



## SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Hakkında

European Climate Foundation (ECF), Agora Energiewende ve Sabancı Üniversitesi İstanbul Politikalar Merkezi (IPM) tarafından kurulan SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, yenilikçi bir enerji dönüşüm platformu olarak enerji sektörünün karbonsuzlaştırılmasına katkıda bulunmayı amaçlamaktadır. Aynı zamanda Türkiye'deki enerji sektörünün politik, teknolojik ve ekonomik yönleri üzerine yapılan tartışmalarda sürdürülebilir ve kabul görmüş bir ortak zemine olan ihtiyacını karşılamayı hedeflemektedir. SHURA gerçeklere dayalı analizler ve en güncel veriler ışığında, enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji üzerinden düşük karbonlu bir enerji sistemine geçişi desteklemeyi odağına almaktadır. Farklı paydaşların bakış açılarını göz önünde bulundurarak bu geçişin ekonomik potansiyeli, teknik fizibilitesi ve ilgili politika araçlarına yönelik bir anlayışın oluşturulmasına yardımcı olmaktadır.

## Yazar

Hasan Aksoy (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi), Ozan Korkmaz, Volkan Yiğit, Kerim Gökşin Bavbek, Elif Koyuncuoğlu Toma (APLUS Enerji) ve Mathis Rogner (Agora Energiewende)

## Teşekkürler

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi direktörü Dr. Değer Saygın çalışma süreci boyunca ve raporun hazırlanması esnasında görüş, yönlendirme ve geri bildirimleriyle katkıda bulunmuştur. Bu raporun taslak sonuçları Şubat 2020'de Enerji İşleri Genel Müdürlüğü Enerji Arz Güvenliği Piyasalar ve İstatistik Dairesi, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Elektrik Piyasası Dairesi, TEİAŞ Planlama ve Yatırım Yönetimi Dairesi ekipleriyle ayrı ayrı paydaş danışma toplantılarında değerlendirilmiştir, değerli katkılarından dolayı teşekkür ederiz. Raporun hazırlanması esnasında görüşme yapılarak değerli görüşlerini ve yorumlarını sunan Cem Aşık, Obahan Obaoğlu (EÜD) ve Güray Erol'a (TÜREB) teşekkür ederiz. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Yönlendirme Komitesi üyeleri Selahattin Hakman ve Philipp Godron, raporu inceleyerek geri bildirimde bulunmuştur. Sağlanmış olan tüm değerli inceleme, geri bildirim ve görüşler için teşekkür ederiz.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, bu rapor için AGCI-Crux Enerji Programı tarafından sağlanan cömert finansmana müteşekkirdir.

Bu rapor, [www.shura.org.tr](http://www.shura.org.tr) sitesinden indirilebilir.

Daha ayrıntılı bilgi almak veya geri bildirimde bulunmak için [info@shura.org.tr](mailto:info@shura.org.tr) adresinden SHURA ekibiyle temasa geçiniz.

## Tasarım

Tasarımhane Tanıtım Ltd. Şti.

Telif Hakkı © 2020 Sabancı Üniversitesi

ISBN 978-605-2095-97-3

## Sorumluluk Reddi

Bu rapor ve içeriği, çalışma kapsamında göz önünde bulundurulmuş kabuller, senaryolar ve 2019 yıl sonu itibarıyla mevcut olan piyasa koşulları doğrultusunda hazırlanmıştır. Bu kabullerin, senaryolar ve piyasa koşullarının değişime açık olması nedeniyle, rapor kapsamındaki gelecek dönem öngörülerinin, gerçekleşecek sonuçlarla aynı olacağı garanti edilemez. Bu raporun hazırlanmasına katkı yapan kurum ya da kişiler, raporda sunulan öngörülerin gerçekleşmemesi ya da farklı şekilde gerçekleşmesinden dolayı oluşabilecek ticari kazanç ya da kayıplardan sorumlu tutulamazlar.

**2030 yılına doğru Türkiye'nin  
optimum elektrik üretim kapasitesi**









Şekiller Listesi	4
Tablo Listesi	6
Bilgi Kutusu Listesi	7
Kısaltmalar	7
Yönetici Özeti	9
1. Giriş	19
2. Türkiye Elektrik Piyasası - Mevcut Durum Değerlendirmesi	23
2.1. Arz, Talep ve Sınır Ötesi Ticaret	23
2.2. Elektrik Ticareti ve Spot Elektrik Satış Piyasaları	26
2.3. Türkiye’de Gün Öncesi Piyasası’nda Elektrik Fiyatını Belirleyen Temel Faktörler	30
2.4. Türkiye’nin Enerji Dönüşümüne İlişkin Öncelikler	30
2.4.1. Arz Güvenliğinin Sağlanması	31
2.4.2. Yerli Kaynak Kullanımı	31
2.4.3. Elektrik Maliyetinin Düşürülmesi	31
2.4.4. Çevre Kalitesinin Korunması ve İklim Değişikliğinin Sınırlandırılması	31
3. Metodoloji	33
3.1. Dinamik Devreye Alma Algoritması	35
4. Modelde Kullanılan Varsayımlar	39
4.1. Çalışılan Senaryolar	39
4.2. Senaryo Çalışmalarında Kullanılan Varsayımlar	40
4.2.1. Elektrik Talebi Gelişimi	40
4.2.2. Doğal Gaz Tarifesi	41
4.2.3. İthal Kömür Fiyatı	43
4.2.4. Senaryolar Bazında Devreye Girmesi Öngörülen Santraller	44
4.2.5. Karbon Maliyeti	45
4.2.6. Yerli Kaynaklara İlave Teşvikler	47
4.3. LCOE Hesaplamasında Kullanılan Varsayımlar	49
5. Çalışma Sonuçları	53
5.1. Mevcut Durum Senaryosu	53
5.2. Optimum Kapasite Gelişim Senaryoları	57
5.2.1. Senaryo Sonuçları Arasında Karşılaştırma	57
5.2.2. Tam Piyasa Odaklı Senaryo	64
5.2.3. Düşük Talep Senaryosu	70
5.2.4. Yerli Kaynak Senaryosu	74
5.2.5. Karbon Maliyeti Senaryosu	79
5.2.6. Dengeli Politikalar Senaryosu	86

6. Temel Çıkarımlar ve Politika Önerileri	93
Kaynaklar	97
EK-1: Gün Öncesi Piyasası'nın Temel Yapısı	98
EK-2: Döviz Kuru ve Enflasyon Varsayımları	100
EK-3: Dinamik Devreye Alma Algoritması ve Kullanılan Varsayımlar	101

## ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1. 2019 Yıl Sonu İtibarıyla Yakıt Türüne Göre Kurulu Güç ve Elektrik Üretimi	19
Şekil 2. Yakıt türüne göre Türkiye Kurulu Güç Gelişimi	23
Şekil 3. Yakıt türüne göre Türkiye Elektrik Üretim Gelişimi	24
Şekil 4. Elektrik Talebinin Gelişimi	25
Şekil 5. Türkiye'de Sınır Ötesi Elektrik Ticareti	26
Şekil 6. Türkiye'de Elektrik Ticareti ve Organize Piyasalar	27
Şekil 7. Türkiye Piyasası için Örnek Merit Order Gösterimi	33
Şekil 8. Fiyat Tahmin Modeli Akış Şeması	33
Şekil 9. Dinamik Devreye Alma Algoritması Akış Şeması	35
Şekil 10. İzmir ili için Kaynak Bazlı LCOE Değerleri	36
Şekil 11. Mersin ili için Kaynak Bazlı LCOE Değerleri	36
Şekil 12. İzmir ili için Kaynak Bazlı LCOE Değeri ve Diğer Maliyetler (2020)	37
Şekil 13. Mersin ili için Kaynak Bazlı LCOE Değeri ve Diğer Maliyetler (2020)	37
Şekil 14. Elektrik Talebi Gelişimi	41
Şekil 15. Ortalama Doğal Gaz Tarifesi	42
Şekil 16. Ortalama İthal Kömür Fiyatı	43
Şekil 17. Karbon Fiyatlandırma Senaryoları Altında Belirlenmiş Karbon Fiyat Miktarları	46
Şekil 18. Karbon Fiyatlandırma Senaryoları Altında Türkiye'de Uygulanacak Karbon Fiyat Miktarları	47
Şekil 19. Kurulum Maliyetleri	51
Şekil 20. Türkiye Elektrik İletim Yükümlülüklerine İlişkin Yaklaşım	52
Şekil 21. Mevcut Durum Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi	54
Şekil 22. Mevcut Durum Senaryosu'nda Kaynak Bazlı Üretim ve Enerji Açığı Miktarları	55
Şekil 23. Mevcut Durum Senaryosu'nda Enerji Açığı Miktarı ve Saat Sayısı	55
Şekil 24. Mevcut Durum Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu	56
Şekil 25. Mevcut Durum Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri	56
Şekil 26. Mevcut Durum Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri	57
Şekil 27. Senaryolar Arası 2030 Yılı Kaynak Bazlı Kurulu Güç Değerleri	59
Şekil 28. 2030 Yılı Senaryolar Arası Kaynak Bazlı Üretim Payı Karşılaştırması	60
Şekil 29. Dengeli Politikalar Senaryosu'nda Yenilenebilir Enerjinin Üretimdeki Payı	61

Şekil 30. Senaryolar Arası Piyasa Takas Fiyatı Gelişimi	61
Şekil 31. Senaryolar Arası Karbon Salımı Karşılaştırması	62
Şekil 32. Senaryolar Arası Kümülatif İthal Yakıt Maliyeti Karşılaştırması	63
Şekil 33. Senaryolar Arası Kümülatif Toplam Yatırım Miktarları Karşılaştırması	64
Şekil 34. Tam Piyasa Odaklı Senaryo altında Kurulu Güç Gelişimi	67
Şekil 35. Tam Piyasa Odaklı Senaryo Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi	68
Şekil 36. Tam Piyasa Odaklı Senaryo Yıllık Ortalama Takas Fiyatı	68
Şekil 37. Tam Piyasa Odaklı Senaryo Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu	69
Şekil 38. Tam Piyasa Odaklı Senaryo İthal Yakıt Maliyetleri	69
Şekil 39. Tam Piyasa Odaklı Senaryo'da Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri	70
Şekil 40. Düşük Talep Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi	71
Şekil 41. Düşük Talep Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi	72
Şekil 42. Düşük Talep Senaryosu Yıllık Ortalama Takas Fiyatı	72
Şekil 43. Düşük Talep Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu	73
Şekil 44. Düşük Talep Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri	73
Şekil 45. Düşük Talep Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri	74
Şekil 46. Yerli Kaynak Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi	76
Şekil 47. Yerli Kaynak Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi	76
Şekil 48. Yerli Kaynak Senaryosu Yıllık Ortalama Takas Fiyatı	77
Şekil 49. Yerli Kaynak Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu	78
Şekil 50. Yerli Kaynak Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri	78
Şekil 51. Yerli Kaynak Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri	79
Şekil 52. Karbon Senaryosu Karbon Fiyatı Miktarı	80
Şekil 53. Karbon Maliyeti Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi	83
Şekil 54. Karbon Maliyeti Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi	83
Şekil 55. Karbon Maliyeti Senaryosu Yıllık Ortalama Takas Fiyatı	84
Şekil 56. Karbon Maliyeti Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu	84
Şekil 57. Karbon Maliyeti Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri	85
Şekil 58. Karbon Maliyeti Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri	85
Şekil 59. Karbon Fiyatlandırma Senaryoları Altındaki Karbon Fiyatı Farkları	86
Şekil 60. Dengeli Politikalar Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi	89
Şekil 61. Dengeli Politikalar Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi	90
Şekil 62. Dengeli Politikalar Senaryosu Yıllık Ortalama Takas Fiyatı	90
Şekil 63. Dengeli Politikalar Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu	91
Şekil 64. Dengeli Politikalar Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri	92
Şekil 65. Dengeli Politikalar Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri	92
Şekil 66. Enflasyon ve Kur Tahminleri	100

## TABLolar LİSTESİ

---

Tablo 1. LCOE Hesaplamalarında Dikkate Alınan Özel Unsurlar	38
Tablo 2. Fiyat Tahmin Varsayımları	40
Tablo 3. Öngörülen Devreye Giriş Tarihleri	44
Tablo 4. LCOE Hesabı için Varsayımlar	50
Tablo 5. İletim Maliyetleri	50
Tablo 6. Mevcut Durum Senaryosu Yıllık Kapasite Artışları (MW)	53
Tablo 7. Senaryo Sonuçlarının Karşılaştırılması	58
Tablo 8. Tam Piyasa Odaklı Senaryo Yıllık Kapasite Artışları (MW)	65
Tablo 9. Düşük Talep Senaryosu Yıllık Kapasite Artışları (MW)	70
Tablo 10. Yerli Kaynak Senaryosu Yıllık Kapasite Artışları (MW)	75
Tablo 11. Karbon Maliyeti Senaryosu Yıllık Kapasite Artışları (MW)	81
Tablo 12. Karbon Maliyeti Senaryosu Yıllık Kömür Kapasite Azalışı (MW)	82
Tablo 13. Dengeli Politikalar Senaryosu Yıllık Kapasite Artışları (MW)	87
Tablo 14. Dengeli Politikalar Senaryosu Yıllık Kömür Kapasite Azalışı (MW)	88
Tablo 15. Lityum İyon Batarya Teknolojisi Maliyeti için Kullanılan Temel Varsayımlar	102
Tablo 16. İskonto Oranları	103
Tablo 17. İletim Maliyetleri	104

## BİLGİ KUTULARI LİSTESİ

---

Bilgi Kutusu 1. COVID-19 Salgınının Elektrik Piyasasına Kısa Dönemli Etkileri	28
Bilgi Kutusu 2. Türkiye’de Yürütülmekte Olan Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı Programı	45



## KISALTMALAR

AB	Avrupa Birliği
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
EIA	Amerika Birleşik Devletleri Enerji Bilgi İdaresi
EİGM	Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
EPDK	Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETS	sera gazı emisyon ticaret sistemi
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GW	gigavat
GİP	gün içi piyasası
GÖP	gün öncesi piyasası
GSYH	Gayrisafi Yurtiçi Hasıla
ICE	Intercontinental Exchange
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
IMF	Uluslararası Para Fonu
INDC	ulusal katkı niyet beyanı
IRENA	Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
LCOE	seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (Levelized Cost of Electricity)
Mt	milyon ton
MW	megavat
PFK	primer frekans kontrolü
PMR	karbon piyasasına hazırlık ortaklığı programı
PTF	piyasa takas fiyatı
SFK	sekonder frekans kontrolü
TBMM	Türkiye Büyük Millet Meclisi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TWh	teravat saat
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu
YEKA	Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması







Geçtiğimiz yirmi yıl içerisinde, Türkiye enerji sektöründe yaşanan yeniden yapılandırma çalışmaları, büyük oranda başarılı olmuş ve bu çalışmalar neticesinde Türkiye gibi ekonomisi ve enerji ihtiyaçları büyümekte olan bir ülkede enerji güvenliği sağlanabilmiştir. Bahsedilen zaman dilimi içerisinde, Türkiye elektrik kurulu gücü ise yaklaşık üç katına çıkarak 2020 yılı Mayıs ayı itibarıyla yaklaşık 92 gigavat (GW) seviyesine ulaşmıştır. Bu dönemde gerçekleştirilen yatırımların yaklaşık üçte birlik bölümünü, yenilenebilir enerji yatırımları oluşturmuştur. 2002-2018 dönemine bakıldığında, elektrik üretimine yapılan toplam 75 milyar ABD dolarlık yatırımın yüzde 53'lük bölümü, hidroelektrik santraller dâhil yenilenebilir kaynaklara yöneliktir. 2002-2009 döneminde yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi yatırımlarının toplam elektrik üretimi yatırımları içindeki payı yüzde 40 iken 2010-2018 döneminde söz konusu pay, yüzde 58'e ulaşmıştır (SHURA, 2019a). Bu zaman içerisinde kolaylaştırıcı bir düzenleyici ve finansal ortamdan da yararlanan yenilenebilir enerji kaynakları, 2019 yılında toplam kurulu gücün yaklaşık yarısını oluşturur duruma gelmiştir. 2019 yılı genelinde, özellikle barajlara gelen su miktarının önceki yıllardan çok daha fazla olması, rüzgar ve güneş enerji kaynaklarının kapasitelerinin ve üretimlerinin artması, elektrik talebinin göreceli düşük gerçekleşmesi, yenilenebilir elektrik üretiminde yeni rekorlara imza atılmasını ve toplam elektrik üretiminin içindeki payının %44'lük seviyelere ulaşmasını sağlamış (TEİAŞ, 2019), halihazırda On Birinci Kalkınma Planı çerçevesinde, 2023 yılı için hedeflenen %38,8'lik yenilenebilir enerji üretim payı aşılmıştır. COVID 19 salgını döneminde de yeni rekorlara imza atılmış, elektrik talebinde yaşanan düşüş ile bahar aylarında olağan yüksek yenilenebilir enerji üretiminin birleşmesi 2020 Nisan'da üretilen elektriğin %66'sının yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilmesini sağlamıştır (EPIAŞ Şeffaflık Platformu, 2020)<sup>1</sup>.

Öte yandan, yine aynı yirmi yıllık dönemde hızlı artan elektrik talebini karşılayacak elektrik üretiminde görülen etkileyici artış, başta doğal gaz olmak üzere, fosil kaynak ithalatını da çarpıcı biçimde artırmıştır. Bu durum, Türkiye ekonomisini uluslararası piyasalarda oynaklık gösteren fosil yakıt fiyatlarına karşı hassas hale getirmiş ve yerel para biriminin ABD doları karşısında değer kaybetmesi bu durumu daha da kötüleştirmiştir. 2019 yılında 41,1 milyar ABD doları olarak gerçekleşen tüm enerji kaynakları için toplam ithal yakıt maliyeti, aynı yıl 29,5 milyar ABD doları olarak gerçekleşen cari açık miktarının başta gelen nedenlerinden birini oluşturmaktadır. Bu açığın azaltılması, Türkiye için temel politika hedeflerinden biri haline gelmiştir. Bu amacın gerçekleştirilebilmesi için izlenen temel politikalar arasında, ülkedeki yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının etkin şekilde kullanılması bulunmaktadır. Bu politikalar, 2020 yılının mayıs ayında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından kamuoyuyla paylaşılmış olan "2019-2023 Stratejik Planı" içerisinde öngörülen kapasite artışlarıyla bir kez daha vurgulanmıştır (ETKB, 2020).

Türkiye, takip ettiği farklı hedefler dikkate alındığında, enerji dönüşümü açısından bir yol ayrımına gelmektedir. Bu hedefler, enerji arz güvenliğini ve uygun fiyatlı arz tedarikini sağlarken fosil yakıtlı kaynakların olumsuz çevresel ve ekonomik etkilerini sınırlandırmayı içermektedir. Bu kapsamda, 2023 yılı sonrası için, 2023 yılı hedeflerini ve stratejilerini temel alan, uzun dönemli, entegre bir enerji ve iklim değişikliği stratejisinin oluşturulması gerekmektedir. İçinden geçtiğimiz dönemde yaşanmakta olan COVID-19 salgını, enerji ve ekonomi arasındaki karmaşık bağlantıları bir kez daha göz önüne sermiştir. Türkiye'de ilk vakanın görüldüğü 2020 mart ayının başından

<sup>1</sup> EPIAŞ şeffaflık platformundaki gerçek üretim verilerine göre hesaplanmıştır.

itibaren geçen 12 hafta içerisinde, elektrik talebi bir önceki senenin aynı dönemine göre yaklaşık %10 azalmış ve ortalama piyasa takas fiyatı, aynı dönemde yaşanan dolar kuru artışlarının da etkisiyle ortalama 30 ABD doları/MWh seviyelerine kadar düşmüştür. Durma noktasına gelen ekonomileri canlandırmak amacıyla hazırlanan destek programlarının temel hedefi kısa vadeli olsa da bu programların uzun dönemli sonuçları da olacaktır. Özellikle bu gibi durumlarda ortaya çıkabilecek belirsizlik ve istikrarsızlıklar göz önüne alındığında, riskleri en aza indiren ve yatırımcı güvenini artıran politikalar ile birlikte entegre ve ileriye dönük bir sistem planlaması ihtiyacı, bir kez daha öne çıkmaktadır.

Bahsi geçen hedeflere ulaşmak için izlenebilecek pek çok stratejik yol bulunmaktadır. Ülkemizde hala kullanılmamış olan bir rüzgâr ve güneş enerjisi potansiyeli mevcuttur. Buna ek olarak yerli linyit rezervleri, kullanıma elverişlidir fakat düşük kalorifik değerlerine sahip olmasının yanında kapsamlı madencilik faaliyetleri gerektirmektedir. Diğer taraftan nükleer enerji, ulusal bir stratejik öncelik konumunu sürdürmektedir. Halihazırda en ucuz elektrik üretim seçenekleri olan şebeke ölçeğinde rüzgâr ve güneş kurulumlarının maliyetlerinin önümüzdeki dönemde daha da düşmesi ve bu enerji kaynaklarının elektrik üretimi içerisinde gelecekte daha da önemli bir paya sahip olmaları beklenmektedir. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi'nin yakın zamanlı çalışmalarında, 2026 yılında iletimde planlanan yatırımların ötesine geçen yatırımlara gerek duyulmaksızın ve işletimle ilgili güçlükler yaşanmaksızın ülkedeki elektrik üretiminde, toplam yenilenebilir enerji üretim payının %50 seviyesine, toplam rüzgâr ve güneş enerjisi payının ise %30 seviyesine getirilebileceği gösterilmiştir. Aynı çalışmada böyle bir kapasitenin enerji sistemine, sınırlı ilave yatırım ve operasyonel açıdan kısıtlı etkiyle entegre edilebilmesi için esneklik seçeneklerinin kullanılarak sistem esnekliğinin artırılması gerekecektir. Sistem esneklik seçeneklerinin eklenmesiyle, Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetinde (Levelised Cost of Electricity, LCOE) %1 ila %5 arasında net maliyet oluştuğu görülmüştür (SHURA, 2018; SHURA, 2019b).

Enerji hedeflerine ulaşmak için kullanılacak her strateji farklı fayda ve maliyet bileşenlerini içermektedir. Bu bileşenlerin bir kısmı aynı zamanda tahmin edilen fiyat ve talep gelişimlerine bağlı olarak yer yer birbiriyle çelişmektedir. **Bu çalışmada, beş ayrı senaryo altında 2020 - 2030 arası dönem için optimum kapasite gelişimi modellenerek farklı politika tercihlerinin enerji hedeflerine ulaşmakta nasıl roller oynayabileceği incelenmiştir.** Burada amaçlanan, Türkiye'de uzun dönemli bir enerji sistem planlaması yapılabilmesine katkıda bulunmaktır. Farklı senaryolar için analiz edilen parametreler arasında, sistem maliyetleri, elektrik piyasa fiyatları, dış ticaret dengesi ve karbondioksit salımları bulunmaktadır.

Çalışmadan çıkartılan temel sonuçlar aşağıda verilmiştir:

- Enerji hedeflerini tek tek ele alıp hayata geçirmeye çalışmaktansa farklı hedeflerin bir arada değerlendirildiği bütüncül bir yaklaşım izlemenin önemli faydaları olacaktır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyelinin tamamen değerlendirilmesinin, enerji ithalatının azaltılması, arz güvenliğinin sağlanması, yerel hava kalitesinin artırılması, küresel iklim değişikliğinin önlenmesine katkıda bulunulması ile birlikte ekonomi açısından da önemli faydaları olacaktır.
- Enerji verimliliğinin artırılması çok yönlü faydalar sağlamak bakımından maliyet etkin bir sonuç sağlayan (2030 yılı baz senaryo 52 ABD doları<sub>Reel,2020</sub>/MWh fiyatından 3 ABD doları daha düşük) ve yakın dönemde kullanılması zaruri olan seçeneklerden biri olarak karşımıza çıkmaktadır. Enerji verimliliğinde yaşanacak artışlar, toplam



elektrik tüketiminin düşürülmesi yoluyla (2030 yılında tüm senaryolara kıyasla %8,7 tasarruf), fosil yakıtların kullanımını azaltarak mutlak karbon salımlarını (2030 yılı için hesaplanan en yüksek karbondioksit salımına kıyasla %9 daha az) ve ithalat miktarını (En yüksek ithalatın olduğu senaryoya kıyasla 20 Milyar ABD doları<sub>Reel 2020</sub> daha az) azaltabilmekte, aynı zamanda enerji güvenliğini ve enerji arzı seçeneklerinde esnekliği artırıcı rol oynayabilmektedirler. Fakat enerji verimliliğini artırmaya yönelik politikaların, yenilenebilir enerjiyi teşvik edici ve çevreyi korumaya yönelik diğer politikalarla desteklenmediği takdirde Türkiye'nin enerji hedeflerine ulaşılmasında tek başına yeterli olmayacağı unutulmamalıdır.

- Türkiye'de bir karbon maliyetlendirme ve ticaret mekanizmasının kurulması, temel olarak düşük verimli kömür santrallerini arz talep eğrisinin dışında bırakarak (kurulu güç 8 GW'a kadar düşerek), hem daha az emisyonlu bir kaynak olması hem de artan yenilenebilir enerji entegrasyonunda sisteme esneklik sağlaması sebebiyle doğal gaz kullanımını (kurulu güç 33,9 GW'a çıkararak) artırma yoluyla elektrik üretiminden kaynaklı sera gazı salımlarını (ortalama karbon yoğunluğu 115 gram CO<sub>2</sub>/kWh daha az) önemli ölçüde düşürmektedir. Fakat salımlarda gözlenen bu düşüşler, doğal gaz ithalat maliyetlerinin (toplamda 20 milyar ABD doları daha fazla) ve elektrik fiyatlarının artması (ortalama 20 ABD doları/MWh daha fazla) pahasına olmaktadır. Olası bir karbon maliyetlendirme mekanizmasının, yenilenebilir enerji kaynaklarını destekleyen diğer politika araçlarıyla birlikte kullanımı ise dengeli bir yaklaşımı ifade etmektedir. Böylesi bir yaklaşım uygulanması durumunda, elektrik üretimi kaynaklı sera gazı emisyonları düşer ve yerel hava kalitesi artarken ithal kaynaklara olan bağımlılık da azaltılabilmektedir.
- Rüzgâr ve güneş enerjisi kurulumları, tüm senaryolar için en az maliyetli seçenekler olarak öne çıkmaktadır (örneğin İzmir ili için hesaplanan şebeke ölçeği güneş santrali seviyelendirilmiş elektrik maliyeti 63 ABD doları/MWh iken, kömür teknolojilerinden yaklaşık %6, doğal gaz teknolojilerinden yaklaşık %10 daha azdır) ve enerji üretimi içindeki paylarının önemli ölçüde artacağı görülmektedir. Hedefe yönelik piyasa odaklı düzenleyici politikalar yoluyla bu kaynaklara verilen desteklerin sürdürülmesi, bu kaynakların gelişimini hızlandıracaktır. Piyasada maliyetlerin fiyatlara yansıtılması ve rekabetçiliğin artırılmasını sağlayacak bir piyasa tasarımına gidilmesi de kesintili yenilenebilir enerji kurulumlarının sisteme entegre edilmesinde kritik bir rol oynayacaktır. Halihazırda mevcut olan doğal gaz ve barajlı hidroelektrik santralleri, şebeke ölçeğinde esnekliğin sağlanmasında etkili olacaktır. Senaryo sonuçları, şu an için piyasada rekabetçi olamayan bazı doğal gaz santrallerinin yenilenecek tekrar değerlendirilmesinin, sistemde esnekliği artırmak için uygun maliyetli bir seçenek sunduğunu göstermektedir. Fakat bu durum, ithalata bağımlılığı artırmasının yanında, daha uzun vadede toplam CO<sub>2</sub> emisyon azaltımı olanaklarını kısıtlayacaktır. Bu sebeple sisteme esneklik sağlayan enerji depolama teknolojileri gibi seçeneklerden faydalanılması, esnekliğin önemini kavrayan ve bunu destekleyen piyasa mekanizmalarının etkin hale getirilmesi yoluyla gerçekleştirilebilir.
- Büyük oranda küçük çaplı ve çatı üstü güneş enerjisi uygulamalarından oluşan dağıtık yenilenebilir enerji tesislerinin 15 GW civarında bir ek potansiyelle, en yüksek gelişim potansiyeline sahip enerji kaynakları arasında yer aldığı görülmektedir (SHURA, 2020b). Bu tarz kurulumları destekleyecek finansman ve iş modellerinin geliştirilmesi, genel olarak yenilenebilir enerji yatırımlarına sağlayacak piyasa odaklı destekleri tamamlayıcı nitelikte olacaktır.
- Nükleer enerji, karbon salımına yol açmaması, güvenilir ve istikrarlı üretim yapabilmesi ve düşük yakıt maliyetleri nedeniyle, artan talebi karşılamakta kullanılabilecek çekici bir seçenek olarak gözükmektedir. Buna karşın, bu enerji

türünün kurulum maliyetleri yüksek oranda karbon maliyetlendirmesinin uygulandığı senaryolarda bile kısıtlayıcı biçimde yüksek kalmaktadır. Nükleer enerji, özellikle baz yük olarak çalışabilme ve karbon nötr bir kaynak olma özelliklerinden dolayı, Türkiye’de stratejik bir yatırım olarak değerlendirilmektedir. Bu kapsamda nükleer enerji yatırım kararları, tüm uzun dönemli avantajları ve olası etkileri göz önünde bulundurularak verilmelidir.

