

Karbon Nötr Türkiye Yolunda  
İlk Adım

# Kömürden Çıkış 2030



Bu rapor, Kömürün Ötesinde Avrupa (Europe Beyond Coal), Avrupa İklim Eylem Ağı (CAN Europe), Sürdürülebilir Ekonomi ve Finans Araştırmaları Derneği (SEFIA), WWF-Türkiye (Doğal Hayatı Koruma Vakfı), Greenpeace Akdeniz, İklim Değişikliği Politika ve Araştırma Derneği ve 350.org için APLUS Enerji tarafından hazırlanmıştır.

Tarih: Kasım 2021

Kapak Fotoğrafi: Afşin Elbistan - Kerem Yücel / CAN Europe



**GREENPEACE**



# İÇİNDEKİLER

İçindekiler	5
Şekiller Listesi	6
Tablolar Listesi	7
Bilgi Kutuları Listesi	7
Kısaltmalar	8
Yönetici Özeti	11
1. Giriş	17
1.1. Dünyada Kömür Enerjisinin Durumu	17
1.2. Türkiye'deki Durum ve Kömürden Çıkış Gerekliliği	19
2. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİNDE KÖMÜR KULLANIMI	23
2.1. Kömürün Türkiye'deki Tarihine Kısa Bakış	23
2.2. Türkiye'de Kömür Rezervleri	25
2.3. Türkiye'deki Kömür Yakıtlı Termik Santraller ve Elektrik Üretimi	26
2.4. Kömürün İklim, Çevre ve İnsan Sağlığı ve İstihdam Üzerindeki Etkileri	29
2.5. Türkiye'de Uygulanan Kömür Politikaları ve Teşvik Programları	33
2.5.1. Yerli Kömür Alım Garantisi	33
2.5.2. Kapasite Mekanizması	34
2.5.3. Rezerv Özelleştirme Uygulamaları	34
2.5.4. Bölgesel Teşvik Sistemi Kapsamında Uygulanan Kömür Teşviki	35
3. GELECEKTE TÜRKİYE KÖMÜR POLİTİKALARINI ETKİLEMESİ OLASI FAKTÖRLER	37
3.1. Uluslararası Anlaşmalar ve AB Yeşil Mutabakatı	37
3.2. AB Emisyon Ticaret Sistemi ve Sınırdaki Karbon Düzenlemesi Uygulaması	37
3.3. Kömürden Çıkış Stratejileri ve Ülke Bazlı Hedefler	39
3.4. Türkiye'nin İklim Değişikliği Politikaları	42
4. MODELLEME ÇALIŞMALARI	47
4.1. Metodoloji	47
4.2. Oluşturulan Senaryolar	48
4.3. Senaryo Varsayımları	48
4.3.1. Elektrik Talebi	48
4.3.2. Doğal Gaz Tarifesi	49
4.3.3. İthal Kömür Fiyatları	51
4.3.4. Karbon Fiyatlandırması	52
4.3.5. Devreye Girmesi Beklenen Santraller	52
4.3.6. Kömürden Çıkış Senaryoları Kapsamında Uygulanan Diğer Politika Değişiklikleri	53
4.3.7. Yeni Devreye Girecek Santraller için Maliyet Varsayımları	54
4.4. Model Sonuçları	56
4.4.1. Mevcut Durum Senaryosu	56
4.4.2. Kömürden Çıkış Senaryosu	60
4.4.3. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu	65
4.4.4. Senaryo Sonuçlarının Karşılaştırması	68
5. SONUÇLAR VE POLİTİKA ÖNERİLERİ	77
KAYNAKLAR	81

# ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.	1965 ve 2019 Yılları Arasında Küresel Kömür Enerjisi Tüketimi (BP, 2021)	18
Şekil 2.	1985 ve 2019 Yılları Arasında Kömür Kaynaklı Elektrik Üretiminin Gelişimi (BP, 2021)	19
Şekil 3.	1985 ve 2020 Yılları Arasında Ülke Bazlı Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi (BP, 2021)	19
Şekil 4.	1980 ve 2020 Yılları Arasında Türkiye'nin Kömürlü Termik Santral Kurulu Gücü Gelişimi (TEİAŞ, 2021)	23
Şekil 5.	2021 Eylül Sonu İtibarıyla Yakıt Türüne Göre Kurulu Güç Dağılımı (TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi, 2021)	24
Şekil 6.	1970 ve 2020 Yılları Arasında Kaynak Bazlı Elektrik Üretimi (TEİAŞ, 2021)	24
Şekil 7.	1970 ve 2020 Yılları Arasında Türkiye'de Kömür Kaynaklı Üretimin Yıllara Göre Toplam Üretimdeki Payı (TEİAŞ, 2021)	25
Şekil 8.	1990 ve 2019 Yılları Arasında Türkiye Sera Gazı Emisyonları ve Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi (TÜİK, 2021; TEİAŞ, 2021)	25
Şekil 9.	Türkiye'deki Başlıca Linyit ve Taşkömürü Rezervleri (MTA, 2021)	26
Şekil 10.	Türkiye'deki Başlıca Kömür Santralleri	27
Şekil 11:	Farklı Enerji Teknolojilerinin Birim Üretim Başına İstihdam Oranları (United States Energy & Employment Report, 2021)	32
Şekil 12.	Mart, Nisan ve Mayıs 2021 Piyasa Takas Fiyatları ve Uygulanmakta Olan Yerli Kömür Alım Garantisi Alt Limiti (EPİAŞ, 2021)	34
Şekil 13.	Kapasite Mekanizması Kapsamında Kömür Santrallerine Aktarılan Yıllık Kaynak Miktarı	35
Şekil 14.	Türkiye Ulusal Katkı Niyet Beyanında Bildirilen Azaltım Hedefi	44
Şekil 15.	Türkiye Piyasası için Örnek Merit Order Gösterimi	47
Şekil 16.	GYSH Artışı ve Elektrik Talebi Varsayımları	49
Şekil 17.	Brent Petrol Fiyatı Varsayımları	50
Şekil 18.	Doğal Gaz Tarifesi Varsayımları	50
Şekil 19.	İthal Kömür Fiyatı Varsayımları	51
Şekil 20.	Senaryolarda Kullanılan Karbon Vergisi Varsayımları	52
Şekil 21.	Rüzgâr ve Güneş Maliyetleri İlk Yatırım Maliyetleri Düşüş Varsayımları	55
Şekil 22.	Lityum İyon Batarya Yatırım Maliyeti Varsayımları	56
Şekil 23.	Mevcut Durum Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi	58
Şekil 24.	Mevcut Durum Senaryosu Elektrik Üretim Maliyetleri	59
Şekil 25.	Mevcut Durum Senaryosu İlk Yatırım Maliyetleri	59
Şekil 26.	Mevcut Durum Senaryosu Yıllık Elektrik Sektörü Karbon Emisyon Miktarları	60
Şekil 27.	Kömürden Çıkış Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi	62
Şekil 28.	Kömürden Çıkış Senaryosu Elektrik Üretim Maliyetleri	62
Şekil 29.	Kömürden Çıkış Senaryosu Yatırım Maliyetleri	63
Şekil 30.	Kömürden Çıkış Senaryosu Toplanan Karbon Vergisi Miktarı	64
Şekil 31.	Kömürden Çıkış Senaryosu Yıllık Elektrik Sektörü Karbon Emisyon Miktarları	64

Şekil 32.	Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi	66
Şekil 33.	Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Elektrik Üretim Maliyetleri	66
Şekil 34.	Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Yatırım Maliyetleri	67
Şekil 35.	Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Toplanan Karbon Vergisi Miktarı	67
Şekil 36.	Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Yıllık Elektrik Sektörü Karbon Emisyon Miktarları	68
Şekil 37.	Senaryolar Arası İthal Kömür Kurulu Güç Gelişimi	69
Şekil 38.	Senaryolar Arası Yerli Kömür Kurulu Güç Gelişimi	69
Şekil 39.	Senaryolar Arası Kömür Kaynaklı Üretimin Toplam Üretimdeki Payı	70
Şekil 40.	Senaryolar Arası Rüzgâr ve Güneş Toplam Kurulu Güç Gelişimi	70
Şekil 41.	Farklı Senaryolar Altında Rüzgâr ve Güneş Enerjisinin Toplam Üretimdeki Payı	71
Şekil 42.	Farklı Senaryolar Altında Yenilenebilir Enerjinin Toplam Üretimdeki Payı	71
Şekil 43.	Farklı Senaryolar Altında Doğal Gaz Kaynaklı Üretimin Toplam Üretimdeki Payı	72
Şekil 44.	Farklı Senaryolar Altında Hesaplanan Birim Elektrik Üretim Maliyeti	73
Şekil 45.	Farklı Senaryolar Altında Hesaplanan Üretim Yatırım Maliyetleri	73
Şekil 46.	Farklı Senaryolar Altında Toplanan Karbon Geliri Miktarı	74
Şekil 47.	Farklı Senaryolar Altında Hesaplanan Emisyon Miktarları	74

# TABLolar LİSTESİ

Tablo 1.	Türkiye'de Faaliyet Gösteren Büyük Kömür Santralleri	27
Tablo 2.	2019-2023 Stratejik Planında Belirtilen Kurulu Güç Hedefleri (MW)	28
Tablo 3.	Yerli Kömür Alım Garantisi Fiyatı (TL/MWh)	33
Tablo 4.	Kömürden Çıkış Kararı Veren Ülkeler	39
Tablo 5.	Çalışma Periyodu İçerisinde Devreye Gireceği Varsayılan Büyük Ölçekli Elektrik Santralleri	53
Tablo 6.	Çalışma Periyodu İçerisinde Devreye Gireceği Varsayılan Büyük Ölçekli Elektrik Santralleri	54
Tablo 7.	TEİAŞ İletim Tarifesi Varsayımları	55
Tablo 8.	Mevcut Durum Senaryosu Kurulu Güç Gelişimi	57
Tablo 9.	Kömürden Çıkış Senaryosu Kurulu Güç Gelişimi	65
Tablo 10.	Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Kurulu Güç Gelişimi	71
Tablo 11.	Senaryoların Karşılaştırması Özet Tablo	

# BİLGİ KUTULARI LİSTESİ

Bilgi Kutusu 1.	2021 Yılında Küresel Ölçekte Yaşanan Emtia Krizi	31
Bilgi Kutusu 2.	Hidrojen Teknolojileri	43

# KISALTMALAR

**AB:** Avrupa Birliği

**BMİDÇS:** Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (United Nations Framework Convention on Climate Change)

**BOTAŞ:** Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi

**BP:** British Petroleum

**EPİAŞ:** Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi

**ETKB:** Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

**ETS:** Seragazi Emisyon Ticaret Sistemi

**EÜAŞ:** Elektrik Üretim Anonim Şirketi

**GÖP:** Gün Öncesi Piyasası

**GSYH:** Gayri Safi Yurtiçi Hasıla

**ICE:** Intercontinental Exchange

**IEA:** Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)

**LCOE:** Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (Levelized Cost of Energy)

**LNG:** Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (Liquified Natural Gas)

**PFK:** Primer Frekans Kontrolü

**PMR:** Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı (Partnership for Market Readiness)

**PTF:** Piyasa Takas Fiyatı

**SFK:** Sekonder Frekans Kontrolü

**SKDM:** Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması

**TBMM:** Türkiye Büyük Millet Meclisi

**TCMB:** Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası

**TEİAŞ:** Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

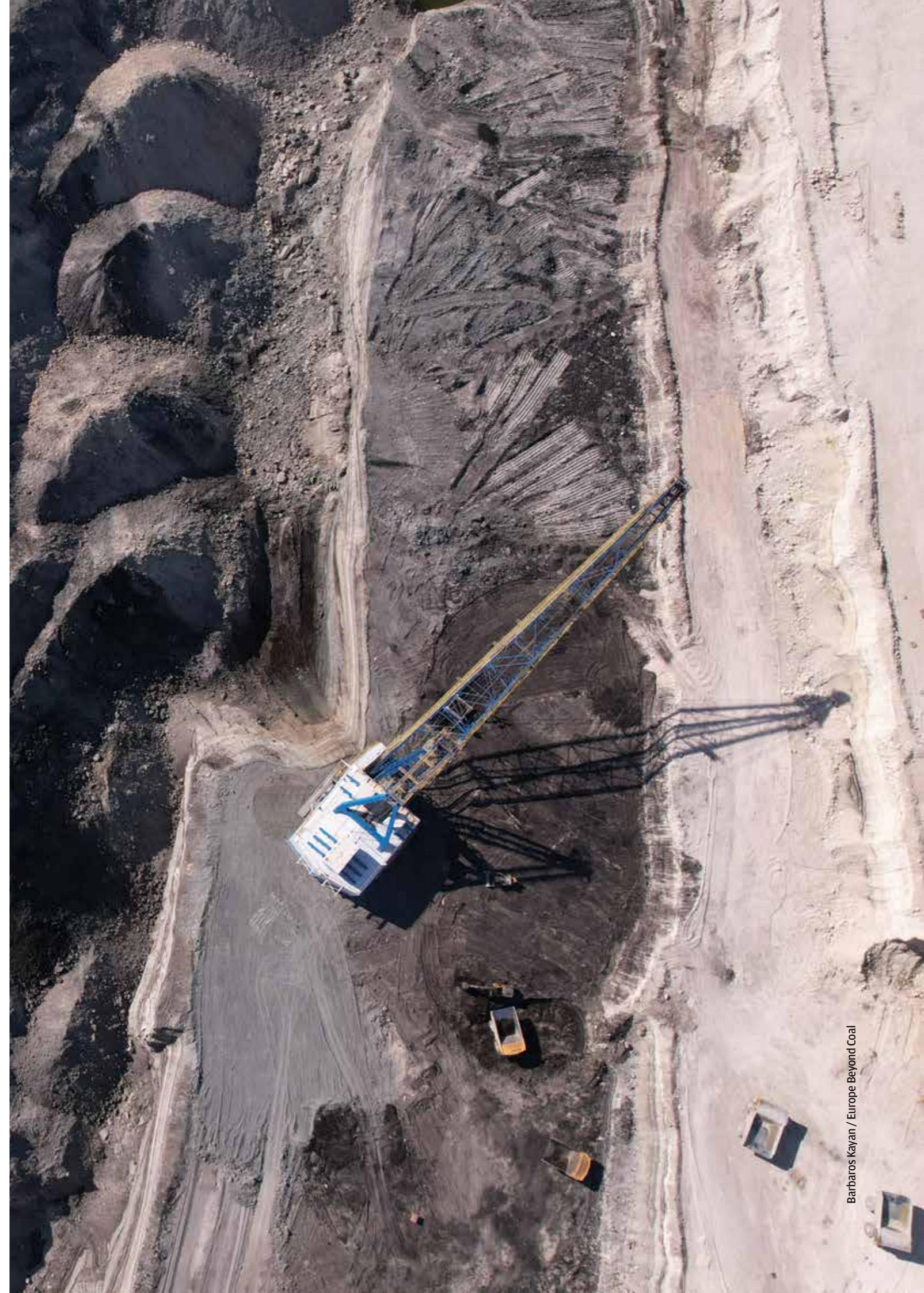
**TKİ:** Türkiye Kömür İşletmeleri

**TTK:** Türkiye Taşkömürü Kurumu

**TÜİK:** Türkiye İstatistik Kurumu

**YEKA:** Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları

**YEKDEM:** Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması



# YÖNETİCİ ÖZETİ

İklim değişikliğine neden olan küresel sera gazı emisyonlarının %46'sı, elektrik sektörü sera gazı emisyonlarının da %72'si kömür kullanımı kaynaklıdır. İklim değişikliğinin olumsuz etkilerinin daha şiddetli gözlemlenmeye başlaması ve iklim değişikliğini sınırlamaya yönelik uluslararası çabaların yoğunlaşmasıyla birlikte kömürün enerji sistemi içerisinde oynadığı rol sorgulanmaya başlamıştır. Paris İklim Anlaşması ile birlikte pek çok ülke, iklim değişikliği azaltım politikalarına hız vermiş ve kömür enerjisinden tamamen çıkmak için hedefler koymuştur. Emisyonların acil bir şekilde sınırlandırılması çağrılarına paralel olarak pek çok ülke bu hedefi 2030 yılı veya öncesi için belirlemiştir. Kömür enerjisinin negatif dışsallıkları, yenilenebilir enerji ve enerji depolaması gibi alanlarda gözlemlenen maliyet düşüşleri ve enerji piyasalarında esneklik ihtiyacının artması gibi nedenlerle kömür kullanımı küresel ölçekte azalmaktadır ve ilerleyen yıllarda bu eğilimin daha da hızlanması beklenmektedir.

Avrupa Yeşil Mutabakatı kapsamında 2023'te raporlama düzeyinde devreye alınıp 2026 yılından itibaren uygulanacak olan Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması, Avrupa Birliği ile ticaret yapan ülkelerin kömür politikalarını terk etmeleri için ekonomik bir gerekçe de oluşturmaktadır. Türkiye geçtiğimiz on yıllar içerisinde kömür enerjisini destekleyici politikalar uygulamış ve bunun sonucunda ülkedeki kömür yakıtlı elektrik üretimi ve sera gazı emisyonları önemli miktarda artmıştır. Ülkenin mevcut enerji planlarının içerisinde halen yeni rezerv alanlarının kullanıma açılması ve yerli kömür kaynaklı elektrik üretimini artırma hedefleri bulunmaktadır. Mevcut durumda bu planlar hem çevresel hem de ekonomik nedenlerle uygulanabilir görünmemektedir.

Türkiye'de kömür enerjisini teşvik edici uygulamaların devam etmesi, yakın zamanda açıklanan iklim hedefleriyle de çelişkili bir görünüm sergilemektedir. Ekim 2021'de Paris İklim Anlaşması'nın TBMM tarafından onaylanması Türkiye açısından bir dönüm noktası olmuştur. Açıklanan 2053 net sıfır emisyon hedefi de Türkiye'nin emisyon azaltım politikaları konusunda yeni ve iddialı bir sürece girdiğine işaret etmektedir.

Açıklanan iklim hedeflerinin gerçekleştirilebilmesi için ülkenin enerji politikasında köklü değişikliklerin yapılması gerekmektedir. Bu kapsamda Türkiye için güncellenmiş enerji hedeflerinin ortaya konulması ve bu hedeflerin gerçekleştirilebilmesi için kapsamlı ve gerçekçi bir stratejik planın oluşturulması elzemdir. Kömür enerjisine sağlanan mevcut teşviklerin sonlandırılması, esnek ve yenilenebilir enerji kaynaklarının önünü açacak politikaların geliştirilmesi, tüm dünyada ilerlemekte olan enerji dönüşümüne ayak uydurabilmek için gerekli piyasa düzenlemelerinin yapılması ve bu geçişin kimsenin geri kalmayacağı bir şekilde gerçekleşmesini sağlayacak önlem ve politikaların geliştirilmesi bu planın önemli ayakları olacaktır.

Bugünden itibaren enerji sisteminde kömür enerjisinin yerinin olmadığı artık net olarak görülmektedir. Türkiye'nin de oluşturacağı yeni enerji stratejisinin önemli bir parçası olarak kömür enerjisinden çıkış için bir tarih belirlemesi gerekmektedir. Elektrik üretiminde kömürden çıkış aynı zamanda 2053 net sıfır emisyon hedefine giden yolda ilk adım olacak ve daha esnek ve verimli bir enerji sisteminin kurulmasını da kolaylaştıracaktır. Uygulanacak politika değişiklikleri sonucunda 2030 yılında elektrik üretiminde kömür enerjisinden çıkış, Türkiye için gerçekçi ve uygulanabilir bir hedeftir.

Bu rapor Türkiye'nin 2030 yılında kömürden çıkabilmesi için bir yol haritası oluşturulmasına katkı sağlamayı amaçlamaktadır. Bunun için 2021-2035 arası dönem kapsayan üç senaryo oluşturulmuş ve bu modelleme çalışmasının ışığında Türkiye'nin 2030 yılında kömürden çıkmasının olanakları ve bunun olası sonuçları incelenmiştir. Modelleme sonuçları arasında genel sistem maliyetleri, toplam yatırım gereksinimleri, kaynak bazlı kurulu güç ile üretim gelişimi ve karbon emisyon miktarları gibi çıktılar yer almaktadır.

Çalışma kapsamında çalışılmış olan senaryolar aşağıda verilmiştir:

**Mevcut Durum Senaryosu:** Mevcut enerji politikalarının devam etmesi durumunda varılacak olan durumu göstermeyi amaçlamaktadır. Bu kapsamda yerli kömür santralleri için uygulanan alım garantisi

ve kapasite mekanizması ödemeleri mevcut haliyle devam ettirilmiştir. Senaryo periyodu içerisinde herhangi bir karbon fiyatlandırma mekanizması uygulanmamaktadır. Akkuyu Nükleer Enerjisi Santralî'nin 2025 yılından itibaren kademeli olarak devreye gireceği varsayılmıştır.

**Kömürden Çıkış Senaryosu:** Mevcut kömür teşviklerinin kaldırılması ve kömür santralleri için uygulanan kapasite mekanizması ödemelerinin 2022 yılından itibaren devreden çıkarıldığı, ayrıca sabit bir karbon fiyatı uygulamasının getirilmesi sonucunda 2030 yılında kömürden çıkışın sağlandığı durumu göstermeyi amaçlamaktadır. Mevcut Durum Senaryosu'nda olduğu gibi Akkuyu Nükleer Enerji Santralî'nin 2025 yılından itibaren devreye girmesi varsayımını içermektedir. Bunun yanında çeşitli destek mekanizmaları vasıtasıyla denizüstü rüzgâr ve batarya kurulumu uygulamalarının da senaryo kapsamında devreye alınacağı varsayılmıştır.

**Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu:** Senaryo kapsamında Akkuyu Nükleer Enerjisi Santralî devreye alınmamakta, nükleer enerjinin devreye girmediği bir durumda kömürden çıkış olanakları incelenmektedir. Kömür için uygulanan destek mekanizmaları, karbon fiyatı, vb. konulardaki varsayımlar Kömürden Çıkış Senaryosu ile aynı kabul edilmiştir.

Çalışmanın sonuçları, 2030 yılına kadar kömürden çıkış sağlanmasının gerçekçi bir hedef olduğunu göstermektedir. Modelleme çıktılarının bir özeti aşağıdaki tabloda gösterilmektedir:

Çalışmanın ana bulguları şu şekilde özetlenebilir:

- Karbonun maliyetlendirilmesi, kömür teşviklerinin kaldırılması gibi belirli politika araçları kullanıldığı takdirde en geç 2030 yılında kömürden çıkış gerçekçi ve ulaşılabilir bir hedeftir. 2053 net sıfır hedefine uygun olarak, Türkiye'nin 2030 yılına kadar emisyonlarını iki katına çıkarmayı öngören mevcut ulusal katkı beyanı güncellenmelidir. Bu açıdan kömürden çıkış planı, 2053 için ortaya konmuş olan net sıfır karbon hedefine giden yolda ilk ve en kolay adım olarak öne çıkmaktadır.

- Kömürden Çıkış Senaryosu kapsamında değişen politikaların sonucunda elektrik sektörü kaynaklı karbon emisyonlarında 2021 yılına kıyasla 2035 yılında %82,8'lik bir düşüş yaşanmakta ve 2035 yılı emisyonları 27,6 milyon ton CO<sub>2</sub> seviyesine gerilemektedir. Öte yandan Mevcut Durum Senaryosu'nun sonuçları bugünkü politikaların takip edilmesi durumunda 2035 yılına kadar Türkiye'nin mevcut emisyon miktarlarında önemli bir değişiklik olmayacağı ve 2053 karbon nötr hedefine ulaşmanın çok zor bir ihtimal haline geleceğine işaret etmektedir.
- Kömürün negatif dışsallıklar olarak nitelendirilebilecek maliyetlerinin kirleticiler yani termik santral işletmecileri tarafından yüklenilmesi durumunda elektrik üretimi için kömür kullanımı tüm taraflar için akılcı bir tercih olmaktan çıkacak ve kömürden çıkış kendi doğal seyri içerisinde gerçekleşecektir. Bu ise karbon vergisi ya da karbon piyasası şeklinde karbon fiyatlandırma mekanizmaları yoluyla gerçekleştirilebilir. Bu model kapsamında ele alınmış olan karbon fiyatlandırma seçeneğinin kömürden çıkışı sağlamada etkili bir yöntem olacağı anlaşılmıştır.
- İklim değişikliği ve çevre ile ilgili kaygıların yanında, Türkiye'nin karbon emisyonlarını fiyatlandırma konusunda ciddi adımlar atması artık bir zorunluluktur. Özellikle Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması kaynaklı olası maliyetler göz önünde bulundurulduğunda, ulusal ölçekte bir karbon fiyatlandırma mekanizması uygulanmaması durumunda Türkiye'den ciddi bir finansal kaynak sınırdaki karbon vergileri yoluyla yurtdışına aktarılmış olacak, Türkiye ekonomisinde çok önemli bir yer tutan AB'ye yapılan ihracat üzerinde ek maliyetler oluşacaktır.
- Türkiye'nin kömürden çıkış konusunda atabileceği ilk adım; kömüre teşvik sağlayan mevcut politika mekanizmalarının sonlandırılmasıdır. Yerli kömür alım garantisi ve kapasite mekanizması gibi uygulamalarla kömür sektörüne verilen teşvikler, verimsiz bu enerji kaynağının sistemde kalmasını destekleyerek serbest piyasa işleyişini olumsuz etkilemektedir. Aynı zamanda ülkenin karbon emisyonlarının azaltılmasını engellemekte, zengin yenilenebilir enerji potansiyelinin istih-

Sonuçlar	Mevcut Durum Senaryosu	Kömürden Çıkış Senaryosu	Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu
2035 Sonu Toplam Kurulu Güç (MW)	147.615	168.657	174.781
2035 Sonu Batarya Kurulu Gücü (MWh)	-	136.000	136.000
2035 Sonu Toplam Rüzgâr ve Güneş Kurulu Gücü (MW)	60.254	101.154	112.078
2035 Yılı Güneş ve Rüzgârın Üretimdeki Payı (%)	%28,8	%51,7	%56,4
2035 Yılı Üretimdeki Yenilenebilir Enerji Payı (%)	%49,4	%73,6	%78,4
2035 Yılı Yerli Elektrik Üretimi Payı (%)	%59,2	%73,6	%78,4
2035 Yılı Elektrik Üretimi Kaynaklı Sera Gazı Emisyonları (milyon ton CO <sub>2</sub> Eşdeğeri)	139,42	27,63	33,62
2022-2035 Arası Ortalama Elektrik Üretim Birim Fiyatı (USD <sub>Reel 2021</sub> /MWh)	50,39	59,08	62,76
2022-2035 Arası Toplam Yatırım Maliyeti (Milyar USD <sub>Reel 2021</sub> )	68,46	118,24	88,74
2022-2035 Arası Toplanan Karbon Vergisi Miktarı (Milyar USD <sub>Reel 2021</sub> )	-	24,8	30,3

dam, teknoloji gibi alanlarda getireceği faydalardan yararlanılmasını geciktirmektedir.

- Çalışma, enerji dönüşümünün sistem maliyetleri üzerindeki etkisinin milli gelir baz alındığında yüksek maliyetli bir süreç olmadığını göstermektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları ve depolama teknolojileri gibi yeni teknolojilerde son yıllarda yaşanan ve ileride artacağı öngörülen maliyet düşüşleri, bu noktada belirleyici rol oynamaktadır. Günümüzde yenilenebilir enerji ve depolama teknolojileri, herhangi bir teşvike ihtiyaç duymadan fosil yakıtlara kıyasla düşük maliyetli hale gelmiştir. Mevcut Durum Senaryosu ile Kömürden Çıkış Senaryosu arasında kömürden çıkışın gerçekleştiği 2022-2028 yılları arasındaki elektrik üretim sistemi yatırım ihtiyacı farkı 26,7 milyar dolar tutarındadır. İletim sisteminde yapılması gereken yatırımlar da dahil edilirse bu fark 28,0 milyar dolara yükselmektedir. Önümüzdeki yıllarda ülkenin mevcut gayri safi yurt içi hasılasının yalnızca %0,5'inin yıllık olarak yeni enerji yatırımlarına aktarılması durumunda Kömürden Çıkış Senaryosu'nun gerçekleştirilebilmesinin mümkün olduğu görülmektedir.
- Kömürden çıkılmasının elektrik üretim maliyetlerine olan etkisinin de uzun dönemde yüksek olmayacağı gözlemlenmiştir. Mevcut Durum Se-

naryosu ile Kömürden Çıkış Senaryosu arasındaki elektrik üretim maliyetleri arasında simülasyonun ortalarında önemli bir fark oluşmuş olsa da Kömürden Çıkış Senaryosu altında devreye giren yüksek yenilenebilir enerji kapasitesi sayesinde bu fark giderek azalmaktadır. 2035 yılında Kömürden Çıkış Senaryosu elektrik üretim maliyeti Mevcut Durum Senaryosu'nun yalnızca 2,5 USD/MWh üzerinde olmuştur. Karbonun fiyatlandırılmasından elde edilen gelir ve kömür teşviklerinin kaldırılmasıyla elde edilen tasarruf bu değişim maliyetinin son kullanıcı tarifelerine yansıtılmadan karşılanmasını sağlayacak bir kaynağın oluşturulabileceğini göstermektedir.

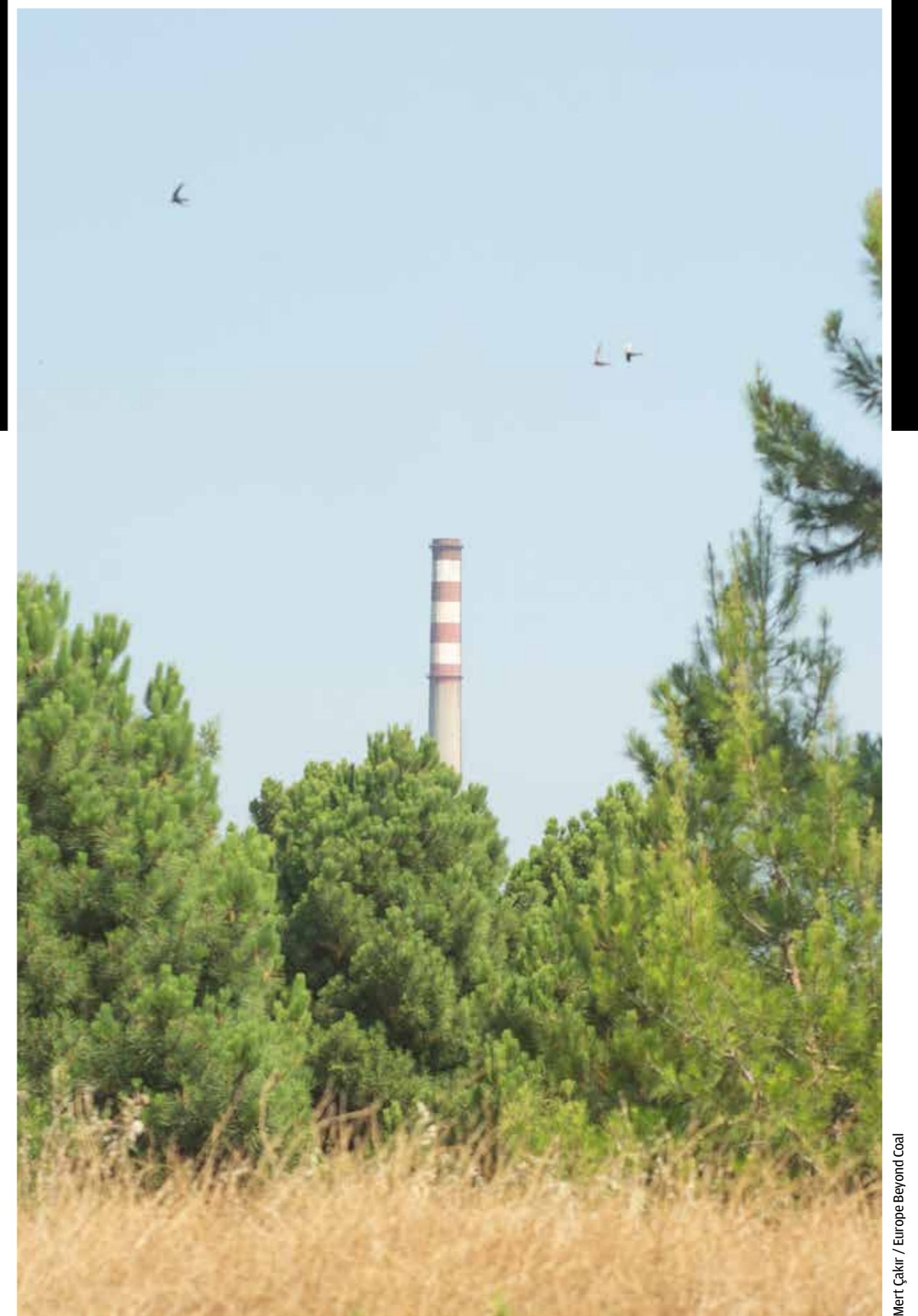
- Çalışmanın sonuçları kömürden çıkılmasının enerji güvenliği ve yerlilik hedefleri bakımından da olumlu sonuçlar vereceğine işaret etmektedir. Yüksek marjinal maliyetleri nedeniyle, bir karbon fiyatlandırma mekanizmasının uygulanması durumunda sistemden öncelikle ithal kömürlü termik santraller çıkmaktadır. Kömürden Çıkış Senaryosu'nda elektrik üretiminde yerli kaynakların payı 2035 yılında 2021'deki %51,3 seviyesinden tamamı yerli ve yenilenebilir kaynaklardan oluşan %73,6'ya çıkmaktadır. Nükleer enerjinin dahil olmadığı senaryoda ise aynı rakam %78,4'tür. Mevcut Durum Senaryosu'nda ise 2035 yılında

yerli kaynakların payı yenilenebilir ve yerli kömür toplam olmak üzere ancak %59,2 seviyesinde kalmaktadır.

- İçinden geçmekte olduğumuz küresel çaptaki yakıt-fiyat krizi, fosil yakıtlara dayalı enerji üretiminin ne kadar riskli olduğunu ve ekonomileri dış şoklara karşı kırılgan bir hale getirebileceğini göstermiştir. Bu açıdan bakıldığında, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının hızla artırılması küresel fiyat şoklarına maruz kalmamak için de önemlidir.
- Çalışma sonuçlarından hareketle, önümüzdeki dönemde enerji sistemlerinde esneklik olgusunun önemi yeniden vurgulanmaktadır. Sistemde kesintili kaynakların oranı arttıkça, maliyetleri gittikçe düşen batarya gibi depolama teknolojilerine ya da talep tarafı katılımı gibi uygulamalara olan talep artmaktadır. Bu noktada, batarya ya da hidrojen gibi teknolojik çözümlerin yanı sıra sistem esnekliğini artıracak piyasa mimarisi değişiklikleri de önemli bir rol oynayacaktır. Enerji sistemi mimarisi uzun vadeli bir enerji dönüşümü stratejisi çerçevesinde ayrıca değerlendirilmelidir.
- Nükleersiz Kömürden Çıkış ve Kömürden Çıkış Senaryoları arasında bir karşılaştırma yapıldığında kömürden çıkışın nükleer enerji devreye girmese dahi mümkün olduğu görülebilmektedir. Buna karşın nükleer enerjiyi sisteme dahil etmenin sistem maliyetleri üzerindeki etkisinin ise oldukça yüksek olduğu dikkat çekmektedir. Kömürden çıkışın gerçekleştiği 2022 ve 2029 yılları arasında Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu ile Mevcut Durum Senaryosu arasındaki toplam yatırım ihtiyacı farkı yalnızca 1,1 milyar USD dolayındadır. Bu da nükleer enerji yatırımı için harcanacak kaynaklar yenilenebilir enerjiye yönlendirildiği takdirde 8 yıl için sadece 1,1 milyar USD ek bir maliyetle kömürden çıkışın gerçekleşebileceğini göstermektedir. Bunda Akkuyu Nükleer Enerji Santralinin yüksek maliyeti etkili olmuştur. Nükleer enerjinin yüksek

maliyeti ve barındırdığı riskler dikkate alındığında bu sonuçlar Türkiye'nin mevcut nükleer enerji politikalarının tekrar gözden geçirilmesi gerektiğine de işaret etmektedir.

- 2035 yılı erimli olarak çalıştırılan modelin sonuçları, doğal gazdan elektrik üretiminin toplam içindeki payının gittikçe azaldığını göstermektedir. Kömürden çıkış senaryosunda 2035 yılında doğal gaz santrallerinin toplam üretim içindeki payı 2021 yılı için tahmin edilen %31,5 değerinden %17,7'ye gerilemektedir. Mevcut durum senaryosunda bu değer %20,4 seviyesindedir. Nükleer enerji santralının devreye girmediği durumda dahi doğal gazın payı 2035 yılında %21,6 civarında kalmaktadır. Elektrik sistemindeki esneklik ihtiyacına yönelik olarak modelin, doğal gazı sistemde tutmasına karşın 2030 itibarıyla yaşanacak teknolojik gelişmelerin öncelikli olarak elektrik sisteminin doğal gazdan arındırılmasını sağlayacağı öngörülmektedir. Ayrıca yaşam tarzı değişiklikleri gibi etkenlerin elektrik talep artışı öngörülerini değiştirmesi olasıdır. Üçüncü olarak, önümüzdeki dönemde piyasada oluşacak karbon fiyatlarının modelin öngördüğü karbon maliyetinin çok üstünde oluşması beklenmektedir. Tüm bu gelişmeler kömürün ardından ilk olarak gazın sistemden beklenenden daha hızlı çıkmasını sağlayacaktır.
- Her köklü ekonomik değişim sürecinde olduğu gibi enerji dönüşümü de yeni imkanlar ve kalkınma olanakları yaratırken, plansız bir geçiş fosil yakıtı dayalı ekonomileri ya da bölgeleri geride bırakma riski taşımaktadır. Olası mağduriyetlerin giderilmesi, iklim adaletinin sağlanması ve kamusal alanda iklim politikalarına desteğin sürdürülebilmesi için kömürden çıkış planı, yeni yerel ekonomik fırsatlar, kapsayıcı ve insana yararlı istihdam olanakları yaratacak bir Adil Geçiş Mekanizmasının tasarımı da içermelidir. Karbon fiyatlandırmasından elde edilecek gelirin bir kısmı bu amaçla kullanılabilir. ■





# 1. GİRİŞ

## 1.1. Dünyada Kömür Enerjisinin Durumu

18. yüzyılın ortasından itibaren başlayan sanayi devrimi ile birlikte kömür, yaygın bir enerji kaynağı olarak kullanılmaya başlanmıştır. Kömür enerjisinin elektrik üretimi amacıyla kullanılması ise ilk defa 19. yüzyılın sonlarında gerçekleştirilmiştir. Aradan geçen süre içerisinde kömür enerjisinin kullanımı hızlı bir şekilde artmış ve dünyadaki bütün bölgelere yayılmıştır. Geçtiğimiz on yıllar içerisinde daha verimli enerji üretimi için pek çok farklı seçenek ortaya çıkmış olmasına rağmen kömür enerjisi günümüzde özellikle elektrik üretiminde yaygın olarak kullanılmaya devam etmektedir.

Kömürün yaygın kullanımı birçok problemi de beraberinde getirmektedir. Diğer kaynaklara kıyasla daha karbon yoğun bir yapıya sahip olan kömür, küresel iklim değişikliğine neden olan yakıtların başında gelmektedir. 2019 yılında atmosfere salınan CO<sub>2</sub> emisyonlarının yaklaşık %39'u kömür kaynaklı gerçekleşmiştir (Global Carbon Project, 2020). Yalnızca elektrik üretim sektörü kaynaklı emisyonlar göz önüne alındığında ise bu oran yaklaşık %73 olmaktadır (IEA, 2020a). Kömür kullanımı küresel iklim değişikliğinin tetikleyicisi olmasının yanında yerel çevre kirliliği, hava kirliliği, insan sağlığı üzerindeki olumsuz etkiler ve kömür madenciliğinin içerdiği riskler gibi pek çok olumsuz sonuca da yol açmaktadır. Bu olumsuz etkilerin insan hayatı ve çevre üzerindeki maliyeti çok yüksek hale gelmiştir ve gelinen noktada bu maliyetlerin göz ardı edilmesi mümkün değildir. Bu nedenlerden dolayı son yıllarda pek çok ülke, kömür kullanımını kademeli olarak azaltmak ve kömürden tamamen çıkışı sağlamak için çeşitli planlar yapmıştır. 2015 yılında imzalanan Paris İklim Anlaşması'yla birlikte dünyadaki neredeyse her ülke, 2020-2030 yılları arasında kapsayan sera gazı azaltım taahhütleri oluşturmuştur (UNFCCC, 2021). Kömür kullanımının azaltılması, bahsi geçen azaltım planlarının en kritik noktalarından biridir.

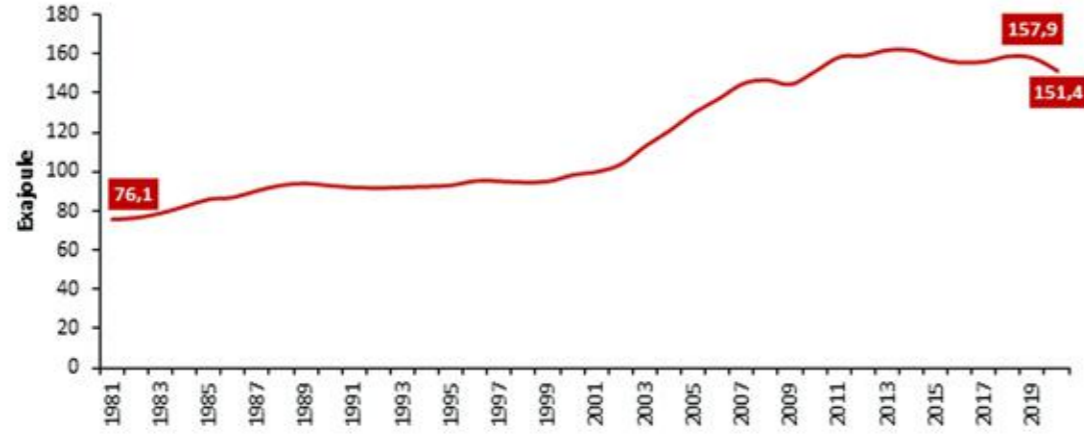
Uluslararası Enerji Ajansı tarafından 2020 yılı

sonunda yayımlanan Dünya Enerji Görünümü Raporu'nda, enerji sektörünün CO<sub>2</sub> emisyonunun büyük bir çoğunluğundan tek başına sorumlu olan sektör olduğu vurgulanmaktadır. Yine bu raporda elektrik talebinin önümüzdeki yıllar içerisinde önemli ölçüde artması ve buna karşın elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonların azalması beklenmektedir. Sürdürülebilir Kalkınma Senaryosu'nda (SDS) 2019-2030 arasında gözlemlenen emisyon düşüşleri kömür üretiminde gözlemlenen hızlı düşüşe bağlıdır.

Mayıs 2021'de aynı kurum tarafından yayımlanan Net Sıfır Emisyon raporu ise 2050 yılına kadar küresel sera gazı emisyonlarının net sıfır seviyesine indirilmesinin mümkün olduğuna işaret etmektedir. Bu amaca yönelik olarak kullanılacak politika araçları arasında karbon fiyatlandırma mekanizmaları, yenilenebilir enerji teşvikleri ya da enerji verimliliğini artırıcı uygulamalar gibi çeşitli seçenekler bulunmaktadır. Rapor kapsamında; 2030 yılına kadar verimliliği daha düşük olan yaklaşık 870 GW'lık kömür kapasitesinin, 2040 yılına kadar da düzenleme ve iyileştirme yapılmayan kömür santrallerinin tamamının kapatılması tavsiye edilmektedir (IEA, 2021).

