüketimi Batı Avrupa seviyelerinin altında olduğu için, Türkiye'nin elektrik talebindeki artışın önümüzdeki yıllarda da sürmesi olasılık dâhilindedir. Söz konusu artışın en önemli boyutlarından birisi, elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımında meydana gelen kaymadır. 1993 yılında Türkiye'nin elektrik üretiminin %47'sini meydana getiren kömür ve doğalgazın payı 2013 yılında %70'e çıkmıştır. Bunun sonucunda fosil yakıt ithalatı yükselmiştir. Türkiye'nin 2013 yılındaki elektrik üretiminin neredeyse yarısı ithal doğalgaza dayalıdır. Hükümet önümüzdeki yıllarda bu dengesizliği gidermeyi hedeflemektedir.

Şekil 1: Türkiye'de kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı, 2000-2013



Şekil 2: Türkiye'de elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2000-2013



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance ve TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim A.Ş.).

MEVZUAT, PİYASA YAPISI VE SERBESTLEŞME

Enerji Bakanlığı'nın ana önceliklerinden birisi elektrik piyasasını daha verimli ve dolayısıyla yatırımcılar için daha çekici kılmaktır. Bu dönüşümü hızlandırmak için elektrik kurulu gücünde kamuya ait varlıkların payını azaltmaya ve piyasayı serbestleştirmeye yönelik çalışmalar devam etmektedir. Bu sayede çekici bir yatırım ortamı yaratılacağı, tüketicilere düşük maliyetli ve güvenli elektrik arzı sağlanacağı umulmaktadır¹.

Hükümet tarafından takip edilen özelleştirme modeli ikili anlaşmalara dayanmakta, bu model gerek toptan gerekse perakende elektrik satışında sektörde yer alan şirketlerin sayısının artmasını sağlamaktadır. Çok taraflı anlaşmalar, tedarikçiler ve toptan piyasalardan elektrik satın alabilecek düzeyde elektrik tüketen serbest tüketiciler arasında gerçekleştirilmektedir.

Özelleştirme sürecinin ilk aşamalarında, kamuya ait elektrik üretim varlıklarını öncelikle Türkiye Elektrik Üretim A.Ş.'ye (EÜAŞ) devredilmiştir. 2013 sonun itibarıyla EÜAŞ, Türkiye'nin toplam kurulu gücünün %37'sine denk gelen 23,8 GW'lık bir kurulu güce sahiptir. EÜAŞ tarafından gerçekleştirilen yıllık elektrik üretimi 80 TWh seviyesine ulaşmakta, toplam üretimin %33,4'ünü teşkil etmektedir². İletim şebekesinin de tamamen serbest hale getirilmesi, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santrallerin Türkiye'nin mevcut elektrik piyasasına entegre edilmesini kolaylaştıracaktır. Bununla beraber, en zaruri politika önceliği olarak, yenilenebilir enerji endüstrisinin desteklenmesi gerekmektedir.

İngiltere'deki gibi tamamen serbest bir elektrik piyasasında, farklı santrallerde üretilen elektrik en düşük kısa vadeli marjinal maliyetler üzerinden devreye alınır. Türkiye'de ise kamu ve elektrik üreticileri arasındaki bir takım anlaşmalar sonucunda bazı üreticiler, o anda en düşük maliyetle üretim yapmıyor olmalarına rağmen sisteme elektrik vermekte önceliğe sahiptirler. Bu, elektrik fiyatlarında tahrifata neden olmakta ve benzer anlaşmalardan yararlanmayan diğer üretim tesislerinin kârlılığını etkilemektedir.

POLİTİKA VE MEVZUAT

Elektrik piyasalarının serbestleşmesine yönelik uzun vadeli stratejik yönelimin ortasına gelmişken, hükümetin özelleştirme sürecinde geri adım atması pek olası gözükmemektedir. 2016 yılına gelindiğinde rekabetçi bir piyasanın oluşturulması hedeflenmektedir. En yeni stratejik dokümanlar ve açıklamalarla enerjide arz güvenliği, bağımsızlık ve rekabete net bir şekilde odaklanılmakta, hükümetin piyasa yapısını yeni politika araçlarıyla dikkatli bir şekilde şekillendirmeye devam edeceğine dair göstergeler bulunmaktadır.

Hükümetin elektrik iletimi ve dağıtımındaki kontrolünü gevşettiğine dair bir takım göstergeler bulunsa da, söz konusu değişiklikler henüz piyasanın tamamına sirayet etmiş değildir. Özelleştirme hamlesinin bir parçası olarak Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin (TEDAŞ) yetkileri sınırlandırılmış, özel şirketlere elektrik dağıtımı için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'ndan (EPDK) lisans alma fırsatı verilmiştir.

Piyasanın bugünkü yapısında küçük ölçekli tüketiciler henüz kendi tedarikçilerini seçememekte, buldukları dağıtım bölgesinde EPDK tarafından onaylanan tarifeler üzerinden elektrik enerjisi alımı yapabilmektedirler. Serbest tüketici olabilmek için gerekli elektrik tüketiminin aylık 133 TL (63 ABD Doları) seviyesine kadar indirilmiş olması, perakende piyasalarda devlet kontrolünün azaldığını ve daha rekabetçi bir yapıya geçilmekte olduğunu göstermektedir. Gelecekte daha fazla tüketici kendi tedarikçisini seçebilecektir. Serbest tüketici statüsünde olan büyük elektrik

¹ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2010), *2010-2014 Stratejik Planı*.
http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/ETKB_2010_2014_Stratejik_Planı.pdf

² TEİAŞ.

tüketicileri ulusal tarifeye tabi değildir ve kendi seçtikleri tedarikçilerden, müzakere ettikleri şartlarla elektrik temin edebilmektedirler.

2.2 GELİŞİM PLANLARI

Hükümetin enerji stratejisiyle, enerji arz güvenliği ana hedefi altında yer alan ikiz hedeflere -enerji talebini karşılamak ve dışa bağımlılığı azaltmak- ulaşılması amaçlanmaktadır. Bu hedefler çerçevesinde belirlenen ve stratejik dokümanlarda yer verilen belli başlı alt hedefler, Tablo 2'de özetlenmiştir.

Tablo 2: 2023 enerji hedefleri

Değişken	Hedef	BNEF değerlendirmesi
Enerji yoğunluğu	2011'e göre %20 düşüş	Yeni önlemler hayata geçirilmedikçe bu hedefin oldukça iddialı olduğu söylenebilir. IMF verileri ve kendi elektrik talebi tahminlerimizden yola çıkarak elektrik tüketiminin milli gelire oranının 2011-2019 döneminde %8 oranında artacağını öngörmekteyiz.
Kurulu güç	Kurulu gücün 110 GW, yıllık elektrik üretiminin ise 440 TWh'ye yükselmesi	Resmi beklentilere göre daha muhafazakâr olan elektrik enerjisi talep tahminlerimize paralel olarak, Mevcut Politikalar Senaryosu altında 2023 yılında kurulu gücün 98 GW, yıllık elektrik üretiminin ise 373 TWh'ye çıkacağı tahmin edilmektedir.
Nükleer santraller	Toplam 10 GW kurulu güce sahip iki nükleer santralin faaliyete geçmesi, üçüncü nükleer santralin inşasına başlanması	Bahse konu santrallerin hiçbirinde beton dökmeye başlanmamıştır. Kesintilerle seyreden planlama süreci neticesinde 2023 yılında sadece bir nükleer santralin devreye girmesi beklenmektedir. Bugüne kadarki deneyimler, nükleer konusunda kurumsal kapasiteyi inşa edip gerekli bilgi birikimini sağlamanın 15 yılı bulabileceğini göstermektedir.
Yenilenebilir enerji	Elektrik üretiminde yenilenebilir enerjinin payının %30'a yükseltilmesi	Mevcut elektrik üretiminin %29'unun yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlandığını (yenilenebilir enerji kaynakları arasında hidroelektriğin payı %85 civarındadır) göz önüne aldığımızda, bu hedefe ulaşılacağı kanaatini taşımaktayız. Bununla beraber, Mevcut Politikalar Senaryosu dâhilinde 20 GW'lık rüzgâr enerjisi kurulu gücü hedefine ulaşamayacağı öngörüsüne dayanarak, söz konusu %30'luk payın sabit kalmasını beklemekteyiz.
Doğal gaz	Doğal gazın elektrik üretimindeki payının mevcut seviyesi olan %44'ten %30'a indirilmesi	2020 sonrasında doğal gazın nükleer enerji tarafından ikame edilmeye başlanması durumunda bu hedefi makul bulmaktayız. Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre 2023 yılında doğal gazın elektrik üretimindeki payı %32 olarak gerçekleşecektir.

Kaynak: Enerji Bakanlığı, Bloomberg New Energy Finance

Türk hükümeti 2023 yılında doğal gazın elektrik üretimindeki payının %41'den %30'a düşürülmesini hedeflemektedir.

10. Kalkınma Planı (2014-2018), Türk hükümeti tarafından alınan politika kararlarının temelini oluşturmaktadır. Tablo 3'de, 10. Kalkınma Planı'nda enerji sektörüne yönelik yer alan başlıca hedef ve politikalar ile bu hedef ve politikalara dair iç modelleme ve analiz süreçlerimiz, ilgili kişilerle yaptığımız görüşmeler ve tarihsel gelişmeler ışığında yaptığımız değerlendirmelere yer verilmektedir.

Tablo 3: 10. Kalkınma Planı'na göre 2018 hedefleri

Değişken	Hedef	BNEF değerlendirmesi
Kişi başına milli gelir	Kişi başına milli gelirin 2012-2018 yılları arasında 10.500 ABD Doları'ndan 16.000 ABD Doları'na yükselmesi	Bu hedefe ulaşılması için dönem boyunca yıllık %7,2'lik bir hızla büyümenin sağlanması gerekmektedir. Bu oran IMF tarafından 2014-2018 dönemi için öngörülen, satın alma gücü paritesine göre yıllık ortalama %3,9'luk büyüme tahmininin çok ötesindedir. BNEF analizinde IMF'nin öngörüsü kullanılmıştır.
Kurulu güç	Elektrik enerjisi kurulu gücünün 58 GW'dan 78 GW'a çıkarılması	Bu hedef, 2023 yılı için koyulan 110 GW hedefinden daha erişilebilirdir. 78 GW hedefi aynı zamanda Mevcut Politikalar Senaryosu'nda 2018 yılı için öngörülen 82 GW'lık kurulu güç tahminiyle de uyumludur.
Toplam faktör verimliliği	Toplam faktör verimliliğinin 2013 değeri olan -0,8'den 1,9'a yükselmesi	Toplam faktör verimliliği ile sermaye ve işgücü girdilerinden bağımsız, teknoloji gelişimi gibi faktörlerden kaynaklanan büyüme kastedilmektedir. Son dönemde bu göstergenin eksiye düştüğü de göz önüne alındığında, toplam faktör verimliliği için koyulan hedefin fazla yüksek olduğu söylenebilir.

Kaynak: Kalkınma Bakanlığı / Bloomberg New Energy Finance

“KÖMÜRE HÜCUM” PLANI

Türkiye'nin kurulu gücünün %22'si ve yıllık elektrik üretiminin %25'ini oluşturan kömür sektörünün elektrik üretimine katkısı, doğal gaz sektörünün oldukça gerisindedir. Önümüzdeki 10 yılda ise kömür sektörünün, elektrik endüstrisinin en hızlı büyüyen unsuru olması beklenmektedir³. Bu gidişatin altını çizmek amacıyla Enerji Bakanlığı 2012 yılını “kömür yılı” olarak ilan etmiştir.

Hükümet, yerli kaynaklardan ucuz beslenecek kömür ve linyit projelerinin hayata geçirilmesini desteklemek için politikalar geliştirmektedir. Türk bankaları yerli kömüre dayalı projelerin finansmanına öncelik vermektedir⁴. Dünya Bankası ve EBRD gibi uluslararası finans kuruluşları da elektrik piyasasında serbestleşmenin neredeyse tamamlanmış olması nedeniyle hükümetin enerji politikalarını desteklemektedirler. Bununla beraber, söz konusu uluslararası finans kuruluşları kömüre dayalı kurulu güç artış planlarını desteklememektedir.

Kömür endüstrisi büyük ölçekli kamu desteklerinden yararlanmaktadır. Yeni yatırım teşvik sistemi çerçevesinde yerli kömüre dayalı projelere hem sermaye giderleri hem de işletme maliyetleri için teşvik sağlanmaktadır.

Türkiye, 14,1 milyar tona ulaştığı tahmin edilen geniş linyit rezervlerine sahiptir. Kömür arama çalışmaları son 9 yıl içerisinde beş kat artarken 5,8 milyar ton yeni rezerv keşfedilmiştir. Yerli kömür kaynakları büyük oranda kamu kurumları tarafından piyasaya arz edilmektedir (bkz. Tablo 4). Buna rağmen, hükümet kaynaklarına göre iktisadi devlet teşekkülleri tarafından gerçekleştirildiği raporlanan kömür üretiminin %35'i taşeron şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir.⁵

³ Yazar, Y. (2013). *Türkiye'nin Serbestleşen Elektrik Sektöründe Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Desteklenmesi (2002-2012)*. Power Point Sunumu. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. Rüzgâr Çalıştayı. 26 Mart 2013, Ankara. <http://events.ewea.org/events/workshops/wp-content/uploads/2013/03/EWEA-TUREB-Workshop-27-3-2013-Yusuf-Yazar-YEGM.pdf>

⁴ Hatem, E. (2013). *Enerji Projelerinin Finansmanı ve Geleceğe Yönelik Beklentiler*. Power Point Sunumu. Garanti Bankası. ICCI - Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı. 24 Nisan 2013, İstanbul. http://icci.com.tr/2012sunumlar/O3_Emre_Hatem.pdf adresinden 26 Nisan 2013'te indirilmiştir.

⁵ Türkiye Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı websitesi. (2013). *The Energy Sector: A quick tour for the investor*. <http://www.invest.gov.tr/en-US/sectors/Pages/Energy.aspx> Sayfa 3. Eylül 2014 tarihinde ziyaret edilmiştir.

Tablo 4: Yerli kömür üretiminde pazar payları,2011

	Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ)	Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ)	Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK)	Diğerleri (Özel Sektör)
Yerli kömür üretimindeki pay	%43,96	%41,59	%2,09	%12,36

Kaynak: Türkiye Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı

Söz konusu kaynakların işletilmesine hükümet tarafından öncelik verilmektedir. “Kömüre hücum” planının bölgesel kalkınmayı güçlendireceği, dış ticaret açığını azaltacağı ve uzun vadede enerji kaynak güvenliğine katkıda bulunacağı umulmaktadır. Bu doğrultuda sağlanacak kamu desteğinin elektrik fiyatını düşüreceği, yeni iş olanakları sağlayacağı ve ülkede üretilen katma değere katkıda bulunacağı ileri sürülmektedir. Bu, duygulara hitap eden, tartışmalı bir söylemdir. Röдовans yoluyla ihale mekanizması sayesinde Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu toplam 3,1 GW elektrik üretim potansiyeline sahip 11 kömür sahasını işletmeye açmıştır⁶. 2013 yılının Kasım ayı itibarıyla röдовans yoluyla küçük ölçekli linyit sahalarına ilişkin yedi ihale başarıyla neticelendirilmiştir.

Tablo 5: Röдовans yoluyla neticelendirilen kömür ihaleleri

Yer	Kurulu Güç (MW)	Kömür Sahasındaki Rezerv (Milyon Ton)	Şirket	İhale Bedeli (Kuruş / kWh)	İhale Bedeli (ABD doları sent / kWh)
Tufanbeyli / Adana	600	323	Teyo Group	2,57	1,21
Soma-Deniş / Manisa	450	150	Kolin İnşaat	4,69	2,20
Keles-Davutlar / Bursa	270	55	Çeliker İnşaat	5,61	2,64
Domaniç / Kütahya	300	114	Çeliker İnşaat	5,03	2,36
Yeniköy / Muğla	420	50-60	-	-	-
Karabalçık Karlıova / Bingöl	150	89	Aska	3,2	1,50
Çan / Çanakkale	210	45	-	-	-

Kaynak: Türkiye Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı

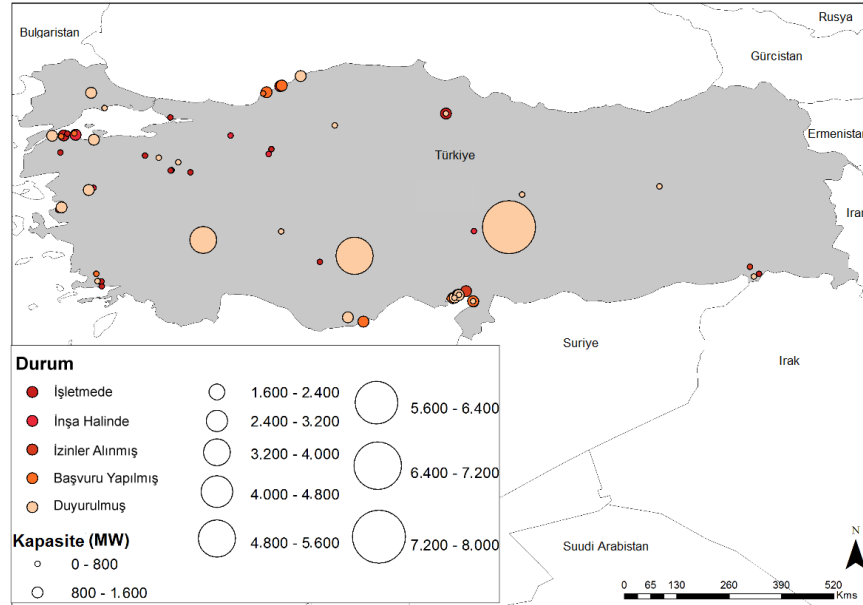
Not: Santraller kömür sahalarının yanına kurulacaktır.

Buna ek olarak, Türkiye'nin linyit rezervlerinin %45'ini barındıran ve hâlihazırda EÜAŞ tarafından işletilmekte olan Afşin-Elbistan kömür sahasının da özelleştirilmesi için yasal bir engel bulunmamaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nca Mayıs 2014'de yapılan açıklamaya göre, Türk ve Çin hükümetleri arasında Afşin-Elbistan'daki linyit sahalarının geliştirilmesi için 10-12 milyar ABD Doları tutarında bir yatırım üzerine görüşmelere başlanmıştır. Bahse konu görüşmeler, 8 GW kurulu güce sahip bir kömür santralının kurulmasını da kapsamaktadır⁷. EÜAŞ'ın portfolyosunda yer alan toplam 2,6 GW kurulu güce sahip altı linyit sahasının da özelleştirme süreci başlamıştır. Şekil 3'te Türkiye'deki kömüre dayalı termik santrallerin durumu gösterilmektedir.

⁶ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

⁷ Out-law websitesi. (2014). *Turkey in talks with China over \$12 billion Turkish coalfield and power plant investment deal* <http://www.out-law.com/en/articles/2014/may/turkey-in-talks-with-china-over-12-billion-turkish-coalfield-and-power-plant-investment-deal/> 30 Mayıs 2014 tarihinde indirilmiştir.

Şekil 3: Türkiye'deki kömüre dayalı elektrik üretim santralleri



Kaynak: Esri, Bloomberg New Energy Finance, European Climate Foundation, Bloomberg (BMAP), Sourcewatch

YENİLENEBİLİR ENERJİ

Hükümet 2023 yılında toplam elektrik talebinin %30'unun yenilenebilir enerjiden karşılanmasını hedeflemekte, bunun için de yeni rüzgâr ve hidroelektrik santrallerine güvenmektedir. Mevcut durumda hidroelektrik, ülkenin yenilenebilir kaynaklara dayalı kurulu gücünün %90'ını teşkil etmektedir. Türkiye'de rüzgâr enerjisi piyasası düşük alım garantilerine rağmen son yıllarda istikrarlı bir şekilde gelişmiştir⁸.

Ülkenin sahip olduğu güneş ve jeotermal kaynakları göz önüne alındığında, her iki enerji kaynağına dayalı kurulu güç için konulan hedefler düşüktür. Güneş enerjisinde 2023 hedefi sadece 3 GW seviyesindedir. Kıyaslamak gerekirse, Almanya'nın bugün itibarıyla güneş enerjisine dayalı kurulu gücü 30 GW'ın üzerindedir. Türkiye'de güneş enerjisi için sağlanan alım garantisinin Almanya, Filipinler ve Yunanistan gibi ülkelerden düşük olması, bu farkı açıklamaya yardımcı olabilir. Hükümet, güneş enerjisinin gelişiminin serbestleşen elektrik pazarını korumak için sınırlandırdığını belirtmektedir⁹. Bu politika, elektrik enerjisinde daha ucuz ve geniş kaynak çeşitliliğinin faydasını gördükleri için fotovoltaik güneş sistemlerini yaygınlaştırmaya çalışan diğer ülke örnekleriyle çalışmaktadır.

8 Ocak 2011'de yürürlüğe giren 6094 sayılı kanun ile, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'da değişiklikler yapılmıştır. Yeni kanun ile yenilenebilir enerji kaynağı belgesi (YEK Belgesi) sahiplerinin ürettikleri elektrik için belli bir fiyattan alım garantisi sunulmaktadır. Söz konusu alım garantileri sadece 10 yıllık bir dönem için geçerlidir. Alım garantisinin süresi, AB'ye üye pek çok ülkede genellikle 15 yıl olarak belirlenmiş olan süreye kıyasla daha kısadır. Türkiye'de güneş enerjisinden elektrik üretimi

⁸ Rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2007 yılından bu yana 15 kat artmış 2,8 GW'a ulaşmıştır. Proje stoku da 7 GW'ı bulmaktadır.

⁹ EPDK. (2005). *Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun*. <http://www.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/mevzuat?id=143>

lisansları için ilk başvurular 2013 yılının Temmuz ayında tamamlanmıştır. Başvuruların toplam kurulu gücü neredeyse 9 GW'a ulaşmışken, güneş enerjisi lisanslarına koyulan 600 MW'lık üst sınır nedeniyle başvuru sahiplerinin sadece %7'sinin alım garantilerinden yararlanması mümkün olacaktır.

Tablo 6: Yenilenebilir enerji alım garantileri (ABD Doları sent / kWh)

Teknoloji	Alım Garantisi	Yerli Ürün Kullanımı için İlave Destek	Faydalanılabilecek Azami Destek
Hidroelektrik üretim tesisi	7,3	2,3	9,6
Rüzgâr enerjisine dayalı üretim sistemi	7,3	3,7	11
Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi (PV)	13,3	6,7	20
Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi (CSP)	13,3	9,2	22,5
Biyokütle dayalı üretim tesisi (çöp gazı dâhil)	13,3	5,6	18,9
Jeotermal enerjisine dayalı üretim sistemi	10,5	2,7	13,2

Kaynak: 6094 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun

Hükümet, yedek elektrik enerjisi kapasitesine dair sıkı koşullar tanımlamıştır. Bu çerçevede, bir MW'lık rüzgâr ya da güneş enerjisi ilavesi için bahse konu kurulu gücün %50'si oranında yedek kapasite gerekmektedir. Başka bir deyişle, 1 GW'lık kesintili yenilenebilir enerji kurulu gücü için 500 MW'lık kömür, doğal gaz ya da nükleer enerjiye dayalı kapasite yaratılması gerekmektedir. Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin sisteme dâhil olması halinde bu kuralda esneklik söz konusu olabilecektir.

Hidroelektrik, 19. yüzyıldan beri yaygın kullanımı olan, kesintisiz enerji sağlayan ve görece temiz bir yenilenebilir enerji teknolojisidir. Türkiye'de elektrik üretiminin dörtte birinden fazlası HES'lerden sağlanmaktadır. Kurulu gücün de 22 GW'dan fazlası HES'lere aittir. Resmi verilere göre 2016 yılına kadar kurulu güce 4 GW'ın daha eklenmesi beklenmektedir. Söz konusu ilaveler, 2023'de 36 GW hidroelektrik kurulu gücü hedefine ulaşılmasını kolaylaştıracaktır. Resmi değerlendirmelere göre Türkiye'de teorik hidroelektrik potansiyeli 433 TWh/yıl, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel 216 TWh/yıl, ekonomik hidroelektrik potansiyeli ise 140 TWh/yıl'dır¹⁰. Şu anda yapımı devam eden hidroelektrik projelerinin çoğunluğunu, Doğu Karadeniz Bölgesi'nde yoğunlaşan küçük ölçekli HES'ler teşkil etmektedir.