Türkiye’nin önümüzdeki on yıl boyunca geçireceği enerji dönüşümü süreci, bugün verilecek politika kararları çevresinde şekillenecektir. Günümüzde yaşanmakta olan elektrik arz fazlası durumu ve COVID-19 salgınına bağlı olarak ortaya çıkan kısa vadeli iktisadi durgunluğa rağmen orta vadede ekonominin artış trendini devam ettirmesi ile birlikte elektrik talebinin hızlı bir şekilde yükselmesinin, elektrik sisteminde yeni yatırımları gerekli kılacağı beklenmektedir. En verimli sonuçlara ulaşmak için bu yatırımların, hangi alanlara yönlendirileceği ve bunun yapılmasında hangi politika araçlarının kullanılması gerektiği, cevaba muhtaç bir sorudur. Bu kapsamda bugün alınacak olan politika kararlarının, enerji sistemi üzerinde on yıllar boyunca sürecek geri dönüşümler etkilerinin olacağı unutulmamalıdır. Modelleme çalışmaları, bu bağlamda farklı tercihlerin etkileri üzerine kritik sorulara cevap vermeye çalışarak karar vericilerin farklı politika seçeneklerinin sonuçlarını karşılaştırmasına olanak sağlamaktadır.

Modelin çıktıları arasında, kaynak bazlı kurulu güç gelişimi, kaynak bazlı üretim gelişimi, piyasa takas fiyatları, elektrik üretiminde karbon salım yoğunluğu, ithal yakıt maliyetleri ve toplam yatırım ihtiyacı gibi temel göstergeler yer almaktadır. Model kapsamında oluşturulmuş olan senaryolar bu parametrelerin her biri için fayda ve maliyetler göz önünde bulundurularak karşılaştırılmaktadır.

Modelde simüle edilen her yılın başında yeni kapasite devreye girişi kararları, dinamik devreye alma algoritması tarafından verilmiştir. Dinamik devreye alma algoritması, her kaynak türü için ve veri tabanı altında tanımlanmış olan bazı spesifik projeler için il bazlı bir LCOE hesabı yapmıştır. Devreye giriş kararları, her kaynak türü için yıllık olarak bu LCOE değerlerine ve modelde hesaplanan ortalama piyasa takas fiyatı değerlerine göre yapılmıştır. LCOE hesaplamasının yanında, il bazlı olarak sisteme bağlantı ve iletim bedelleri gibi ek maliyetler de maliyet hesabına dâhil edilmiştir. Böylelikle farklı senaryolar için devreye girişler sistem üzerinde en az maliyeti yaratacak şekilde yürütülmüştür.

Oluşturulmuş olan optimum kapasite senaryoları aşağıda verilmiştir:

- **Tam Piyasa Odaklı Senaryo:** Baz senaryo olarak kabul edilebilecek bu senaryoda, 2030 yılına kadar mevcut politikaların devam edeceği ve yeni devreye girişlerin piyasa kurallarına uygun olarak yapılacağı varsayılmıştır.
- **Düşük Talep Senaryosu:** Bu senaryo ile Tam Piyasa Odaklı Senaryo arasındaki tek fark, düşük talep varsayımdır. Bu senaryo altında, elektrik talebinin enerji sistemi genelinde uygulanacak başarılı enerji verimliliği önlemleriyle birlikte önemli ölçüde düşeceği varsayılmıştır. Toplam elektrik talebi, kamu baz varsayımlarına kıyasla, yılda yaklaşık yüzde bir puan düşük olarak alınmıştır.
- **Yerli Kaynak Senaryosu:** Bu senaryo kapsamında, Türkiye enerji sektöründe yerli kaynak kullanımına teşvik sağlayacak çeşitli ilave politikalar uygulanmıştır. Bu kapsamda çeşitli yenilenebilir enerji kaynakları için alım garantileri ve yerli kömür kaynakları için piyasa fiyatı üzerine bir teşvik mekanizması oluşturulmuştur.
- **Karbon Maliyeti Senaryosu:** Bu senaryoda, bir karbon salımı maliyetlendirme uygulamasının olası etkileri incelenmektedir. Karbon maliyeti, 2021 yılında 7 ABD

doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri civarı olarak başlatılıp 2030 yılında 40 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri seviyesine gelmektedir.

- **Dengeli Politikalar Senaryosu:** Bu senaryo, farklı politika seçeneklerinin birlikte kullanılmasının olası etkilerini ölçme amacıyla oluşturulmuştur. Bu kapsamda, Karbon Maliyeti Senaryosu'na kıyasla daha düşük bir karbon maliyeti uygulanmış ve bu maliyet, yenilenebilir enerji kaynaklarına uygulanacak alım garantisi politikalarıyla desteklenmiştir. Bu senaryodaki temel amaç, karbon salımı azaltımı, yerli kaynak kullanımı ve ucuz elektrik gibi farklı politika hedeflerinin dengeli bir şekilde hayata geçirilmesidir. Senaryo kapsamında bir önceki karbon senaryosuna kıyasla karbon fiyatı 2030 yılında 25 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri seviyesine ulaşmaktadır.

Yukarıda özetlenmiş tüm senaryo tanımları ve varsayımları doğrultusunda ortaya çıkan sonuçlar aşağıdaki tabloda paylaşılmaktadır.

### Özet Senaryo Sonuçlarının Karşılaştırılması

Parametre	Tam Piyasa Odaklı Senaryo	Düşük Talep Senaryosu	Karbon Maliyeti Senaryosu	Yerli Kaynak Senaryosu	Dengeli Politikalar Senaryosu	2019 Yıl Sonu İtibarıyla Gerçekleşen Rakamlar
2030 Yılı Toplam Elektrik Talebi (TWh/yıl) (ETKB Baz senaryo: 482 TWh)	461	421	461	461	461	304
Yıllık Elektrik Talebi Artışı (2020-2030) (%/yıl) (ETKB Baz senaryo: %3,9/yıl)	%3,9	%3	%3,9	%3,9	%3,9	%5 (2002-2018)
2030 Sonu Toplam Kurulu Güç (GW)	133,3	129,2	130,7	138,1	139,3	91,4
2030 Sonu Toplam Kömür Kurulu Gücü (GW)	22,3	22,3	8,8	25,3	15,0	20,3
2030 Sonu Toplam Doğal gaz Kurulu Gücü (GW)	26,3	24,2	33,9	21,9	24,9	25,3
2030 Sonu Toplam Rüzgâr + Güneş Kurulu Gücü (GW)	50,1	48,0	53,4	55,7	63,6	13,5
2030 Yılı Yerli Kaynak Üretiminin Toplam Tüketime Oranı	%58,3	%62,5	%52,3	%65,7	%59,6	%60,2
2030 Yılı Yenilenebilir Enerji Üretiminin Toplam Tüketime Oranı (2023 yılı hedefi: %38,8)	%43,5	%46,4	%45,6	%46,5	%51,5	%43,9
2030 Yılı Kesintili Yenilenebilir Enerji Üretiminin (Rüzgâr + Güneş) Toplam Tüketime Oranı	%23,9	%24,9	%25,7	%26,2	%30,1	%10,6
2030 Yılı Doğal Gaz Kaynaklı Üretim Toplam Tüketime Oranı (2023 yılı hedefi: 20%)	%27,3	%22,4	%45,0	%20,3	%31,0	%18,6
2030 Yılı Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD doları <sub>Reel2020</sub> /MWh)	52	49	69	48	57	46
Ortalama Karbon Yoğunluğu (gram CO <sub>2</sub> /kWh)	480,2	487,0	359,1	482,6	378,2	493,2 (2018)
2020-2030 Yılları Arasında Ortalama Yıllık Karbon Salımı (milyon ton CO <sub>2</sub> )	187,6	180,2	136,7	188,9	144,4	-
2020-2030 Yılları arasında Toplam Kümülatif İthal Yakıt Maliyeti (Milyar ABD doları <sub>Reel2020</sub> )	67,36	59,31	79,96	61,27	70,15	-
2020-2030 Yılları arasında yıllık yatırım ihtiyacı (Milyar ABD doları <sub>Reel2020</sub> )	4,0	3,8	4,7	4,5	5,0	4,4 (2002-2018)

Enerji verimliliği artırımı, 2023 yılına uzanan mevcut Türkiye enerji politikaları bakımından enerji dönüşüm stratejilerinde merkezi bir rol oynamaktadır. 2018 yılında yayımlanmış olan “Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı”, enerji tüketimi yoğun tüm sektörler için enerji verimliliği artırım hedefleri belirlemiş ve bu artırımların pek çok olası yararını sıralamıştır. Bahsi geçen artırımlar, Düşük Talep Senaryosu kapsamında modelleme çalışmasına yansıtılmıştır. Bu senaryo altında, toplam elektrik talebi kamu baz tahminlerine kıyasla yılda yaklaşık yüzde bir puan düşürülmesiyle ek kurulu güç artışı gereksinimleri azaltılmış ve Tam Piyasa Odaklı Senaryo'ya kıyasla toplamdan önce, 2020-2030 yılları arasındaki dönemde toplam enerji sektörü yatırımlarında 2 milyar ABD doları miktarında bir tasarruf sağlanmıştır. Talep dışındaki bütün etkenlerin Tam Piyasa Odaklı Senaryo ile aynı olduğu, bu senaryoda nispeten daha az maliyetli olan yenilenebilir ve kömür yatırımları doğal gaz seçeneğine karşı tercih edilmiş ve senaryo bazında hesaplanan ithal yakıt maliyetleri, tüm senaryoların en düşüğü olarak gerçekleşmiştir. Öte yandan yenilenebilir enerji kurulu gücündeki artışlar da bu senaryoda, beş senaryo arasında en düşük seviyede kalmıştır. Yenilenebilir enerjinin 2030 yılı üretimindeki payı ise buna rağmen oldukça yüksek bir seviyededir (%46,4). Elektrik sisteminin karbon salım yoğunluğu ise bu senaryoda, tüm senaryolar arasında en yüksek seviyededir. Bu durum, kömür kaynaklı elektrik üretiminin payının yüksek kalması nedeniyle olmuştur. Bu senaryo sonuçlarına istinaden, enerji depolama teknolojileri gibi sistem esneklik seçeneklerinin kullanılmasıyla, kömür santrallerinin üretimlerinin azalması ve hatta sistemden çıkması, tüm sisteme gelen az miktarda ek maliyet artışıyla sağlanabileceği unutulmamalıdır. Öte yandan, toplam üretim gereksiniminin diğer senaryolara kıyasla daha düşük olması nedeniyle, 2030 yılındaki toplam karbon emisyonları (199 milyon ton (Mt) CO<sub>2</sub>) baz senaryoya kıyasla (214 Mt CO<sub>2</sub>) 15 milyon ton CO<sub>2</sub> azalmıştır. Bu rakam aynı zamanda 2017 yılında gerçekleşen toplam 150 Mt CO<sub>2</sub> toplam elektrik sektörü emisyonlarının %10'unu temsil etmektedir.

Diğer taraftan, Tam Piyasa Odaklı Senaryo kapsamında, kamuya ait 3.500 MW kurulu güce sahip bazı doğalgaz santrallerinin renovasyon sürecine alınarak verimliliklerinin %63 seviyelere getirilmesi, bu santrallerin 2026 yılından sonra tekrar devreye alınmasını ve elektrik sistemi için maliyet etkin uygun seçeneklerden biri olmasını sağlamıştır. Bu durum, enerji verimliliği politikalarının hem tüketim hem üretim tarafında uygulanmasının önemini bir kez daha göstermiştir. Tüm elektrik sisteminin daha az maliyetli ve daha verimli şekilde işleyebilmesinin başka bir yolu da iletim ve dağıtım sistemlerinden kaynaklanan teknik kaynaklı kayıpların azaltılmasıdır. İletim ve dağıtım sisteminde uygulanabilecek kayıpları düşürücü iyileştirmeler, bu çalışmanın kapsamı dışında bırakılmıştır. Çalışma kapsamında oluşturulan varsayımlar içerisinde, elektrik talebi brüt olarak tahmin edilmektedir. İleriye dönük enerji verimliliği eylem planlarında, iletim ve dağıtım sistemi kayıplarının düşürülmesinin tüm elektrik sistemine sağladığı olası faydalar detaylı olarak değerlendirilmelidir.

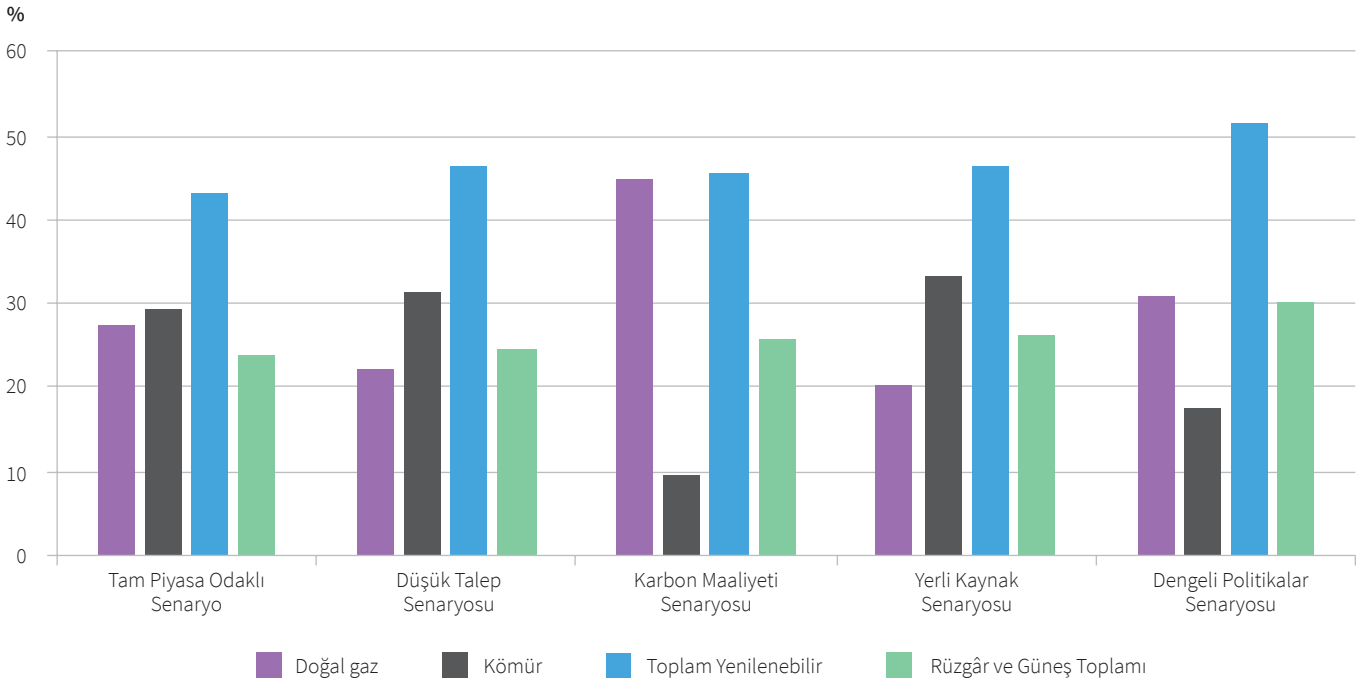
Enerji verimliliğinin çok yönlü faydaları üzerine pek çok bulgu olsa da bu uygulamalara dair belirsizlikler ve pratik kısıtlamalar nedeniyle, enerji verimliliği uygulamalarının enerji dönüşümünü tek başına gerçekleştirebilecek tüm yönleri kapsayıcı bir önlem olmadığı da hatırlanmalıdır. Sözgelimi, özellikle elektrifikasyonun termal süreçlerin yerini aldığı durumlarda, yenilenebilir enerjinin üretimdeki payının artırılması talebi düşürerek ortalama sistem verimliliğini artırabilmektedir. Fakat bu çalışma kapsamında, talep bir girdi olarak ayrı ele alındığı için bahsi geçen etkilerin çalışmada görülmesi mümkün olmamıştır. Elektrik sisteminin esaslı bir dönüşümden geçirilmesi için elektrik arzı tarafını hedefleyen politikalar önemini korumaktadır.

Bu çalışmada birbiriyle çelişme potansiyeli taşıyan arz tarafı politikalarının etkileri, en açık olarak farklı varsayımlar altında doğal gaz ve kömür kurulu gücünün gelişiminde



görülmektedir. Bekleneceği üzere, Karbon Maliyeti Senaryosu altında uygulanan karbon fiyatı, en verimsiz linyit santrallerinin devreden çıkmasına ve ortaya çıkan boşluğun büyük oranda yeni doğal gaz santralleri tarafından doldurulmasına yol açmaktadır. Günümüzde 20 GW olan toplam kömür kurulu gücü senaryo kapsamında, 2030 yılı itibarıyla 9 GW seviyesine kadar düşmekte, doğal gaz kurulu gücü ise 34 GW seviyesine yükselmektedir. Bu durum senaryolar arasındaki en yüksek kümülatif ithal yakıt maliyetlerine yol açmakta ve simülasyon dönemi boyunca hesaplanan toplam ithal yakıt maliyetleri baz senaryonun 12 milyar ABD doları üstünde gerçekleşmektedir. Kömür santrallerinin devreden çıkmasıyla birlikte gün öncesi piyasa fiyatları da önemli ölçüde yükselmekte ve tüketicilerin uluslararası piyasalarda oluşan gaz fiyatlarından kaynaklanan riskini artırmaktadır.

## 2030 Yılı Senaryolar arası Kaynak Bazlı Üretim Payı Karşılaştırması<sup>2</sup>



Öte yandan, yerli kaynakların teşvik edilmesi halinde ise bunun tersi bir durum gerçekleşmektedir. Bu senaryoda, yerli kömür projelerine uygulanan gün öncesi piyasa fiyatının üzerine %20 prim uygulaması, mevcut satın alma garantisi politikasının yerini aldığı varsayılmaktadır. Kömür santrallerine sağlanan teşvikler neticesinde, bu santrallerin düşük marjinal maliyetleri piyasa takas fiyatlarını pek çok doğal gaz santralinin rekabet edemeyeceği noktalara çekmekte ve bunun neticesinde 2019 yılına kıyasla gaz kapasitesinde 3,4 GW'lık bir düşüşe neden olmaktadır. Bunun sonucunda Yerli Kaynak Senaryosu kapsamında hesaplanan ithal yakıt maliyetleri de önemli oranda düşmekte ve toplam ithalat maliyetleri Karbon Maliyeti Senaryosu'nun 18 milyar ABD doları altında kalmaktadır.

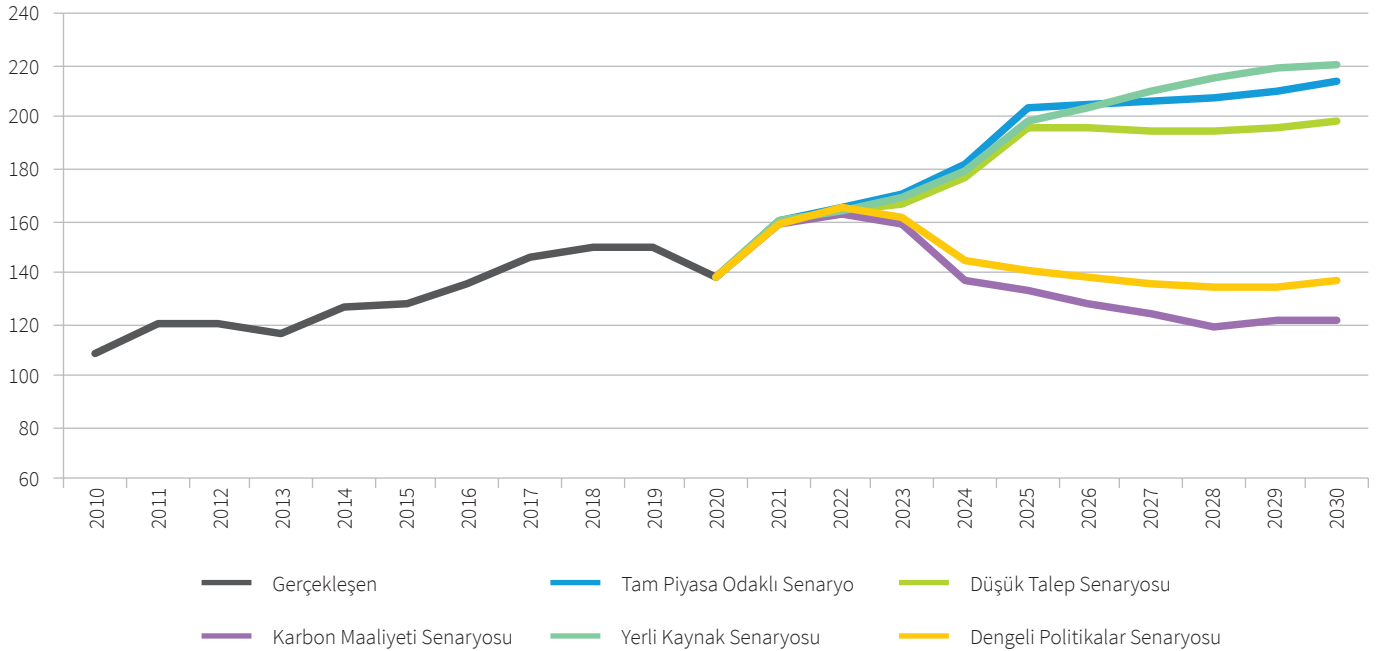
Karbon Maliyeti Senaryosu'nda uygulanan yüksek karbon fiyatı nedeniyle, kömürden doğal gaza doğru yaşanan yakıt ikamesi, yakın dönemli iklim ve yerel hava kalitesi yararlarının elde edilmesini sağlamıştır. Baz senaryo altında, simülasyon dönemi ortalaması 480 g CO<sub>2</sub>/kWh olan elektrik sisteminin karbon yoğunluğu, Karbon Maliyeti Senaryosu'nda 260 g CO<sub>2</sub>/kWh seviyesine kadar düşmektedir. Sadece 2030 yılı için ise iki senaryo arasındaki salımlarda 100 Mt CO<sub>2</sub> seviyesinde bir azalış gözlemlenmektedir.

<sup>2</sup> Toplam yenilenebilir payı içerisinde rüzgâr ve güneş üretim paylarının da olduğu dikkate alınmalıdır.

Karbon Maliyeti senaryosunda, 2030 yılında yıllık elektrik sektörü emisyonları, mevcut emisyonlara göre %20 azalarak 121 Mt CO<sub>2</sub>'ye ulaşmaktadır. 2030 yılının ötesine giden uzun dönemli bir zaman perspektifi zaman perspektifinde çevrenin korunması için doğal gaz santrallerinin önceliklendirilmesi konusu daha karmaşık bir konu haline gelmektedir. Doğal gaz altyapısına yapılacak yeni yatırımlar, potansiyel olarak 2050 ve ötesine uzanacak ve ekonomik ömürleri boyunca bir teknolojiye kilitlenme riskini beraberinde getirecektir. Bu nedenle kısa vade için doğal gaza geçilmesi, karbon salımı azaltımı konusunda nispi yararlar sağlayacakken, aynı durum daha uzun vadede toplam salım azaltımı olanaklarını kısıtlayarak mutlak salımları artırma riskini de taşıyacaktır. Bu durumda doğal gaz santrali yatırımlarının, uzun vade için atıl yatırım olma riskini de taşıdığı söylenebilir. Yine aynı şekilde, uzun vadeli bir iklim politikasının yokluğunda, özellikle önümüzdeki yıllarda inşa edilecek kömür santralleri, ileriki bir tarihte iklim politikası uygulanması durumunda benzer şekilde atıl yatırım olma riski taşımaktadır.

### Senaryolar Arası Karbon Salımı Karşılaştırması<sup>3</sup>

milyon ton CO<sub>2</sub>/yıl



Özellikle gelecek dönemde yaşanacak iktisadi büyüme, fosil yakıt fiyatları ve teknoloji maliyetleri gibi parametrelerde içsel olarak bulunan belirsizlikler göz önüne alındığında, Türkiye'nin farklı enerji hedeflerine ulaşmanın ne kadar karmaşık bir konu olduğu görülmektedir. Bu bağlamda, rüzgâr ve güneş teknolojilerinin, azalan maliyetleri, hızlı kurulum imkanları, modüler doğaları ve kolayca ölçeklenebilir olmaları nedeniyle diğer teknolojilere kıyasla daha güvenilir seçenekler olarak karşımıza çıkmaktadır.

Rüzgâr ve güneş üretimi payı, tüm senaryolar için 2019 yılındaki %10 seviyesinden önemli oranda yükselmekte ve 2030 yılında %24 ila %30 arasında gerçekleşmektedir. Halihazırda devam eden alım garantisi, rüzgâr ve güneş yatırımlarını desteklemede çok önemli bir rol oynamış ve toplam rüzgâr ve güneş kurulu gücüne 10 yıl önceki 1 GW seviyelerinden, 2019 yılında 13,5 GW seviyesine ulaştırmayı başarmıştır. Başta rüzgâr

<sup>3</sup> TÜİK tarafından en son yayımlanan veri 2018 yılına aittir, 2019 rakamı henüz açıklanmadığı için 2019 gösterimi için 2018 rakamı kullanılmıştır. 2020 yılındaki tahmin edilen düşüş, linyit santrallerine uygulanmakta olan çevre yönetmeliği çerçevesinde ilgili santrallerin üretiminde gerçekleşecek düşüşler dolayısıyla ortaya çıkmaktadır. Bu düşüşün COVID-19 salgınının talep üzerindeki etkisiyle daha da fazla olması beklenebilir.

ve güneş enerjisi olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının, enerji sisteminde daha önemli bir rol oynaması için bu desteklerin sürdürülmesi gerekmektedir. Karbon Maliyeti Senaryosu'nda gösterildiği gibi fosil yakıtlara önemli bir ekstra maliyet getirilmesine karşın, jeotermal, biyokütle, hidroelektrik ve lisanslı güneş enerjisi gibi kaynaklar piyasada kendilerine yer açmakta başarılı olamamıştır. Öte yandan bu kaynaklara doğrudan teşviklerin sağlandığı Yerli Kaynaklar ve Dengeli Politikalar Senaryoları'nda, nispeten yüksek değişken yenilenebilir enerji kurulu güç rakamlarına ulaşmak mümkün olmuştur.