Hem kömür kullanımının negatif dışsallıklarına karşı son dönemde artan çabaların ve kullanılan politika araçlarının etkisi, hem de yenilenebilir enerji kaynaklarının düşen maliyetleriyle birlikte dünya çapında kömür tüketimi duraklamış ve gerilemeye başlamıştır. Şekil 1'de görülebileceği üzere, 1965'ten 2013 yılına kadar küresel kömür tüketim miktarları önemli miktarda artmış ve 2013 yılında yaşanan zirve noktasının ardından bir düşüş eğilimine girilmiştir. 2013 yılında 162 exajoule seviyesinde gerçekleşen kömür tüketimi, 2019 yılında 158 exajoule seviyesine gerilemiş, 2020 yılında ise küresel COVID-19 salgınının da etkisiyle 151 exajoule olmuştur (BP, 2021). Önümüzdeki dönemde ivme kazanacak olan iklim değişikliği azaltım politikalarıyla birlikte bu düşüşün hızlanarak devam etmesi beklenmektedir.

Elektrik üretimi amaçlı kullanım, küresel kömür tüketiminin en büyük kısmını oluşturmaktadır ve bu



Şekil 1. 1965 ve 2019 Yılları Arasında Küresel Kömür Enerjisi Tüketimi (BP, 2021)

nedenle kömür kullanımının azaltılması için elektrik sektörü özel bir öneme sahiptir. Son yıllarda küresel elektrik üretimi içerisindeki kömürün payında önemli bir düşüş görülmektedir. 2007 yılında %41'e ulaşmış olan bu oran son yıllarda düşüşe geçmiş ve 2020 yılında %35 olarak gerçekleşmiştir (BP, 2021). OECD ülkelerinden ve OECD dışı olan ülkelere kaynaklı elektrik üretim verileri incelendiğinde bu düşüşün nedeni daha iyi anlaşılabilir. Bu karşılaştırmaya Şekil 2'de yer verilmiştir. 2000'li yılların başından itibaren OECD ülkelerinde gerçekleşen kömür kaynaklı elektrik üretimi duraksamış ve bir noktadan sonra ise hızlı bir şekilde düşmeye başlamıştır. Bunda uygulanmaya başlanan iklim değişikliği politikaları etkili olmuştur. Paris Anlaşması ile belirlenen küresel sıcaklık artışlarının 1,5° C ile sınırlamak hedefinin tutturulabilmesi için OECD ülkelerinin 2030 itibarıyla kömürden çıkmaları gerektiği kabul edilmektedir ve pek çok OECD ülkesi bu yönde politikalar izlemeye başlamıştır. OECD dışı

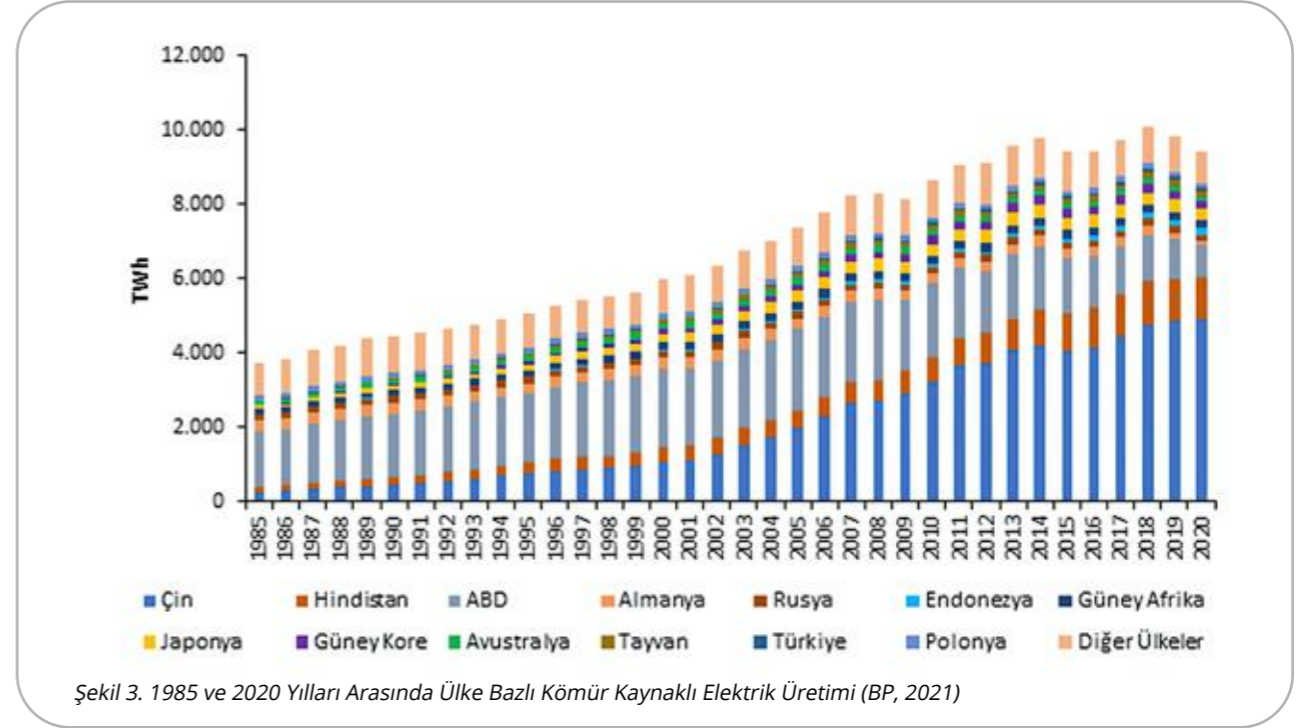
ülkelerde ise kömür kaynaklı üretimin geçtiğimiz on yıllarda hızlı bir şekilde arttığı ancak son dönemde bir duraksama eğilimine girdiği görülmektedir. Bu ülkelerde de kömür kullanımının önümüzdeki dönemde giderek azalması beklenmektedir.

Ülkeler çapında kömür kaynaklı elektrik üretimi ise Şekil 3'te verilmiştir. Grafiğe bakıldığında ABD ve Almanya gibi gelişmiş ülkelerin gittikçe azalan payı ve Çin'in dünya kömür piyasasında edindiği başat yer göze çarpmaktadır. Son on yıllarda bu ülkede yaşanan hızlı ekonomik gelişme sonucunda elektrik tüketimi ve kömür kullanımı çok yüksek hızla artmıştır.

2020 yılında gerçekleşen kömür kaynaklı elektrik üretiminin yaklaşık %52'si Çin kaynaklı olmuştur. Bunun yanında Hindistan, Endonezya ve Güney Afrika gibi diğer gelişmekte olan ülkelerde de kömür kullanımı geçtiğimiz 50 yılda hızlı bir artış göstermiştir (BP, 2021). Ancak bu hızlı artışın maliyeti de oldukça yüksek olmuş ve son yıllarda



Şekil 2. 1985 ve 2019 Yılları Arasında Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimindeki Gelişimi (BP, 2021)



Şekil 3. 1985 ve 2020 Yılları Arasında Ülke Bazlı Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi (BP, 2021)

değişen politikalarla birlikte gelişmekte olan ülkelerde de kömür kaynaklı elektrik üretim artışları bir yavaşlama eğilimine girmiştir. Özellikle Çin'de artan hava kirliliğinin etkisiyle son dönemde kömür kullanımını azaltmaya yönelik çeşitli politikalar devreye alınmıştır. Öte yandan OECD ülkeleri arasında bakıldığında Türkiye ve Polonya geçtiğimiz on yıllarda kömürden elektrik üretiminde hızlı artışın yaşandığı iki ülke olarak göze çarpmaktadır.

Kömür kaynaklı üretimin toplam elektrik üretimindeki payında yaşanan düşüş yenilenebilir enerji kaynakları veya doğal gaz gibi daha verimli teknolojilerin kullanılmaya başlanmasıyla mümkün hale gelmiş ve karbonsuzlaşmaya dönük enerji dönüşümü pek çok farklı ülkede hayata geçmeye başlamıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarında görülen maliyet düşüşleri ve enerji depolama teknolojilerinde gözlemlenen gelişmelerle birlikte yakın gelecekte kömür kaynaklı elektrik üretilmesine ihtiyaç kalmayacağı düşünülmekte, 2030 yılına kadar kömür kullanımından tamamen çıkılması pek çok ülke için gerçekçi bir hedef olarak karşımıza çıkmaktadır. Paris Anlaşmasının küresel iklim değişikliğini 1,5 derece ile sınırlandırma hedefi doğrultusunda doğal gaz gibi diğer fosil yakıtların da enerji sisteminden tamamen çıkması gündeme gelmektedir.

Karbonsuz bir enerji sistemine geçiş ülkeler için hem çevrenin korunması ve iklim değişikliğine karşı mücadele açısından hem de daha verimli bir ekonomi ve ucuz enerji tedariki açısından önemli faydalar sağlayacaktır. Karbonsuz ekonomiye geçiş

sürecinde enerji dönüşümünü gerçekleştirmekte hızlı davranan ülkeler önemli avantajlar elde edeceklerdir. Kömürden çıkışın sağlanması bu yolda atılması gereken önemli bir adımdır. Bu bağlamda Türkiye'nin de önümüzdeki dönem için bir kömürden çıkış yol haritası belirlemesi bir gereklilik olarak öne çıkmaktadır. Bu rapor, bu ihtiyaca cevap verme amacıyla oluşturulmuştur.

## 1.2. Türkiye'deki Durum ve Kömürden Çıkış Gerekliliği

Dünyada yaşanan gelişmelere paralel olarak Türkiye'de de kömür enerjisi 20. yüzyılın başından itibaren artan bir yoğunlukta kullanılmaktadır. Özellikle 1980'li yıllardan itibaren geliştirilen politikalar ile birlikte ülkede üretilen kömür kaynaklı elektrik üretimi önemli oranda artış göstermiş ve bunun sonucunda Türkiye'nin karbon emisyonlarında da hızlı bir artış yaşanmıştır.

Etkileri giderek artan şiddette gözlemlenmeye başlayan küresel iklim değişikliği, Türkiye'nin bu bağlamdaki uluslararası sorumlulukları ve artan çevre kirliliği gibi nedenlerle Türkiye'nin kömür enerjisinden çıkış için bir strateji geliştirmesi elzem görülmektedir. Kömür enerjisinden çıkış aynı zamanda daha esnek ve verimli bir enerji sistemi kurulmasının da önünü açacaktır. Kömür enerjisine yönelik olarak uygulanan mevcut teşvik politikalarının sonlandırılması, kirlenen öder prensibi üzerine kurulacak bir karbon fiyatlandırma sisteminin ku-

rulması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının önünü açacak politikaların geliştirilmesi sonucunda 2030 yılında elektrik üretiminde kömür enerjisinden çıkış hedefi Türkiye için uygulanabilir bir hedef olarak karşımıza çıkmaktadır.

Bu raporda Türkiye için 2030 yılına kadar elektrik üretiminde kömürden çıkış planı için bir model oluşturulması amaçlanmaktadır. Yürütülen modelleme çalışmasıyla önümüzdeki dönemde farklı politika tercihleri altında varılacak sonuçların kamuoyuna sunulması hedeflenmiştir. Elde edilen sonuçlar arasında senaryolar kapsamında piyasa takas fiyatları, genel sistem maliyetleri, toplam yatırım gereksinimleri, kaynak bazlı kurulu güç ve üretim gelişimi ile karbon emisyon miktarları gibi çıktılar yer almaktadır. Çalışmanın sonuçları ileride izlenebilecek enerji politikaları bakımından yol gösterici niteliktedir. Bu kapsamda 2021-2035 dönemini kapsayan 3 modelleme senaryosu oluşturulmuş ve Türkiye için elektrik sektöründe kömürden çıkış olanakları incelenmiştir. Çalışmanın sonuçları, doğru politikaların takip edilmesi durumunda 2030 yılında ülkede kömürden çıkış sağlanmasının oldukça gerçekçi bir hedef olduğunu göstermektedir.

Çalışma kapsamında çalışılmış olan senaryolar aşağıda verilmiştir:

**Mevcut Durum Senaryosu:** Mevcut enerji politikalarının devam etmesi durumunda varılacak olan durumu göstermeyi amaçlamaktadır. Bu kapsamda yerli kömür santralleri için uygulanan alım garantisi ve kapasite mekanizması ödemeleri mevcut haliyle devam ettirilmiştir. Senaryo periyodu içerisinde herhangi bir karbon fiyatlandırma mekanizması uygulanmamıştır. Akkuyu Nükleer Enerjisi Santrali'nin 2025 yılından itibaren kademeli olarak devreye gireceği varsayılmıştır.

**Kömürden Çıkış Senaryosu:** Mevcut kömür teşviklerinin kaldırılması ve kömür santralleri için uygulanan kapasite mekanizması ödemelerinin 2022 yılından itibaren devreden çıkarıldığı, ayrıca bir karbon vergisi uygulamasının getirilmesi sonucun-

da 2030 yılında kömürden çıkışın sağlandığı durumu göstermeyi amaçlamaktadır. Mevcut Durum Senaryosu'nda olduğu gibi Akkuyu Nükleer Enerji Santrali'nin 2025 yılından itibaren devreye girmesi varsayımını içermektedir. Bunun yanında çeşitli destek mekanizmaları vasıtasıyla denizüstü rüzgâr ve batarya kurulumu uygulamalarının da senaryo kapsamında devreye alınacağı varsayılmıştır.

**Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu:** Senaryo kapsamında Akkuyu Nükleer Enerjisi Santrali devreye alınmamakta, nükleer enerjinin devreye girmediği bir durumda kömürden çıkış olanakları incelenmektedir. Kömür için uygulanan destek mekanizmaları, karbon vergisi, vb. konulardaki varsayımlar Kömürden Çıkış Senaryosu ile aynı kabul edilmiştir.

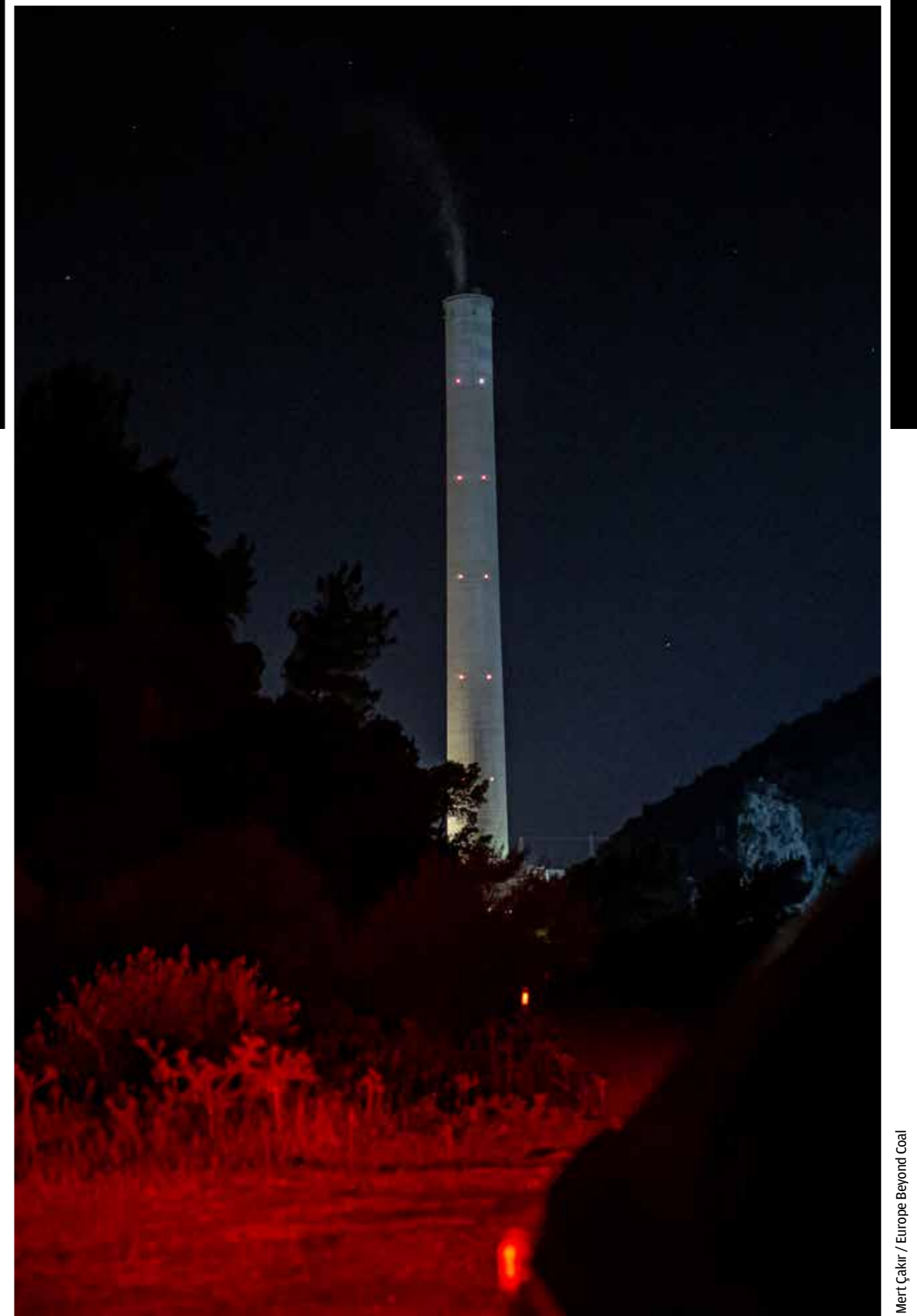
Raporun geri kalan bölümleri aşağıdaki şekilde düzenlenmiştir:

2. bölümde, Türkiye'de elektrik üretimi amacıyla kömür kullanımının tarihsel gelişimi kısaca açıklanmakta ve Türkiye'deki kömür piyasasının mevcut durumu ana hatlarıyla özetlenmektedir. Ülkenin takip etmekte olduğu kömür politikaları ve bu politikaların sonucunda oluşan çeşitli zararlar da bu bölümde ele alınmaktadır.

3. bölümde, önümüzdeki dönemde Türkiye'nin kömür politikalarını şekillendirecek temel faktörlere yer verilmektedir. Bu bağlamda ele alınan konular arasında uluslararası iklim değişikliği rejimi, Avrupa Birliği'nin yürürlüğe soktuğu Yeşil Mutabakat programı ve farklı ülkelerin kömür enerjisinden çıkış planları bulunmaktadır. Ayrıca Türkiye'nin iklim değişikliği konusundaki uluslararası sorumlulukları ve emisyon azaltımı konusunda son dönemde atılan adımlar da bu bölüme dahil edilmiştir.

4. bölümde, yürütülen modelleme çalışmasının temel varsayımları ve kullanılan metodoloji açıklanmaktadır. Çalışılan senaryoların sonuçları da bu bölümde özetlenmekte ve sonuçlar çeşitli parametreler kullanılarak karşılaştırılmaktadır.

5. bölümde, çalışmanın temel sonuçları özetlenmekte ve bu sonuçlardan hareketle çeşitli politika önerileri geliştirilmektedir. ■



## 2. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİNDE KÖMÜR KULLANIMI

### 2.1. Kömürün Türkiye'deki Tarihine Kısa Bakış

Türkiye'deki ilk kömürlü elektrik santrali 1914 yılında faaliyete geçmiştir. O zamanki adıyla Silahtarğa elektrik santrali 15 MW kurulu güce sahipti ve 1983 yılına kadar İstanbul'un elektriğini karşılamak için faaliyet gösterdi. Yakıt olarak kullanılan yerli taşkömürü ise deniz yoluyla Zonguldak'tan getiriliyordu. Silahtarğa santrali şu anda "Santralistanbul" olarak bilinmekte olup restore edildikten sonra sanat ve müze binası olarak kullanılmaktadır.

Cumhuriyet döneminde inşa edilen ilk termik santral ise Çatalağzı Termik Santralidir. Zonguldak'ın Çatalağzı ilçesinde kurulan ve yakıt olarak taşkömürü kullanan Çatalağzı Termik Santrali A ünitesi 64,5 MW kurulu gücü ile 1946'da faaliyete başlamıştır. 1991 yılında ömrünü tamamlayan A ünitesi devreden çıkartılırken 1989-1991 yıllarında 300 MW kurulu güce sahip B üniteleri devreye alınmıştır ve santral halen faaliyetlerine bu ünitelerle devam etmektedir (Avcı, 2005).

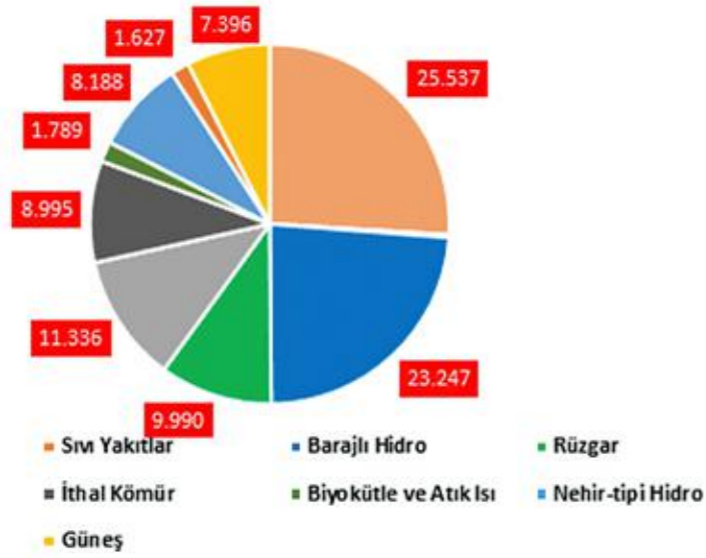
Özellikle 1980'li yıllardan itibaren ise Türkiye'de linyit kömüründen elektrik üretimi yaygınlaşmıştır. Afşin Elbistan A, Yatağan gibi kurulu gücü yüksek linyit termik santralleri bu dönemde devreye alın-

mış, Soma B linyit termik santralinde ise yaklaşık 1 GW kurulu güç artışı yapılmıştır. Yapılan yatırımların sonucunda 1980 yılında 1.047 MW olan linyit kurulu gücü 1990 yılında 4.874 MW düzeyine gelmiş ve günümüze kadar artarak devam etmiştir (TEİAŞ, 2021). İthal kömür termik santral kurulu gücü ise özellikle 2005 yılından itibaren hızlı bir artış göstererek günümüzde linyit termik santral kurulu gücü seviyelerine yaklaşmıştır.

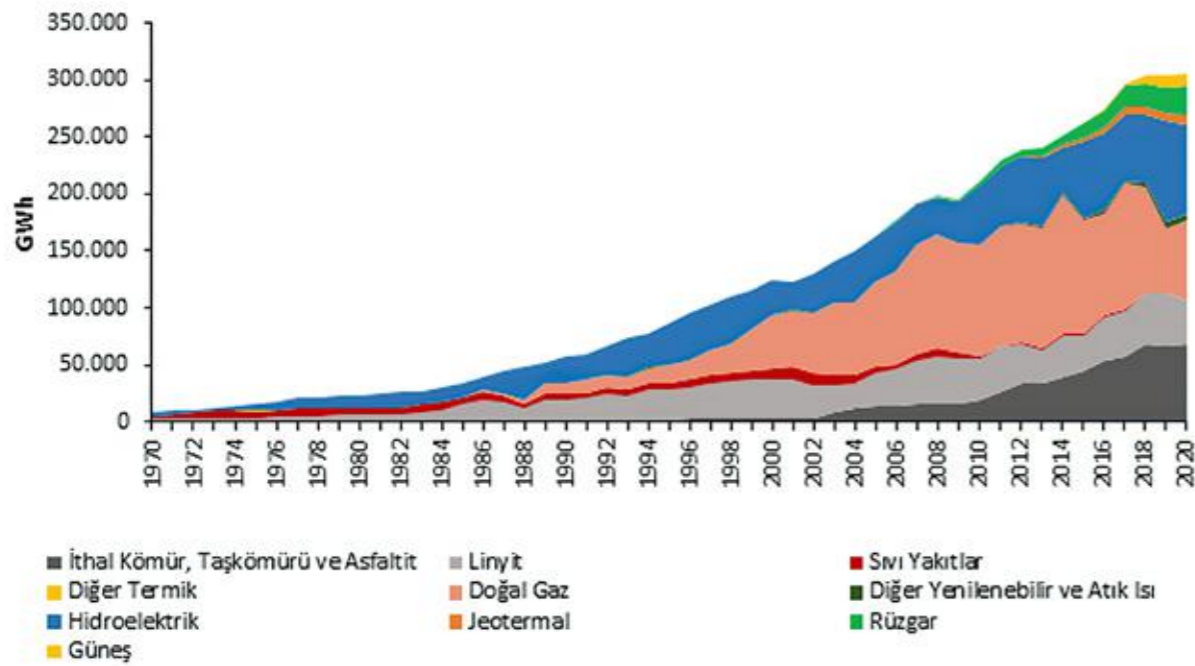
2021 yılı Eylül sonu verileri itibariyle ithal kömür kaynaklı kurulu güç 9,0 GW seviyesine yaklaşırken yerli kömür kurulu gücü ise 11,4 GW olarak gerçekleşmiştir. Şekil 5'te de görülebileceği üzere toplam 20,3 GW seviyesindeki kömür kaynaklı kurulu gücü toplam 98,4 GW olan kurulu gücün yaklaşık %21'ini oluşturmaktadır (TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi, 2021).

Türkiye'de kaynak bazlı yıllık elektrik üretim verilerine Şekil 6'da yer verilmiştir. 1990'lar öncesi ülkedeki elektrik üretim karışımı yoğunlukla yerli kömür ve hidroelektrik kaynaklara dayanmaktaydı. 1980'lerin sonundan itibaren ise yeni yatırımlarla birlikte doğal gaz kaynaklı üretimde önemli artışlar yaşanmıştır. 2000'leri izleyen süreçte ise benzer bir artış ithal kömür santralleri kaynaklı üretimde görülmüştür. Geçtiğimiz on yılda ise rüzgâr, güneş





Şekil 5. 2021 Eylül Sonu itibarıyla Yakıt türüne göre Kurulu Güç Dağılımı (TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi, 2021)

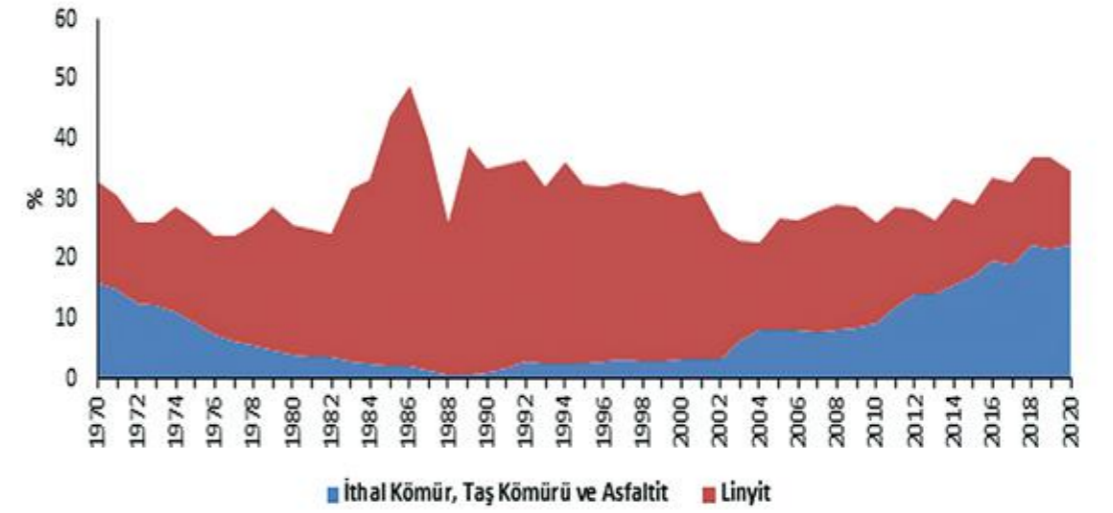


Şekil 6. 1970 ve 2020 Yılları Arasında Kaynak Bazlı Elektrik Üretimi (TEİAŞ, 2021)

ve jeotermal gibi farklı yenilenebilir kaynakların sisteme girmesiyle birlikte elektrik üretiminde kaynak çeşitliliği daha da artmıştır.

Kömürlü termik santrallerinin Türkiye'nin elektrik üretimindeki payı TEİAŞ'ın üretim verilerine göre 1970 yıllarında %25'ler seviyesindeyken 1986 yılında %49'a ulaşarak zirve noktasını görmüştür. 2020 yılı için ise bu oran %35 seviyesindedir. Linyitin toplam üretimdeki payı 1980'li yıllarda oldukça yükselmişken bu payın azalarak devam ettiği görülmektedir. Linyit payının azalmasındaki önemli faktörlerden biri olarak ülkenin hidroelektrik ka-

pasitesinin artırılması ve özellikle 1990'lardan itibaren doğal gazın rakip bir üretim kaynağı olarak öne çıkması görülebilir. İthal kömür, taş kömürü ve asfaltitin toplam üretimdeki paylarına bakıldığında ise özellikle 2000'li yılların başından itibaren çoğunluğuna ithal kömür kaynaklarının neden olduğu süregelen bir artış vardır. 2000'li yıllardan itibaren artan enerji talebini karşılamak için kurulan ithal kömür termik santralleri artış gösterdikten sonra Türkiye enerjide dışa bağımlılığı azaltmak için yerli kömür teşvikleri planlanmış ve yerli kömür üretimini artırmaya çalışmıştır. Bu dönemde hem yeni yerli



Şekil 7. 1970 ve 2020 Yılları Arasında Türkiye'de kömür kaynaklı üretimin yıllara göre toplam üretimdeki payı (TEİAŞ, 2021)

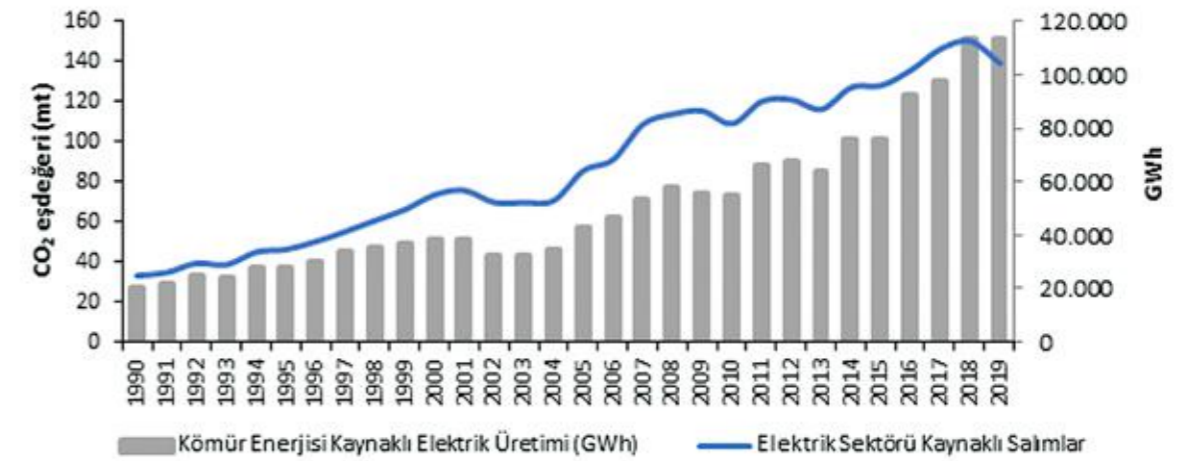
kömür rezervlerinin keşfedilmesi ve çıkarılması hem de yerli kömür termik santralleri kurulmasında çeşitli devlet teşvikleri uygulanmıştır.

Türkiye'nin kömürlü termik santral kurulu gücünün gelişimi ile sera gazı emisyon artışının gelişiminin paralellik gösterdiği görülmektedir. Bunda, Türkiye'de bulunan yerli kömürün ısı değerlerinin düşük olması nedeniyle sera gazı emisyon değerlerinin yüksek olmasının önemi vardır. Şekil 8 altında görülebileceği üzere 1990 yılları ile 2019 yılları arasında kömür kaynaklı elektrik üretimi 20,2 TWh seviyesinden 113,1 TWh seviyesine yükselirken elektrik sektörü kaynaklı sera gazı emisyonları ise 32,9 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri seviyesinden 139,1 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri seviyesine gelmiştir (TÜİK 2021, TEİAŞ 2021)<sup>1</sup>. Bu dönem içerisinde kömür yakıtlı elektrik üretimi %459 oranında artarken elekt-

rik sektörü kaynaklı sera gazı emisyonlarındaki artış %323 seviyesinde olmuştur.

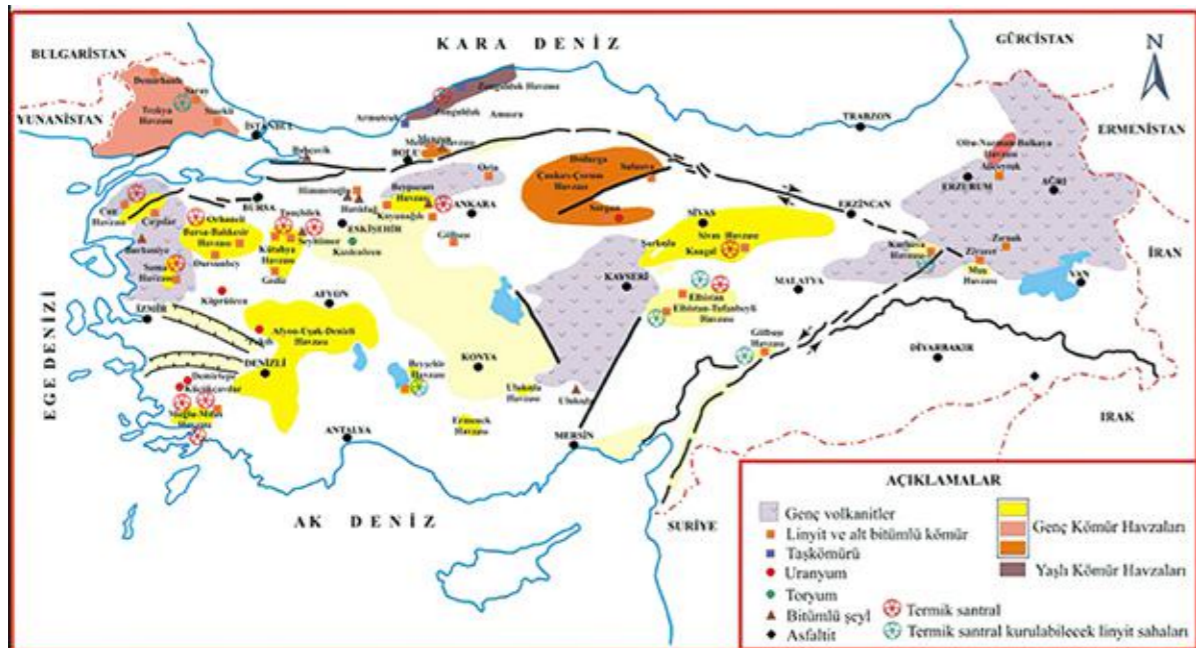
## 2.2. Türkiye'de Kömür Rezervleri

British Petroleum'un (BP) 2021'de yayımladığı istatistiklere göre Türkiye 2020 yılı sonunda 10,975 milyar ton linyit rezervi, 0,550 milyar ton kanıtlanmış taş kömürü rezervine sahiptir (BP, 2021). Bunun yanında Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) 2020 Sektör raporuna göre 2020 sonunda Türkiye'de taşkömürü rezerv miktarı 1,51 milyar tona, Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) 2020 Sektör raporuna göre ise yine 2020 sonunda Türkiye'deki linyit kömür rezerv miktarı 19,3 milyar tona ulaşmıştır. Bu rezervlerin çoğu yakın zamanda yürütülen çalışmalar sonucunda keşfedilmiştir. 2005-2020 yılları arasında Türkiye'de



Şekil 8. 1990 ve 2019 Yılları Arasında Türkiye Sera Gazı Emisyonları ve Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi (TÜİK, 2021; TEİAŞ, 2021)

<sup>1</sup> 2019 yılında bir önceki yıla kıyasla kömür kaynaklı üretim sabit kalırken sera gazı emisyonlarında yaklaşık 11 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri bir düşüş gözlemlenmiştir. Bu düşüşün temel nedeni 2019 yılında hidroelektrik üretiminin rekor seviyede gerçekleşmesi ve elektrik talebinde de hatırı sayılır bir büyüme olmaması nedeniyle doğal gaz kaynaklı elektrik üretiminde büyük bir düşüş yaşanmasıdır.



Şekil 9. Türkiye'deki Başlıca Linyit ve Taşkömürü Rezervleri (MTA, 2021)

keşfedilen linyit rezerv miktarı 10,8 milyar tonu bulmaktadır. Taşkömürü rezervi dünyadaki toplam taşkömürü rezervinde çok düşük bir orana sahipken, linyit ve alt bitümlü kömür rezervi toplam dünya rezervinin %3,4'üne eşdeğerdir.

Türkiye'nin sahip olduğu yerli linyit kömürü oldukça düşük bir ısı değere sahiptir. Yerli linyitin ısı değeri 1.000-4.200 kcal/kg arasında değişirken %90'undan fazlasının alt ısı değeri 3.000 kcal/kg'den düşüktür (TKİ, 2021). Ülkemizde sadece Zonguldak'ta rezervi bulunan taşkömürü rezervlerinin ısı değeri ise 6.200-7.250 kcal/kg arasında değişmektedir (TKK, 2021).

Elektrik üretiminde kullanılan taşkömürü ve linyitin sera gazı emisyon miktarlarına bakıldığında diğer kaynaklara kıyasla oldukça karbon yoğun bir kaynak olduğu görülmektedir. TÜİK tarafından yayımlanan 2021 Türkiye Sera Gazı Envanteri'ne göre ise 2019 yılında ülkede kullanılan yakıtların CO<sub>2</sub> yoğunluklarına bakıldığında linyitin CO<sub>2</sub> yoğunluğu 106,62 t/tj, taşkömürünün CO<sub>2</sub> yoğunluğu 96,89 t/tj, asfaltitin CO<sub>2</sub> yoğunluğu 96,1 t/tj iken elektrik sektöründe kullanılan diğer fosil yakıt kaynağı doğal gazın CO<sub>2</sub> yoğunluğu 53,67 t/tj olmuştur. Taşımacılık sektöründe oldukça yoğun olarak kullanılan dizel ve benzinin CO<sub>2</sub> yoğunlukları da sırasıyla 72,3 t/tj ve 69,3 t/tj'dir (TÜİK, 2021).

Santral verimliliği göz önüne alınmaksızın linyit kullanılarak üretilen 1 MWh elektrik enerjisi için atmosfere yaklaşık 0,386 ton CO<sub>2</sub> sera gazı salınmaktadır. İthal kömür ve taş kömüründe aynı rakam yaklaşık 0,341, doğal gaz için ise 0,202 civarında-

dır (IPCC, 2006). Doğal gaz santrallerinin verimliliği %60 civarındayken ithal kömür santrallerinin yaklaşık %40, linyit santrallerinin ise yaklaşık %35 verimliliğe sahip olduğu göz önüne alınırsa aradaki fark daha açık şekilde görülebilmektedir. Bu verimliliklerden yola çıkılırsa 1 MWh elektrik üretimi için bir doğal gaz santralının yaklaşık 0,337 ton CO<sub>2</sub>, bir ithal kömür santralının yaklaşık 0,852 ton CO<sub>2</sub>, bir linyit santralının ise yaklaşık 1,102 ton CO<sub>2</sub> civarında bir sera gazı emisyonuna neden olacağı söylenebilir. Buna karşılık rüzgâr ve güneş santralleri elektrik üretimleri sırasında atmosfere sera gazı salımına neden olmamaktadır.

Bu rakamlardan yola çıkarak Türkiye'nin mevcut kömür politikalarını sürdürmeye ve kömür rezervlerini kullanmaya devam etmesi durumunda ülkenin sera gazı emisyonlarının da buna paralel şekilde artmaya devam edeceği sonucuna varılabilir.

### 2.3. Türkiye'deki Kömür Yakıtlı Termik Santraller ve Elektrik Üretimi

TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi'nin 2021 Eylül sonu verilerine göre toplamda 20.331 MW kurulu güce sahip 68 kömürlü termik santrali Türkiye'de işletmede bulunmaktadır. Bu santralleri kömür çeşitlerine göre incelediğimizde Türkiye'de 10.120 MW kurulu güce sahip 47 Linyit termik santrali, 8.995 MW kurulu güce sahip 16 İthal kömür termik santrali, 810,8 MW kurulu güce sahip 4 Taş kömürü termik santrali ve 405 MW kurulu güce sahip 1 Asfaltit termik santrali olduğu görülmektedir. Bu rakam-

Tablo 1. Türkiye'de Faaliyet Gösteren Büyük Kömür Santralleri

Santral Adı	Kaynak Türü	Kurulu Güç (MW)	Şehir	Devreye Giriş Tarihi
AFŞİN ELBİSTAN B TES	Linyit	1.440	Kahramanmaraş	15/02/2010
ZETES3	İthal Kömür	1.400	Zonguldak	30/06/2016
AFŞİN ELBİSTAN A TES	Linyit	1.355	Kahramanmaraş	13/05/1984
CENAL TES	İthal Kömür	1.320	Çanakkale	04/11/2017
SUGÖZÜ İSKEN TES	İthal Kömür	1.308	Adana	22/11/2003
ZETES2	İthal Kömür	1.230	Zonguldak	01/11/2010
BEKİRLİ TES	İthal Kömür	1.200	Çanakkale	15/12/2011
ATLAS TES	İthal Kömür	1.200	Hatay	08/08/2014
SOMA-B	Linyit	990	Manisa	21/10/1953
KEMERKÖY TES	Linyit	652	Muğla	1994

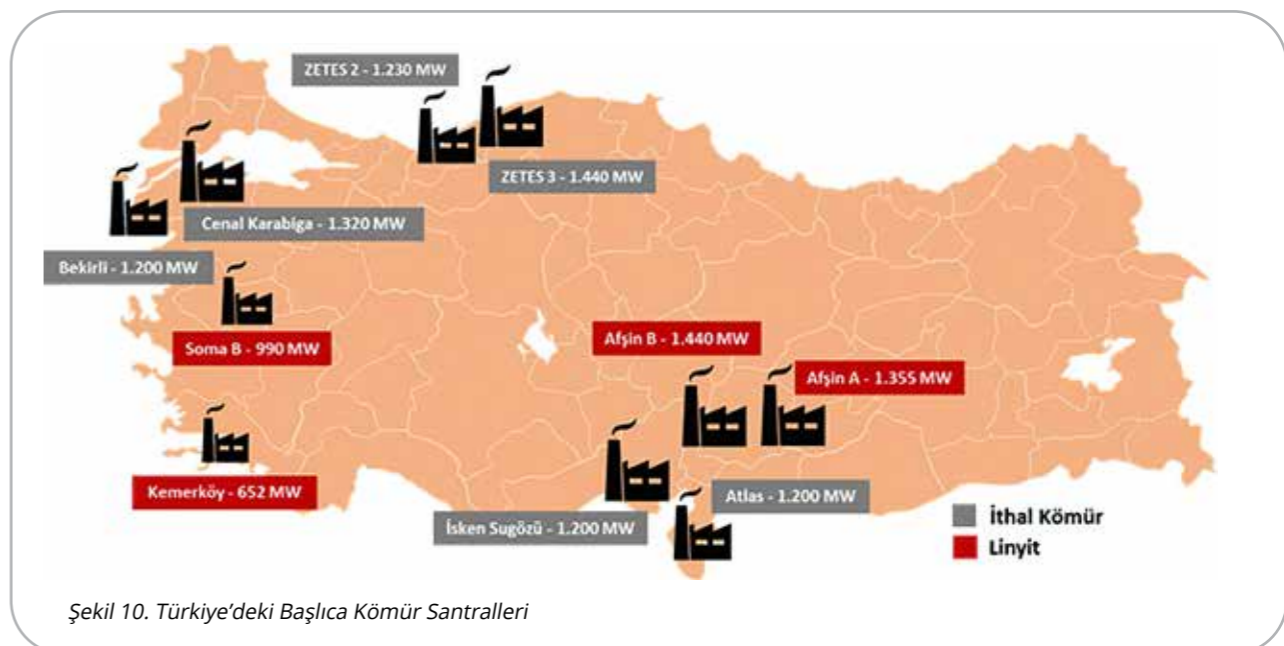
larla birlikte Türkiye kömürlü termik santral kurulu gücü bakımından dünyada 15. sırada yer almaktadır (Global Energy Monitor, 2021).