Farklı yüksekliklerdeki iki su depolama alanı arasında suyun taşınması prensibine dayanan pompaj depolamalı hidroelektrik santraller de olgunluk dönemine ulaşmış, düşük maliyetli bir enerji depolama yöntemidir. Dünya çapında depolanan enerjinin %99'u için bu yöntem kullanılmaktadır. Sermaye maliyeti 1 MW kurulu güç başına 1,5 ila 3,5 milyon ABD Doları arasında olan pompaj depolamalı HES'ler, lithium-ion piller de dahil olmak üzere günümüzde ticarete konu pek çok enerji depolama teknolojisinden daha ucuzdur. Pompaj depolamalı HES teknolojileri talebe duyarlı olmaları nedeniyle elektrik arzındaki dalgalanmaları gidermek için kullanılabilir, bu sayede değişkenlik gösteren yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme entegrasyonunu kolaylaştırabilir.

¹⁰ Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/h_turkiye_potansiyel.aspx 2 Temmuz 2014 tarihinde indirilmiştir.

Yukarıda da bahsedildiği üzere, hükümet her bir MW rüzgâr ya da güneş enerjisi kurulu gücüne karşılık, bunun yarısı kadar yedek kapasite kurulmasını şart koşmaktadır. Günümüz itibarıyla Türkiye'nin mevcut hidroelektrik üretim tesisleri içerisinde pompaj depolamalı HES'lerin rolü oldukça sınırlıdır. Bununla beraber, toplam kurulu gücü 14 GW civarında olan 16 HES için ilk etüt çalışmaları tamamlanmış, toplam 3,2 GW kurulu güce sahip iki HES'in ise kavramsal tasarımı yapılmıştır. Bu gelişmeler, yenilenebilir enerjiden elektrik üretimi daha da yaygınlaştıkça şebekenin direncini artıracaktır.

ELEKTRİK ENERJİSİNE DAİR HEDEFLERE GENEL BİR BAKIŞ

Tablo 7: Türkiye'de elektrik sektörüne ilişkin politika ve hedeflerin özeti (GW)

Sektör	2013 Kurulu Güç	2023 Hedefi	Notlar
Kömür	12,4	~ 25	Yerli kömür kaynaklarına öncelik verilmektedir.
Doğal gaz	20,3	~ 25	Dışa bağımlılığın azaltılması hedeflenmektedir.
Nükleer	0	10	Bir adet nükleer santral, planlama ve izin süreçlerinin son aşamasındadır.
Jeotermal	0,3	0,6	
Hidroelektrik	22,3	36	
Rüzgâr	2,8	20	Rüzgâr kurulu gücü, 2023 hedeflerine ulaşmak için gereken hızda artmamaktadır.
Güneş	0,02	3	Güneş enerjisinden elektrik üretimi lisansları için koyulan 600 MW'lık üst sınır halen yürürlüktedir. 2023 yılı için koyulan 3 GW hedefi ülkenin kaynakları göz önüne alındığında oldukça düşük kalmaktadır. Söz konusu hedef güneş panelleri fiyatlarının düşmeye devam etmesi sonucunda 2020 yılından önce büyük ihtimalle aşılacaktır.

Kaynak: Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Bloomberg New Energy Finance

İLETİM VE ŞEBEKE KAPASİTESİ

Türkiye elektrik iletim şebekesi, 2001'de kurulan bir iktisadi devlet teşekkülü olan Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından yönetilmektedir. İletim sisteminin özelleştirilmesi üzerine herhangi bir plan söz konusu değildir. Bununla beraber, özel sektörün şebeke ekipmanları ve altyapısının geliştirilmesi, uygulama ve otomasyon projelerine dair hizmet alımı süreçlerine katılması desteklenmektedir.

Tablo 8: Türkiye'nin iletim ve dağıtım kapasitesi

Primer Gerilim Seviyesi	380kV	220kV	154kV	66kV	Toplam
İletim hat uzunlukları (km)	16.344	85	33.481	509	50.418
Yeraltı kablosu uzunlukları (km)	43	0	214	3,2	260
Trafo adedi	222	0	1.153	50	1425
Trafo güçleri (MVA)	43.795	0	68.458	593	112.846

Kaynak: TEİAŞ

2012 verilerine göre Türkiye'de 50.418 km uzunluğunda iletim hattı ve 259 km uzunluğunda yer altı kablosu bulunmaktadır. 2008 ila 2012 yılları arasında iletim hattı kapasitesi yılda ortalama %1,7 oranında büyümüştür. 380 kV ve 66 kV yer altı kablolarının ilk defa 2007'de tesis edilmesine rağmen yer altı kablo kapasitesi yılda %10 civarında artış göstermektedir.

Ulusal iletim sisteminin geliştirilmesinin yanı sıra uluslararası elektrik şebekelerine entegrasyonun daha da geliştirilmesine de önem verilmektedir. Avrupa elektrik sistemine (ENTSO-E) entegrasyon süreci nihai deneme aşamalarında ve bu yıl sonuna doğru Uzun Dönemli Anlaşma'nın imzalanması beklenmektedir. Söz konusu entegrasyon ile teknik, ekonomik ve çevresel faydaların elde edilmesi umulmaktadır. Türkiye'nin halihazırda Azerbaycan, Suriye,

Gürcistan, İran ve Irak ile enterkonnekte hatları bulunmaktadır. Uluslararası şebeke entegrasyonu, şebekeye esneklik sağlaması nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artması için olumlu bir faktör olarak değerlendirilebilir. Hedef, Türkiye'nin doğudaki enerji arzı ve batıdaki tüketiciler arasında bir köprü haline gelmesidir. Bu çerçevede, Güney Gaz Koridoru'nun Türkiye'den geçecek bölümüne ilişkin ilerlemenin de devam etmesi beklenmektedir. Türkiye-Yunanistan-İtalya boru hattı ve Trans Anadolu Doğal Gaz Projesi (TANAP), Türkiye'yi Azerbaycan, İran ve Irak'ın doğal gazı ve Avrupa'daki tüketiciler arasında bir enerji merkezine dönüştürebilecek iki önemli altyapı projesidir¹¹.

ENERJİ DEPOLAMA

Şebeke bağlantılı enerji depolama, Türkiye'nin yenilenebilir enerji kapasitesinin artırılması ve güç şebekesinin etkin bir şekilde iyileştirilmesinde önemli bir rol oynayabilir. Bu çerçevedeki uygulamalar arasında fiyat arbitrajı, frekans düzenlemesi, yenilenebilir enerji entegrasyonu, iletim ve dağıtım yatırımlarının ertelenmesi, gerilim dengelemesi ve kısıtlılığın azaltılması gibi bir takım faktörler yer almaktadır (Tablo 9).

Türkiye'de mevcut elektrik sistemi çeşitli şebeke sistemlerinden zorunlu tedarike bağlıdır. Bu zorunluluk, enerji depolamasını sınırlamaktadır. Enerji depolamanın önemli bir rol oynayabilmesi için mevzuatta değişiklikler yapılması gerekmektedir. Kıyaslamak gerekirse, Güney Kore, frekans düzenlemesinin zorunlu tedarikinden, 2017 yılında 500 MW'lık enerji depolama kapasitesine geçiş yapacağını açıklamıştır. Şili'de ise üreticiler, şebeke frekansını düzenlemek amacıyla üretim kapasitelerini kullanmak yerine enerji depolamasını kullanma hakkına sahiptir.

¹¹ Today's Zaman. (2013). "Regional hub Turkey becoming energy exchange centre", <http://www.todayszaman.com/news-331468-regional-hub-turkey-becoming-energy-exchange-center.html> 5 Haziran 2014 tarihinde indirilmiştir.

Tablo 9: Enerji depolama uygulamalarının sunduğu fırsatlar

Uygulama Grubu	Uygulama	Tanım
Piyasa düzeyindeki uygulamalar	Frekans düzenlemesi/regülasyonu	Güç talebindeki ani değişimler sonucu oluşan talep veya arz fazlasının dengelenmesi ile frekans değerinin korunması (Genellikle sistem operatörleri tarafından tedarik edilir.)
	Yan hizmetler	Sisteme, sistem operatörleri tarafından aktif veya reaktif güç sağlanması (Reaktif güç, yan hizmetlere bir örnektir. Rezervler ve frekans düzenlemesi diğer uygulamalarda ele alınmaktadır.)
	Fiyat arbitrajı	Elektriğin piyasalarda fiyatlar düştüğünde satın alınması, depolanması ve fiyatlar yükseldiği zaman satılması
Sistem düzeyindeki uygulamalar	Yenilenebilir enerji entegrasyonu	Yenilenebilir kaynakların şebekeye bağlanması; kaynak çıktılarının şebeke ağı üzerinde olumsuz etkilerinin önlenmesi için düzenlenmesi
İletim düzeyindeki uygulamalar	Yatırım erteleme	İletim sisteminde yüksek maliyetli iyileştirmeler/güçlendirmeler yapmak yerine modüler enerji depolama sistemleri ile yeni iletim kapasitesi ihtiyacının karşılanması
	İletim sistemine erişim ücretlerinin azaltılması	Enerji depolama sistemlerinin puant yük değerinin düşürülmesi için kullanılması, bu sayede iletim sistemine erişim için ödenen ücretlerin azalması
	Kısıtlılık maliyetinin azaltılması	Enerji depolama sistemlerinin puant yük değerinin düşürülmesi için kullanılması, bu sayede yoğunluk yaşanan bölgelerdeki maliyetlerinin azaltılması
	Gerilim dengeleme	Uygun elektronik ekipmana sahip enerji depolama sistemleri, bir kapasitör (sığa) veya STATCOM gibi, iletim sistemine reaktif güç sağlayabilir.
Dağıtım düzeyindeki uygulamalar	Yatırım erteleme	Dağıtım sisteminde yüksek maliyetli iyileştirmeler/güçlendirmeler yapmak yerine modüler enerji depolama sistemleri ile yeni dağıtım kapasitesi ihtiyacının karşılanması
	Dağıtım sistemine erişim ücretlerinin azaltılması	Enerji depolama sistemlerinin puant yük değerinin düşürülmesi için kullanılması, bu sayede dağıtım sistemine erişim için ödenen ücretlerin azalması Puant yük değerinin düşürülmesi için enerji depolama sistemleri kullanılmaktadır. Böylece kullanıcı tarafından karşılanması gereken dağıtım maliyetleri azaltılmaktadır.
	Gerilim dengeleme	Uygun elektronik ekipmana sahip enerji depolama sistemleri dağıtım sistemine bir kapasitör (sığa) bank gibi reaktif güç sağlayabilir.

3.BÖLÜM

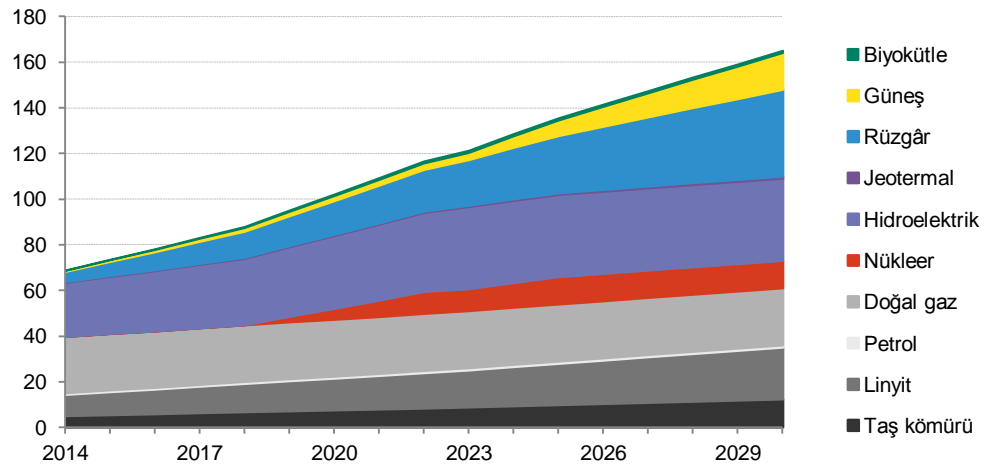
RESMİ PLANLAR

Bir önceki bölümde Türkiye'de elektrik piyasalarının mevcut durumu özetlenmiş, hükümet politikaları, resmi hedefler ve gelişim planlarına değinilmiştir. Bu bölümde, Türkiye'nin resmi enerji planları üzerine inşa edilmiş talep ve üretim kapasite tahminlerine yer verilmektedir. Bu bölümde yer alan senaryo, dördüncü ve beşinci bölümlerdeki alternatif senaryoların karşılaştırılacağı bir temel teşkil edecektir.

3.1 ÖZET

- Resmi projeksiyonlara göre önümüzdeki 20 yıl boyunca enerji talebinde kayda değer bir artış gerçekleşecek, 2023 yılına gelindiğinde talep ikiye katlanacaktır.
- Talep artışının yeni kömür, hidroelektrik ve rüzgâr kurulu santrallerinin inşası ile karşılanması hedeflenmektedir.
- Dış ticaret dengesinin iyileştirilmesi ve dışa bağımlılığın azaltılmasına dair çalışmalar çerçevesinde, doğal gaz kurulu gücünde artış olmaması umulmaktadır.

Şekil 4: Resmi Planlar Senaryosu'na göre kurulu güç, 2014-2030 (GW)



Kaynak: TEİAŞ / Bloomberg New Energy Finance

3.2 YÖNTEM

ELEKTRİK TALEBİ

Türk hükümeti düzenli aralıklarla elektrik talebi üzerine orta-uzun vadeli tahminlerini yayımlamaktadır. En son yayımlanan tahminlere göre, 2030 yılına kadar elektrik talebi yılda %5,25 oranında artacaktır. Toplam elektrik üretimi 2013-2023 döneminde 239 TWh'dan 440 TWh'a çıkacak, 2030 yılında ise 619 TWh'ı bulacaktır. Resmi Planlar Senaryosu, bu projeksiyonlara sıkı sıkıya bağlı kalınarak hazırlanmıştır.

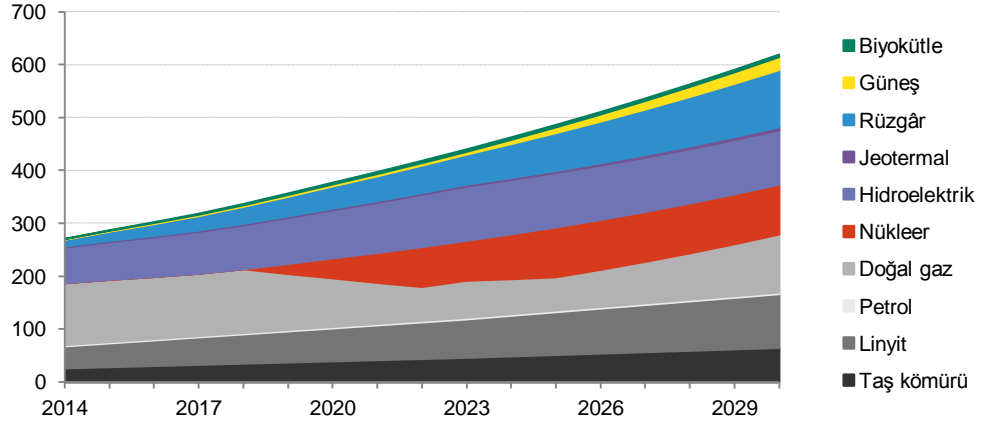
ELEKTRİK ÜRETİM KAPASİTESİ

Resmi vizyon üzerinden kurulu güç ve elektrik üretimine dair değerlerin hesaplanması için 2023 ve 2030 yılına dair hedefler kilometre taşı olarak alınmış, 2014 ve 2022 ile 2024 ve 2029 arasındaki değişimi göstermek için basit bir çizgisel interpolasyon gerçekleştirilmiştir. 2023 ve 2030 için kullanılan veri noktaları, iki ayrı resmi kaynaktan alınan verileri bir araya getirmelerine

rağmen genel olarak birbirleriyle uyumludur. Bununla beraber, farklı resmi kurumların birbirinden farklı rakamlar kullanması sonucunda 2023 sonrasında hafif bir sapma söz konusudur¹² (Şekil 4).

3.3 KURULU GÜÇ VE ELEKTRİK ÜRETİM TAHMİNLERİ

Şekil 5: Resmi Planlar Senaryosu'na göre elektrik üretim tahminleri, 2014-2030 (TWh)



Kaynak: TEİAŞ / Bloomberg New Energy Finance

Resmi planlarda, 2030 yılında elektrik enerjisi talebinin 600 TWh'ı aşacağı öngörülmektedir.

2013 - 2030 dönemi içerisinde seçilmiş bazı yıllar için, hükümetin 2023 ve 2030 hedeflerine göre hesaplanmış elektrik enerjisi kurulu gücü tahminleri Tablo 10'da özetlenmiştir.

Tablo 10: Resmi Planlar Senaryosu'na göre kurulu güç, 2000-2030 (MW)

Teknoloji	2014	2018	2023	2030
Taş kömürü	5.005	6.672	8.755	12.257
Linyit	9.288	12.380	16.245	22.743
Petrol	737	854	1.000	1.000
Doğal gaz	24.672	24.818	25.000	25.000
Nükleer	0	0	9.600	12.000
Hidroelektrik	23.660	29.145	36.000	36.000
Jeotermal	340	456	600	1.000
Rüzgâr	4.484	11.380	20.000	38.000
Güneş	318	1.510	3.000	16.000
Biyokütle	153	530	1.000	1.000
Toplam	68.658	87.743	121.200	165.000

Kaynak: TEİAŞ, GDEA ve Bloomberg New Energy Finance

Not: Mor renkle yazılmış bölümler BNEF projeksiyonlarını değil, hükümetin resmi hedeflerini içermektedir. Yuvarlamalar nedeniyle toplam bölümündeki rakamlar farklılık gösterebilir.

¹² Kaynaklar: Demircan, Z. (2013). *What Energy Mix for Turkey in 2030*. Power Point Sunumu. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü. Rüzgâr Çalıştayı. 26 Mart 2013, Ankara. <http://events.ewea.org/events/workshops/wp-content/uploads/2013/03/EWEA-TUREB-Workshop-27-3-2013-Zafer-Demircan.pdf> 28 Mart 2013 tarihinde indirilmiştir.

4. BÖLÜM

MEVCUT POLİTİKALAR SENARYOSU

Bu bölümde, elektrik talebindeki artış ve yeni kurulu güç ilaveleri başta olmak üzere, Mevcut Politikalar Senaryosu'nun üzerine bina edildiği yöntem ve varsayımlara değinilmiştir.

4.1 ÖZET

ELEKTRİK TALEBİ

- Kişi başına milli gelirdeki gelişmeye dayanan elektrik talep modelimizin sonuçlarına dayanarak, resmi talep projeksiyonlarında gelecekteki elektrik talebine aşırı değer biçildiği sonucuna varmaktayız.
- Projeksiyonlarımız, elektrik enerjisi talebinin 2023'de 373 TWh, 2030'da ise 462 TWh'a ulaşacağını öngörmektedir. Söz konusu tahminler, refah seviyesi arttıkça elektrik talebi artış hızının yavaşlayacağı varsayımına dayanmaktadır. Ekonomide hizmet sektörünün payının artması, hükümet tarafından koyulmuş hedefler arasında yer almaktadır. Türkiye'de elektrik enerjisi talebinin izlediği rota, önümüzdeki 10 yıl zarfında daha gelişmiş Batı Avrupa pazarlarının izinden gidileceğini göstermektedir.

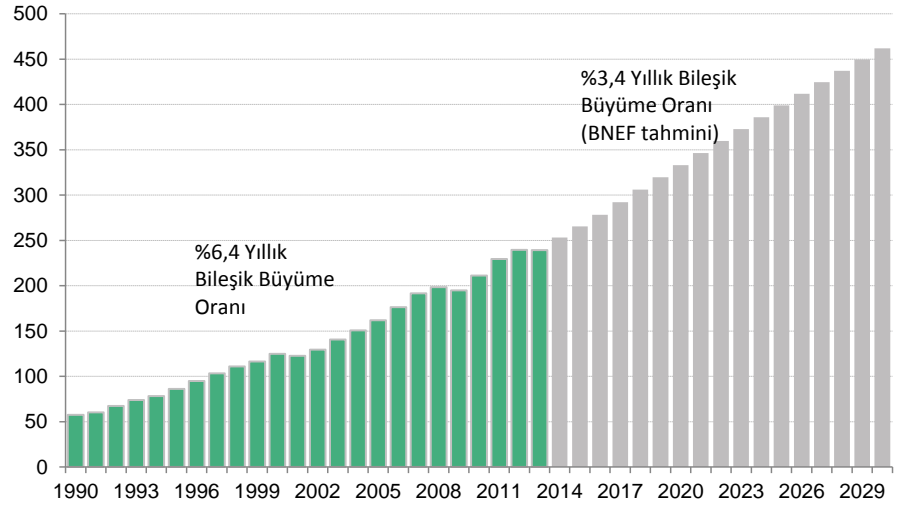
ELEKTRİK ÜRETİM KAPASİTESİ

- Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre 2013 ile 2023 arasında doğal gazın önemi azalacak, elektrik üretimindeki payı %44'den %32'ye düşecektir.
- Hükümetin "kömür hücum" planı taş kömürü ve linyite dayalı termik santral kapasitesini önemli ölçüde arttıracaktır. Bu iki kaynağın elektrik üretimindeki toplam payı 2013 - 2030 yılları arasında %26'dan %35'e yükselecektir. Doğal gaz dışındaki teknolojilerin kapasite faktörlerinin tarihsel ortalamalarda kalacağı varsayılmaktadır.
- Hidroelektrik dışındaki yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam enerji üretimindeki payı, şu anki seviyesi olan %4'den 2030 yılında %14'e çıkacaktır. Rüzgâr tek başına toplam elektrik üretiminin %10'unu karşılayacaktır. Rüzgâr ve güneş enerjisine dair resmi hedefleri değerlendirirken, pek çok başka ülkede her iki kaynağa dayalı kurulu gücün daha dengede olduğunu belirtmekte yarar vardır.
- Resmi enerji planlarında yer alan yedek kapasite zorunluluğunu ve puant talepte yaşanması beklenen artışı karşılamak için termik, nükleer ve hidroelektriğe dayalı yeterli miktarda yedek kapasite mevcut olacaktır.

4.2 ELEKTRİK TALEBİ

Hükümetin resmi elektrik talep tahminleri ve Avrupa ekonomilerindeki büyüme trendleri üzerine detaylı belge ile verileri analiz eden BNEF, elektrik talebindeki artışın resmi projeksiyonların altında kalacağı sonucuna varmıştır. Mevcut Politikalar Senaryosu'na altlık sağlamak üzerine bir göstergeler seti oluşturulmuştur. Buna ilişkin ayrıntılı bilgiye "ekler" bölümünde yer verilmiştir. Bu senaryo çerçevesinde Türkiye'de elektrik talebinin önümüzdeki 10 yıl içerisinde %47 artış gösterip 373 TWh'a ulaşacağı öngörülmektedir. Kişi başına elektrik talebinin, farklı refah düzeylerine sahip Avrupa ülkelerine benzer bir rota izleyeceği, talep artış hızının 2030 yılından önce yavaşlamaya başlayacağı varsayılmaktadır (Şekil 6). Bu varsayımın arkasındaki nedenlerden bir sonraki bölümde bahsedilmektedir.