Özellikle lisanssız çatı üstü güneş kurulumları olmak üzere dağıtık yenilenebilir enerji sistemleri, tüm senaryolarda önemli bir rol oynamıştır. Dağıtık güneş enerjisi kurulumları, sistem verimliliği artırmanın yanında dağıtım sistemine destek sağlamak ve güç kalitesini artırmak konularında enerji sistemine fayda sağlamaktadır. Öte yandan bu kurulumların maliyetlerinde beklenen düşüşler, bu sistemlerin elektrik tarifesi üzerinden elektrik tüketme seçeneğine karşı rekabetçiliğini de artıracaktır. Bu kapsamda, sadece çatı üstü uygulamalarını içermeyen, daha küçük enerji yatırımcılarının da toplam enerji sektörü yatırımları içerisinde hatırı sayılır bir rol oynayabilecekleri tahmin edilmektedir. Rüzgâr ve güneş kurulumu yatırımlarına ağırlık verilmesi durumunda, aynı zamanda istihdam olanakları ve ülkede büyüyecek yeni sanayi kolları bakımından da önemli bir artı değer yaratılacaktır.

Çalışmanın sonuçlarında enerji hedeflerine ulaşmak için kullanılacak tekil çözümlerin, tüm hedeflere ulaşmak açısından çeşitli riskler doğuracağı gösterilmiştir. Dengeli Politikalar Senaryosu'nda gösterildiği gibi farklı hedeflerin bir politikalar çatısı altında birleştirildiği bütüncül bir yaklaşım, bu sorunun çözümünü mümkün kılacaktır. Bu senaryo altında daha az zorlu bir karbon fiyatı uygulanması ve bunun yenilenebilir enerji kaynaklarına verilen doğrudan teşvik mekanizmalarıyla desteklenmesi, karbon salımlarını azaltılırken daha çok kaynak çeşitliliği barındıran bir üretim karışımının oluşturulmasına imkân vermiştir. Böylelikle rüzgâr ve güneşin toplam payı, 2030 yılında elektrik tüketiminin %30'una ulaşırken, jeotermal ve biyokütle kaynaklarında da hatırı sayılır kapasite artışları mümkün olmuştur. Azaltılan karbon maliyetine karşın 2030 yılında mevcut seviyelerden %9 azalıp 137 Mt CO<sub>2</sub> seviyesine kadar düşerek önemli bir miktar karbon emisyon azalımı da gerçekleştirilmiştir. Yenilenebilir kaynaklar, bazı kömür santralleri sistemde kalsa da bir miktar ithal gaz maliyetlerinin artışı pahasına, verimsiz kömür santrallerinin merit order'da yer değiştirmesinde çok daha büyük bir rol oynamaktadır. Sonuç olarak, toplam üretimin %60'ı yerli kaynaklardan gelmektedir.

Karbon nötr olma özelliği, istikrarlı bir şekilde baz yük sağlayabilmesi ve sabit yakıt maliyetleri nedeniyle nükleer enerji kullanımı, Türkiye de dâhil olmak üzere pek çok ülkenin enerji sistemini karbonsuzlaştırma stratejileri içinde önemli bir rol oynamaktadır. Fakat yüksek kurulum maliyeti ve uzun kurulum süresi nedeniyle, bu kaynağın seviyelendirilmiş elektrik maliyeti değerleri, alternatif teknolojilerin ortalama olarak üç kat üzerinde kalmaktadır. Yüksek maliyetleri nedeniyle dinamik devreye alma algoritmasının olduğu tüm optimum kapasite gelişimi senaryolarında nükleer enerji kurulumu gerçekleşmemiştir. Buna rağmen, ulusal bakımdan önemli olan bu projeler, ithal yakıt maliyetlerinin azaltılmasında önemli bir rol oynayabilirler.

Türkiye'nin enerji dönüşümü hedeflerinin hayata geçirilmesi, zorlu ve karmaşık bir politika sorunu olacaktır. Enerji sistemi modelleme çalışmaları, farklı enerji politikalarının olası sonuçlarını analiz etme imkânı sunmaktadır. Sürdürülebilir enerji yatırımları, uzun vadeli enerji politikası hedeflerinin ve elektrik sistemi altyapı yatırımlarının on yıl boyunca etkisini dikkate alarak istikrarlı ve hedefe yönelik piyasa odaklı düzenleyici politikalar ile desteklendiği sürece Türkiye'de ilerlemeye devam edecektir.





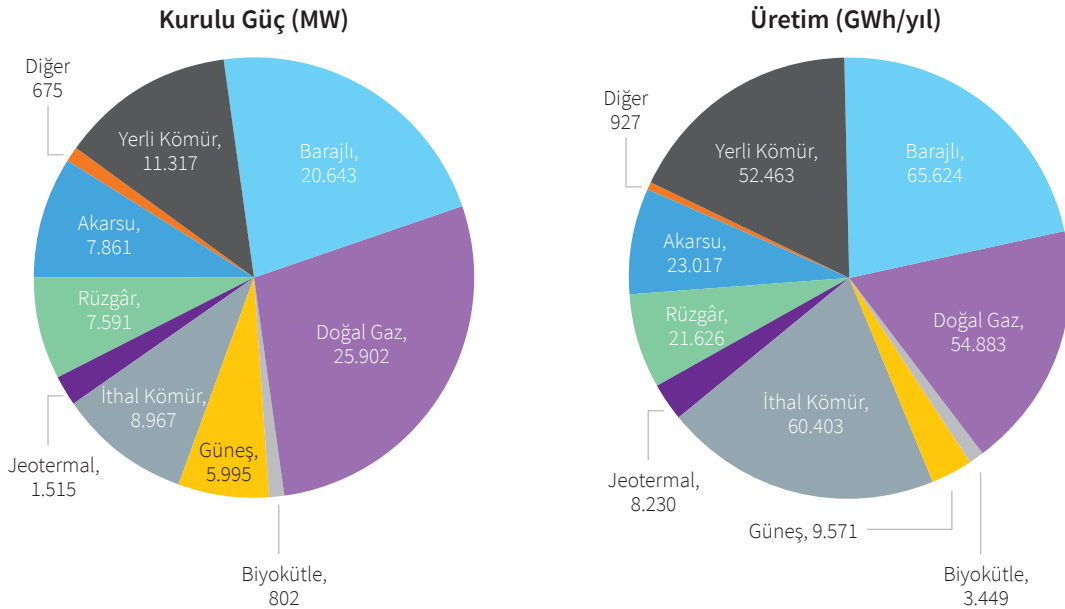


# 1. Giriş

Türkiye elektrik üretim kurulu güç kapasitesi, 2019 yılı sonu itibariyle 91.000 megavat (MW) seviyesine ulaşmıştır (Şekil 1). Bu kapasitenin içinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise 44.000 MW civarındadır. Elektrik üretimi açısından değerlendirildiğinde, 2019 yılı yenilenebilir santrallerden elde edilen üretim açısından çok verimli bir yıl olmuştur. Özellikle barajlara gelen su miktarının önceki yıllardan çok daha fazla olması, rüzgâr ve güneş enerji kaynaklarının kapasitelerinin ve dolayısıyla üretimlerinin artması, yenilenebilir elektrik üretiminde yeni rekorlara imza atılarak toplam elektrik üretiminin içindeki payının %44'lük seviyelere ulaşmasını sağlamıştır. Sadece güneş ve rüzgâr santrallerinin toplam elektrik üretimindeki payı ise %10'luk seviyelerin biraz üstünde gerçekleşmiştir (TEİAŞ, 2019). Bu durum, ülkemizde yerel kaynaklarının etkin şekilde kullanılmasını sağlamış ve enerji maliyetlerinde oluşan azalmayla, cari açığın kapanmasına destek olmuştur.

Fakat 2019 yılında görülen yenilenebilir enerji üretiminin toplam elektrik üretimi içindeki yüksek payının, barajlara gelen su miktarındaki olağanüstü artıştan kaynaklanan istisnai bir durum olduğu söylenebilir. Sözelimi 2018 yılında, barajlı hidroelektrik santrallerin kapasite faktörü %23 olarak gerçekleşmiş ve yenilenebilir enerjinin toplam üretim içindeki payı %32'nin biraz üzerinde olmuştur. 2019 yılında ise barajlı hidro kapasite faktörü %36 seviyesini geçmiştir ve bu durum üretimde, yenilenebilir enerji payının %44'lere ulaşmasını sağlamıştır (TEİAŞ, 2019). Ortalama bir yılda barajlı hidro kapasite faktörünün %27-28 seviyelerinde olduğu göz önüne alındığında, 2019'da görülen yüksek yenilenebilir payının ilerleyen yıllarda da sağlanması için yenilenebilir enerji kaynaklarına önemli miktarda yatırım yapılması gerekliliği görülmektedir.

Şekil 1: 2019 Yıl Sonu İtibariyle Yakıt Türüne Göre Kurulu Güç ve Elektrik Üretimi



Bu kapsamda hem arz güvenliği hem de enerji ithalat maliyetlerinin düşmesi açısından yerli ve yenilenebilir enerji yatırımlarının devam etmesi, Türkiye için kritik öneme sahiptir. Bu çerçevede, gerçekleşen YEKA-2 rüzgâr (4 x 250 MW) ihaleleri ve yapılacak duyurulan mini YEKA güneş (toplamda 1.000 MW) ihaleleri de dahil olmak

üzere 2023 yılına kadar yılda yaklaşık 1.000 MW'lık ilave kapasitenin devreye alınacağı öngörülmektedir. Yavaşlayan talep artış hızının, önümüzdeki yıllarda ekonomik toparlanmayla birlikte tekrar ivmeleneyeceği düşünüldüğünde, beklenen yenilenebilir enerji kapasite artışı ile 2023 yılı yenilenebilir enerji üretim payı hedeflerine ulaşmak mümkün olmayabilir. Diğer taraftan 2023 – 2030 yılları arasında özellikle dağıtık üretimin yaygınlaşmasıyla, yenilenebilir enerji yatırımlarının artarak devam edeceği öngörülmektedir.

Yenilenebilir enerji kapasite artışlarının enerji sistemine etkileri ve olası çözümleri, SHURA'nın daha önce hazırlamış olduğu bir dizi çalışmayla incelenmiştir. Mayıs 2018'de yayımlanan şebeke entegrasyon çalışmasına göre, yüksek gerilim iletim şebekelerinin (154 kilovolt ve üzeri) 2026'ya kadar, iletimde planlanan yatırımların ötesine geçen yatırımlara gerek duyulmaksızın ve işletimle ilgili güçlükler yaşanmaksızın toplam tüketimin %20'sinin rüzgâr ve güneş enerjisinden karşılanabileceğini göstermiştir (SHURA, 2018). Böyle bir kapasitenin enerji sistemine sorunsuz olarak entegre edilmesi için esneklik seçenekleri "Sistem esnekliğini artırmak için gereken seçeneklerin maliyet ve faydaları" çalışmasında detaylandırılmıştır (SHURA, 2019b).

Bir sonraki adım olarak 2030 yılına doğru, yenilenebilir enerji stratejilerinin uygulanabilirliğini, piyasa ve fiyatlar çerçevesinde analiz eden, Türkiye'nin optimum elektrik üretim kapasitesi karışımına odaklanıldığı daha geniş bir perspektife ihtiyaç duyulacaktır. Bu, özellikle önemlidir çünkü şebeke entegrasyon çalışmasında, üç farklı senaryoda değerlendirilen rüzgâr ve güneş enerjisi kapasite artış öngörülerini yapılrken, konvansiyonel kapasitenin potansiyel ikamesi ayrıntılı olarak değerlendirilmemiştir. Rüzgâr ve güneş enerjisinin toplam elektrik üretim karışımındaki payı arttıkça, diğer enerji kaynaklarından elde edilen elektrik üretimi buna bağlı olarak azalacaktır. Bu durum, düşük kapasite kullanım oranlarının oluşması, bazı üretim kapasite yatırımlarının ertelenmesi ve hatta potansiyel olarak bazı yatırımların yapılmaması anlamına gelecektir. Dolayısıyla, yatırım kararları ve elektrik üretim kârlılıkları etkilenecektir. Tüm bu durumların piyasaya etkilerinin araştırılması, üreticilerin yatırımlarını doğru şekilde planlayabilmeleri açısından önem arz etmektedir.

Diğer taraftan, yeni enerji yatırımları hayata geçirilirken çevresel etkiler de dikkate alınmalıdır. Toplumların çevreye olan hassasiyetinin artması, ülkelerin enerji dönüşümü politikalarını bu doğrultuda almalarını sağlamıştır. Düşük karbonlu bir enerji sistemine geçişte, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimi içindeki payının hızlı bir şekilde artması kilit rol oynarken, enerji piyasaları ve sistemlerinin bu dönüşüme ayak uydurması kaçınılmaz bir gerçek olarak karşımıza çıkmaktadır. Dünya genelinde enerji sektöründe gerçekleştirilen reformlar hem arz güvenliği hem çevresel hedefler dikkate alınarak belirlenmiş, planlar bu doğrultuda yapılmıştır. 2018 yılında 1,8 trilyon ABD dolarına ulaşan küresel enerji yatırımlarının yarısı, enerji dönüşümüyle ilgili gerçekleşmiştir (SHURA, 2019a). Güneş ve rüzgara dayalı teknolojilerin maliyetlerindeki düşüşler, yenilenebilir kaynaklara yönelik destekleyici politikalar, maliyet bazlı politikalara geçiş ve teknolojinin verimliliğinin artması yatırımları destekleyen faktörler olmuştur.

2000'li yılların başından bu yana, Türkiye enerji sektörü, piyasa mekanizmasına dayalı hızlı bir dönüşüm yaşamıştır. Bu dönemde gerçekleştirilen reformlar sayesinde, rekabete dayalı bir piyasa yapısı inşa edilmiş, özellikle elektrik üretim ve dağıtım alanında, özel sektörün payı artarak serbest piyasa yapısı hedeflenmiştir. Hızlı şekilde artan elektrik talebi, reformlar sayesinde hayata geçirilen özel sektör yatırımlarıyla

karşılanarak arz güvenliği ve serbestleşme konularında başarılar elde edilmiştir. Makroekonomik gelişmeler ve Türkiye ekonomisinin bu gelişmelerden etkilenmesiyle birlikte elektrik talebinde beklenen artış hızı gerçekleşmemiş, özellikle 2013-2017 yılları arasında sürdürülen enerji yatırımlarının tamamlanmasıyla, elektrik sisteminde arz fazlası oluşmuştur. Geline nokta, arz güvenliği açısından istenilen bir durum oluşmuş olsa da özel sektör tarafından gerçekleştirilen mevcut yatırımların kredi stokunda yaşanan sorunlar dikkate alındığında, önümüzdeki yıllarda tüm enerji ekosistemini etkileyebilecek olumsuzluklarla karşılaşılabilir. Enerji sektöründe yaşanan bu sıkışma dönemi, piyasa belirsizliklerini beraberinde getirirken, yatırımların önüne engel teşkil edebilir. Arz güvenliği perspektifinde, enerji yatırımlarının devam etmesinin gerekliliği önem arz etmekle birlikte, devreye alınacak elektrik üretim teknolojilerinin ne olacağı hem ülke kaynaklarının kullanılması hem de sistemin tam olarak verimli işleyebilmesi açısından elzemdir.

Türkiye'nin kısıtlı yerli yakıt rezervlerine sahip olduğu dikkate alındığında, ithal enerji kaynaklarına bağımlılık, Türkiye ekonomisini olumsuz yönde etkileyerek cari açık sorunu doğurmaktadır. Bu çerçevede, enerji piyasasının mevcut durumunun iyi analiz edilmesi, enerji sisteminin arz güvenliği ve enerji dönüşümü kapsamında yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının en etkin şekilde kullanılmasına fırsat verecek orta ve uzun dönemli planlar yapılması anahtar role sahiptir.

SHURA tarafından yürütülen bu çalışma, 2030 yılına doğru Türkiye'nin elektrik üretim kapasitesinin, farklı girdi ve kısıtların dikkate alındığı; minimum seviyelendirilmiş elektrik maliyeti, karbon maliyeti, yerli kaynak kullanımı desteği ve düşük elektrik talebi gibi farklı senaryolarla optimum olarak belirlenmesini amaçlamaktadır. SHURA, daha önce bu kapsamda bir çalışmanın yapılmamış olmasından yola çıkarak bu boşluğu doldurmayı, enerji dönüşümü kapsamında planlamalara ve özellikle 2020 sonrası şebeke ölçeğindeki yatırımları belirleyecek olan politika mekanizmalarına destek olmayı hedeflemektedir. Olumsuz ekonomik etkilerin en aza indirilmesi ve tüm elektrik sisteminin en uygun şekilde işletilebilmesi için başta yenilenebilir kaynaklar olmak üzere, farklı elektrik üretim teknolojilerinin Türkiye elektrik piyasasına etkileri, bölgesel bazda analiz edilerek en uygun maliyetli üretim kapasitesine ulaşmak, çalışmanın ana hedefidir.

Çalışma kapsamında, Türkiye için yapılmış olan uzun dönemli öngörüler ve ülkenin uzun vadeli hedefleri göz önüne alınmıştır. Bu bağlamda kısa vadeli bazı etkenlerin etkileri, projeksiyonda göz önüne alınmamıştır. Geçtiğimiz aylarda özellikle elektrik talebi ve emtia fiyatları üzerinde önemli etkileri bulunan COVID-19 küresel salgınının yaratacağı olası sonuçlar da çalışmanın yürütüldüğü zaman aralığı dolayısıyla modelleme çalışmasına dâhil edilmemiştir. Küresel COVID-19 krizinin uzun vadede küresel elektrik piyasaları üzerinde nasıl etkilerinin olacağı, önümüzdeki dönemde daha açık bir şekilde görülebilecektir.

Çalışmanın ana çıktısı olan veri bazlı analizlerle desteklenen optimum kapasite gelişim sonuçlarının, tüm enerji sektörü paydaşlarına yol gösterici nitelikte ve yeni tartışmalara yön verebilecek kapsamda olacağı düşünülmektedir. Bu çerçevede çalışmanın öncelikli hedef kitlesi, kamu başta olmak üzere politika yapıcılar, elektrik sistemi operatörü, enerji piyasası operatörü, elektrik üretim ve dağıtım şirketleri, enerji sektörü oyuncularını, teknoloji tedarikçileri, danışmanlık şirketleri, enerji sektörü dernekleri, bankalar ve yatırımları finanse eden kurumlardır.

Raporun geri kalan bölümü şu şekilde organize edilmiştir:

- 2. bölümde, Türkiye elektrik piyasasındaki mevcut durumun bir özeti verilmekte ve ülkenin enerji dönüşümü kapsamında belirlediği temel hedefler açıklanmaktadır.
- 3. bölümde, çalışmada kullanılan modelin metodolojisi ve temel işleyiş prensipleri anlatılmaktadır.
- 4. bölümde, çalışma kapsamında oluşturulmuş olan senaryolar listelenmekte ve kullanılan temel varsayımlar açıklanmaktadır.
- 5. bölümde, çalışmanın sonuçları senaryo bazlı olarak verilmektedir.
- Son bölümde ise çalışmanın çıktılarından hareketle elde edilmiş temel çıkarımlar özetlenmekte ve politika yapıcılar için çeşitli öneriler sıralanmaktadır.



## 2. Türkiye Elektrik Piyasası - Mevcut Durum Değerlendirmesi

### 2.1. Arz, Talep ve Sınır Ötesi Ticaret

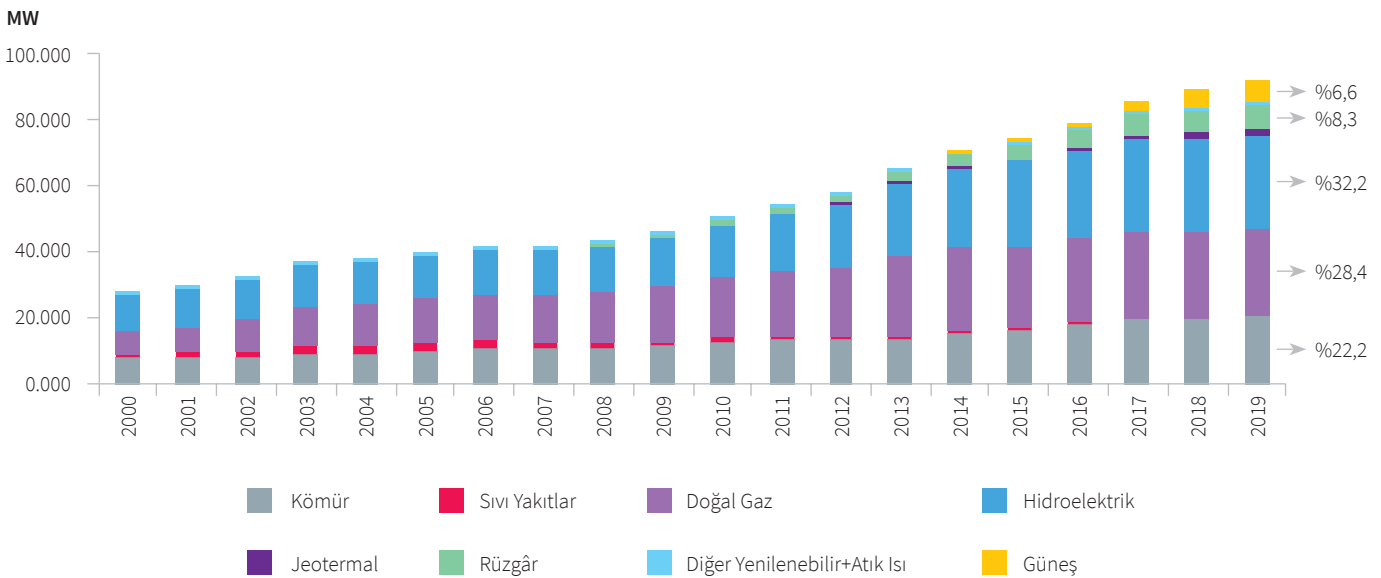
Türkiye’de elektrik üretimi, farklı kaynakların kullanıldığı binlerce farklı üretim biriminden yapılmaktadır. Türkiye elektrik üretiminin tarihsel gelişimine bakıldığında, termik ve hidroelektrik kaynaklardan oluşan bir karışımın temel alındığı görülebilir. Fakat son yıllarda, rüzgâr ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir kaynakların piyasadaki payının artmasıyla birlikte elektrik üretimindeki kaynakların çeşitliliği de hızla artmaktadır.

2020 yılı Şubat ayı toplam 91,3 GW seviyesine ulaşmış olan kurulu gücün; %28,1’ini doğalgaz santralleri, %22,6’sını barajlı hidroelektrik santralleri, %12,4’ünü yerli kömürle çalışan termik santraller, %9,8’ini ithal kömür santralleri, %8,6’sını akarsu hidroelektrik santralleri, %8,3’ünü rüzgâr enerjisi santralleri, %6,6’sını güneş enerjisi santralleri, %1,7’sini jeotermal santraller, kalan %1,9’luk kısmını ise diğer kaynaklar oluşturmaktadır (TEİAŞ, 2020).

Son yıllardaki kurulu güç artışlarının ise ağırlıklı olarak yenilenebilir enerji kaynaklı olduğu gözlenmektedir. 2017, 2018 ve 2019 yıllarındaki kurulu güç artışlarına bakıldığında, bu artışlardaki yenilenebilir enerji payının sırasıyla %53, %86 ve %57 olarak gerçekleştiği görülebilir (EİGM, 2020). Son yıllarda yenilenebilir enerji kurulu gücünde yaşanan artışta, büyük çoğunluğu lisanssız olmak üzere güneş enerjisi yatırımları önemli bir rol oynamaktadır. Son üç yılda yenilenebilir enerji kurulu gücünde yaşanan artışın, yarısından fazlasını güneş santralleri oluşturmuştur.

Öte yandan, aynı dönemde kömür santrallerine yapılması planlanan yatırımların pek çoğu gerçekleştirilememiş ve doğal gaz santrali yatırımları oldukça yavaşlamıştır. İlerleyen yıllarda yaşanacak kurulu güç gelişiminde de yenilenebilir enerji kaynaklarının belirleyici bir rolü olacağı tahmin edilmektedir.

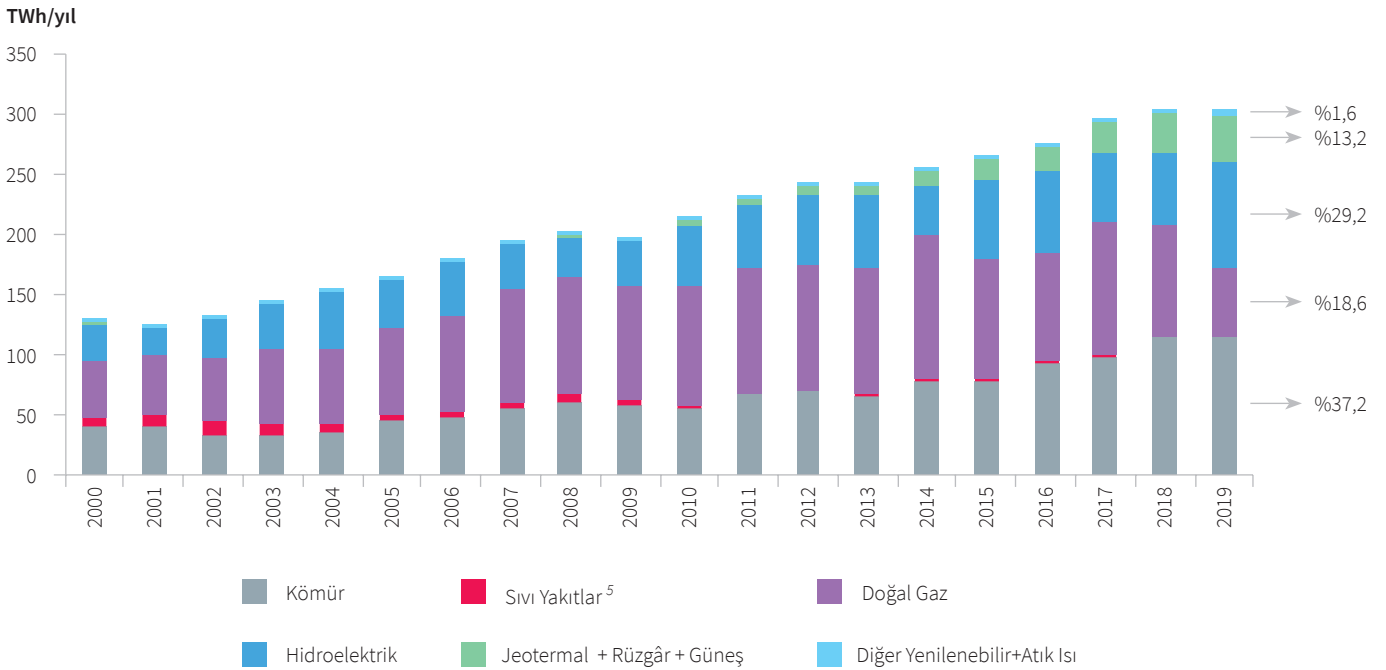
Şekil 2: Yakıt türüne göre Türkiye Kurulu Güç Gelişimi



Yenilenebilir kurulu gücünde yaşanan artışa paralel olarak güneş ve rüzgâr kaynaklı elektrik üretiminin, toplam üretim içindeki payı da hızla artmaktadır. 2019 yılında, güneş ve rüzgâr kaynaklı üretimin, toplam içindeki payı %10 seviyesini geçmiştir. Aynı yıl üretimin %43,8'lik kısmı yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanırken, %56,2'si ise fosil yakıtlı kaynaklardan karşılanmıştır. Yerli kaynaklar ise toplam üretimin %58,5'ini karşılamış, ithal yakıt kaynaklı üretim %41,5 oranında kalmıştır (EPIAŞ Şeffaflık Platformu, 2020)<sup>4</sup>.