Kurulu güçlerinin toplamı 12.096 MW olan Türkiye'deki en büyük 10 kömürlü termik santral, termik santrallerin toplam kurulu gücünün yarısından fazlasını oluşturmaktadır. Bu santrallerin listesine Tablo 1'de yer verilmiştir.

Halihazırda Türkiye'deki kömürlü termik santrallerin toplam kurulu güçteki payı %20,7'dir. Aynı

zamanda Global Energy Monitor'un 2021 Ocak raporuna göre Türkiye'de şu anda 20.396 MW değerinde kömürlü termik santral projesi ve 1.320 MW kurulu gücünde yapımı devam eden bir kömür termik santrali bulunmaktadır (Global Energy Monitor, 2021).

Türkiye'nin toplam elektrik üretiminde kömür kaynaklı elektrik üretiminin payı 2010 yılında %26,1'dan 2020 yılında %34,9 seviyesine ulaşmıştır (TEİAŞ, 2021). Son 5 yıla bakıldığında



Şekil 10. Türkiye'deki Başlıca Kömür Santralleri

Tablo 2. 2019-2023 Stratejik Planında Belirtilen Kurulu Güç Hedefleri (MW)

Yıl	Hidroelektrik	Rüzgâr	Güneş	Jeotermal ve Biyokütle	Yerli Kömür
2019	29.748	7.633	5.750	2.678	10.664
2020	31.148	8.888	7.000	2.717	10.664
2021	31.688	9.633	7.750	2.772	10.664
2022	31.688	10.633	8.500	2.828	11.464
2023	32.037	11.833	10.000	2.884	14.664

ise ülkedeki kömür kaynaklı elektrik üretimi %39 artmıştır ve bu artışla birlikte Türkiye G-20 ülkeleri arasında bu dönemde kömür yakıtlı elektrik üretiminde artış gösteren 3 ülkeden birisi olmuştur, diğer iki ülke Endonezya ve Suudi Arabistan olarak sıralanmaktadır. (EMBER, 2021a).

2018 yılında %37,2 seviyesiyle son 10 yılın en yüksek pay oranını gören kömür kaynaklı üretimin payı 2019 yılında da sabit kalarak %37,2 olmuştur. Bahsi geçen yılda yerli kömürün toplam üretimdeki payı %17,3 iken ithal kömür payı %19,8 olarak gerçekleşmiştir. 2020 yılına baktığımızda ise kömür kaynaklarının toplam payının %34,5 civarına gerilediği görülmektedir. Bu yıl yerli kömürün toplam üretimdeki payı %14,3'e düşerken, ithal kömürün payı %20,2'ye yükselmiştir. Kömür kaynaklarının toplam üretimdeki payında 2020 yılında 2019 senesine göre %2,7'lik bir düşüş olduğu görülmektedir (TEİAŞ, 2021). Bu düşüşün sebepleri arasında COVID salgını etkisiyle özellikle bazı aylarda düşen elektrik talebi ve çevre düzenlemelerine uymayan bazı termik santrallerin 2020 yılının ilk birkaç ayında faaliyetlerinin durdurulması yer almaktadır. 2020 yılının başında faaliyetleri geçici olarak durdurulan kömür santralleri arasında 5 tane linyit ve 1 adet taşkömürü santrali bulunmaktadır (EMBER, 2021a). Bu santraller 2020 yılının ikinci yarısından itibaren faaliyetlerine devam etmektedir.

Türkiye'de son 5 yılda yenilenebilir enerjinin üretimdeki payı artmasına rağmen bu artış marjinal maliyeti daha yüksek olan doğal gazın üretimdeki payını düşürürken kömürün üretimdeki payını yüksek ölçüde etkilememiştir. 2015 ve 2020 yılları arasında doğal gazın toplam üretimdeki payı %38'den %23'e kadar gerilemiştir (EMBER, 2021a).

Kömür türleri açısından bakıldığında 2010-

2020 arasında taşkömürü, ithal kömür ve asfaltitin üretimdeki payının arttığı görülmektedir. 2010 yılında toplam üretimdeki payı %9 olan bitümlü kömür kaynakları 2020 yılında gelindiğinde toplam üretimin %22,1'ini kendi başına karşılamıştır. Linyit kömürü ise 2010 yılında %17,0 paya sahipken 2020 yılında toplam üretimdeki payı %12,4 oranına gerilemiştir. Bu veriler ışığında son 10 yılda Türkiye'deki kömür üretiminin artışıdaki sebebin linyit kömürü değil taşkömürü, ithal kömür ve asfaltit olduğu anlaşılmaktadır (TEİAŞ, 2021). Burada ithal edilen kömür kaynaklarının etkisi çok büyük olmuştur. 2020 yılında gerçekleştirilen kömür kaynaklı elektrik üretiminin yaklaşık %59'unun ithal kömürle gerçekleştirildiği görülmektedir. Bu durum da halihazırda kullanılan doğal gazın büyük bölümünü ithal eden ülke ekonomisinin üzerinde cari açığı büyüten ek bir baskı oluşturmaktadır.

Türkiye'de son 20 yıllık süreçte ithal kömür kurulu gücünün oldukça hızlı bir şekilde arttığı görülmektedir. Bu artışın sebepleri arasında öncelikli olarak ithal kömürün ısı değeri potansiyelinin yerli kömürden daha fazla olması yer almaktadır. Bu artışın önlenmesi amacıyla ithal kömürün önünü kesmesi hedeflenen çeşitli politikalar da oluşturulmuştur. 2016 yılında Resmî Gazete'de yayımlanan karara göre ithal kömür fiyatının 70 ABD Doları seviyesinin altında olması durumunda, ithal kömür maliyetiyle 70 ABD doları arasındaki fark vergi olarak ödenmektedir. Bu politikanın öngörülebilir gelecekte sürdürülmesi beklenmektedir. Hem artan ithal kömür maliyetleri, hem kömür projelerine uluslararası finansman sağlamanın giderek imkansız hale gelmesi, hem de yeni ithal kömür santrali yapmaya müsait limanların azlığı nedeniyle ilerleyen yıllarda yeni bir ithal kömür yatırımı yapılması

beklenmemektedir. Bunun tek istisnası halihazırda yapımı devam etmekte olan 1.320 MW kapasiteye sahip olan EMBA Hunutlu termik santralidir.

Yerli kömür kullanımının ise devletin resmi planlarına göre önümüzdeki dönemde önemli ölçüde artırılması hedeflenmektedir. 2020 yılında yayımlanan "2019-2023 Stratejik Planı" dahilinde ülkede bulunan yerli kömür kurulu gücünün 2019 yılında 10,6 GW seviyesinden 2023 yılında 14,6 GW seviyesine yükseltilmesi hedeflenmektedir (ETKB, 2020). Bununla birlikte bu hedefe ulaşmak amacıyla ortaya konulmuş olan çeşitli teşvik mekanizmalarına rağmen hedef kapsamında değerlendirilen hiçbir proje (Örneğin; Eskişehir Alpu Termik Santral Projesi, Ankara Çayırhan-B Termik Santral Projesi, Tekirdağ Çerkezköy Termik Santral Projesi, Karapınar-Ayrancı Termik Santral Projesi) konusunda somut adımlar atılamamıştır ve yakın gelecekte de bu projelerin yapılabilirliği konusunda ciddi soru işaretleri bulunmaktadır.

Örneğin Çayırhan B kömür sahası için açılan özelleştirme ihalesi 2017'de başarıyla tamamlanmış ve ihale sonucunda bölgede kurulacak bir santral için 60,4 Dolar/MWh miktarında bir alım garantisinin 15 yıllık bir süre ile uygulanması kararlaştırılmıştır. Ancak bu yüksek fiyatlı alım garantisine rağmen santralin kurulması yönünde bir adım atılamamış ve 2021 yılının Mart ayında santral için EPDK tarafından verilmiş olan üretim lisansı iptal edilmiştir. Projenin yakın bir gelecekte tekrar gündeme gelmesi pek mümkün görünmemektedir.

Benzer bir modelle özelleştirilmek istenen Eskişehir Alpu kömür sahasının ihalesi ise ihaleye yeterince ilgi olmaması ve yerel halkın itirazı gibi nedenlerle pek çok kez ertelenmiştir. En son 2020 yılının Mayıs ayında bu proje kapsamında açılan özelleştirme kararı Danıştay kararıyla iptal edilmiştir.

Yeni kömür santrali yapımının önündeki en büyük engel, finansman bulmanın gittikçe zorlaşmış olmasıdır. Dünyada ve ülkemizde iklim değişikliği ve kömürün yarattığı olumsuz etkilerin öne çıkmasına paralel olarak pek çok finans kuruluşu kömür projelerine finansman sağlamaktan vazgeçmiştir. Bunun yanında yenilenebilir enerji kaynaklarının maliyetlerinde gözlenen hızlı düşüşler de yeni termik santral ihtiyacını oldukça tartışmalı bir hale getirmiştir.

## 2.4. Kömürün İklim, Çevre, İnsan Sağlığı ve İstihdam Üzerindeki Etkileri

Kömürün zararlı etkilerinden ötürü dünya üzerindeki pek çok ülke, kömür enerjisini üretim portföylerinden çıkartmak amacıyla çeşitli planlar yapmaktadır. Bu etkiler iklim değişikliği, yerel çevre kirliliği, insan sağlığı, su kaynakları üzerinde yarattığı baskı ve diğer toplumsal etkiler başlıkları altında incelenebilir.

Daha önce değinildiği üzere kömürün başlıca olumsuz etkilerinden biri atmosfere saldıran CO<sub>2</sub> gazından kaynaklanmaktadır. CO<sub>2</sub>, küresel iklim değişikliğine yol açan zararlı sera gazlarının başında gelmektedir. Yoğun kömür kullanımı iklim değişikliğini körüklemekte ve Türkiye'nin taraf olduğu sözleşmelerin sorumluluklarını yerine getirmesini zorlaştırmaktadır. Ülkemizin de içinde bulunduğu Doğu Akdeniz havzası küresel iklim değişikliği nedeniyle en çok zarar görecektir. Son yıllarda ülkemizde de artarak gözlenen sıradışı hava olayları, çevresel felaketler ve artan kuraklık gibi çeşitli olgular iklim kriziyle mücadelenin ne kadar hayati olduğunu bize sürekli hatırlatmaktadır. 2021 yılının yazında yaygın olarak yaşadığımız orman yangınları ve Kastamonu'da aşırı yağışların etkisiyle yaşanan sel felaketi, Türkiye'de iklim değişikliğinin etkileri konusunda en güncel örnekler olarak gösterilebilir. 2021 yılında ülkemizde gözlemlediğimiz yoğun kuraklığın da iklim değişikliğiyle bağlantılı olduğu kabul edilen bir gerçektir. İlerleyen dönemde de ülkemizde sıcak hava dalgaları, yangınlar, sel ve kuraklık gibi felaketlerin hem sıklık hem de şiddet açısından artarak devam etmesi beklenmektedir.

Kömürün yerel çaptaki olumsuz etkileri de çok ciddi derecededir. Kömür yakılması sonucunda havaya salınan zararlı maddeler arasında Partikül maddeler (PM), Kükürt dioksit (SO<sub>2</sub>), Azot oksitler (NO<sub>x</sub>) ve Cıva (Hg) bulunmaktadır (HEAL, 2021). Uzun dönemli hava kirliliğine maruz kalan milyonlarca insan solunum ve kalp damar sistemi hastalıkları, diyabet gibi kronik hastalıklar veya kanser ile mücadele etmektedir (Kara Rapor 2021). Türkiye'de PM10, SO<sub>2</sub> ve NO<sub>2</sub> için sınır değerleri belirlenmişken PM 2.5 için herhangi bir sınır değeri

uygulanmamaktadır (HEAL, 2021). HEAL'ın 2021 Ocak ayında yayımladığı Türkiye'de Kronik Kömür Kirliliği raporuna göre 2019 yılında Türkiye'deki kömürlü termik santrallerinin atmosfere saldırdığı bu zararlı gazlardan ötürü 4.818 erken ölüm, 26.500 çocuk bronşit, 3.230 yetişkin bronşit vakası gerçekleştiği tahmin edilmektedir. Aynı zamanda bu hastalıkların 2019 yılı için Türkiye'ye toplam maliyetinin toplam sağlık harcamalarının %27'si civarında olduğu hesaplanmıştır. 2021 yılında EMBER tarafından yayımlanan rapora göre Türkiye Avrupa'da havayı en çok kirleten 3 ülkeden birisi konumundadır (EMBER, 2021a). Avrupa'daki SO<sub>2</sub> emisyonlarına bakıldığında Türkiye'de Soma B, Kangal ve Seyitömer santrallerinin Avrupa'da en çok SO<sub>2</sub> emisyonu yapan ilk 10 kömür termik santrali arasında olduğu görülmektedir. Yine insan sağlığına zararlı olan PM10 değerleri konusunda ise Seyitömer ve Tunçbilek termik santralleri Avrupa'daki ilk 10 kirletici kömür termik santrali arasındadır. NOx emisyonları bakımından Türkiye'den Yatağan santrali Avrupa'da en çok emisyonu sahip 3. kömür termik santralidir (EMBER, 2021a). Bu tablo bize Türkiye'deki kömür yakıtlı termik santrallerinin hem ülke düzeyinde hem de Avrupa düzeyindeki hava kirliliğine etkisinin boyutunu göstermektedir.

Kömür sektörü kömür çıkartılması sürecinde yaşanan iş yaralanmaları ve mesleki hastalıklar bakımından sorunlar oluşturmaktadır. 2020 SGK İş Kazası ve Meslek Hastalıkları İstatistiklerine göre 2020 yılında kömür ve linyit çıkartılması işlemleri sırasında iş kazası geçiren sigortalı kişi sayısı 8.460 ve meslek hastalığına yakalanan insan sayısı 36'dır. Aynı yıl içinde iş kazalarına bağlı gerçekleşen sigortalı işçi ölümlerinin sayısı ise 21 olmuştur (SGK, 2021). Aynı raporda yer verilen verilere göre kömür sektörü ana metal ve metal sanayiden sonra en fazla meslek hastalığına tutulan insan sayısına sahip sektördür (SGK, 2020). Türkiye aynı zamanda kömür maden kazaları açısından da kötü bir tarihe sahiptir. Son zamanlardaki en büyük maden kazası 13 Mayıs 2014 günü Soma'daki kömür madeninde gerçekleşmiş, bu kazanın sonucunda 301 kişi hayatını kaybetmiş ve 90 kişi yaralanmıştır. Yıllar içinde pek çok insanın hayatına mal olan pek çok başka maden kazaları da meydana gelmiştir.

Kömürün yarattığı olumsuz toplumsal etkiler bahsi geçen konularla sınırlı değildir. Kömür kullanımının etkileri yerel topluluklar ve yaşam biçimleri üzerinde derinden hissedilmektedir. Örneğin kömürlü termik santrallere kömür sağlayan madenler için sadece Muğla'da 8 köy yer değiştirmek zorunda kalmıştır (Climate Action Network, 2019). Eğer planlanan kapasite artırımları ve inşaatlar yapılırsa 40 köyün daha yer değiştirmek zorunda kalacağı düşünülmektedir. Kömür kaynaklı elektrik üretiminin bedeli insanların sağlıkları ve yaşam biçimleri üzerinde telafi edilmesi çok güç etkiler yaratmaktadır.

İnsanlar üzerinde oluşan zararların yanında kömürün genel ekosistem üzerindeki etkileri de sıklıkla gözden kaçırılan bir konudur. Kömür yakılması sonucunda ortaya çıkan gazlar çevredeki ekosistemlere büyük zararlar vermektedir. Kömürün Muğla'daki etkilerini inceleyen "Kömürün Gerçek Bedeli Raporu: Muğla" raporuna göre Muğla ve çevresindeki termik santrallerin havaya saldırdığı cıvanın %20'si Akdeniz'in dibine çökerken balıkların dokularına kadar işleyebilmektedir. Aynı raporda belirtildiği üzere kömür yakıldıktan sonra havaya karışan toz bölgedeki zeytinlerin yapraklarını kaplamakta ve zeytinlerin fotosentez yapmasını engelleyerek zeytin üretimini de olumsuz anlamda etkilemektedir (Climate Action Network, 2019).

Kömür kullanımından çıkılması çağrılarında karşı olarak öne sürülen bir argüman kömür sektörünün ekonomiye ve özellikle istihdama sağladığı katkılardır. Kömür sektörü sanılanın aksine son 10 yılda istihdam ve katma değer yaratma potansiyelini yitirmiş, kadın istihdamının sifıra yakın olduğu, kapsayıcı olmayan, iş sağlığı ve güvenliği açısından olumsuz şartlar sunan bir sektör haline gelmiştir. 2008-2019 yılları arası toplam zorunlu sigortalı sayısında yaklaşık %26 düşüş yaşanmıştır. Kömür ve linyit çıkartılması faaliyet grubunun toplam istihdam içerisindeki payı ise %0,12 oranındadır (CAN Europe 2021). Diğer yandan belli bölgeler (Örneğin, Afşin-Elbistan, Zonguldak-Bartın, Yatağan, Milas, Soma gibi kömür bölgeleri) kömür madencilğine ve termik santrale dayalı yerel ekonomiler haline gelmiştir. Kömürden çıkış planlanırken bu bölgeler için yöre insanların ekonomik ve toplumsal olarak geride kalarak mağdur olmamasını sağlayacak

## Bilgi Kutusu 1.

# 2021 Yılında Küresel Ölçekte Yaşanan Emtia Krizi

**S**on dönemde fosil yakıtların fiyatlarında global ölçekli büyük bir dalgalanma gözlemlenmektedir. Bu dalgalanma Avrupa'daki fiyatlara özellikle 2021'in ikinci yarısında çok yüksek oranlı bir artış olarak yansımıştır. Bu artış hem Brent Petrol, hem doğal gaz, hem de kömür fiyatlarında eşzamanlı olarak gözlenmiş ve bu durum elektrik fiyatlarının da yukarı yönlü hareketine neden olmuştur (Dünya Bankası, 2021b).

Bu durumun yaşanmasında COVID-19 salgınının seyrinin büyük bir rolü olmuştur. Avrupa'da pandemiye ilişkin aşı çalışmalarının hızlanması, birçok sektörde 2020 yılından kalan ekonomik durgunluğun telafi edilmeye başlanmasıyla da birlikte enerjiye duyulan talebi artırmıştır. Ayrıca 2021'in ilk çeyreğinde Asya ve Avrupa'da görülen soğuk hava dalgalarına ikinci çeyrekte yaşanan yüksek sıcaklıklar da eklenmiş ve talepteki artışta bir diğer tetikleyici faktör olmuştur. Bu dönemde birçok Avrupa ülkesi doğal gaz depolarındaki doluluk oranlarını kendi ihtiyaçları ve Asya'ya görece yüksek fiyattan ihraç ettikleri LNG kargoları sebebiyle azaltmıştır. Pandemi döneminde keskin düşüşler gösteren emtia fiyatlarını bir sonraki uzun dönemli yakıt anlaşmalarında koz olarak kullanmak isteyen birçok ülke düşük spot fiyatlarından faydalanmayı tercih etmiş, uzun dönemli anlaşmalar yapmayı ertelemiştir. Ancak talepte yaşanan sürekli artışlara karşın doğal gaz arzının sabit kalması fiyatları rekor seviyelere çıkarmıştır (Argus Media, 2021a).

Kömür fiyatlardaki artışın nedeni, kış aylarının beklenen sıcaklık seviyesinden daha düşük sıcaklıklarda geçmesi ile birlikte ısıtma için kullanılan güç talebinin artması ve pandemi dönemindeki kısıtlamalarının kaldırılmasından sonra özellikle Çin ve Hindistan gibi yükselen Asya pazarlarında ve aynı zamanda Japonya, Güney Kore, Avrupa ve ABD'de doğrudan talebin yeniden canlanmasına bağlanabilir.

Ülkelerin iklim politikaları kapsamında net sıfır emisyon hedefi koyması ve birçok kömür sahasının kapatı-

lıyor olması da kömür arzının azalmasına ve fiyatların artmasına katkı sağlamıştır. Doğal gazda yaşanan arz sıkıntısı da kömür fiyatlarını artıran bir diğer etmen olmuştur. Kömür ve doğal gaz fiyatlarında yaşanan bu artışlar Avrupa'daki spot elektrik fiyatlarını dramatik şekilde yükseltmiştir.

Avustralya ve Çin arasındaki diplomatik ilişkilerde yaşanan gerilimler ve Çin'in iklim hedefleri doğrultusunda kömür stoklarını azaltması sebebiyle, dünyanın en büyük kömür tüketicisi olan Çin Avustralya'dan kömür ithalatını durdurmuştur (Intuition, 2021).

Kömür gibi fosil yakıtlı kaynaklara bağımlılık ülke ekonomisi açısından da önemli riskler barındırmaktadır. Doğal gaz ve kömür gibi emtiaların fiyatları küresel piyasalardaki koşullara bağlı olarak büyük değişkenlik gösterebilmektedir. Bu durum hem doğal gaza ve petrole hem de son on yılda artan yatırımlar nedeniyle ithal kömüre bağımlı hale gelmiş olan Türkiye ekonomisini olumsuz yönde etkilemekte ve öngörülebilirliğe ciddi anlamda zarar vermektedir. 2020 ve 2021 yıllarında petrol, doğal gaz ve kömür fiyatlarında yaşanan büyük dalgalanmalar buna önemli bir örnek teşkil etmektedir. Özellikle 2021 yılının ikinci yarısından itibaren çok hızlı şekilde artan doğal gaz ve kömür fiyatları Türkiye elektrik üretim sektörünü ve ekonominin genelini olumsuz yönde etkilemiştir.

Hali hazırda iklim politikaları gereği fosil yakıtlara dayalı elektrik üretimini azaltıp, yenilenebilir enerjiyi sistemlerine daha fazla entegre etmeyi amaçlayan Avrupa ülkeleri için yakıt arzında yaşanan sıkıntılar ve fiyatlarda yaşanan dalgalanmalar, bu hedeflerine doğru yol almak yönünde diğer bir teşvik unsuru olmuştur. Avrupa ülkeleri gibi Türkiye'de de yaşanmakta olan ve gelecekte oluşabilecek arz sıkıntıları ve değişken elektrik fiyatlarının önüne geçilebilmesi için, başta kömür olmak üzere fosil yakıtların elektrik sisteminin dışına çıkarılması ve yerini herhangi bir yakıt maliyeti olmayan yenilenebilir enerji yatırımlarının alması gerekmektedir.



adil dönüşüm önlemlerinin planlara dahil edilmesi ve iklim dostu yerel kalkınma inisiyatiflerin tasarlanması, bölgelerde yaşam kalitesinin ve ekonomik katma değer artışına neden olacak faydaları beraberinde getirecektir.

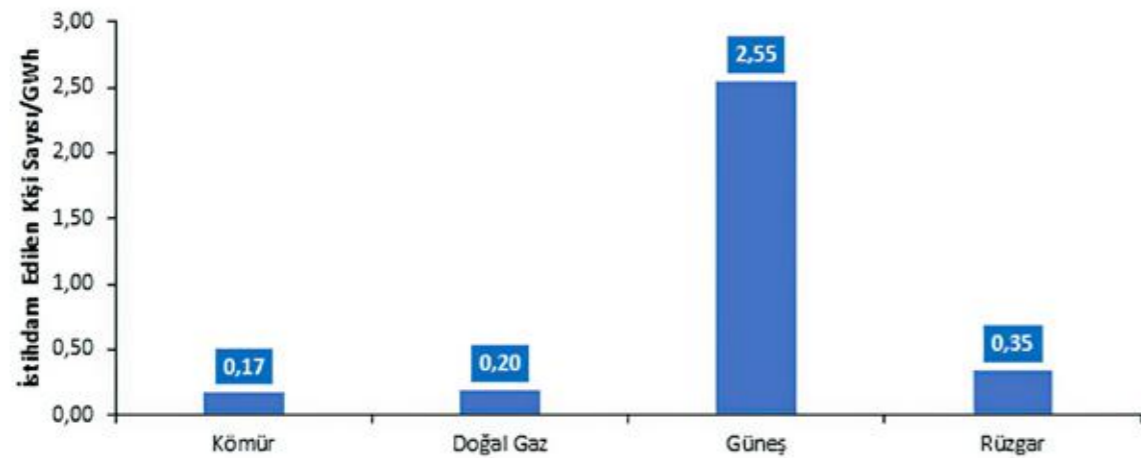
Fosil yakıtların küresel enerji üretiminde payının hızla arttığı geçtiğimiz yüzyılda kömür endüstrisi önemli bir istihdam kaynağı olmuştur. Kömür madenlerinin işletmesi, tesislerin inşa, operasyon ve bakımı ve üretilen elektriğin ticareti gibi alanlarda özellikle yerel halk için önemli istihdam olanakları yaratılmıştır. Günümüzde ise giderek Dünya çapında giderek yaygınlaşmakta olan sektör başta rüzgâr ve güneş olmak üzere yenilenebilir enerji sektörüdür. Elektrik sektöründe halihazırda başat hale gelmiş olan bu teknolojilerin rolü, gelişmekte olan depolama teknolojileriyle birlikte daha da artacaktır. Bu kapsamda bu teknolojilerin geliştirilmesi ve sistemlere entegre edilmesinde öncü olan ülkeler diğer ülkelere karşı önemli bir rekabet avantajı elde edeceklerdir. Yüksek güneş ve rüzgâr potansiyeline sahip olan Türkiye için de yenilenebilir enerji kaynakları kömüre kıyasla çok daha fazla ekonomik katkı ve istihdam sağlama potansiyeline sahiptir. Yapılmış olan çalışmalara göre günümüzde yenilenebilir enerji teknolojileri geleneksel fosil yakıtlı kaynaklara kıyasla daha yüksek nitelikte, nicelikte ve çeşitlilikte iş sahaları yaratabilmektedir. Ülkemizde daha iddialı yenilenebilir enerji hedefleri belirlendiği takdirde, beklenen istihdam etkisinin

rüzgâr enerjisi değer zincirinde iki kat, güneş enerjisi zincirinde ise sekiz kat artırılarak, önümüzdeki 10 yıl içinde 200.000'in üzerinde yeni iş imkanı sağlanabileceği hesaplanmıştır (İPM 2020).

Şekil 11'de verilen grafik, 2020 yılının son çeyreği itibarıyla ABD'deki kömür, doğal gaz, güneş ve rüzgâr enerjisi sektörlerinde üretilen her birim elektrik için istihdam edilen çalışan sayısını göstermektedir. Grafikten görülebileceği üzere her birim elektrik üretimi başına istihdam edilen kişi sayısı güneş için kömüre kıyasla 15 kat daha fazladır. Mevsimsel olarak güneş enerjisi sektöründe istihdam edilen kişi sayısı da dikkate alınır bu rakam yaklaşık 21 olmaktadır. Rüzgâr kaynaklı olarak üretilen birim elektrik başına ise yaratılan iş sayısı kömürün yaklaşık 2 katıdır. Kömür, doğal gaz ve yenilenebilir enerji için gösterilen bu rakamlarda kaynak çıkartma, santral inşaatı ve modül üretimi gibi tedarik zincirinin tüm kısımları dahil edilmiştir (United States Energy & Employment Report, 2021).

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı istihdamın fosil kaynaklara kıyasla yarattığı nicel avantajın yanında, oluşan iş seçeneklerinin çeşitliliği ve nitelikleri de önem taşımaktadır. Fosil yakıtlara dayalı tesislerde veya maden sahalarında yaratılan istihdam olanakları çeşitli sağlık problemlerine ve daha riskli bir iş atmosferine sebep olan ve genelde daha az katma değer üreten işleri içermektedir.

Yenilenebilir enerji sektörü ise genellikle daha yüksek katma değere sahip ve Ar&Ge'ye açık yapıla-



Şekil 11: Farklı Enerji Teknolojilerinin Birim Üretim Başına İstihdam Oranları (United States Energy & Employment Report, 2021)

Tablo 3. Yerli Kömür Alım Garantisi Fiyatı (TL/MWh)<sup>4</sup>

Yıl	1. Çeyrek Fiyatı	2. Çeyrek Fiyatı	3. Çeyrek Fiyatı	4. Çeyrek Fiyatı
2017	185,0	185,0	185,0	185,0
2018	201,4	209,5	226,2	259,7
2019	285,0	292,5	308,5	306,5
2020	313,3	330,5	349,0	374,6
2021	394,6	404,6	447,4	458,2

rı sebebiyle yatırım ve istihdamın direkt olarak ülke ekonomisine ve ihracata yansıtılabileceği teknolojilerdir. Dolayısıyla, yeni yapılacak yatırımların ve mevcut kömür teşviklerinin yenilenebilir enerji alanına kaynak ayrılması için kullanılması, toplumsal refahın artırılması için daha büyük katkı sağlayacaktır.

Bununla birlikte, kömürden çıkışın ekonomileri bu kaynağa bağımlı hale gelmiş bazı bölgeler ve topluluklar için olumsuz sonuçları olacaktır. Kapatılması önerilen kömür santralleri ve maden sahalarında çalışan yerel halkın yoğun olduğu bölgelere yeni yatırımlar yapılarak iş olanaklarının sağlanması, bu süreçten olumsuz etkilenmesi muhtemel olan kesimlerin ekonomik mağduriyetini giderecektir. Uygulanacak olan karbon fiyatlandırma mekanizmalarından elde edilecek gelirlerin bir kısmı bu dönüşümden en olumsuz etkilenen kesimlerin mağduriyet yaşamasının önüne geçmek için kullanılabilir.

Kömürün insan hayatı ve ekosistem üzerindeki olumsuz etkileri üzerine pek çok çalışma yapılmıştır ve bu konudaki örnekler rahatlıkla çoğaltılabilir. Buradaki kilit nokta, bahsi geçen bu maliyetlerin hiçbirinin halihazırda kömürlü termik santral ve/ya kömür madeni işletmecileri tarafından üstlenilmiyor olmasıdır. Negatif dışsallıklar olarak nitelendirilebilecek bu maliyetlerin, bu maliyetlere yol açan taraflara yüklenilmesi durumunda zaten kömür enerjisi kullanımının tüm taraflar için rasyonel bir tarafı olmadığı anlaşılacak ve kömürden çıkış kendi doğal seyri içerisinde gerçekleşecektir. Bu maliyetlerin, maliyetleri yaratan taraflara ödetilmiyor olmasının ötesinde, mevcut durumda kömür kaynaklı elektrik üretimi çeşitli mekanizmalar yoluyla ekonomik ola-

rak teşvik edilmektedir. Dolayısıyla, kömürden çıkış için atılması gereken ilk adım mevcut teşvik mekanizmalarının devreden çıkartılması olacaktır.

## 2.5. Türkiye'de Uygulanan Kömür Politikaları ve Teşvik Programları

Türkiye'de kömürden üretilen elektrik enerjisi için birçok teşvik programı uygulanmaktadır. Bu teşvik programlarının amaçları yerli kaynaklardan enerji üretimini artırmak, enerjide dışa bağımlılığı azaltmak ve arz güvenliğini sağlamak olarak ifade edilmektedir. Yeni keşfedilen kömür sahalarının özelleştirme ihaleleri yoluyla kullanıma açılması da bu planlar arasındadır.

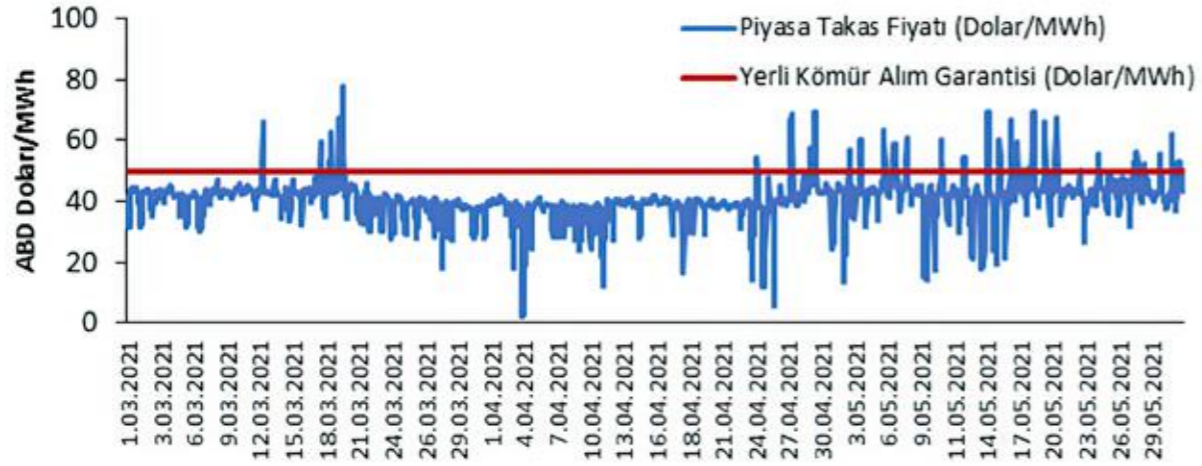
### 2.5.1. Yerli Kömür Alım Garantisi

Yerli kömür alım garantisi uygulaması, ithal kaynaklara karşı yerli kaynakların teşvik edilmesi için Türkiye'de 2016 yılında alınan kararla uygulamaya başlanan bir politikadır<sup>2</sup>. Buna göre TETAŞ (2018 sonrası EÜAŞ) yerli kömür elektrik santrallerine yerli kömür kaynaklarından her sene belirlenecek elektrik miktarını piyasa fiyatlarının üstünde bir fiyatla alma garantisi sunmaktadır<sup>3</sup>. 2016 ve 2017 yıllarında 185 TL/MWh birim fiyatıyla toplamda 24 Milyar kWh elektrik TETAŞ tarafından satın alınmıştır. 2018 yılından sonra düzenlemede değişiklikler yapılmış ve her santral için satın alınacak elektrik miktarı toplam üretimin yarısı olarak belirlenmiştir. Aynı zamanda alış birim fiyatının da enflasyonla birlikte artması kararlaştırılmıştır. 2018 yılından sonra ödenecek birim fiyatın

<sup>2</sup> 2 Ağustos 2016 Tarihli ve 29789 Sayılı Resmî Gazete

<sup>3</sup> 2018 yılı öncesinde TETAŞ'ın yürüttüğü bu işlevi 2018 yılında TETAŞ ve EÜAŞ'ın birleştirilmesinin ardından EÜAŞ üstlenmiştir

<sup>4</sup> 2017 yılının tamamı ve 2018, 2019 yıllarının ilk çeyrekleri ilan edilen değerlerdir. Diğer çeyrekler için fiyatlar formülasyona göre hesaplanmıştır



Şekil 12. Mart, Nisan ve Mayıs 2021 Piyasa Takas Fiyatları ve Uygulanmakta olan Yerli Kömür Alım Garantisi Alt Limiti (EPIAŞ, 2021)

her 3 ayda bir ÜFE ve TÜFE artış miktarıyla paralel artışına karar verilmiştir. 2019 yılında ise formülasyon değiştirilmiş ve ÜFE ve TÜFE'ye ilave olarak Amerikan Doları döviz kuru da hesaplama dahil edilmeye başlanmıştır.

2018 yılından itibaren yapılan bir diğer değişiklik de yerli kömür ve ithal kömürü birlikte kullanan santrallerin de bu teşvik programının kapsamına alınması olmuştur. 2019 yılının sonunda alınan kararlarla birlikte bu alım garantisinin en fazla 55 USD/MWh, en az da 50 USD/MWh olarak uygulanması kararlaştırılmıştır. Alım garantisi uygulamasının en azından 2024 yılı sonuna kadar devam etmesi beklenmektedir (TMMOB, 2020). Bu sürenin uzatılıp uzatılmayacağına henüz karar verilmemiştir.

Geçmişteki piyasa fiyatları ve alım garantisi seviyesi göz önünde bulundurulduğunda uygulanan alım garantisinin genellikle piyasa fiyatlarının oldukça üzerinde olduğu görülmektedir. Şekil 12'de 3 aylık bir süre için saatlik piyasa takas fiyatları ve uygulanmakta olan yerli kömür alım garantisinin alt limitini karşılaştırmalı olarak verilmiştir. Temmuz 2021'den itibaren ise piyasada oluşan fiyatların ortalaması, daha önce değinilen doğal gaz ve ithal kömürlerin fiyatlarındaki artışlar ve düşük hidro kapasite faktörü gibi sebeplerle 60 USD/MWh civarında oluşmuş ve bu alım garantisi dahilinde ödenen fiyatın üzerinde gerçekleşmiştir. Bu durumun kısıtlı bir süre için geçerli olacağı tahmin edilmektedir.

Uygulanmakta olan bu mekanizma yerli kömür santrallerinin piyasada oluşan fiyatlardan bağımsız olarak baz yük olarak çalışmasına yol açmaktadır. Bu durum serbest piyasanın işleyişini olumsuz etkilemekte ve kömürden elektrik üretiminin artmasına yol açarak CO<sub>2</sub> emisyonlarını da artırmaktadır. Ayrıca sağlanan garanti kapsamında ödenen tutarlar da EÜAŞ'ın bütçesi üzerine ek bir yük getirmektedir.

### 2.5.2. Kapasite Mekanizması

2018 yılında başlatılmış olan kapasite mekanizması uygulaması yerli kömür, doğal gaz ve bazı hidroelektrik santralleri için emre amade kurulu güç başına sabit bir destek sağlamaktadır. Mekanizmanın temel amacı, elektrik sisteminde bulunan bazı santrallerin herhangi bir arz sıkıntısı durumuna karşı emre amade olarak bulunmasını güvence altına almak olarak tarif edilmiştir.

Kapasite mekanizması kapsamında son üç yıldır yerli kömürle çalışan termik santrallere herhangi bir yaş sınırı olmaksızın yıllık bir destek sağlanmaktadır. Mekanizma kapsamında ithal kömür ve yerli kömür karışımı kullanan santrallere de yerli kömür kullanım oranları derecesinde bir destek sağlanmaktadır. 2018, 2019 ve 2020 yılları için kömür santrallerine kapasite mekanizması bünyesinde aktarılan kaynak miktarı sırasıyla 673 milyon TL, 1.202 milyon TL ve 1.228 milyon TL olmuştur (TEİAŞ, 2021).

Bu durum hem nispeten eski ve yüksek emisyon oranlarına sahip yerli kömür santrallerinin sistemde kalmasına yol açmakta hem de TEİAŞ'ın bütçesi üzerinde bir yük oluşturulmaktadır. Kömür santrallerine ödenen bu bedeller ise TEİAŞ'ın iletim tarifeleri yoluyla yenilenebilir enerji santralleri dahil olmak üzere elektrik sektöründeki tüm üretici ve tüketicilere fatura edilmektedir.

### 2.5.3. Rezerv Özelleştirme Uygulamaları

Türkiye'deki mevcut kömür rezervlerinin elektrik üretimi için kullanılması amacıyla kömür maden sahalarının bir işletme hakkı devir modeli altında özelleştirilmesi hedeflenmektedir. Bu özelleştirmeler ihale usulüyle yapılmakta ve ihaleyi kazanan taraflar saha üzerinde kurulacak bir termik santralinin üretimini bir alım garantisi altında kamuya

satma hakkını elde etmektedirler. Burada bahsi geçen alım garantisi daha önce değinilen ve tüm yerli kömür santrallerine uygulanan alım garantisinden farklı, linyit sahası özelinde belirlenen bir alım garantisidir. Fakat daha önce de değinildiği üzere son yıllarda bu model altında yapılması planlanan ihaleler başarılı olamamıştır. 2017 yılında tamamlanan Çayırhan B ihalesi kapsamında verilen alım garantisine rağmen termik santral projesi hayata geçirilememiş ve geçtiğimiz yıl içinde bu santralin lisansı iptal edilmiştir.

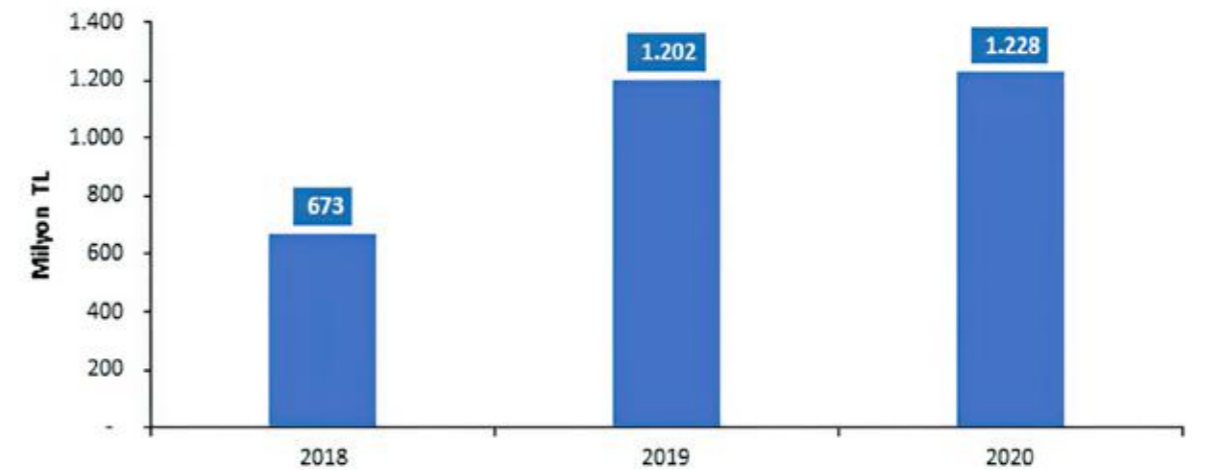
2019-2023 Stratejik Planı kapsamında 2023 yılına kadar devreye alınması planlanan 4.000 MW yerli kömür kurulu gücünün bu modelle devreye alınması planlanmaktaydı. İhalesi yapılan projenin hayata geçirilememesi ve yeni ihalelerin yapılamaması nedeniyle bu hedefin gerçekleşmeyeceği tahmin edilmektedir.

### 2.5.4. Bölgesel Teşvik Sistemi kapsamında Uygulanan Kömür Teşviki

Bölgesel teşvik uygulamalarının amacı, bölgeler arası gelişmişlik seviyesini minimuma indirmektir. Türkiye'de halihazırda uygulanmakta olan bölgesel yatırım teşvik sistemine uygun olarak farklı illerde yapılan yatırımlara çeşitli teşvik türleri sağlanmaktadır. Yeni Yatırım Teşvik Programı kapsamında Türkiye'deki tüm iller ekonomik ve sosyal gelişmişlik düzeylerine göre

6 bölgeye ayrılmıştır. 6. Bölgede daha avantajlı fiyatlar ve koşullar uygulanırken, 1. Bölge en az avantajlı plana sahiptir. Yatırım teşvik bölgeleri her bölgenin sosyo-ekonomik gelişmişlik düzeylerine göre belirlenmektedir. Bölgeler, sosyo-ekonomik gelişmişlik düzeylerine göre azalan düzende sınıflandırılmaktadır. Bölge 1 en gelişmiş bölgeyi ve Bölge 6 en az gelişmiş bölgeyi ifade etmektedir. Farklı bölgeler için sağlanan teşvikler arasında KDV istisnaları, gümrük vergisi muafiyetleri, vergi indirimleri, sosyal güvenlik ödemelerinde destek, faiz desteği ve arsa tahsis desteği gibi çeşitli uygulamalar bulunmaktadır.