Şekil 6: Türkiye'de elektrik enerjisi talebi, 1996-2030 (TWh/Yıl)



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)

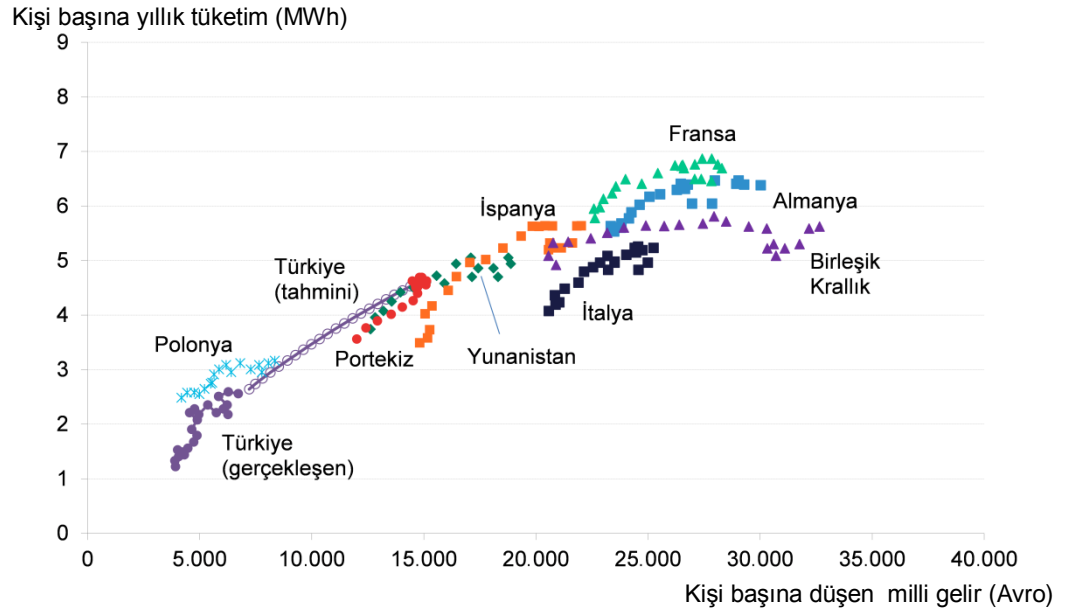
GEÇMİŞ NEDEN GELECEK İÇİN HER ZAMAN İYİ BİR REHBER DEĞİLDİR

- Nüfus artış hızı yavaşlayacaktır.

Elektrik enerjisi talep tahminlerimize göre Türkiye, diğer gelişmiş Avrupa ülkelerinin izlemiş olduğu rotayı takip edecektir.

Türkiye'nin nüfusu 10 yıl öncesine göre 9,7 milyon artmış, 76,5 milyona ulaşmıştır. 2023'e kadar önümüzdeki 10 yıldaki nüfus artışının 7,8 milyon olması beklenmektedir. Ülkeler zenginleştikçe, nüfus artış hızı yavaşlamaktadır. TÜİK verilerine göre, günümüzden 2035 yılına kadar uzanan zaman zarfında nüfusun %0,8'lik yıllık bileşik büyüme oranıyla artması beklenmektedir. Bu oran, 1990-2013 döneminde gözlenen %1,4'lük oranın oldukça altındadır.

Şekil 7: Avrupa ekonomilerinde kişi başına yıllık elektrik tüketimi ve milli gelir, 1990-2012



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance, EPDK, Eurostat, ENTSO-E, IMF

Not: Kişi başına düşen milli gelir verileri satın alma gücü paritesine göre ayarlanmış, 2005 Avro kurları üzerinden hesaplanmıştır.

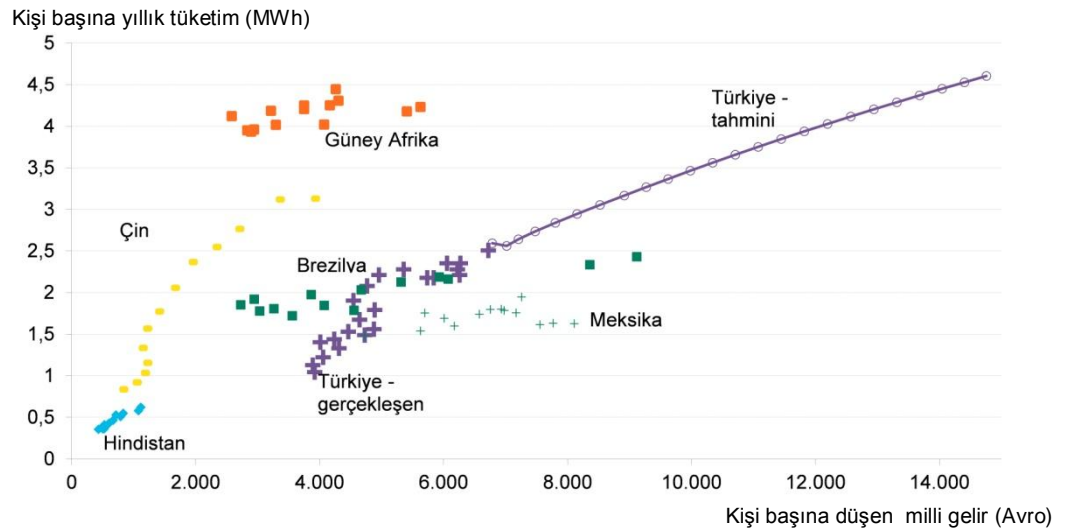
- *Kişi başına elektrik tüketimindeki artış yavaşlayacaktır.*

Küresel ölçekteki tarihsel trendler, hızla sanayileşen ülkelerde üretim artıp ekonomi büyüdükçe, kişi başı enerji tüketiminde de yüksek artışlar meydana geldiğini göstermektedir. Refah artıp sanayileşme süreci yavaşladığında ise milli gelirden meydana gelen her artış, kişi başına düşen enerji tüketiminde daha düşük bir artışla ilişkilendirilebilmektedir. Bu bulgu, ülkelerin refah düzeyi arttıkça ağır sanayiye göre daha düşük enerji yoğunluğuna sahip olan hizmet sektörünün milli gelir artışındaki payının arttığı gözlemiyle tutarlıdır.

Bugün itibarıyla Türkiye Şekil 7'deki grafiğin sol alt köşesinde yer almaktadır. Türkiye'de hem kişi başına düşen milli gelir, hem de kişi başına elektrik tüketimi diğer Avrupa ülkelerine kıyasla düşüktür. Ülkede enerji yoğunluğu (üretilen milli gelir başına enerji tüketimi), Polonya gibi benzer gelişmişlik seviyesindeki ülkelerin altında olsa da, 20. yüzyılın sonunda elektrik tüketiminde çok keskin artışlar meydana gelmiştir. Söz konusu hızlı ve sert artışların devamı, Türkiye'yi istisnai bir vaka haline getirecektir. Türkiye'nin Polonya, İspanya ve Portekiz gibi ülkelerin rotasını izlemesi, ülkede refah seviyesi arttıkça enerji tüketimindeki artışın yavaşlaması daha muhtemel bir senaryodur. Nitekim, enerji tüketim artışında yavaşlamanın ilk işaretleri şimdiden kendini göstermeye başlamıştır.

Şekil 8'de Türkiye'de kişi başına düşen elektrik tüketimi ve gelir arasındaki ilişkinin diğer gelişmekte olan ülkeler ile karşılaştırılmasına yer verilmektedir. Türkiye, kendi sınıfındaki ülkelere paralel bir rota izlemektedir. Bu eğilimin istisnası, 2000 yılında başarılı bir enerji verimliliği programını uygulamaya koyan ve kişi başına düşen elektrik tüketimini görece sabit tutarken milli gelirini artırmayı başarmış olan Brezilya'dır.

Şekil 8: Gelişmekte olan ülke ekonomilerinde kişi başına yıllık elektrik talebi ve milli gelir, 1990-2012



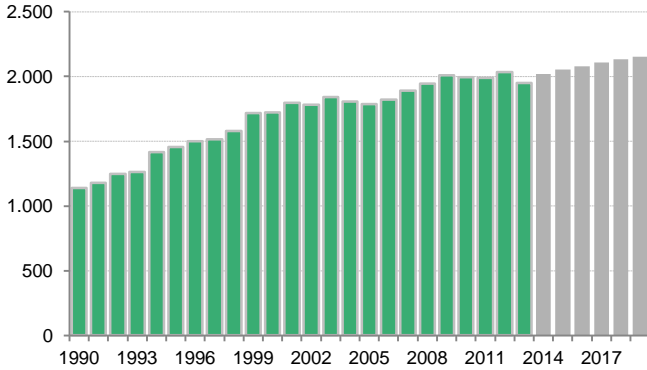
Kaynak: Bloomberg New Energy Finance, EPDK, Eurostat, ENTSO-E, IMF

Not: Kişi başına düşen milli gelir verileri satın alma gücü paritesine göre ayarlanmış, 2005 Avro kurları üzerinden hesaplanmıştır.

Türkiye'de GSMH'nin elektrik tüketimine oranı son yıllarda sabit kalmış, 2013 yılında bu oranda düşüş bile yaşanmıştır (Şekil 9). Bu eğilim kısmen, sanayinin toplam elektrik tüketimindeki payında gözlemlenen düşüşle (1990 yılında %62 iken son yıllarda %45-47 civarında sabitlenmiştir) açıklanabilir (Şekil 10). Sanayide elektrik tüketimi mutlak anlamda azalmamış, sanayi dışındaki sektörlerin elektrik tüketimi orantısız bir şekilde artmıştır. BNEF'in talep projeksiyonları, diğer Avrupa ülkelerinin izinden giden iyimser büyüme tahminlerinin gerçekleşeceği varsayımı üzerine, ekonomideki değişim göz önüne alınarak hazırlanmıştır.

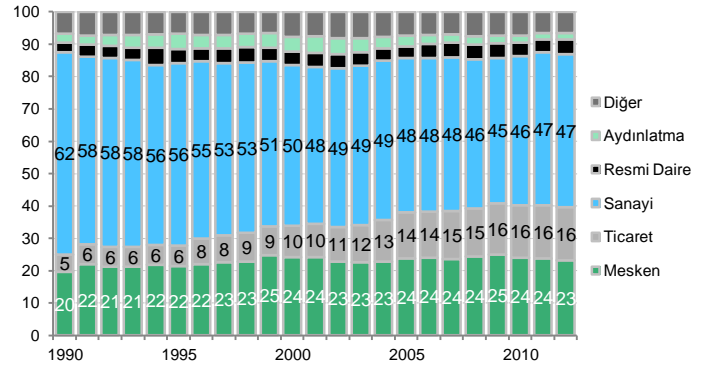
Bu yayının tamamı ya da bir bölümü Bloomberg Finance L.P.'den önceden yazılı izin alınmadan hiçbir şekilde çoğaltılamaz, elektronik ortama aktarılamaz, umuma teşhir edilemez ve türevsel çalışmalara temel olarak kullanılamaz. Kullanım şartları üzerine daha fazla bilgi için lütfen sales.bnef@bloomberg.net adresi ile temasa geçiniz. Telif hakları ve yasal uyarılara ilişkin sayfa 50 ve sonrasında yer alan bilgiler tüm doküman için geçerlidir.

Şekil 9: Türkiye'de GSMH'nin elektrik enerjisi yoğunluğu, 1990-2020 (GWh/milyar TL)



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance, IMF, TEİAŞ

Şekil 10: Türkiye'de elektrik tüketiminin sektörel dağılımı, 1990-2013 (%)

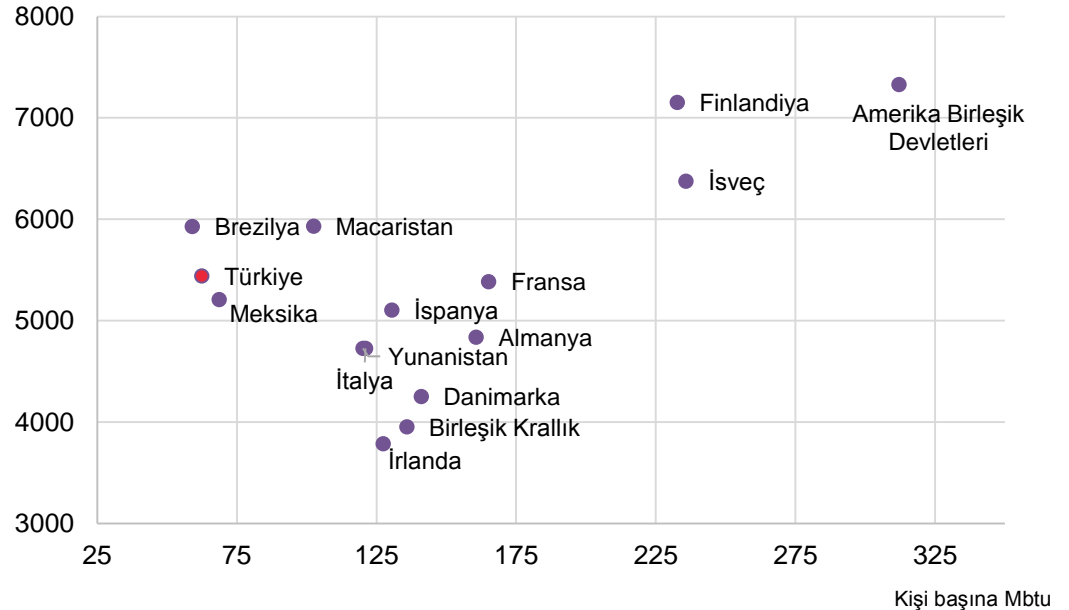


Kaynak: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ)

Türk ekonomisi, Avrupalı komşularıyla kıyaslandığında kişi başına yaratılan değer başına görece olarak yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir (Şekil 11). Bunun muhtemel nedeni, hizmet sektörünün toplam GSMH'deki %64'lük payının dünya ortalamasına yakın, ancak çoğu gelişmiş ülkeden düşük olmasıdır. Türkiye, Şekil 11'de yer alan ülkeler arasında kişi başına en az enerji tüketen grupta yer almaktadır. Hükümetin enerji stratejisi çerçevesinde bir yandan bu eğilimin terse çevrilmesi ve kişi başına enerji tüketiminin artırılması, diğer yandan da enerji yoğunluğunun azaltılması amaçlanmaktadır. Kişi başına enerji tüketimi, enerjiye erişimin ve ekonomik gelişmişliğin göstergesi olarak değerlendirilmektedir. Giderek sayıları artan gelişmiş ülkeler ise ekonomik büyümeyi daha düşük enerji tüketimi ile gerçekleştirmeyi hedeflemektedirler.

Şekil 11: Seçilmiş ülkelerde enerji yoğunluğu ve kişi başına düşen enerji tüketimi, 2011

Btu / GSMH 2005 ABD Doları

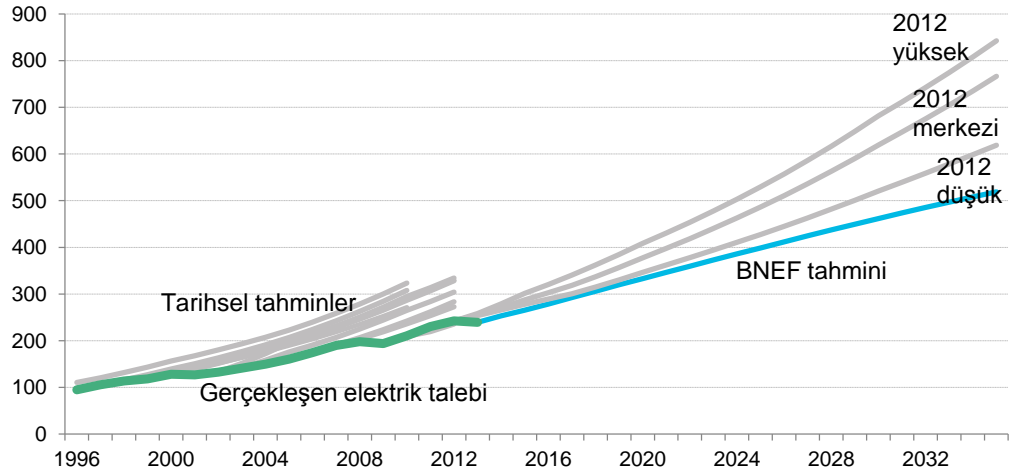


Kaynak: A.B.D Enerji Enformasyon Dairesi (EIA)

MEVCUT POLİTİKALAR SENARYOSU'NUN KARŞILAŞTIRMALI ANALİZİ

Mevcut Politikalar Senaryosu çerçevesindeki uzun dönemli talep projeksiyonlarımız resmi senaryolardaki en muhafazakâr tahminlerin altında kalmaktadır. Resmi projeksiyonlara göre 2030 yılında elektrik üretimi, Mevcut Politikalar Senaryosu ile öngörülenden %34 yüksek olacaktır. Geçmiş deneyimler, Türkiye'de gelecekteki elektrik talebine sistematik olarak aşırı değer biçildiğini göstermektedir. 1990'dan bu yana tüm elektrik enerjisi talep projeksiyonlarında bu durum söz konusudur (Şekil 12). EPDK'nın 2012'ye dair projeksiyonları 2013'te gerçekleşen değerlerin üzerindedir. Bağımsız analistler, Mevcut Politikalar Senaryosu dâhilindeki elektrik talebi öngörülerine katılmaktadırlar. Eurelectric, Aralık 2013'te gerçekleştirdiği analiz çerçevesinde Türkiye'de 2020 yılında elektrik tüketiminin 340 TWh olacağını öngörmektedir¹³. Bu rakam BNEF analiziyle neredeyse aynı, hükümet öngörülerinin ise 40 TWh üzerindedir.

Şekil 12: Türkiye'nin elektrik talebi: tahminler ve gerçekleştirmeler (TWh /Yıl)



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance, EPDK

4.3 KURULU GÜÇ VE ELEKTRİK ÜRETİM ÖNGÖRÜLERİ

Mevcut Politikalar Senaryosu ile elektrik piyasası ve sektörün güncel durumu, hükümet politikaları ve devreye alınması planlanan projeler çerçevesinde, 2030'a kadar Türkiye'de elektrik sektörünün ne yönde evrileceğine ilişkin olarak makul bir öngörü ortaya konulmaktadır. Bu senaryo kapsamındaki kurulu güç öngörülerine ilişkin belli başlı bulgular ve bunların gerekçeleri aşağıda verilmektedir:

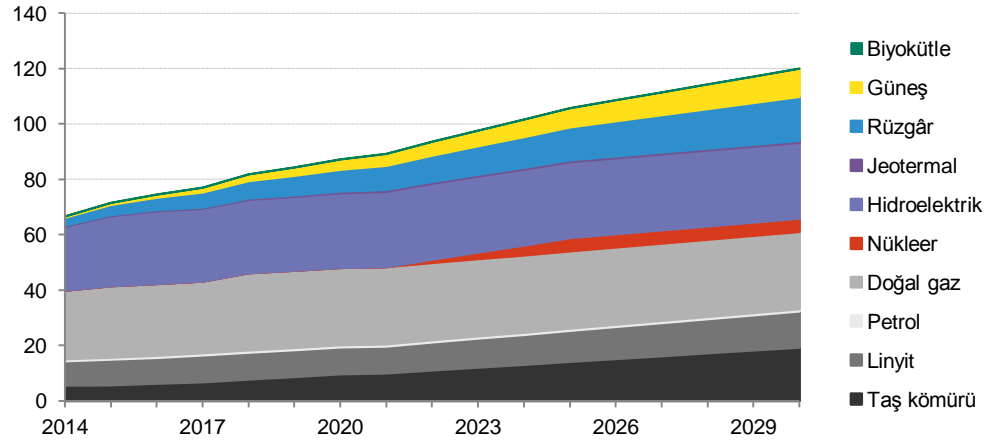
- **Kömür:** Resmi verilerde yer alan kömür santrali proje stokunun olasılık ağırlıklandırılması yöntemine dayanan analizi sonucunda, 2030'a kadar 19 GW kurulu gücünde yeni taş kömürü ve linyit kapasitesinin devreye alınması öngörülmektedir. (Bkz. Ek C).
- **Doğal gaz:** İthal doğal gaz bağımlılığını azaltmayı hedefleyen hükümet politikalarına paralel olarak, önümüzdeki yıllarda sadece mevcut planlarda yer alan, toplam 3,3 GW kurulu güce sahip doğal gaz santrallerinin devreye gireceği öngörülmektedir.
- **Hidroelektrik:** Resmi kaynaklarda yer alan kısa vadeli proje stoku kullanılarak, 2022'ye kadar 5 GW'lık hidroelektrik kurulu gücünün devreye gireceği, 2022-2030 arasında ise hidroelektrik kurulu gücüne ilave yapılmayacağı varsayılmaktadır.

¹³ Eurelectric. (2013). *Power statistics and trends 2013*.

http://www.eurelectric.org/media/113667/power_statistics_and_trends_2013-2013-2710-0001-01-e.pdf

- **Nükleer:** Toplam 4,8 GW kurulu güce sahip bir adet nükleer santralin 2025 civarında devreye girmiş olacağı varsayılmaktadır (1,2 GW kurulu güce sahip dört reaktörden ilkinin 2022 yılında devreye gireceği hesaplanmaktadır). Nükleer santrallerin görece düşük işletme maliyetleri ile hızlandırma veya yavaşlatılmalarının güç olması nedeniyle, söz konusu santralin devreye alındıktan sonra baz yük elektrik üretiminin önemli bir unsuru olacağı düşünülmektedir.
- **Güneş ve rüzgâr:** Mevcut politikalar ışığında 2023 yılı için konulan 3 GW güneş enerjisi kurulu gücü hedefinin aşılabacağı, 2023'te 5,5 GW güneş enerjisi kurulu gücüne ulaşılabacağı öngörülmektedir. Rüzgâr enerjisinin gelişimi ise daha yavaş olacaktır. Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre 2023'de 10,8 GW kurulu güce ulaşılabacak, 20 GW'lık resmi hedefin ancak yarısı gerçekleştirilmiş olacaktır. 2018 ila 2030 yılları arasında yılda 800 MW rüzgâr, 650 MW ise güneş enerjisi kurulu gücünün kapasiteye ekleneceği varsayılmaktadır.
- **Yedek kapasite:** Hükümet tarafından koyulan koşullar çerçevesinde, kesintili kaynaklar olarak nitelendirilen rüzgâr ve güneş gibi kaynaklara dayalı kurulu güç, yeterli yedek kapasitesi ile desteklenmelidir. Taş kömürü, linyit, petrol, doğal gaz ve nükleer kurulu gücünün bu gereksinimi rahatça yerine getirecek seviyede olacağı varsayılmaktadır. Mevcut doğal gaz santrallerinin tümünün yedek kapasite kaynağı olarak işletme halinde olacağı varsayılmaktadır.

Şekil 13: Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre Türkiye'de kurulu güç, 2014-2030 (GW)

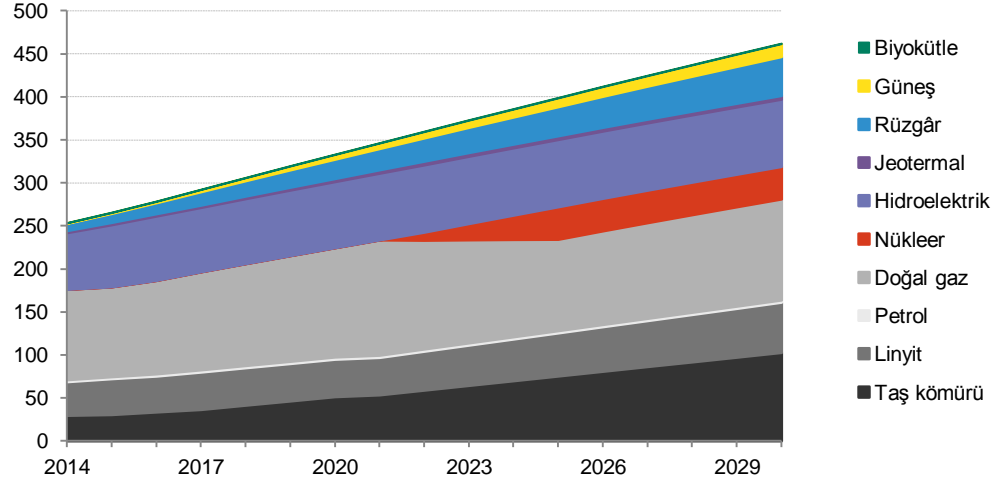


Kaynak: EPDK, Bloomberg New Energy Finance

Mevcut Politikalar Senaryosu çerçevesinde taş kömürü ve linyit kurulu gücünde güçlü bir artış olacağı varsayılmaktadır.

Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre elektrik üretiminin nasıl evrileceğine yönelik öngörüler Şekil 14'te yer almaktadır. Nükleer enerji 2022'den sonra doğal gazdan elektrik üretiminin payından çalacaktır. Bunun sonucunda doğal gaz santrallerinin yıllık kullanımlarının çok düşük seviyelere inmesi, bazı santrallerin ise kapısına kilit vurulması muhtemeldir. Bunun arkasındaki ana neden, doğal gaz santrallerinin pahalı yakıt kullanımı sonucunda yüksek marjinal maliyetlere sahip olması, nükleer enerji santrallerinde ise inşa süreci bittikten sonra daha düşük maliyetle elektrik üretilmesidir.

Şekil 14: Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2014-2030 (TWh)



Kaynak: EPDK, Bloomberg New Energy Finance

Tablo 11: Resmi Planlar Senaryosu ve Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre kurulu güç öngörülürü, 2023 ve 2030 (MW)

Senaryo	Resmi Planlar		Mevcut Politikalar	
	2023	2030	2023	2030
Taş kömürü	8.755	12.257	12.108	19.318
Linyit	16.245	22.743	10.478	13.059
Petrol	1.000	1.000	818	818
Doğal gaz	25.000	25.000	27.920	27.920
Nükleer	9.600	12.000	2.400	4.800
Hidroelektrik	36.000	36.000	27.434	27.434
Jeotermal	600	1.000	703	703
Rüzgâr	20.000	38.000	10.302	15.902
Güneş	3.000	16.000	5.500	10.050
Biyokütle	1.000	1.000	96	96
TOPLAM	121.200	165.000	97.759	120.101

Kaynak: EPDK, Bloomberg New Energy Finance

Not: Yuvarlamalar nedeniyle toplam bölmesindeki rakamlar farklılık gösterebilir.

5.BÖLÜM

YENİLENEBİLİR ENERJİ SENARYOSU

Bu bölümde Mevcut Politikalar Senaryosu (MPS) için gerçekleştirilen analizin üzerine yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesini merkeze alan alternatif bir yol inşa edilmektedir. Bu senaryo altında, Türkiye'nin önümüzdeki 10 yıl içerisinde elektrik talebinde beklenen artışın önemli bir bölümünü yeni kömür santralleri yerine başta rüzgâr ve güneş olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılayacağı öngörülmektedir.

5.1 ÖZET

Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun belli başlı bulguları şöyle özetlenebilir:

- Elektrik talebi Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre nispeten daha düşük olacaktır. Bizim değerlendirmemize göre gerek kamu politikası, gerekse özel sektörün yeni teknolojilere yaptığı yatırımlar Türkiye ekonomisinin verimlilik potansiyelini harekete geçirebilir.
- Elektrik talebindeki artış yüksek karbondioksit emisyonuna yol açan kömüre dayalı termik santrallerden değil, agresif bir şekilde artacak olan yenilenebilir enerji kurulu gücünden (özellikle rüzgâr, güneş ve hidroelektrik) karşılanacaktır.
- 2030 yılına gelindiğinde, hidroelektrik dışındaki yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payı %26'ye ulaşacaktır. Hidroelektriğin payı ise %21 seviyesinde gerçekleşecektir.
- Elektrik üretiminde doğal gazın payı %26, kömürün payı %18, nükleer enerjinin payı ise %8 olacaktır.

Kesintili yenilenebilir enerji teknolojilerine dayalı elektrik üretiminin artışı ve katı yedek kapasite gereksinimlerine karşın, puant talebi karşılamak için yeterli kurulu güç mevcut olacaktır.

5.2 ELEKTRİK TALEBİ

Yenilenebilir Enerji Senaryosu'ndaki elektrik talebi öngörüsünde, büyük ölçüde Mevcut Politikalar Senaryosu'ndaki varsayım ve tahminlerden yararlanılmıştır. Bu çerçevede, talebin resmi planlarda öngörülenden daha düşük olacağı, nihai kullanıcı düzeyindeki enerji verimliliğinde ise iyileşme olacağı varsayılmaktadır. Enerji verimliliğindeki ilerlemenin MPS'ye göre kısmen daha hızlı olacağı öngörülmektedir. YES'te, yıllık elektrik talebinin %0,15'i oranında yıllık ilave verimlilik artışı yaşanacağı, bu artışın talep artışında az da olsa bir düşüğe neden olacağı tahmin edilmektedir. Bunun neticesinde 2023 yılına gelindiğinde yıllık elektrik üretimi 367 TWh olacaktır. Bu rakam, MPS çerçevesinde öngörülen rakamdan 6 TWh daha düşüktür. Enerji verimliliğindeki iyileşme, elektrik talebi artış hızı Türkiye'nin çok daha altında olan 28 AB ülkesinde atılan adımlara dair gerçekleştirilen değerlendirme ile yan yana koyulduğunda, Türkiye'deki elektrik talebi üzerindeki mutlak etkinin görece düşük kaldığı görülmektedir. Enerji verimliliğine dair iyileştirme çalışmalarında lokomotif görevi görecek iki kritik unsur olarak, yasal mevzuat ve enerji verimliliği teknolojilerine yapılacak yatırımlar öne çıkacaktır. Aşağıdaki örnekler, enerji verimliliği mevzuatı ve yatırımlarının diğer ülkelerde elektrik talebi üzerindeki benzer etkilerini ortaya koymaktadır.

ALMANYA

Almanya, ekonomik büyümeyi daha temiz ve üretken bir enerji sistemine dönüşümlü bir arada yürütme konusunda en iyi örneklerden birisidir. 1991-2011 döneminde Almanya'nın GSMH'sı %31 oranında artmış¹⁴, kişi başına düşen elektrik tüketimi ise gelir artışının sadece yarısı oranında

¹⁴ Rakamlar Eurostat web sitesinden alınmıştır.

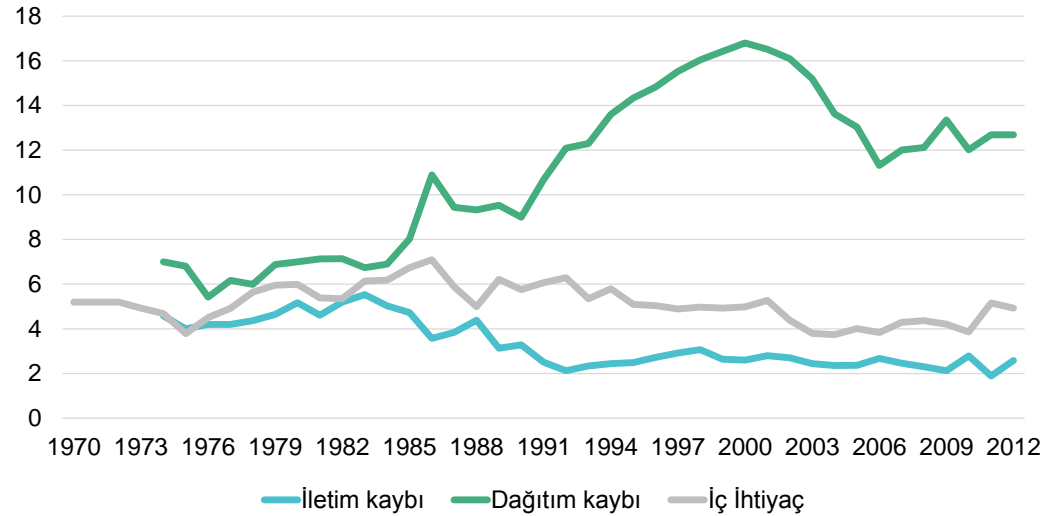
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database

gerçekleşmiştir. 2001'den bu yana ise elektrik tüketimi kişi başına 6,3 MWh civarında sabitlenmiştir. Bu dönüşümü sağlayan ana etken, enerji yoğunluğuna ilişkin somut politika hedefleri değildir (2005'teki koalisyon anlaşması uyarınca enerji üretkenliğinin 2020 yılında, 1990 yılındaki seviyesinin iki katına çıkması hedeflenmişti). Asıl etken, Alman endüstrisinin uluslararası pazarlardaki rekabet yeteneğini kaynak verimliliğini sağlayarak sürdürülebilirliğine dair öngörüdür.

BREZİLYA

Brezilya'da kişi başına elektrik tüketimi 2011 yılında 2,43 MWh civarında olmuştur. Bu rakam aynı yıl Türkiye'de kişi başına gerçekleşen 2,51 MWh'lık elektrik tüketimine oldukça yakındır¹⁵. 2000 yılında Brezilya hükümeti enerji verimliliği programını ileri götürecek bir kanunu yürürlüğe koymuştur. Söz konusu kanun, elektrik dağıtım şirketlerinin yıllık gelirlerinin binde 5'ini (2011 yılında 248 milyon ABD Dolarına tekabül etmiştir) nihai tüketiciye yönelik enerji verimliliği çalışmalarına aktarmalarını zorunlu kılmıştır. BNEF'in analizine göre bu program yüksek maliyetine karşın (kWh başında 0,06 ABD Doları) 2008-2012 döneminde elektrik talebini yılda 3,9 TWh veya net elektrik tüketiminin %0,8'i oranında azaltmıştır. Mevzuatta yer alan yeni hükümlere göre elektrik dağıtım firmaları 1 Ocak 2014'den itibaren tüm yeni müşteriler ve arzu eden eski müşterilere akıllı sayaç tedarik edecektir. Ekonomik gelişmişlik açısından Türkiye'yle benzer aşamalarda yer alan Brezilya örneği, ilerici enerji hedefleri ve mevzuatı ile enerji verimliliğini artırıp elektrik talebine gem vurmanın olası olduğunu göstermektedir.

Şekil 15: İletim ve dağıtım kayıplarının tarihsel seyri, 1970-2012



Kaynak: TEİAŞ

Not: "İletim kayıpları" ve "dağıtım kayıpları" başlıkları altında payda, net elektrik arzıdır. "İç ihtiyaç" hesabında payda olarak brüt üretim kullanılmıştır. "Net arz" brüt üretimden iç ihtiyacın çıkarılması, elde edilen sonucun ise ithalata toplanması sonucu hesaplanmaktadır. $Net\ arz = (Brüt\ üretim) - (İç\ ihtiyaç) + (İthalat)$

TÜRKİYE'DE ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Yukarıdaki örnekler, yenilikçi politikalar ve yatırım modellerinde değişim sayesinde bazı ülkelerde enerji yoğunluğu ve elektrik enerjisi talebinin nasıl evrildiğine dair bir fikir vermekte, Türkiye'nin de izleyebileceği bir rotaya işaret etmektedir. Verimsiz iletim hatları ve şebeke bağlantılarının modernizasyonu da verimlilikte artış ve talepte düşüş sağlayabilmektedir. Türkiye'nin durumunda, %15'i bulan şebeke ve dağıtım kayıplarının çoğunluğu fiziksel kayıp değil, kayıp-kaçak kullanımdan kaynaklanan ekonomik kayıplardır. Söz konusu ekonomik kayıpları azaltmanın

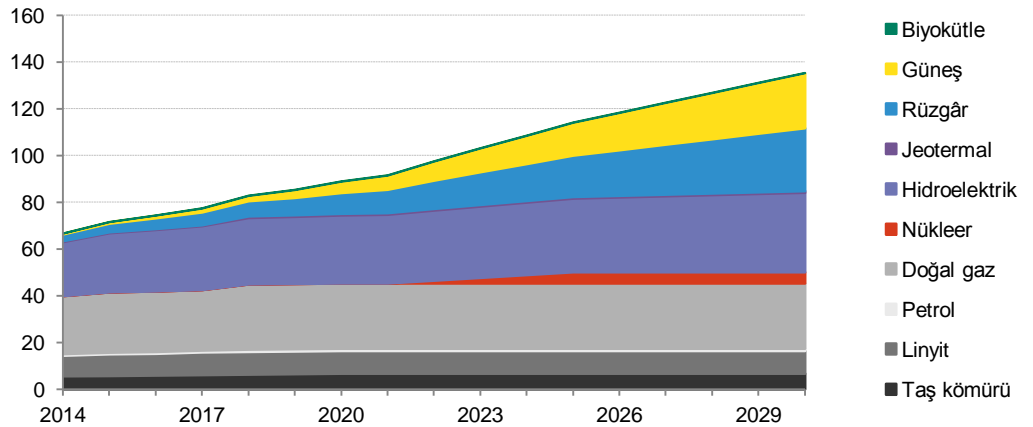
¹⁵ BNEF araştırma notu. (2012). *Efficiency in Brazil: Tantalisingly out of reach.*

Yenilenebilir Enerji Senaryosu, kömür gücüne yapılacak ilavelerin yerine yenilenebilir enerji kaynaklarını koymaktadır.

elektrik enerjisi talebine herhangi bir etkisi olmayacaktır. Türkiye'de iletim ve dağıtım kayıpları ile şebekeye net elektrik arzının tarihsel değişimi Şekil 15'te gösterilmektedir.

Yenilenebilir enerji politika ve mevzuatında yapılması muhtemel düzenlemelere ilişkin olarak 10. Kalkınma Planı'na kulak kabartmakta yarar vardır. 10. Kalkınma Planı Türkiye ekonomisinin bilgi tabanlı, enerji yoğunluğu düşük bir ekonomiye dönüşmesinin önemini vurgulamaktadır. Enerji verimliliğinin geliştirilmesi, planda yer alan 25 öncelikli dönüşüm programı içerisinde yer almaktadır. Bu, Mevcut Politikalar Senaryosu'nda varsayılanın ötesinde enerji verimliliği politikalarının uygulanma olasılığının altını çizmektedir. 2007'de yürürlüğe giren 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu, tüm sektörlerde enerji verimliliği önlemlerinin hayata geçirilmesi için tasarlanmış bir takım prensip ve prosedürleri içermektedir. Enerji Verimliliği Kanunu ile niceliksel hedefler konulmamış, ancak enerji verimliliğine yönelik faaliyetlerinin yaygınlaşması için mevzuat ve kurallara yer verilmiştir. Bu çerçevedeki önemli yenilikler arasında enerji yöneticilerinin atanması, hem özel hem de kamu sektöründe enerji verimliliğine ilişkin faaliyetlerin izlenmesi ve raporlanması yer almaktadır. Enerji Verimliliği Kanunu sayesinde enerji verimliliği projeleri için bir de teşvik sistemi getirilmiştir. Teşvik sistemi çerçevesinde, 5 yıl ya da daha kısa geri ödeme süresi olan ve 500.000 TL'yi (237.000 ABD Doları) aşmayan enerji verimliliği proje maliyetlerinin azami %20'sine destek olunmaktadır.

Şekil 16: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı, 2014-2030 (GW)



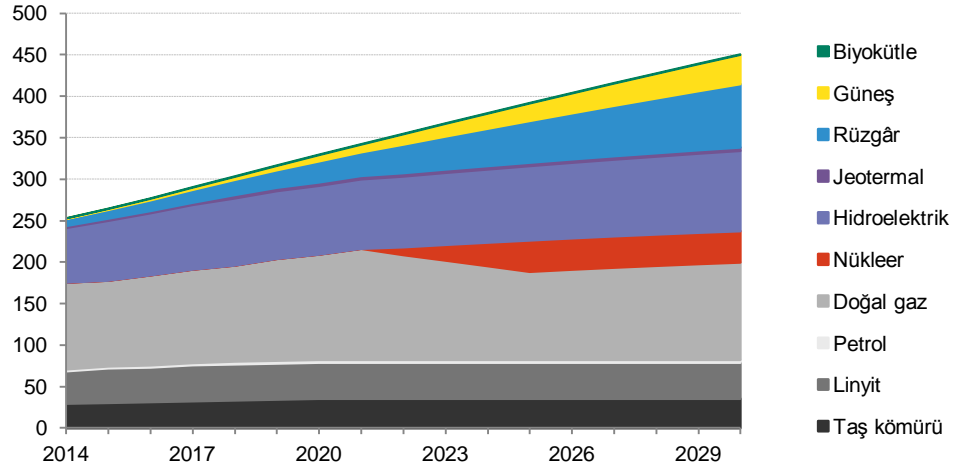
Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

5.3 YENİLENEBİLİR ENERJİ SENARYOSU'NUN TEMEL BULGULARI

Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na ilişkin dört temel hususa dikkat çekilmesi gerekmektedir:

- YES'te 2030'a kadar sadece bugün itibarıyla finansman sağlanmış ve/veya inşaat aşamasındaki kömüre dayalı termik santrallerin (3,3 GW civarı) devreye gireceği öngörülmektedir.
- Elektrik üretiminde oluşan açık, farklı yenilenebilir enerji teknolojileri tarafından karşılanacaktır. İlave yenilenebilir enerji kurulu gücü içerisinde rüzgârın payı %55, güneşin payı %30, hidroelektriğin payı ise %15 olacaktır.
- Petrol, nükleer, jeotermal ve biyokütleyle dair kurulu güç ilavelerinin, MPS ile aynı olacağı varsayılmaktadır.
- Doğal gaz santrallerinin kapasite faktörleri ile kullanımının MPS ile aynı olacağı varsayılmaktadır.

Şekil 17: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2014-2030 (TWh)



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

Tablo 12: Resmi Planlar Senaryosu, Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre kurulu güç projeksiyonları, 2023 ve 2030 (MW)

Senaryo	Resmi Planlar		Mevcut Politikalar		Yenilenebilir Enerji	
	2023	2030	2023	2030	2023	2030
Taş kömürü	8.755	12.257	12.108	19.318	6.672	6.672
Linyit	16.245	22.743	10.478	13.059	9.741	9.741
Petrol	1.000	1.000	818	818	1.048	1.048
Doğal gaz	25.000	25.000	27.920	27.920	27.920	27.920
Nükleer	9.600	12.000	2.400	4.800	2.400	4.800
Hidroelektrik	36.000	36.000	27.434	27.434	30.459	33.968
Jeotermal	600	1.000	703	703	674	674
Rüzgâr	20.000	38.000	10.302	15.902	13.980	26.883
Güneş	3.000	16.000	5.500	10.050	10.091	23.546
Biyokütle	1.000	1.000	96	96	184	184
Toplam	121.200	165.000	97.759	120.101	103.167	135.435

Kaynak: TEİAŞ, Bloomberg New Energy Finance

Not: Yuvarlamalar nedeniyle toplam bölümündeki rakamlar farklılık gösterebilir.

Tablo 12'de, farklı senaryolar dâhilinde, elektrik üretim teknolojilerine göre 2023 ve 2030 yılları için kurulu güç projeksiyonları karşılaştırılmaktadır.

6.BÖLÜM

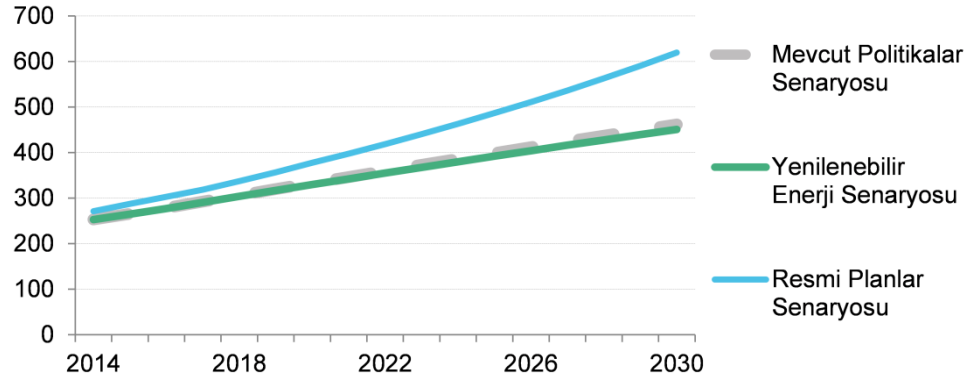
SENARYOLARIN KARŞILAŞTIRILMASI

Üç, dört ve beşinci bölümlerde, Türkiye elektrik piyasasının 2030'a kadar geçirebileceği değişim üzerine hazırlanan üç muhtemel senaryonun ana hatlarına değinilmiştir. Bu bölümde ise, bu üç senaryo çerçevesinde elektrik talebi, yeni kurulu güç ve elektrik üretimi üzerine gerçekleştirilen öngörüler karşılaştırılacak, yenilenebilir enerji kaynaklarının fosil yakıtlara bağımlı elektrik üretimini ikame etmesi için öne çıkan fırsatlara değinilecektir.

6.1 ELEKTRİK TALEBİ

BNEF olarak gerçekleştirdiğimiz elektrik talep tahminleri, resmi tahminlerin oldukça altında bir talep artışını öngörmektedir. Analize göre, milli gelir arttıkça kişi başına düşen elektrik tüketimi Batı Avrupa ülkelerindekine benzer bir rota izleyecek, elektrik enerjisi talebindeki artış yavaşlayacaktır. Yenilenebilir Enerji Senaryosu çerçevesinde Türkiye'nin enerji verimliliğinde AB hedeflerine yakın düzeylerde iyileşme sağlanacağı varsayılmakta, bunun neticesinde elektrik talebinin Mevcut Politikalar Senaryosu'nun öngördüğü düzeyin de aşağısında gerçekleşeceği öngörülmektedir. Her bir senaryo altındaki elektrik talep tahminleri Şekil 18'de yer almaktadır.

Şekil 18: Farklı senaryolara göre elektrik talep projeksiyonları, 2014-2030 (TWh)



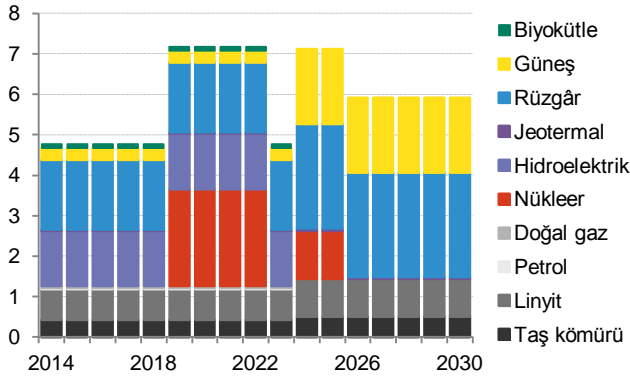
Kaynak: Enerji Bakanlığı ve Bloomberg New Energy Finance

Resmi talep tahminlerinin yüksek düzeyi, kurulu güce yapılması planlanan kapasite ilavelerine ilişkin öngörülerini önemli ölçüde etkilemektedir. Öte yandan, Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'ndaki talep tahminleri arasında çok ufak bir sapma söz konusudur. YES altındaki %0,15'lik verimlilik kazancının, elektrik talebinin yüksek mutlak artış hızı tarafından dengeleneceğinin altını çizmek gerekmektedir.

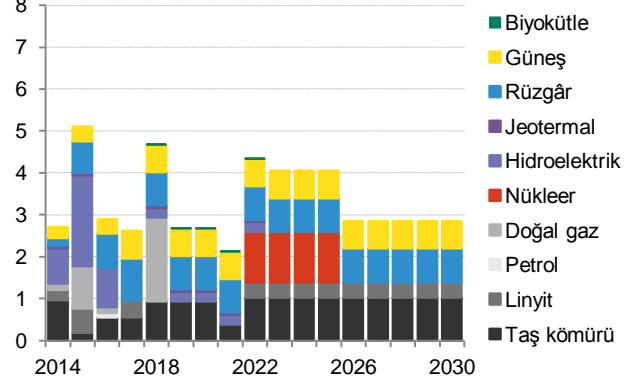
6.2 KURULU GÜÇTE ARTIŞ

2030 yılına kadar Türkiye'nin elektrik enerjisi kurulu gücünün MPS'ye göre 56 GW, YES'e göre ise 72 GW düzeyinde artması öngörülmektedir. Resmi Planlar Senaryosu'na göre ise, mevcut kurulu gücün üzerine 101 GW'lık ek kurulu güce ihtiyaç duyulacaktır. Resmi projeksiyonlardaki yıllık talep tahminlerinin daha yüksek olması sonucunda kurulu güç ilavelerinin önemi artmaktadır (bkz. Şekil 22).