Doğal gaz santrallerinin üretimdeki payının nispeten düşük kalmasında, hidroelektrik santrallerinin rekor üretimi etkili olmuştur. 2019 yılı barajlı hidroelektrik santrallerin kapasite faktörünün ortalama %36,4 seviyesinde gerçekleştiği göz önüne alındığında, bu yılın hidroelektrik üretimi açısından oldukça istisnai bir yıl olduğu değerlendirilebilir. Geçtiğimiz yıllara bakıldığında bu değer, ortalama olarak %27-28 seviyesinde gerçekleştiği görülmektedir. Dolayısıyla 2019 yılı iklim koşulları, hidroelektrik üretiminin normalin çok üstünde olmasını sağlamıştır. İlerleyen yıllar için benzer bir hidroelektrik üretim miktarının gerçekleşme olasılığı belirsizdir. Bu nedenle, hızlı bir ivme yakalayacağı beklenen elektrik talebi de göz önüne alındığında, 2019 yılında gerçekleşen nispeten yüksek yenilenebilir enerji ve yerlilik oranlarına, ilerleyen yıllarda tekrar ulaşmak ve bu oranları aşmak için yatırımların devamlılığının önemi anlaşılmaktadır.

**Şekil 3:** Yakıt türüne göre Türkiye Elektrik Üretim Gelişimi



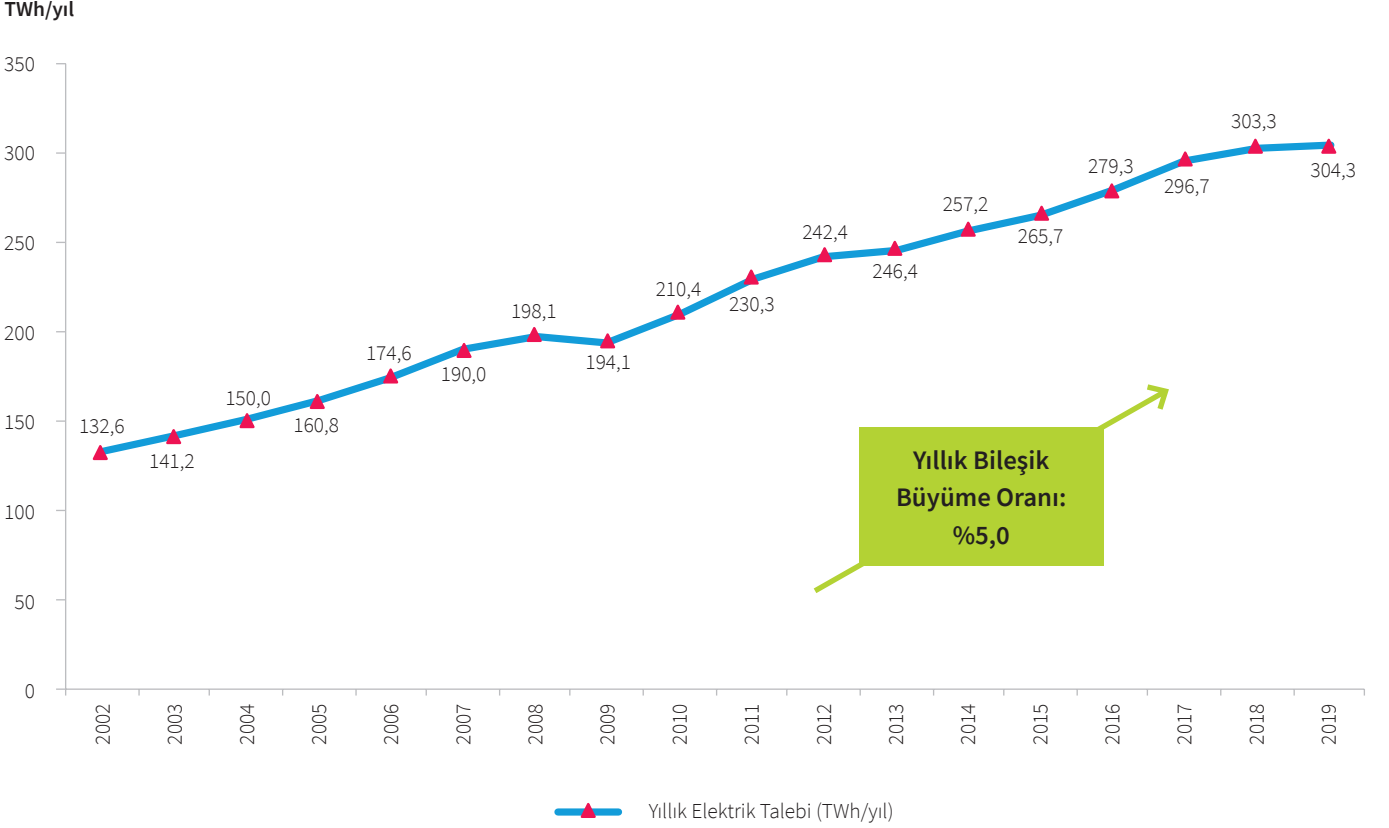
Türkiye'de 2000'li yılların başından bu yana görülen ekonomik gelişmeye paralel olarak elektrik talebinde de hızlı bir artış yaşanmıştır. 2002 yılından 2019 yılına kadar geçen süre içerisinde, elektrik talebinde yıllık bileşik büyüme oranı %5 olarak gerçekleşmiştir. Son yıllarda bu büyümede, bir yavaşlama görülmüş olsa da bunun geçici bir durum olduğu ve orta vadede elektrik talebinin ekonomik büyümeyle birlikte artmaya devam edeceği beklenmektedir. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 2019 yılında yapılan talep projeksiyonunda verilen baz senaryoya göre (Senaryo 2), 2019 ve 2030

<sup>4</sup> EPIAŞ Şeffaflık Platformu'ndan elde edilen saatlik Gerçek Zamanlı Üretim ve Lisanssız Üretim verileri kullanılmıştır.

<sup>5</sup> Sıvı yakıtlar fuel oil ve nafta üretimini belirtmektedir.

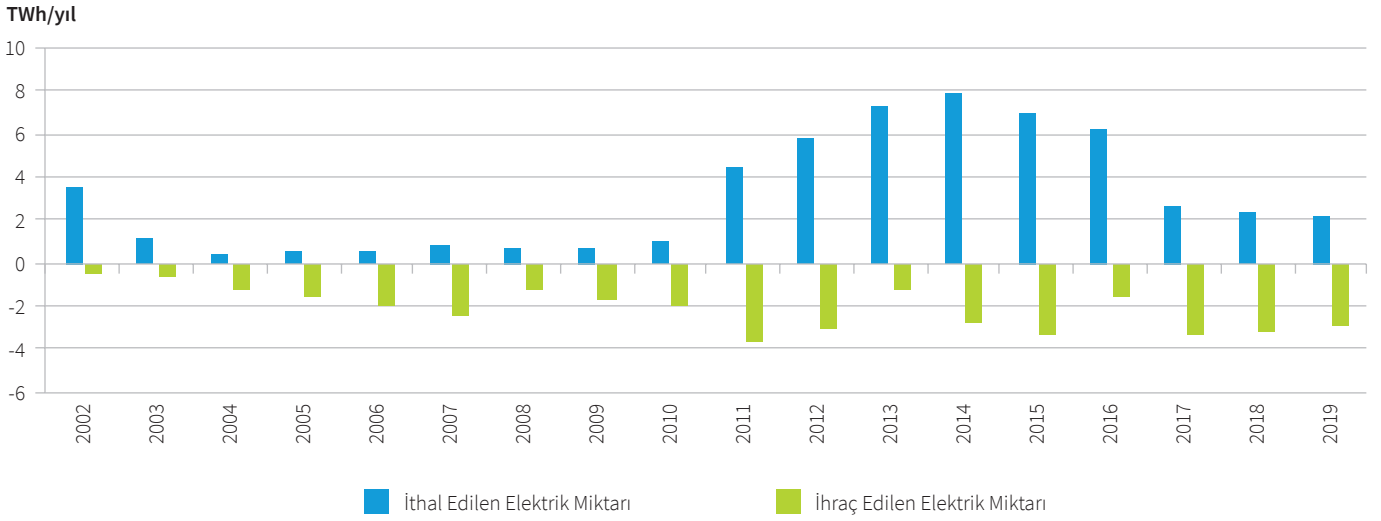
arasında elektrik talebinin %3,9 yıllık ortalama bileşik büyüme oranıyla yıllık 481,7 teravat saat (TWh/yıl) seviyesine geleceği öngörülmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019). Öte yandan, sektörler bazında bakıldığında ise sanayi sektörünün elektrik tüketiminde, çok büyük bir paya sahip olduğu görülmektedir. 2018 yılı için faturalanan tüketim esas alındığında, elektrik tüketiminin %41,5'lik bölümünün sanayi sektöründen kaynaklandığı, ticarethane ve mesken tüketiminin ise sırasıyla toplam tüketimin %29,2 ve %23,5'ini oluşturduğu görülmektedir. İlerleyen yıllarda da sanayi sektörünün, elektrik tüketim artışında temel bir role sahip olacağı beklenmektedir.

**Şekil 4: Elektrik Talebinin Gelişimi**



Türkiye elektrik piyasası içerisinde sınır ötesi ticaret, nispeten küçük bir rol oynamaktadır. Bunun temel nedeni, Türkiye ve Türkiye'nin komşu ülkeleri arasındaki sınırlı enterkonneksiyon kapasitesidir. Geçmiş yıllarda genel olarak elektrik ithal eden bir ülke olan Türkiye, 2017 yılından itibaren ihracatçı bir ülke konumuna gelmiştir. Bu durumun oluşmasında, elektrik piyasasında son yıllarda gözlemlenen arz fazlası ve nispeten düşük elektrik fiyatları etkili olmuştur. Öte yandan sınır ötesi ticaretin piyasadaki ağırlığı, üretimle kıyaslandığında oldukça küçüktür; 2019 yılında üretilen yaklaşık 304,3 TWh elektrik miktarına karşılık, net ihracat miktarı 0,6 TWh seviyesinde gerçekleşmiştir (TEİAŞ, 2020). Önümüzdeki yıllarda sınır ötesi ticaretin artması, ancak enterkonneksiyon kapasitelerinin artırılması ve elektrik fiyatlarında öngörülebilirliğin sağlanması ile mümkün olabilecektir.

Şekil 5: Türkiye’de Sınır Ötesi Elektrik Ticareti



Elektrik piyasalarındaki gelişmeler açısından önemli bir referans noktası, organize toptan elektrik satış piyasaları ve burada oluşan fiyatlardır. Bu çalışmanın kapsamı da farklı senaryolar altında, Türkiye için optimum üretim kapasitesi gelişmelerine ulaşmayı içermektedir. Bu bağlamda, piyasanın temel yapısının ve güncel gelişmelerin dikkate alınması, çalışmanın sonuçlarının sağlıklı olması, kilit sonuçların doğru yorumlanabilmesi açısından önemlidir.

## 2.2. Elektrik Ticareti ve Spot Elektrik Satış Piyasaları

Türkiye’de elektrik ticareti, fiziksel ve finansal elektrik ticareti olarak ikiye ayrılabilir. Finansal elektrik ticareti, türev piyasalarda Borsa İstanbul üzerinden yapılmaktadır. Fiziksel elektrik ticaretindeki temel seçenekler olarak ise ikili anlaşmalar, gerçek zamanlı piyasalar ve spot piyasalar öne çıkmaktadır.

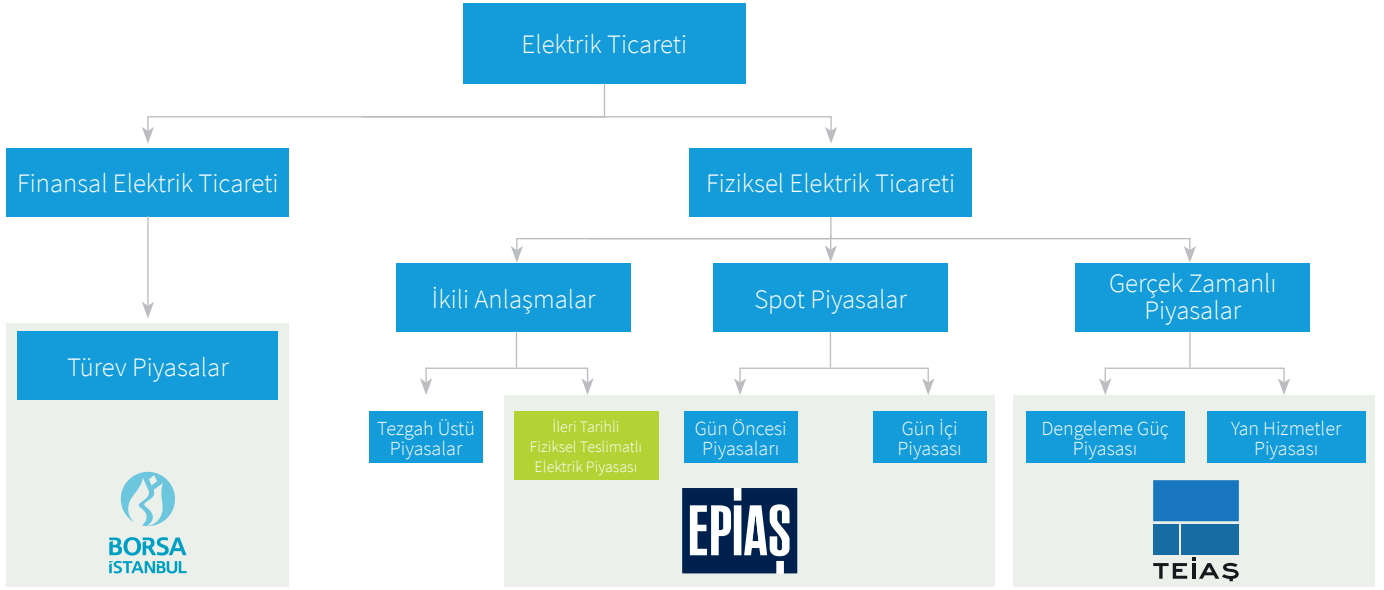
İkili anlaşmalar, halihazırda tezgâh üstü piyasalar vasıtasıyla bir piyasa işletmecisi olmadan yapılmaktadır. Elektrik Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) çatısı altında, ikili anlaşma yapmayı mümkün kılacak olan İleri Tarihli Fiziksel Teslimatlı Elektrik Piyasası’nın ise yakın zamanda devreye girmesi beklenmektedir.

Gerçek zamanlı piyasalar, Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası’nı kapsamaktadır. Bu iki piyasa, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından işletilmektedir. Frekans ve güç kontrolü gibi elektrik sisteminde arzın güvenliğini ve kalitesini sağlama amaçlı hizmetler, bu piyasalar kapsamında yürütülmektedir.



## Şekil 6: Türkiye’de Elektrik Ticareti ve Organize Piyasalar

\*Fiziksel Teslimatlı Vadeli Elektrik Piyasası’nın 2020 yıl sonuna kadar devreye girmesi beklenmektedir.



Türkiye’de spot elektrik ticareti ise Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ve Gün İçi Piyasası (GİP) olmak üzere iki temel organize piyasa üzerinden yürütülmektedir. Gün Öncesi Piyasası, teslimi bir gün sonra gerçekleşecek şekilde saatlik elektrik alış ve satış işlemlerinin yapılması amacıyla kurulmuş bir organize toptan elektrik piyasasıdır. Bu piyasada katılımcılar, bir gün önceden alış veya satış yönünde teklif verirler. Bu tekliflerin kesiştiği noktalarda ise her saat için bir elektrik fiyatı oluşur ve piyasadaki alışverişler bu fiyat üzerinden yapılır.

Gün öncesi piyasası’nın temel amaçları arasında aşağıdaki maddeler bulunmaktadır:

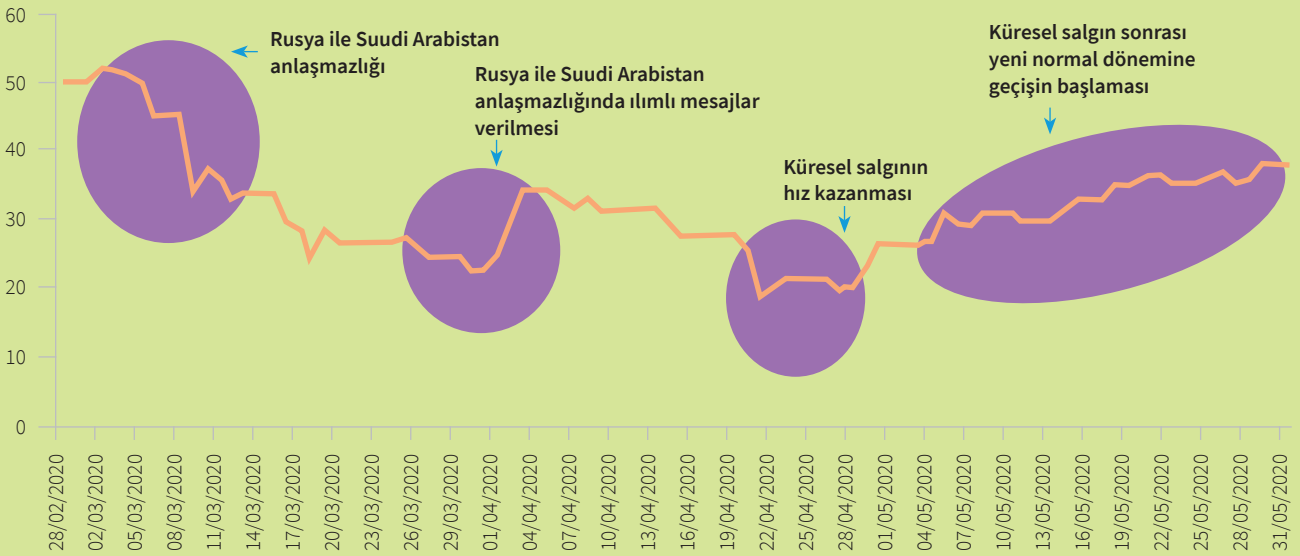
- Elektrik enerjisi için referans bir fiyat oluşturmak
- Piyasa katılımcıları için ikili anlaşmalara ek olarak elektrik ticareti ve dengeleme olanağı sağlayan bir platform oluşturmak
- Bir gün önceden dengelenmiş bir sistem sağlayarak elektrik sisteminin işletimini kolaylaştırmak

Gün öncesi piyasasında, saatlik olarak oluşan elektrik fiyatı, Piyasa Takas Fiyatı (PTF) olarak isimlendirilmektedir. Bu fiyat, elektrik piyasasında üretimin bedeli açısından bir gösterge niteliği taşımaktadır. Çalışma kapsamında yapılan fiyat tahmin çalışmalarında, bu piyasada oluşan fiyat baz alınmaktadır. Çalışmanın ana amacı, fiyat tahmini yapmak olmamakla birlikte Türkiye’nin önümüzdeki dönemdeki elektrik üretim kapasitesinin gelişimine dair senaryoların önemli bir kriteri de piyasada oluşan fiyatların seyridir.

## Bilgi Kutusu 1. COVID-19 Salgınlarının Elektrik Piyasasına Kısa Dönemli Etkileri

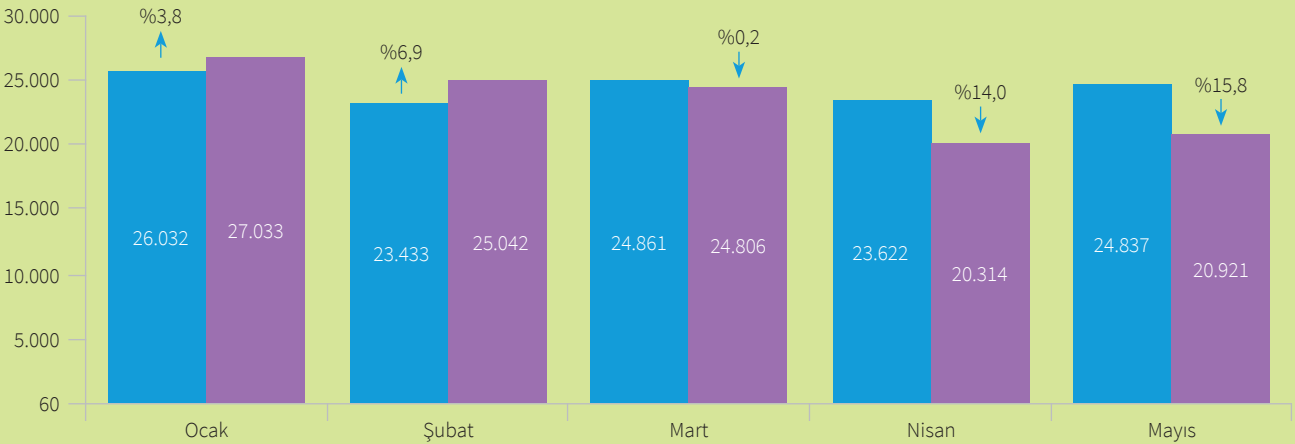
Tüm dünyayı etkisine alan COVID-19 virüs salgınından en çok etkilenen sektörlerden biri de enerji sektörüdür. Salgının ilk merkezi olan Çin, dünyada büyük tüketicilerin başında gelmektedir. Salgın dolayısıyla sert tedbirlerin uygulanması ile Çin'de tüketim düşmüştür. Özellikle petrol tüketiminde önemli bir ithalatçı ülke olan Çin'de talebin azalması ile zaten düşmekte olan Brent fiyatları daha da aşağı seviyelere gerilemiştir. Petrol arzını sağlayan ülkeler arasında yaşanan anlaşmazlık dolayısıyla Mart ayının ilk haftasından itibaren Brent petrol varil fiyatlarında düşüş yaşanmıştır. İki ülke arasındaki soruna ek olarak başlayan talep düşüşü emtia fiyatlarında daha da düşüşe neden olmuştur. Mayıs itibariyle yeni normal sürecinde piyasada talebin artışı ile piyasada yukarı yönlü hareketlenme başlamıştır.

Brent Petrol (ABD doları/varil)



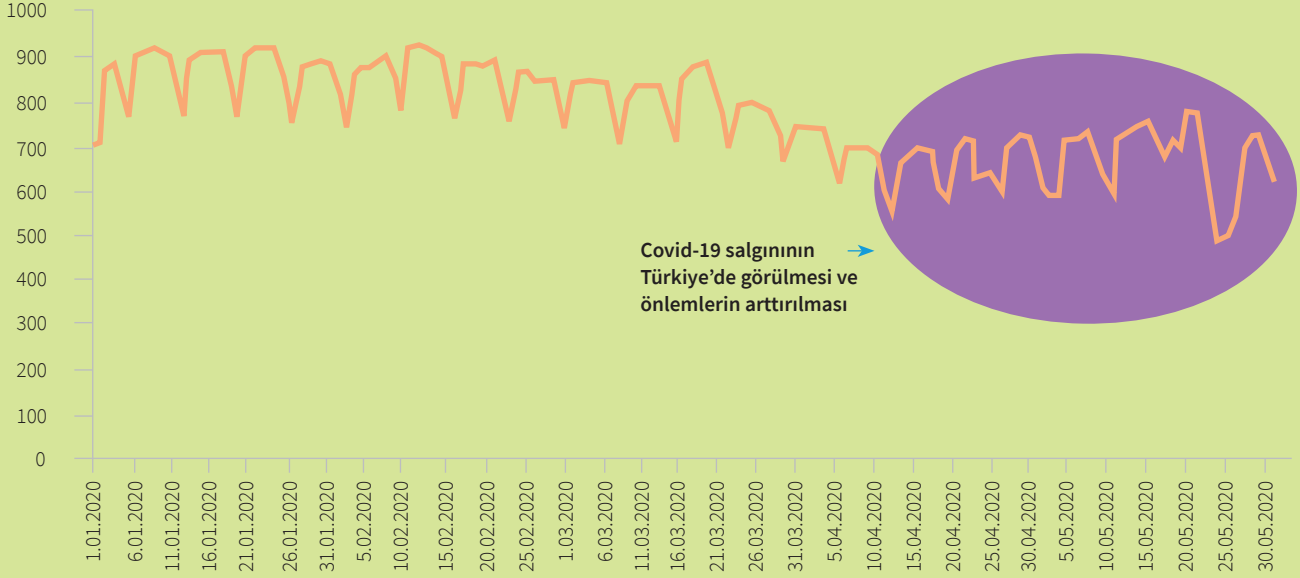
Salgının enerji sektöründe diğer bir etkisi ise elektrik talebi üzerine olmuştur. 2019 yılında bir önceki yılın etkisinden dolayı düşük gerçekleşen Türkiye elektrik talebi 2020 yılının başında toparlanmaya başlamıştır. 2020 yılının ilk 3 ayında gerçekleşen talep bir önceki yıla göre artış göstermiştir. Ülkemizde 11 Mart tarihinde açıklanan ilk vaka ardından talepte azalmanın sinyali görülmeye başlanmış, Mart ayında salgının yarattığı etki daha küçük çaplı iken Nisan ve Mayıs aylarında bir önceki seneye kıyasla elektrik talebinde sırasıyla %14,0 ve %15,8 düşüş yaşanmıştır.