Bu bölgesel teşvik sistemi içerisinde belirlenen bazı yatırımlar ise 'öncelikli' ve 'stratejik' yatırımlar olarak sınıflandırılmıştır. Bu yatırımlar, içinde buldukları bölgeye bakılmaksızın, Bölge 5 yatırımlarıyla aynı düzeyde destekten yararlanmaktadır. Enerji sektörü ile ilgili olarak bu kategoriye dahil edilmiş olan yatırımlar arasında kömürden elektrik üretimi, tesiste atık ısı geri kazanımı ile elektrik üretimi, mevcut üretim tesislerinde yapılan enerji verimliliği yatırımları, asgari 50 milyon TL tutarında sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) yatırımları ve yeraltı gaz depolama yatırımları bulunmaktadır. Bu durum da kömür için sağlanan diğer teşviklerin yanında ilave bir teşvik oluşturmaktadır (Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2021). ■



Şekil 13. Kapasite Mekanizması Kapsamında Kömür Santrallerine Aktarılan Yıllık Kaynak Miktarı

## 3. GELECEKTE TÜRKİYE KÖMÜR POLİTİKALARINI ETKİLEMESİ OLASI FAKTÖRLER

### 3.1. Uluslararası Anlaşmalar ve AB Yeşil Mutabakatı

1990'lı yılların başından beri başta Avrupa Birliği (AB) olmak üzere birçok ülke iklim değişikliği ve sera gazı emisyonlarının azaltılması konularında bir çözüm arayışı içindedir. Bu kapsamda yenilenebilir enerji teknolojilerinin yaygınlaştırılması ve sürdürülebilirlik gibi konularda detaylı çalışmalar yapılmış ve yeni politika araçları geliştirilmiştir. Sera gazı emisyonlarının sebep olduğu iklim değişikliğinin doğurduğu veya doğurabileceği çevresel, sıhhi, sosyal, ekonomik ve politik sorunları en aza indirmek ve ortadan kaldırmak, bu çalışmaların ortak amacıdır. Bu bağlamda uluslararası bir sözleşme niteliği taşıyan ve Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS) kapsamında 1997 yılında imzalanan Kyoto Protokolü 2005 yılında yürürlüğe girmiştir. Kyoto Protokolü'nün yürürlükte olduğu dönemin bitmesinin ardından ise BMİDÇS kapsamında müzakere edilen Paris İklim Anlaşması 2015 yılında imzalanarak 2016 yılında yürürlüğe girmiştir. Paris İklim Anlaşması'nda uzlaşılan hedef, ortalama küresel sıcaklık artışının yüzyıl sonunda sanayi öncesi seviyelere kıyasla 2° C ile sınırlı tutulması ve bunu sınırın 1,5° C'e çekilmesi için mümkün olan tüm çabaların sarf edilmesidir (BMİDÇS, 2015). Bu anlaşmanın önemi dünya üzerindeki neredeyse her ülkenin anlaşma kapsamında ilk defa bir sera gazı hedefi belirlemiş olmasıdır. Yapılan sözleşmeler gereğince birçok ülke ulusal katkı beyanlarını sunmuştur ve bu beyanlar doğrultusunda hedeflenen emisyon azaltımlarına ulaşabilmek adına ülkelerin kendi stratejilerini belirlemesine olanak sağlamıştır.

Paris İklim Anlaşması kapsamında belirlenen hedefler konusunda başı çeken taraflardan biri de AB olmuştur. AB ülkelerinin ortak olarak verdiği azaltım taahhüdü, 2019 yılında yayımlanan Avrupa Yeşil Mutabakatı ile somut bir hale gelmiştir. Üye ülke devletlerinin, uluslararası ve ulusal kuruluşların, özel sektör katılımcılarının yanı sıra üçüncü parti ülkelerin de şartlarından etkileneceği bir paket niteliği taşıyan bu mutabakat, küresel ölçekte sonuçlar doğuracaktır. Mutabakatın temel amacı birlik içerisindeki net sera gazı emisyonlarını 2050 öncesinde sıfırlamak ve iklim değişikliği politikalarından taviz vermeden yeni istihdam alanları oluşturarak ekonomik ve çevresel kalkınmayı tüm katılımcılar için adil ve sürdürülebilir kılmak olarak belirlenmiştir (AB Komisyonu, 2019).

### 3.2. AB Emisyon Ticaret Sistemi ve Sınırdaki Karbon Düzenlemesi Uygulaması

AB Emisyon Ticaret Sistemi (ETS), 2005 yılında kurularak dünyanın ilk emisyon ticaret sistemi olmuştur. Dünyanın ilk ve en büyük karbon piyasası olmakla birlikte, mekanizmanın emisyon ticaretine uyumlu küresel sistemlerle de entegre edilmesi planlanmaktadır. Emisyonları azaltmak ve iklim değişikliğinin önüne geçmek amaçlarıyla kurulmuş olan sistem, AB üyesi tüm ülkelerin yanı sıra İzlanda, Norveç ve Lihtenştayn'da da geçerlidir. 10.000'i aşkın enerji santrali ve sanayi kuruluşundan oluşan enerji yoğun tesise ve bahsedilen ülkeler arası hava yolu taşımacılığına ilişkin emisyonları kapsayan ETS, AB sera gazı emisyonlarının yaklaşık %40 oranındaki miktarını içeren bir mekanizmadır. AB



Mert Çakır / Europe Beyond Coal

ETS, “emisyona üst sınırı ve ticareti” prensibiyle çalışmaktadır. Üst sınır, sisteme dahil olan tesislerin yıl içinde salabileceği maksimum emisyon miktarını belirtmektedir. Bu sınır zaman içerisinde azaltılarak ilgili emisyonların da seviyesinin düşürülmesi amaçlanmaktadır. Yıl sonunda her bir tesisin saldığı emisyonların sahip olduğu emisyon izninden fazla olması durumunda ağır para cezaları uygulanmaktadır. Sisteme dahil şirketler, limitleri belli olmak koşuluyla kendi aralarında emisyon ticareti yapabilmekte veya sahip oldukları emisyon kotalarını yıldan yıla devredebilmektedirler. Bu kapsamdaki tesislerin emisyonları, sistemin kurulduğu 2005 yılından 2019’a kadar %35 oranında azalmıştır (AB Komisyonu, 2015).

Emisyon ticaret sistemini destekleyici bir mekanizma olarak Avrupa’nın bir süredir gündeminde yer alan emisyon politika araçlarından biri de Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizmasıdır (SKDM). Bu mekanizmanın amacı, düşük emisyonlu ancak yüksek maliyetli ürünlerin piyasadaki rekabetçiliğini, yüksek emisyonlu ve düşük maliyetli ürünlerin seviyesine taşıyabilmektir. Kyoto Protokolü sonrası da gündeme gelen ancak bazı ülkelerle yaşanması muhtemel politik ve ticari krizler sebebiyle beklemeye alınan sistem, özellikle AB Yeşil Mutabakatı’nın yürürlüğe girmesiyle tekrar ajandaya alınmıştır. Avrupa Komisyonu, emisyon maliyetinin düşük olduğu bölgelerden AB bölgesine yapılan ihracatta oluşacak karbon sızıntısını engellemek, AB yatırımcısının diğer yatırımcılara göre piyasa rekabetinde zayıf kalmasını ve bu yatırımcıların ilgisinin başka bölgelere kaymasını önlemek için düzenleyici ve dengeleyici bir unsur olması beklenen mekanizmanın yapısı üzerinde çalışmaktadır.

14 Temmuz 2021’de detayları belli olan taslak regülasyona göre SKDM’den ilk aşamada etkileyecek sektörler alüminyum, demir-çelik, elektrik, gübre ve çimento olarak belirlenmiştir, ancak bu sektörlerin sayısının daha da artması beklenmektedir. Ayrıca mekanizmanın geçerli olacağı coğrafi sınırlar AB dışında kalan ülkeleri kapsamakta, Norveç, İzlanda, Lihtenştayn ve İsviçre ise mekanizmadan muaf ülkeler olarak öne çıkmaktadır. İthalatçı yetkili makam tarafından yetkilendirilmedikçe, kaplanan malların ithalatına izin verilmeyecektir. Yet-

kilendirilmiş beyan sahibi, ithal edilecek ürünün değerine tekabül eden SKDM sertifikalarını satın almalı ve yetkili makama üç aylık/yıllık beyanda bulunmalıdır. Taslağa göre, kayıt ve raporlama 1 Ocak 2023 tarihinden itibaren başlayacak olup, diğer operasyonel yükümlülükler 2026’dan itibaren uygulamaya alınacaktır. Uygulanacak olan vergi miktarı ise ETS bünyesinde oluşan karbon fiyatlarına göre belirlenecektir (AB Komisyonu, 2021).

Uygulanması planlanan bu yeni mekanizmanın Türkiye için de önemli sonuçları olacaktır. 2020 yılı rakamlarına göre Türkiye’nin toplam ihracatının %41,3’ü AB ülkelerine yapılmıştır (Ticaret Bakanlığı, 2021b). Türkiye’de bir karbon fiyatlandırması mekanizması uygulanmaması durumunda bu ihracatın yüksek bir karbon vergisine tabi olacağı kesin görülmektedir. Bu durumda da yüksek ihracat rakamlarının sürdürülmesi zorlaşacak ve yurtdışına önemli bir kaynak aktarımı gerçekleşecektir. Bu durumu engellemenin tek yolu Türkiye’de de AB ETS’ye paralel bir karbon fiyatlandırması uygulamasının getirilmesidir. Böylesi bir uygulama hem ülkenin kömür kaynaklı emisyonlarını azaltmada önemli bir rol oynayacak hem de ülke ekonomisi için önemli bir yer tutan AB ile dış ticaretin riske girmesini önleyecektir.

Öte yandan, SKDM uygulaması Türkiye için potansiyel olarak bir fırsata da işaret etmektedir. AB Türkiye için çok önemli bir ticari ortak konumundayken Türkiye’nin AB dış ticareti açısından önemli karbon yoğun, SKDM’ye tabi ürünler özelinde dikkat çekicidir. 2020 yılında AB’nin toplam ithalatının yaklaşık %4,2’si Türkiye tarafından karşılanmıştır (UN Comtrade, 2020). AB çimento ithalatının %31’i, demir çelik ithalatının ise %11’i Türkiye kaynaklıdır. (Bruegel, 2021). Bu durum Türkiye tarafından AB pazarının mevcut rakamlardan çok daha büyük bir potansiyel içerdiğini göstermektedir. İleriki yıllarda Türkiye’de AB ETS’de oluşacak fiyatlara paralel bir karbon fiyatlandırma mekanizması uygulanması durumunda Türkiye ihracat malları uygulanacak vergi mekanizmalarından muaf olacaktır. Bu durumda da Türkiye AB’ye yapılacak olan ihracat konusunda herhangi bir karbon fiyatlandırması uygulamayan üçüncü taraflara karşı önemli bir rekabet avantajı elde etmiş ve AB dış ticareti içerisinde

Tablo 4. Kömürden Çıkış Kararı Veren Ülkeler

Ülke	Kömürden Çıkış Hedeflenen Yıl	Karar Verilen Yıl
Belçika	2017	2010
Portekiz	2021	2019
Fransa	2022	2016
İngiltere	2024	2015
İtalya	2025	2017
İrlanda	2025	2018
Yunanistan	2025	2019
Macaristan	2025	2021
Danimarka	2028	2019
Hollanda	2029	2018
Finlandiya	2029	2019
Kanada	2029	2019
Yeni Zelanda	2030	2017
İsrail	2030	2018
Slovakya	2030	2019
Almanya	2038	2020

nispeten düşük olan payını artırabilmesi için önemli bir fırsat yakalamış olacaktır.

### 3.3. Kömürden Çıkış Stratejileri ve Ülke Bazlı Hedefler

AB çerçevesinde uygulanmakta olan iklim değişikliği politikalarının yanı sıra pek çok ülke de tek tek hedefler belirlemiştir. Belirlenen bu hedefler kuşkusuz olarak Türkiye’nin gelecekteki politikalarını etkileyecek nitelik taşımaktadır. Belirlenen iklim ve emisyon azaltım hedeflerine ulaşmak için yıllar içinde farklı alanlarda çalışmalar ve yatırımlar yapılmış olsa da birçok ülkenin enerji karışımında uzun yıllardır yüksek oranda bulunan fosil yakıtları sistemin dışına çıkarmak ve yerine yenilenebilir enerji kaynaklarını dahil etmek ülkeler tarafından takip edilen en temel amaçtır. Bu kapsamda sistemden çıkarılması öncelikli olarak gündeme gelen kaynak ise en büyük kirletici olan kömür enerjisidir. Bahsedilen sebeplerle kömürü enerji denkleminde çıkarma çalışmaları, hızla birçok ülkenin gündem maddelerinden biri haline gelmiştir. Özellikle Paris İklim Anlaşması’ndan sonra farklı ülkelerin açıkladıkları “kömürden çıkış” hedefleri ve stratejileri, Türkiye için bu raporda çalışılan senaryolar adına da yol haritası niteliği taşımaktadır. Geline nokta da pek çok ülke kömürden çıkış için bir hedef yıl belirlemiş, diğer bazı ülkeler ise kömür tüketimini azaltma konusunda taahhütler vermişlerdir.

Kömür kaynaklı elektrik üretimini tamamen sonlandırma doğrultusunda bir hedef belirlemiş olan ülkelerin listesi Tablo 4’te verilmiştir.

Bu listeye bakıldığında Almanya, İngiltere ve Fransa gibi gelişmiş Avrupa ülkelerinin yanı sıra Yunanistan ya da Macaristan gibi nispeten kalkınma sürecinde olan ülkelerin de kömürden çıkış hedefleri belirlemeye başladığı görülmektedir. Öte yandan Kanada, Yeni Zelanda ve İsrail gibi ülkelerin de kömürden çıkış hedefi belirlemiş olması bu eğilimin sadece Avrupa kıtasıyla sınırlı olmayacağını göstermektedir. Dünya çapında kömürden çıkış ya da kömür azaltım kararı veren ülkelerin sayısı hızla artmaktadır.

Ekonomisinin büyüklüğü ve kömürü yoğun olarak tüketen bir Avrupa ülkesi olması nedeniyle Almanya’nın ileride izleyeceği politikalar hem Avrupa hem de dünya geneli açısından büyük bir önem arz etmektedir. Almanya, iklim değişikliği politikaları çerçevesinde kararlaştırdığı 2050 yılında net sıfır emisyona ulaşma hedefini yakın zamanda 5 yıl öne çekmiş ve 2045’i hedef yıl olarak belirlemiştir. Daha önce mevcut olan 2030 yılında emisyonları 1990 seviyesine göre %55 oranında azaltma hedefi de hükümet tarafından %65 olarak güncellenmiştir (Bloomberg, 2021). Bu hedefler doğrultusunda enerji alanındaki ulusal stratejilerini sistematik şekilde güncelleyen Almanya, mevcut düzende ülkedeki elektrik üretiminin en önemli kaynağı olan ve 44 GW seviyesinde kurulu santral gücüne sahip

olan kömürü son yapılan seçimler sonrası iktidar adayı partilerin ortak açıklamasıyla 2030 yılına kadar elektrik sisteminden çıkarmayı amaçlamaktadır. Almanya, enerji sistemi dönüşümünün bir parçası olarak, 2022 itibarıyla ülkedeki nükleer enerji santrallerini de kapatmayı hedeflemektedir. Mevcut sistemde büyük paya sahip kömür ve nükleer enerji kaynaklarının yerini ise önemli oranda yenilenebilir enerji kaynaklarının alması beklenmektedir. Bu doğrultuda, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yüksek ivmeyle arttığı ülkede, hükümetin 2010 yılında yayımladığı enerji planında belirtilen 2020 yılında elektrik tüketiminin %35'ini yenilenebilir kaynaklardan elde etme hedefine, 2018 yılında ulaşılmıştır. Ayrıca, aynı plan kapsamında ülkenin 2030, 2040 ve 2050 yılları için belirlediği hedeflere göre toplam elektrik tüketimi içindeki yenilenebilir enerji kaynaklarının payının, sırasıyla %50, %65 ve %80 seviyesinde olması hedeflenmiştir. Ardından, Mart 2018'de onaylanan yeni koalisyon anlaşmasına göre, hükümet 2030 yenilenebilir elektrik hedefini %65 olarak güncellemiştir (IEA, 2020b). Elektrik tüketiminde dünyanın lider ülkelerinden olan, aynı zamanda Avrupa'daki linyit tüketiminde de %44'lük pay (2017) ile ilk sırada bulunan Almanya'nın "kömürden çıkış" kararı, küresel emisyon azaltım hedeflerine ulaşılması açısından büyük önem taşımaktadır (BBC, 2020).

Diğer bir önemli Avrupa ülkesi olan İngiltere'de ise hükümet, yakın zamanda açıkladığı emisyonlarını 2030 yılına kadar 1990 seviyesine kıyasla %78 oranında düşürme planıyla dünyadaki en iddialı emisyon azaltım hedefinin sahibi olmuştur. Daha önce açıklanan beyana göre 2030 itibarıyla %68 seviyesinde olması planlanan emisyon azaltım hedefinin güncellenmesiyle, İngiltere'nin gelişmiş ekonomiler arasında karbon emisyonunu en hızlı azaltan ülke olması beklenmektedir (Birleşik Krallık Hükümeti, 2021). Ayrıca, bu gelişme ile ülkenin 2050 yılında net sıfır emisyonuna ulaşması ve küresel ısınma için belirlenen 1,5° C limitine uyulması adına önemli katkı sunması beklenmektedir. Bu doğrultuda İngiltere ilk olarak 2025 yılına kadar kömürden çıkış hedefi üzerinde durmuş, daha sonra ise bu hedefi 2024 olarak güncelleştirilmiştir. Belirlenen hedeflere bağlı olarak ülkenin elektrik üretiminde

kömürün payı 2012'deki %39 değerinden 2019'da %3 seviyesine düşmüştür (Reuters, 2020). Kömürün sistemden çıkmasıyla oluşacak enerji açığının kapatılması için ülkenin ürettiği strateji ise başta rüzgâr ve güneş olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının daha çok kullanılması ve 2035 yılına kadar doğal gaz kullanımını da sınırlayarak %100 temiz elektrik sistemi olarak belirlenmiştir. İngiltere'de 2020 yılında elde edilen elektriğin %42'si yenilenebilir kaynaklardan sağlanırken, %41'lik pay ise ağırlıklı olarak doğal gaz olmak üzere fosil kaynaklardan karşılanmıştır. Halihazırda 10 GW kurulu güce sahip deniz üstü rüzgâr santralleri, ülkedeki elektrik ihtiyacının %24'ünü karşılamaktadır (EMBER, 2021b). Bunun yanında, 2050'de net sıfır emisyonuna sahip olabilmek için belirlenen, 10 yıl içinde 40 GW'lık deniz üstü rüzgâr kurulu gücüne ulaşma ve tüm evlerin elektriğini bu kaynaktan sağlama planı, ülkenin yenilenebilir enerji hedefleri arasında ilk sırada bulunmaktadır (Birleşik Krallık Hükümeti, 2020).

Elektrik tüketiminde ve yenilenebilir kaynakların enerji sistemine eklenmesi konusunda Avrupa liderlerinden olan Almanya ve İngiltere'nin bahsedilen plan ve çalışmalarının, küresel emisyon hedeflerine ulaşılmasında önemli bir rol oynaması beklenmektedir. Aynı zamanda, birçok Avrupa ülkesi de ulusal hedeflerini 2050'de karbon nötr olmak ve küresel sıcaklık artışını Paris İklim Anlaşması'nda belirtilen 1,5° C ile sınırlamak için mümkün olan en iddialı seviyede belirlemiştir. Bu doğrultuda, 2010'lu yılların başından itibaren çok sayıda Avrupa ülkesi (2021 Ekim ayı itibarıyla 20 ülke) kömürden çıkacağını duyurmuştur. Avrupa, atılan adımlar kapsamında 2021 Mart sonu itibarıyla bölgedeki tüm kömür kaynaklı termik santrallerin yarısını devreden çıkararak veya 2030 öncesi çıkarılacağını açıklayarak bu hedefe ilişkin yolu yarımıştır (İklim Haber, 2021).

Daha büyük ölçekli ve gelişmiş pazarların yanı sıra daha küçük ölçekli ve kalkınma sürecindeki ülkelerde izlenen politikalar da Türkiye açısından önemli örnekler teşkil edecektir. Yunanistan, AB ETS karbon fiyatlarındaki artış ve giderek sıkılaşan hava kirliliği limit değerleri nedeniyle kömürden çıkma planlarını 2025'e çekmiştir. Enerjiden Sorum-

lu Devlet Bakanı Alexandra Sdoku'nun geçtiğimiz Nisan ayında yaptığı açıklamada, Yunanistan'ın 2025'te elektrik santralleri için kömür yakmayı beklenenden üç yıl önce durduracağı duyurulmuştur. 2025 yılına kadar bu planı hayata geçirmeye çalışan Yunanistan, kömürden çıkış için bir tarih belirleyen onuncu Avrupa ülkesi olmuştur (IHS Markit, 2021). Yunanistan'ın kömürden çıkış tarihini 2028 yılından 2025 yılına çekme kararında yine %51'i devlet kontrolünde olan kömür madeni işletmecisi Public Power Corporation'ın (PPC) hızla yükselen karbon fiyatları nedeniyle inşa halindeki Ptolemaida V linyit tesisini 2028 yılına kadar işletmeye yönelik orijinal planından vazgeçmeye karar vermesinin ardından gelmiştir (Enerji Verimli Ekonomi için Avrupa Konseyi, 2021). PPC, Yunanistan'daki mevcut tüm linyit termik santrallerin işletmesini 2023 yılında durduracağını açıklamıştır. İnşaatı devam etmekte olan Ptolemaida V santralinin geleceği ise henüz belirsiz konumdadır. PPC'nin artık tüm dikkatini ülkedeki yenilenebilir enerji kaynaklarına çevirmesi bundan sonraki süreçte 2030 hedefleri adına çok daha önemli bir hal almaya başlamıştır. Yunanistan dışında, İspanya ve Portekiz gibi yenilenebilir enerji potansiyeli yüksek ülkeler kömürden çıkış tarihlerini ilk açıkladıkları tarihlerden öne çekmiştir.

Şili Devlet Başkanı Sebastián Piñera, 2025 yılına kadar dört kömürlü termik santralin kapatılacağını duyurmuştur. Bu açıklama ülkenin kömür bağımlılığını aşamalı olarak sona erdirmeye ve 2050 yılına kadar net sıfır karbon hedefini hızlandırmıştır. Şili hükümeti ile ülkenin en büyük enerji şirketleri arasında, en eski kömür santrallerini 2040 yılına kadar gönüllü olarak emekliye ayırmak için ilk olarak 2019'da bir anlaşmaya varılmıştır. Program tekrar gözden geçirildikten sonra, hedef 2025'e çekilmiştir (Earth.org, 2021). Elektrik şirketi ENGIE, önümüzdeki dört yıl içinde kömürle çalışan elektrik üretim faaliyetlerini sona erdirmeye ve Şili'de 2 GW'lık bir yenilenebilir enerji portföyü oluşturma planlarını açıklamıştır. Grup, altı ünite 0,8 GW kömür kapasitesini kapatma ve üç ünite 0,7 GW toplam kapasiteyi gaz veya biyokütleyle dönüştürme taahhüdünü doğrulamıştır. 1,5 milyar Euro'luk planın, şirketin 2026 yılına kadar Şili'deki enerji üretim operasyonlarından kaynaklanan CO<sub>2</sub>

emisyonlarını %80 oranında azaltmasını sağlaması beklenmektedir (Energy Live News, 2021). Şili'nin 2040 yılına kadar kömür üretimini tamamen sonlandırma planları, Paris İklim Anlaşması kapsamında Ulusal Katkı Niyet Beyanı'na (INDC) uyması için kritik öneme sahip olacaktır.

Değinen kömürden çıkış ya da kömür azaltım planlarının yanında, yukarıda da belirtildiği gibi birçok ülke ayrıca net sıfır emisyon hedefleri belirlemiştir. Almanya (2045) ve İngiltere (2050) bu ülkeler arasında başı çekmekte olup, Avrupa Birliği de birlik ülkelerinin 2050 yılına kadar emisyon nötr olmayı amaçladığını duyurmuştur. İklim hedeflerinin desteklenmesiyle AB üyesi 27 ülke, 2030 yılına kadar sera gazı emisyonlarının 1990 seviyesine göre en az %55 oranında azaltılması ve 2050 öncesi ilk karbon nötr kıta olunması konusunda mutabık kalmıştır (BBC, 2021b). İklim Zirvesi sırasında, AB dışındaki birçok ülke de emisyon azaltım ve iklim değişikliği konusundaki beyanlarını güncellemiş ve hedeflerini daha iddialı hale getirmiştir. Amerikan seçimleri sonrası yaşanan hükümet değişikliği ile Paris İklim Anlaşması'na geri dönen ve zirvenin ev sahibi konumunda olan ABD 2005 seviyesindeki emisyonlarını 2030'a kadar %50-52 oranında azaltmayı hedeflediğini duyurmuştur. Kanada, 2005 yılına göre 2030'a kadar %30 oranında emisyon azaltım beyanını %40-45 olarak güncelleştirilmiştir. Japonya ise 2030 hedefi olan, 2013 yılına kıyasla %26 oranındaki emisyon azaltım beyanını %46-50 aralığına yükseltmiş ve %50 hedefi için önemli efor sarf edileceği konusunda taahhütte bulunmuştur (US Department of State, 2021).

Öte yandan geçtiğimiz yıl toplam elektrik üretiminin %60,7'sini kömürden elde eden ve küresel tüketimin yaklaşık %50'sinden tek başına sorumlu olan Çin kademeli olarak kömür kullanımını azaltmayı, 2030 öncesi karbon emisyonlarını zirve noktasına ulaştırmayı ve 2060'a kadar karbon nötr olmayı planlamaktadır (Argus Media, 2021b). Ayrıca 14. beş yıllık stratejik plan kapsamında 2025 yılına kadar ülkedeki toplam kurulu gücün yarısı kadar yenilenebilir kapasitesini elektrik sistemine dahil etmek de ülkenin planları arasındadır. Ayrıca, Çin tarafından yakın zamanda BM Genel Kurulu'nda yapılan açıklamaya göre 2021'in son çeyreğinden

itibaren yurtdışında kömür arama ve kömüre dayalı termik santral kurma projelerinin finanse edilmeyeceği belirtilmiştir (BBC, 2021a). Bu gelişme küresel çapta özellikle batılı finans kuruluşları tarafından finansman erişimi kalmayan küresel kömür yatırımlarının önünü kapayacak bir gelişme olarak dikkat çekmektedir.

Ocak 2021 itibarı ile 92,6 GW'lık yenilenebilir kurulu gücü bulunan Hindistan ise zirve kapsamında 2030'a kadar hidroelektrik santraller dahil 523 GW seviyesinde yenilenebilir kurulu gücüne ulaşmayı hedeflediğini belirtmiştir (IBEF, 2021).

İddialı olarak belirlenen karbon nötr hedeflerine ulaşılabilmesi için sadece kömürün enerji sisteminin dışında kalması yeterli olmayacak, diğer fosil yakıtlı teknolojilerin de kademeli olarak kapatılması gerekecektir. Bu dönüşüm için halihazırda yenilenebilir enerji ve batarya teknolojileri ile ilgili çalışmalar yapılmakta olup, son yıllarda bir diğer gelecek vaat eden teknoloji seçeneği hidrojenin yaygın olarak kullanılması da gündeme gelmiştir.

Fosil yakıtların sistem dışına çıkarılmasında kullanılan başlıca yöntemlerden biri karbon fiyatlandırma mekanizmalarıdır. Karbon fiyatlandırma mekanizmalarında temel olarak iki farklı metod uygulanmaktadır. Bunlardan ilki en geniş katımlı örneği AB ETS olan emisyon ticaret sistemi uygulamalarıdır. Bu sistemde karbon fiyatı piyasa katılımcıları tarafından önceden belirlenmiş olan emisyon limitlerine göre oluşturulmaktadır. İkinci yöntem ise karbon vergisi uygulamasıdır. Bu yöntemde her birim emisyon için fiyat önceden belirlenir ve azaltım miktarı piyasa koşullarına bırakılır. Her iki yöntemin de farklı avantajları ve dezavantajları vardır, uygulanacak olan politika aracının belirlenmesinde her piyasanın kendine özgü koşulları dikkate alınmalıdır.

Dünyada halihazırda uygulanmakta olan karbon fiyatlandırması mekanizmalarına bakıldığında uygulanan birim karbon fiyatının ülkeden ülkeye çok büyük farklılıklar gösterdiği görülmektedir. 2021 yılı itibarıyla 64 karbon fiyatlandırma mekanizması faal olarak uygulanmakta ya da uygulama programına alınmış durumdadır. Bu uygulamaların fiyatları 1 USD/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri ile 137 USD/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri arasında değişmektedir. Karbon fiyat-

landırma mekanizmalarına tabi olan toplam sera gazı hacmi ise 2021 yılı itibarıyla dünyadaki toplam CO<sub>2</sub> eşdeğeri sera gazı emisyonlarının yaklaşık %21,5'ine denk gelmektedir. Bu oranın sadece bir yıl önce %15,1 olması karbon fiyatlandırma politikalarına yönelişin hızına işaret etmektedir (Dünya Bankası, 2021d).

Uygulanan bu mekanizmaların yanında yenilenebilir enerji teknolojilerinde son yıllarda meydana gelen verim artışı ve maliyet düşüşü yenilenebilir enerji yatırımlarını ekonomik açıdan da rekabetçi konuma getirmiş ve uygulanabilirliklerini artırmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji sistemindeki artan payı birçok avantajın yanı sıra bazı gereksinimleri de beraberinde getirmiştir. Özellikle rüzgâr ve güneş gibi kaynakların doğasındaki mevsimsel ve saatlik değişimler, bu değişimlere bağlı olarak esneklik gösterebilecek santrallere duyulan ihtiyacı da artırmıştır. Böylece yenilenebilir kaynak açısından ani düşüş ve yükselişlerin yaşandığı zaman dilimlerinde, sistem operatöründen gelen sinyallere bu değişimleri kompanse edebilecek hızda yanıt verebilen santrallerin sistemdeki varlığı önem kazanmıştır. Bu esneklik talebine çözüm olamayan ve birçok ülkedeki en yaşlı santraller olan kömür santrali filoları, böylelikle doğal bir süreçte enerji sistemlerinin dışına çıkmaya başlamıştır.

Belirlenmiş olan hedefler, politikalar ve kömürün esnek olmayan yapısı nedeniyle doğal bir şekilde elektrik sistemlerinin dışına itiliyor olması nedeniyle orta vadeli gelecekte tüm dünyada kömür kullanımında büyük düşüşler yaşanacağı beklenmektedir. Dünyanın gittiği bu yöne ayak uydurmak ve yaşanmakta olan bu enerji dönüşümünün getirebileceği avantajlardan azami şekilde yararlanmak için Türkiye'nin de iklim değişikliği ve enerji politikalarını gözden geçirmesi gerekmektedir.

### 3.4. Türkiye'nin İklim Değişikliği Politikaları

Türkiye Ekim 2021 itibarıyla Paris İklim Anlaşmasına taraf olma kararını almıştır. Türkiye, Paris İklim Anlaşması kapsamında 2015 yılında sunduğu Ulusal Katkı Niyet Beyanı'nda, 2030 yılı emisyonlarında mevcut politikalar senaryosuna oranla %21

## Bilgi Kutusu 2.

# Hidrojen Teknolojileri

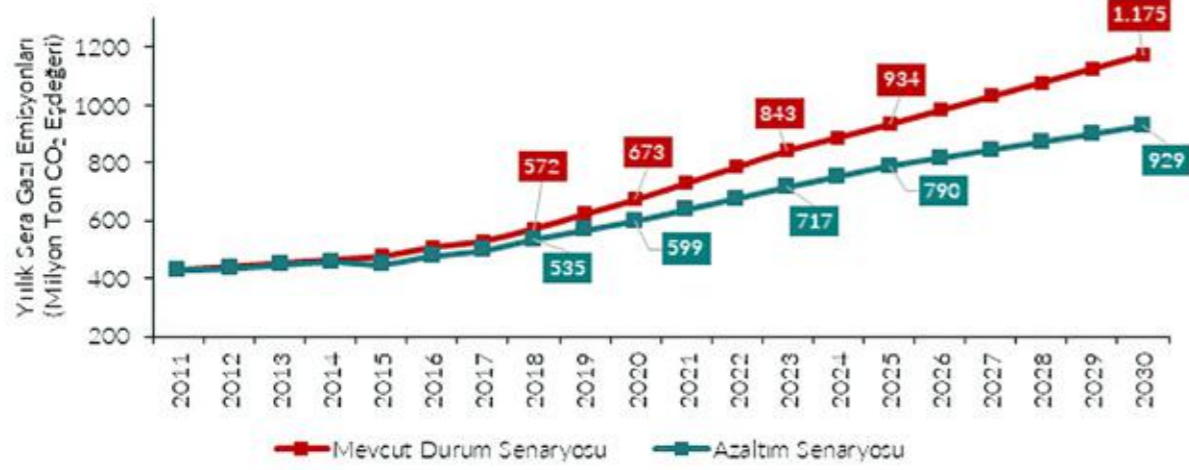
**B**ir enerji kaynağı olarak hidrojen günümüzde gelecek için karbonsuzlaşma yolunda en çok umut vaat eden teknolojilerden birisidir. Gelecekte maliyetleri hızla düşmesi beklenen hidrojen uygulamalarının elektrik üretimi, ulaşım sektörü ve ağır sanayi gibi pek çok farklı sektörde karbon azaltımı için yaygın olarak kullanılması beklenmektedir. Hidrojenin depolanabilme özelliği ayrıca yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretimini dengeleyebilecek önemli bir unsur olarak karşımıza çıkmaktadır.

Hidrojen üretiminde birincil bir enerji kaynağının kullanılması gerekmektedir ve bu süreçte fosil yakıtlar, nükleer enerji veya yenilenebilir enerji kaynakları kullanılabilir. Enerji literatüründe hidrojen, üretim süreçlerinde kullanılan birincil enerji kaynağına göre farklı renkler ile temsil edilmektedir. Gri hidrojen, metan reformlama veya kömürün gazlaştırılması gibi tekniklerle üretilir ve önemli oranda CO<sub>2</sub> emisyonu emisyonuna sebep olmaktadır. Dolayısıyla bu yöntemle üretilen hidrojen karbonsuzlaşmaya yönelik enerji dönüşümünde kullanılacak uygun bir enerji taşıyıcısı değildir. Mavi hidrojen ise gri hidrojene benzer tekniklerle elde edilip, salınan CO<sub>2</sub> gazının atmosfere bırakılması yerine yakalanarak depolanmasıyla üretilmektedir. Bu yöntemin uygulanabilirliği "Karbon Yakalama" teknolojisine bağlı olarak gelecekte enerji dönüşümünün bir parçası olabilir. Yeşil hidrojen ise suyun elektroliz yoluyla ayrıştırılmasıyla üretilmektedir. Bu kimyasal işlemin, atmosfer üzerinde olumsuz bir etkisi yoktur ve ürün olarak yalnızca hidrojen ve oksijen üretilir. Elektrolizi gerçekleştirmek için gerekli elektrik enerjisi, rüzgâr veya güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilir. Bu nedenle yeşil hidrojenin, fosil yakıtların enerji sisteminin dışında bırakılacağı gelecek yıllarda en önemli enerji taşıyıcılarından olması beklenmektedir (Götz, 2016).

Yeşil hidrojenin en önemli avantajlarından birisi de-

polanabilir olmasıdır. Rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir kaynakların mevsimsel veya saatlik üretim değişkenliklerinin aksine, yeşil hidrojen depolanarak talebe uygun şekilde tüketilebilmektedir. Ayrıca yeşil hidrojen, elektrifikasyonun mümkün olmadığı ve yüksek sıcaklıklara ihtiyaç duyulan ağır sanayi gibi sektörler için de yenilenebilir bir alternatif oluşturmaktadır. Bu sayede Türkiye'nin de aralarında bulunduğu birçok ülkenin ihracat sektörlerinin karbon yoğunluğunu düşürmesine ve böylece ETS ve SKDM gibi mekanizmalarda da ekonomik bir avantaj sağlamasına olanak tanıyabilir. Endüstriyel kullanım dışında doğal gaz şebekesinde de belirli oranlarda hidrojenin kullanılması ile ilgili çalışmalar, hem dünya genelinde hem de Türkiye'de sürmektedir. Hidrojenin bir diğer kullanım alanı olarak ise ulaşım sektörü dikkat çekmektedir ve bu alandaki kullanımın yaygınlaşması için hidrojenin hacimsel verimliliğinin artırılması ile ilgili önemli çalışmalar sürdürülmektedir. Olası verimlilik artışlarıyla, gelecekte hidrojenin deniz ve kara taşımacılığında önemli pay sahibi olması beklenmektedir.

Bahsedilen kullanım çeşitliliği ve çevresel avantajlarına rağmen, yeşil hidrojenin üretim maliyeti günümüzde oldukça yüksektir ve bu durum teknolojinin diğer kaynaklarla ekonomik açıdan yarışmasını engellemektedir. Yapılan araştırmalar yeşil hidrojenin üretim maliyetinin kg başına 6 USD ile 10 USD arasında olduğunu göstermektedir ve bu maliyet doğal gaza dayalı elektrik üretiminin yaklaşık 4 katı seviyesindedir (Shura Enerji Dönüşüm Merkezi, 2021). Günümüzdeki maliyetler ve projeksiyonlara bağlı olarak özellikle bu raporun konusu olan elektrik üretim sektörü özelinde hidrojen kullanımının maliyet etkin olmaması nedeniyle hidrojen seçeneği bu çalışma kapsamında incelenmemiştir. Ancak ileride yaşanacak teknolojik gelişmelerle birlikte hidrojenin hem dünya hem de ülkemiz için farklı sektörlerde net sıfır karbon hedeflerine önemli bir katkı sağlayacağı kesin görünmektedir.



Şekil 14. Türkiye Ulusal Katkı Niyet Beyanında Bildirilen Azaltım Hedefi

seviyesinde bir azaltım taahhüt etmiştir. "Artıştan azaltım" olarak sınıflanan bu taahhüde göre Türkiye emisyonlarını 2030'a kadar iki katına çıkarmayı hedeflerken, 2030 sonrası için de sera gazı emisyonunu azaltmaya yönelik bir hedef sunmamıştır. Bahsi geçen hedef halihazırda Türkiye'nin iklim değişikliğiyle mücadele kapsamında sunduğu en güncel hedefdir (Türkiye Cumhuriyeti Devleti, 2016).

Ulusal çapta ise ülkenin iklim değişikliği stratejilerine yön vermek üzere çeşitli planlar geliştirilmiştir. Türkiye tarafından ilk aşamada yayımlanan 2011-2023 Ulusal İklim Değişikliği Eylem Planı, 2010-2023 İklim Değişikliği Stratejisi ve 2011-2023 İklim Değişikliği Uyum Stratejisi ve Eylem Planı, kapsamlı yol haritaları sunamasalar da ülkenin iklim değişikliği azaltımı ve iklim değişikliğine uyum konusunda atmayı hedeflediği adımları ve önceliklerini içermektedir. Ayrıca, 16 Temmuz 2021 tarihinde yayımlanan Yeşil Mutabakat Eylem Planı ile AB Yeşil Mutabakatı'na uyumluluk kapsamında çeşitli adımlar atılacağına da mesajı verilmiştir (Ticaret Bakanlığı, 2021a). Bu planda yer verilen 9 ana alanda yapılacak çalışmalar, ülkenin daha önce de bahsedilen SKDM ve ETS gibi mekanizmalara entegrasyonunu kolaylaştıracaktır.

Türkiye'nin Paris Anlaşması'na taraf olmasıyla "Ulusal Katkı Beyanı"na dönüşen bu artıştan azaltım hedefi, Mevcut Politikalar Senaryosu'nun altında çok hızlı bir artış öngörülmesinden dolayı iddialı bir eylem planı olmaktan çok uzak kalmıştır. 2019 yılı için hesaplanan Türkiye çapında sera gazı emisyonları 506 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri olmuştur (TÜİK, 2021). Mevcut Durum Senaryosu altında Türkiye'de 2020 yılı için öngörülen sera gazı emisyon miktarı 673 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri, Azaltım Senaryosu altında ise aynı değer 599 milyon ton

CO<sub>2</sub> eşdeğeri'dir. Bu durumda Türkiye'nin hedeflediği azaltım oranlarıyla gerçek rakamlar arasında büyük bir uyumsuzluk olduğu açıktır. Paris Anlaşması'na taraf 114 ülkenin Ekim 2021 itibarıyla ulusal katkı beyanlarını güncellediğini, bunun yanında 2020 yılını etkisi altına alan COVID-19 salgınının etkilerini de göz önüne alacak olursak Türkiye için yeni bir sera gazı azaltım hedefinin belirlenmesi bir gereklilik olarak ortaya çıkmaktadır. Bu kapsamda, yerli kaynakları teşvik etmek için desteklenen kömürün enerji denklemindeki yeri de tekrar tartışılmalıdır. Dünyadaki ülkelerin büyük çoğunluğu karbonsuzlaşmaya yönelirken Türkiye'nin kömür kullanımını artırıcı politikalar izlemesi ülkenin enerji dönüşümünün avantajlarından yararlanmasını engelleyecektir. Türkiye, yüksek rüzgâr ve güneş kaynaklarıyla bu dönüşüme öncülük edebilecek ülkelerden biri olma potansiyeline sahiptir. Ayrıca Türkiye mevcut kömür hedeflerini gerçekleştirmediği durumda AB tarafından getirilecek olan sınırda karbon düzenlemesi uygulaması gibi önlemler nedeniyle kendisi açısından çok önemli bir ihracat pazarı olan AB pazarını kaybetmek gibi bir riskle karşılaşacaktır.

Bütün bu nedenler dolayısıyla Türkiye'nin iklim değişikliği hedeflerini güncel koşullara uyum sağlayacak şekilde yenilemesi ve bu kapsamda kömür enerjisinden çıkış için de bir hedef tarih belirlemesi gerekmektedir. Bu tarih ne kadar erken olursa, Türkiye yeni enerji ekonomisi bakımından o kadar öncü bir konumda olacaktır. İleriki bölümlerde detaylandırılacak olan modelleme çalışması 2030 yılında Türkiye'nin kömür enerjisinden çıkmasının gerçekçi ve ulaşılabilir bir hedef olduğunu göstermiştir.

Kömürden çıkış stratejisi kapsamında uygula-



Mert Çakır / Europe Beyond Coal

nabilecek olan politika araçlarının başında karbon fiyatlandırma mekanizmaları gelmektedir. Aslında Türkiye'de de son dönemde atılan adımlarla birlikte böyle bir mekanizmanın uygulanması adına belli bir altyapı oluşturulmuştur. Dünya Bankası tarafından, iklim değişikliğiyle küresel mücadelenin artırılması ve piyasa bazlı emisyon azaltım mekanizmalarının uygulanmasını desteklemek amacıyla 2011 yılında başlatılan "Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı" (PMR) programına, Türkiye 2013 yılında katılımcı olmuştur. Bu projenin ilk fazı kapsamında Türkiye'ye en uygun karbon fiyatlandırma mekanizmasının emisyon ticaret sistemi (ETS) olduğuna karar verilmiştir (PMR Türkiye, 2021). Bu doğ-

rultuda, Şubat 2021'de Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarihi belli olmamakla birlikte ulusal ETS'nin yürürlüğe gireceğini açıklamıştır. Bu piyasanın aktif hale gelmesinden sonra Türkiye'nin dünyadaki çeşitli emisyon ticaret sistemlerine ve karbon fiyatlandırma mekanizmalarına entegrasyonunun kolaylaşacağı öngörülmektedir.