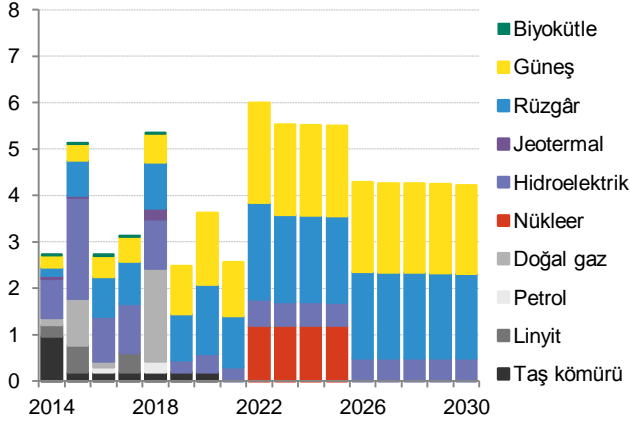
Şekil 19: Resmi Planlar Senaryosu'na göre kurulu güç ilaveleri (GW)



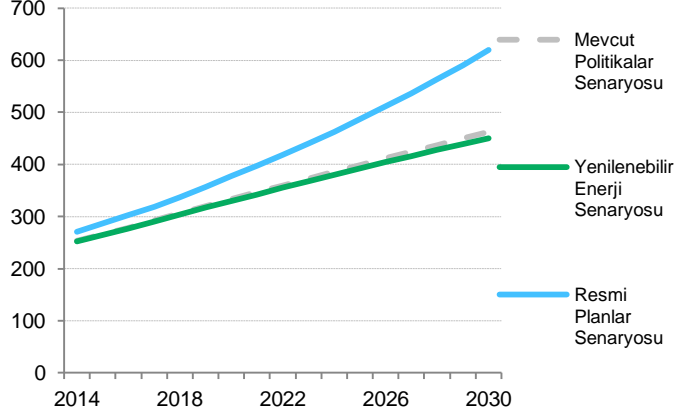
Şekil 20: Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre kurulu güç ilaveleri (GW)



Şekil 21: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre kurulu güç ilaveleri (GW)



Şekil 22: Yıllık elektrik enerjisi üretimi, 2014-2030 (TWh)



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance ve TEİAŞ

- Resmi planlar senaryosu altındaki yüksek talep tahminleri, doğal gaz dışındaki tüm teknolojilere ait kurulu gücün kayda değer boyutlarda artmasını gerektirmektedir. Doğal gazın payının düşürülmesi resmi öncelikler arasında yer almaktadır.
- MPS'de 2023 sonrası için öngörülen kömür kapasitesindeki artışın tamamı, YES'te yenilenebilir enerji kaynakları tarafından sağlanacaktır. Rüzgâr ve güneş enerji santrallerinin görece düşük yük faktörlerine sahip olmaları nedeniyle, MPS'ye kıyasla daha yüksek kurulu güç ilavesi gerekecektir.

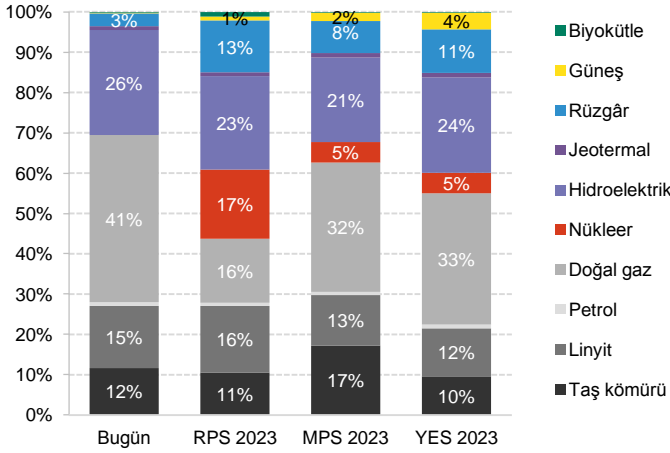
6.3 ELEKTRİK ÜRETİMİNİN KAYNAKLARA GÖRE DAĞILIMI

Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'ndaki kurulu güç ilaveleri ve yük faktörleri arasındaki farklılıklar neticesinde, elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımında da farklı sonuçlar söz konusudur. Şekil 23, 24, 25 ve 26'da, 2023 ve 2030 yıllarında farklı senaryolar altında elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımına ilişkin öngörülere yer verilmektedir.

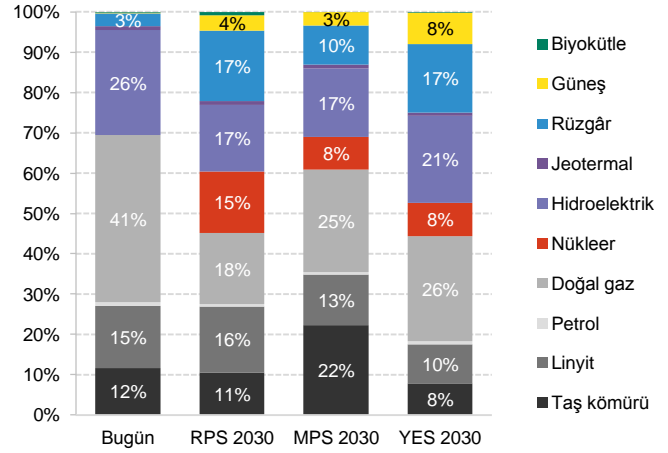
- Hükümetin planlarıyla paralel olarak, doğal gazın elektrik üretimindeki payının her üç senaryoda da düşmesi beklenmektedir. Doğal gaz santrallerinin puant talep zamanlarında yedek kapasite olarak rolü artacak olsa da, kârlılıklarında azalma olması olasıdır.

- Resmi Planlar Senaryosu ve Mevcut Politikalar Senaryosu altında, hükümetin yerli kömür kaynaklarının geliştirilmesini ve yeni kömür sahalarının açılmasını teşvik edici politikaları neticesinde, kömürün elektrik üretimindeki payının önemli ölçüde artacağı öngörülmektedir.
- Başta rüzgâr olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payı artacaktır. Bununla beraber, mevcut proje stoku ve YEKDEM çerçevesindeki alım garantilerine ilişkin sürelerin kısalığı etrafında oluşan belirsizlik neticesinde, resmi rüzgâr enerjisi hedefleri kısa vadede fazla iddialı bulunmaktadır.
- Benzer şekilde, bugün itibarıyla planlanan üç nükleer santralin hiçbirinin inşa sürecinde olmaması nedeniyle nükleer enerjiye ilişkin 2023 hedeflerinin de gerçekçi olmadığı düşünülmektedir.
- Dikkatli bir iç değerlendirme süreci sonucunda, nükleer enerjiye dayalı planlarda öngörülen toplam kurulu güç ve devreye giriş tarihlerinin tutturulamayacağı öngörülmektedir. Orijinal iş planındaki gecikmeye rağmen, Mersin Akkuyu'daki Rosatom nükleer santralının ancak 2020 - 2022 yılları arasında devreye alınmaya başlanabileceği tahmin edilmektedir.

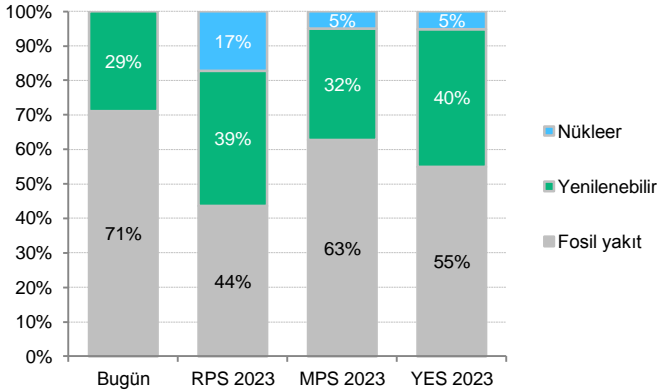
Şekil 23: Elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2023



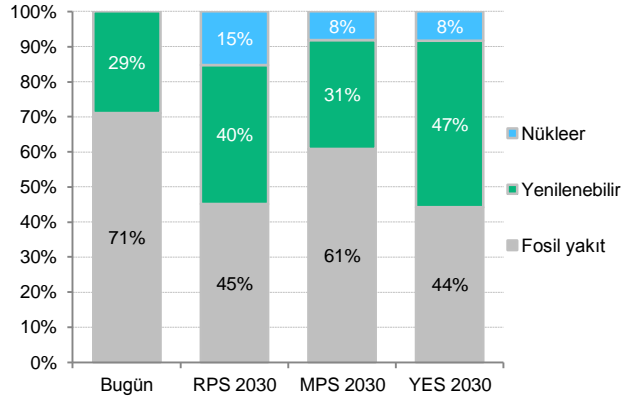
Şekil 24: Elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı, 2030



Şekil 25: Senaryolar altında farklı teknolojilerin elektrik üretimindeki paylarının karşılaştırılması, 2023



Şekil 26: Senaryolar altında farklı teknolojilerin elektrik üretimindeki paylarının karşılaştırılması, 2030



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

Not: Hidroelektrik, yenilenebilir enerji kaynaklarına ait grafiklerde yer almaktadır.

7.BÖLÜM

SENARYOLARIN MALİYET ANALİZİ

Bu bölümde, Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na ilişkin projeksiyonlarımızın arkasındaki çeşitli maliyet unsurları üzerindeki perde aralanacaktır. Seviyelendirilmiş Enerji Maliyetleri (SEM) üzerine gerçekleştirdiğimiz analiz çerçevesinde farklı maliyet unsurları üzerine bir değerlendirme yapılmış, Resmi Planlar Senaryosu, Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na ilişkin toplam maliyetler ortaya çıkarılmıştır.

7.1 SEVİYELENDİRİLMİŞ ENERJİ MALİYETİ (SEM)

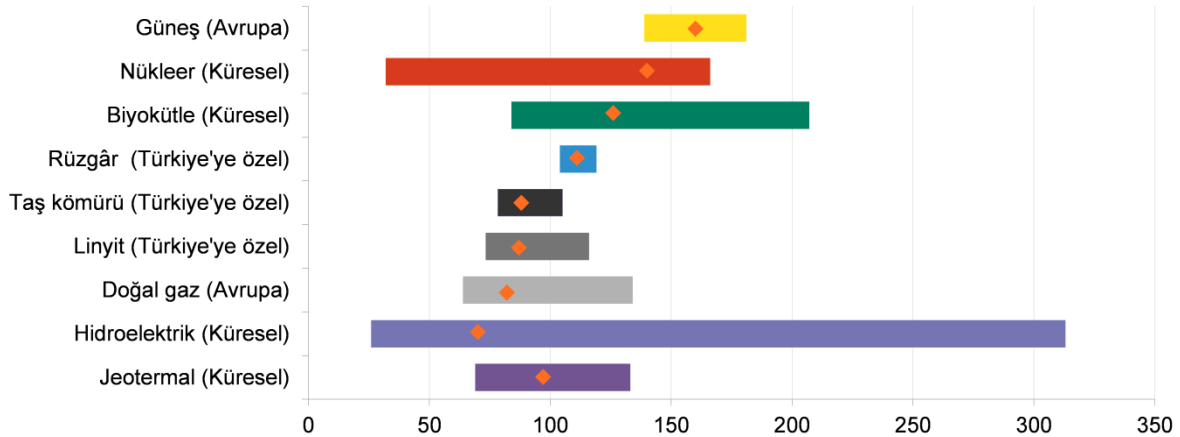
Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (SEM), farklı teknolojilerinin elektrik üretim maliyetlerini kıyaslayıp söz konusu maliyetlerin zaman içerisinde nasıl değiştiğini izlemek için kullanışlı bir yöntemdir. Elektrik üreticisi ve yatırımcı için makul bir getiri oranını karşılayan bir projenin sıfır net bugünkü değer seviyesini yakalaması için gerekli olan elektrik satış fiyatı için de bir gösterge olarak kabul edilebilirler.

Güneş, rüzgâr, taş kömürü ve linyit için Türkiye'ye özel SEM'lerin hesaplanması için çeşitli BNEF modelleri kullanılmıştır. Türkiye'nin elektrik enerjisi üretiminde pay sahibi diğer teknolojilere ilişkin olarak ise küresel ve Avrupa ölçekleri için hazırlanmış mevcut tahminlerden yararlanılmıştır. Bu bölümde SEM'lere dair belli başlı varsayımların arkasındaki ayrıntılara değinilmiştir (küresel ölçekteki SEM tahminleri için daha detaylı bilgiye BNEF müşterileri şu web adresinden ulaşabilir: <https://www.bnef.com/Insight/9091>).

SEVİYELENDİRİLMİŞ ENERJİ MALİYETLERİ

Şekil 27'de, maliyetlere ilişkin çeşitli varsayımları bir araya getirdikten sonra farklı teknolojilerin SEM değerlerine dair oluşturduğumuz aralıklara yer verilmektedir.

Şekil 27: Türkiye, Avrupa ve küresel ölçekte çeşitli teknolojilere ait Seviyelendirilmiş Enerji Maliyet (SEM) değerleri, 2014 (ABD Doları/MWh)

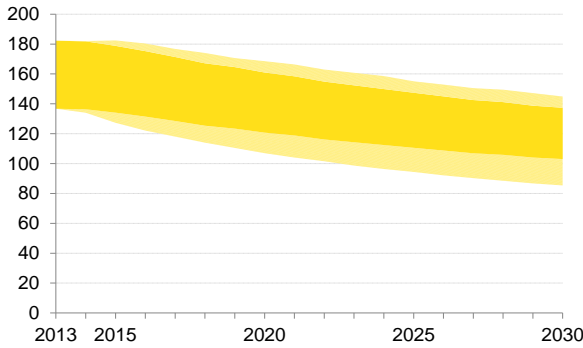


Kaynak: Bloomberg New Energy Finance,

Not: Türkiye'deki bazı güneş ve rüzgâr projelerine ilişkin SEM değerleri tablodaki ilgili aralıkların düşük ucunda, taş kömürü ve linyit projelerine ait SEM değerleri ise tabloda verilen aralıkların yüksek ucunda gerçekleşmektedir. Bu durumun farkında olmakla beraber, tüm bu teknolojilerin SEM değerleri hesaplanırken BNEF'in son 10 yıl zarfında inşa edilmiş ve sürekli geliştirilmekte olan iç analiz yönteminin kullanımı tercih edilmiştir.

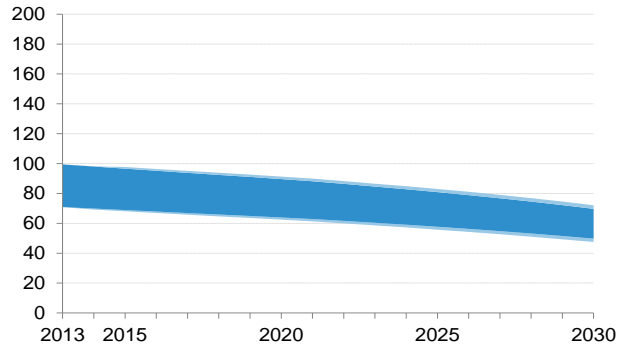
Avrupa'da güneş ve rüzgâr santrallerinin SEM'lerindeki düşüşün 2030 yılına kadar devam etmesi beklenmektedir (Şekil 28 ve Şekil 29). Söz konusu beklentiler proje stokları, politika hedefleri ve farklı teknolojilere ilişkin öğrenme eğrileri üzerine yapılan analizlere dayanmaktadır. 2020 sonrası için politika hedef ve araçlarının mevcut olmadığı yerlerde yeni kurulu güç ilaveleri yerel arz-talep ekonomisine göre belirlenecektir. Yeni elektrik enerjisi kurulu gücü talebi bir dizi teknoloji tarafından karşılanacak, ancak proje ömrü boyunca seviyelendirilmiş maliyetleri en düşük olan projeler pastadan daha büyük pay alacaktır. 15 yıl ve ötesi üzerine tahminlerde bulunmaya çalışırken karşı karşıya kalınan belirsizliğin giderilmesi için teknoloji, işletme ve finans maliyetleri merkezi görüşümüz etrafında esnetilmiştir. Analiz sonucunda, modele konu zaman zarfı içerisinde Türkiye'de güneş ve rüzgârdan elektrik üretiminin herhangi bir teşvik ve desteğe gerek olmadan diğer teknolojilerle rekabet edebileceği öngörülmektedir.

Şekil 28: Avrupa'da fotovoltaik güneş enerjisi için hesaplanan SEM aralığı, 2013-2030 (ABD Doları/MWh)



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

Şekil 29: Avrupa'da rüzgâr enerjisi için hesaplanan SEM aralığı, 2013-2030 (ABD Doları/MWh)



SERMAYE GİDERLERİ

Bir elektrik santralının sermaye giderleri, proje geliştirme, ekipman ile altyapı ve diğer destek santral bileşenlerinden oluşmaktadır. Söz konusu giderler sabit maliyetlerdir ve projenin tasarım ve inşaa süreçlerinde meydana gelmektedir. Farklı elektrik üretim teknolojilerinin sermaye giderlerine ilişkin varsayımlarımız Tablo 13'te yer almaktadır. Linyit, güneş ve rüzgâra ilişkin sermaye yatırımı giderleri için merkezi tahminlerin kullanıldığını belirtmekte yarar vardır. Söz konusu teknolojilere ilişkin SEM'lerdeki değişkenlik, kapasite kullanım oranını etkileyen (yakıt kaynağı farklılıkları ya da santrallerin lokasyonu) faktörlerden kaynaklanmaktadır.

Tablo 13: Sermaye giderleri hesabında temel varsayımlar, 2014 (MW kurulu güç başına milyon ABD Doları)

Teknoloji	Sermaye Giderleri Varsayımları		
	Düşük	Merkezi	Yüksek
Taş kömürü (Türkiye'ye özel)	1,31	1,63	1,87
Linyit (Türkiye'ye özel)	1,61	1,61	1,61
Doğal gaz	0,93	0,96	1,61
Nükleer	4,17	4,17	4,17
Hidroelektrik (büyük)	1,58	2,60	4,12
Jeotermal (flaş sistemler)	1,68	2,65	3,39
Rüzgâr (Türkiye'ye özel)	2,07	2,07	2,07
Güneş (Türkiye'ye özel)	1,57	1,57	1,57
Biyokütle (yakma)	0,83	3,58	5,42

Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

İŞLETME MALİYETLERİ

SABİT VE DEĞİŞKEN İŞLETME VE BAKIM MALİYETLERİ

Sabit işletme ve bakım maliyetleri içerisinde tesis bakımı ve işçi ücretleri gibi kalemler bulunmaktadır. Sabit maliyetlere ilişkin hesaplamalarda küresel enflasyona göre ayarlanmış değerler kullanılmıştır. Analiz sonuçları Tablo 14'te yer almaktadır.

Değişken işletme ve bakım maliyetleri ise elektrik üretimine bağlı olarak değişmektedir. Genellikle yakıt dışındaki girdi maliyetleri ile santral içerisindeki elektrik tüketimi ve dolaylı maliyetleri içermektedirler. Değişken işletme ve bakım maliyetleri taş kömürü ve linyit için MWh başına 5,74 ABD Doları, rüzgâr için ise MWh başına 6 ABD Doları olarak öngörülmüştür. Diğer teknolojilere ilişkin değişken işletme ve bakım maliyetleri göz ardı edilebilir düzeyde oldukları için analizin kapsamının dışında bırakılmışlardır.

Tablo 14: Yıllık sabit işletme ve bakım maliyetleri, 2014 (ABD Doları/MW)

Teknoloji	Yıllık Sabit İşletme ve Bakım Maliyeti (ABD Doları/MW)
Taş kömürü ve Linyit	40.565
Doğal gaz	7.210
Nükleer	122.880
Hidroelektrik (büyük)	31.000
Jeotermal (flash plant)	15.000
Rüzgâr (yeni türbin)	24.000
Güneş (fotovoltaik)	30.000
Biyokütle (yakma)	81.620

Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

YAKIT MALİYETLERİ

Yakıt maliyetleri fosil yakıtta dayalı termik santrallerin seviyelendirilmiş enerji maliyetlerinin (SEM) önemli bir bileşenini teşkil etmektedir. Dolayısıyla, fosil yakıt fiyatları üzerindeki varsayımların SEM'lerin hesaplanmasında temel bir rolü vardır.

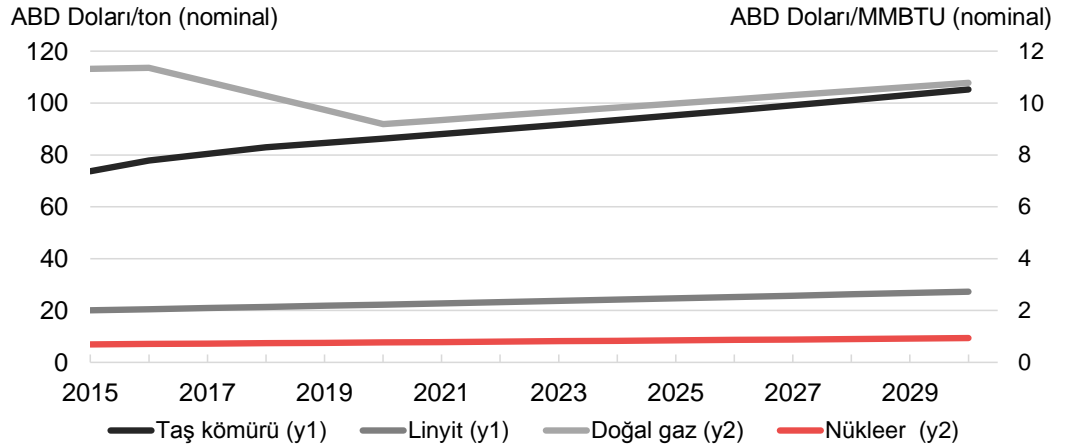
- **Doğal gaz:** Türkiye'de doğal gaz fiyatlarının, Birleşik Krallık Ulusal Dengeleme Noktası (UDN) ile benzer bir rota izleyeceği varsayılmıştır. Bu varsayım, kurum içi tahmin modelimizin sonuçlarıyla tutarlıdır. ABD'den yapılan LNG ithalatı artıp, tüm Avrupa kıtasında doğal gaz fiyatlarında aşağı doğru bir baskı yaptıkça, 2017-2020 yılları arasında Birleşik Krallık'taki doğal gaz fiyatlarında düşüş meydana gelmesi beklenmektedir. Türkiye'deki mutlak fiyatı hesaplarken, ülkede arz esnekliğinin daha düşük, petrole bağlantılı kontratların paylarının ise daha yüksek oluşunu yansıtmak amacıyla Birleşik Krallık fiyatlarının üzerine mmbtu başına 1,09 ABD Doları tutarında bir primin söz konusu olacağı düşünülmüştür. Söz konusu prim, Oxford Institute of Energy Studies'in¹⁶ hacim ağırlıklı ithalat fiyatı verilerine dayanmaktadır.
- **Taş kömürü:** Taş kömürü için Avrupa'daki fiyatlar referans alınmış, 2014 yılı fiyatı olan ton başına 81 ABD Doları kullanılmıştır. Amsterdam-Rotterdam-Antwerp (ARA) bölgesine teslim kömür için bir sonraki yılın fiyatları geçtiğimiz yıl kayda değer biçimde düşmüş, beş yıllık ortalama fiyat olan ton başına 99 ABD Doları'nın altına inmiştir. Bu, emtia fiyat tahminlerinin özünde yer alan risk faktörlerinin altını çizmektedir. Analizde, beş yıllık ortalamaların oldukça

¹⁶ Rzaeva, G. (2014). *Natural Gas in the Turkish Domestic Energy Market: Policies and Challenges*. The Oxford Institute for Energy Studies, <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/02/NG-82.pdf> 10 Temmuz 2014 tarihinde indirilmiştir.

altında, spot piyasa fiyatının ise üzerinde, yatırım kararları için gerçekçi olduğunu düşündüğümüz bir kömür fiyatı kullanılmıştır.

- **Linyit:** Linyite dair fiyat tahminleri için Yıldırım Enerji'nin verileri kullanılmıştır¹⁷. Yerli linyit için ton başına 20 ABD doları fiyat biçilmektedir. Genellikle yerli linyit kaynaklarının kullanılması ve uluslararası linyit ticaret hacminin dar olması nedeniyle linyit fiyatlarının bu seviyeyi koruması beklenmektedir. Dolayısıyla, linyit fiyatlarının reel olarak sabit kalacağı varsayılmıştır.
- **Nükleer:** Nükleer yakıt fiyatlarının da 2030'a kadar reel olarak sabit kalacağı varsayılmıştır.