Brüt Talep (GWh/ay)



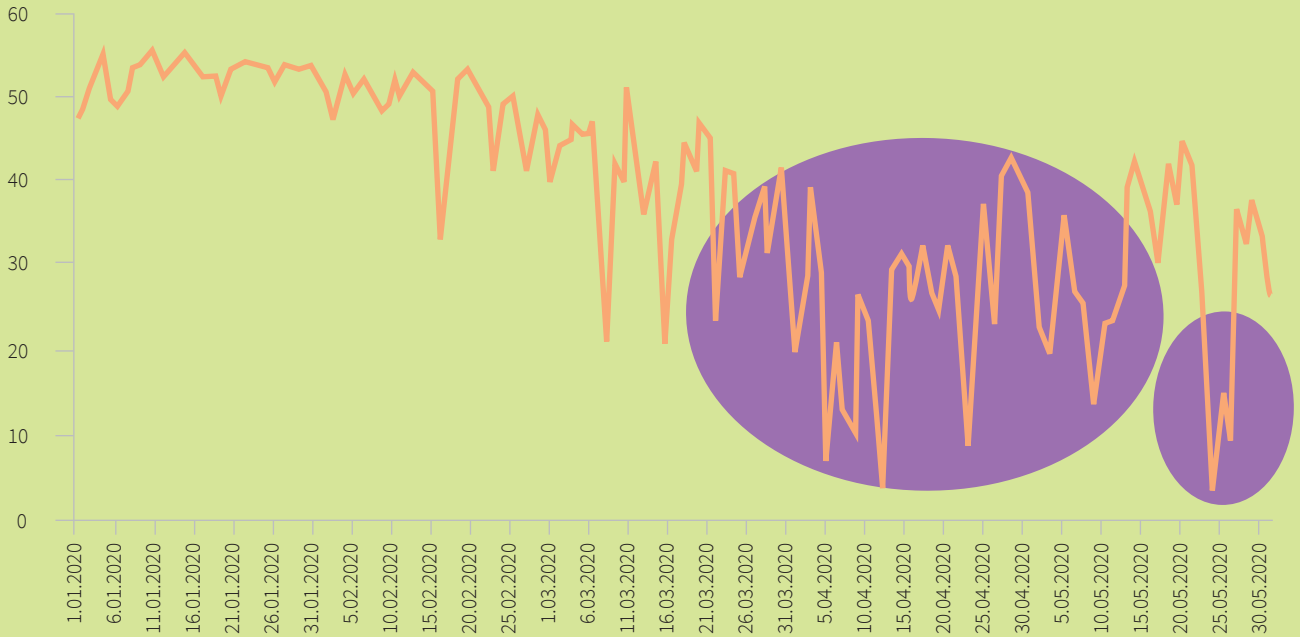
Ülkede ilk resmi vakanın vuku bulmasının ardından öncelikli olarak okullardaki eğitime ara verilmesi, spor müsabakalarının seyircisiz oynanması, kamu çalışanlarının yurtdışı çıkışlarının kısıtlanması kararları alınmıştır. 12 Mart'ta başlayan önlemler gün geçtikçe daha da artarak, çok sayıda kişi evden çalışmaya geçmiş ve bazı üretim tesisleri faaliyetlerine ara verme kararı almıştır. Tüketimde görece büyük bir paya sahip olan hizmet sektöründe de kısıtlamalar başlamış ve çoğu alışveriş merkezi kapanma kararı almıştır. 1 Mayıs, 19 Mayıs ve Ramazan Bayramı günlerinde daha uzun süreli sokağa çıkma kısıtlaması uygulanmıştır.

#### Günlük Elektrik Talebi (GWh/gün)



Azalan elektrik talebi ile elektrik sektöründe oluşan piyasa takas fiyatlarında düşüş eğilimi görülmüştür. Nisan ayının başında azalan talebe ek olarak rüzgar santrallerinin üretimlerinin artması da fiyatın aşağı yönde hareketini etkilemiştir. Bu dönemde, küresel piyasalardaki gelişmelere paralel olarak Türk lirası ABD doları karşısında değer kaybetmiştir. Bunun etkisi olarak piyasa takas fiyatında ABD doları cinsinden azalış daha fazla hissedilmiştir.

#### PTF (ABD doları/MWh)



### 2.3. Türkiye’de Gün Öncesi Piyasası’nda Elektrik Fiyatını Belirleyen Temel Faktörler

Türkiye Gün Öncesi Piyasası’nda elektrik fiyatları, pek çok faktöre bağlı olarak saatlik, günlük, aylık ve yıllık bazda değişiklik göstermektedir. Çalışma kapsamında uygulanan tahmin modelinde de bu faktörler göz önüne alındığı için bunların kısa bir özetinin verilmesi yerinde olacaktır:

- **Elektrik Talebi:** Elektrik talebinde yaşanan yıllık artışlar, fiyatları artırıcı etkiye sahip bir faktördür. Aynı zamanda talepte yaşanan mevsimsel, günlük ve saatlik değişimler de bu zaman aralıkları için fiyat oluşumunda etkili olmaktadır. Talebin gelişimini etkileyen pek çok faktör vardır. Uzun vadede, sanayi üretimi, Gayrisafi Yurtiçi Hasıla (GSYH) artış oranları ve enerji verimliliği gibi hususlar talep değişimlerini etkilerken kısa vadede ise sıcaklık değişimleri, çalışma saatleri ve iş günleri gibi faktörler talep seviyelerini belirlemede etkili olmaktadır.
- **Yakıt Maliyetleri:** Yakıt maliyeti, termik santrallerin marjinal maliyetlerini belirleyen en etkili faktördür. Santrallerin marjinal maliyetleri ise bu santrallerin piyasaya verdikleri tekliflerdeki fiyatı doğrudan etkilemektedir. Türkiye piyasasında elektrik fiyatları üzerinde etkili olan iki temel yakıt ise ithal edilen kömürün ve doğal gazın fiyatıdır.
- **Yenilenebilir Enerji Kurulu Güç ve Üretimi:** Barajlı hidro santralleri dışında kalan yenilenebilir santralleri, ürettikleri enerjiyi depolama kabiliyetine sahip değildirler ve marjinal maliyetleri sıfıra yakındır. Bu nedenlerle, bu santraller piyasada, fiyattan bağımsız olarak ya da oldukça düşük fiyat teklifleriyle çalışmaktadırlar. Dolayısıyla bu santrallerin üretimleri ve kaynak bazlı olarak değişen üretim profilleri, piyasa fiyatlarının oluşumunda önemli bir etkiye sahiptir.
- **Fiyattan Bağımsız Barajlı Hidro ve Termik Kaynaklı Elektrik Üretimi:** Barajlı hidro santrallerinin sulama, su savaklama ve sınır ötesi yükümlülükler gibi nedenlerle belli zaman aralıklarında baz yük olarak çalışmaları gerekmektedir. Öte yandan, kamu bünyesinde çalışan termik santrallerden bir kısmı da belli aralıklarda fiyattan bağımsız olarak çalıştırılmaktadır. Bu iki faktör fiyatlar üzerinde düşürücü bir etki yapmaktadır.
- **Yan Hizmetler Piyasası:** Günlük olarak gerçekleştirilen Sekonder Frekans Kontrolü (SFK) ve Primer Frekans Kontrolü (PFK) ihalelerini kazanan santraller, belirlenen saatlerde ‘set-point’ değerlerinde çalışmakla yükümlüdürler. Bu yükümlülükleri dolayısıyla bu santraller, ilgili saatlerde fiyattan bağımsız olarak çalışmaktadırlar. Bu durum da fiyatlar üzerinde baskılayıcı bir etki yapmaktadır.

### 2.4. Türkiye’nin Enerji Dönüşümüne İlişkin Öncelikler

Türkiye’nin mevcut enerji politikalarının birbiriyle yer yer uyumlu olan yer yer de çelişen bazı temel öncelikleri bulunmaktadır. Bunların arasında arz güvenliğinin ve yerli kaynak kullanımının artırılması, iklim değişikliğine yol açan karbon salımlarının sınırlandırılması ve elektriğin mümkün olan en düşük maliyetle son kullanıcılara sağlanması bulunmaktadır. Bu hedeflere ulaşmak için gerçekleştirilmesi planlanan kurulu güç artışları, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın 2020 yılı Mayıs ayında yayımladığı “2019-2023 Stratejik Planı” kapsamında güncellenmiştir. Bu plana göre 2023 yılında, güneş enerjisi kurulu gücünün 10 GW, rüzgâr enerjisi kurulu gücünün ise yaklaşık 12 GW seviyesine yükseltilmesi amaçlanmaktadır. Aynı plan içerisinde aynı zamanda önümüzdeki yıllarda önemli bir linyit kurulu güç miktarının (yaklaşık 4.000 MW) devreye alınması hedeflenmektedir (ETKB, 2020).



### 2.4.1. Arz Güvenliğinin Sağlanması

Enerji kaynaklarına erişim konusunda, arz güvenliğinin sağlanması Türkiye'nin enerji hedefleri arasında en öncelikli olanlardan bir tanesidir. Yerli termik kaynak rezervlerinin kısıtlılığı ve yeniden artış yönünde ivmelenmesi beklenen elektrik talebi, ilerleyen yıllarda arz güvenliği sorununa yol açabilecek faktörlerdir. Arz güvenliği sorununun yaşanmaması için kamu tarafından belirlenen politikalar arasında, ithalat kaynaklarının çeşitlendirilmesi, yerli üretim kaynaklarına yatırım yapılması ve Akkuyu Nükleer Santrali'nin kurulmasıyla birlikte nükleer enerjinin elektrik üretim karışımına dahil edilmesi bulunmaktadır.

### 2.4.2. Yerli Kaynak Kullanımı

Linyit dışında kayda değer fosil yakıt rezervlerine sahip olmayan ülkemizde, enerji sektöründe dışa bağımlılık süregelen bir sorun olmuştur. Türkiye'nin her yıl ithal ettiği petrol, doğal gaz ve kömür kaynaklarının maliyeti, ülkenin cari açık sorununa yol açan başlıca faktördür. 2019 yılı için enerji kaynakları ithalatının toplam maliyeti, 41,2 milyar ABD dolarını bulmuştur. Aynı yıl için toplam dış ticaret açığının 29,5 milyar ABD doları olduğu göz önüne alındığında, bu rakamın büyüklüğü anlaşılmaktadır (Ticaret Bakanlığı, 2020). Bu sorunun çözümü için geliştirilen politikalar arasında, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir kaynakların kullanımının yaygınlaştırılması ve yerli kömür rezervlerinden yararlanılması bulunmaktadır.

### 2.4.3. Elektrik Maliyetinin Düşürülmesi

Temel politika hedefleri arasında öne çıkan bir diğer madde de elektrik üretiminin mümkün olan en az maliyetli şekilde gerçekleştirilmesi ve elektriğin son kullanıcılara en uygun fiyatlar üzerinden tedarik edilmesidir. Bu hedefin gerçekleştirilebilmesinde, Türkiye enerji sektörünün fosil yakıtlı ve ithal kaynaklara bağımlılığı, küresel fosil yakıt fiyatları ve yenilenebilir enerji kaynaklarının maliyetlerinde görülmesi beklenen düşüşler gibi pek çok faktör etkili olacaktır.

### 2.4.4. Çevre Kalitesinin Korunması ve İklim Değişikliğinin Sınırlandırılması

Türkiye enerji politikaları için belirlenen hedeflerin bir diğeri de çevresel sürdürülebilirliktir. Linyit, taş kömürü ve doğal gaz gibi fosil yakıtların kullanımı ile atmosfere salınan karbon emisyonları, küresel maliyetleri çok yüksek olan iklim değişikliğine neden olmakta ve bunun yanında da yerel çaplı çevre kirliliğine yol açmaktadır. Türkiye sera gazı salım istatistiklerine bakıldığında, elektrik üretim sektörünün bu salımlarda merkezi bir rol oynadığı görülmektedir.

Açıklanan rakamlara göre, 2018 yılında Türkiye'nin arazi kullanımı kaynaklı net salımlar hariç toplam karbon salımı, 521 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğerine ulaşmıştır. Bu değer 373 milyon tonluk bölümü ise enerji sektöründen kaynaklanmaktadır. Enerji sektörü salımlarının kırımına bakıldığında ise elektrik üretim sektörünün öncü rolü görülebilmektedir. 2018 yılında, enerji sektörü kaynaklı salımların %40,2'sine denk gelen 150 milyon ton CO<sub>2</sub> eşdeğerindeki salım, elektrik üretiminden kaynaklanmaktadır (TÜİK, 2020). Bu nedenle ülkede, karbon salımlarının düşürülmesi için uygulanacak politikalarda, elektrik üretim sektörüne özel bir önem verilmesi gerekmektedir.

Bu etkilerin en aza indirilmesi, Türkiye enerji politikalarının temel amaçları arasında yer almaktadır. Bu bakımdan yenilenebilir enerji yatırımlarına öncelik verilmesi, enerji kaynakları açısından yerliliği artırma hedefi ile uyumlu bir politikayken, yerli kömür kullanımının artırılması yerlilik hedefleri açısından olumlu fakat karbon salımları açısından olumsuz etki yapacak bir politika seçeneğidir. Enerji verimliliğini artırmak amacıyla yürütülen çalışmalar hem iklim değişikliği açısından hem de enerjide dışa bağımlılığı azaltma bakımından olumlu etkiler yaratacaktır.

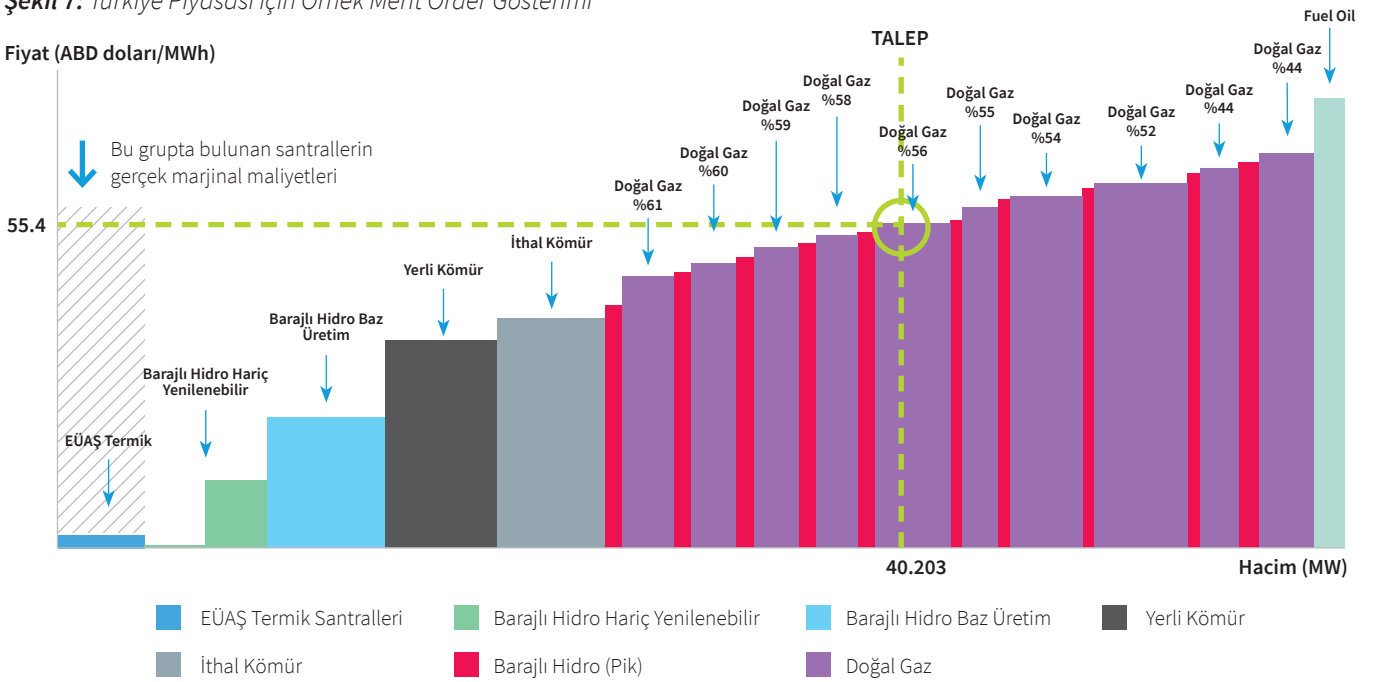
Enerji politikasının bu çelişen hedefleri, Türkiye enerji dönüşümü çerçevesindeki farklı eksenlerde ele alınmasını gerekli kılmaktadır. Bu çalışma kapsamında da bu farklı eksenler dikkate alınmış ve oluşturulan farklı optimum kapasite gelişim senaryoları, bu temel hedefler göz önüne alınarak oluşturulmuştur.

### 3. Metodoloji

Çalışma kapsamında yürütülen çeşitli senaryolarda, APLUS Enerji tarafından Türkiye Elektrik Piyasası için özel olarak geliştirilen elektrik fiyat tahmin modeli AVIEW | MarketSim kullanılmıştır. Kullanılan tahmin modeli, piyasa işleyişini temel hatlarıyla simüle ederek her saat için değişen parametrelerle saatlik 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, kamu santralleri üretim tahmini, net ithalat tahmini ve yakıt fiyat tahminleri yer almaktadır. Piyasa fiyatının oluşumuna etki eden temel faktörler, ayrı ayrı modellenmekte ve piyasa dengesi varsayımı altında birleştirilerek ve bir merit order eğrisi kullanılarak fiyat tahmini yapılmaktadır.

Şekil 7: Türkiye Piyasası için Örnek Merit Order Gösterimi



Buna göre piyasadaki tüm üreticiler, kısa dönemli marjinal maliyetlerine ve emre amade kapasitelerine göre sıralanmaktadır. Artan marjinal maliyetlerine göre sıralanmış üreticiler arasından belli bir saatteki talebi karşılamak için çalışması gereken son üreticinin marjinal maliyeti, piyasa fiyatını oluşturmaktadır. Bütün piyasa katılımcılarının kârlarını maksimize etmeye çalıştığı mükemmel bir rekabetçilik ortamında, bunun olması beklenmektedir. Bu şekilde fiyatı belirleyen santrale, aynı zamanda marjinal santral de denmektedir. Türkiye piyasası özelinde fiyatı belirleyen santraller genellikle, doğalgaz santralleri veya puant saatlerde üretim yapan barajlı hidroelektrik santralleri olmaktadır.

Modelde temel akış şeması Şekil 8'de gösterilmektedir.

Şekil 8: Fiyat Tahmin Modeli Akış Şeması



Modelde, elektrik talebinin inelastik olduğu kabul edilmektedir. Buna göre talep, elektrik fiyatından etkilenen bir faktör olarak değil onu etkileyen bir faktör olarak modellenmektedir. Modelde ilk adım olarak simülasyonun kapsadığı zamanın her saati için toplam bir elektrik talep tahmini yapılmaktadır.

İkinci adım olarak her saat için hidroelektrik harici yenilenebilir enerji üretim tahmini yapılmakta ve bu üretim her saat için toplam talepten düşülmektedir. Bu santraller, hava şartlarına bağlı olarak üretim yapmaktadırlar. Marjinal maliyetleri sıfıra yakın olan bu santrallerin, fiyattan bağımsız olarak çalışacakları kabul edilmektedir. Bu tip santraller, depolama teknolojisinin olmadığı senaryolarda, üretimlerini doğrudan şebekeye satmaktadırlar.

Sonraki adımda, saatlik net elektrik ithalatı da tahmin edilmekte ve arta kalan talepten düşülmektedir. Net ithalatın da düşülmesiyle birlikte elde kalan saatlik talep serisi hidroelektrik santraller ve termik üretim tarafından karşılanması gereken üretim miktarıdır.

Barajlı hidroelektrik santrallerin de marjinal maliyetlerinin sıfıra yakın olduğu değerlendirilmektedir. Fakat bu santraller, depolama kapasitelerinden dolayı ürettikleri elektriği yüksek fiyatlı saatlerde satabilme özelliğine sahiptirler. Ayrıca bu santrallerin, sulama, sınır ötesi yükümlülükler ve su savaklama gibi çeşitli zorunluluk ve kısıtlamalar nedeniyle belli zaman aralıklarında baz yük olarak çalışmaları da gerekmektedir. Bu nedenle barajlı hidroelektrik üretimi, baz yük ve pik üretim olmak üzere iki ana başlıkta ele alınmaktadır.

Saatlik baz yük hidro üretimi, santrallerin havza verileri ve tarihsel baz yük üretim verileri kullanılarak hesaplanmaktadır. Saatlik baz yük üretim tahmini de toplam talepten düşüldükten sonra her saat için yeni bir talep serisi oluşturulmaktadır.

Böylece saatlik bazda merit order oluşturulurken elde, termik santraller ve hidroelektrik santraller tarafından karşılanacak olan talep kalmaktadır. Oluşturulan arz eğrisi, her saat için bu taleple kesiştirilmekte, kesişen noktada ise piyasa fiyatı oluşmaktadır. Oluşturulan merit order'da termik santraller, marjinal maliyetlerine göre sıralanmaktadır. Barajlı hidroelektrik santrallerin tekliflerini belirlemek için ise her bir saat için kendileri çalışmadığı durumda oluşacak olan marjinal termik santralin teklifi hesaplanmaktadır ve pik üretim yapacak hidroelektrik santrallerinin teklifleri buna göre optimize edilmektedir.

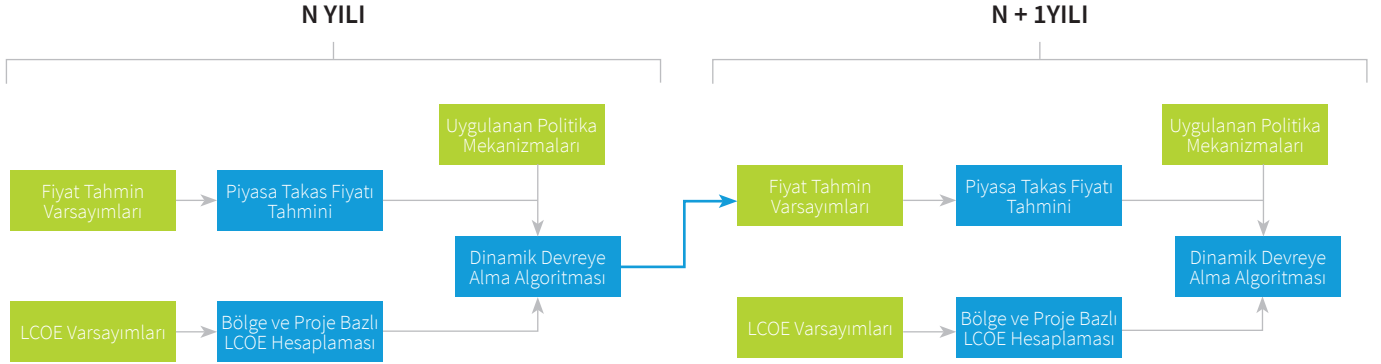
Mevcut durumda, piyasa işletmecisi EPIAŞ, piyasa katılımcıları tarafından gönderilen teklifleri bir matematiksel model üzerinden değerlendirerek saatlik bazda birim elektrik fiyatı olan PTF'yi belirlemektedir. Piyasa modelinde, PTF'ler belirlenirken sosyal refahın en büyüklenmesi esas alınır. Sosyal refah, alıcı ve satıcı fazlalarının toplamına eşittir. Alıcı fazlası, alıcının teklifinde belirtilen yük miktarının, alıcının yapmış olduğu teklifteki birim elektrik fiyatı ve teklifin geçerli olduğu zaman aralığı için belirlenen PTF arasındaki farkla çarpılarak bulunur. Benzer şekilde satıcı fazlası, satıcının teklifinde belirtilen yük miktarının, teklifin geçerli olduğu zaman aralığı için belirlenen PTF ve satıcının yapmış olduğu teklifteki birim elektrik fiyatı farkıyla çarpılarak bulunur. Diğer bir ifadeyle sosyal refah, alışı ve satışı yönlü katılımcıların kâr marjinleri toplamıdır. APLUS'ın geliştirmiş olduğu modelde de bu süreç simüle edilerek optimizasyon temelli bir PTF tahmini yapılmaktadır.



Türkiye Elektrik Piyasası'nda henüz tam liberalleşme sağlanmamıştır ve kamuya ait üretim santrallerinin (özellikle barajlı hidro) kurulu güçteki payı yüksektir. Kamu santrallerinin üretim rejimleri ve 2018 itibarıyla işletilmeye başlanan yan hizmetler piyasasının etkisiyle, termik santraller de bazı zamanlarda fiyattan bağımsız çalışabilmektedirler. APLUS Enerji tarafından geliştirilen model ile bu etkiler de dikkate alınmakta ve Türkiye piyasası özelinde detaylı bir öngörü çalışması yapılabilmektedir.

### 3.1. Dinamik Devreye Alma Algoritması

Şekil 9: Dinamik Devreye Alma Algoritması Akış Şeması



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 hesabı yapmakta ve çıkan sonuçlara göre devreye giriş kararları almaktadır. Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti, bir enerji santralının çeşitli maliyetleri dâhil edilerek hesaplanan enerji birim 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 hesaplamalarında kullanılan temel formül aşağıda verilmiştir:

$$LCOE = \frac{\sum \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Çalışmanın kapsamında LCOE değerleri ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/MWh cinsinden hesaplanmıştır. Yukarıda verilen formül içerisinde;

I: ilk yatırım maliyetlerini (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/MW),

M: işletme ve bakım maliyetlerini (sabit maliyetler için ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/MW, değişken maliyetler için ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/MWh),

F: yakıt maliyetlerini (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/MWh),

E: üretilen toplam elektrik miktarını (MWh),

t: yatırımın toplam ömrü için baz alınan yıl sayısı (#),

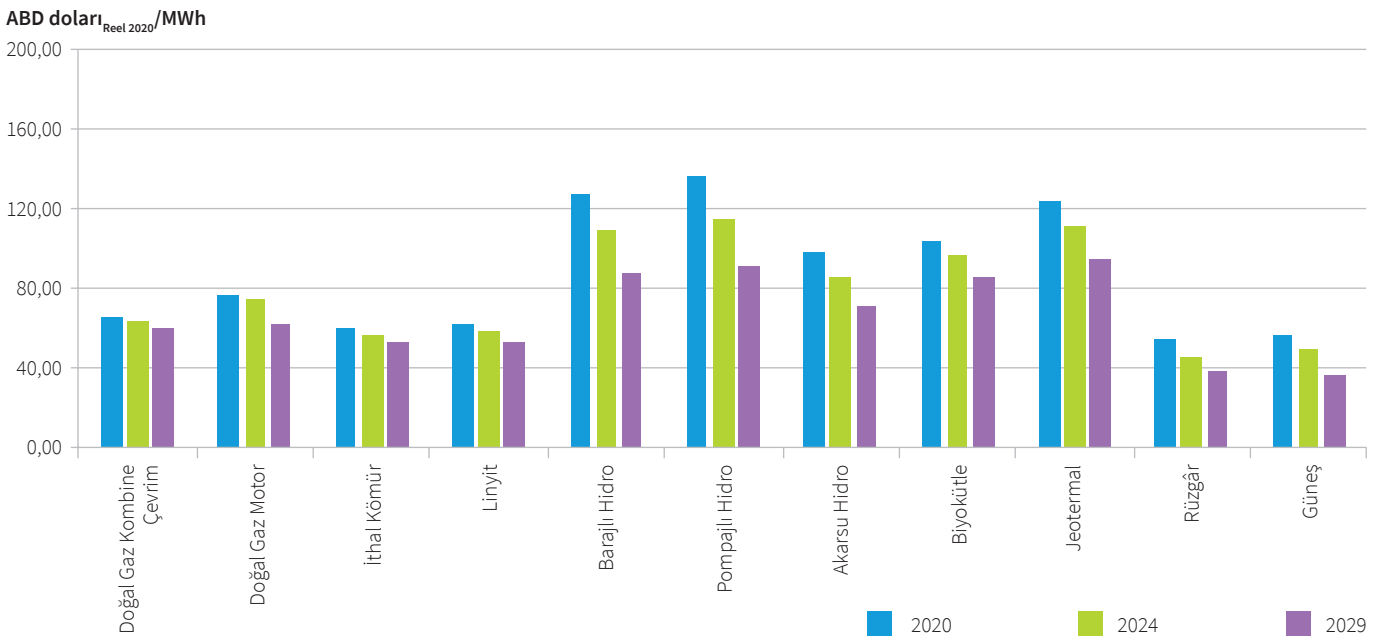
r: ise baz alınan iskonto oranını (%) ifade etmektedir.

LCOE hesabı üzerinden yıllık olarak devreye girebilecek il ve bölge bazlı yenilenebilir enerji kapasitesi, ilgili konumdaki kaynak potansiyeli göz önüne alınarak sınırlandırılmıştır.