Çalışma kapsamında yürütülen modelleme kapsamında da karbon fiyatlandırmasının Türkiye'de kömür enerjisinden çıkışı sağlayacak olan temel araç olacağı varsayılmıştır. İlerleyen bölümde bu modelleme çalışmasında kullanılan metodolojiye, temel varsayımlara ve ortaya çıkan sonuçların bir analizine yer verilmiştir. ■



Barbaros Kayan / Europe Beyond Coal

## 4. MODELLEME ÇALIŞMALARI

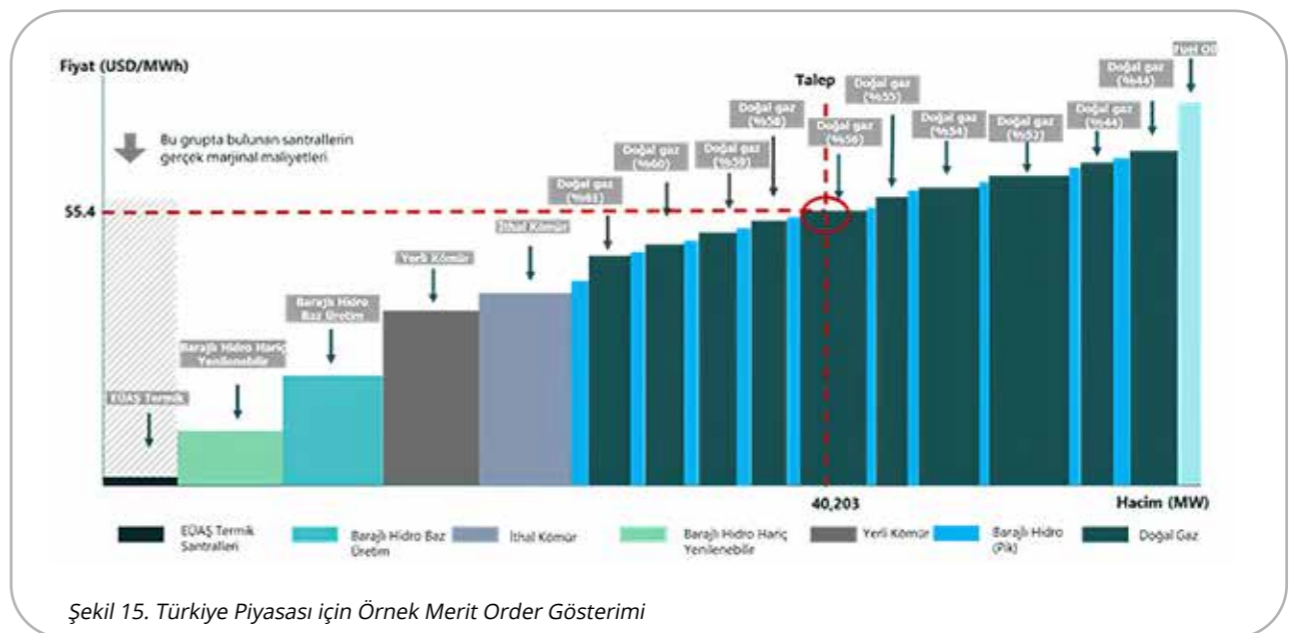
### 4.1. Metodoloji

Çalışma kapsamında çalışılan modelleme senaryolarında APLUS Enerji tarafından Türkiye Elektrik Piyasası için özel olarak geliştirilmiş elektrik piyasası tahmin modeli AVIEW | MarketSim kullanılmıştır. Kullanılan tahmin modeli piyasa işleyişini temel hatlarıyla simüle ederek her saat için değişen parametrelerle saatlik olarak üretim ve fiyat tahmini yapmaktadır. Bu amaçla her saat için bir "merit order" eğrisi oluşturulmaktadır.

Modelde bu amaçla kullanılan temel parametreler arasında elektrik talep tahmini, yenilenebilir enerji üretim tahmini ve yakıt fiyat tahmini gibi farklı girdiler yer almaktadır. Piyasa fiyatının olu-

şumuna etki eden bu temel faktörler ayrı ayrı modellenmekte ve piyasa dengesi varsayımı altında birleştirilerek ve bir merit order eğrisi kullanılarak fiyat tahmini yapılmaktadır.

Fiyat tahmin modeline entegre olarak çalışan bir diğer model de uzun dönemli dinamik devreye alma algoritması olarak adlandırılmaktadır. Dinamik devreye alma algoritması, simülasyonun her bir yılının başlangıcında farklı kaynaklar ve veri tabanı altında tanımlanmış olan bazı spesifik projeler için il bazlı bir seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (LCOE) hesabı yapmakta ve çıkan sonuçlara göre devreye giriş kararları aldırılmaktadır. Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti, bir enerji santralinin çeşitli maliyetleri dahil edilerek hesaplanan birim enerji



Şekil 15. Türkiye Piyasası için Örnek Merit Order Gösterimi



üretim maliyetidir. Bu maliyetlerin arasında yatırım maliyeti, işletme giderleri ve bakım giderleri gibi kalemler bulunmaktadır. Bu maliyetler hesaba katılarak hesaplanmış olan birim maliyet, ilgili santralin maliyetinin karşılanması için ürettiği enerjinin satılması gereken birim fiyattır. LCOE hesabı üzerinden yıllık olarak devreye girebilecek il ve bölge bazlı yenilenebilir enerji kapasitesi ilgili konumdaki kaynak potansiyeli göz önüne alınarak sınırlandırılmıştır.

Hali hazırda Türkiye enerji piyasasında rüzgâr ve güneş santrali yatırımlarının sadece piyasa fiyatlarına bağlı olarak yapılmasına izin verilmemekte, olası yatırımcılar ancak YEKDEM ya da YEKA ihalelerini rekabetçi teklifler yoluyla kazanmaları durumunda yatırımlarını gerçekleştirebilmektedir. Bu durum ihalelerin açılacağı zamanların öngörülemezliği, ihaleler sonucunda piyasa fiyatlarının da altında fiyatlar oluşması ve ihale süreçlerindeki çeşitli zorluklar ve uzun süreçler nedeniyle yenilenebilir enerji yatırımlarının önünü kesen bir hale gelmiştir. Bu çalışma kapsamında bu mevcut durumun değişeceği ve herhangi bir destekten yararlanmadan sadece piyasa fiyatlarına bağlı yapılmak istenecek yatırımlara izin verileceği varsayılmıştır.

## 4.2. Oluşturulan Senaryolar

Çalışma kapsamında 2021-2035 yılları arasında üç adet senaryo oluşturulmuştur. Bu senaryolar arasındaki temel değişkenler aşağıda açıklanmıştır.

- **Mevcut Durum Senaryosu:** Mevcut enerji politikalarının devam etmesi durumunda varılacak olan durumu göstermeyi amaçlamaktadır. Bu kapsamda yerli kömür santralleri için uygulanan alım garantisi ve kapasite mekanizması ödemeleri mevcut haliyle devam ettirilmiştir. Senaryo periyodu içerisinde herhangi bir karbon fiyatlandırma mekanizması uygulanmamıştır. Akkuyu Nükleer Enerjisi Santrali'nin 2025 yılından itibaren kademeli olarak devreye gireceği varsayılmıştır.

- **Kömürden Çıkış Senaryosu:** Mevcut kömür teşviklerinin kaldırılması ve kömür santralleri için uygulanan kapasite mekanizması ödeme-

lerinin 2022 yılından itibaren devreden çıkarıldığı, ayrıca bir karbon vergisi uygulamasının getirilmesi sonucunda 2030 yılında kömürden çıkışın sağlandığı durumu göstermeyi amaçlamaktadır. Mevcut Durum Senaryosu'nda olduğu gibi Akkuyu Nükleer Enerji Santrali'nin 2025 yılından itibaren devreye girmesi varsayımını içermektedir. Bunun yanında çeşitli destek mekanizmaları vasıtasıyla denizüstü rüzgâr ve batarya kurulumu uygulamalarının da senaryo kapsamında devreye alınacağı varsayılmıştır.

- **Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu:** Senaryo kapsamında Akkuyu Nükleer Enerjisi Santrali devreye alınmamakta, nükleer enerjinin devreye girmediği bir durumda kömürden çıkış olanakları incelenmektedir. Kömür için uygulanan destek mekanizmaları, karbon vergisi, vb. konulardaki varsayımlar Kömürden Çıkış Senaryosu ile aynı kabul edilmiştir.

Senaryolar arasında sabit olarak alınan ya da değişkenlik gösteren varsayımlar bir sonraki bölümde detaylandırılmıştır.

## 4.3. Senaryo Varsayımları

### 4.3.1. Elektrik Talebi

Elektrik talebinin gelişimi gelecek dönem için elektrik piyasasının modellenmesi açısından kritik bir girdidir. Çalışma kapsamında oluşturulmuş olan üç senaryo için de aynı talep tahmini kullanılmıştır. Elektrik talebinin modellenmesinde APLUS Enerji'nin yapay sinir ağıları metoduna dayalı talep tahmin modeli kullanılmıştır. Bu modelin temel girdileri arasında geçmiş çeyreklik GSYH artış verileri, talep verileri ve sıcaklık endeksi verileri kullanılmaktadır.

Geleceğe yönelik GSYH artış tahminleri için OECD'nin güncel kısa dönemli (OECD, 2021) ve uzun dönemli tahminlerinden (OECD, 2020) faydalanılmıştır. 2021 ve 2022 yılları için alınan GSYH artış oranı OECD kısa dönemli tahmini ve TCMB Eylül 2021 beklenti anketinde (TCMB, 2021) bulunan rakamın ortalamasıdır. 2023 yılından itibaren ise OECD'nin uzun dönemli tahminlerinden faydalanılmıştır.



Şekil 16. GYSH Artışı ve Elektrik Talebi Varsayımları

Elektrik talebi tahmininde ayrıca bir verimlilik artışı varsayımı ve "elektrikli araçlardan" kaynaklanacak ek talep faktörü de dikkate alınmıştır. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem planında (ETKB, 2018) işaret edilen hedeflere paralel olarak elektrik tüketiminde 2035 yılına gelindiğinde %5'e varan bir verim artışının gerçekleşeceği varsayılmıştır. Elektrikli araçlardan kaynaklı tüketimin ise 2020'li yılların ortasından itibaren hızla artarak 2035 yılında 12 TWh seviyesine ulaşacağı öngörülmüştür.

Varsayımlarda kullanılan GSYH artış oranları ve elektrik talebi artışı Şekil 16'da gösterilmiştir. Bu rakamlara göre 2035 yılına kadar Türkiye ekonomisinin yıllık ortalama olarak yaklaşık %3,5 oranında büyümesi beklenmektedir. 2021 yılının elektrik talebinin 2020 yılına göre %7,4'lük bir artışla 328.826 GWh seviyesinde gerçekleşmesi beklenmektedir. Bu yüksek artış COVID-19 salgını dolayısıyla elektrik talebinin düşük olarak gerçekleştiği 2020 yılına göre ciddi bir toparlanmaya işaret etmektedir. Bu sayının 2035 yılına gelindiğinde 455.185 GWh seviyesine ulaşması beklenmektedir.

### 4.3.2. Doğal Gaz Tarifesi

Piyasadaki doğal gaz santrallerinin mevcut durumda genelde marjinal santral olma ve barajlı hidro santralleriyle birlikte fiyatları belirleyici olma durumları nedeniyle doğal gaz tarifesi varsayımı fiyat ve üretim tahmini açısından kritik bir öneme sahiptir. Çalışma kapsamında oluşturulan üç senaryoda da aynı doğal gaz tarife değerleri kullanılmıştır. Fakat karbon vergisi uygulanma ve uygulanmama durumuna göre doğal gaz santrallerinin çalışma rejimi ciddi şekilde değişmektedir.

Yakın zamanda Karadeniz açıklarında keşfedilen sahalarla birlikte Türkiye bir miktar doğal gaz rezervine sahip olduysa da mevcut durumda tüketilen doğal gaz miktarının yaklaşık %99'u ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Bu nedenle BOTAŞ tarafından belirlenen doğal gaz tarifeleri çok büyük oranda dünya enerji piyasasında yaşanan gelişmelere bağlı olarak belirlenmektedir. Mevcut durumda Türkiye'nin doğal gaz ithalatı, doğal gaz boru hatlarına bağlı uzun vadeli anlaşmalarla ve yoğunlukla sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) olmak üzere spot piyasalar yoluyla sağlanmaktadır. Çalışmada kullanılan yaklaşıma göre devam eden bu sözleşmelerin ve spot piyasadaki alınacak olan doğal gazın fiyatı ayrı olarak tahmin edilmekte ve bu iki kaynaktan karşılanan doğal gaz hacmine bağlı olarak paçal bir maliyete ulaşılmaktadır.

Ülke bazlı olarak Türkiye'de tüketilen doğal gazın büyük bir kısmı Rusya'dan karşılanmaktadır. Bu nedenle mevcut kontratlara bağlı doğal gaz fiyat tahmininde, Rusya'nın Gazprom şirketi ile yapılan anlaşmaların önemli bir yeri vardır. İki ülke arasında var olan kontratlara göre, Brent petrol fiyatlarının bulunan tarihten önceki dokuz aylık hareketli ortalaması ithal edilen doğal gazın fiyatına yansıtılmaktadır. Bu nedenle, doğal gaz fiyat tahmini yapılırken Brent petrol fiyatı için de bir varsayım oluşturulması gerekmektedir. Çalışmada kullanılan Brent petrol fiyatı varsayımlarına Şekil 17'de yer verilmiştir. Bu varsayımlar oluşturulurken yakın dönem için (2021-2023) 28 Eylül 2021 tarihli Intercontinental Exchange (ICE) Futures kontratları kullanılmış (ICE Futures, 2021), geri kalan yıllar için ise Dünya Bankası tahminlerinden faydalanılmıştır (Dünya Bankası, 2021a).



Şekil 17. Brent Petrol Fiyatı Varsayımları



Şekil 18. Doğal Gaz Tarifesi Varsayımları

2021 yılı itibarıyla Rusya ile yapılan uzun dönemli sözleşmelerin bir kısmı sona ermiştir ve ilerleyen yıllarda başka uzun dönemli sözleşmelerin de süresi bitecektir. Süresi biten bu sözleşmelerin ya yeni uzun vadeli anlaşmalar yoluyla yenilenmesi ya da kalan ihtiyacın spot piyasa yoluyla karşılanması gerekmektedir. Her iki durumda da, kalan miktarın fiyatının spot piyasalarda oluşan fiyatlara paralellik gösterileceği varsayılmıştır.

Yakın zamanda Azerbaycan'la yapılan 3 yıllık anlaşmaya göre ise Türkiye yıllık ortalama 3 milyar metreküp doğal gazı bu ülkeden ithal edecek

ve bu ithalatın fiyatı İtalya PSV piyasasında oluşan fiyatlara bağlı bir formülle belirlenecektir (Enerji IQ, 2021). Bu nedenle, 2022 ve 2024 döneminde söz konusu 3 milyar metreküp hacim için 28 Eylül tarihli ICE Futures PSV vadeli sözleşmelerinden faydalanılmıştır (ICE Futures, 2021).

Mevcut sözleşmeler ve Azerbaycan tarafından karşılanacak kısım düşüldükten sonra kalacak doğal gaz talebinin ise tamamen Avrupa piyasasında oluşacak doğal gaz fiyatlarına bağlı olacak bir fiyattan karşılanacağı varsayılmıştır. 2021 ve 2023 yılları arasındaki dönem için 28 Eylül tarihli ICE Futures



Şekil 19. İthal Kömür Fiyatı Varsayımları

sözleşmelerinde oluşan fiyatlar dikkate alınmıştır. Uzun dönem için ise, bu sözleşmelerin hacmi çok düşük kaldığından dolayı, Dünya Bankası Avrupa doğal gaz fiyatı tahminlerine geçiş yapılmış, ancak bu tahminlerin üzerine mevcut beklentileri daha iyi yansıtmaları bakımından %10'luk bir eklemeye yapılmıştır. 2024 yılı, vadeli sözleşmelerle Dünya Bankası tahminleri arasında bir geçiş yılı olarak belirlenmiş, 2025 yılından itibaren ise Dünya Bankası tahminleri yeni sözleşme fiyatları için varsayım olarak kullanılmıştır.

Şekil 18'de verilen yıllık doğal gaz tarifesi değerleri bahsi geçen metodolojiye uygun şekilde hesaplanmış son değerlerdir. Bu değerlere bakıldığında özellikle 2022 yılı olmak üzere ilk yıllarda doğal gaz fiyatında hızlı bir yükseliş göze çarpmaktadır. Bu yükselişin nedeni Avrupa'da ve dünya genelinde son dönemde özellikle doğal gaz spot fiyatlarında görülen rekor düzeyde artışlardır. Uzun dönem tahminlerinde ise doğal gaz fiyatlarının daha makul seviyelere indiği görülmektedir.

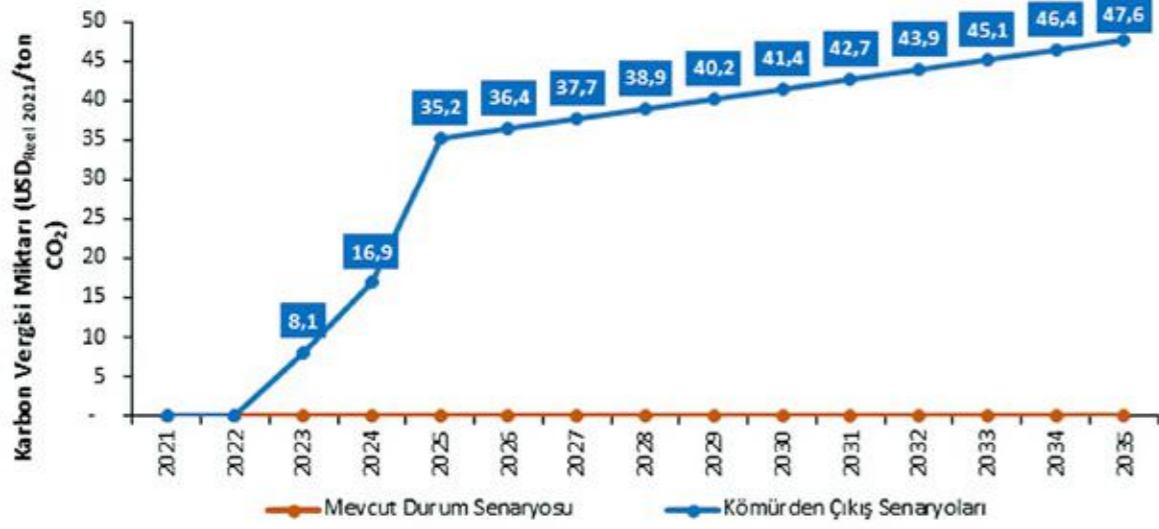
#### 4.3.3. İthal Kömür Fiyatları

Piyasada elektrik üretimi amaçlı kullanılan bir diğer yakıt olan ithal kömürün fiyatı da geleceğe yönelik tahminler yapılması bakımından önemlidir. 2021 ve 2022 için kısa dönemli kömür fiyatları varsayımı için baz olarak ICE platformunda işlem görmüş 28 Eylül 2021 tarihli vadeli Rotterdam kömür sözleşmeleri dikkate alınmaktadır. 2024 yılından itibaren ise Dünya Bankası'nın kömür fiyat tahmini dikkate alınmaktadır (Dünya Bankası, 2021a). İki kaynak arasında

büyük bir fark olduğundan dolayı 2023 geçiş yılı olarak belirlenmiş ve bu yıl için 2022 ve 2024 yıllarının değerlerinin ortalaması baz alınmıştır.

Mevcut regülasyona göre ithal kömür fiyatları için 3 Ekim 2016 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiş ek bir vergi uygulaması bulunmaktadır. Bu düzenlemeye göre, kömürün limana ulaştığı hafta içerisinde oluşmuş vadeli sözleşme fiyatları baz alınmakta ve bu fiyatın 70 USD/ton seviyesinin altında olması durumunda, aradaki fark vergi olarak ödenmektedir. Bu uygulamayla birlikte tedarik edilen kömürün fiyatına bakılmaksızın, taban fiyat 70 USD/ton olarak oluşmaktadır. Mevcut Durum Senaryosu içerisinde bu mevcut uygulamanın devam edeceği varsayılmıştır. Ancak karbon fiyatlandırması uygulanan iki senaryoda çifte vergi uygulanmasından kaçınılması için bu taban fiyatın karbon vergisi uygulamasıyla birlikte geçersiz olacağı varsayılmıştır. Bu fiyatlara ilave olarak, ithal edilen kömürün sigorta ve navlun bedeli için 9 USD/ton ödeneceği varsayılmaktadır.

Açıklanan bu yöntemle göre, hesaplanmış olan navlun bedelleri dahil edilmemiş ithal kömür fiyatı varsayımları Şekil 19'da verilmiştir. Mevcut Durum Senaryosu altında kömür fiyatlarının 70 USD/ton miktarının altına inmesinin nedeni şekildedeki gösterimin reel 2021 doları cinsinden olması, taban fiyatının ise nominal dolar üzerinden hesaplanmasıdır. Şekilde görüleceği üzere, ilk yıllarda oluşan çok yüksek kömür fiyatları mevcut küresel yakıt fiyat kriziyle ilişkilidir. Uzun dönemde ise daha makul seviyelere doğru bir iniş olduğu görülmektedir.



Şekil 20. Senaryolarda Kullanılan Karbon Vergisi Varsayımları

#### 4.3.4. Karbon Fiyatlandırması

Kömürden Çıkış ve Nükleersiz Kömürden Çıkış senaryoları kapsamında kömür kullanımını azaltmak ve sona erdirmek için kullanılan temel araç bir karbon fiyatlandırması uygulamasıdır. Ülkemizde, mevcut durum itibarıyla işlemekte olan bir karbon fiyatlandırma mekanizması olmamasına karşın, bu doğrultuda çeşitli çalışmalar yapıldığı bilinmektedir. Dünya Bankası ile ortaklaşa olarak 2011 yılından beri yürütülen Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı teknik destek programı (PMR) bu yönde atılmış önemli bir adımdır. Bu program kapsamında yürütülen çalışmaların sonucunda, Türkiye’de uygulanabilecek bir karbon fiyatlandırma mekanizmasına yönelik bir altyapı oluşacaktır. Avrupa Birliği’nin sınırda karbon düzenlemesi mekanizmasının da 2023 yılında devreye alınacağı göz önüne alındığında yakın gelecekte Türkiye’de bir karbon vergisinin uygulanması ciddi bir olasılık olarak karşımızda durmaktadır.

Karbon fiyatlandırması içeren iki senaryo kapsamında, 2023 yılından 2035 yılına kadar kademeli olarak artış gösteren bir karbon maliyetinin devreye alınacağı varsayılmıştır. 2023 yılı AB sınırda karbon düzenlemesi mekanizmasının da devreye alınacağı tarih olduğu için önem arz etmektedir ve karbon fiyatlandırması bu yıldan itibaren başlatılmıştır.

Uygulanacak olan karbon maliyeti miktarı Uluslararası Enerji Ajansı Dünya Enerji Görünümü 2020 raporunda verilen Avrupa ETS karbon fiyatları tahmini göz önüne alınarak oluşturulmuştur (IEA, 2020). AB ETS fiyatlarının kademeli olarak ülkemizde uygulanabileceği varsayılmış ve buna bağlı ola-

rak 2023 yılında bu fiyatın %25’i, 2024 yılında ise %50’si karbon maliyeti olarak belirlenmiştir. 2025 yılında itibaren ise AB ETS fiyat tahminleri %100 olarak karbon fiyatlandırmasına yansıtılmıştır. Bu yaklaşımla elde edilen karbon vergisi miktarları Şekil 20’de gösterilmiştir. Şekilde görülebileceği üzere fiyatlar 2023 yılında 8 USD/ton CO<sub>2</sub> seviyelerinden başlayıp kademeli olarak artarak 2035 yılında 48 USD/ton CO<sub>2</sub> seviyesine erişmektedir.

#### 4.3.5. Devreye Girmesi Beklenen Santraller

Halihazırda Türkiye’de proje aşamasında olan ve projenin ilerleme durumuna göre artık devreye gireceği kesinleşmiş gibi görünen bazı elektrik santralleri bulunmaktadır. Devreye girmesi artık kesin gibi görünen bu projeler için modelin devreye alma algoritması kullanılmamış ve böylesi projeler için genel piyasa beklentilerine dayalı olan devreye giriş tarihleri sistem içerisinde tanımlanmıştır.

Bu kapsamda ele alınan santral yatırımları arasında Güneş YEKA-1 ve Rüzgâr YEKA-1 projeleri ve Yusufeli Barajı gibi yenilenebilir enerji yatırımlarının yanında yakın gelecekte devreye girmesi beklenen tek termik santral yatırımı olarak EMBA Hunutlu İthal Kömür santrali bulunmaktadır.

Mevcut Durum Senaryosu ve Kömürden Çıkış Senaryosu kapsamında Akkuyu Nükleer Enerji Santralini’nin kademeli olarak 2025 ve 2028 yılları arasında devreye gireceği varsayılmıştır. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu’nda ise simülasyon periyodu boyunca herhangi bir nükleer santral yatırımı yapılmayacağı öngörülmüştür.

Tablo 5. Çalışma Periyodu İçerisinde Devreye Gireceği Varsayılan Büyük Ölçekli Elektrik Santralleri

Santral İsmi	Kaynak Türü	Kurulu Güç (MW)	Mevcut Durum Senaryosu Devreye Giriş Tarihi	Kömürden Çıkış Senaryosu Devreye Giriş Tarihi	Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Devreye Giriş Tarihi
Güneş YEKA-1	Güneş	1,000	2021 - 2023		
Rüzgâr YEKA-1	Rüzgâr	1,000	2022 - 2024		
EMBA Hunutlu TES	İthal Kömür	1,320	2022 Mart - 2022 Temmuz (Parçalı Devreye Giriş)		
Yusufeli Barajı	Barajlı Hidro	540	2022 Haziran - 2022 Ekim (Parçalı Devreye Giriş)		
Akkuyu 1. Ünite	Nükleer	1,200	2025 Ocak	-	-
Akkuyu 2. Ünite	Nükleer	1,200	2026 Ocak	-	-
Akkuyu 3. Ünite	Nükleer	1,200	2027 Ocak	-	-
Akkuyu 4. Ünite	Nükleer	1,200	2028 Ocak	-	-

#### 4.3.6. Kömürden Çıkış Senaryoları Kapsamında Uygulanan Diğer Politika Değişiklikleri

Mevcut Durum Senaryosu kapsamında halihazırda piyasada uygulanan yerli kömür alım garantisi ve kapasite mekanizması gibi uygulamaların değişmeden devam ettirileceği varsayılmıştır. Kömürden Çıkış Senaryosu ve Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu kapsamında ise karbon fiyatı uygulanması ve kömürden çıkış vizyonu doğrultusunda kömür enerjisi için uygulanan bütün teşviklerin sonlandırılacağı varsayılmıştır. Bu kapsamda, ilgili senaryolar altında yerli kömür alım garantisi sonlandırılmış ve kömür santrallerinin kapasite mekanizması ödemelerinden yararlanması engellenmiştir. Bu değişiklik, karbon fiyatlandırması ile birlikte maliyetleri çok artan kömür santrallerinin sistemde kalmasını daha da zorlaştırmaktadır.

Öte yandan kömür santrallerinin sistemin tamamen dışında kalması nedeniyle bir arz açığı oluşacağı da açıktır. Modelleme çalışması içerisinde bu arz açığının büyük oranda bir desteğe ihtiyaç duymadan devreye girebilecek rüzgâr ve güneş santralleri tarafından karşılanacağı düşünülmek-

tedir. Fakat sistemin sağlıklı olarak çalışabilmesi ve kömür azaltımı yapılırken doğal gaz kullanımının yüksek oranda artmasının önüne geçilebilmesi için baz yüke yakın olarak çalışabilecek bazı ilave kaynaklara da ihtiyaç duyulmaktadır. Bu kapsamda, baz yük şeklinde çalışma kapasitesine sahip biyogaz yatırımlarına ve yüksek kapasite faktörüyle baz yük ihtiyacının bir kısmını giderebilecek deniz üstü rüzgâr yatırımlarına 10 sene süreli bir alım garantisi desteği verilmesi kararlaştırılmıştır. Bunun nedeni, bu santrallerin yüksek yatırım maliyetleri nedeniyle, yalnızca piyasa fiyatlarına bağlı olarak yapılamayacak olmasıdır. Burada bahsi geçen biyogaz tesislerinin küçük ölçekli, tarımsal atıklara dayalı çalışan, atığın kaynağına yakın alanlarda bulunan ve çıkan çamurun tarım girdisi olarak tekrar kullanılabilirdiği biyogaz tesisleri olacağı düşünülmüştür. Çöp gazı gibi kaynaklardan üretilen ve sera gazı emisyonlarına yol açabilecek biyokütle tesisleri için destek sağlanmayacaktır. Bu yatırımların gerçekleştirilmesi için yeterli olacağı öngörülen alım garantisi seviyeleri ise deniz üstü rüzgâr santralleri için 80 USD<sub>Reel 2021</sub>/MWh, biyogaz santralleri içinse 120 USD<sub>Reel 2021</sub>/MWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 6. Çalışma Periyodu İçerisinde Devreye Gireceği Varsayılan Büyük Ölçekli Elektrik Santralleri

Kaynak Türü	Ekonomik Ömür (Yıl)	İnşaat Süresi (Yıl)	İlk Yatırım Maliyeti (USD/MW)	Sabit İşletme Maliyetleri (USD/MW-yıl)	Değişken İşletme Maliyetleri (USD/MWh) <sup>5</sup>
Doğal gaz (Kombine Çevrim)	20	2	750.000	20.000	1,0
Doğal gaz (Gaz motoru)	20	1	500.000	15.000	2,5
İthal Kömür	30	4	1.000.000	30.000	4,0
Linyit	30	4	1.100.000	40.000	4,0
Barajlı Hidro	40	3	2.000.000	10.000	0,1
Pompajlı Hidro	40	3	3.000.000	10.000	0,1
Akarsu Hidro	40	2	1.500.000	7.000	0,1
Lisanslı Güneş	20	1	600.000	15.000	-
Lisanssız Güneş	20	1	555.000	15.000	-
Rüzgar	20	1	900.000	15.000	-
Jeotermal	30	3	3.750.000	40.000	0,5
Biyokütle	20	1	2.200.000	90.000	10,0
Nükleer	50	6	7.500.000	90.000	5,0

Bunun yanında sistemde baz yük oranının azalması ve kesintili üretim kaynaklarının oranının artması nedeniyle ek bir depolama ihtiyacı doğacağı da öngörülmüştür. Bu nedenle, sistem tarafından ihtiyaç duyulmasına rağmen batarya maliyetlerinin kuruluma izin vermeyecek derecede yüksek olması durumunda, aradaki maliyet farkının geliştirilecek destek mekanizmalarıyla karşılanacağı varsayımı oluşturulmuştur.

#### 4.3.7. Yeni Devreye Girecek Santraller için Maliyet Varsayımları

Modele dahil edilmiş olan LCOE bazlı maliyet hesabında farklı santral tipleri için pek çok varsayım kullanılmaktadır. Bu varsayımlar santral tipi bazlı ekonomik ömür, inşaat süresi, ilk yatırım maliyetleri ve işletme giderleri gibi farklı maliyet kalemlerini içermektedir. LCOE hesaplamasına dâhil edilen varsayımların bir listesi Tablo 6'da verilmiştir. Tablo içerisinde gösterilen varsayımlara ek olarak, model girdileri arasında, iskonto oranı ve yenilenebilir enerji kaynakları için tahmin edilen bölge bazlı ka-

pasite faktörleri bulunmaktadır.

İskonto oranı, 2021 yılı için piyasa aktörlerinden alınan veriler doğrultusunda %12,1 olarak alınmıştır, bu oran, simulasyon dönemi boyunca Türkiye'de beklenen ekonomik toparlanmaya bağlı olarak kademeli olarak düşürülmekte ve 2026 yılından itibaren %9 seviyesinde kalmaktadır.

Rüzgâr ve güneş yatırımlarının geri dönüş hesabında bölge ve il bazlı geçmiş kapasite faktörleri baz alınmıştır. Geleceğe yönelik kapasite faktörü projeksiyonu yaparken geçmiş verilerin yanı sıra mevcut santrallerde yaşanacak degradasyon, yeni santral verimlilik artışları ve elverişli sahalara uygunluğu gibi faktörlerden yararlanılmıştır.

Tabloda yer verilen girdilere ek olarak göz önüne alınan diğer maliyet kalemleri arasında santraller için ödenmesi zorunlu tutulan TEİAŞ sabit ve değişken iletim maliyetleri bulunmaktadır. Söz konusu maliyetlere ilişkin temel varsayımlar, Tablo 7'de özetlenmiştir.

LCOE hesaplarında kullanılan bu girdilerin oluşturulmasında, uluslararası kuruluşların çeşitli

Tablo 7. TEİAŞ İletim Tarifesi Varsayımları

İletim maliyetleri	Varsayım
Sabit İletim Maliyeti	TEİAŞ'ın 2021 yılı için uyguladığı TL/MW cinsinden bölge bazlı tarifelerin simulasyon periyodu boyunca dolar bazında sabit kalacağı varsayılmıştır.
Değişken İletim Maliyeti	TEİAŞ'ın 2021 yılı için uyguladığı TL/MWh cinsli tarifenin simulasyon periyodu boyunca dolar bazında sabit kalacağı varsayılmıştır.

raporları (IRENA, 2021; EIA, 2020; IEA, 2015), piyasa aktörleriyle yapılan istişareler ve iç analizlerden yararlanılmıştır. Uluslararası düzeyde geçerli görülen kimi maliyet kalemleri, Türkiye piyasasının özel koşulları göz önüne alınarak Türkiye koşullarına uyarlanmıştır.

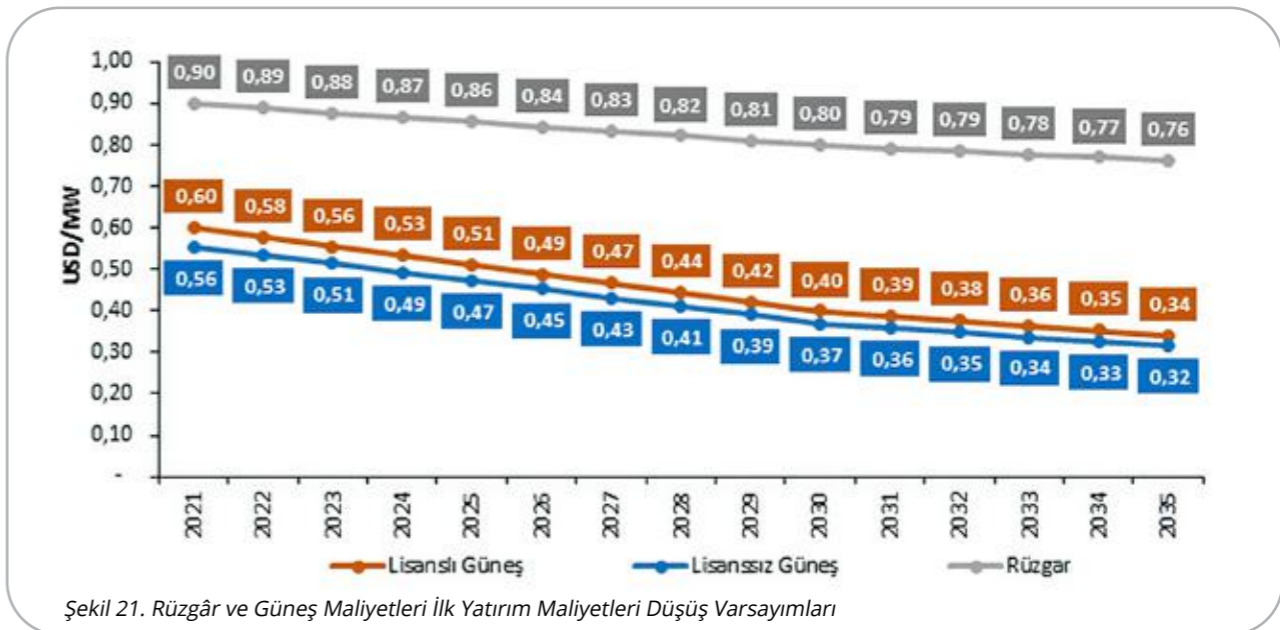
Elektrik üretiminde uzun süredir kullanılan doğal gaz, kömür ve hidroelektrik gibi enerji kaynaklarının yatırım maliyetlerinde teknolojik gelişimden kaynaklı bir düşüş yaşanması beklenmemektedir. Fakat beklenen teknolojik gelişmelerle birlikte rüzgâr ve özellikle güneş gibi nispeten yeni sayılabilecek yenilenebilir enerji kaynaklarının yatırım maliyetlerinde gelecekte önemli düşüşlerin olması kesin görünmektedir. Geçtiğimiz yıllarda açık olarak görülmüş bu maliyet düşüşleri bu kaynakları önümüzdeki dönemde daha da cazip hale getirecektir. Çalışmada kullanılan, güneş ve rüzgâr santralleri için yatırım maliyeti düşüş varsayımları Şekil 21'de gösterilmektedir.

Önümüzdeki dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki oranının artmasıyla birlikte sistem esnekliği ve depolama gibi konular daha

önemli bir hale gelecektir. Bu noktada en çok potansiyel gösteren teknolojilerin arasında batarya teknolojileri bulunmaktadır. Özellikle rüzgâr ve güneş gibi kesintili enerji kaynaklarının yüksek oranda arttığı senaryolar kapsamında elektrik sisteminin verimli olarak işletilebilmesi için büyük çaplı elektrik depolama kapasitesinin de artırılması bir zorunluluk olarak görünmektedir.

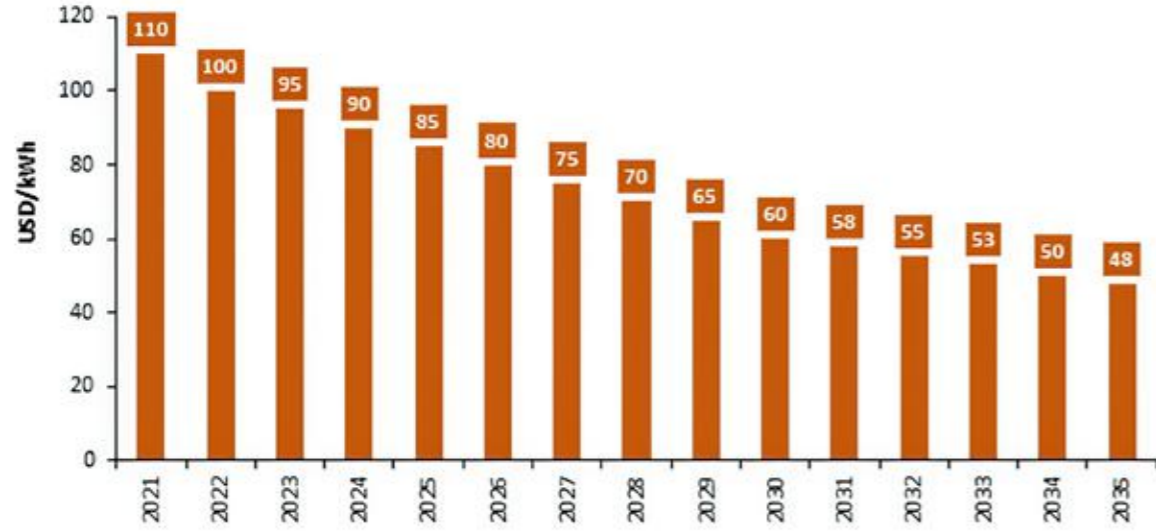
Bu kapsamda, halihazırda en az maliyetli depolama teknolojisi olarak gözüken lityum iyon batarya teknolojisi de modelleme çalışmasına dahil edilmiş ve batarya kurulumlarının yapılabilmesi için kullanılan maliyet varsayımları Bloomberg Yeni Enerji Finansmanı 2020 çalışmalarına dayanarak hazırlanmıştır (Bloomberg New Energy Finance, 2020). Varsayılan lityum iyon batarya maliyet düşüşü Şekil 22'de gösterilmiştir. Devreye alınacak bataryaların hem gün öncesi piyasasında oluşacak arbitraj olanaklarını kullanmak için hem de sistem dengesizliklerini çözmek amacıyla yan hizmetler ve dengeleme güç piyasalarında faal olarak kullanılacağı öngörülmüştür.

Yeni iletim sistemi yatırım ihtiyacı ise model



Şekil 21. Rüzgâr ve Güneş Maliyetleri İlk Yatırım Maliyetleri Düşüş Varsayımları

<sup>5</sup> Gösterilen sabit ve değişken işletme maliyetleri sadece kaynak bazlı olarak değişen tutarı göstermektedir. Gösterilen tutara TEİAŞ iletim maliyetleri dahil edilmemiştir.



Şekil 22. Lityum İyon Batarya Yatırım Maliyeti Varsayımları

tarafından devreye alınan yeni üretim tesislerinin kurulduğu illerin tüketim bölgelerine uzaklığı dikkate alınarak hesaplanmıştır. Türkiye’de yapılacak elektrik üretiminin hem sanayinin hem de nüfusun yoğunluğu nedeniyle yüksek tüketimin olduğu İstanbul ve çevresine aktarılması gerekmektedir. Bu nedenle yeni üretim sistemi devreye alınan tesislerin İstanbul’a olan uzaklıkları esas alınmıştır. Öztüketim amaçlı devreye alındıkları için lisanssız santrallerin ise ek bir iletim sistemi yatırım ihtiyacı doğurmayacağı varsayılmıştır. İletim sistemine yapılması gereken ek yatırımların hesaplanmasında standart bir iletim hattı için kilometre başına 200.000 USD maliyet esas alınmıştır.

#### 4.4. Model Sonuçları

##### 4.4.1. Mevcut Durum Senaryosu

Mevcut Durum Senaryosu ülkede halihazırda takip edilen enerji politikalarının ana hatlarıyla devam edeceği varsayımı üzerine kurulmuştur. Mevcut koşullara bağlı olarak Yusufeli Hidroelektrik Santrali ve EMBA Hunutlu İthal Kömür Santrali’nin 2022 yılı içinde devreye girmesi beklenmektedir. Akkuyu Nükleer Enerji Santrali’nin ise kademeli olarak 2025 yılından itibaren devreye gireceği ve 2028 yılında tam güce ulaşacağı varsayılmıştır. Güneş YEKA-1 ve Rüzgâr YEKA-1 projeleri ise sırasıyla 2023 ve 2024 yıllarında tamamen devreye alınmaktadır. Bahsi geçen santraller dışında piyasada büyük çaplı bir santral yatırımı beklenmemektedir.

2021 yılının ilk yarısının sonunda USD bazlı eski YEKDEM uygulaması sona ermiştir. Buna rağ-

men önümüzdeki yıllarda halihazırda YEKDEM’den yararlanmakta olan bazı santrallerde yapılacak kapasite artışları YEKDEM kapsamında destek alabilecektir. Bu kapsamda projelerin mevcut kurulu güçleriyle lisans altındaki kurulu güçleri karşılaştırılarak olası kapasite artışları için varsayımlar oluşturulmuş ve simülasyonun ilk birkaç yılında rüzgâr, akarsu hidro, jeotermal ve biyokütle kaynakları için eski YEKDEM’e dayalı bu tarz kapasite artışları görüleceği varsayılmıştır. Öte yandan biyokütle kurulu gücünün simülasyon periyodu içerisinde özellikle belediyeler tarafından kurulmakta olan çöp yakma tesisleri gibi yatırımlar nedeniyle az miktarda bir artış göstereceği varsayılmıştır.

Bahsi geçen santraller dışında devreye girecek yeni kapasiteye piyasa fiyatlarına bağlı olarak karar verilmiştir. Burada gerçek durumdan farklı olan tek kabul rüzgâr ve güneş enerjisi santralleri için bir ihale sürecinden geçmeden yalnızca piyasa fiyatlarından yararlanmak amacıyla yapılacak yatırımların önünün açılacağıdır. Böylelikle lisanslı güneş ve rüzgâr yatırımları da model kapsamında piyasa fiyatı üzerinden kurulabilecektir. Halihazırda mevcut olan sistemde bu yatırımların yapılabilmesi için ihale açılmasının beklenmesi ve açılan alanlar için bir yarışmaya katılım zorunludur. Bu sistem olası rüzgâr ve güneş yatırımlarını engelleyici bir rol oynamaktadır. Bu sistemin değişeceği varsayımıyla birlikte model tüm kaynaklar için kapasite artışlarını piyasa fiyatları ve kaynakların seviyelendirilmiş elektrik maliyetlerini gözeterek karar vermektedir.