Şekil 30: Türkiye için BNEF'in yakıt fiyat tahminleri



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

Not: y1 ve y2, sırasıyla sol ve sağdaki dikey eksenleri temsil etmektedir

FİNANS VARSAYIMLARI

Seçilmiş teknolojiler için Türkiye'ye özel SEM analizimiz kendi proje finansman modelimize dayanmaktadır. Bu model çerçevesinde herhangi bir projenin hangi şartlarda finanse edileceğine dair çeşitli varsayımlarda bulunmaktadır. Bu varsayımlara ilişkin ayrıntılı bilgi şu şekildedir:

- **Borç-özsermaye oranı:** Elektrik üretim santrallerinin finansmanında borç ve özsermayenin bir karışımı söz konusudur. Türkiye'ye özel SEM'ler hesaplanırken, kullanılan teknoloji ve santralin devreye girme yılına bağlı olarak değişmekle beraber borç-özsermaye oranının %65-75 arasında olduğu varsayılmıştır.
- **Asgari iç getiri oranı:** Asgari iç getiri oranı, bir elektrik üretim santrali projesine yatırım yapılması için projenin sağlaması gereken asgari getiri oranını ifade etmektedir. Kullanılan teknoloji, vade, risk algısı gibi pek çok faktöre göre değişiklik göstermektedir. Türkiye'ye özel Seviyelendirilmiş Enerji Maliyetleri (SEM) hesabında rüzgâr projeleri için %11, fotovoltaik güneş enerjisi projeleri için ise %13'lük bir asgari iç getiri oranı varsayılmıştır. Yenilenebilir enerji teknolojilerinin olgunlaşmasıyla asgari iç getiri oranının düşmesinin beklenildiği göz önüne alındığında, yenilenebilir enerji projelerinin SEM'lerinin azalma eğilimi göstermesi muhtemeldir.
- **Borçlanma maliyetleri:** Borçlanma maliyeti hesabında ABD Doları takas oranları baz alınarak hesaplanmış faiz oranları kullanılmıştır. Her bir teknoloji için takas oranlarının hesabında, teknolojiye özel durumlar göz önüne alınmıştır. Örneğin, rüzgâr enerjisi projeleri için güneş enerjisi projelerinden daha uzun vadeli oranlar söz konusudur. Vade, her bir teknoloji için

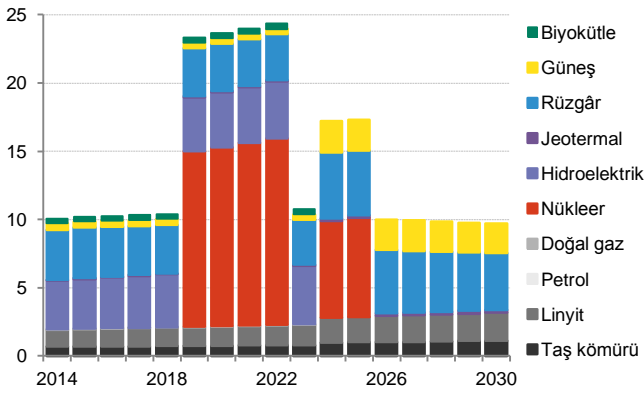
¹⁷ Turna, T. (2013). *Güncel Makro Ekonomik Şartlarda Türkiye'deki Enerji Yatırımlarının Değerlendirmesi*. Yıldırım Energy Yatırımları A.Ş. http://www.yildirimenergy.com/uploads/Dr_Tamer_TURNA_Manuscript_for_Power_Gen_Vienna_13_05_2012.pdf (26 Haziran 2014 tarihinde indirilmiştir)

verilen kredinin şartlarına bağlıdır ve projenin inşa ve işletme süreçlerini yansıtacak şekilde borç finansmanı için ek faiz oranı belirlenir. Türkiye'ye özel SEM'lerde ilave faiz 300 ile 500 baz puan arasındadır.

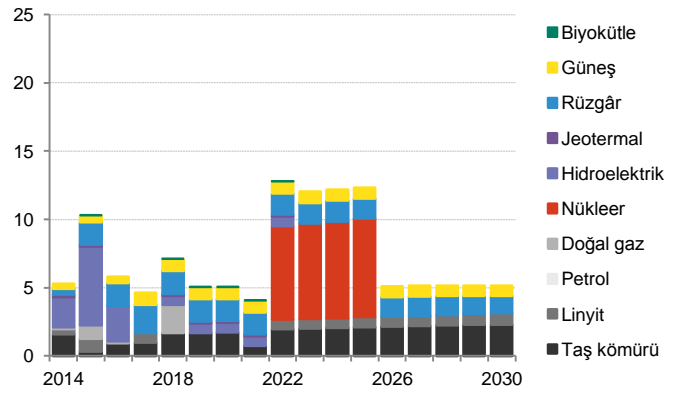
7.2 SENARYOLARIN MALİYETLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Şekil 31, Şekil 32, Şekil 33 ve Şekil 34'te, yukarıdaki varsayımlara dayanarak Resmi Planlar Senaryosu, Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında oluşması öngörülen sermaye giderleri karşılaştırılmaktadır.

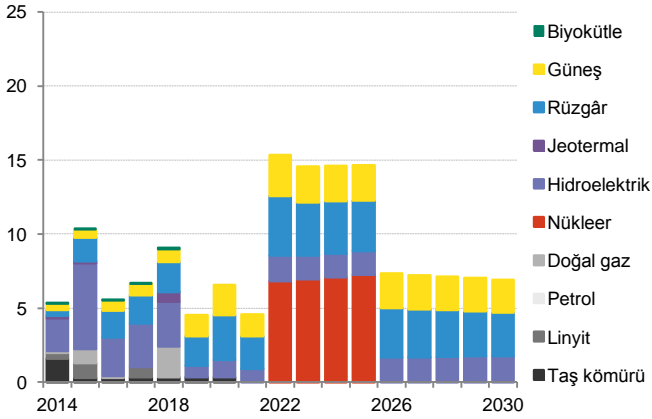
Şekil 31: Resmi Planlar Senaryosu'nda sermaye giderleri, 2014-2030 (milyar ABD Doları)



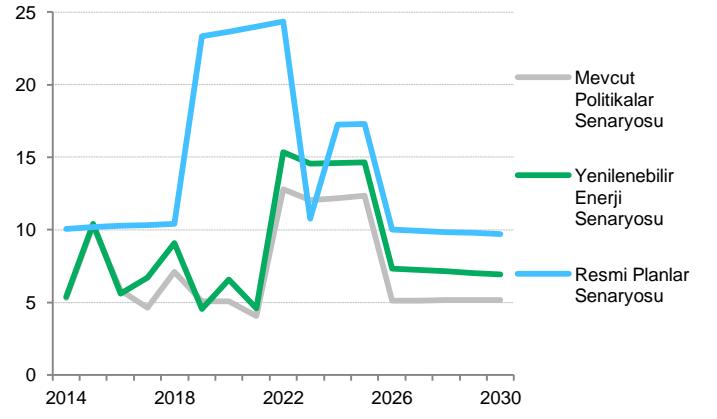
Şekil 32: Mevcut Politikalar Senaryosu'nda sermaye giderleri, 2014-2030 (milyar ABD Doları)



Şekil 33: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda sermaye giderleri, 2014-2030 (milyar ABD Doları)



Şekil 34: Sermaye giderlerinin karşılaştırılması, 2014-2030 (milyar ABD Doları)

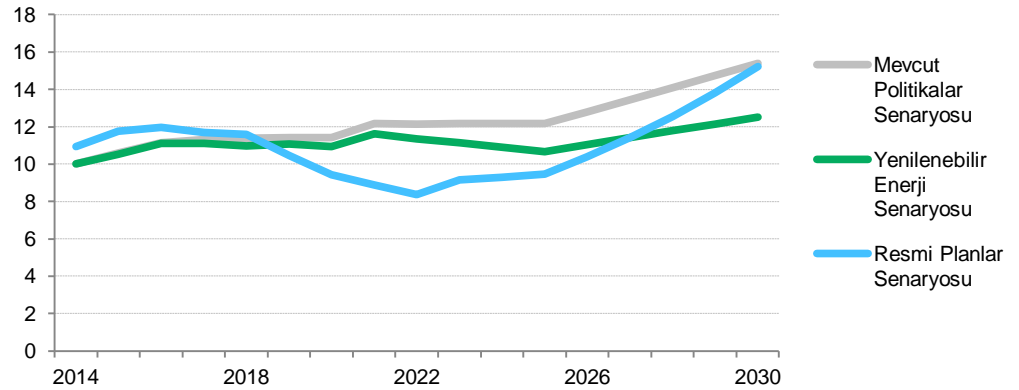


Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

Not: Resmi Planlar Senaryosu altında hükümetin yüksek talep tahminlerine paralel olarak toplam elektrik üretiminin daha yüksek bir seviyede olacağı varsayılmıştır. Tablolardaki tüm rakamlar nominal rakamlardır ve her birine yıllık %2 enflasyon oranı eklenmiştir.

Şekil 35'te üç senaryo altındaki yakıt maliyetleri karşılaştırılmaktadır. Resmi Planlar Senaryosu'nda, hidroelektrik, nükleer ve rüzgâr kurulu gücündeki agresif artışın yakıt harcamalarında yaratacağı düşüş dikkate değerdir.

Şekil 35: Yakıt harcamaları, 2014-2030 (milyar ABD Doları)

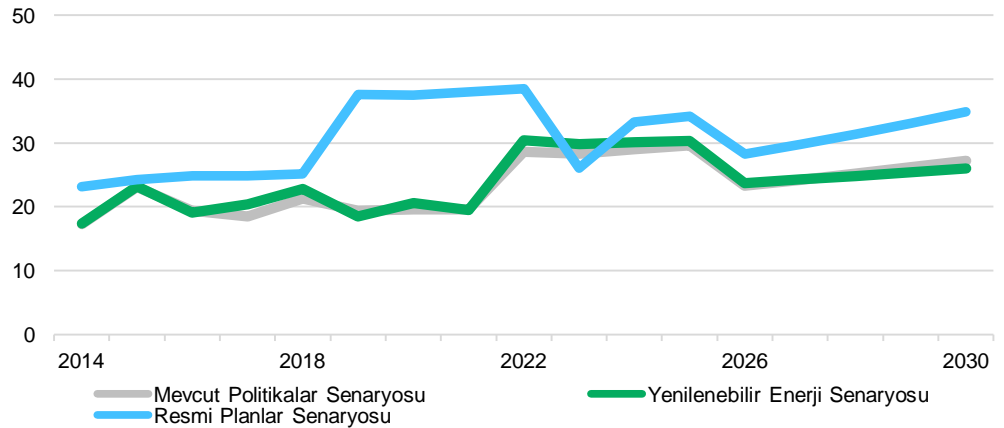


Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

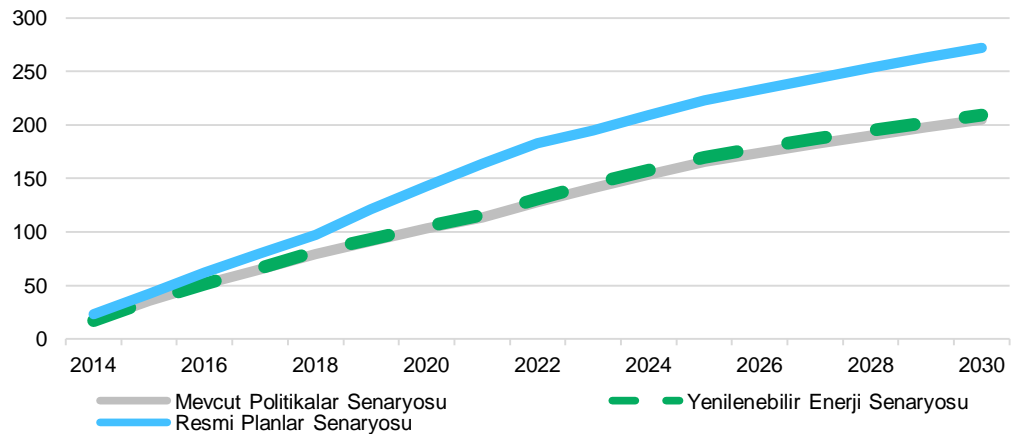
TOPLAM SENARYO MALİYETLERİ

Sermaye giderleri, işletme maliyetleri ve yakıt harcamaları kalemlerinin toplanmasıyla her bir senaryo için yıllık ve toplam maliyetler hesaplanmıştır.

Şekil 36: Sermaye giderleri ve işletme maliyetlerinin (yakıt harcamaları dahil) yıllık toplamı, 2014-2030 (milyar ABD Doları)



Şekil 37: Sermaye giderleri ve işletme maliyetlerinin (yakıt harcamaları dahil) yıl bazında kümülatif toplamı, 2014-30 (milyar ABD Doları)



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

Not:%8 iskonto oranı ile 2014 fiyatlarına göre hesaplanmıştır.

2014-2030 yılları arasında üretim maliyetleri kayda değer ölçüde değişeceğinden, indirgenmiş nakit akışı analizi ile her bir senaryonun maliyeti üzerine daha gerçekçi bir bakış açısı sağlamak mümkün olacaktır. Her bir senaryonun 3 ayrı iskonto oranlarına göre net bugünkü değerleri, Tablo 15'te verilmektedir.

Tablo 15: Net bugünkü değer değerlendirmesi (milyar ABD doları)

Senaryo	İskonto Oranı		
	%4	%8	%12
Resmi Planlar	369	273	209
Mevcut Politikalar	280	205	157
Yenilenebilir Enerji	285	209	160

Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

Not: Tablodaki rakamlar, her bir senaryo için farklı iskonto oranlarına göre indirgenmiş 2014-2030 yılları arası toplam üretim maliyetleridir.

SONUÇLAR

- En az sermaye giderine Mevcut Politikalar Senaryosu'nda ihtiyaç duyulmaktadır. Bunun ana nedeni, ileride elektrik üretiminde kullanılacak kömür filusunun yenilenebilir enerjiye dayalı alternatiflere göre daha yüksek kapasite faktörlerine sahip olmasıdır.
- Buna rağmen, Mevcut Politikalar Senaryosu'ndaki yakıt harcamaları, Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun çok ötesindedir. İki senaryonun toplam maliyetleri 2030 yılına gelindiğinde benzer düzeylere ulaşmaktadır.
- Yeni kurulu güç inşasının daha fazla olması nedeniyle YES kısa vadede daha maliyetlidir. Bununla beraber, düşük yakıt maliyetleri sayesinde, daha iddialı bir yenilenebilir enerji stratejisi 2014-2030 döneminin sonlarına doğru daha düşük bir toplam maliyete yol açmaktadır.
- Güneş ve rüzgâr enerjisi teknolojilerine ait seviyelendirilmiş enerji maliyetlerinde (SEM) öngörülen düşüş, YES'in uzun vadeli maliyet verimliliğinin ana sürükleyicisidir.
- Resmi planlarda çok daha yüksek bir talep öngörüldüğünden, elektrik üretim maliyetleri de doğal olarak diğer senaryolara göre daha yüksektir.

DIŞ TİCARET DENGESİ ÜZERİNDEKİ ETKİLER

Doğal gaz ithalatı

Doğal gaz ithalatının dış ticaret dengesi üzerindeki olumsuz etkisi, Türkiye'nin elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımını doğal gaz aleyhine değiştirmek istemesinin altında yatan başlıca sebeplerden birisidir. Türkiye'nin doğal gaz talebinin büyük çoğunluğu ithal kaynaklardan karşılanmaktadır. Türkiye'nin şebekeye vereceği elektrik üretimi için doğal gaz tedarikine 2014 yılında 8 ila 10 milyar ABD doları harcayacağı tahmin edilmektedir. Bu rakam, 2013'te Türkiye'ye gelen 10,2 milyar ABD Doları tutarındaki doğrudan yabancı sermayenin çok az altındadır¹⁸. Doğal gaz ithalatı için yapılacak harcamalar gerek MPS gerekse YES altında, nominal değerlerle bugünkü seviyelerde dengelenecektir. Bunun nedeni, kömür ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılacak yatırım sonucunda doğal gaza dayalı elektrik üretiminin toplam üretim içindeki payı azalacak olsa da, doğal gaza dayalı mutlak üretiminin azalmasının beklenmemesidir.

Dolayısıyla, Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun Türkiye'nin dış ticaret dengesi üzerindeki ana etkileri, doğal gaz ithalatındaki artışı önleyecek olmalarıdır.

Dış ticaret dengesi üzerindeki başlıca etki, doğal gaz ithalat maliyetlerindeki artışın önüne geçilmesi olacaktır.

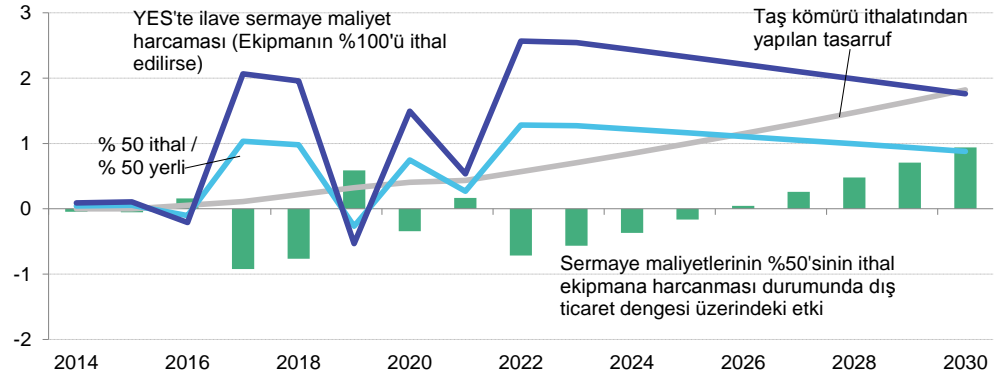
¹⁸ Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası <http://www.tcmb.gov.tr/odemedenge/table19.pdf>

Bununla beraber, doğal gaz alternatif elektrik üretimi için de taş kömürü ya da yenilenebilir enerji sistemlerinin ithalatı gerekecektir.

Taş kömürü ithalatı

Mevcut Politikalar Senaryosu'na göre elektrik talebindeki artışın önemli bir bölümü linyit ve taş kömürüne dayalı yeni termik santrallerden karşılanacaktır. Bu santrallerde kullanılacak linyitin yerli kaynaklardan sağlanacak olması muhtemeldir. Ancak, yakın geçmişe bakacak olursak, Türkiye'nin taş kömürü tüketiminin %80'inin ithal kaynaklardan sağlanmaya devam edeceği söylenebilir¹⁹. MPS altında 2014-2030 döneminde taş kömürüne dayalı elektrik üretimi 3 katına çıkarken, yıllık taş kömürü ithalatı da nominal değerlerle 1 milyar ABD Doları'ndan 4 milyar ABD Doları'na yükselebilir. Şekil 38'de yer alan tabloda, Türkiye'nin taş kömürü için yapacağı sermaye yatırımının %50'sinin yurt dışına akacağı varsayılmaktadır. YES'de ise taş kömürü ithalatı için yapılan yıllık harcama 2030 yılında bile nominal değerlerle 1,5 milyar ABD Doları'nın altında kalacaktır.

Şekil 38: Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun dış ticaret dengesi üzerine etkileri, 2014-2030 (milyar ABD Doları - nominal)



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance.

Yenilenebilir Enerji Teknolojilerinin İthalatı

Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda yakıt harcamalarından tasarruf yapılacaktır. Ancak yeni yenilenebilir enerji kurulu gücü için gerekli sermaye giderlerinde önemli bir artış da meydana gelecektir. Öyle ki, bu senaryo altında sermaye giderleri için gereken harcama, Mevcut Politikalar Senaryosu'ndan nominal değerlerle yıllık ortalama 0,75 milyar ABD Doları daha fazla olacaktır. Bunun nedeni, yenilenebilir enerji teknolojilerinin sahip olduğu düşük yük faktörleri sonucunda daha fazla kurulu güce ihtiyaç duyulmasıdır. YES'deki yüksek sermaye giderlerinin dış ticaret dengesine etkisini, gerekli ekipmanların yerli endüstri tarafından karşılanıp karşılanamayacağı belirleyecektir. Analizde, söz konusu sermaye giderlerinin %50'sinin yurt içinde kalacağı, %50'sinin ise yurt dışına akacağı varsayılmaktadır.

Buna göre, önümüzdeki 15 yıl boyunca yenilenebilir enerji teknolojilerinin ithalatı için gerekli ek sermaye giderleri 13 milyar ABD Doları'nı bulacaktır. Bu rakam, Mevcut Politikalar Senaryosu altında taş kömürü ithalatı için gereken tutarla (nominal değerlerle toplam 12 milyar ABD Doları) benzer düzeydedir. Bu da elektrik üretiminde kömür yerine yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasının Türkiye'nin dış ticaret dengeleri üzerinde olumlu etkileri olabileceğini göstermektedir. Bu, ilave yenilenebilir enerji kurulu gücü için öngörülen yatırımlarının önemli bir

¹⁹ Uluslararası Enerji Ajansı İstatistikleri: *Türkiye'nin Enerji Dengeleri*. 22 Temmuz 2014 tarihinde indirilmiştir.
<http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?&country=TURKEY&year=2011&product=CoalandPeat>

bölümünün yerli üretimden karşılanmasına bağlıdır. Yaptığımız analiz, Türkiye'nin yakıt harcamalarındaki düşüşün asıl etkisini 2025 sonrasında göreceğine işaret etmektedir. Yenilenebilir enerji teknolojilerine ve ekipmanına yapılacak olan harcamanın %100'ünün ithal kaynaklara yönelmesi halinde elde edilecek sonuçlara da tabloda yer verilmektedir.

Bloomberg New Energy Finance verilerine göre Türkiye'nin hâlihazırda yılda 410MW güç kurulumunu mümkün kılacak yerli güneş enerjisi ekipmanı üretimi vardır. YES'te, 2021-2030 yılları arasında yılda 1,9 GW'lık bir kurulu güç artışı öngörülmektedir. Dış ticaret dengesine olumlu katkı sağlanması ve yeni iş imkânlarının yaratılması için güneş enerjisi ekipmanı imalat kapasitesine kayda değer ölçüde yatırım yapılması gerekecektir. Türkiye'nin elektrik piyasasındaki fırsatların büyüklüğü göz önüne alındığında, güneş enerjisi teknolojisi imalatındaki uluslararası oyuncuların Türkiye'de üretim tesisleri kurmaya ilgi göstermesi muhtemeldir. YEKDEM çerçevesinde sunulan yerli ürün kullanımı için ilave destekler etkilerini şimdiden göstermeye başlamıştır. Alman rüzgâr türbini üreticisi Nordex, Haziran 2014'de yaptığı bir açıklama ile, Türkiye'deki müşterilerine teslim edeceği türbin kuleleri ve pervane kanatlarının Türkiye'de üretilmesinin planlandığını doğrulamıştır²⁰.

İLETİM ALTYAPISI YATIRIMLARI

Her üç senaryo çerçevesinde de şebeke ve iletim altyapısına da yatırım yapılması gerekecektir. Ancak Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında şebeke ve iletim altyapısına ek yatırım gerekeceği öngörülmektedir. Yaygın inanışa göre Türkiye'de şebeke mevcuda ek olarak 2 GW'lık daha kesintili yenilenebilir kurulu gücünü taşıyabilecektir. Daha fazlası için altyapıda önemli ölçüde yatırım gerekli hale gelecektir. Türkiye'nin şebeke sistemi ve ihtiyaç duyması tahmin edilen yatırım üzerine detaylı veriler kamuoyuna açık değildir. Dolayısıyla, bu analizin ve senaryoların kapsamının ötesinde bir değerlendirme gerekmektedir. Bununla beraber, Avrupa'daki benzer şartlar ışığında, Türkiye'nin şebeke altyapısına sadece artan talebi karşılamak için değil, yenilenebilir enerjinin şebekeye entegre edilmesi için de önemli yatırım yapması gerektiği öngörülmektedir. İletim ve dağıtım şebekelerindeki iyileştirmeler için maliyet tahminlerine hiçbir senaryoda yer verilmemiştir. Söz konusu yatırımın boyutu ile çeşidi mevcut sistemin durumu ve karmaşıklığı, elektrik tüketiminin zaman içinde nasıl artacağı, yeni elektrik santralleri ve başlıca talep merkezleri arasındaki uzaklık gibi faktörlere bağlı olacaktır. Yatırım maliyetleri hangi yenilenebilir teknolojilerinin kullanılacağına bağlı olarak da değişiklik gösterecektir. Örneğin, Avrupa'da 29 GW'lık deniz üstü rüzgâr enerjisi kurulu gücünün ekleneceği varsayıldığında, iletim hattında 28 milyar Avro'luk bir yatırımın gerektiği düşünülmektedir. Söz konusu tutarın 21 milyar Avro'su yeni projeler için harcanacaktır. Analizimiz, karadaki iletim hatları için de 60 milyar Avro'luk bir yatırım gerektiğini göstermektedir.