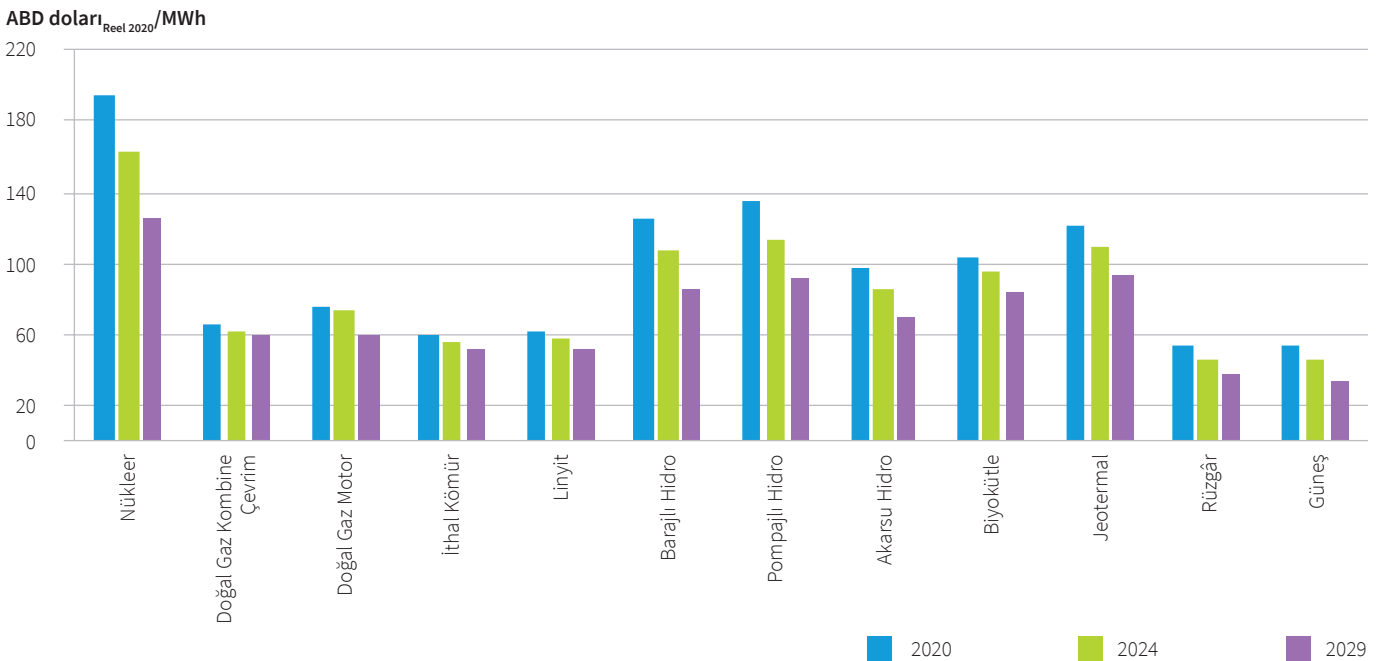
Farklı girdi ve kısıtlar dikkate alınarak yapılan maliyet hesabı sonucunda, yıllar içerisinde Türkiye için en az maliyetli olacak olan kurulu güç ve üretim karışımını hesaplamak mümkün olmaktadır.

Modelde kullanılan algorithmada dikkate alınan bazı temel faktörler aşağıdaki tabloda gösterilmiştir. Modelle ilgili detaylı anlatım ise EK-3 altında verilmiştir. Modelde kullanılan yakıt fiyatı varsayımları ise 4.2.2 ve 4.2.3 no'lu bölümlerden görülebilir.

**Şekil 10:** İzmir ili için Kaynak Bazlı LCOE Değerleri

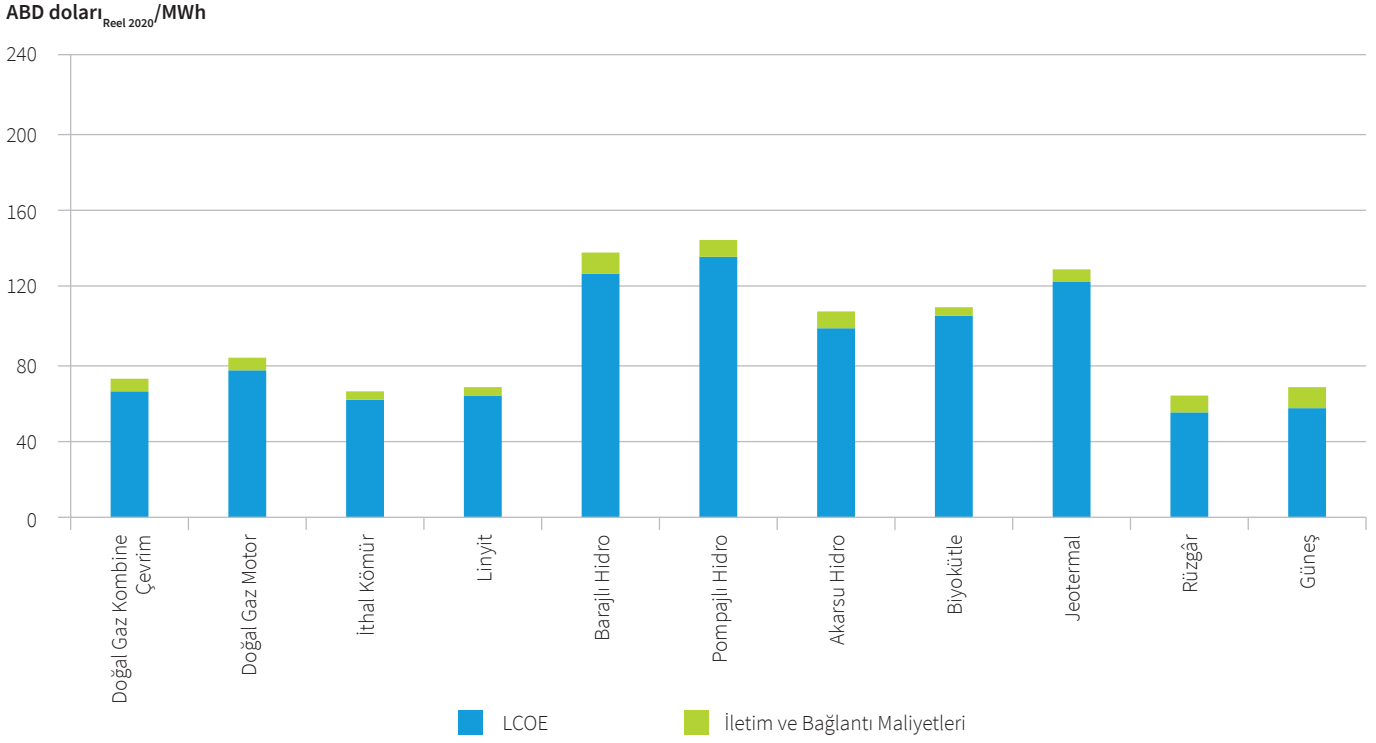


**Şekil 11:** Mersin ili için Kaynak Bazlı LCOE Değerleri

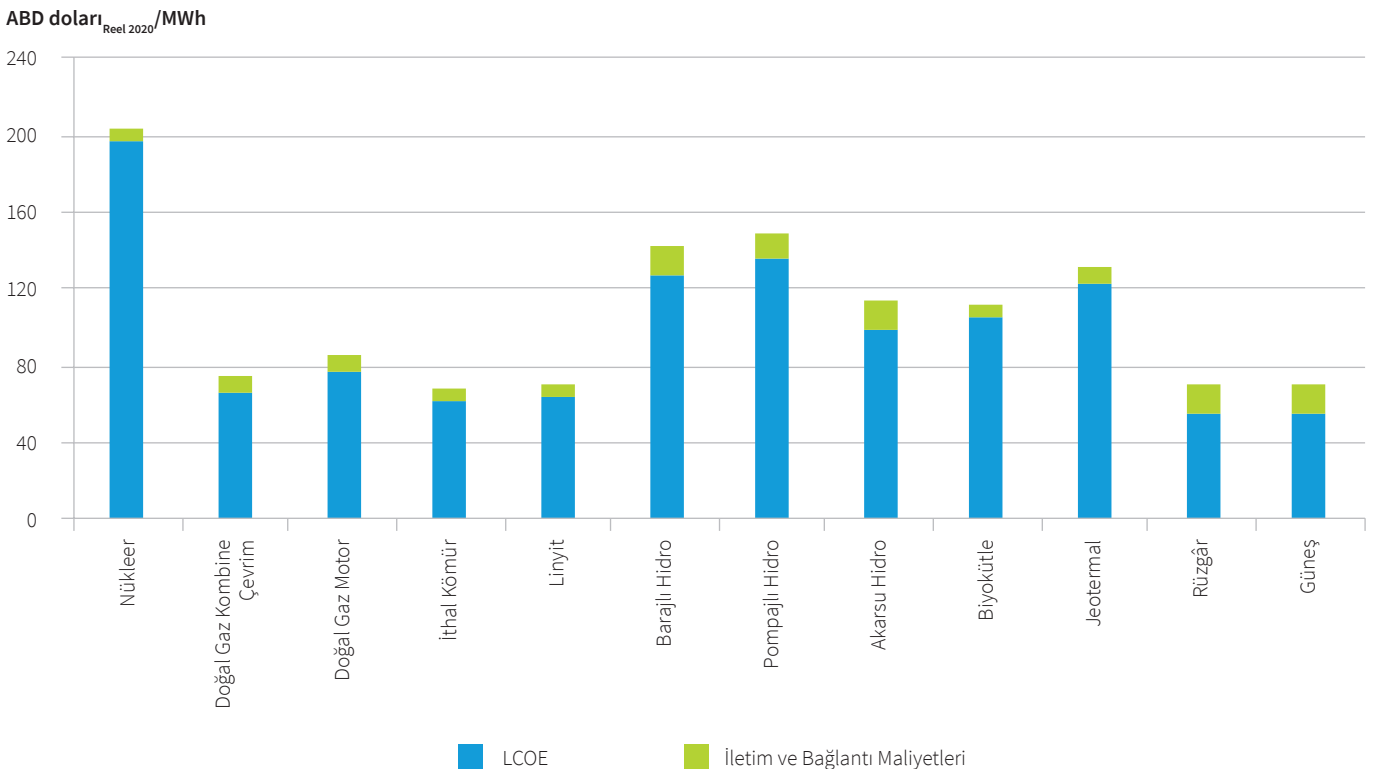


İki örnek il için farklı yıllar itibarıyla hesaplanmış kaynak bazında LCOE değerleri, Şekil 10 ve Şekil 11'de verilmiştir. Şekil 12 ve Şekil 13'te ise toplam maliyetler içinde LCOE ve iletim maliyetlerinin payı görülebilmektedir. Şekillerde görüldüğü gibi Mersin'in Türkiye'de elektrik tüketiminin yoğunlaştığı bölgelere olan uzaklığı nedeniyle bu il için iletim ve şebeke bağlantı maliyetleri İzmir'e kıyasla oldukça yüksektir.

**Şekil 12:** İzmir ili için Kaynak Bazlı LCOE Değeri ve Diğer Maliyetler (2020)



**Şekil 13:** Mersin ili için Kaynak Bazlı LCOE Değeri ve Diğer Maliyetler (2020)



**Tablo 1:** LCOE Hesaplamalarında Dikkate Alınan Özel Unsurlar

Konu	Açıklama
Lisanssız Santraller için Temel Alınan Varsayımlar	Yeni yapılacak lisanssız güneş santrallerinin %100 öz tüketime yönelecekleri varsayılmıştır. Bu santrallerin LCOE hesaplamalarında, tüketim tarifeleri üzerinden alınan çeşitli fon ve vergiler düşülmektedir ve şebeke bağlantı maliyetleri, bu santraller için dikkate alınmamaktadır <sup>6</sup> . Bu faktörler sayesinde lisanssız yatırımlar, lisanslı yatırımlara kıyasla bir avantaja sahip olmaktadır.
Gaz Motorları için Temel Alınan Varsayımlar	Gaz motoru tipindeki santrallerin gelirlerinin çoğunu, Gün Öncesi Piyasası yerine Yan Hizmetler Piyasası'ndan sağlayacakları varsayılmıştır. Bu nedenle bu santrallerin devreye girmesi için yürütülen LCOE karşılaştırmasında, Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan satış fiyatı değil Yan Hizmetler Piyasası'nda oluşacak satış fiyatları dikkate alınmıştır.
Elektrik Depolaması	Beklenen teknoloji gelişimiyle birlikte halihazırda küçük ölçekte kullanılmakta olan farklı elektrik depolaması seçeneklerinin, ilerleyen dönemde daha yoğun olarak kullanılmasının gündeme gelebileceği değerlendirilmektedir. Bu bağlamda batarya uygulamaları ve pompajlı hidro seçenekleri, elektrik piyasasında kullanılabilir kurulumlar olarak modele eklenmiştir. Batarya teknolojileri açısından şu anda en çok uygulanması olası gözükten lityum iyon teknolojisi dikkate alınmıştır <sup>7</sup> . Model tarafından devreye alınabilecek elektrik depolama seçenekleri, yan hizmetler piyasasında esneklik amacıyla kullanılabilir sistemler ve yenilenebilir enerji kaynakları ile entegre biçimde kullanılabilir sistemler olarak ikiye ayrılmıştır. İkinci tür depolama sistemleri, fiyatın düşük olduğu saatlerde elektrik depolayabilmekte ve yüksek fiyatlı saatlerde bu elektriği sisteme verebilmektedirler. Böylece bu sistemler, saatler arasındaki fiyat farklarından yararlanarak arbitraj temelli bir gelir sağlayabilirler. Batarya teknolojisi için kullanılan maliyet varsayımları, Amerikan Enerji Bakanlığı tarafından paylaşılan öngörülere dayanarak hazırlanmıştır (US Department of Energy, 2019). Bu bağlamda oluşturulmuş olan temel varsayımlara, EK-3 içerisinde yer verilmiştir.
Şebeke Bağlantı Maliyeti	Normal iletim tarifelerine ek olarak şebeke bağlantı maliyeti de değişik konumlarda yapılacak santraller için LCOE hesaplamalarına dâhil edilmiştir. Bu noktada devreye girecek santrallerin iletim sistemi üzerinde yaratacakları ek yük ve yatırım gereksinimi dikkate alınmaktadır. Yeni yapılacak iletim hatları için paydaş görüşmelerinden elde edilen bilgiler dahilinde km başına 200.000 ABD doları değeri baz alınmıştır.

<sup>6</sup> Tüketim tarifesinden düşülen vergi ve fonlar arasında, Dağıtım Bedeli, Enerji Fonu, TRT payı ve Elektrik Tüketim Vergisi bulunmaktadır. Bu vergi ve fonların toplam elektrik maliyeti içerisindeki oranı 1/3 olarak hesaplanmaktadır.

<sup>7</sup> Lityum iyon teknolojisi değerlendirilirken kullanılabilir farklı lityum iyon teknolojileri için ortalama bir rakam kullanılmıştır. Bu amaç için baz alınan raporda, farklı teknolojiler için rakamlar verilmemiş, en çok uygulanması olası gözükten teknoloji karışımları için ortalama bir rakam belirtilmiştir.

## 4. Modelde Kullanılan Varsayımlar

### 4.1. Çalışılan Senaryolar

Çalışma kapsamında altı adet senaryo oluşturulmuş ve simülasyon çalışması bu altı senaryo için yürütülmüştür. Bu senaryolardan ilki olan Mevcut Durum Senaryosu'nda, LCOE hesabı dikkate alınmamış ve bu senaryoda mevcut politikalara ve piyasa beklentilerine göre bir kurulu güç gelişimi oluşturulmuştur. Geri kalan beş 'Optimum Kapasite Gelişimi Senaryoları' için ise kurulu güç artışları, LCOE hesabına göre maliyet bazlı olarak yapılmıştır. Senaryolar, 2020 ve 2030 yılları arasını kapsamaktadır. Senaryoların kısa bir açıklamasına aşağıda yer verilmiştir.

- **Mevcut Durum Senaryosu:** Mevcut Durum senaryosu, süre gitmekte olan enerji politikalarının devamı halinde ortaya çıkacak olan durumu göstermeyi amaçlamaktadır. Piyasada mevcut beklenen santral yatırımları ve beklenen kurulu güç gelişimi bu senaryo altında ele alınmıştır.
- **Optimum Kapasite Gelişimi Senaryoları:** Optimum kapasite gelişimi senaryoları altında, LCOE ve politika bazlı senaryo hesabına dayalı maliyet bazlı santral devreye girişi algoritması uygulanmaktadır. Bu amaçla beş farklı senaryo oluşturulmuştur.
  - o **Tam Piyasa Odaklı Senaryo:** Baz senaryo olarak kabul edilebilecek bu senaryoda, 2030 yılına kadar mevcut politikaların devam edeceği ve yeni devreye girişlerin piyasa kurallarına uygun olarak yapılacağı varsayılmıştır.
  - o **Düşük Talep Senaryosu:** Bu senaryo ile Tam Piyasa Odaklı Senaryo arasındaki tek fark, düşük talep varsayımıdır. Bu senaryo altında elektrik talebi, enerji sistemi genelinde uygulanacak başarılı enerji verimliliği önlemleriyle kamu baz varsayımlarına kıyasla yılda yaklaşık yüzde bir puan düşük olarak alınmıştır.
  - o **Yerli Kaynak Senaryosu:** Bu senaryo kapsamında, Türkiye enerji sektöründe yerli kaynak kullanımına teşvik sağlayacak çeşitli ilave politikalar uygulanmıştır. Bu kapsamda, çeşitli yenilenebilir enerji kaynakları için alım garantileri ve yerli kömür kaynakları için piyasa fiyatı üzerine bir teşvik mekanizması oluşturulmuştur.
  - o **Karbon Maliyeti Senaryosu:** Bu senaryoda, bir karbon salımı maliyetlendirme uygulamasının olası etkileri incelenmektedir. Karbon maliyeti 2021 yılında, 7 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri civarı olarak başlatılıp 2030 yılından 40 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri seviyesine gelmektedir.
  - o **Dengeli Politikalar Senaryosu:** Bu senaryo, farklı politika seçeneklerinin birlikte kullanılmasının olası etkilerini ölçme amacıyla oluşturulmuştur. Bu kapsamda, Karbon Maliyeti Senaryosu'na kıyasla daha düşük bir karbon maliyeti uygulanmış ve bu maliyet yenilenebilir enerji kaynaklarına uygulanacak alım garantisi politikalarıyla desteklenmiştir. Bu senaryodaki temel amaç, karbon salımı azaltımı, yerli kaynak kullanımı ve ucuz elektrik gibi farklı politika hedeflerinin dengeli bir şekilde hayata geçirilmesidir. Senaryo kapsamında, karbon fiyatı 2030 yılında 25 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri seviyesine ulaşmaktadır.

Modele girdi olarak kullanılan varsayımlar; fiyat tahmin çalışmasında kullanılan varsayımlar ve LCOE hesaplamasında kullanılan varsayımlar olmak üzere iki ana başlık altında toplanabilir. Bu varsayımlara ilişkin temel bilgilere aşağıda yer verilmiştir. Bu konuda detaylı açıklamaları ise EK-2 ve EK-3 altında görmek mümkündür.



## 4.2. Senaryo Çalışmalarında Kullanılan Varsayımlar

Çalışma kapsamında yürütülen beş senaryonun ana varsayımlarını özetleyen bilgilere Tablo 2’de yer verilmiştir.

**Tablo 2: Fiyat Tahmin Varsayımları**

Girdi Seti	Mevcut Durum Senaryosu	Tam Piyasa Odaklı Senaryo	Düşük Talep Senaryosu	Karbon Maliyeti Senaryosu	Yerli Kaynak Senaryosu	Dengeli Politikalar Senaryosu	
Senaryolar Arasında Değişen Girdiler	Kurulu Güç Artışları	Mevcut kamu politikaları ve hedefler üzerinden tahmin oluşturulmuştur	Barajlı hidroelektrik santraller ve EMBA Hunutlu termik santralinin devreye gireceği varsayılmaktadır. Diğer devreye girişler, modelin alacağı kararlara bırakılmıştır	Barajlı hidroelektrik santraller ve EMBA Hunutlu termik santralinin devreye gireceği varsayılmaktadır. Diğer devreye girişler, modelin alacağı kararlara bırakılmıştır	Barajlı hidroelektrik santraller ve EMBA Hunutlu termik santralinin devreye gireceği varsayılmaktadır. Diğer devreye girişler, modelin alacağı kararlara bırakılmıştır	Barajlı hidroelektrik santraller ve EMBA Hunutlu termik santralinin devreye gireceği varsayılmaktadır. Diğer devreye girişler, modelin alacağı kararlara bırakılmıştır	
	Elektrik Talebi	Beklenen 2020 talep tahmini üzerine, ETKB Senaryo-2’de tahmin edilen talep artışları uygulanmıştır	Beklenen 2020 talep tahmini üzerine, ETKB Senaryo-2’de tahmin edilen talep artışları uygulanmıştır	Beklenen 2020 talep tahmini üzerine, SHURA Verimlilik çalışması analizlerine dayalı talep artış tahminleri uygulanmıştır	Beklenen 2020 talep tahmini üzerine, ETKB Senaryo-2’de tahmin edilen talep artışları uygulanmıştır	Beklenen 2020 talep tahmini üzerine, ETKB Senaryo-2’de tahmin edilen talep artışları uygulanmıştır	
	Karbon Maliyeti	Karbon maliyeti uygulanmamaktadır	Karbon maliyeti uygulanmamaktadır	Karbon maliyeti uygulanmamaktadır	AB-ETS piyasası ve Uluslararası Enerji Ajansı beklentilerine dayanarak oluşturulmuş karbon maliyeti değerleri uygulanmaktadır	AB-ETS piyasası ve Uluslararası Enerji Ajansı beklentilerine dayanarak oluşturulmuş karbon maliyeti değerleri uygulanmaktadır	Karbon maliyeti senaryosuna göre düşürülmüş karbon maliyeti değerleri uygulanmaktadır.
	Yerli Kaynaklara İlave Teşvikler	Mevcut teşvikler dışında, bir yerli kaynak teşviki uygulanmamaktadır <sup>8</sup>	Mevcut teşvikler dışında, bir yerli kaynak teşviki uygulanmamaktadır	Mevcut teşvikler dışında, bir yerli kaynak teşviki uygulanmamaktadır	Yenilenebilir kaynaklar için alım garantisi, yerli kömür kaynakları için piyasa fiyatları üzerine prim verilmektedir	Mevcut teşvikler dışında, bir yerli kaynak teşviki uygulanmamaktadır	Rüzgâr, güneş, jeotermal ve biyokütle kaynakları için teşvikler uygulanmaktadır
Tüm Senaryolarda Aynı Olan Girdiler	Doğal gaz Tarifesi	2021 yılına kadar ICE Brent Futures kontratlarına ve Brent fiyat tahminlerine bağlı olarak sonrasında ise Uluslararası Enerji Ajansı doğal gaz fiyat artış tahminlerine bağlı olarak bir tahmin oluşturulmuştur					
	İthal Kömür Fiyatı	ICE Rotterdam Coal Futures ve Uluslararası Enerji Ajansı tahminlerine uygun olarak bir varsayım oluşturulmuştur					
	Döviz Kuru ve Enflasyon	Borsa İstanbul kapsamında yapılan işlemler ve enflasyon tahminlerine bağlı olarak bir varsayım oluşturulmuştur. Enflasyon tahmini için ise açıklanan hedefler ve Uluslararası Para Fonu (IMF) tahminleri kullanılmaktadır <sup>9</sup> .					

Senaryo çalışmalarında kullanılan varsayımların bazılarına ilişkin detaylar ve kullanılan referans kaynaklar, bu bölümde başlıklar altında sunulmaktadır.

### 4.2.1. Elektrik Talebi Gelişimi

Çalışma kapsamında yürütülen altı senaryonun beşinde, aynı talep gelişimi kullanılmıştır. Bu talep gelişimi tahmini yapılırken geçmiş yılların gerçekleşen talep verileri ve 2020 yılı için öngörülen GSYH büyüme oranı olan %3,3 baz alınmıştır ve

<sup>8</sup> Mevcut teşvikler kapsamında, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) alım garantisinden halihazırda yararlanma hakkı olan santrallerin YEKDEM süreleri boyunca, YEKDEM’den yararlanacakları açıklanmış olan Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) projelerinin yürütüleceği, linyit santrallerine uygulanan alım garantisinin sürdürüleceği ve ihalesi yapılmış olan Çayırhan Linyit projesinin gerçekleştirileceği varsayılmıştır.

<sup>9</sup> Bu tahminlerin COVID-19 salgını hız kazanmadan önce oluşturulmuş tahminler olduğu, göz önünde bulundurulmalıdır.

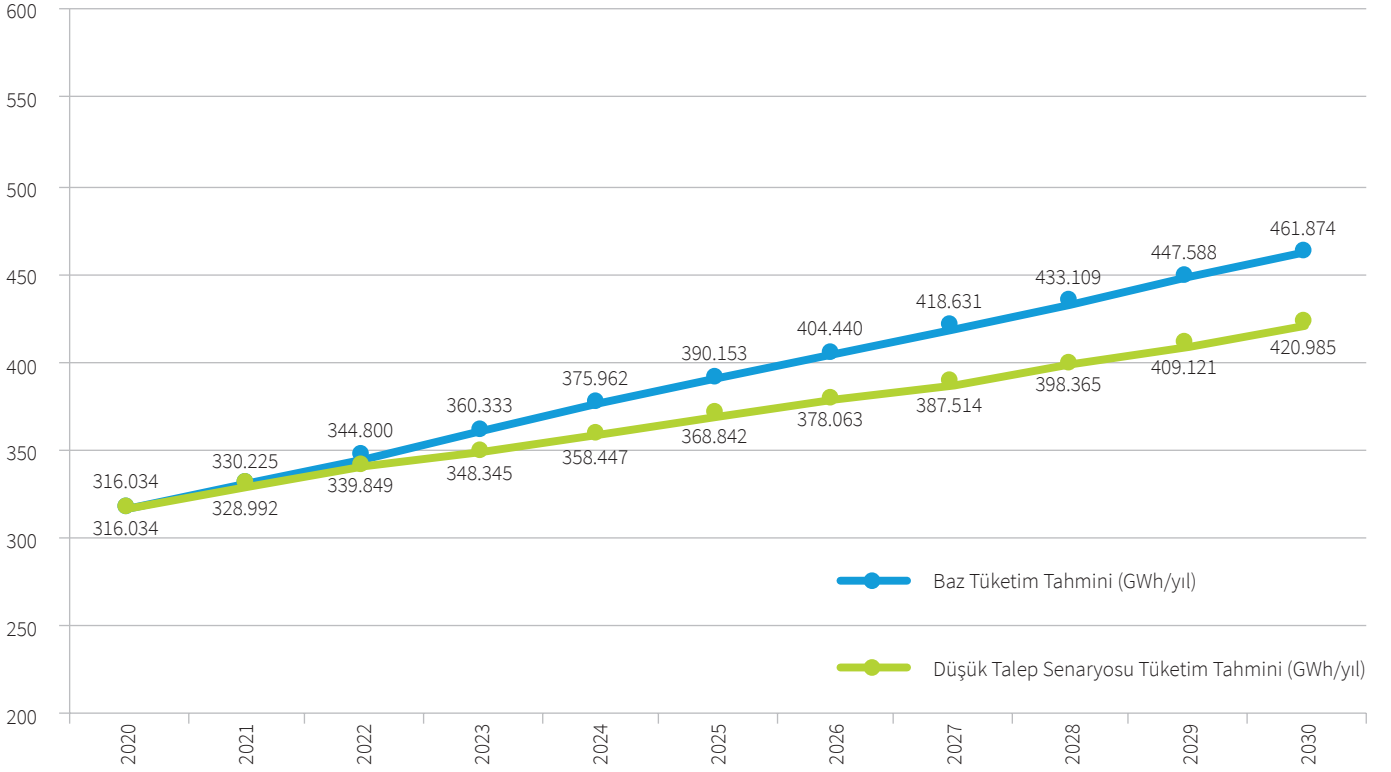
2020 yılının toplam Türkiye elektrik talebi 316 TWh olarak hesaplanmıştır. Uzun dönemli talep tahminine geçiş yapabilmek için ise 2021 yılı ve sonrası için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayımlanan talep projeksiyonu raporu dikkate alınmaktadır (ETKB, 2019). İlgili raporda 'Baz Senaryo' olarak yer alan 'Senaryo-2' verilerinin artış oranları, 2020 yılı toplam elektrik talebine uygulanarak 2030 yılına kadar yıllık talep tahmini yapılmıştır.