Bu yöntem ile devreye alım yapılarak ulaşılan kaynak bazlı yıllık kurulu güç miktarları Tablo 8’de verilmiştir.

Tablo 8. Mevcut Durum Senaryosu Kurulu Güç Gelişimi

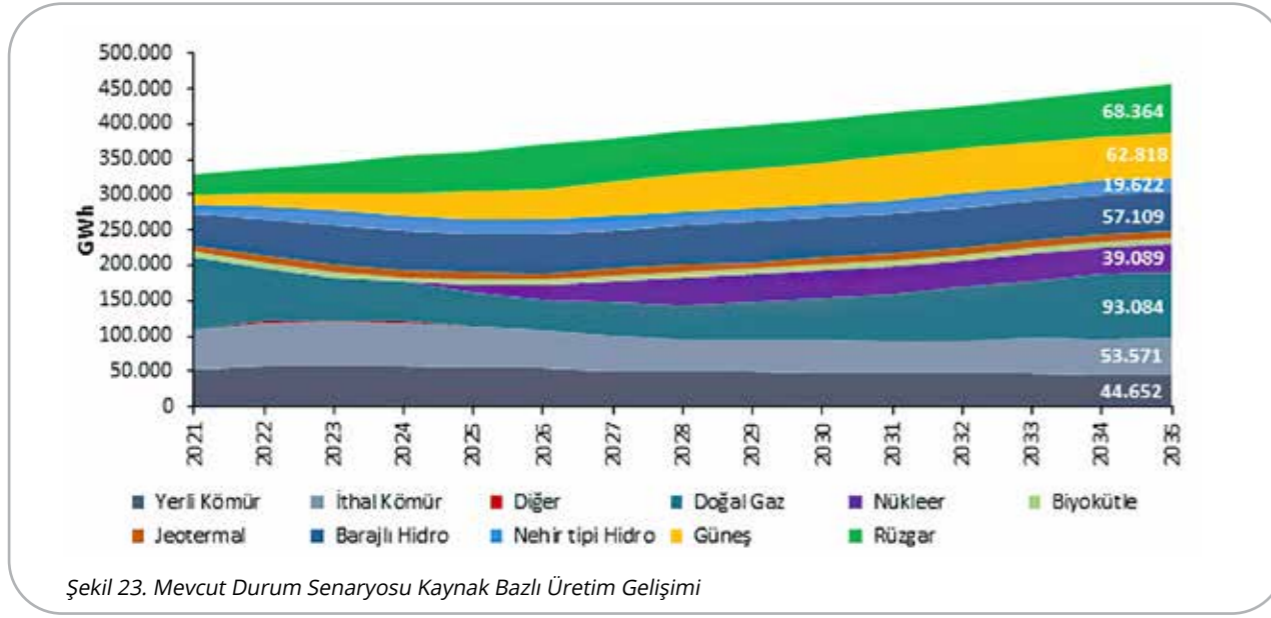
Yıl	Doğal Gaz	Yerli Kömür	İthal Kömür	Nükleer	Biyokütle	Diğer	Jeotermal	Barajlı Hidro	Nehir Tipi Hidro	Güneş	Rüzgâr	Toplam
2021	25.697	11.336	8.987	-	1.497	338	1.633	23.247	8.207	7.536	10.104	98.584
2022	25.697	11.336	9.742	-	1.547	338	1.713	23.787	8.247	10.885	12.804	106.098
2023	25.697	11.336	9.742	-	1.587	167	1.743	23.787	8.287	15.587	15.704	113.637
2024	25.697	11.336	9.742	-	1.607	167	1.748	23.787	8.327	19.871	18.404	120.687
2025	25.697	11.336	9.742	1.200	1.617	167	1.753	23.787	8.367	22.760	20.604	127.030
2026	25.697	11.336	9.742	2.400	1.627	167	1.758	23.787	8.377	24.825	21.004	130.720
2027	25.697	9.896	9.742	3.600	1.637	167	1.758	23.787	8.387	26.890	21.004	134.005
2028	25.697	9.896	9.742	4.800	1.642	167	1.758	23.787	8.397	28.955	21.004	137.285
2029	25.697	9.896	9.742	4.800	1.647	167	1.758	23.787	8.397	31.020	21.004	139.355
2030	25.697	9.896	9.742	4.800	1.652	167	1.758	23.787	8.397	33.085	21.004	141.425
2031	25.697	9.896	9.742	4.800	1.657	167	1.758	23.787	8.397	35.150	21.004	143.495
2032	25.697	9.686	9.742	4.800	1.662	167	1.758	23.787	8.397	35.150	21.004	143.500
2033	25.697	9.686	9.742	4.800	1.667	167	1.758	23.787	8.397	35.150	21.004	143.505
2034	25.697	9.176	9.742	4.800	1.672	167	1.758	23.787	8.397	35.150	22.904	145.410
2035	25.697	9.176	9.742	4.800	1.677	167	1.758	23.787	8.397	35.150	25.104	147.615

Tablodan görülebileceği üzere mevcut piyasa koşullarının devam etmesi durumunda dahi ekonomik koşullar doğal gaz ya da kömür cinsinden termik santral yatırımlarının yapılmasına olanak vermemektedir. 2025 yılından itibaren nükleer devreye girmesinin ardından daha eski yerli kömür santrallerinin ünitelerinin bazıları devreden çıkmaya başlamıştır. Bu yıllarda nükleer etkisiyle piyasa fiyatlarının iyice baskılanmasının ardından bu ünitelerde rehabilitasyon yapma seçeneği uygun bulunmayarak bunlar devreden çıkartılmıştır.

Mevcut Durum Senaryosu’nda simülasyon boyunca model tarafından devreye alınan santral türleri güneş ve rüzgâr olmuştur. Modelleme sonucunda 2035 yıl sonu itibarıyla rüzgâr kurulu gücü 25.104 MW seviyesine, güneş kurulu gücü ise 35.150 MW seviyesine ulaşmıştır. Özellikle simülasyonun ilk yıllarında yüksek fosil yakıt fiyatlarının etkisiyle yüksek piyasa fiyatları oluşmuş ve bunun sonucunda bu yıllarda önemli bir miktarda lisanslı rüzgâr ve güneş yatırımı yapılmıştır. 2025’ten sonra ise nükleer devreye girmesi piyasa fiyatları üze-

rinde düşürücü bir etki yapmış ve lisanslı rüzgâr ve güneş yatırımlarının durmasına neden olmuştur. 2026 yılından sonra yeni rüzgâr yatırımları ancak piyasa fiyatlarının artmaya başladığı 2034 yılında yapılabilmektedir. Lisanslı güneş yatırımları da benzer bir seyir izlemiş ve simülasyonun ilk yıllarından sonra tekrar gerçekleştirilememiştir. Bunda lisanssız güneş kurulu gücünün artmasıyla fiyat profiline değişmesi, öğlen pik saatlerindeki piyasa fiyatlarının düşmesi ve bu nedenle lisanslı güneş kurulumlarının piyasadan elde edebileceği fiyatların düşmesi de etkili olmuştur.

Bu dönemde kurulu güç artışları temel olarak lisanssız güneş kurulumları üzerinden gerçekleşmiştir. Mevcut aylık mahsuplaşma uygulaması sayesinde öztüketime dönük bu kurulumlar özellikle elektrik maliyetleri yüksek olan büyük sanayi kuruluşları için anlamlı hale gelmektedir. Büyük tüketiciler lisanssız kurulumlara yatırım yapmaları yoluyla elektrik dağıtım bedelleri ve diğer vergiler gibi çeşitli elektrik maliyet kalemlerinden de tasarruf edebilmektedir.



Şekil 23. Mevcut Durum Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi

Öte yandan jeotermal, biyokütle ve hidroelektrik gibi diğer yenilenebilir enerji kaynakları simülasyon dönemi boyunca devreye alınmamıştır. Bu kaynaklar yüksek ilk yatırım maliyetlerinden dolayı ek bir destek uygulanmadığı durumda piyasa koşullarında devreye girememektedir.

Mevcut Durum Senaryosu'nda kaynak bazlı elektrik üretimi gelişimi ise Şekil 23'te verilmiştir. Sonuçlara bakıldığında 2021 ve 2035 yılları arasında yerli kömür, ithal kömür ve doğal gaz kaynaklarının üretiminde büyük değişiklikler olmadığı görülmektedir. Buna rağmen toplam talebin ve yenilenebilir kaynak payının artmasıyla birlikte toplam üretim içindeki payları bir miktar düşmüştür. İthal kömür ve yerli kömür üretimlerinde yıllar içinde nispeten yavaş bir düşüş görülürken doğal gaz üretiminde Akkuyu Nükleer Santral'i'nin devreye girdiği yıllardan itibaren bir düşüş, 2030'larda ise hızlı bir yükseliş gözlemlenmiştir. 2021 yılında sırasıyla %15,8, %17,1 ve %31,5 olarak tahmin edilen yerli kömür, ithal kömür ve doğal gaz payı 2035 yılına gelindiğinde %9,8, %11,7 ve %20,4 olarak hesaplanmıştır. Başka bir deyişle Mevcut Durum Senaryosu altında üretimin %41,9'u halen fosil yakıtlı kaynaklardan karşılanmaktadır. 2021 yılı için tahmin edilen değerlerin düşük seviyeleri ve hidroelektrik üretimi nedeniyle normalden yüksek rakamlar olduğu dikkate alındığında bu senaryo altında sağlanacak emisyon azaltımlarının istenen düzeylerde olmadığı görülmektedir.

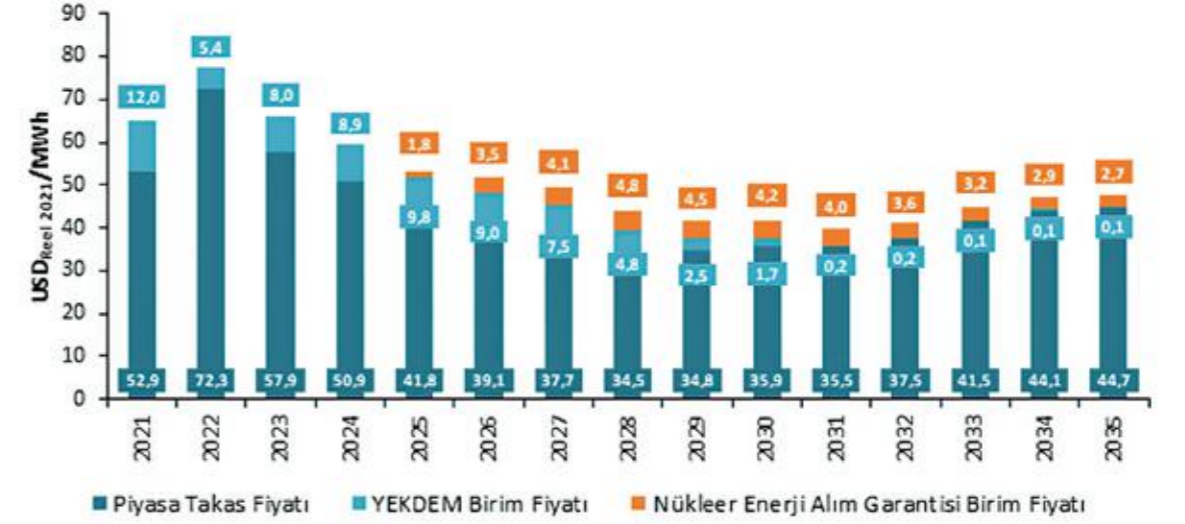
2025 yılından itibaren nükleer enerjinin devreye alınmasının ardından bu kaynağın payı da kademeli olarak artmış ve 2035 yılında %8,6 olarak gerçekleşmiştir. Öte yandan yapılan yatırımların etkisiyle birlikte rüzgâr ve güneş kaynaklarının toplam üretimdeki payı da hatırı sayılır derecede artmıştır. 2021 yılı için %3,9 ve %8,9 olarak tahmin

edilen güneş ve rüzgâr payları 2035 yılında %13,8 ve %15,0 olarak hesaplanmıştır. 2035 için %16,8'lik pay hidroelektrikten karşılanırken geri kalan %3,9 pay jeotermal, biyokütle ve atık ısı gibi diğer kaynaklardan karşılanmıştır.

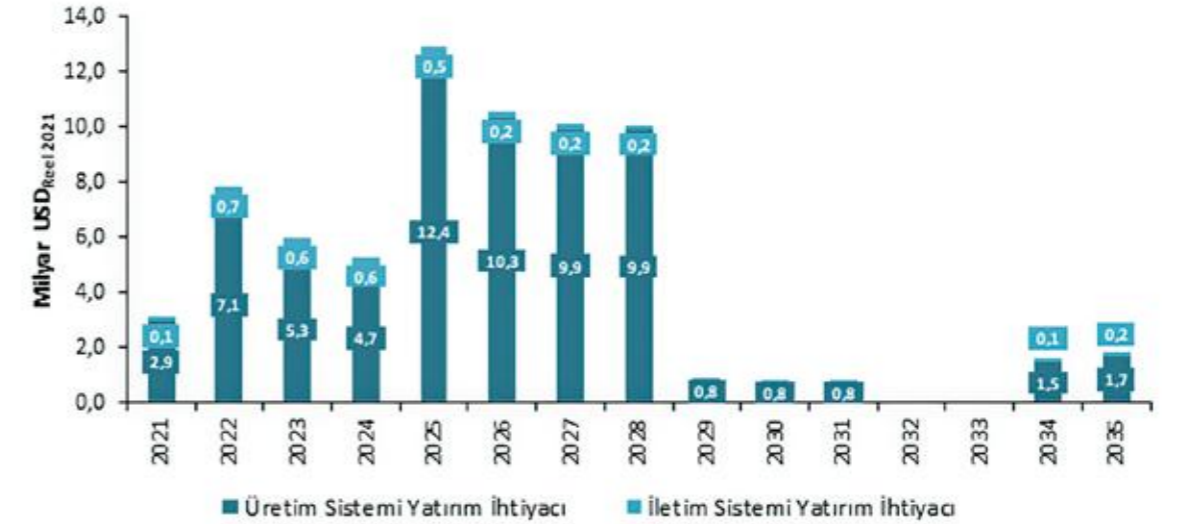
Bu sonuçlar mevcut politikaların devam etmesi durumunda dahi sadece ekonomik koşullara ve maliyet düşüşlerine bağlı olarak kapasite artışlarının ağırlıklı olarak rüzgâr ve güneş kaynaklarından sağlanacağını göstermektedir. Fakat bu kapasite artışları ülkede gerçekleşen kömür ve doğal gaz kaynaklı elektrik üretiminde önemli düşüşler sağlanması için yeterli olamamaktadır. Mevcut Durum Senaryosu'nda bu kaynaklara yeni yatırım kararı alınmamasına rağmen mevcut olan santraller büyük oranda üretimlerine devam etmektedir.

Senaryo altında hesaplanan piyasa takas fiyatı, YEKDEM birim fiyatı ve nükleer enerji alım garantisi birim fiyatı ise Şekil 24'te verilmiştir. Bu üç kalemin toplamı piyasada elektrik üretiminin maliyetini göstermektedir.

Mevcut emtia krizinin ve 2022 yılı için yüksek doğal gaz ve ithal kömür fiyatları beklentisinin etkisiyle bu yılın piyasa takas fiyatları 2021 üzerinden %36,7 bir artışla 72,3 USD/MWh seviyesine gelmiştir. Sonraki yıllarda ise yakıt fiyatlarının normal seviyelere inmesiyle birlikte piyasa fiyatlarında bir düşüş söz konusu olmuştur. Özellikle 2025 ve 2028 yılları arasında Akkuyu Nükleer Enerji Santral'i'nin devreye girmesiyle birlikte fiyatlar üzerinde aşağı yönlü ek bir baskı oluşmuş ve piyasa takas fiyatı 2028 yılında 34,8 USD/MWh seviyesine kadar gerilemiştir. Sonrasında piyasadaki yatırımların gerilemesi ve elektrik talebinin artmaya devam etmesi nedeniyle 2032 ve sonraki yıllarda fiyatlar tekrar yükselmeye başlamıştır.



Şekil 24. Mevcut Durum Senaryosu Elektrik Üretim Maliyetleri

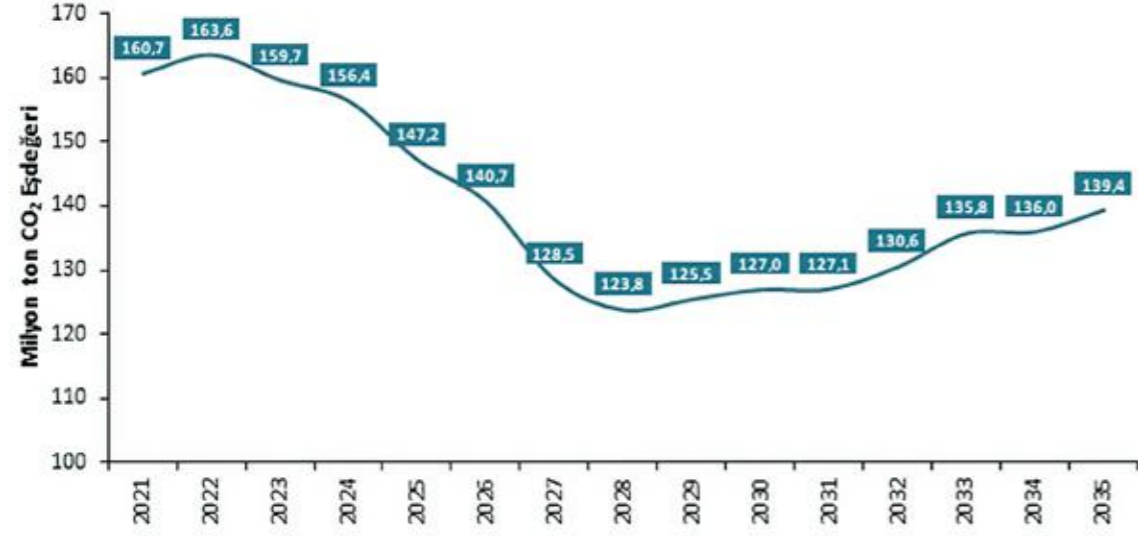


Şekil 25. Mevcut Durum Senaryosu İlk Yatırım Maliyetleri

YEKDEM birim fiyatları ise YEKDEM altındaki kurulu gücün 2030'a doğru azalması nedeniyle giderek azalan bir eğilim izlemiştir. 2030 sonrasında YEKDEM'den yararlanan kurulu gücün tamamen sonlanmasıyla birlikte bu maliyet iyice düşük bir noktaya gelmiştir. Bu yıldan sonra devam eden YEKDEM maliyeti tamamen Güneş YEKA-1 ve Rüzgâr YEKA-1 santrallerinin alım garantisinden kaynaklanan maliyettir.

Modelleme altında Akkuyu Nükleer Santral'i'nden yapılacak alımların YEKDEM uygulamasına

benzer bir şekilde değerlendirileceği, diğer bir deyişle bu alımın doğrudan EÜAŞ tarafından yapılmayıp mevcut YEKDEM'e benzer şekilde tüm piyasaya mal edileceği varsayılmıştır. Uygulanan bu yöntem sayesinde bu alım garantisinin enerji üretim maliyeti üzerindeki etkisini de tam olarak görmek mümkün olmaktadır. Akkuyu Nükleer Enerji Santral'i alım garantisinin yapılan anlaşmaya uygun olarak ilk iki ünite için %70, sonraki iki ünite için ise üretimin %30'u oranında 123,5 USD/MWh üzerinde uygulanacağı varsayılmıştır. 2025 ve 2028 yılları arasında



Şekil 26. Mevcut Durum Senaryosu Yıllık Elektrik Sektörü Karbon Emisyon Miktarları

santralin devreye girmesinin ardından bu maliyetin giderek arttığı, sonrasında ise piyasa fiyatlarının da artmaya başlamasıyla bir miktar gerilediği görülmektedir. 2025 ve 2035 yılları arasında nükleer sisteme ortalama maliyeti 3,6 USD/MWh seviyesinde olup aynı dönem için maliyeti yaklaşık %9 oranında artırmaktadır.

Şekil 25'te gösterilen rakamlara göre 2022-2035 arası dönem için Mevcut Durum Senaryosu altında toplam elektrik üretim yatırımı ihtiyacı 65,2 milyar USD olarak hesaplanmıştır. Bu miktarda Akkuyu Nükleer Enerji Santrali yatırım maliyetinin önemli bir yeri vardır. Devreye giren kurulu gücün iletim sistemine katılabilmesi için yapılması gereken iletim sistemi yatırımları da göz önüne alındığı zaman toplam yatırım ihtiyacının 68,5 milyar USD seviyesine ulaştığı görülmektedir.

Mevcut Durum Senaryosu altında Şekil 26'da verilen yıllık emisyon miktarlarında 2025 yılında nükleer enerjinin devreye girmesini izleyen süreçte bir karbon emisyon azaltımı gerçekleştiği görülmektedir. Ancak 2030'lu yıllardan itibaren doğal gaz üretiminin tekrar artmaya başlaması ile emisyon miktarları tekrar artışa geçmiştir. 2021 ile 2035 yılları arasındaki süreçte emisyon miktarı 160,7 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri seviyesinden %13,2 bir düşüşle 139,4 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri seviyesine gerilemiştir. Bu sonuçlar göstermektedir ki mevcut politikalar devam ettiği sürece yenilenebilir enerji kapasitesinde önemli bir artış yaşanacak olsa da bu artış, tüketimin de artması ve fosil yakıtlı elektrik üretiminde büyük düşüşler görülmemesi nedeniyle yeterince karbon azaltımı elde edilmesini sağlayamayacaktır.

#### 4.4.2. Kömürden Çıkış Senaryosu

2023 yılından itibaren kademeli şekilde kömürlü termik santrallere sabit bir karbon fiyatının uygulandığı Kömürden Çıkış Senaryosu'nun sonuçları ise Mevcut Durum Senaryosu'na göre çok farklı bir seyir izlemiştir. Bu senaryo altında uygulanan karbon fiyatı bir yandan kömür maliyetlerini çok yükselterek bu kaynağı enerji sisteminin dışına iterken diğer yandan yükselen fosil yakıt marjinal maliyetleri piyasa takas fiyatlarını da yükseltmiş ve bu durum daha çok yenilenebilir enerji yatırımının yapılmasının önünü açmıştır. Senaryo altında hesaplanan yıllık kurulu güç gelişimi Tablo 9'da verilmiştir.

Karbon maliyetinin etkisi ve artan yenilenebilir enerji yatırımları ile birlikte senaryo altında 2028 yılı itibarıyla ithal kömürden, 2029 yılı itibarıyla ise yerli kömürden tamamen çıkış gerçekleşmektedir. Karbon fiyatlandırmasıyla birlikte yükselen maliyetler nedeniyle piyasalardan yeterince kazanç sağlanamaması, yerli kömür alım garantisinin ve kömürlere yapılan kapasite mekanizması ödemelerinin de kaldırılması bu sonucu doğurmaktadır. İthal kömürün sistemden daha çabuk çıkmasının nedeni bu kaynağın yerli kömüre oranla daha yüksek yakıt maliyetiyle birlikte daha yüksek marjinal üretim maliyetlerine sahip olması ve bu nedenle piyasa fiyatlarındaki değişimlerden nispeten daha kolay etkilenmesidir.

Devreye alınan sabit karbon fiyatına rağmen simülasyon periyodu boyunca hiçbir doğal gaz santrali sistemden çıkmamıştır. Yeni bir doğal gaz santrali yatırımı yapılmamasına karşın EÜA'ya ait

Tablo 9. Kömürden Çıkış Senaryosu Kurulu Güç Gelişimi

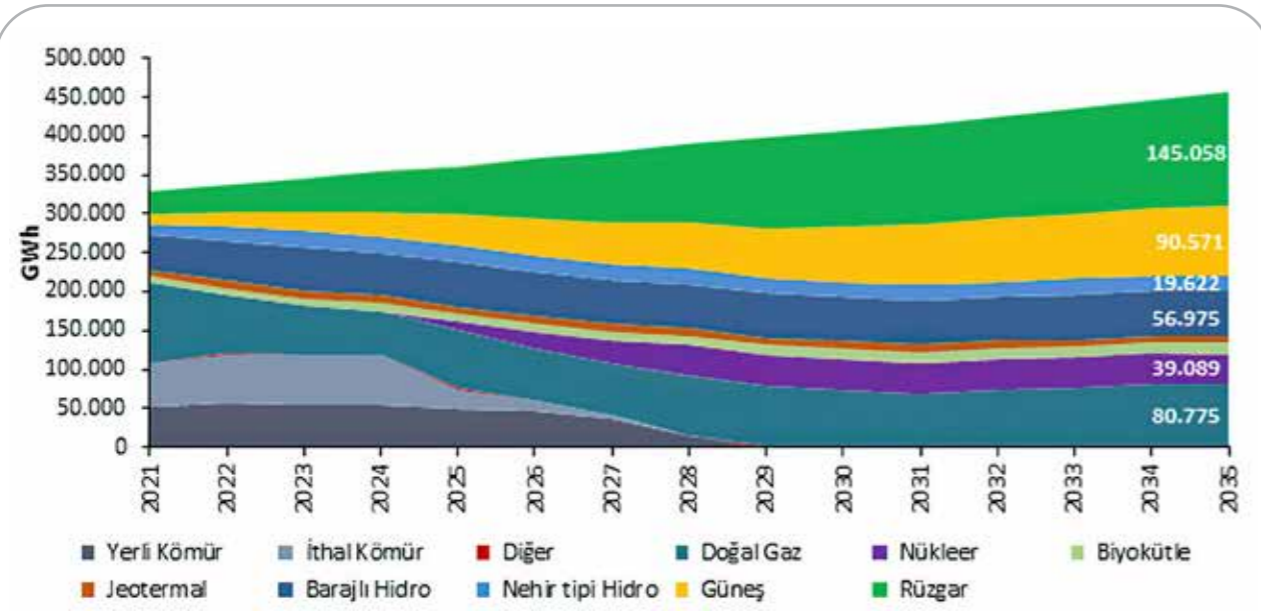
Yıl	Doğal Gaz	Yerli Kömür	İthal Kömür	Nükleer	Biyokütle	Diğer	Jeotermal	Barajlı Hidro	Nehir Tipi Hidro	Güneş	Rüzgâr	Toplam
2021	25.697	11.336	8.987	-	1.497	338	1.633	23.247	8.207	7.536	10.104	98.584
2022	25.697	11.336	9.742	-	1.547	338	1.713	23.787	8.247	10.885	12.804	106.098
2023	25.697	11.336	9.647	-	1.747	167	1.743	23.787	8.287	15.587	15.704	113.702
2024	25.697	11.336	9.647	-	1.947	167	1.748	23.787	8.327	19.871	18.504	121.032
2025	25.697	11.336	9.647	1.200	2.147	167	1.753	23.787	8.367	24.156	22.704	130.962
2026	25.697	9.327	4.347	2.400	2.247	167	1.758	23.787	8.377	28.441	27.004	133.552
2027	25.697	6.889	1.627	3.600	2.347	167	1.758	23.787	8.387	30.586	31.204	136.050
2028	25.697	3.648	-	4.800	2.447	167	1.758	23.787	8.397	32.730	35.404	138.836
2029	25.697	-	-	4.800	2.547	167	1.758	23.787	8.397	37.015	39.604	143.772
2030	25.697	-	-	4.800	2.647	167	1.758	23.787	8.397	41.300	41.804	150.357
2031	25.697	-	-	4.800	2.697	167	1.758	23.787	8.397	45.026	43.804	156.134
2032	25.697	-	-	4.800	2.747	167	1.758	23.787	8.397	45.496	45.204	158.054
2033	25.697	-	-	4.800	2.797	167	1.758	23.787	8.397	46.110	46.604	160.118
2034	25.697	-	-	4.800	2.847	167	1.758	23.787	8.397	48.330	48.604	164.387
2035	25.697	-	-	4.800	2.897	167	1.758	23.787	8.397	50.550	50.604	168.657

Bursa, Ambarlı, Tekirdağ ve Marmara Ereğlisi doğal gaz santrallerinde yenileme yapılarak bu santrallerin verimlerinin yükseltileceği öngörülmüştür. Bu yenileme işlemi 2027 ve 2028 yılları içerisinde yapılmış ve santraller birer yıl boyunca kullanım dışı kalmıştır. Doğal gaz santrallerinin sistemden çıkmamasının nedeni bu santrallerin kömür santrallerine oranla daha az etkilenmeleri ve kömürden boşalan baz yük ihtiyacını karşılamalarıdır. Ayrıca artan yenilenebilir enerji kapasitesiyle birlikte sistemin esneklik ihtiyacı da artmıştır ve esnek doğal gaz santralleri bu ihtiyacı karşılanmasında önemli bir rol oynamaktadır.

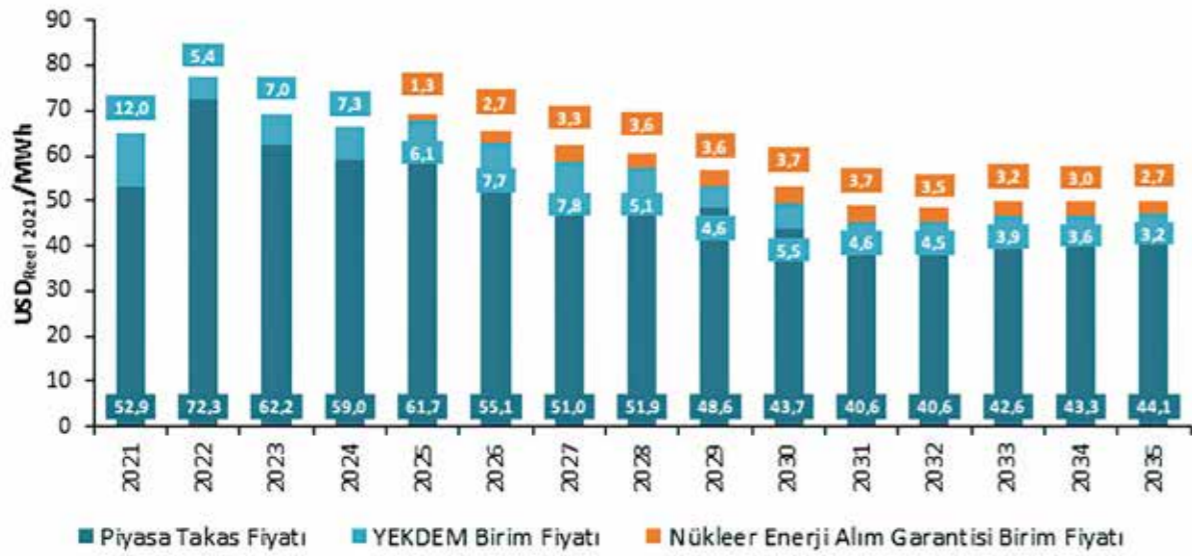
Öte yandan karbon fiyatının uygulanmaya başladığı yıllardan itibaren rüzgâr ve güneş kurulu gücünde hızlı bir yükselme meydana gelmiştir. Yaşanan bu artışla birlikte 2035 yılı için rüzgâr kurulu gücü 50.604 MW, güneş kurulu gücü ise 50.550 MW seviyesine ulaşmıştır. Rüzgâr kurulu gücünde yaşanan artışta karbon maliyeti nedeniyle artan fiyatlar ve deniz üstü rüzgâr kurulumları için belirlenen

alım garantisi desteği etkili olmuştur. Alım garantisi kapsamında 2025-2029 yılları arasında 10.000 GW deniz üstü rüzgâr kurulumu yapılacağı öngörülmüştür. Güneş enerjisi kurulumlarında da Mevcut Durum Senaryosu'na kıyasla büyük bir artış gerçekleşmiştir. Bunda Mevcut Durum Senaryosu altında oldukça kısıtlı kalan lisanslı güneş enerjisi yatırımlarının Kömürden Çıkış Senaryosu altında çok daha yüksek kurulu güçlerde gerçekleşmesi etkili olmuştur. Bunu sağlayan faktörler karbon fiyatlandırması ve kömürden çıkışın etkisiyle nispeten yüksek seyreden piyasa fiyatları ve 2025'ten itibaren gerçekleşen hatırı sayılır batarya kurulumuyla birlikte fiyat profilinde yaşanan bozulmanın sınırlı kalmasıdır.

Yüksek oranda sabit bir karbon fiyatının uygulanmasıyla birlikte fosil yakıtlı kaynakların çalışmak zorunda olduğu, yüksek talep olan ve güneş üretimi olmayan saatlerde oldukça yüksek fiyatlar meydana gelirken, artan yenilenebilir enerji kaynakları ve özellikle güneş kapasitesinin etkisiyle bazı saatlerde sıfır yada sıfıra yakın fiyat seviyeleri



Şekil 27. Kömürden Çıkış Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi

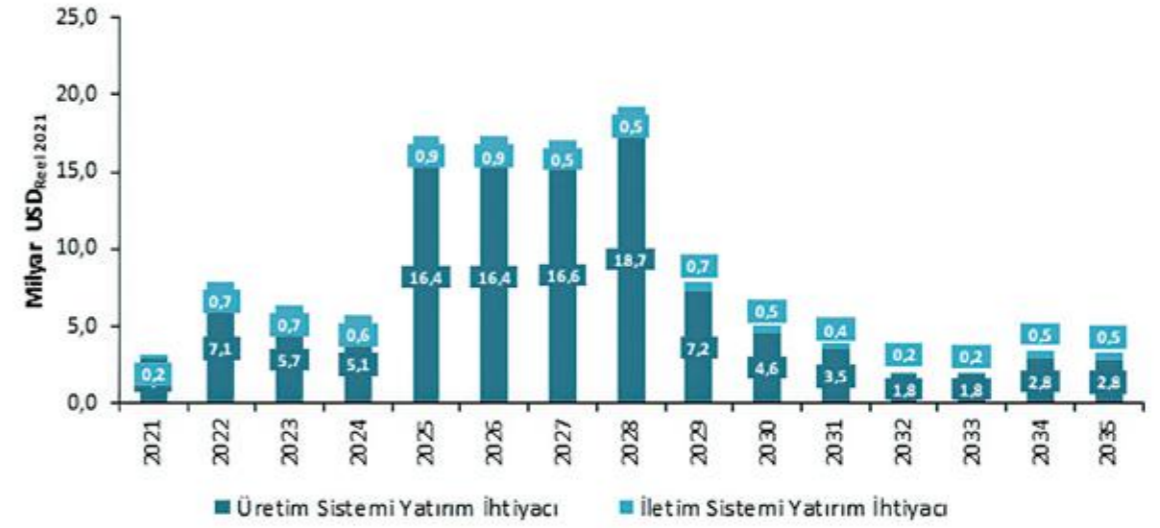


Şekil 28. Kömürden Çıkış Senaryosu Elektrik Üretim Maliyetleri

ortaya çıkmıştır. Gün içinde oluşan fiyat seviyeleri arasındaki farkın bu şekilde açılmasının üzerine Mevcut Durum Senaryosu altında maliyetini karşılayamayan arbitraj amaçlı batarya kurulumlarının Kömürden Çıkış Senaryosu altında yapılabilmesi mümkün hale gelmiştir. Bunun sonucunda kademeli olarak artan batarya kapasitesi 2035 yılına gelindiğinde 136,000 MWh seviyesine ulaşmış ve bu durum da lisanslı güneş yatırımlarını kolaylaştırıcı bir etki yapmıştır. Yapılmış olan bu batarya kurulumu aynı zamanda piyasada artan yenilenebilir enerji kurulumları nedeniyle yükselen esneklik ihtiyacını da karşılamada etkili olmaktadır. Bu bağlamda devreye giren batarya kurulu gücünün belli bir bölümü yan hizmetler piyasasında da esnek doğal gaz santralleriyle birlikte faaliyet göstermektedir. Biyokütle, jeotermal ve hidroelektrik santrallerinin kurulumunun sabit bir karbon fiyatı uygulanan senaryoda dahi yüksek yatırım maliyetleri dolayısıyla mantıklı hale gelmediği görülmüştür. Bu nedenle senaryo altında yeni bir jeotermal ya da hidroelektrik yatırımı yapılması uygun görülmemiştir. Buna karşın biyogaz için sağlanan destek mekanizmasıyla birlikte bu kaynağın kurulu gücü 2035

ortaya çıkmıştır. Gün içinde oluşan fiyat seviyeleri arasındaki farkın bu şekilde açılmasının üzerine Mevcut Durum Senaryosu altında maliyetini karşılayamayan arbitraj amaçlı batarya kurulumlarının Kömürden Çıkış Senaryosu altında yapılabilmesi mümkün hale gelmiştir. Bunun sonucunda kademeli olarak artan batarya kapasitesi 2035 yılına gelindiğinde 136,000 MWh seviyesine ulaşmış ve bu durum da lisanslı güneş yatırımlarını kolaylaştırıcı bir etki yapmıştır. Yapılmış olan bu batarya kurulumu aynı zamanda piyasada artan yenilenebilir enerji kurulumları nedeniyle yükselen esneklik ihtiyacını da karşılamada etkili olmaktadır. Bu bağlamda devreye giren batarya kurulu gücünün belli bir bölümü yan hizmetler piyasasında da esnek doğal gaz santralleriyle birlikte faaliyet göstermektedir. Biyokütle, jeotermal ve hidroelektrik santrallerinin kurulumunun sabit bir karbon fiyatı uygulanan senaryoda dahi yüksek yatırım maliyetleri dolayısıyla mantıklı hale gelmediği görülmüştür. Bu nedenle senaryo altında yeni bir jeotermal ya da hidroelektrik yatırımı yapılması uygun görülmemiştir. Buna karşın biyogaz için sağlanan destek mekanizmasıyla birlikte bu kaynağın kurulu gücü 2035

ortaya çıkmıştır. Gün içinde oluşan fiyat seviyeleri arasındaki farkın bu şekilde açılmasının üzerine Mevcut Durum Senaryosu altında maliyetini karşılayamayan arbitraj amaçlı batarya kurulumlarının Kömürden Çıkış Senaryosu altında yapılabilmesi mümkün hale gelmiştir. Bunun sonucunda kademeli olarak artan batarya kapasitesi 2035 yılına gelindiğinde 136,000 MWh seviyesine ulaşmış ve bu durum da lisanslı güneş yatırımlarını kolaylaştırıcı bir etki yapmıştır. Yapılmış olan bu batarya kurulumu aynı zamanda piyasada artan yenilenebilir enerji kurulumları nedeniyle yükselen esneklik ihtiyacını da karşılamada etkili olmaktadır. Bu bağlamda devreye giren batarya kurulu gücünün belli bir bölümü yan hizmetler piyasasında da esnek doğal gaz santralleriyle birlikte faaliyet göstermektedir. Biyokütle, jeotermal ve hidroelektrik santrallerinin kurulumunun sabit bir karbon fiyatı uygulanan senaryoda dahi yüksek yatırım maliyetleri dolayısıyla mantıklı hale gelmediği görülmüştür. Bu nedenle senaryo altında yeni bir jeotermal ya da hidroelektrik yatırımı yapılması uygun görülmemiştir. Buna karşın biyogaz için sağlanan destek mekanizmasıyla birlikte bu kaynağın kurulu gücü 2035



Şekil 29. Kömürden Çıkış Senaryosu Yatırım Maliyetleri

yılı sonunda 2.897 MW seviyesine ulaşmıştır. Ancak sadece sürdürülebilir ve küçük ölçekli tesislerin sisteme alınması öngörülmüştür.

Kömürden Çıkış Senaryosu altında yıllık kaynak bazlı üretim gelişimi ise Şekil 27'de gösterilmiştir. Sonuçlara göre 2035 yılına gelindiğinde kömür enerjisinden boşalan payın yoğunlukla rüzgâr ve güneş enerjisi tarafından karşılandığı görülmektedir. Bu yıl için rüzgâr enerjisinin toplam üretimdeki payı %31,8 olurken güneşin payı ise %19,9 seviyesine yükselmiştir. Toplam hidroelektrik üretiminin payı 2035 yılı için %16,8 olarak gerçekleşmiş, doğal gazın payı ise %17,7 olmuştur. Nükleer enerjinin payı Mevcut Durum Senaryosu'na paralel şekilde %8,6 olarak hesaplanmıştır. Kalan %5,2'lik pay ise biyokütle, jeotermal ve atık ısı kaynaklarından karşılanmıştır.

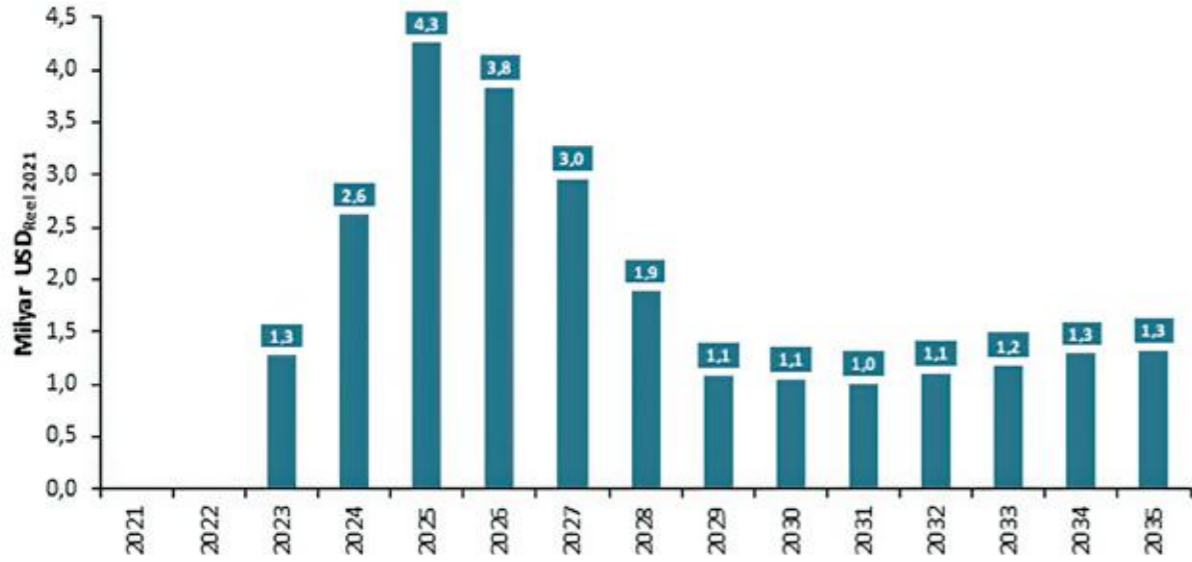
Bu sonuçlar kömürden çıkılması durumunda dahi doğal gazın toplam üretimdeki payının artmayabileceğini ve bu payın %20 seviyelerinin altında kalabileceğini göstermektedir. Buna karşılık bir miktar doğal gaz kapasitesinin sistemde kalmasının mevcut teknolojik koşullar altında arz güvenliği açısından bir gereklilik olduğu da görülmektedir. Özellikle kış aylarında güneş üretiminin düşük olması ve rüzgâr üretiminin günden güne ve haftadan haftaya değişiklik gösteren bir yapıya sahip olması nedeniyle baz yük olarak çalışabilecek bir kaynak ihtiyacı doğmaktadır. Simülasyonun son yıllarına doğru barajlı hidro santrallerinin üretiminin büyük kısmının kış aylarına kaymasına ve nükleer enerji kaynaklı elektrik üretime geçmesine rağmen doğal gaz kurulu gücünde azalmanın arz krizlerine sebep olabileceği anlaşılmıştır. Bu durum doğal gazın da sistemden çıkabilmesi adına 2030'lardan sonra yeni

teknolojilerin ve anlayış/yaşam tarzı değişikliklerinin etkili olması gerektiğini göstermektedir. Bu yıllardan sonra net sıfır hedefine doğru ilerleyebilmek için ayrı bir yol haritasının oluşturulması gereklidir. 2030 sonrası kurulacak stratejiler için hidrojen gibi gelişmekte olan teknolojiler ya da artan miktarda talep tarafı katılımı gibi davranış ve anlayış değişikliklerini içerecek önlemler tartışılmalıdır.