Denizdeki ve karadaki enterkonektörlerin maliyeti önemli ölçüde değişiklik arz eder. Maliyetler öncelikle akımın tipine (doğru -DC- ya da dalgalı - AC-) bağlıdır. Avrupa'da karaya kurulan bir AC konnektörün ortalama fiyatı 159 milyon Avro civarındayken denize kurulan bir DC konnektörün ortalama maliyeti 895 milyon Avro'ya çıkmaktadır. Dağıtım ağına dair bir örnek vermek gerekirse, Almanya'nın dağıtım şebekesinde 135.000 km'lik yeni ve iyileştirilmiş hatta ihtiyaç duyacağı, bunun da maliyetinin 15 ila 27 milyar Avro arasında olacağı öngörülmektedir.

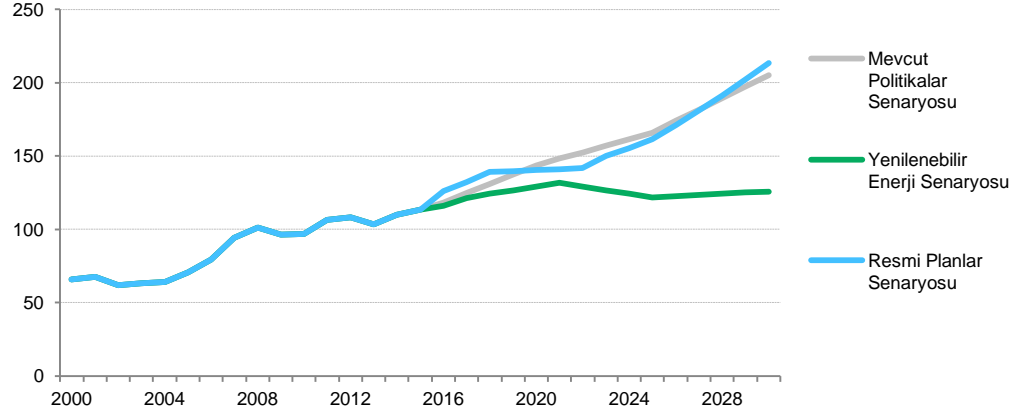
EMİSYONLAR

Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun en bariz avantajlarından birisi, elektrik üretimi kaynaklı sera gazı emisyonlarındaki meydana gelmesi beklenen artışı neredeyse tamamen durduracak olmasıdır. Şekil 39'da görüleceği üzere, 2020 sonrasında elektrik üretiminden kaynaklı emisyonlar

²⁰ DGAP News. (22 Temmuz 2014). <http://www.bloomberg.com/article/2014-06-18/aSSNnjVW8xh8.html>

YES'de sabit kalacaktır. Diğer iki senaryoda ise emisyonlardaki artış devam edecek, 2030 yılında yıllık emisyonlar 200 milyon ton karbondioksit eş değerine ulaşacaktır. Kıyaslamak gerekirse, Türkiye'de elektrik sektörünün emisyonları, Almanya'nın 2013'teki elektrik sektörü emisyonlarının neredeyse 2/3'ü düzeyine ulaşacaktır.

Şekil 39: Elektrik üretiminden kaynaklanan yıllık sera gazı emisyonları, 2000-2030 (milyon ton CO2 eşdeğeri)



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

2020 SONRASINDA AB MEVZUATINA UYUMUN MALİYETİ

Türkiye'nin Avrupa Birliği'ne üyelik perspektifi çerçevesinde, AB'nin elektrik piyasaları üzerinde etkisi olan belli başlı çevre politikalarına uyumun potansiyel maliyeti üzerine de bir değerlendirme yapılmıştır. Türkiye'nin Avrupa Emisyon Ticaret Sistemi (ETS) ve Endüstriyel Emisyonlar Direktifi'ne uyum sağlamanın doğuracağı maliyetler üzerine yapılan değerlendirme şöyledir:

KARBON MALİYETLERİ

Türkiye'de potansiyel bir karbon fiyatlandırmasının göstergesi olarak, BNEF'in ETS kapsamında ticareti yapılan AB emisyon izinleri üzerine gerçekleştirdiği fiyat tahminleri kullanılmıştır. Türkiye'de önümüzdeki 6 yıl içerisinde karbon fiyatı uygulamasına geçilmesi olasılıklar dâhilinde görülmediğinden, analizde 2020–2030 dönemine dair emisyonlar hesaba katılmıştır. Net karbon maliyetleri, kullanılan senaryo ve iskonto oranına göre çeşitlilik göstermekte, 21–50 milyar ABD Doları aralığında gerçekleşeceği öngörülmektedir. Karbon fiyatı tahmini, AB tarafından geçtiğimiz günlerde onaylanan ve arzı azaltmak için emisyon izinlerinin geçici olarak piyasadan çekilmesini öngören mevzuat teklifinin kısa dönemli etkilerini yansıtmaktadır. AB ETS'deki emisyon izinlerinin AB'nin 2030 hedefleri çerçevesinde sıkılaşacak olması neticesinde 2021'den itibaren fiyatların artma eğiliminde olacağı bir piyasa öngörülmektedir. Detaylı fiyat tahminleri 2024 yılına kadar yürütülmüştür, bu tarihten sonra fiyatların %2 enflasyon öngörüsü çerçevesinde artacağı varsayılmaktadır.

ENDÜSTRİYEL EMİSYONLAR DİREKTİFİ

Avrupa Birliği Endüstriyel Emisyonlar Direktifi 1 Ocak 2016'dan itibaren devreye girecektir. Direktif ile 50 MW'dan yüksek kurulu güce sahip elektrik üretim tesislerinde izin verilecek sülfür dioksit, nitroksit, toz ve ağır metal emisyonları düzenlenmektedir. Yaptığımız değerlendirmede, söz konusu emisyonların azaltılmasını sağlayan üç farklı teknoloji hesaba katılmıştır.

- Baca gazı desülfürizasyonu için kuru artırcılar/prosesler
- NOx'in azaltılması için seçici katalitik indirgeme
- Toz emisyonlarının azaltılması için elektrostatik çöktürücü

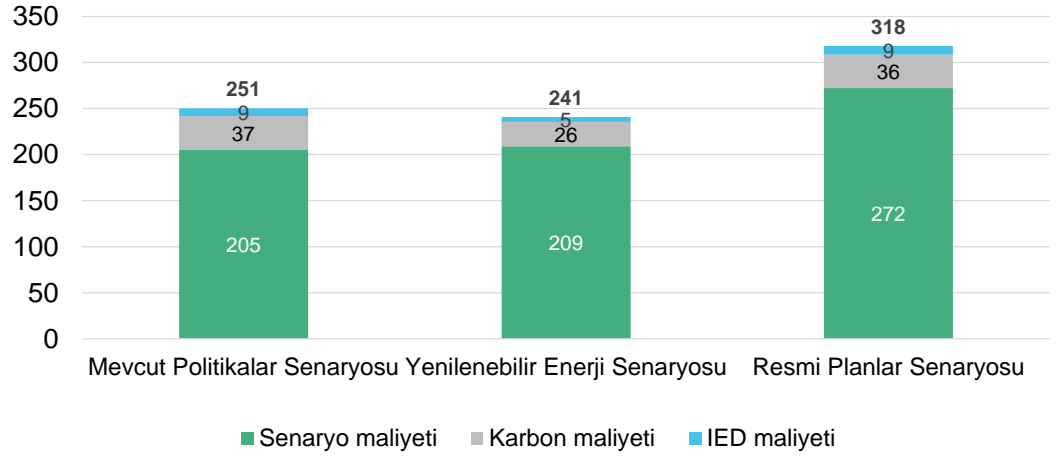
Her bir teknoloji seçeneği, kömür santrallerinin sermaye ve işletme maliyetlerinde artışa neden olacaktır. Analizde 2020'ye kadar Türkiye'de mevcut kömür kurulu gücünü oluşturan santrallerin her birinin bu teknolojilerden birisiyle destekleneceği varsayılmıştır. 2020'den sonra devreye alınacak yeni kurulu gücün hepsinin bu mevzuatın gerekliliklerini yerine getireceği de

varsayılmaktadır.

UYUMUN TOPLAM MALİYETİ

Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda daha az kömürlü termik santral Endüstriyel Emisyonlar Direktifi ve karbon gerekliliklerini sağlamak durumunda olacaktır. Bunun sonucunda, Türkiye 2020-2030 döneminde 14 milyar ABD Doları tasarruf edecektir.

Şekil 40: 2020 sonrasında AB mevzuatına uyum çerçevesinde sermaye, işletme ve yakıt maliyetleri (milyar ABD Doları)

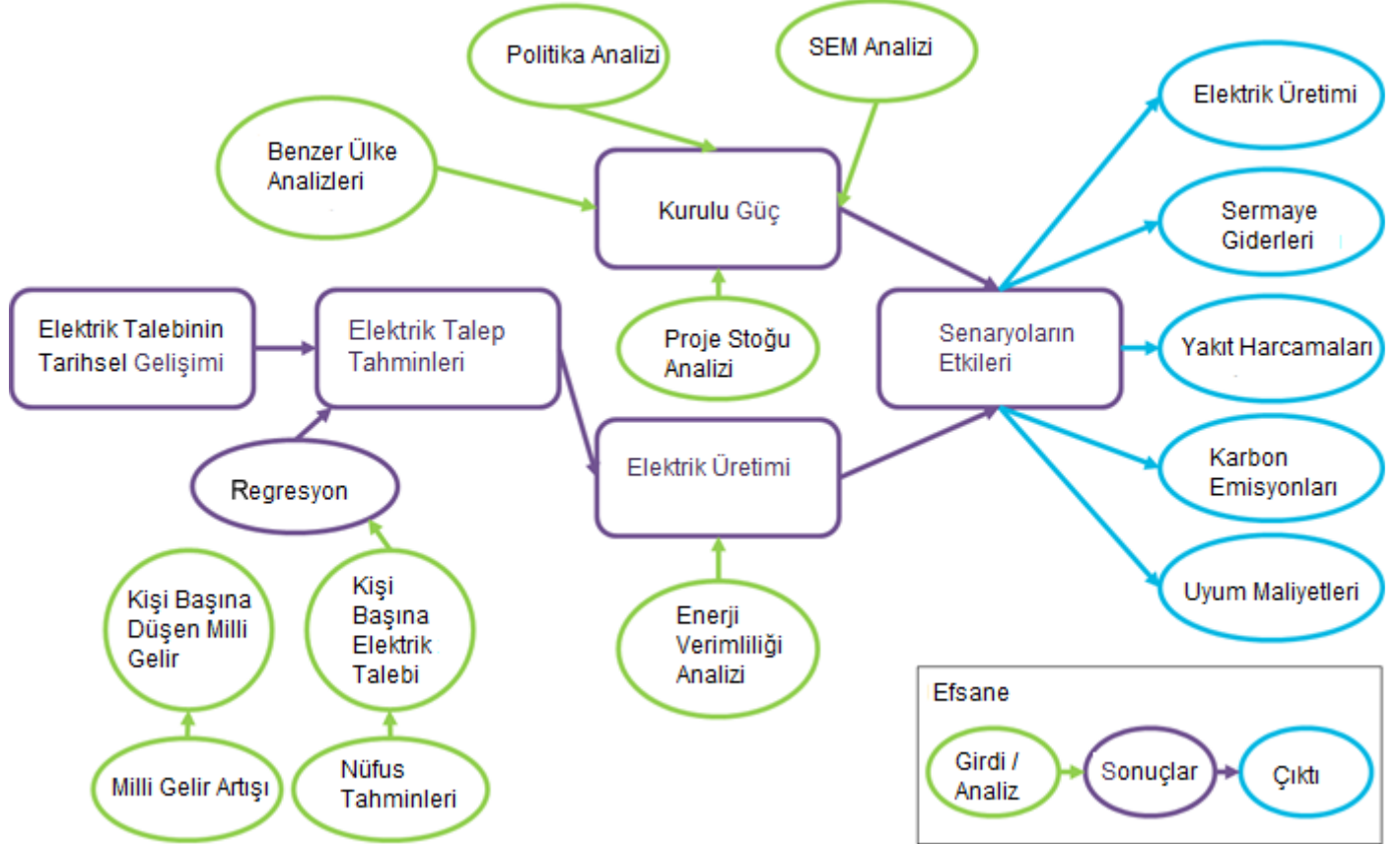


Not: Endüstriyel Emisyonlar Direktifine uyum maliyetine ilişkin ayrıntılı analiz için <https://www.bnef.com/Insight/6038> adresine gidiniz. Bütün maliyetler 2014 fiyatları baz alınarak %8 indirimle hesaplanmıştır.

EKLER

EK A: METODOLOJİNİN ÖZETİ

Şekil 41: Metodolojinin özeti



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

EK B: TÜRKİYE'DE ELEKTRİK GÖRÜNÜMÜ ÜZERİNE EK BİLGİLER

ELEKTRİK PİYASASININ YAPISI

Türkiye'nin elektrik dağıtım sisteminin özelleştirilmesi için ilk adımlar 1989 yılında atılmaya başlanmış, oldukça pahalıya mal olan hukuksal güçlüklerle karşılaşmıştır. Bunun üzerine Yap-İşlet-Devret ile Yap-İşlet modelleri devreye sokulmuş, ancak bu modeller de hukuksal zorlukların tamamen aşılmasını sağlayamamıştır²¹.

Elektrik piyasasının düzenlenmesine dair en kritik adım, 2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesiyle atılmıştır. Bu düzenlemeyle beraber, enerji piyasalarının yeniden yapılandırılması için serbestleşme ve özelleştirmeye öncelik verilmiş, 1970'lerde Birleşik Krallık'ta hayata geçirilen reformların benzerleri uygulamaya konulmuştur. Kanunun amacı, rekabetçi bir piyasa ile elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir

²¹ TMMOB. (2012). *Elektrik Özelleştirmeleri Raporu*.
http://www.emo.org.tr/ekler/e59e00fdeea8fea_ek.pdf

şekilde tüketicilerin kullanımına sunulmasıdır. Söz konusu hedefler 2013 yılında yürürlüğe giren 6446 sayılı yeni Elektrik Piyasası Kanunu'nun da temelini teşkil etmektedir. Yeni kanun ile lisanslama, piyasaların işleyişi ve piyasa oyuncularının toplam pazar payı gibi konularda yeni düzenlemelere gidilmiş, bazı elektrik üretim santrallerine çevresel mevzuattan geçici muafiyetler sağlanmıştır.

Söz konusu yasal düzenlemeler çerçevesinde, toplam 7,5 GW kurulu güce sahip stratejik hidroelektrik santraller dışında kamuya ait elektrik üretim tesislerinin özelleştirilmesi hedeflenmektedir.

MEVZUAT

Türkiye'de elektrik dağıtımındaki devlet kontrolünün azaldığına dair işaretler mevcuttur. Ancak söz konusu adımlar piyasanın tüm unsurlarını kapsamaktan henüz uzaktır. Özelleştirme hamlesinin bir parçası olarak Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin (TEDAŞ) yetkilerini azaltmış, özel dağıtım şirketlerine EPDK'dan dağıtım lisansı temin etme hakkı tanınmıştır.

Söz konusu dağıtım şirketleri bu lisanslar vasıtasıyla dağıtım hizmetlerinin kullanıcılarıyla bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları imzalayabilmektedirler²². Lisanslar, aynı zamanda, EPDK'nın ülke çapındaki yatırım planlarıyla uyumlu olması halinde, 36 kV altındaki yeni bağlantı hatlarının inşası ve işletilmesine de imkân tanımaktadır. Bütün bu gelişmelere rağmen, kamunun elektrik piyasalarındaki tüm etkisi kaybolmuş değildir: TEDAŞ halen tüm dağıtım tesislerinin sahibi konumundadır. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ise elektrik dağıtım sisteminin inşasında önemli bir rol oynamayı sürdürmektedir.

“KÖMÜRE HÜCUM” PLANI VE TEŞVİKLER

Ekonomi Bakanlığı'nın yeni teşvik sistemi ile kömür yatırımlarına verilen destekler şunları kapsamaktadır: vergi indirimi, KDV istisnası, gümrük vergisi muafiyeti, faiz desteği, sigorta primi işveren hissesi desteği, yatırım yeri tahsisi. Yatırımın gerçekleştirileceği coğrafi bölgeye göre değişmekle beraber, teşvik sistemi altındaki devlet desteği Türkiye'nin batısında %25, ülkenin doğusunda ise %60 düzeylerinde gerçekleşmektedir²³.

Kömür arama faaliyetlerini artırmak için Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) mevcut kömür alanlarını uzun vadeli kontratlar ile özelleştirmeye başlamıştır. Yatırımları daha da artırmak için 2012 yılında rödovans mekanizması yürürlüğe girmiştir. Bu mekanizma çerçevesinde üretilen elektrik için yatırımcıya tüketici fiyat endeksine bağlı bir ücret ödenmektedir. Rödovans modeliyle özel şirketler, elektrik üretim santrali de inşa ettikleri sürece belirli kömür alanlarının işletme haklarına da sahip olabilmektedirler.

İLETİM VE ŞEBEKE KAPASİTESİ

2012 itibarıyla Türkiye'de toplam kurulu gücü 112.846 MVA olan 1.425 adet trafo bulunmaktadır. TEİAŞ verilerine göre 2008-2012 yılları arasında trafo kapasitesi yılda %6,6 oranında artmıştır. Kapalı elektrik iletim sistemleri ve doğal gaz sevkiyat kapasitesini artırmak için yeni kompresör istasyonları başta olmak üzere iletim şebekesine yapılan yatırımların devam edeceği öngörülmektedir.

²² Arseven B. ve Ersin B.T. (2014). *Electricity regulation in Turkey: overview*. Practical Law. Multi-Jurisdictional guide 2014: Energy and natural resources. Thomson Reuters. <http://uk.practicallaw.com/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1247814319751&ssbinary=true> (5 Haziran 2014 tarihinde indirilmiştir)

²³ Türkiye Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı web sitesi. (2013). *The Energy Sector: A quick tour for the investor*. <http://www.invest.gov.tr/en-US/sectors/Pages/Energy.aspx> Sayfa 3. Eylül 2014 tarihinde ziyaret edilmiştir.

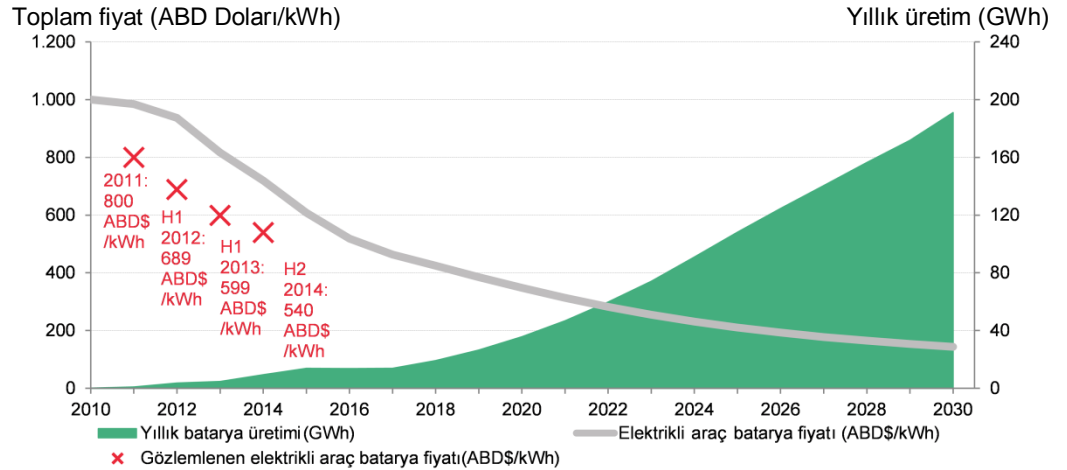
ENERJİ DEPOLAMA

Proje geliştiricileri, projelerinde çoğunlukla lityum-iyon pil kullanmaya devam etmektedir. Ancak bazı projelerde akışkan piller veya volan uygulamaları da kullanılmaktadır. Aşağıdaki nedenlerle bu durumun kısa-orta vadede devam etmesi beklenmektedir:

- **Teknoloji riski:** Lityum-iyon piller hakkında daha önce gerçekleştirilmiş projeler ve diğer endüstrilerden elde edilmiş birçok operasyonel veri mevcuttur. Bu uygulamaya ilişkin kesinliği artırmakta, lityum-iyon teknolojisini en azından kısa vadede daha avantajlı kılmaktadır.
- **Şirket riski:** Lityum-iyon pil üretimi, LG Chem, Panasonic ve Samsung SDI gibi birkaç adet büyük şirketin hakimiyeti altındadır. Bu şirketler, küçük teknoloji şirketlerine kıyasla daha uzun garanti güvencesi sunmaktadır. Bununla beraber, GE'nin sodyum nikel pili dikkate değer bir istisnadır.

Şekil 42'de BNEF'in küresel ölçekte 2030 yılına kadar pil takımları için yıllık maliyet ve üretim tahminlerine yer verilmektedir. Maliyetlerde öngörülen düşüş, yarının küresel güç piyasasında enerji depolamanın rolünün artacağını göstermektedir. Türkiye bu gelişime dahil olacaktır.

Şekil 42: BNEF'in pil takımları için maliyet ve üretim tahminleri, 2010-2030



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

Enerji depolama ekonomisi genel olarak, sistemin uygulanmasına ve bulunduğu bölgeye bağlıdır. Bu nedenle, sistemin maliyetinin etkin olması için tek bir eşik noktası söz konusu değildir. Öngörülen maliyet düşüşlerinin, pil ile enerji depolamayı yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili yapısını dengelemek için uzun vadede çekici bir seçenek haline getirmesi muhtemeldir. Bu, yedek güç kapasitesine olan talebi azaltacak, Türkiye'de enerji depolamanın rolünü artıracaktır.

TÜRKİYE'NİN ENERJİ VERİMLİLİĞİNE İLİŞKİN PLANLARI

Enerji Verimliliği Kanunu'nun²⁴ uygulamasından Enerji Verimliliği Koordinasyon Kurulu sorumludur. Kanun, asgari enerji verimliliği gereklilikleri ile bu gerekliliklere uyulmaması durumunda uygulanacak yaptırımlara yer vermektedir²⁵. Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından 2009 yılında hayata geçirilen Verimlilik Artırıcı Projeler Destek Programı, enerji verimliliğinin desteklenmesi için sağlanan devlet taahhütlerinin başka bir örneğidir.

²⁴ Resmi Gazete, Sayı: 26510, 5627 Sayılı Enerji Verimliliği Kanunu (2 Mayıs 2007).

²⁵ Calikoglu, E. (2010). *Energy Efficiency Policies and Programs in Turkey*. International Consultation Workshop on Energy Efficiency Institutional Governance. The World Bank. <http://siteresources.worldbank.org/EXTENERGY2/Resources/4114199-1276110591210/Turkey.pdf>

Hükümet, özelleştirme sürecine ek olarak, tedarik zincirinin üst kısımlarında yer alan katma değeri yüksek teknolojilere yönelen şirketlerin güçlendirilmesi doğrultusunda da stratejik bir adım atmıştır. Bu çerçevede, enerjiyi akıllı ve verimli kullanan yüksek teknoloji ürünlerine yapılan yatırımın önümüzdeki 10 yıl içerisinde kayda değer artış göstermesi beklenebilir. BNEF veri tabanı, son zamanlarda finansmanı sağlanmış ya da gerçekleştirileceği duyurulmuş 10 adet enerji verimliliği projesi olduğunu göstermektedir. Söz konusu projeler, akıllı şebeke ve ölçme projelerinden elektrikli araçların şarj edilmesi için gerekli altyapı yatırımlarına kadar geniş bir yelpazeye sahiptir.