Kabul edilen varsayımlara göre, tahmin periyodu başında, 2020 yılında 316 TWh olan toplam Türkiye elektrik talebinin 2030 yılında, 462 TWh seviyesine ulaşacağı öngörülmektedir. Bu verilere göre talebin, simülasyon periyodu boyunca %3,9 yıllık bileşik büyüme oranı ile artacağı öngörülmektedir. Bahsi geçen bu talebin, brüt talep olduğu dikkate alınmalıdır. İletim ve dağıtım sistemlerinde kayıpların azalmasını sağlayacak olası iyileştirmeler, bu çalışmada dikkate alınmamıştır.

Düşük talep senaryosu olarak adlandırılan senaryoda ise 2020 yılı elektrik talebi, diğer senaryolarla aynı olmakla beraber, 2020 yılı sonrası için uygulanan yıllık talep artış oranları, SHURA'nın Enerji Verimliliği çalışması analizleri ile paralel olacak şekilde düzenlenmiştir. Bu temel yaklaşım doğrultusunda senaryolarda baz alınan elektrik talebi gelişimi Şekil 14'te sunulmuştur.

**Şekil 14: Elektrik Talebi Gelişimi**

**Toplam Elektrik Talebi (GWh/yıl)**



#### 4.2.2. Doğal Gaz Tarifesi

Türkiye, doğal gaz rezervi bakımından zengin bir ülke değildir. Bu nedenle tükettiği doğal gaz miktarının %99'luk oranını ithal etmektedir. Doğal gaz ithalatı, uluslararası anlaşmalarla ve spot piyasalardan sağlanmaktadır. Tüketilen doğal gazın büyük bir kısmı ise Rusya'dan karşılanmaktadır. Bu nedenle doğal gaz fiyat tahmininde, Rusya'nın Gazprom şirketi ile yapılan anlaşmalar önemli bir yere sahiptir. İki ülke arasında yapılan

anlaşmaya göre, Brent petrol fiyatlarındaki değişim dokuz ay gecikmeli olarak doğal gaz fiyatına yansıtılmaktadır. Bu nedenle, doğal gaz fiyat tahmini yapılırken Brent petrol için vadeli sözleşmelerin fiyatları dikkate alınmaktadır.

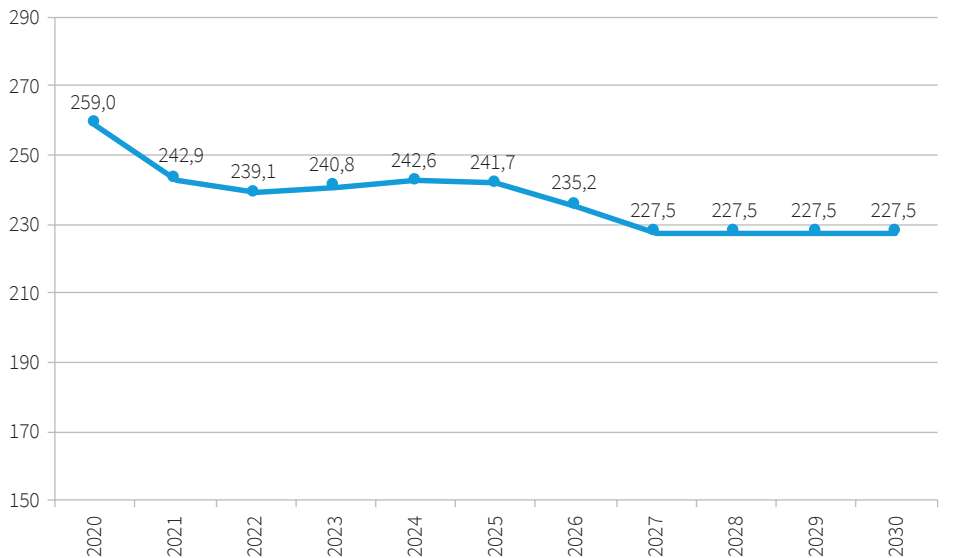
2021 yılı sonu itibarıyla Rusya ile yapılan uzun dönemli kontratlarının bir kısmı sona ermeye başlayacaktır. Çalışmada, tahmin periyodu boyunca sonlanan uzun dönemli sözleşmelerin %10 indirim ile yenileneceği varsayılmaktadır. Halihazırda Türkiye'nin, Rusya'dan ithal ettiği doğal gazın birim maliyeti, Avrupa piyasalarında oluşan fiyatlara kıyasla oldukça yüksektir. Bu nedenle, mevcut kontratlar sona erdikçe ve Türkiye'nin doğal gaz tedarik ettiği kaynaklar çeşitlendikçe Türkiye'de doğal gaz maliyetinin aşağı yönlü bir seyir izlemesi muhtemeldir.

Bu çalışmada, 2020 ve 2021 yılları için Intercontinental Exchange (ICE) platformunda işlem gören 13 Kasım 2019 tarihli Brent petrol vadeli sözleşmeleri dikkate alınarak doğal gaz fiyat tahmini yapılmaktadır. 2021 yılından sonra ise bu kontratlar, oldukça düşük hacimlerde işlem görmekte olduklarından bir gösterge olarak kabul edilmeleri sağlıklı değildir. Bu nedenle 2022 itibarıyla, Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency, IEA) tarafından yayımlanan Dünya Enerji Görünümü (World Energy Outlook) 2019 raporu dikkate alınmaktadır. Bu raporda yer alan "Stated Policies" senaryosu için doğal gaz fiyatlarında öngörülen artış oranı, 2021 yılından itibaren hesaplanan doğal gaz fiyatı üzerine uygulanmaktadır. Burada söz konusu olan doğal gaz fiyatı, elektrik üretimi amacıyla doğal gaz kullanan tüketicilere uygulanan doğal gaz tarifesidir.

2020 yılının ilk aylarında doğal gaz tarifesi, 1.600 TL/1.000 Sm<sup>3</sup> olarak açıklanmıştır. Çalışmada ise doğal gaz ithal edilen bir kaynak olduğu için tarifeler, ABD doları üzerinden dikkate alınmaktadır. 2020 yılında, ortalama 259 ABD doları/1.000Sm<sup>3</sup> olarak dikkate alınan doğal gaz tarifesi 2027-2030 tarihleri arasında reel olarak aynı değerde seyretmektedir. Biten kontratların yenilenmesi ile tarihinin 2030 yılında 227,5 ABD doları/1.000 Sm<sup>3</sup> seviyesine düşeceği öngörülmektedir. Yıllara göre ortalama doğal gaz tarifesi, Şekil 15'te gösterilmektedir.

### Şekil 15: Ortalama Doğal Gaz Tarifesi

Doğal Gaz Tarifesi (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/1.000 Sm<sup>3</sup>)



### 4.2.3. İthal Kömür Fiyatı

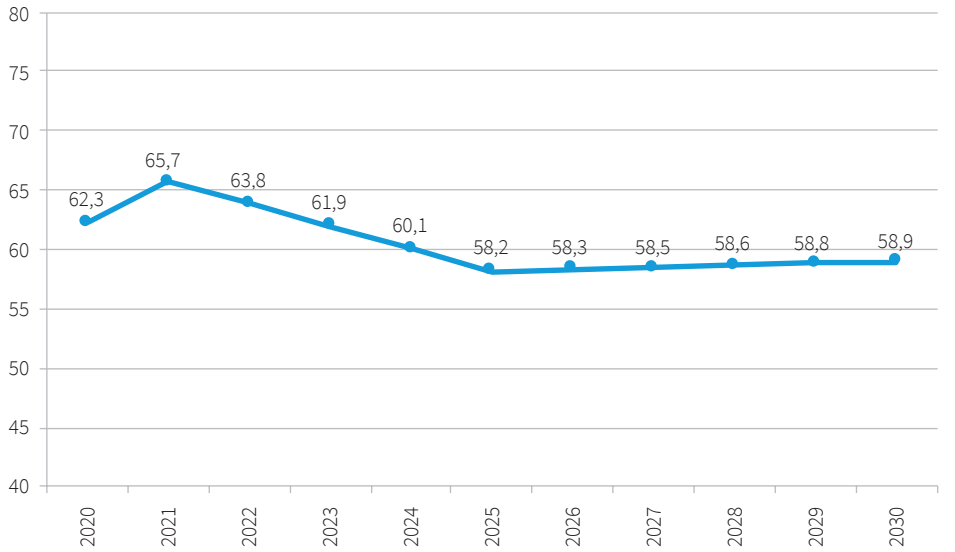
Ülkemizde, elektrik üretiminde kullanılan bir diğer yakıt olan yüksek ısı değerli ithal kömürün fiyatının tahmin edilmesi için ise baz olarak ICE platformunda işlem gören 13 Kasım 2019 tarihli “Rotterdam” kömür vadeli sözleşmeleri dikkate alınmaktadır. Bu platformda, 2020 ve 2021 için işlem gören vadeli sözleşmelerin fiyatları nominal olduğundan, bu fiyatlar reele dönüştürülerek kullanılmıştır. 2021 yılı sonrasında ise Uluslararası Enerji Ajansı tarafından yayımlanan Dünya Enerji Görünümü 2019 raporunda “Stated Policies” senaryosu altında öngörülen kömür fiyatlarının artış oranı uygulanmaktadır.

Bilindiği üzere, ülkemizde ithal kömür fiyatları için 3 Ekim 2016 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe giren bir vergi uygulaması bulunmaktadır (T.C. Resmi Gazete, 2016). Bu düzenlemeye göre, kömürün limana geldiği haftadaki vadeli sözleşme fiyatı baz alınmakta ve bu fiyatın 70 ABD doları/ton seviyesinin altında olması durumunda, aradaki fark vergi olarak alınmaktadır. Bu nedenle, tedarik edilen kömürün fiyatı ne olursa olsun, taban fiyatın 70 ABD doları/ton alınma zorunluluğu bulunmaktadır. Bu fiyatlara ilave olarak kömürün sigorta ve navlun bedeli için 8 ABD doları/ton ödeneceği varsayılmaktadır.

Yukarıda detaylı olarak açıklanan yöntemle göre, 2020 yılı için 62,3 ABD doları/ton olarak öngörülen ithal kömür fiyatının 2030 yılında, 58,9 ABD doları/ton değerine düşeceği öngörülmektedir. Tahmin periyodu boyunca belirlenen fiyatlar, 70 ABD doları/ton seviyesinin altında kalmaktadır. Bu nedenle uygulanacak kömür fiyatları, navlun bedeli dâhil 78 ABD doları/ton olarak dikkate alınmaktadır. Yıllara göre ortalama ithal kömür, 70 ABD doları/ton seviyesi ve navlun bedeli dikkate alınmamış haliyle, Şekil 16’da gösterilmektedir.

**Şekil 16:** Ortalama İthal Kömür Fiyatı

**İthal Kömür Fiyatı (ABD doları<sub>Reel2020</sub>/ton)**



#### 4.2.4. Senaryolar Bazında Devreye Girmesi Öngörülen Santraller

Geçtiğimiz yıllarda enerji sektöründe önemli miktarda yatırım yapılmıştır. Bu yatırımların tamamlanması ile piyasada bir arz fazlası durumu ortaya çıkmıştır. Bunun etkisiyle, önümüzdeki birkaç yıl için bazı istisnalar dışında, büyük ölçekte yatırım yapılması beklenmemektedir. Bunun yanı sıra, halihazırda devam etmekte olan bazı santrallerin de yakın zamanda devreye girmeleri beklenmektedir.

Proje ilerleme durum raporları ve güncel gelişmeler takip edildiğinde, 2020 yılında toplamda 2.460 MW olmak üzere beş büyük ölçekli hidroelektrik santralinin devreye gireceği öngörülmektedir. Enerjide yerli kaynakların payının artırılmasına yönelik politikalar kapsamında, Çayırhan Termik Santrali'nin 2025 ve 2026 yıllarında devreye girmesi beklenmektedir. İthal kömür yatırımlarında, Emba Hunutlu Termik Santrali dışında, netleşen büyük ölçekli bir yatırım söz konusu değildir. Nükleer santral için ise devreye giriş tarihleri, senaryolar özelinde farklılık göstermektedir. Mevcut Durum Senaryosu'nda, Akkuyu Nükleer Enerji Santrali'nin 2027 yılı itibarıyla devreye girdiği ve 2030 yılında 4.800 MW kapasitesine ulaştığı kabulü yapılmaktadır. Optimum Kapasite Gelişimi Senaryolarında ise nükleer santrallerin devreye girip girmeyeceği modelin kararına bırakılmıştır.

Çalışma kapsamında, dikkate alınan devreye giriş tarihleri Tablo 3'te gösterilmektedir.

**Tablo 3:** Öngörülen Devreye Giriş Tarihleri

Tesis Adı	Yakıt Tipi	Kurulu Güç (MW)	Öngörülen Devreye Giriş
Ilısu Barajı ve HES	Barajlı Hidro	1.200	06/2020
Alpaslan 2 Barajı ve HES	Barajlı Hidro	280	07/2020
Karakurt HES	Barajlı Hidro	110	07/2020
Aşağı Kaleköy Barajı ve HES	Barajlı Hidro	450	09/2020
Çetin Barajı ve HES	Barajlı Hidro	420	09/2020
Yusufeli Barajı ve HES	Barajlı Hidro	540	01/2022
Emba Hunutlu TES- 1.Blok	İthal Kömür	660	01/2022
Emba Hunutlu TES- 2.Blok	İthal Kömür	660	04/2022
Çayırhan TES- 1. Blok	Linyit	360	03/2025
Çayırhan TES- 2. Blok	Linyit	360	03/2026
Akkuyu Nükleer Santrali- 1.Blok	Nükleer	1.200	01/2027
Akkuyu Nükleer Santrali- 2.Blok	Nükleer	1.200	01/2028
Akkuyu Nükleer Santrali- 3.Blok	Nükleer	1.200	01/2029
Akkuyu Nükleer Santrali- 4.Blok	Nükleer	1.200	01/2030



#### 4.2.5. Karbon Maliyeti

Çalışma kapsamında yürütülen bazı senaryolarda, karbon maliyetinin etkisinin incelenmesi planlanmıştır. Ülkemizde, bugün itibarıyla işleyen bir karbon piyasası ya da emisyon değerlerine bağlı olarak santrallere bir maliyet olarak yüklenen bir karbon maliyeti bulunmamakla birlikte, bu doğrultuda çalışmaların yapıldığı bilinmektedir. Bu kapsamda 2011 yılında, Dünya Bankası ile ortaklaşa Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı teknik destek programı başlatılmıştır. Program, çalışmalarına devam etmektedir ve çalışmaların sonucunda, Türkiye’de uygulanacak bir karbon maliyetlendirme mekanizmasının altyapısının kurulması beklenmektedir.

#### Bilgi Kutusu 2. Türkiye’de Yürütülmekte Olan Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı Programı

Piyasa temelli sera gazı emisyon azaltım mekanizmalarının oluşturulması için 2011 yılında, Dünya Bankası tarafından Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı (Partnership for Market Readiness – PMR) teknik destek programı başlatılmıştır. 2011 Nisan ayında, Türkiye’nin PMR Ortaklık Asamblesi’ne üye olmasıyla başlayan süreçte, Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı Teklifi için Hibe Anlaşması aynı yılın Aralık ayında imzalanmıştır. İki faz olarak planlanan süreç sonunda, Türkiye’nin uygun bir karbon fiyatlandırma mekanizmasına teknik olarak hazır olması beklenmektedir. Karbon azaltımında etkili olan sektör paydaşlarının da farkındalığı ve mekanizmanın geliştirilmesi için düzenlenen çalıştaylar devam etmektedir. Bu kapsamda Şubat 2015 - Temmuz 2016 tarihleri arasında gönüllü tesislerde, pilot izleme, Raporlama ve Doğrulama Projesi yapılmıştır. İlk fazda yapılan analizler sonucunda, Türkiye’de en uygun karbon fiyatlandırma mekanizmasının emisyon ticaret sistemi (ETS) olduğu görüşüne varılmıştır. Bunun yanında, Türkiye için analiz edilen piyasa temelli azaltım mekanizmalarından karbon vergisi için en uygulanabilir sektör, elektrik üretim sektörü olarak değerlendirilmektedir. Şubat 2019’da başlayan 2.fazda ise pilot bir ETS Simülasyonu tanıtımı yapılmıştır. 2.fazın da tamamlanması ile alınabilecek politik kararın ardından, sürecin hızlı bir şekilde ilerlemesi ve pilot uygulamanın devreye alınması hedeflenmektedir.

Karbon fiyatlandırma senaryoları kapsamında, 2021 yılından 2030 yılına kadar süreceği öngörülen karbon vergisi şeklinde bir karbon maliyeti varsayımı kullanılmıştır. Bunun için iki farklı karbon maliyeti senaryosu oluşturulmuştur. Karbon Maliyeti Senaryosu altında oluşturulan karbon fiyatı, daha etkin karbon azaltım politikaları izleyen gelişmiş ülkeler tarafından uygulanabileceği öngörülen nispeten yüksek bir karbon fiyat serisidir. Dengeli Politikalar Senaryosu altında oluşturulan karbon fiyatı ise görece daha düşüktür. Bu senaryolar oluşturulurken halihazırda Avrupa Birliği ETS piyasasında gerçekleşen fiyatlar ve Uluslararası Enerji Ajansı’nın Dünya Enerji Görünümü 2019 raporunda yer alan karbon fiyatı öngörülerinden yararlanılmıştır.

Karbon Maliyeti Senaryosu kapsamında, karbon vergisinin başlangıç miktarı olarak 2019 yılında 25 euro/ton civarında gerçekleşmiş olan AB ETS karbon fiyatı baz alınmıştır. Bu miktar ABD doları cinsine çevrilmiş ve 2040 yılında 40 ABD doları/ton seviyesine gelebileceği öngörülmüştür. Aradaki yıllar için karbon fiyatı da bu artışı sağlayacak şekilde belirlenmiştir.

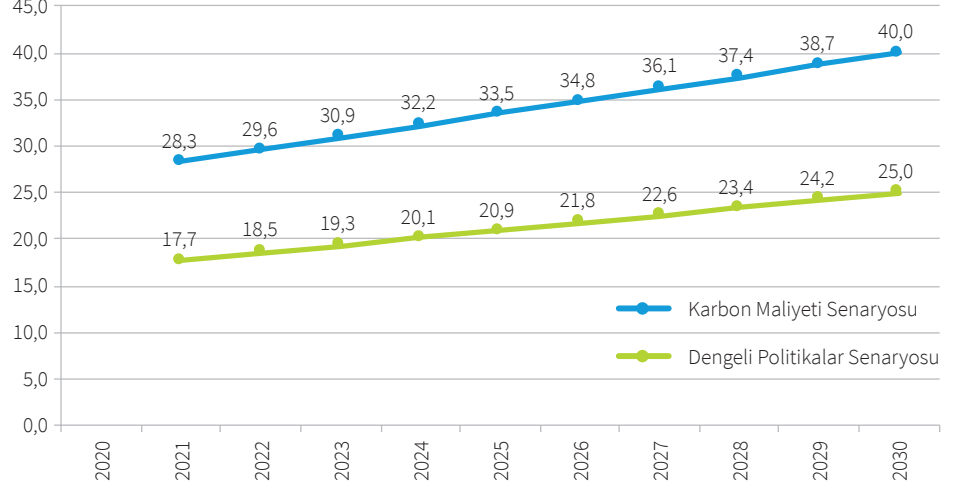
Dengeli Politikalar Senaryosu’nda ise karbon maliyeti miktarı, ilk karbon maliyeti senaryosuna göre tüm yıllar için %37,5 oranında düşürülmüştür. Böylelikle 2030 yılında uygulanan karbon fiyatı, 40 ABD doları/ton seviyesi yerine 25 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğerine seviyesine gelmektedir.

Çalışma kapsamında, karbon maliyetine ilişkin analizler, her bir santralin bir birim elektrik üretirken ortaya çıkan karbon emisyonunun maliyet olarak kendilerine yansıtılacağı prensibine dayalı olarak gerçekleştirilmiştir. Bu yaklaşımda Şekil 17’de

ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri cinsinden ifade edilen karbon maliyetlerinin yanı sıra, her bir santralin yakıt tipine, yakıtın alt ısıl değerine ve santrallerin verimliliğine göre hesaplamalar yapılmıştır. Bu veriler kullanılarak her bir santralin ilgili yıl için ABD doları/MWh bazındaki karbon maliyeti hesaplanmıştır.

**Şekil 17:** Karbon Fiyatlandırma Senaryoları Altında Belirlenmiş Karbon Fiyat Miktarları

**Karbon Fiyatı (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri)**



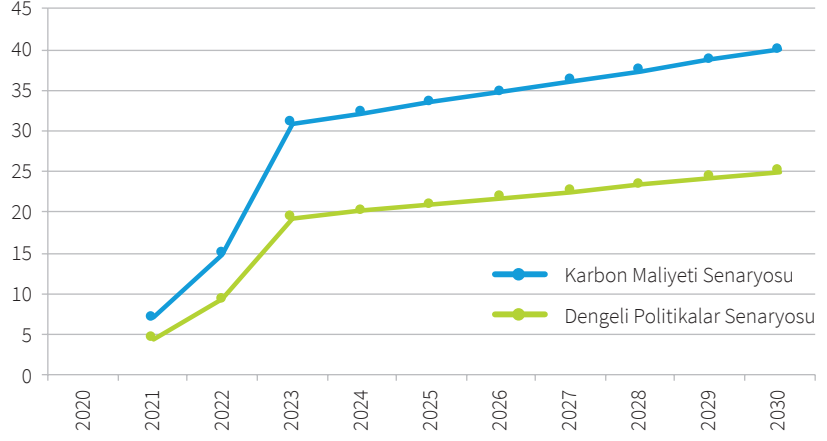
#### 4.2.5.1. Karbon Maliyeti Senaryosu

Karbon Maliyeti Senaryosu kapsamında belirlenen rakamlar, Türkiye piyasası üzerinde 2021 yılından itibaren uygulanmaya başlanmıştır. Fakat uygulanacak fiyatın yüksekliği göz önüne alındığında, bu maliyetin kademeli olarak uygulanması daha olası görünmektedir. Bu nedenle, belirlenmiş olan karbon fiyatı 2021 yılında %25, 2022 yılında %50 ve 2023 yılından itibaren %100 olarak uygulanmıştır. Bu nedenle 2022 ve 2023 yılları için uygulanacak fiyatlarda, hızlı bir artış görülmektedir. Piyasa için geçerli olacağı varsayılan fiyatlar, ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri başına ABD doları cinsinden Şekil 18'de verilmiştir.

Uygulanan bu karbon maliyeti dışında, Karbon Maliyeti Senaryosu için kullanılan tüm parametreler Tam Piyasa Odaklı Senaryo ile aynıdır.

**Şekil 18:** Karbon Fiyatlandırma Senaryoları Altında Türkiye’de Uygulanacak Karbon

Uygulanan Karbon Fiyatı (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri)



#### 4.2.5.2. Dengeli Politikalar Senaryosu

Dengeli Politikalar Senaryosu çerçevesinde, azaltılmış karbon fiyatının Türkiye gibi gelişmekte olan bir ülke için daha uygun bir miktar olduğu kabul edilebilir. Bu senaryoda da ilk karbon senaryosu ile aynı mantık yürütülerek belirlenmiş olan karbon fiyatı 2021 ve 2023 yılları arasında kademeli olarak yükseltilmiştir.

İlk karbon senaryosundaki fiyatlara uygulanan bu azaltım sonucunda, ülkenin karbon salımları azaltılırken elektrik maliyetlerinin yüksek oranda artmasının engellenmesi ve nispeten yüksek verimliliğe sahip bazı kömür santrallerinin sistemde kalmasının sağlanması amaçlanmaktadır. Kömür üretiminin bir kısmının sistemde kalması ve uygulanan yenilenebilir enerji teşvikleri ile ise ilk karbon senaryosuna nispeten doğalgaz ithalat ihtiyacının önemli oranda sınırlanması ve böylece toplam ithalat maliyetlerinin azaltılması amaçlanmaktadır. Özetle bu senaryodaki temel amaç, sera gazı azaltımı, üretimde yerliliğin artırılması ve elektrik maliyetlerinin düşürülmesi gibi birbiriyle çelişme potansiyeli olan politika hedeflerinin dengeli olarak uygulanmasıdır.

Senaryo kapsamında uygulanan karbon fiyatı, ilk karbon senaryosuyla karşılaştırmalı olarak Şekil 18’de verilmiştir. Uygulanan karbon fiyatı dışında, Tam Piyasa Odaklı Senaryo’ya kıyasla değiştirilmiş olan diğer parametre, çeşitli yenilenebilir enerji kaynaklarına uygulanacak teşviklerdir. Bu konudaki varsayımlar, bir sonraki bölümde paylaşılmıştır.

#### 4.2.6. Yerli Kaynaklara İlave Teşvikler

##### Yerli Kaynak Senaryosu

Yerli Kaynak Senaryosu altında, yerli kaynakların yaygınlaştırılması için çeşitli politikalar geliştirileceği varsayılmıştır. Senaryo için kullanılan diğer parametreler, Tam Piyasa Odaklı Senaryo ile aynıdır.

Destekleneceği varsayılan kaynaklar arasında, yenilenebilir enerji kaynakları ve yerli kömürle çalışan termik santraller vardır. Bu kapsamda, farklı kaynak türleri için aşağıda belirtilen politikalar devreye alınmıştır:

- Yenilenebilir enerji santralleri için değişen miktarlarda 10 yıl süreli alım garantisi uygulanması
  - **Rüzgâr Santralleri:** 55 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh
  - **Güneş Santralleri:** 75 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh (simulasyonun ilk beş yılında devreye girecek santrallerle sınırlandırılmıştır)
  - **Jeotermal Santraller:** 112 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh
  - **Biyokütle Santralleri:** 120 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh
  - **Akarsu Hidro Santralleri:** 75 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh
- Yerli kömürle çalışan termik santraller için piyasa fiyatı üzerinden %20 ek prim garantisi uygulanması

Rüzgâr ve güneş santralleri için uygulanan alım garantisi miktarları, SHURA'nın 'Türkiye Enerji Dönüşümünü Hızlandırmak İçin 2020 Yılı Sonrası Düzenleyici Politika Seçenekleri' isimli çalışmasıyla paralel olacak şekilde belirlenmiştir (SHURA, 2020a). Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına ve yerli kömür santrallerine sağlanan teşvik miktarlarının belirlenmesinde ise piyasa aktörlerinin beklentileri ve maliyetlerin gidişatı göz önünde bulundurulmuş ve anlamlı fark yaratacak miktarda teşvik uygulanmasına dikkat edilmiştir.