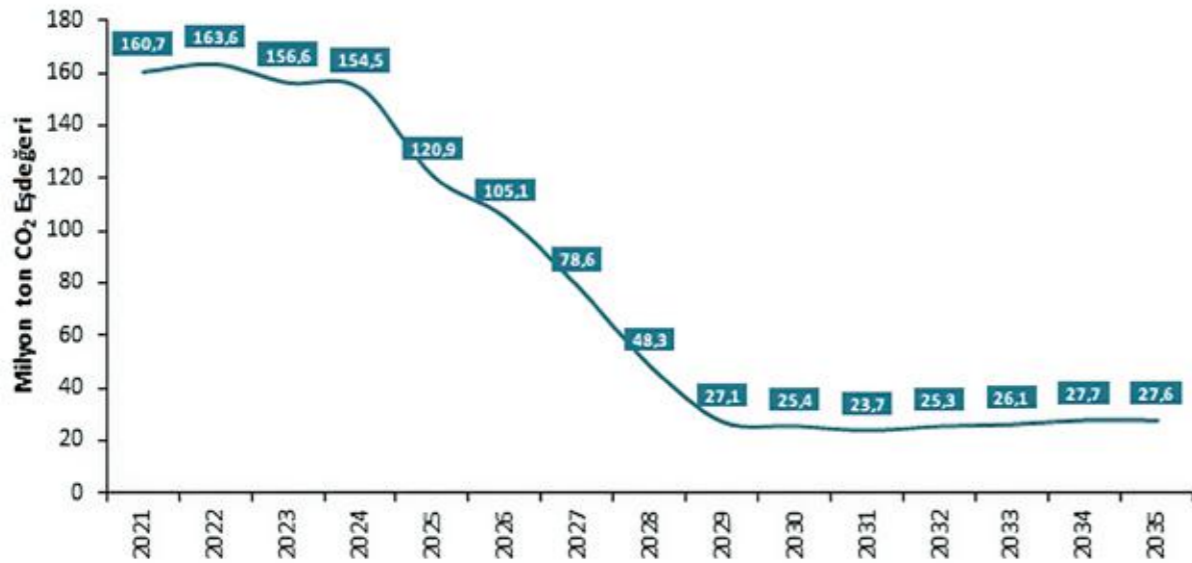
Uygulanan karbon fiyatlandırmasının etkisiyle Kömürden Çıkış Senaryosu altında Mevcut Durum Senaryosu'na kıyasla piyasa takas fiyatlarında 2023 yılında itibaren bir yükseliş söz konusudur. Karbona uygulanan sabit fiyat düzenlemesinin marjinal maliyetler üzerindeki etkisi ve kömür santrallerinin devreden çıkışı 2030'lara gelene kadar fiyatların belli bir seviyenin üstünde kalmasına neden olmuştur. Daha sonraki yıllarda ise kömürün tamamen sistemin dışında kalmasını ve yenilenebilir enerji yatırımlarının artmasını izleyen süreçte, piyasa fiyatlarında bir düşüş söz konusudur. Bu da yenilenebilir enerjinin düşük marjinal maliyetleri ile birlikte uzun vadede fiyatları yüksek oranda düşürücü bir etki yapabildiğini göstermektedir.

Öte yandan Kömürden Çıkış Senaryosu altında hesaplanan YEKDEM fiyatları genel toplamda Mevcut Durum Senaryosu'nun bir miktar üzerinde gerçekleşmiştir. Bunda deniz üstü rüzgâr santralleri ve biyogaz santralleri için uygulanan yeni teşvik mekanizmaları etkili olmuştur. Buna karşın bu kaynakların sisteme maliyetinin çok yüksek olmadığı ve 2030'dan sonra eski YEKDEM uygulamasına katılan kurulu gücün tamamen bitmesinin ardından ortalama 4,0 USD/MWh seviyesinde gerçekleştiği görülmüştür.





Şekil 30. Kömürden Çıkış Senaryosu Toplanan Karbon Geliri Miktarı



Şekil 31. Kömürden Çıkış Senaryosu Yıllık Elektrik Sektörü Karbon Emisyon Miktarları

Nükleer enerjinin sisteme olan maliyeti ise Kömürden Çıkış Senaryosu'nda piyasa fiyatlarının görece yüksekliği nedeniyle Mevcut Durum Senaryosu'nun bir miktar altında gerçekleşmiştir. Kömürden Çıkış Senaryosu'nda nükleer enerji alım garantisinin 2025-2035 yılları arasındaki sistem ortalama maliyeti 3,1 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

Senaryo altında 2022 ve 2035 yılları arasında hesaplanan üretim yatırımları ihtiyacı 110,6 milyar USD seviyesindedir. İletim yatırımı ihtiyacı da dikkate alındığında toplam yatırım maliyetinin 118,2 milyar USD noktasına ulaşacağı hesaplanmıştır. Kö-

mür enerjisinden çıkışın gerçekleştiği 2022 ve 2028 yılları arasında bakıldığında ise toplam maliyet 90,6 milyar USD olmaktadır. Aynı rakam Mevcut Durum Senaryosu için 62,6 milyar USD seviyesindedir. Bu durumda iki senaryo arasında kömürden çıkış maliyetinin yaklaşık 28 milyar USD seviyesinde olduğu tahmin edilebilir.

Senaryo kapsamında sabit karbon fiyatı kaynaklı yıllık karbon gelir miktarları ise Şekil 30'da verilmiştir. 2025 yılında 4,3 milyar USD miktarına ulaşan bu tutar 2031 yılında 1 milyar USD miktarına kadar düşmüş ve 2035 yılında hafif bir yükselişle

Tablo 10. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Kurulu Güç Gelişimi

Yıl	Doğal Gaz	Yerli Kömür	İthal Kömür	Nükleer	Biyokütle	Diğer	Jeotermal	Barajlı Hidro	Nehir Tipi Hidro	Güneş	Rüzgâr	Toplam
2021	25.697	11.336	8.987	-	1.497	338	1.633	23.247	8.207	7.536	10.104	98.584
2022	25.697	11.336	9.742	-	1.547	338	1.713	23.787	8.247	10.885	12.804	106.098
2023	25.697	11.336	9.647	-	1.747	167	1.743	23.787	8.287	15.587	15.704	113.702
2024	25.697	11.336	9.647	-	1.947	167	1.748	23.787	8.327	19.871	18.504	121.032
2025	25.697	11.336	9.647	-	2.147	167	1.753	23.787	8.367	24.156	22.704	129.762
2026	25.697	9.327	5.297	-	2.247	167	1.758	23.787	8.377	28.457	27.004	132.119
2027	25.697	8.254	3.647	-	2.347	167	1.758	23.787	8.387	32.631	31.304	137.980
2028	25.697	6.052	2.947	-	2.447	167	1.758	23.787	8.397	36.707	35.604	143.564
2029	25.697	3.551	-	-	2.547	167	1.758	23.787	8.397	41.008	39.904	146.817
2030	25.697	-	-	-	2.647	167	1.758	23.787	8.397	45.310	42.179	149.942
2031	25.697	-	-	-	2.697	167	1.758	23.787	8.397	49.611	44.479	156.594
2032	25.697	-	-	-	2.747	167	1.758	23.787	8.397	51.831	46.779	161.163
2033	25.697	-	-	-	2.797	167	1.758	23.787	8.397	54.051	49.054	165.708
2034	25.697	-	-	-	2.847	167	1.758	23.787	8.397	56.287	51.279	170.219
2035	25.697	-	-	-	2.897	167	1.758	23.787	8.397	58.524	53.554	174.781

1,3 milyar USD olmuştur. 2025'i takip eden hızlı düşüşte kömür enerjisinin hızlı bir şekilde sistemden çıkmasına paralel olarak karbon emisyonlarında gözlemlenen düşüş etkili olmuştur. 2029 yılından itibaren sistemde kalan tek fosil yakıtlı kaynak olan doğal gazın simülasyonun sonlarına doğru belli bir ölçüde artması nedeniyle toplam karbon maliyetinde son yıllarda artış gözlenmiştir.

Şekil 31'de görülebileceği üzere yıllık emisyon miktarlarında da kömürün sistemden çıkışının ardından hızlı bir azalış görülmüştür. Kömürden Çıkış Senaryosu kapsamında değişen politikaların sonucunda 2021 ve 2035 yılları arasında elektrik sektörü kaynaklı karbon emisyonlarında %82,8'lik bir düşüş yaşanmış ve 2035 yılı emisyonları 27,6 milyon ton CO<sub>2</sub> seviyesine gerilemiştir.

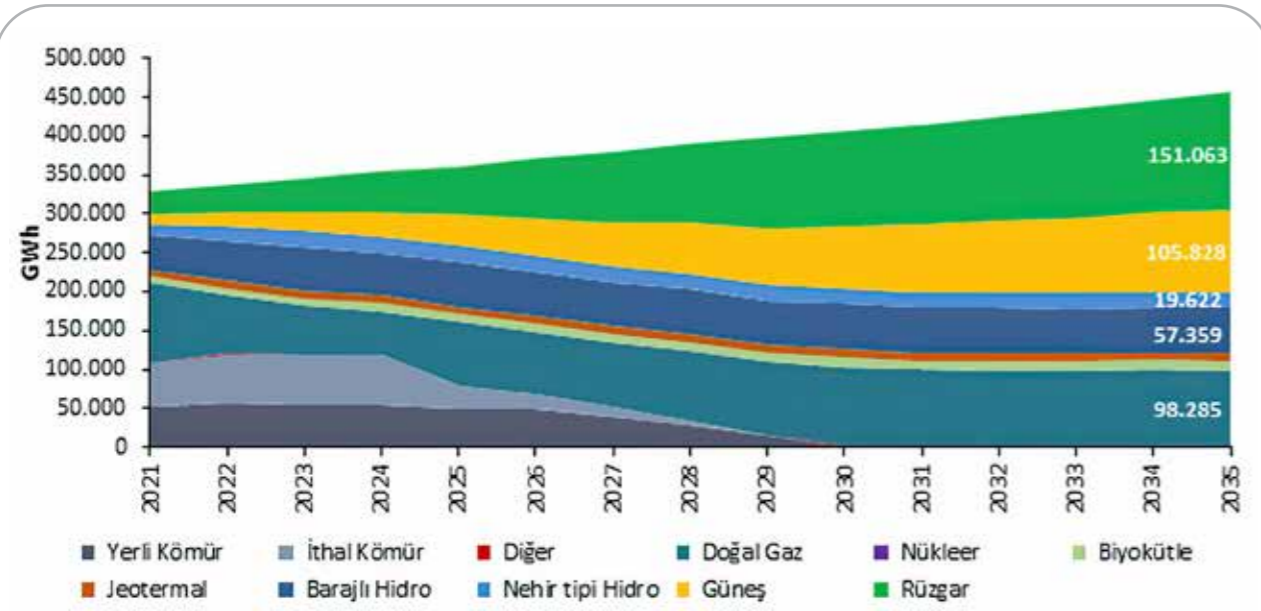
#### 4.4.3. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu

Kömürden Çıkış Senaryosu ile Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu'nun sonuçları nükleer enerjinin bir önceki senaryoda devreye girdiği 2025 yılına

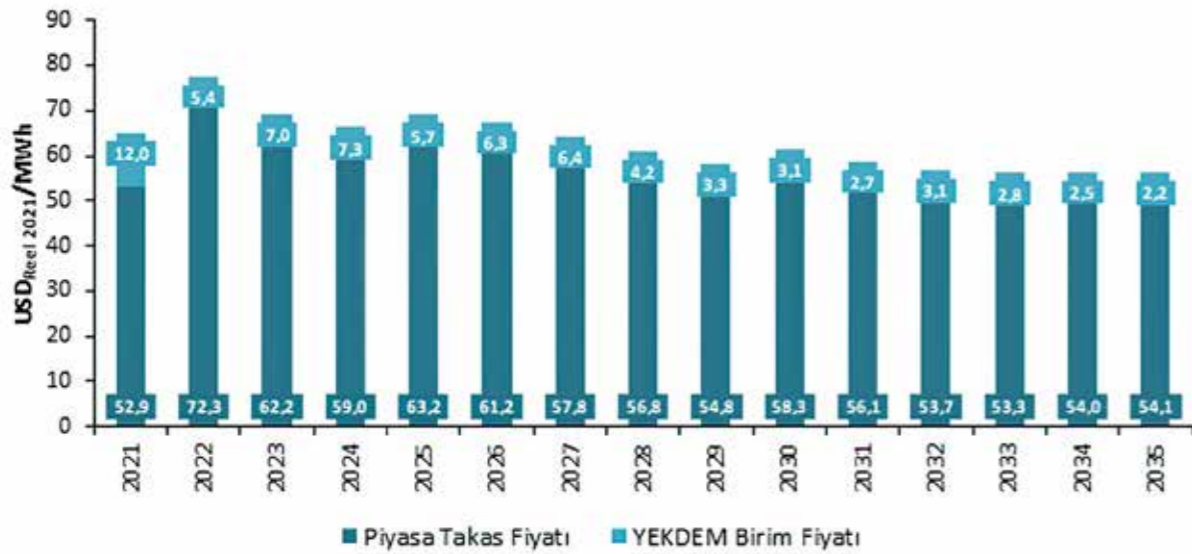
kadar aynıdır. Sonrasında ise Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu'nda nükleer enerjinin devreye girmemesiyle beraber Kömürden Çıkış Senaryosu'na kıyasla daha yüksek piyasa fiyatları oluşmuş ve bu sayede daha çok yenilenebilir enerji kurulu gücünün sisteme girmesi sağlanmıştır. Bu senaryo altında hesaplanan yıllık kurulu güç miktarları Tablo 10'da verilmiştir.

Nükleer enerjinin devreye girmemesi ve fiyatların daha yüksek seyretmesi nedeniyle bu senaryo altında ithal kömür ve yerli kömür kurulu gücünün devreden çıkışı Kömürden Çıkış Senaryosu'na kıyasla bir yıl gecikmeli olarak gerçekleşmiştir. İthal kömür santralleri 2029 itibarıyla, yerli kömür santralleri ise 2030 itibarıyla tamamen devreden çıkmaktadır.

Senaryo varsayımlarında nükleer enerjinin kurulu güce dahil edilmemesine karşın model tarafından ek bir doğal gaz yatırımı ihtiyacı görülmüştür. Buna rağmen Kömürden Çıkış Senaryosu'na paralel bir şekilde EÜAŞ'ın doğal gaz santralleri 2027 ve 2028 yılları içinde yenilenecek verimleri artırılmıştır.



Şekil 32. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi



Şekil 33. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Elektrik Üretim Maliyetleri

Yüksek fiyatlara bağlı olarak rüzgâr ve güneş enerjisinde 3 senaryo içerisinde en yüksek kapasite artışları Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu altında gerçekleşmiştir. Senaryo kapsamında 2035 yılında rüzgâr kurulu gücü 53.554 MW seviyesine, güneş kurulu gücü ise 58.524 MW kurulu güce ulaşmıştır. Devreye alınan batarya kurulu gücü de Kömürden Çıkış Senaryosu'na paralel olarak 136.000 MWh seviyesindedir.

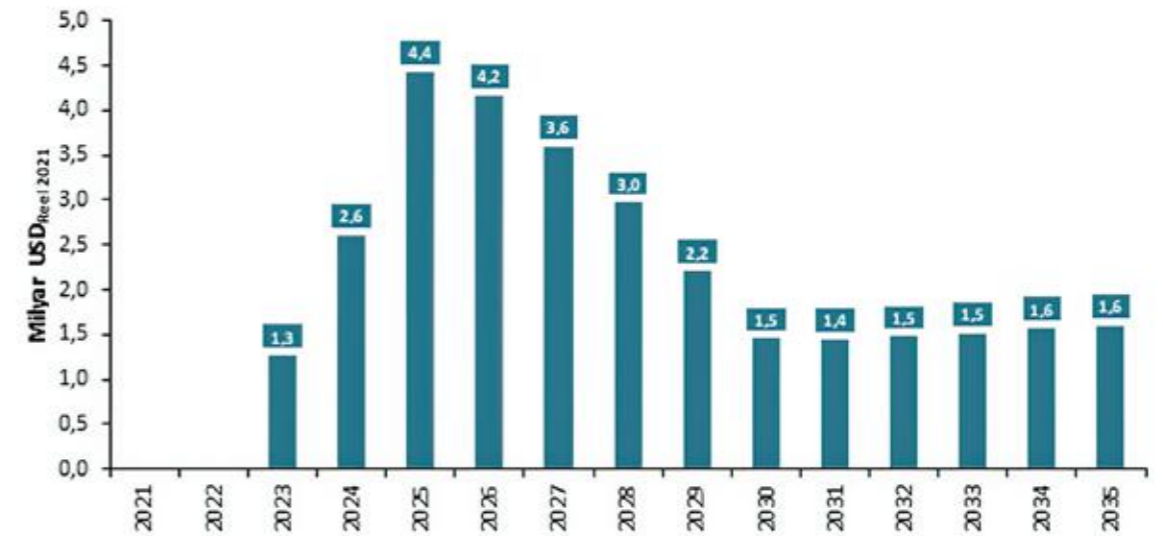
Nispeten yüksek fiyatlara rağmen biyokütle, jeotermal ve hidroelektrik yatırımları senaryo kapsamında ek destekler olmadan devreye alına-

mamıştır. Biyogaz santrallerine sağlanan teşvikle birlikte 2035 yılında ulaşılan biyokütle kurulu güç seviyesi Kömürden Çıkış Senaryosu'yla aynı olacak şekilde 2.897 MW civarındadır.

Nükleer enerji santralinin devreye alınmaması nedeniyle artan rüzgâr ve güneş yatırımları sonucunda 2035 yılında rüzgârın toplam üretimdeki payı %33,1, güneşin payı ise %23,2 seviyelerine erişmiştir. Bu kaynakları %21,6 pay ile doğal gaz izlemektedir. Hidroelektriğin 2035 yılı üretimindeki payı %16,9 olurken geri kalan %5,2'lik paydan jeotermal, biyokütle ve atık ısı kaynakları sorumlu olmuştur.



Şekil 34. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Yatırım Maliyetleri



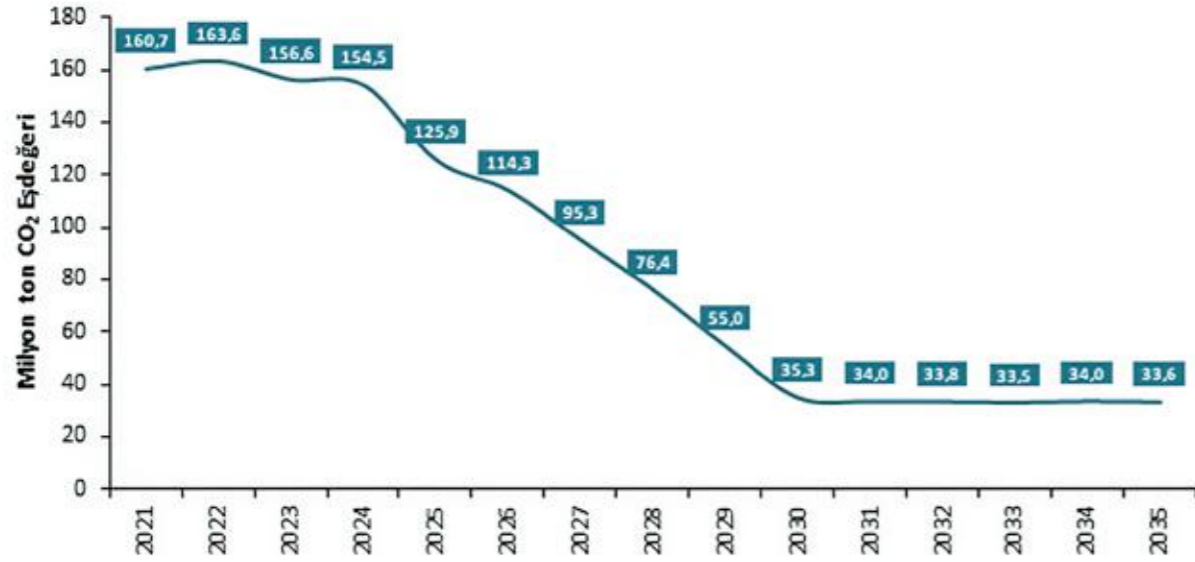
Şekil 35. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Toplanan Karbon Geliri Miktarı

Doğal gazın elektrik üretimindeki payı nükleer üretim karışımına dahil edildiği Kömürden Çıkış Senaryosu'na kıyasla daha yüksek olsa da mevcut duruma göre payının gerilediği görülmektedir. Bu durum nükleer enerji yatırımı yapılmaya dahi kömür enerjisinden çıkışın mümkün olduğunu ve bu yapılırken doğal gaz kaynaklı üretimin de yüksek oranlarda artmayabileceğini göstermektedir. Senaryo sonuçlarına göre kömür ve nükleerden boşalan yeri dolduran enerji kaynakları yoğunlukla yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları olmuştur.

Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu kapsa-

mında hesaplanan elektrik üretim maliyetleri Şekil 34'te gösterilmiştir. Simülasyon periyodu boyunca en yüksek piyasa takas fiyatları bu senaryoda gerçekleşmiştir. Bunun nedeni nükleer enerjinin sisteme dahil edilmemesi ve karbon fiyatı uygulamasıdır.

Öte yandan senaryo altında tahmin edilen YEKDEM maliyetleri yüksek piyasa takas fiyatlarının etkisiyle Kömürden Çıkış Senaryosu'nun altında seyretmiştir. Nükleer enerji alım garantisinden doğan maliyet ise bu senaryoda oluşmamaktadır. Senaryolar arası karşılaştırma yaparken sadece piyasa takas fiyatı değil bu üç maliyetin toplamı göz önüne



Şekil 36. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu Yıllık Elektrik Sektörü Karbon Emisyon Miktarları

alınmalıdır çünkü son kullanıcıya yansıtacak maliyette bu üç maliyet kaleminin hepsi etkili olacaktır.

Senaryo kapsamında hesaplanan elektrik üretim maliyeti nispeten yüksek olmasına karşın Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu altında ihtiyaç duyulacak yatırım miktarları Kömürden Çıkış Senaryosu'nun oldukça altındadır. Senaryo kapsamında 2022-2035 arası dönem için hesaplanan üretim yatırımı ihtiyacı 80,2 milyar USD seviyesindeyken iletim yatırımları da dahil edildiğinde bu rakam 88,7 milyar USD olmaktadır. 2022 ve 2029 yılları arasında kömürden çıkışın gerçekleştirildiği döneme bakıldığında toplam maliyetin 64,5 milyar USD seviyesinde olduğu görülmektedir. Bu rakam aynı dönem için toplam maliyetin 63,4 milyar USD olduğu Mevcut Durum Senaryosu'nun yalnızca 1,1 milyar USD üzerindedir. Bu durum nükleer enerjinin yüksek yatırım maliyetine dikkat çekmekte ve karbona fiyatlandırma uygulanması durumunda, sadece nükleer enerjiye yapılan yatırımın yenilenebilir kaynaklara aktarılması durumunda kömürden çıkışın gerçekleştirilebileceğini göstermektedir.

Senaryo kapsamında sabit karbon fiyatı kaynaklı yıllık karbon geliri Kömürden Çıkış Senaryosu'nun bir miktar üzerinde gerçekleşmiştir. Bu durum nükleer enerjinin sistemde olmaması nedeniyle kömürden çıkışın daha geç gerçekleşmesi ve doğal gaz kaynaklı üretiminin diğer senaryoya kıyasla bir miktar daha yüksek olmasından kaynaklanmaktadır. Toplam karbon maliyeti 2025 yılında 4,4 milyar USD ile zirve yapmış, 2030'lu yıllarda kömürden çıkılmasının ardından ise 1,5 milyar USD civarından seyretilmiştir.

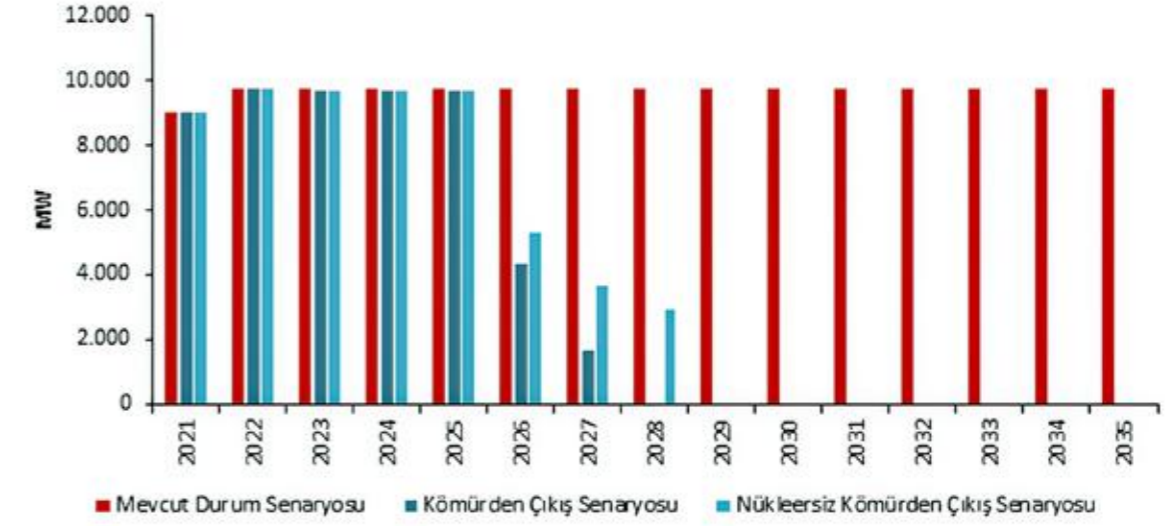
Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu içinde

hesaplanan yıllık elektrik sektörü karbon emisyonları da Kömürden Çıkış Senaryosu'na benzer bir seyir izlemiş ancak doğal gaz üretimindeki kısmi artış neticesinde bu senaryonun bir miktar üstünde olmuştur. Senaryo kapsamında karbon emisyonları 2021 yılındaki 160,7 milyon ton CO<sub>2</sub> seviyesinden %79,0 bir azaltımla 2035 yılında 33,6 milyon ton CO<sub>2</sub> seviyesine gerilemiştir.

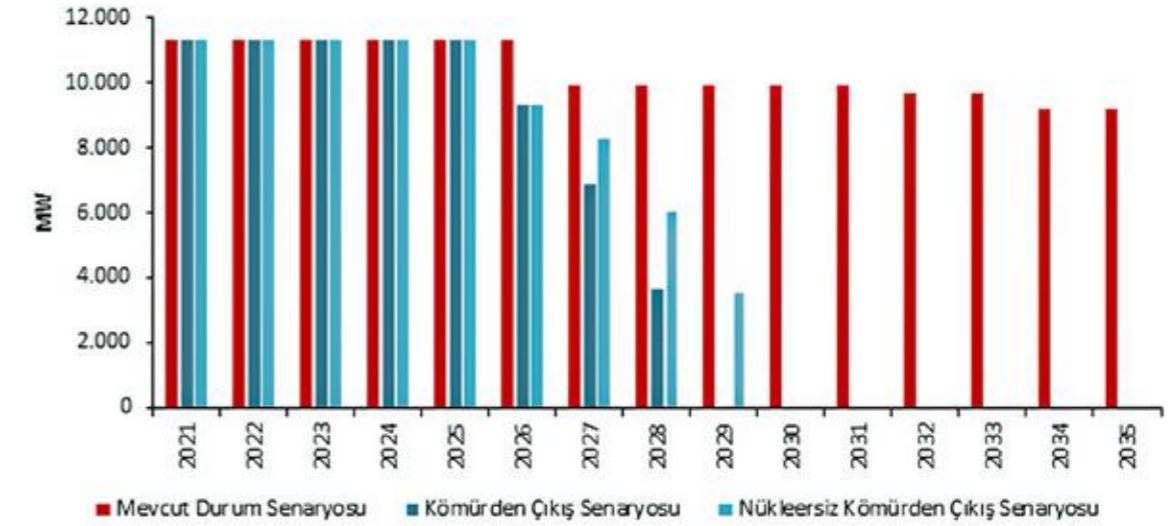
#### 4.4.4. Senaryo Sonuçlarının Karşılaştırması

Mevcut Durum Senaryosu altında kömürün sistemden çıkışı oldukça sınırlı kalırken Kömürden Çıkış Senaryosu'nda 2029, Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu'nda ise 2030 yılı itibarıyla kömür enerjisi elektrik üretim sisteminin tamamen dışına itilmiştir. Bunda uygulanan sabit karbon fiyatı neticesinde kömürün maliyetinin yükselmesi ve bu kaynağın piyasa koşullarında rekabet edemez hale gelmesi etkili olmuştur. Yerli kömüre kıyasla yüksek marjinal maliyeti nedeniyle sistemden ilk çıkan santraller, kömürden çıkışın gerçekleştiği iki senaryoda da ithal kömür santralleridir. (Şekil 37)

Yerli kömür santralleri ise düşük yakıt maliyetleri nedeniyle enerji sisteminde bir süre daha kalabilmiş ancak sabit karbon fiyatının kademeli olarak artırılması ve artan yenilenebilir enerji kurulu gücünün piyasa fiyatlarını baskılaması nedeniyle bu santraller de 2029 ve 2030 yıllarında tamamen sistemin dışında kalmışlardır. (Şekil 38) Mevcut Durum Senaryosu'nda ise yerli kömürün sistemden çıkışı çok sınırlı kalmış, yalnızca nispeten daha eski olan birkaç ünite simulasyon periyodu içerisinde devreden çıkmıştır.



Şekil 37. Senaryolar Arası İthal Kömür Kurulu Güç Gelişimi



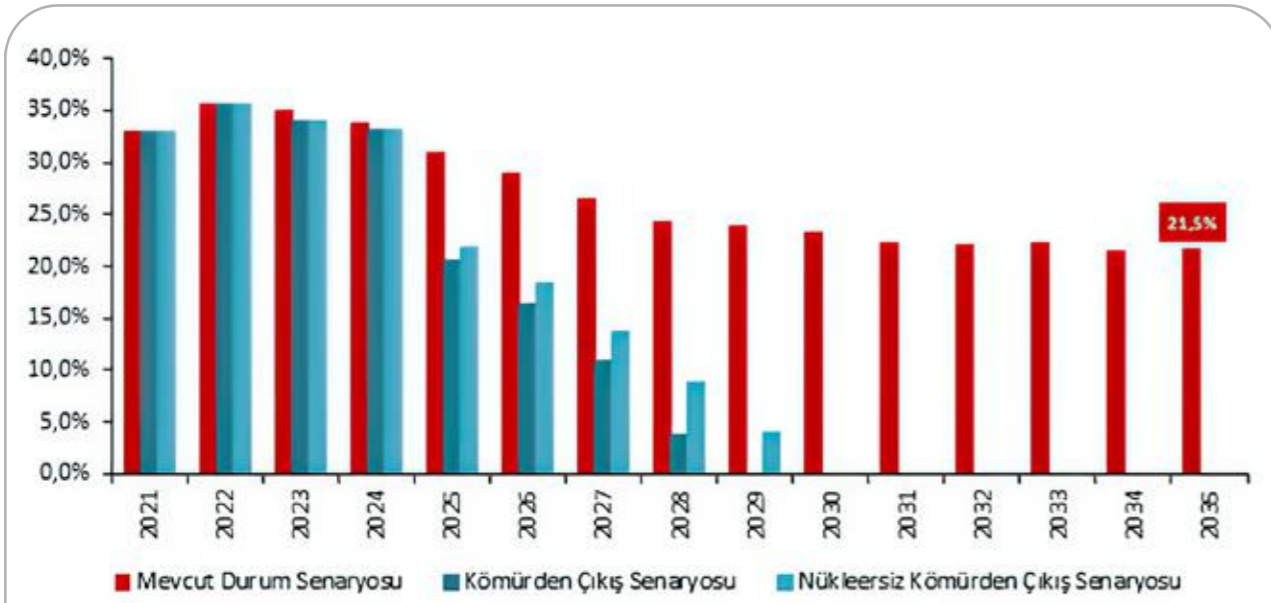
Şekil 38. Senaryolar Arası Yerli Kömür Kurulu Güç Gelişimi

Şekil 39'da görülebileceği gibi Mevcut Durum Senaryosu'nda kömürün toplam içindeki payı artan taleple birlikte giderek azalsa da 2030'lu yıllar boyunca önemli bir kömür kaynaklı üretim miktarı sistemde kalmaktadır. 2035 yılı için Mevcut Durum Senaryosu'nda kömürün üretimdeki payı %21,5 olarak gerçekleşmiştir. Kömürden Çıkış Senaryosu ve Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu içerisinde ise sırasıyla 2029 ve 2030 yıllarında kömür, üretim sisteminden tamamen çıkmıştır.

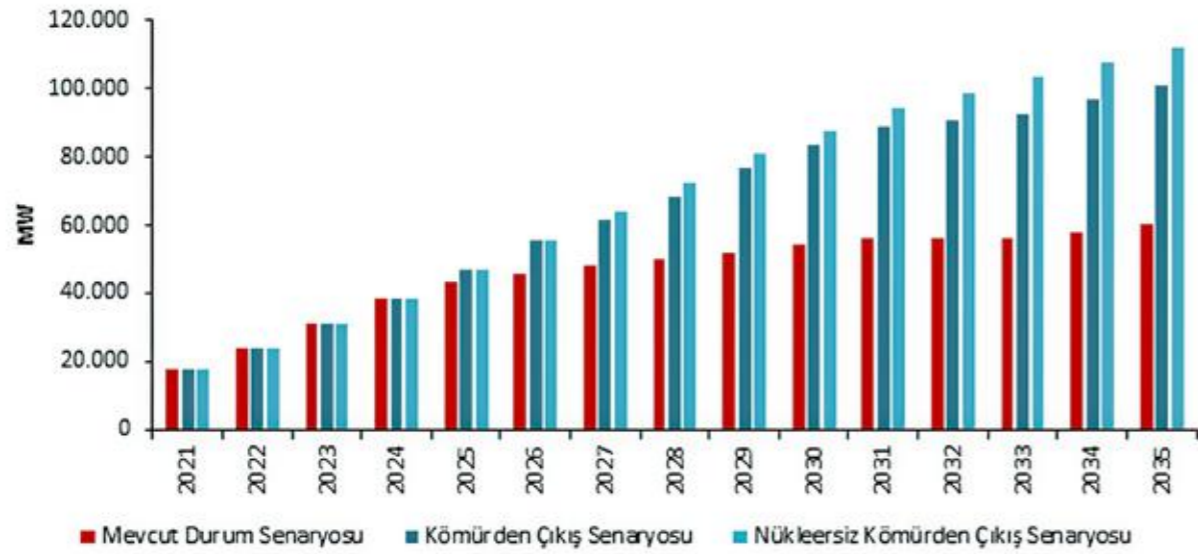
Öte yandan senaryolar altında modellenen rüzgâr ve güneş kurulu gücü arasında da önem-

li farklar görülmektedir. (Şekil 40) Mevcut Durum Senaryosu altında iki kaynağın toplam payı 60.253 MW civarına ulaşırken bu değer Kömürden Çıkış Senaryosu'nda ilk senaryonun yaklaşık %68 üstünde 101.154 MW seviyesinde gerçekleşmiştir. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu kapsamında ise toplam rüzgâr ve güneş toplam kurulu gücü 112,077 MW olarak Mevcut Durum Senaryosu'nun yaklaşık %86 üstüne ulaşmıştır.

Bu kurulu güç gelişimleriyle birlikte Mevcut Durum Senaryosu'nda iki kaynağın üretimdeki toplam payı %28,8 seviyesine ulaşırken aynı rakam Kömürden



Şekil 39. Senaryolar Arası Kömür Kaynaklı Üretim Toplam Üretimdeki Payı



Şekil 40. Senaryolar Arası Rüzgâr ve Güneş Toplam Kurulu Güç Gelişimi

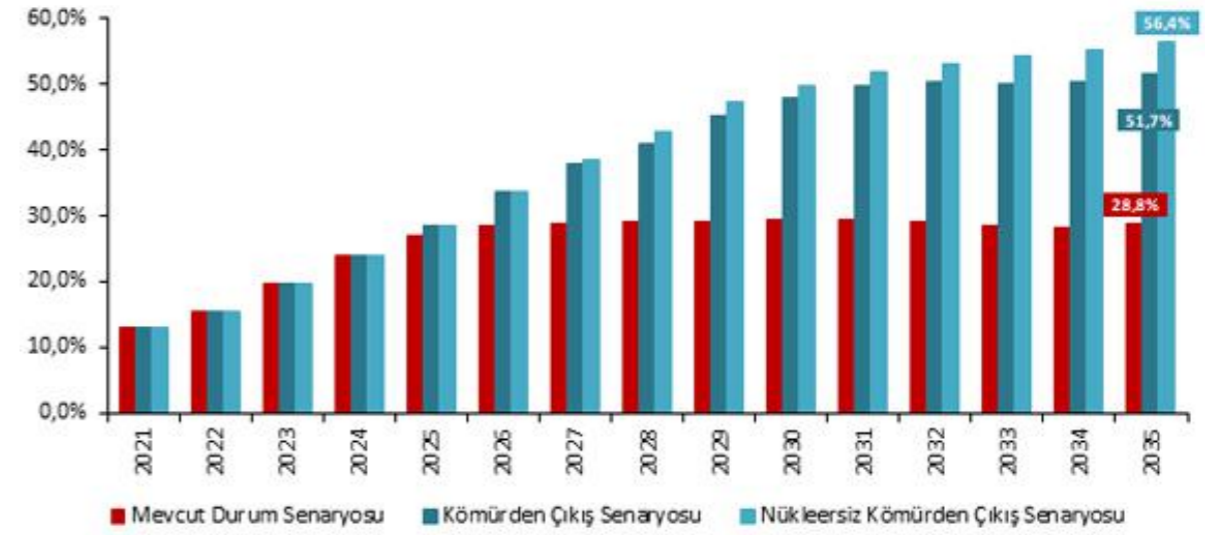
Çıkış Senaryosu için %51,7, Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu için ise %56,4 olmuştur. (Şekil 41)

Mevcut Durum Senaryosu altında toplam yenilenebilir enerji payı 2035 için %49,4 iken, Kömürden Çıkış Senaryosu ve Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu için bu oran sırasıyla %73,6 ve %78,4 olmuştur. (Şekil 42)

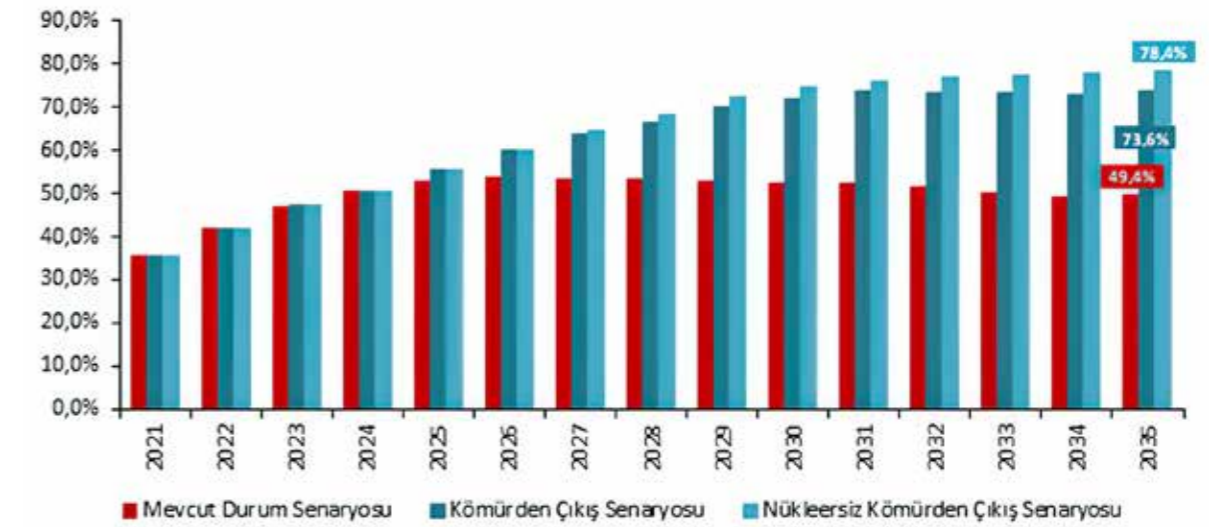
Benzer durumun tersi Şekil 43'te verilen yıllık bazda üretimdeki doğal gaz payı karşılaştırılmasında görülmektedir. Kömürden çıkış gerçekleşen senaryolarda bu çıkışın gerçekleştiği yılların doğal gaz üretiminde bir artışa sebep olduğu gözlemlenmektedir.

2035 yılında Mevcut Durum Senaryosu'nda yerli kaynak kullanım oranı %59,2 olurken bu oran Kömürden Çıkış Senaryosu'nda %73,6 ve Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu'nda ise bu rakam Mevcut Durum Senaryosu'na çok yakın olan %21,6 seviyesindedir.

2035 yılında Mevcut Durum Senaryosu'nda yerli kaynak kullanım oranı %59,2 olurken bu oran Kömürden Çıkış Senaryosu'nda %73,6 ve Nükleer-



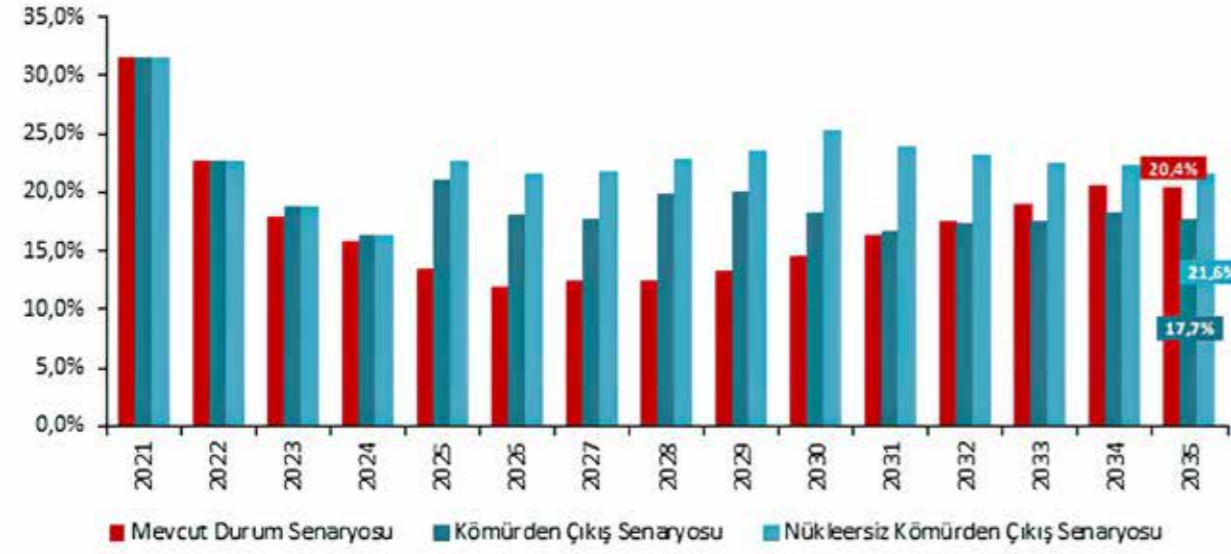
Şekil 41. Farklı Senaryolar Altında Rüzgâr ve Güneş Enerjisinin Toplam Üretimdeki Payı



Şekil 42. Farklı Senaryolar Altında Yenilenebilir Enerjinin Toplam Üretimdeki Payı

siz Kömürden Çıkış Senaryosu'nda %78,4 olmuştur. Bu oranlar son iki senaryoda tamamen yenilenebilir kaynaklardan oluşmaktadır. Senaryolar arasındaki yerli kaynak kullanım oranları arasındaki bu büyük fark yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji sistemindeki yerliliği artırmak konusunda oynayacağı kilit rolü göstermektedir. Enerji sisteminin ithalat bağımlılığından ve küresel yakıt şoklarına hassasiyetten kurtulabilmesi için yenilenebilir enerji kullanımının artırılması düşen maliyetlerle birlikte düşünüldüğünde en uygun seçenek olarak görülmektedir.