Türkiye'nin mevcut iletim şebekesinin ve artık yaşlanmaya başlayan şebeke bağlantılarının modernizasyonunun da enerji verimliliğinde artış ve enerji talebinde düşüş getirmesi olasıdır. Ülkenin şu anda %15 seviyesinde olan iletim ve dağıtım kayıplarının önemli bir kısmı faturalandırılmayan elektrik kullanımından kaynaklanan ekonomik kayıplardır. Söz konusu kayıpların bertaraf edilmesiyle elektrik talebinde bir azalma söz konusu olmayacaktır.

EK C: ÖLÇÜLER

Tablo 16: Girdi olarak kullanılan başlıca değişken ve ölçülerin tanıtımı

Değişken	Denklem	Ölçü	Zaman aralığı	Veri kaynağı
GSMH	-	ABD Doları (2005)	1995-2014	Eurostat
Nüfus	-	Nüfus (2012)	2013-2075	TÜİK
Kişi başına düşen milli gelir	GSMH / Nüfus	ABD Doları ile GSMH ve Nüfus	1995-2014	Toplam GSMH ve nüfus verileri kullanılarak hesaplanmıştır.
GSMH artış hızı tahmini	-	%	2014-2030	IMF ve OECD
Yıllık elektrik tüketimi	-	MWh / Yıl	1995-2013	TÜİK
Kişi başına düşen yıllık elektrik talebi	Toplam elektrik talebi / Nüfus	MWh / Nüfus	1995-2013	Toplam elektrik talebi ve nüfus verileri kullanılarak hesaplanmıştır.
Enerji yoğunluğu	Toplam enerji tüketimi / Toplam GSMH	BTU / ABD Doları ile GSMH (2005)	2011	ABD Enerji Enformasyon İdaresi
Brüt elektrik üretimi	-	MWh	1984-2013	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
İç ihtiyaç	-	MWh	1984-2013	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
Net elektrik üretimi	Brüt üretim – İç ihtiyaç	MWh	1984-2013	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
Elektrik ithalatı	-	MWh	1984-2013	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
Şebekeye elektrik arzı	Net üretim + Elektrik ithalatı	MWh	1984-2013	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
İletim kayıpları	-	MWh	1984-2013	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
Dağıtım kayıpları	-	MWh	1984-2013	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)

Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

EK D: ELEKTRİK TALEP METODOLOJİSİ

Türkiye için elektrik talep tahminleri 26 Avrupa ülkesinin kişi başına düşen milli gelir ve elektrik taleplerinin regresyon analizi üzerinden hesaplanmıştır. Bu, Bloomberg New Energy Finance'in Avrupa elektrik piyasalarını analiz etmek için kullandığı metodolojiyle aynıdır.

Türkiye gibi karmaşık ve hızla büyümekte olan bir ülkede 20 yıl sonraki elektrik talebini doğru tahmin etmek oldukça zorlu bir iştir. Aşağıdaki faktörler nedeniyle elektrik talep tahminimiz çok yüksek ya da çok düşük çıkabilir.

ELEKTRİK TALEBİNİ NE ARTIRABİLİR?

- **İthalat İçin Elektrik Üretimi:** BNEF'in talep tahminleri iç tüketim için gerekli olan elektrik üretimine ilişkindir ve kişi başına elektrik tüketim verilerine göre oluşturulmuştur. Türkiye'nin kayda değer oranda elektrik ihracat etmeye başlaması durumunda, elektrik üretiminde artış gerekecektir. İthalat-ihracat dengesinin Türkiye'nin toplam elektrik üretimine etkisi mevcut durumda oldukça küçüktür.
- **İmalat Sanayinin Daha Yavaş Yer Değiştirmesi:** Avrupa'da yüksek refah düzeyleri yakalandıkça elektrik talebindeki artışın yavaşlamasının ardındaki nedenlerden birisi, imalat sanayinin aralarında Türkiye'nin de bulunduğu daha ucuz bölgelere kaymasıdır. Türkiye, refah seviyesini artırdıkça imalat sanayini benzer bir şekilde yurt dışına kaydıramayabilir. Bu durumda ülkenin imalat sanayi ve elektrik talebi, Avrupa'daki trendler üzerine inşa edilen bir regresyon analizinin ortaya koyduğundan daha yüksek seviyelerde gerçekleşebilir.

ELEKTRİK TALEP TAHMİNİNİ NE DÜŞÜREBİLİR?

- **Daha Yüksek Enerji Verimliliği:** Enerji verimliliği için atılan adımların etkisini tahmin etmek oldukça güç bir iştir. Bu olumlu bir risk olabilir, yani enerji verimliliği için hayata geçirilen uygulamalar, Mevcut Politikalar Senaryosu'nda öngörülenden daha geniş bir ölçekte hayata geçirilebilir. Bazı Avrupa ülkelerinde elektrik tüketiminin son yıllarda stabil hale gelmesi, enerji verimliliği önlemlerinin tahmin edilenden daha etkili olabildiğinin göstergesi olabilir.
- **2013 yılında Elektrik Talebinde Görülen Düşüşün Devam Etmesi:** 2013 yılında Türkiye'nin elektrik talebinde küçük de olsa bir düşüş gerçekleşmiştir. Birim milli gelir başına elektrik enerjisi yoğunluğu da 2008 yılından bu yana görece sabit bir çizgi izlemektedir. BNEF öngörülerini, elektrik enerjisi yoğunluğunun artmaya devam edeceği ve 2013 yılındaki toplam talep düşüşünün yeni bir kuraldan ziyade bir istisna olduğu kanaatine dayanmaktadır.

EK E: KÖMÜRE İLİŞKİN TAHMİNLERİN METODOLOJİSİ

Hükümetin "Kömüre Hücum" planı büyük ihtimalle önümüzdeki 20 yıl içerisinde piyasalar üzerinde en çok etkiye sahip gelişme olacaktır. Bu nedenle, Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'ndaki ilave kömür kurulu gücüne dair kullanılan yöntemi özetlemek önem arz etmektedir.

Mevcut Politikalar Senaryosu'nda, 2030'a kadarki kömüre dayalı termik santral proje stokunu değerlendirmek için olasılık ağırlıklandırılmaları kullanılmıştır. Bu analiz için kullanılan üç kaynak, önem sıralarına göre aşağıda verilmektedir:

- Bloomberg verileri (BMAP)
- EPDK verilerine dayanan çapraz kontrol ve ilaveler
- SourceWatch (mevcut ve önerilen santrallere ilişkin veriler)

WWF-Türkiye ve Avrupa İklim Vakfı'ndaki (European Climate Foundation) meslektaşlarımızla yapılan istişarelere dayanarak her bir santralin ne zaman devreye gireceğine ilişkin santrallerin mevcut durumuna dayalı bir olasılık ağırlıklandırması gerçekleştirilmiştir. Bu analizin sonuçları Tablo 17'de özetlenmektedir.

Tablo 17: Türkiye'de kömür santrallerinin durumunun analizi, 2014

Durum	Santral Sayısı	Toplam Kurulu Güç (MW)	Taş Kömürü Kurulu Gücü (MW)	Linyit Kurulu Gücü (MW)	Asfaltit Kurulu Gücü (MW)	Olasılık Ağırlıklandırması (%)	Zaman Dilimi	
							Başlangıç	Bitiş
Finansman sağlanmış / İnşa halinde	6	4.136	2.604	1.532	0	%80	2015	2020
İzinler alınmış	3	2.592	2.316	0	276	%70	2016	2020
Başvuru aşamasında	15	12.689	12.689	0	0	%40	2018	2030
Planlama aşamasında / Duyurulmuş	31	30.252	19.052	11.062	138	%30	2022	2030
İptal edilmiş	8	5.610	2.364	3.246	0	%0	-	-
TOPLAM	63	55.278	39.024	15.840	413	-	-	-

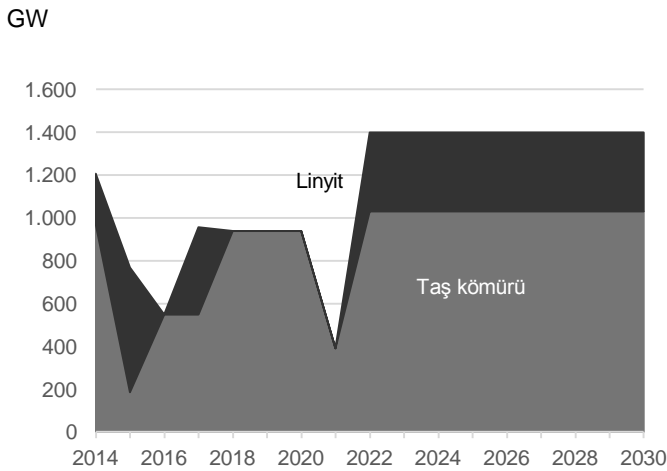
Kaynak: ECF, Sourcewatch, Bloomberg New Energy Finance ve Bloomberg (BMAP)

Not: Yuvarlamalar nedeniyle toplam bölmesindeki rakamlar farklılık gösterebilir.

Tablodaki veriler, bazı santrallerin devreye girmelerinin beklendiği yılları yansıtmaktadır. Ancak projelerin çoğunluğu için kurulu güç ilaveleri bahse konu zaman diliminde eşit olarak dağıtılmıştır. Bu yaklaşımla, 2030'a kadar linyit, taş kömürü ve asfaltite dayalı toplam 10 GW'lık kurulu güç ilavesi söz konusu olacaktır.

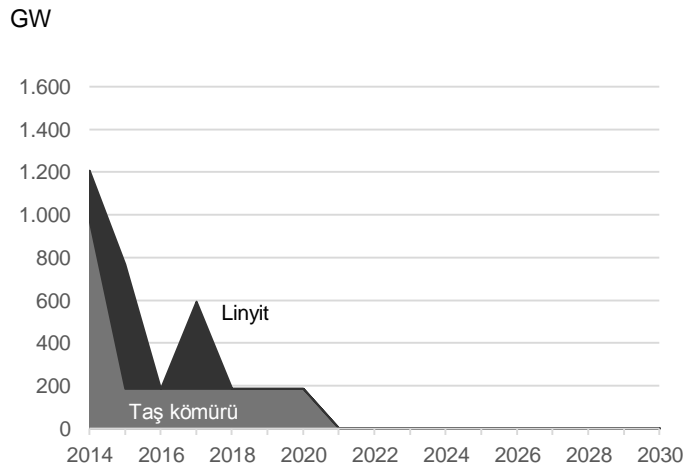
Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda, 2014-2020 arasında sadece şimdiden finansman sağlamış ve/veya inşa halindeki kömüre dayalı termik santrallerin devreye gireceği varsayılmıştır. Mevcut Politikalar Senaryosu'nda olduğu gibi, söz konusu santraller için %80 oranında bir olasılık ağırlıklandırması uygulanmıştır. Bu yöntem ile, 2030'a kadar devreye girecek toplam kömür kurulu gücü ilavesi 3,3GW seviyesinde kalmaktadır.

Şekil 43: Mevcut Politikalar Senaryosu'nda yıllık kömür kurulu güç ilavesi



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

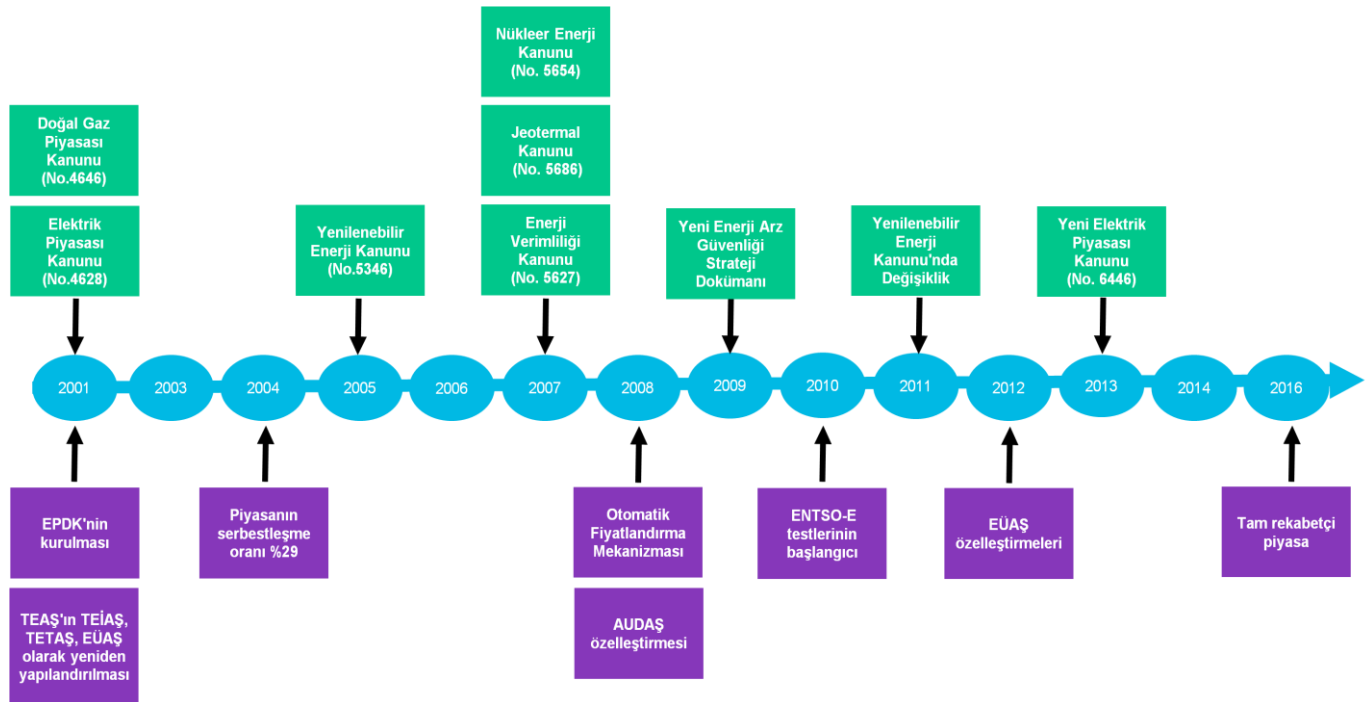
Şekil 44: Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda yıllık kömür kurulu güç ilavesi



EK F: ELEKTRİK PİYASALARININ SERBESTLEŞMESİ

21. yüzyılın başından beri enerji sektöründe devamlılık arz eden bir serbestleşme ve özelleştirme süreci yaşanmaktadır. Son 13 yıl içerisinde doğal gaz, nükleer, yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği sektörlerindeki mevzuatı güncelleyen yedi adet yeni kanun yürürlüğe konulmuştur. Bunun yanı sıra, kamuya ait kuruluşların bölünmesi ve özelleştirilmesi, ENTSO-E vasıtasıyla da Avrupa Birliği ile bağlantının geliştirilmesi sayesinde serbestleşme süreci desteklenmiştir. Elektrik piyasasının 2016 yılında tam rekabetçi bir yapıya kavuşması ümit edilmektedir. Aşağıdaki tabloda, serbestleşme sürecinin belli başlı kilometre taşları gösterilmektedir:

Şekil 45: Türkiye elektrik piyasalarında serbestleşmenin kilometre taşları, 2001-2016



Kaynak: Türkiye Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı / Bloomberg New Energy Finance

EK G: HASSASİYET ANALİZİ

Bloomberg New Energy Finance, 2030'a kadar toplam ilave kapasite inşası ve elektrik üretimden doğacak maliyetlerin hem Mevcut Politikalar Senaryosu hem de Yenilenebilir Enerji Senaryosu'na göre, bugünkü fiyatlarla 210 milyar ABD Doları civarında olacağını öngörmektedir. Söz konusu maliyetler, kapasite inşası için gerekli ilk sermaye giderleri ile yakıt harcamaları da dâhil olmak üzere işletme maliyetlerini içermektedir. Şebekenin iyileştirilmesi için gerekebilecek yeni yatırımlar bu maliyete dâhil değildir.

Böylesine karmaşık, iddialı ve uzun vadeli iki senaryonun analizi, benzer analizlerde olduğu gibi bir takım varsayım ve beklentilere dayanmaktadır. Ortaya çıkan sonuçların sağlamlığını doğrulamak için, kullanılan varsayımlardan bir kısmı aşağıda analiz edilmektedir. Her iki senaryo altında da emtia fiyatları, yenilenebilir enerji teknolojilerinin maliyetlerinin düşüş hızında beklenmedik değişiklikler gibi farklı risk unsurları yer almakla beraber, Mevcut Politikalar Senaryosu ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun maliyetlerinin birbirine yakın olacağı sonucunun sağlamlığına inanmaktayız.

Kapasite faktörleri: Analizde, konvansiyonel ve yenilenebilir enerji üretim tesislerinin kapasite faktörlerinin Türkiye'de görülen tarihsel ortalamalarla aynı düzeyde olacağı varsayılmıştır. Bununla beraber, piyasaların serbestleşmesiyle beraber geçmişte nispeten düşük gerçekleşen kömür ve linyit tesislerinin kullanımında artış görülmesi olasılık dâhilindedir. Kömür ve linyit üretimi için kapasite faktörleri 2016 yılından itibaren % 75 düzeyine çıkarsa, Mevcut Politikalar Senaryosu altında öngörülen toplam maliyet 204 milyar ABD Doları'ndan 193 milyar ABD Doları'na gerileyecektir. Bu seçenek altında, doğalgaza bağımlılık da gerileyecektir.

Taş kömürü ve linyit: Proje stokunda yer alan taş kömürü ve linyit projelerinin değerlendirilmesinde her iki kaynak için de eşit olasılık ağırlıkları kullanılmıştır. Taş kömürüne ilişkin proje stoku linyite dair proje stokundan çok daha büyük olduğu için, bunun makul bir varsayım olduğu düşünülmektedir. Bununla beraber, değerlendirmede linyite öncelik verilecek olunursa, Mevcut Politikalar Senaryosu'nun maliyetinin düşeceği ve dış ticaret dengesi üzerinde daha olumlu bir etkinin ortaya çıkacağı belirtilmelidir. Öte yandan, linyit ağırlıklı bir yaklaşımda sera gazı emisyonları ve yerel ölçekte meydana gelecek kirliliğe ilişkin olarak Mevcut Politikalar Senaryosu'nun öngörülerinin ötesinde düzeyler söz konusu olacak, bu da AB'nin ilgili mevzuatına uyumun maliyetini daha da artıracaktır.

Diğer ilgili maliyetler: Raporda, Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında, Mevcut Politikalar Senaryosu'na kıyasla şebekenin iyileştirmesi için daha fazla yatırıma ihtiyaç duyulacağı belirtilmektedir. Şebeke iyileştirmesi ek maliyetlere neden olabileceği gibi, akıllı şebeke yöntemlerinin kullanılması ile verimliliğin artırılması ve sarfiyatın azaltılması gibi faydalar da elde edilebilir. Yenilenebilir Enerji Senaryosu, enerji verimliliği açısından da ekstra yatırım maliyetleri gerektirebilir. Bu maliyetlere de raporda yer verilmemiştir. Net tutarlar göz önüne alındığında, 2030 yılına kadar enerji verimliliği sonucunda tasarruf edilebilecek olan tutarın, enerji verimliliği yatırımları için harcanan tutardan daha yüksek olması olasılık dâhilindedir.

Güçlendirme: Bu rapordaki analizler, bugünden 2030 yılına kadar güneş, rüzgâr ve hidroelektrik enerji tesisleri altyapılarının güncel ve etkin teknolojilerle güçlendirilmesiyle sağlanacak ilave potansiyeli içermemektedir. Bu tesislerin güçlendirilmesiyle, Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun maliyetinin düşmesi, daha az maliyetle aynı elektrik üretim kapasitesine ulaşılması olasılık dâhilindedir.

2030 yılı sonrasında elektrik enerjisi üretim maliyetleri: Gerek fosil yakıt, gerekse yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim santrallerinin 2030 yılından sonraki dönemde devam edecek olan elektrik enerjisi üretim maliyetlerine, bu rapor çerçevesinde yer verilmemektedir. Söz konusu maliyetlerin rüzgâr, güneş ve hidroelektrik gibi düşük bakım maliyeti ve ücretsiz hammadde girdisine sahip yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimde, kömür ve doğalgaz gibi yüksek yakıt maliyetine konu elektrik üretiminden daha düşük olması beklenebilir.

HAKKIMIZDA

Üyelik

Uygulamalı Araştırma

sales.bnef@bloomberg.net

İletişim

Michael Wilshire Director of Analysis	mwilshire1@bloomberg.net +44 20 3216 4643
Angus McCrone Chief Editor	amccrone1@bloomberg.net +44 20 3216 4795
Felix Leworthy Manager, Business Development	fleworthy@bloomberg.net +44 20 3216 4233
Janis Hoberg Analyst, Applied Research and Policy	jhoberg@bloomberg.net +44 20 3525 8303
Luke Mills Associate, Clean Energy Economics	lmills9@bloomberg.net +44 20 3525 8135
Itamar Orlandi Associate, European Power and Carbon	iorlandi@bloomberg.net +44 20 3525 8349

Telif hakları

© Bloomberg Finance L.P. 2014. Bu yayının telif hakları Bloomberg New Energy Finance'e aittir. Yayının tamamı ya da bir bölümü Bloomberg New Energy Finance'den önceden izin alınmadan hiçbir şekilde fotokopi çekilemez, çoğaltılamaz ve dağıtılamaz.

Yasal Uyarı

Bu rapor kamuya açık kaynaklardan elde edilen bilgiler kullanılarak oluşturulmuştur. Bloomberg Finance L.P. ve ona bağlı kuruluşlar bu hizmeti sunarken kullanılan bilgilerin güvenilir kaynaklardan geldiğine inanmakta, ancak herhangi bir bildirimde bulunmaksızın değişebilecek bu bilgilerin doğruluğunu ya da eksiksizliğini garanti etmemektedir. Bu dokümandaki hiçbir ifade böyle bir garanti olduğu şeklinde yorumlanmamalıdır.

Bu raporda yer alan ifadeler, raporu kaleme alan uzmanların mevcut değerlendirmelerini yansıtmaktadır ve Bloomberg Finance L.P., Bloomberg L.P. veya herhangi bir bağlı kuruluşun ("Bloomberg") kurumsal yaklaşımını yansıtmayabilir. Bloomberg, bu hizmetin, dokümanın ve/veya dokümanın içeriğinin kullanılmasından kaynaklanabilecek herhangi bir sorumluluğu üstüne almamaktadır.

Bu raporda yer alan hiçbir bilgi, herhangi bir yatırım ya da stratejiye (örn., herhangi bir yatırıma ilişkin "al", "sat" ya da "bekle" kararları) ilişkin bir mali teklif, yatırım tavsiyesi veya önerisi olarak yorumlanmamalıdır. Bu hizmet vasıtasıyla sunulan bilgiler, aboneye özgü şartların değerlendirilmesi üzerine dayandırılmış değildir ve herhangi bir yatırım kararı için yeterli olarak değerlendirilmemelidir. BLOOMBERG, BLOOMBERG PROFESSIONAL, BLOOMBERG MARKETS, BLOOMBERG NEWS, BLOOMBERG ANYWHERE, BLOOMBERG TRADEBOOK, BLOOMBERG BONDTRADER, BLOOMBERG TELEVISION, BLOOMBERG RADIO, BLOOMBERG PRESS, BLOOMBERG.COM, BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE ve NEW ENERGY FINANCE Bloomberg Finance L.P. veya bağlı kuruluşlara ait tescilli markalardır.

Bu hizmet Bloomberg L.P ve ona bağlı kuruluşlar tarafından sunulmaktadır. Bu dokümanda yer alan veriler, dokümanın içeriği ve/veya bu hizmet herhangi bir finansal enstrümanın gelecekteki ya da tahmini fiyatına dair bir kanaat içermemektedir, birer araştırma tavsiyesi değildir (örn. "al", "sat", "bekle" ya da herhangi bir çıkar içeren bir işlemi yapma ya da yapmama kararına dair öneriler), herhangi bir yatırım ya da başka bir stratejiye ilişkin öneriler de sunmamaktadır. Bu hizmetin hiçbir unsuru aboneye özgü şartların değerlendirilmesi üzerine dayandırılmış değildir. Dokümanın içeriği ya da bu hizmet kapsamında sunulan verilerle hemfikir olup olmadığınıza kendiniz karar vermeniz gerekmektedir. Bu hizmete katkı koyan çalışanlar, bu hizmet kapsamında değerlendirilen şirketlerde iş sahibi olabilirler.