Farklı senaryolar için hesaplanmış olan yıllık elektrik üretim maliyetleri Şekil 44'te gösterilmiştir. Burada verilen rakamlar piyasa takas fiyatları, YEKDEM birim maliyeti ve nükleer enerji alım garantisini alım maliyetinin toplamından oluşmaktadır. Sonuçlar bir karbon fiyatı uygulanmasının elektrik üretim maliyeti üzerinde artırıcı bir etkisi olacağını göstermektedir. Fakat yıllar geçtikçe artan yenilenebilir enerji yatırımlarının fiyatları baskılayıcı etkisiyle birlikte bu fark giderek kapanmaktadır. 2035 yılında Kömürden Çıkış Senaryosu elektrik üretim maliyeti 50,0 USD/MWh olarak Mevcut Durum



Şekil 43. Farklı Senaryolar Altında Doğal Gaz Kaynaklı Üretim Toplam Üretimdeki Payı

Senaryosu'nun yalnızca 2,5 USD/MWh üstünde gerçekleşmiştir. Doğal gaz kaynaklı üretimin daha yoğun olarak gerçekleştiği Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu'nda ise aynı rakam 56,3 USD/MWh seviyesindedir.

İhtiyaç duyulacak toplam üretim ve iletim yatırımlarının senaryolar arası karşılaştırılması ise Şekil 45'te verilmiştir. 2022-2035 arası dönemde ihtiyaç duyulan toplam yıllık yatırım miktarı Mevcut Durum Senaryosu'nda 68,5 milyar USD iken aynı rakam Kömürden Çıkış Senaryosu için 118,2 milyar USD, Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu'nda ise 88,7 milyar USD seviyesindedir. Yıllık olarak bakıldığı zaman yatırım ihtiyacı sırasıyla 4,9 milyar USD, 8,5 milyar USD ve 6,3 milyar USD'dir. 2020 yılı için Türkiye'nin gayri safi milli hasılasının yaklaşık 720 milyar USD olduğu (Dünya Bankası, 2021c) göz önüne alındığında bu yatırım miktarlarının gerçekçi ve ulaşılabilir miktarlar olduğu görülmektedir. Mevcut Durum Senaryosu ve Kömürden Çıkış Senaryosu arasındaki maliyet farkı baz alınırsa mevcut gayri safi yurt içi hasılasının yalnızca %0,5'inin yıllık olarak yeni enerji yatırımlarına aktarılması durumunda Kömürden Çıkış Senaryosu'nun gerçekleştirilebilmesi mümkün olmaktadır.

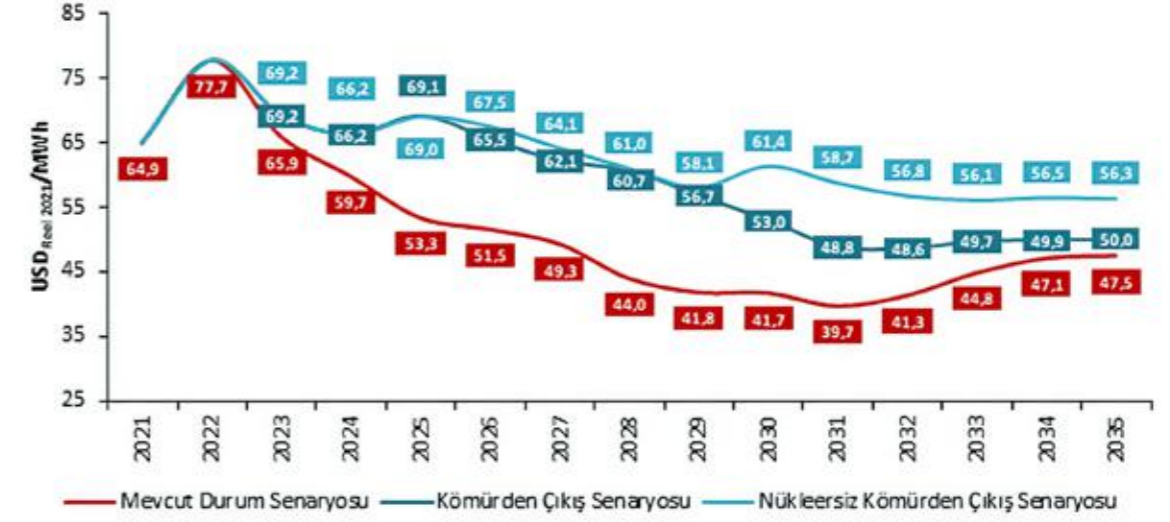
Kömürden çıkışın gerçekleştirildiği 2022-2029 arasındaki döneme bakıldığında Mevcut Durum Senaryosu'ndaki yatırım ihtiyacı 63,4 milyar USD iken bu rakam Kömürden Çıkış ve Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryoları için 98,5 ve 64,5 milyar USD civarındadır. Yıllık rakamlara bakıldığında 2025 ve 2028 yılları arasındaki yükseliş nükleer enerjinin yüksek maliyetine işaret etmektedir. Özellikle Mevcut Durum Senaryosu ile Nükleersiz Kömür-

den Çıkış Senaryosu arasındaki düşük maliyet farkı nükleer enerjiye aktarılan kaynakların yenilenebilir enerji kaynaklarına aktarılması durumunda kömürden çıkışın büyük oranda gerçekleşebileceğini göstermektedir.

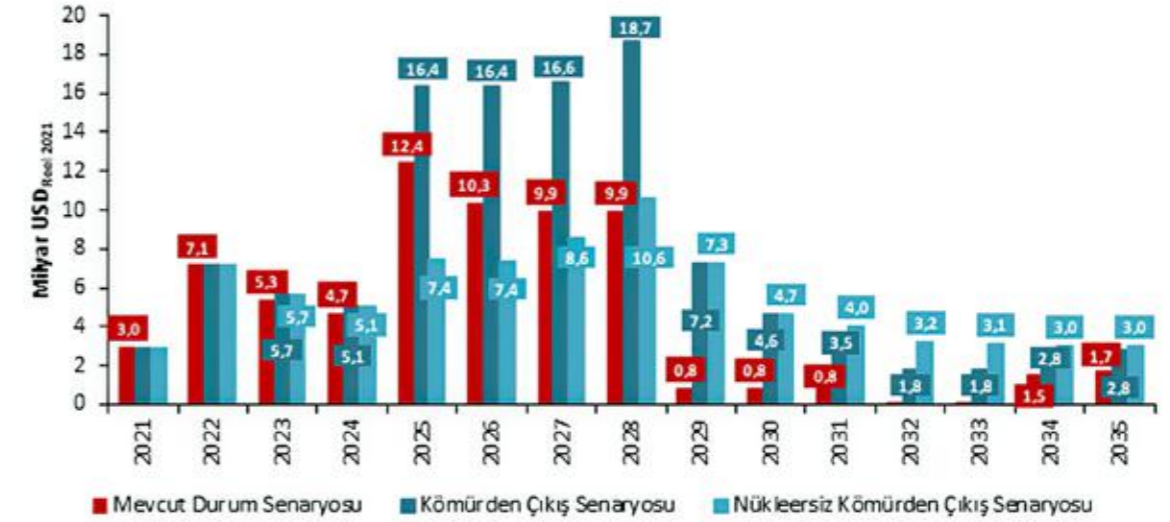
Toplam karbon maliyetlerine bakıldığında, sabit karbon maliyetinin uygulandığı 2023 ve 2035 arasındaki dönemde Kömürden Çıkış Senaryosu altında 24,8 milyar USD tutarında, Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu altında ise 30,3 milyar USD tutarında bir kaynağın toplandığı hesaplanmaktadır. (Şekil 46) Bu kaynağın kullanılabilirliği pek çok alan bulunmaktadır.

Yatırım maliyetleri arasında görüldüğü üzere yenilenebilir enerji yatırımlarının artması ciddi bir iletim sistemi yatırım ihtiyacını da beraberinde getirecektir. 2023 ve 2035 arasındaki dönemde bu rakam Kömürden Çıkış Senaryosu için 7,0 milyar USD, Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu için ise 7,9 milyar USD seviyesindedir. Mevcut Durum Senaryosu için ise aynı tutar 2,6 milyar USD civarındadır. Kömürden çıkış senaryoları ile Mevcut Durum Senaryosu arasındaki fark ilave yenilenebilir kurulu gücünü iletim sistemine dahil etmek için gereken ek maliyete işaret etmektedir. Karbonun maliyetlendirilmesi yoluyla oluşturulan finansman kaynağı eğer bu ilave iletim sistemi yatırımlarını gerçekleştirmek için kullanılırsa TEİAŞ'ın bu ek maliyeti çıkartmak için iletim tarifelerini yükseltmesinin önüne geçilebilecektir.

Karbonun maliyetlendirilmesi sonucunda son kullanıcı tarifelerinin yükselebileceği de görülmüştür. Ancak bu yolla oluşturulacak kaynağın bir kısmı özellikle toplumun dar gelirli kesimlerinin izlenen



Şekil 44. Farklı Senaryolar Altında Hesaplanan Birim Elektrik Üretim Maliyeti

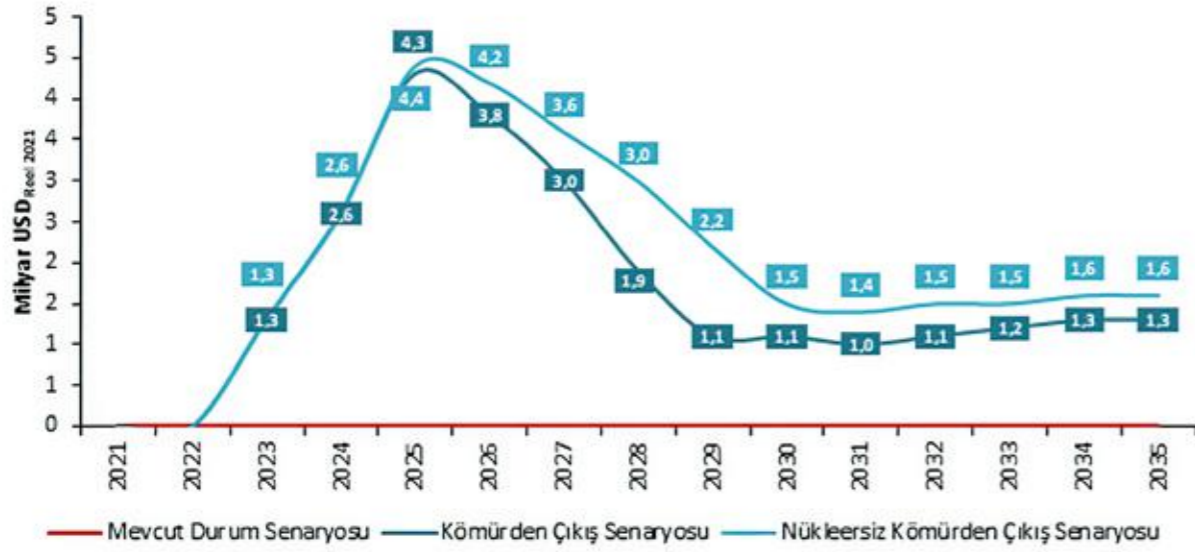


Şekil 45. Farklı Senaryolar Altında Hesaplanan Üretim Yatırım Maliyetleri

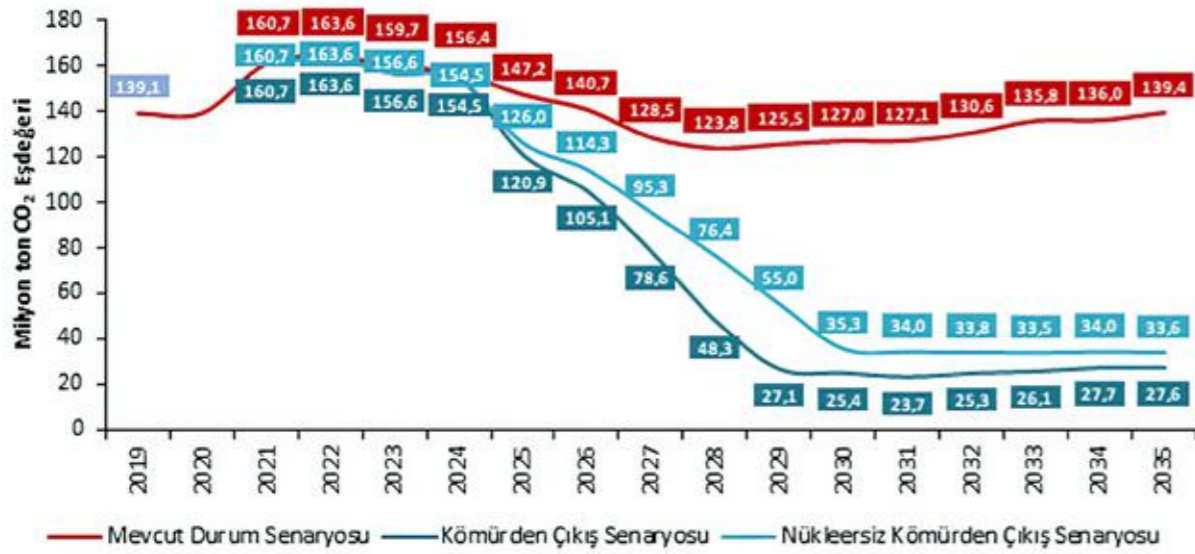
iklim azaltım politikalarından olumsuz etkilenmelerinin önüne geçilmesi amacıyla kullanılabilir. İletim maliyetlerinin tümü karbon fiyatlandırmasından sağlanacak gelirlerden karşılanırsa dahi konut sektörü için son kullanıcı elektrik tarifelerinin sübvans edilmesi için yeterli bir miktar artmaktadır. En azından toplumun en kırılgan kesimlerine yönelik olarak geliştirilebilecek sosyal tarifeler yoluyla olası mağduriyetlerin önüne geçilebilir ve karbon gelirlerinin bir kısmı bu amaç için kullanılabilir. Üstünde durulması gereken bir diğer nokta da ekonomisi fosil yakıtlara bağımlı hale gelmiş ve kömürden çıkış

sürecinde en çok mağdur olacak toplulukların saptanması ve sağlanacak destekler yoluyla olası mağduriyetlerin önüne geçilmesidir. Karbon gelirinin en azından bir kısmının bu amaca yönelik kullanılması yerinde olacaktır. Bu tarz bölgeler için yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı yeni istihdam olanakları yaratmak için bu kaynakların kullanılması en uygun yöntem olacaktır.

Farklı senaryolarda karbon emisyonlarının gelişimi Şekil 47'da verilmiştir. 2019 yılı gerçekleşen elektrik sektörü kaynaklı emisyon miktarı 139,1 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri olmuştur (TÜİK, 2021). Bu



Şekil 46. Farklı Senaryolar Altında Toplanan Karbon Geliri Miktarı

Şekil 47. Farklı Senaryolar Altında Hesaplanan Elektrik Sektörü Kaynaklı Emisyon Miktarları<sup>6</sup>

rakam üzerinden bakıldığında 2019 ve 2035 yılları arasında Mevcut Durum Senaryosu'nda emisyon miktarlarının sabit kaldığı görülmektedir. Kömürden Çıkış Senaryosu'nda aynı dönemde mevcut durumdaki seviyeye oranla sağlanan emisyon azaltımı %80,1 civarındadır. Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu'nda ise %75,8 azaltım gerçekleştirilmektedir.

2019 yılı tarihsel olarak rekor hidroelektrik üretimi gerçekleşen bir yıl olduğu için bu yılın emisyon

miktarları genel bir eğilime işaret etmemektedir. Bu nedenle karşılaştırmayı 2021 için bulunan tahmini 160,7 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri üzerinden yapmak daha sağlıklı bir sonuç verebilir. Bu açıdan bakıldığında Mevcut Durum Senaryosu'nda 2021 yılına kıyasla %13,2 oranında bir azaltım gerçekleşirken Kömürden Çıkış ve Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryolarında sırasıyla %82,8 ve %79,1 oranında azaltım gerçekleştirilmektedir.

Mevcut Durum Senaryosu altında sağlanan

Tablo 11. Senaryoların Karşılaştırması Özet Tablo

Sonuçlar	Mevcut Durum Senaryosu	Kömürden Çıkış Senaryosu	Nükleersiz Kömürden Çıkış Senaryosu
2035 Sonu Toplam Kurulu Güç (MW)	147.615	168.657	174.781
2035 Sonu Batarya Kurulu Gücü (MWh)	-	136.000	136.000
2035 Sonu Toplam Rüzgâr ve Güneş Kurulu Gücü (MW)	60.254	101.154	112.078
2035 Yılı Güneş ve Rüzgârın Üretimdeki Payı (%)	%28,8	%51,7	%56,4
2035 Yılı Üretimdeki Yenilenebilir Enerji Payı (%)	%49,4	%73,6	%78,4
2035 Yılı Yerli Elektrik Üretimi Payı (%)	%59,2	%73,6	%78,4
2035 Yılı Elektrik Üretimi Kaynaklı Sera Gazı Emisyonları (milyon ton CO <sub>2</sub> Eşdeğeri)	139,42	27,63	33,62
2022-2035 Arası Ortalama Elektrik Üretim Birim Fiyatı <sup>7</sup> (USD <sub>Reel 2021</sub> /MWh)	50,39	59,08	62,76
2022-2035 Arası Toplam Yatırım Maliyeti (Milyar USD <sub>Reel 2021</sub> )	68,46	118,24	88,74
2022-2035 Arası Toplanan Karbon Vergisi Miktarı (Milyar USD <sub>Reel 2021</sub> )	-	24,8	30,3

düşük azaltım oranı Türkiye'nin 2053'te karbon nötr olma hedefiyle uyumsuzdur. 2035 yılında atmosfere bugünkü seviyelerde karbon salınması durumunda 2053 yılında elektrik sektörünün tamamen karbonsuzlaşması gerçekçi bir hedef olmayacaktır. Bu durum bir kez daha Türkiye için bir kömürden çıkış hedefi belirlenmesinin ülkenin iklim hedeflerine ulaşılması için önemini göstermektedir.

Yapılan karşılaştırmaların bir özeti Tablo 11'de sunulmuştur. Bu tabloda özetlenen veriler ışığında Türkiye'nin 2030 yılı veya öncesinde elektrik üretiminde kömürden çıkışın uygulanabilir bir hedef olduğu anlaşılmaktadır.

Yapılan modelleme çalışması sonucunda kömürden çıkışın olumlu ve olumsuz sonuçlarını karşılaştırmak mümkün olmuştur. Sonuçlar kömürden çıkışın yenilenebilir enerji yatırımlarının hızlandı-

rılması, enerji sistemindeki esnekliğin ve yerlilik oranının artırılması ve karbon emisyonlarının azaltılması konusunda çok önemli faydalar getireceğini göstermiştir. Buna karşılık bu çıkışın maliyetinin de özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarında yaşanan maliyet düşüşleriyle birlikte düşünülenden daha düşük bir noktada olduğu anlaşılmaktadır. Özellikle nükleer enerji alanına aktarılan yüksek miktardaki kaynağın yenilenebilir enerji kaynaklarına aktarılması durumunda kömürden çıkış hızı bir şekilde gerçekleşebilecektir. Öte yandan simülasyon döneminin sonlarına doğru hala hatırı sayılır bir doğal gaz kaynaklı üretimin sistemde kaldığı görülmektedir. Kömürden çıkışın ötesinde tamamen karbonsuzlaşmanın sağlanabilmesi için ilerleyen yıllarda hidrojen teknolojisi ya da artırılmış talep tarafı katılımı gibi çeşitli seçeneklerin tartışılması gerekmektedir. ■

<sup>6</sup> TÜİK tarafından en son yayımlanan veri 2019 yılına aittir, 2020 rakamı henüz açıklanmadığı için 2020 gösterimi için 2019 rakamı kullanılmıştır.

<sup>7</sup> Piyasa takas fiyatı, YEKDEM birim fiyatı ve nükleer enerji alım garantisi birim fiyatından oluşmaktadır.



Barbaros Kayan / Europe Beyond Coal

## 5. SONUÇLAR VE POLİTİKA ÖNERİLERİ

- Yürütülen bu çalışmanın sonuçları, karbonun maliyetlendirilmesi, kömür teşviklerinin kaldırılması gibi belirli politika araçları kullanıldığı takdirde 2030 yılında kömürden çıkışın gerçekçi bir hedef olduğunu göstermektedir. Elektrik üretiminde kömürden çıkılması Türkiye açısından pek çok çevresel, toplumsal ve ekonomik nedene bağlı olarak elzem hale gelmiştir. Bu kapsamda kömürden çıkış için ulaşılabilir hedefler belirlenmeli ve kapsamlı, adil ve iklim dostu bir yol haritası ortaya konmalıdır. Böyle bir yol haritasının hazırlanması aynı zamanda özel sektör yatırımları için de yol gösterici olacak ve enerji dönüşümüne yönelik yerli ve yabancı yatırımları hızlandıracaktır.
- 2021 yılının Ekim ayında Paris İklim Anlaşması'nın TBMM tarafından onaylanması ve 2053 için net sıfır emisyon vizyonunu açıklaması, Türkiye için çok önemli bir adım olmuş ve Türkiye'nin iklim politikalarının üzerine kurulabileceği zemini oluşturmuştur. 2053 net sıfır hedefine uygun olarak, Türkiye'nin 2030 yılına kadar emisyonlarını iki katına çıkarmayı öngören mevcut ulusal katkı beyanı güncellenmelidir. Bu açıdan kömürden çıkış planı, 2053 için ortaya konmuş olan net sıfır karbon hedefine giden yolda ilk ve en kolay adım olarak öne çıkmaktadır. Kömürden Çıkış Senaryosu kapsamında değişen politikaların sonucunda 2021 ve 2035 yılları arasında elektrik sektörü kaynaklı karbon emisyonlarında Mevcut Durum Senaryosuna oranla %82,8'lik bir düşüş yaşanmış ve 2035 yılı emisyonları 27,6 milyon ton CO<sub>2</sub> seviyesine gerilemiştir. Öte yandan Mevcut Durum Senaryosu'nun sonuçları bugünkü politikaların takip edilmesi durumunda 2035

yılına kadar Türkiye'nin mevcut emisyon miktarlarında önemli bir değişiklik olmayacağı ve 2053 karbon nötr hedefine ulaşmanın çok zor bir ihtimal haline geleceğine işaret etmektedir.

- Kömür yatırımlarının neden olduğu çevre, halk sağlığı, iklim maliyetlerinin hiçbiri halihazırda kömürlü termik santral ve/ya kömür madeni işletmecileri tarafından üstlenilmemektedir. Negatif dışsallıklar olarak nitelendirilebilecek bu maliyetlerin, kirleticiler tarafından yüklenilmesi durumunda elektrik üretimi için kömür kullanımı tüm taraflar için rasyonel olmaktan çıkacak ve kömürden çıkış kendi doğal seyri içerisinde gerçekleşecektir. Mevcut durumda, bu maliyetlerin kirleticiler tarafından yüklenmemesi bir yana, kömür kaynaklı elektrik üretimine finansal teşvikler sağlanmaktadır. Bu çalışmada enerji dönüşümünün dayandığı yaklaşım, "kirleten öder" mekanizmasını elektrik üretim sistemine dahil etmektedir. 2030'lu yıllara doğru 40 USD/ton CO<sub>2</sub> seviyelerine gelecek bir karbon maliyeti uygulanmasının Türkiye'de kömürden çıkış için yeterli olacağı görülmüştür. Buna karşın AB ETS piyasalarında oluşan karbon fiyatının son birkaç ayda 70 USD/ton CO<sub>2</sub> seviyesine yaklaştığı göz önüne alınırsa uygulanacak fiyatın daha da yükselmesinin ciddi bir olasılık olduğu görülecektir. Karbon gelirlerinin kullanılması için pek çok seçenek mevcuttur. Toplanan bu karbon gelirin ek iletim sistemi yatırımlarının gerçekleştirilmesi, özellikle toplumun düşük gelirli kesimlerinin elektrik faturalarının yükselmesinin engellenmesi ve ekonomisi fosil yakıtlara bağımlı olan çeşitli topluluklarda oluşabilecek mağduriyetlerin önlenmesi için bir kaynak oluşturacağı görülmektedir.

- Türkiye'nin kömürden çıkış konusunda atabileceği ilk adım kömüre teşvik sağlayan mevcut politika mekanizmalarının sonlandırılmasıdır. Yerli kömür alım garantisi ve kapasite mekanizması gibi uygulamalarla kömür sektörüne verilen teşvikler, daha az verimli bu kaynakların sistemde kalmasını destekleyerek serbest piyasa işleyişini olumsuz etkilemekte ve ülkenin karbon emisyonlarının azaltılmasını engellemektedir. Görünür ve sayısallaştırılabilir teşviklerin yanında, santrallere mevzuata göre zorunlu oldukları yatırımlar için istisnalar verilmesi, yaptırımların caydırıcı olmaması gibi gizli teşvikler de sağlanmaktadır.
- İklim değişikliği ve çevre ile ilgili kaygıların yanında, Türkiye'nin karbon emisyonlarını fiyatlandırma konusunda ciddi adımlar atması artık bir zorunluluktur. Avrupa Yeşil Mutabakatı ve Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması ile 2023 yılından itibaren Türkiye'nin Avrupa Birliği'ne yaptığı ihracat üzerinden emisyon verilerini raporlaması, 2026 yılından itibaren ise hesaplanan emisyon karşılığında bir karbon maliyeti ile karşılaşması beklenmektedir. Ulusal ölçekte bir karbon fiyatlandırma mekanizması uygulanmaması durumunda Türkiye'den ciddi bir kaynak sınırda karbon düzenlemesi/vergileri yoluyla yurtdışına aktarılmış olacak, Türkiye ekonomisinde çok önemli bir yer tutan AB'ye yapılan ihracata ek maliyetler oluşacaktır. Bu çalışma, sabit bir karbon fiyatı uygulamasının kömür kullanımını sifira indirme ve emisyonları azaltma konusunda etkili bir politika seçeneği olduğunu göstermektedir. Çalışmaya göre elektrik sisteminin kömürden arındırılması ile birlikte 2035 yılına kadar toplamda 931 milyon ton CO<sub>2</sub> emisyon azaltımı gerçekleşecektir.
- Çalışma, enerji dönüşümünün sistem maliyetleri üzerindeki etkisinin milli gelir baz alındığında yüksek maliyetli bir süreç olmadığını göstermektedir. Mevcut Durum Senaryosu ile Kömürden Çıkış Senaryosu arasında kömürden çıkışın gerçekleştiği 2022-2028 yılları arasındaki elektrik üretim sistemi yatırım ihtiyacı farkı 26,7 milyar dolar tutarındadır. İletim sisteminde yapılması gereken yatırımlar da dahil

edilirse bu fark 28,0 milyar dolara yükselmektedir. Önümüzdeki yıllarda ülkenin mevcut gayri safi yurt içi hasılasının yalnızca %0,5'inin yıllık olarak yeni enerji yatırımlarına aktarılması durumunda Kömürden Çıkış Senaryosu'nun gerçekleştirilebilmesinin mümkün olduğu görülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları ve depolama teknolojileri gibi yeni teknolojilerde görülen ve ileride artacağı öngörülen maliyet düşüşleri, bu noktada belirleyici rol oynamaktadır. Günümüzde yenilenebilir enerji ve depolama teknolojileri, herhangi bir teşvike ihtiyaç duymadan fosil yakıtlara kıyasla daha az maliyetli hale gelmişlerdir. Bunun sonucunda, dünyanın genelinde karbon yoğun kaynaklardan yenilenebilir kaynaklara doğru bir geçiş hızlanarak devam etmektedir. Enerji dönüşümüne yönelik bu gidişat, bu konuda öncü olacak ülkeler için büyük fırsatlar barındırmaktadır. Türkiye coğrafi konumu itibarıyla yüksek rüzgâr ve güneş potansiyeline sahip bir ülke olarak bu fırsatlardan yüksek derecede yararlanabilir. Yenilenebilir enerji ve depolama sektörlerinde bulunan tedarik zincirlerinin değişik halkalarında gerekli yatırımın yapılmasıyla beraber yeni bir ekonomik kalkınmanın temelleri atılabilecek ve yeşil istihdam olanakları yaratılabilecektir. Yeşil endüstrilerin yaygınlaştırılması fosil yakıt bazlı sanayiye kıyasla daha yüksek istihdam katsayılarına sahip olmaları ve daha kaliteli ve güvenli istihdam olanakları üretmeleri nedeniyle Türkiye'nin mevcut işsizlik sorunu için de ileride bir çözüm sunma potansiyeli taşımaktadır.

- Kömürden çıkılmasının son kullanıcı tarifelerine olan etkisinin de uzun dönemde çok yüksek olmayacağı gözlemlenmiştir. Mevcut Durum Senaryosu ile Kömürden Çıkış Senaryosu arasındaki elektrik üretim maliyetleri arasında simülasyonun ortalarında önemli bir fark oluşmuş olsa da Kömürden Çıkış Senaryosu altında devreye giren yüksek yenilenebilir enerji kapasitesi nedeniyle bu fark giderek erimektedir. 2035 yılında Kömürden Çıkış Senaryosu elektrik üretim maliyeti Mevcut Durum Senaryosu'nun yalnızca 2,5 USD/

MWh üzerinde olmuştur. Buna karşın kısa ve orta vadede karbon fiyatlandırmasının tüketici tarifelerinde bir yükselmeye neden olacağı da açıktır. Özellikle toplumun dar gelirli kesimleri için yaşanabilecek mağduriyetlerin önüne geçilmesi için toplanan karbon gelirlerinin bir kısmının sosyal tarife gibi uygulamalar için kullanılması uygun görünmektedir.

- Çalışmanın sonuçları kömürden çıkılmasının enerji güvenliği ve yerlilik hedefleri bakımından da olumlu sonuçlar vereceğine işaret etmektedir. Yüksek marjinal maliyetleri nedeniyle, sabit bir karbon fiyatı uygulaması durumunda sistemden öncelikle ithal kömürlü termik santraller çıkmaktadır. Kömürden Çıkış Senaryosu'nda elektrik üretiminde yerli kaynakların payı 2035 yılında 2021'deki %51,3 seviyesinden tamamı yerli ve yenilenebilir kaynaklardan oluşan %73,6'ya çıkmaktadır. Nükleer enerjinin dahil olmadığı senaryoda ise aynı rakam %78,4'tür. Mevcut Durum Senaryosu'nda ise 2035 yılında yerli kaynakların payı yenilenebilir ve yerli kömür toplam olmak üzere ancak %59,2 seviyesinde kalmaktadır.
- İçinden geçmekte olduğumuz küresel çapta ki yakıt-fiyat krizi, fosil yakıtlara dayalı enerji üretiminin ne kadar riskli olduğunu ve ekonomileri dış şoklara karşı kırılgan bir hale getirebileceğini göstermiştir. Bu açıdan bakıldığında, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının hızla artırılması küresel fiyat şoklarına maruz kalmamak için önemlidir.
- Çalışma sonuçlarından hareketle önümüzdeki dönemde enerji sistemlerinde esneklik olgusunun önemi tekrar görülmüştür. Sistemde kesintili kaynakların oranı arttıkça maliyetleri gittikçe düşen batarya gibi depolama teknolojilerine ya da talep tarafı katılımı gibi uygulamalara olan talep artmaktadır. Bu noktada, batarya ya da hidrojen gibi teknolojik çözümlerin yanı sıra sistem esnekliğini arttıracak piyasa mimarisi değişikliklerinin de önemli bir rol oynayacaktır. Enerji sistemi mimarisi uzun vadeli bir enerji dönüşümü stratejisi çerçevesinde ayrıca değerlendirilmelidir.
- Nükleersiz Kömürden Çıkış ve Kömürden Çıkış

Senaryoları arasında bir karşılaştırma yapıldığında kömürden çıkışın nükleer enerji devreye girmese dahi mümkün olduğu görülebilmektedir. Buna karşın nükleer enerjiyi sisteme dahil etmenin sistem maliyetleri üzerindeki etkisinin ise oldukça yüksek olduğu dikkat çekmektedir. Nükleer enerjinin yüksek maliyeti ve barındırdığı riskler dikkate alındığında bu sonuçlar Türkiye'nin mevcut nükleer enerji politikalarının tekrar gözden geçirilmesi gerektiğine de işaret etmektedir.

- 2035 yılı erimli olarak çalıştırılan modelin sonuçları, gazdan elektrik üretiminin toplam içindeki payının gittikçe azaldığını göstermektedir. Kömürden çıkış senaryosunda 2035 yılında doğal gaz santrallerinin toplam üretim içindeki payı 2021 yılı için tahmin edilen %31,5 değerinden %17,7'ye gerilemektedir. Mevcut durum senaryosunda bu değer %20,4 seviyesindedir. Nükleer enerji santralinin devreye girmediği durumda dahi doğal gazın payı 2035 yılında %21,6 civarında kalmaktadır. Elektrik sistemindeki esneklik ihtiyacına yönelik olarak modelin, gazı sistemde tutmasına karşın 2030 itibarıyla yaşanacak teknolojik gelişmelerin öncelikli olarak elektrik sisteminin gazdan arındırılmasını sağlayacağı öngörülmektedir. Ayrıca yaşam tarzı değişiklikleri gibi etkenlerin elektrik talep artışı öngörülerini değiştirmesi olasıdır. Üçüncü olarak, modelin öngördüğü karbon maliyetinin çok üstünde seviyelerin görülmesi beklenmektedir. Tüm bu gelişmeler kömürün ardından ilk olarak gazın sistemden beklenenden daha hızlı çıkmasını sağlayacaktır.
- Her köklü ekonomik değişim sürecinde olduğu gibi enerji dönüşümü de yeni imkanlar ve kalkınma olanakları yaratırken, plansız bir geçiş fosil yakıtı dayalı ekonomileri ya da bölgeleri geride bırakma riski taşımaktadır. Olası mağduriyetlerin giderilmesi, iklim adaletinin sağlanması ve kamusal alanda iklim politikalarına desteğin sürdürülebilmesi için kömürden çıkış planı, yeni yerel ekonomik fırsatlar ile kapsayıcı ve insana yaraşır istihdam olanakları yaratacak bir Adil Geçiş Mekanizmasının tasarımı da içermelidir. Karbon gelirlerinin bir kısmı bu amaçla kullanılabilir. ■



# KAYNAKLAR



Barbaros Kayan / Europe Beyond Coal

Almanya Federal Hükümeti (2020), "Act to Reduce and End Coal-Powered Energy and Amend Other Laws", <https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/sustainability/kohleausstiegsgesetz-1717014>

Argus Media (2021a), "Argus White Paper: LNG winter 2021-22 outlook"

Argus Media (2021b), [https://www.argusmedia.com/en/news/2202143-china-sets-2025-target-for-renewable-power-capacity#:~:text=China's%20national%20energy%20administration%20\(NEA,NEA%20officials%20said%20last%20week](https://www.argusmedia.com/en/news/2202143-china-sets-2025-target-for-renewable-power-capacity#:~:text=China's%20national%20energy%20administration%20(NEA,NEA%20officials%20said%20last%20week)

Avrupa Birliği Komisyonu (2015), [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets\\_handbook\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf)

Avrupa Komisyonu (2019), [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en)

BBC (2020), <https://www.bbc.com/news/world-europe-51133534>

BBC (2021a), <https://www.bbc.com/news/world-asia-china-58647481>

BBC (2021b), <https://www.bbc.com/news/world-europe-56828383#:~:text=The%20EU%20has%20adopted%20ambitious,2030%2C%20compared%20with%201990%20levels>

Beyond Coal Europe (2021), <https://beyond-coal.eu/2021/04/22/80090/>

Bloomberg (2021), <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-05-05/germany-targets-more-ambitious-climate-neutrality-goal-of-2045>

Bloomberg New Energy Finance (2020), "2020 Battery Price Survey"

British Petroleum (2021), "Statistical Review of World Energy 2021"

Bruegel (2021), "The Geopolitics of European Green Deal", <https://www.bruegel.org/2021/02/the-geopolitics-of-the-european-green-deal/>

Climate Action Network Europe, <http://www.komurungercekbenedeli.org/>

Climate Action Network Europe (2021), "Türkiye'de Kömüre Dayalı İstihdamın ve Ekonominin Analizi", <https://caneurope.org/analysis-of-coal-based-employment-and-economy-in-turkey/>

employment-and-economy-in-turkey/

Çevre ve Şehircilik Bakanlığı (2010), "2010-2023 İklim Değişikliği Stratejisi"

Çevre ve Şehircilik Bakanlığı (2010), "2011-2023 İklim Değişikliği Uyum Stratejisi ve Eylem Planı"

Çevre ve Şehircilik Bakanlığı (2012), "2011-2023 Ulusal İklim Değişikliği Eylem Planı"

Dünya Bankası (2021a), "Commodity Markets Outlook 2021"

Dünya Bankası (2021b), <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

Dünya Bankası (2021c), <https://www.worldbank.org/en/country/turkey/overview>

Dünya Bankası (2021d), "State and Trends of Carbon Pricing 2021" <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620>

Earth.org, "Chile Accelerates Plans to Close Four Coal-Fired Power Plants by 2025", 8 Temmuz 2021, <https://earth.org/chile-accelerates-plans-to-close-four-coal-fired-power-plants-by-2025/>

Ember (2021a), "Global Electricity Review 2021 - Turkey"

Ember (2021b), <https://ember-climate.org/commentary/2021/01/28/milestone-reached-as-renewables-overtake-fossil-fuels-in-the-uk/>

End Coal (2021), <https://endcoal.org/climate-change/>

Energy Live News, "ENGIE announces total exit from coal and 2GW renewables development in Chile", 30 Nisan 2021, <https://www.energylivenews.com/2021/04/30/engie-announces-total-exit-from-coal-and-2gw-renewables-development-in-chile/>

Enerji IQ (2021), Enerji Piyasası Raporu, Sayı: 2021-33/452, 26 Ağustos 2021

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2020), "2019-2023 Stratejik Plan"

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, "Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı, 2017-2023" (2018)

European Commission (2021), [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda\\_21\\_3661](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3661)

European Council for an Energy Efficient Economy (2021), <https://www.eceee.org/all-news/news/greece-confirms-last-coal-plant-will-be-shut-in-2025/>

Global Carbon Project. (2020). Supplemental data of Global Carbon Budget 2020 (Version 1.0) [Data set]. Global Carbon Project. <https://doi.org/10.18160/gcp-2020>

Global Energy Monitor (2021), <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/summary-data/>

Health and Environmental Alliance ve Europe Beyond Coal (2021), "Türkiye'de Kronik Kömür Kirliliği"

IHS Markit (2021), <https://ihsmarkit.com/research-analysis/greece-rushes-to-exit-coal-amid-carbon-price-surge.html>

India Brand Equity Foundation (2021), <https://www.ibef.org/industry/renewable-energy.aspx>

Intercontinental Energy Exchange (2021), <https://www.theice.com/futures-europe>

International Energy Agency (2020a), <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019/emissions>

International Energy Agency (2020b), "Germany 2020 Energy Policy Review"

International Energy Agency (2021), "Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector"

International Energy Agency, "Projected Costs of Generating Electricity" (2015)

International Renewable Energy Agency,

"Renewable Power Generation Costs in 2020" (2021)

Intuition (2021), <https://www.intuition.com/australia-china-trade-war-and-its-implications/>

IPCC (2006), "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme"

İklim Haber (2021), <https://www.iklimhaber.org/avrupa-komurden-cikista-yolu-yariladi/>

İPM (2020), "Türkiye'de yenilenebilir enerjiyle beceri ve istihdam gelişimi elektrik sektörünü karbonsuzlaştırmanın yan faydalarının analizi", <https://ipc.sabanciuniv.edu/Content/Images/CKeditorImages/20200701-00075753.pdf>

Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, Enerji Haritaları, Türkiye Kömür Sahaları ve Potansiyel Kullanım Alanları (2021), <https://www.mta.gov.tr/v3.0/sayfalar/hizmetler/jeotermal-harita/images/7.jpg> (8 Temmuz 2021 tarihinde erişilmiştir)

Manuel Götz, Jonathan Lefebvre, Friedemann Mörs, Amy McDaniel Koch, Frank Graf, Siegfried Bajohr, Rainer Reimert, Thomas Kolb, "Renewable Power-to-Gas: A technological and Economic Review" (2016), Renewable Energy, Volume 85

OECD (2020), Real GDP long-term forecast (indicator). doi: 10.1787/d927bc18-en

OECD (2021), "OECD Economic Outlook September 2021"

Partnership for Market Readiness Türkiye (2021), <https://pmrturkiye.csb.gov.tr/pmr-program/?lang=en>

Reuters (2021), <https://www.reuters.com/article/britain-coal-phaseout-idUSKBN28O29V>

Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı (2021), Yatırım Teşvik Uygulamaları, <https://www.sanayi.gov.tr/assets/pdf/destek-tesvikler/YatirimTevsikSistemiSunumu.pdf>

Sedat Avcı (2005), "Türkiye'de Termik Santraller ve Çevresel Etkileri", İstanbul Üniversitesi Edebiyat Fakültesi Coğrafya Bölümü Coğrafya Dergisi, Sayı 13, İstanbul 2005

Shura Enerji Dönüşüm Merkezi (2021), "Türkiye'nin Ulusal Hidrojen Stratejisi için Öncelikli Alanlar"

Sosyal Güvenlik Kurumu (2021), "2020 SGK İş Kazası ve Meslek Hastalıkları İstatistikleri"

TEİAŞ (2021), <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>

TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi (2021), [https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm\\_istatistikler.jsf](https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf)

Ticaret Bakanlığı (2021a), "Yeşil Mutabakat Eylem Planı"

Ticaret Bakanlığı (2021b) <https://www.trade.gov.tr/turkey-and-eu/turkey-and-the-eu#:~:text=By%202020%2C%20Turkey's%20exports%20to,of%20total%20imports%20of%20Turkey.>

TÜİK (2021), Türkiye Sera Gazı Emisyon Envanteri 2021

Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği (2020), "Türkiye'nin Enerji Görünümü"

Türkiye Cumhuriyeti Devleti (2016), "Türkiye Cumhuriyeti Devleti Ulusal Katkı Niyet Beyanı"

Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası (2021), "TCMB Beklenti Anketi Eylül 2021"

Türkiye Kömür İşletmeleri (2021), "2020 Yılı Türkiye Kömür (Linyit) Sektör Raporu"

Türkiye Taşkömürü Kurumu (2021), "2020 Yılı Türkiye Taşkömürü Sektör Raporu"

United Kingdom Government Press Release (2020), <https://www.gov.uk/government/news/new-plans-to-make-uk-world-leader-in-green-energy>

United Kingdom Government Press Release (2021), <https://www.gov.uk/government/news/uk-enshrines-new-target-in-law-to-slash-emissions-by-78-by-2035>

United Nations Comtrade Database (2021), <https://comtrade.un.org/>

United Nations Framework Convention On Climate Change (2021), <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement/key-aspects-of-the-paris-agreement>

United States Department of State (2021), <https://www.state.gov/leaders-summit-on-climate/day-1/>

United States Energy & Employment Report (2021), <https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-07/USEER%202021%20Main%20Body.pdf>

United States Energy Information Administration, "Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies" (2020)

Karbon Nötr Türkiye Yolunda  
İlk Adım

# Kömürden Çıkış 2030