#### Dengeli Politikalar Senaryosu

Dengeli Politikalar Senaryosu kapsamında, güneş, jeotermal ve biyokütle enerji kaynakları için alım garantileri uygulanmaktadır. Burada hedeflenen temel amaç, karbon maliyetlerinin artmasıyla birlikte avantajlı hale gelen doğal gaz kaynaklı elektrik üretiminin kısıtlanması ve böylelikle ithalat maliyetlerinin azaltılmasıdır. Artan güneş enerjisi üretimi, yenilenebilir kaynakların üretimdeki payını, önemli oranda artıracak jeotermal ve biyokütle kaynaklı üretim artışı da doğal gaz santralleri tarafından üstlenilen baz yük ihtiyacının bir kısmını karşılayabilecektir. Bu üç kaynak için uygulanacak tarife miktarları, 2021-2025 yılları arası ve 2026-2030 yılları arası olmak üzere iki bölümde değerlendirilmiştir. Alım garantileri aşağıda belirtilen miktarlarda uygulanmaktadır:

- **Güneş Santralleri:** 65 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh (2021-2025), 55 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh (2026-2030)
- **Jeotermal Santraller:** 115 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh (2021-2025), 105 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh (2026-2030)
- **Biyokütle Santralleri:** 100 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh (2021-2025), 90.5 ABD doları<sub>Reel 2020</sub> /MWh (2026-2030)

Senaryo kapsamında, güneş santralleri için 2021-2025 yılları arasında, yıllık olarak 500 MW'lık, 2026-2030 yılları arasında ise yıllık olarak 1.200 MW lisanslı sınırı uygulanacağı varsayılmıştır. Bu sınırların uygulanmasıyla, Türkiye'de güneş enerjisi bakımından en avantajlı olan bölgelerden yararlanılabileceği öngörülmüştür.

Bunun yanında senaryo içerisinde, karbon fiyatı ve yenilenebilir alım garantisi uygulanacağı bir politika ortamında, alım garantisi bulunan yenilenebilir kaynaklar için amaçlanacak getiri oranlarının da düşeceği varsayılmıştır. Bu nedenle, güneş, jeotermal ve biyokütle kaynakları için uygulanacak iskonto oranları, diğer senaryoda uygulanan oranlara göre %2 oranında azaltılmıştır.

Rüzgâr kaynağı için ise bir alım garantisi ve buna bağlı olarak iskonto oranında da bir indirim uygulanmamaktadır. Buna karşın TEİAŞ tarafından bu kaynağa uygulanacak olan kapasite tahsislerinin, bu senaryo altında artırılacağı varsayılmaktadır. Buna bağlı olarak rüzgâr kapasite artış limitleri, ilk beş yıllık simulasyon periyodu için %10, ikinci beş yıllık simulasyon periyodu için de %20 olmak üzere artırılmıştır. Bu limitlerin artırılmasının başlıca nedeni, rüzgâr kapasitelerinden ne kadar daha fazla faydalanılabileceğinin anlaşılmasıdır. Artan rüzgâr kapasiteleriyle birlikte düşmesi beklenen termik kaynaklı elektrik üretim payının, yoğun olarak yenilenebilir enerji tarafından karşılanması ve böylelikle karbon salım miktarları düşerken, doğal gaz tüketiminin ve dışa bağımlılığın azalacağı öngörülmüştür. Bu bağlamda kullanılan teşvik rakamları, piyasa beklentileri, düşen maliyetler ve il bazlı yenilenebilir enerji kapasite faktörleri göz önüne alınarak oluşturulmuştur.

### 4.3. LCOE Hesaplamasında Kullanılan Varsayımlar

Teknik olarak LCOE hesaplamasına dâhil edilen varsayımlar ve bu girdilere ilişkin çalışmaya özel yapılan varsayımların açıklamaları, Tablo 4'te sunulmaktadır. Tabloda verilen maliyet kalemlerine ek olarak kullanılan girdiler arasında iskonto oranları ve yenilenebilir enerji kaynakları için tahmin edilen bölge bazlı kapasite faktörleri bulunmaktadır.

İskonto oranı, 2020 yılı için %14 alınmıştır, bu oran simulasyon dönemi boyunca kademeli olarak düşürülmektedir. LCOE hesaplama modeli, her yıl tekrar çalıştırılmaktadır ve böylece ilerleyen her yılın başlangıcında, daha düşük bir iskonto oranı baz alınmaktadır. Piyasa aktörleri ve paydaşlardan alınan geri bildirim ile %14 seviyesinin, günümüz koşullarına uygun bir rakam olduğu anlaşılmıştır. Türkiye'de beklenen ekonomik gelişmeye bağlı olarak da bu rakam, yıllık olarak %0,5 oranında düşürülmektedir.

Rüzgâr ve güneş yatırımları için bölge ve il bazlı kapasite faktörleri baz alınmıştır. Bu rakamlar, geçmiş üretim ve kurulu güç verileri incelenerek ve yeni devreye girecek santrallerin verimlilikleri göz önüne alınarak oluşturulmuştur.



**Tablo 4: LCOE Hesabı için Varsayımlar**

Kaynak Türü	Ekonomik Ömür (Yıl)	İnşa Süresi (Yıl)	Yatırım Maliyeti (ABD doları <sub>Reel 2020</sub> /MW)	Sabit İşletme Maliyeti (ABD doları <sub>Reel 2020</sub> /MW)	Değişken İşletme Maliyeti (ABD doları <sub>Reel 2020</sub> /MW)
Doğal Gaz	20	2	750.000	20.000	1,0
Gaz Motoru	20	1	500.000	15.000	2,5
İthal Kömür	30	4	1.100.000	30.000	4,0
Linyit	30	4	1.200.000	40.000	4,0
Barajlı Hidro	40	3	2.000.000	10.000	0,1
Pompajlı Hidro	40	3	2.500.000	10.000	0,1
Akarsu Hidro	40	2	1.500.000	7.000	0,1
Lisanslı Güneş	20	1	650.000	15.000	-
Lisanssız Güneş	20	1	1.000.000	15.000	-
Rüzgâr	20	1	900.000	15.000	0,5
Jeotermal	30	3	3.750.000	40.000	10,0
Biyokütle	20	1	2.500.000	90.000	1,0
Nükleer <sup>10</sup>	50	6	7.500.000	90.000	5,0

LCOE hesaplarında kullanılan maliyet kalemlerinin oluşturulmasında, uluslararası kuruluşların raporları (IRENA, 2019; EIA, 2020; IEA, 2015), paydaş görüşleri ve iç analizlerden yararlanılmıştır. Uluslararası düzeyde geçerli olan kimi maliyet kalemleri, Türkiye piyasasının özel koşulları dikkate alınarak uygulanmıştır.

Yukarıda belirtilen girdilere ilave olarak bu çalışma kapsamında değerlendirilmeye alınan diğer maliyet kalemleri ise santralin sabit ve değişken iletim maliyetleri (iletim sistemi operatörü TEİAŞ'a ödenen) ve yeni santraller için uygulanması öngörülen şebeke bağlantı maliyetidir. Söz konusu maliyetlere ilişkin temel varsayımlar, Tablo 5'te özetlenmiştir.

**Tablo 5: İletim Maliyetleri**

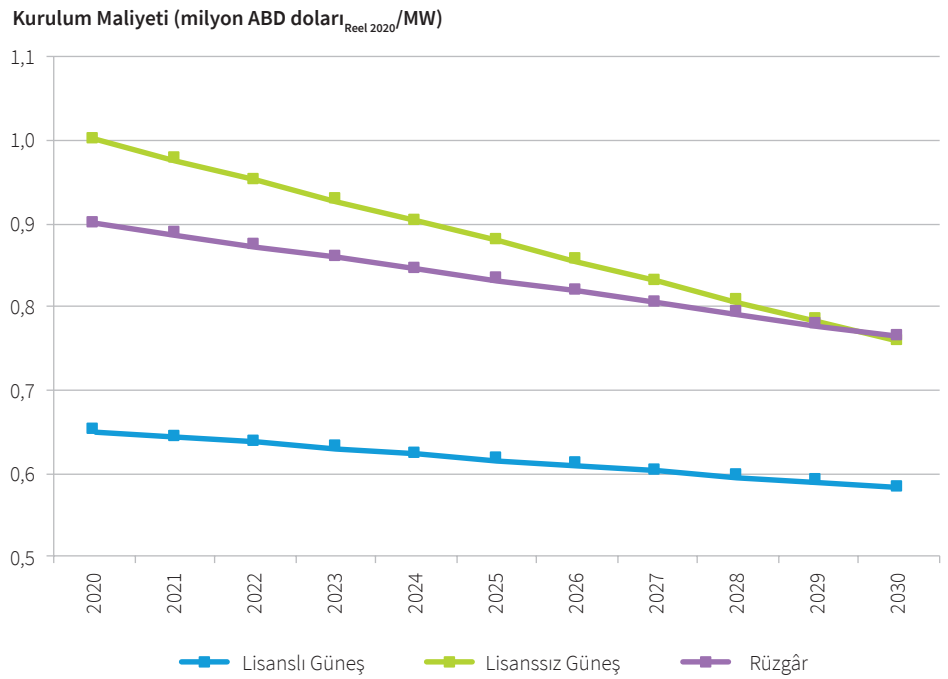
Girdi	Açıklama
Sabit İletim Maliyeti	TEİAŞ'ın 2020 yılı için açıkladığı bölge bazlı tarifelerin simülasyon periyodu boyunca dolar bazında sabit kalacağı varsayılmıştır.
Değişken İletim Maliyeti	TEİAŞ'ın 2020 yılı için açıkladığı tarifenin simülasyon periyodu boyunca dolar bazında sabit kalacağı varsayılmıştır.
Şebeke Bağlantı Maliyeti	Konum bazlı olarak değişmektedir, tüketim bölgelerine uzak santraller için daha yüksek maliyetler oluşmaktadır.

<sup>10</sup> Nükleer enerji için uygulanan ilk kurulum maliyeti için Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2015 tarihli raporunda Macaristan için verilen rakam kullanılmıştır.

Elektrik üretiminde, uzun süredir kullanılan kaynaklara yönelik teknoloji geliştirme çalışmaları, halihazırda olgunluk seviyesine ulaşmıştır. Bu nedenle, doğal gaz, kömür ve hidroelektrik gibi santrallerin yatırım maliyetlerinde daha fazla bir düşüş öngörülmektedir. Fakat özellikle yenilenebilir enerji kaynakları için elektrik üretim teknolojilerine yönelik yapılan çalışmalar sonucunda, bu kaynakların yatırım maliyetleri azalmıştır. Teknolojide beklenen gelişmelerle birlikte bu kaynakların daha da ekonomik hale gelmesi beklenmektedir. Bu durum, ilerleyen yıllarda, bu kaynakları daha elverişli hale getirmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından güneş ve rüzgâr santralleri için yatırım maliyetleri, Şekil 19'da gösterilmektedir.

Bu bölümde verilen rakamlara ilişkin detayları, EK-3 içerisinde verilmiştir.

**Şekil 19: Kurulum Maliyetleri**



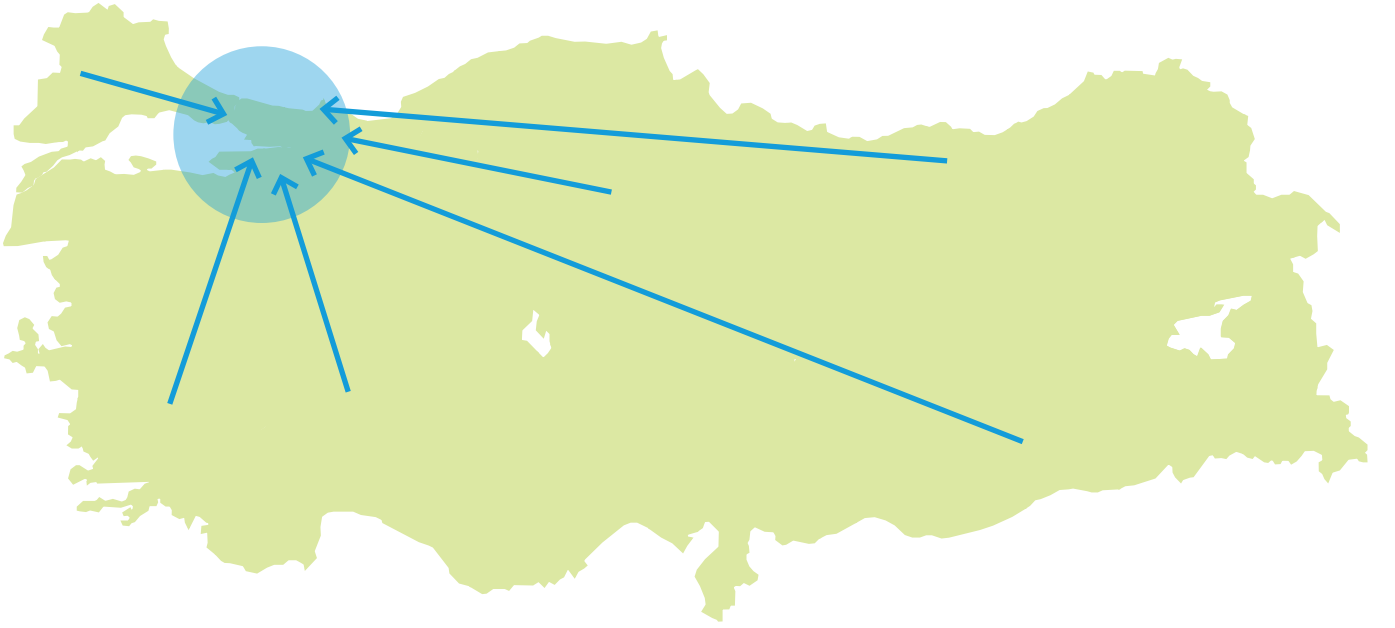
İl bazlı LCOE hesaplamasının üzerine, iletim bedellerinden ayrı olarak yeni kurulacak santraller için ilave şebeke bağlantı maliyeti de hesaplanmaktadır. Bu kalem, devreye girecek olan santralin üretiminin iletim şebekesine verilmesi için gerekli olacak iletim sistemi yatırımını ifade etmektedir. Bu maliyet, mevcut yönetmelikler dâhilinde doğrudan yatırımcı tarafından ödenmese de toplam sistem üzerinde bir yatırım gereksinimi yaratacağı için bu çalışma kapsamında, santrallerin direkt maliyeti olarak ele alınmış ve devreye alma kararı alınırken LCOE hesaplamasının üzerine, ek bir maliyet olarak eklenmiştir.

Burada yapılan temel varsayım, yeni bir santralin üretiminin, ülkenin hangi bölgesinde yapıldığına bakılmaksızın, tüketimin yoğun olduğu bölgelere iletilmesinin zorunlu olmasıdır. Türkiye’de tüketimin en yoğun olduğu bölgenin hem gelişmiş bir sanayinin varlığı hem de yüksek nüfus nedeniyle yüksek tüketime sahip olan İstanbul’a yakınlığı nedeniyle, Gebze bölgesi olduğu kanaatine varılmıştır. Bu nedenle, şebeke bağlantı maliyeti hesaplanırken, Gebze bölgesi hedef nokta seçilmiştir. Herhangi bir ilde yapılacak üretimin, Gebze’ye iletilmesi için gereken iletim altyapısı yatırım miktarı, şebeke bağlantı maliyeti olarak hesaplanan LCOE’nin üzerine eklenmiştir. Bunu sağlamak için de 81 il için il merkezlerinin, Gebze’ye uzaklığı hesaplanmıştır.

Kullanılan bu yaklaşım neticesinde, Marmara Bölgesi'ne yakın olan olası yatırımlar, nispeten avantajlı bir duruma gelmektedir. Bu yaklaşım, sadece üretim maliyetlerinin değil iletim maliyetlerinin de optimize edilmesine olanak vermektedir. Fakat lisanssız santral yatırımlarının, öz tüketime yönelik olmaları nedeniyle, bir şebeke bağlantı maliyetleri öngörülmemektedir; bu da lisanssız santralleri avantajlı kılan bir diğer faktördür.

İletim sistemine yapılması gereken ek yatırımların hesaplanmasında, paydaş görüşmeleri neticesinde elde edilen bilgiler dahilinde standart bir iletim hattı için km başına 200.000 ABD doları maliyeti baz alınmıştır.

**Şekil 20:** Türkiye Elektrik İletim Yükümlülüklerine İlişkin Yaklaşım



## 5. Çalışma Sonuçları

### 5.1. Mevcut Durum Senaryosu

Mevcut durum senaryosu, Türkiye'nin halihazırda takip ettiği politikaların ve mevcut eğilimlerin devam etmesi varsayımı üzerine kurulmuştur. Buna bağlı olarak devreye alınan yıllık kapasite artışlarına, Tablo 6'da yer verilmiştir.

**Tablo 6:** Mevcut Durum Senaryosu Kapasite Artışları (MW)

Yıl	Nükleer	Doğal Gaz	İthal Kömür	Linyit	Biyokütle	Jeotermal	Barajlı Hidro	Akarsu	Rüzgâr	Güneş
2020	-	-	-	-	75	300	2.460	240	767	1.000
2021	-	-	-	-	40	60	-	100	682	1.000
2022	-	-	1.320	-	40	60	540	100	877	1.200
2023	-	-	-	-	30	60	-	80	1.068	1.200
2024	-	-	-	-	30	60	-	80	767	1.700
2025	-	-	-	320	30	60	-	80	793	1.700
2026	-	-	-	320	30	30	-	60	300	1.400
2027	1.200	-	-	-	30	30	-	60	-	1.000
2028	1.200	-	-	-	30	30	-	60	-	1.000
2029	1.200	-	-	-	30	30	-	60	-	1.000
2030	1.200	-	-	-	20	30	-	60	-	1.000

Senaryo kapsamında, YEKDEM için tanınan sürenin bitimiyle birlikte rüzgâr santrali yatırımlarının, süregelen ve ihalesi yapılmış bölgelerle sınırlı kalacağı ve 2026 yılından sonra yeni rüzgâr kurulu gücü devreye girmeyeceği varsayılmaktadır. Bu varsayımla birlikte rüzgâr kurulu gücünün, belli bir seviyede sınırlı kalmasının sisteme olan etkilerinin ölçülmesi amaçlanmaktadır.

Güneş dışındaki diğer yenilenebilir kaynakların devreye girişi de simülasyon dönemi boyunca oldukça sınırlı kalmaktadır. Güneş kapasitesinde yaşanan yüksek artışlar ise temelde lisanssız üretim tesislerine ve güneş YEKA'sının 2022 ve 2023 yıllarında devreye giriyor olmasına bağlıdır.

Ayrıca halihazırda inşaatı devam eden barajlı hidroelektrik santrallerinin de ilerleyen dönemde devreye gireceği varsayılmaktadır. Bunların arasında en büyüğü 1.200 MW kapasitesiyle Ilısu Barajı'dır.

İthal kömür kapasitesindeki artış, 2022 yılında EMBA Hunutlu Santrali'nin devreye girmesinden kaynaklıdır. 2025 ve 2026 yıllarında ise Çayırhan linyit projesinin kademeli olarak tamamlanacağı düşünülmektedir.

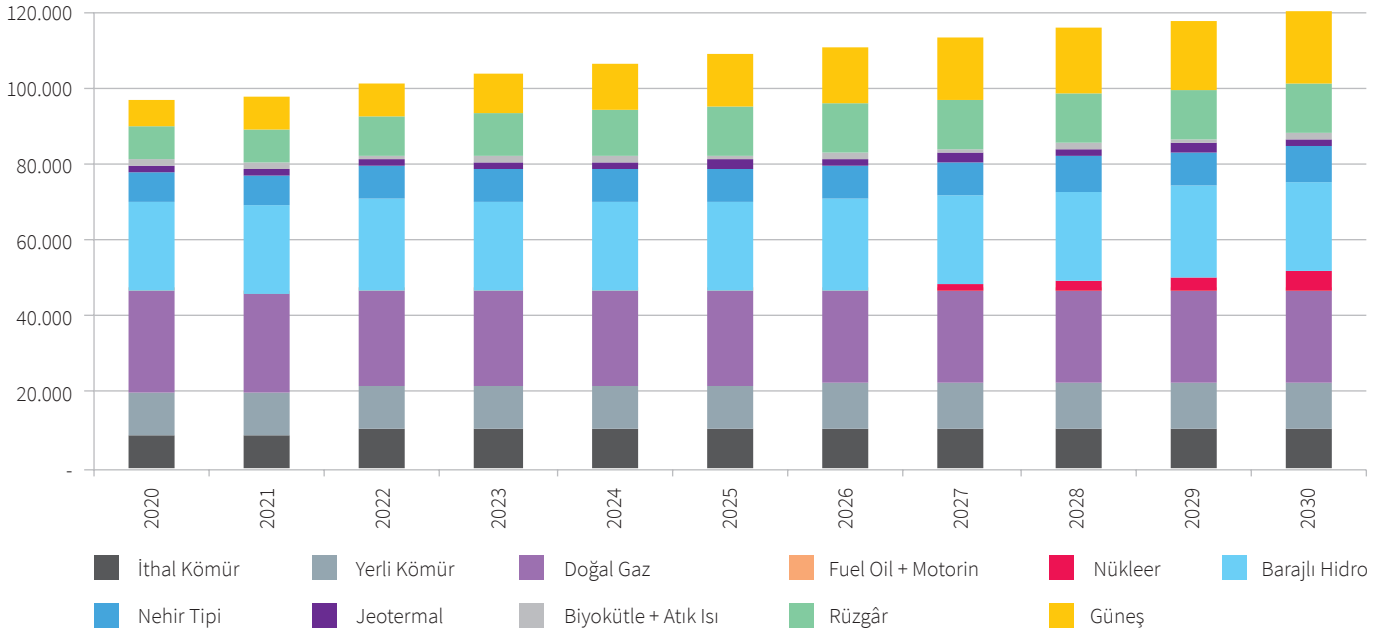
Akkuyu Nükleer Santrali'nin ilk ünitesinin ise 2027 yılında devreye gireceği ve santralin tüm ünitelerinin devreye alınmasının 2030 yılında gerçekleşeceği varsayılmıştır.

Doğal gaz kaynaklı yeni bir kurulu güç devreye alınmamaktadır. Mevcut durumda, piyasada bulunan arz fazlasının etkisiyle devrede olan doğal gaz santralinin pek çoğu, düşük kapasite kullanım oranlarıyla üretim yapmakta ve maliyetlerini döndürecek kadar 'spark spread'<sup>11</sup> üretmekte zorlanmaktadır. Mevcut arz fazlası durumunun devam etmesi beklentisiyle birlikte yeni doğal gaz santrali yatırımları, finansal olarak yapılabılır görünmemektedir. Bu nedenle, gelecekte yeni doğal gaz santrallerinin devreye girmesi oldukça zor bir ihtimaldir.

Halihazırda üretim faaliyetlerini durdurmuş ve üretime geçmek için fiyatların toparlanmasını bekleyen doğal gaz santrallerinin de simülasyon periyodu içinde, tekrar aktif hale geçmeyeceği varsayılmıştır. Bu varsayımda, bu santrallerin tamamen devreden çıkma riskinin etkilerinin gözlemlenmesi amaçlanmaktadır. Halihazırda bu santrallerin bazılarının, yurtdışına taşınması ve tekrar Türkiye içerisinde aktif hale gelmemeleri, ciddi bir olasılık olarak karşımızda durmaktadır. Yeni doğal gaz santrallerinin yapılmaması ve mevcut durumda atıl halde olan doğal gaz santrallerinin, tamamen devreden çıkmasının piyasa üzerinde önemli etkileri olacaktır.

**Şekil 21:** Mevcut Durum Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi

**Kurulu Güç (MW)**

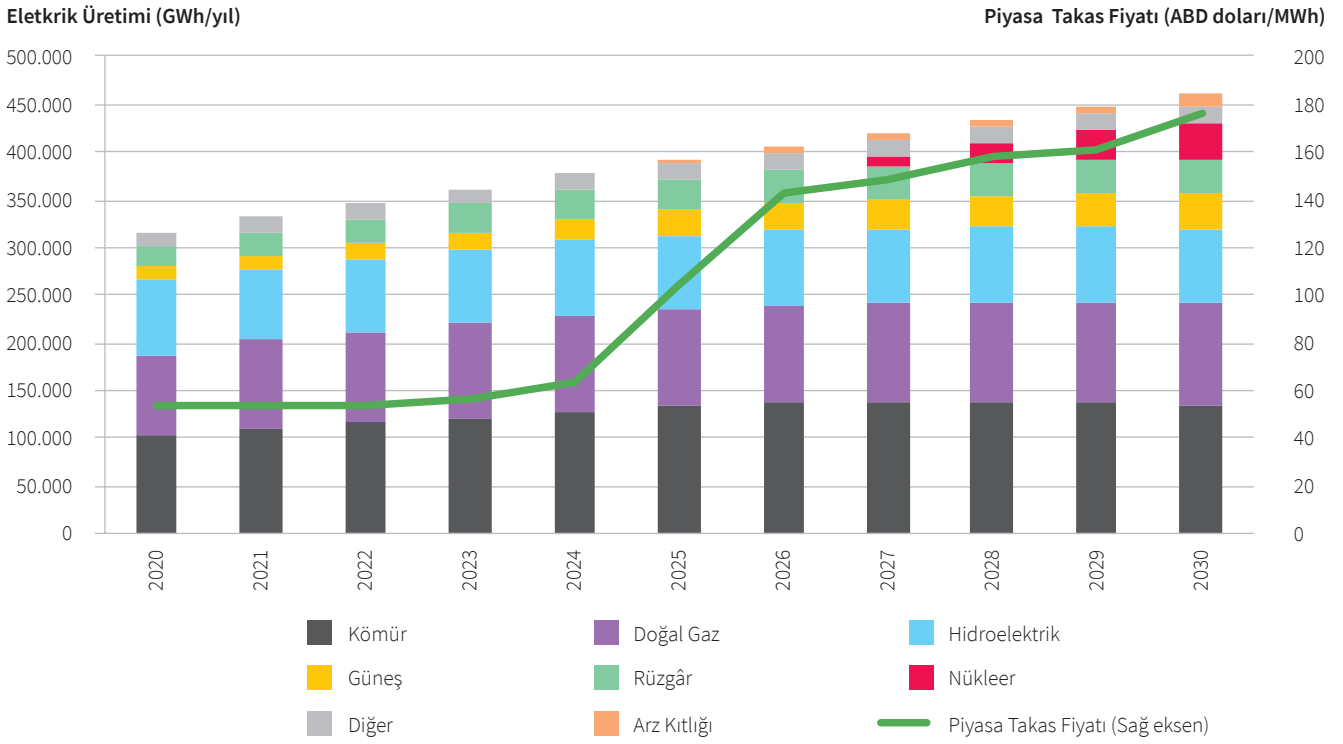


Bu varsayımlar altında, elektrik üretiminin, artan tüketimi karşılamak için yıl içindeki bazı zamanlarda yeterli olmadığı görülmektedir. Fiyat tahmin çalışmasında elektrik arzı talebi karşılayacak ölçüde verilemeyen saatlerde arz krizi yaşanacağı varsayılmıştır. Bu saatlerde, merit order'da eşleşme sağlanamadığı için tavan fiyatı olarak 300 ABD doları/MWh kabul edilmiştir. Bu yaklaşımla birlikte halihazırda 2.000 TL/MWh olan GÖP tavan fiyatının dolar kurunda yaşanacak artışlarla beraber artırılmasının gerekeceği kabul edilmiştir. Fiyatın 2030 yılında 176,3 ABD doları/MWh noktasına ulaşmasına, yıllar içerisinde artan arz krizi saatleri sayısı neden olmaktadır. Mevcut Durum Senaryosu altında, kaynak bazında tahmin edilen üretim miktarları ve gittikçe artan enerji açığı miktarı, Şekil 22'de verilmiştir.

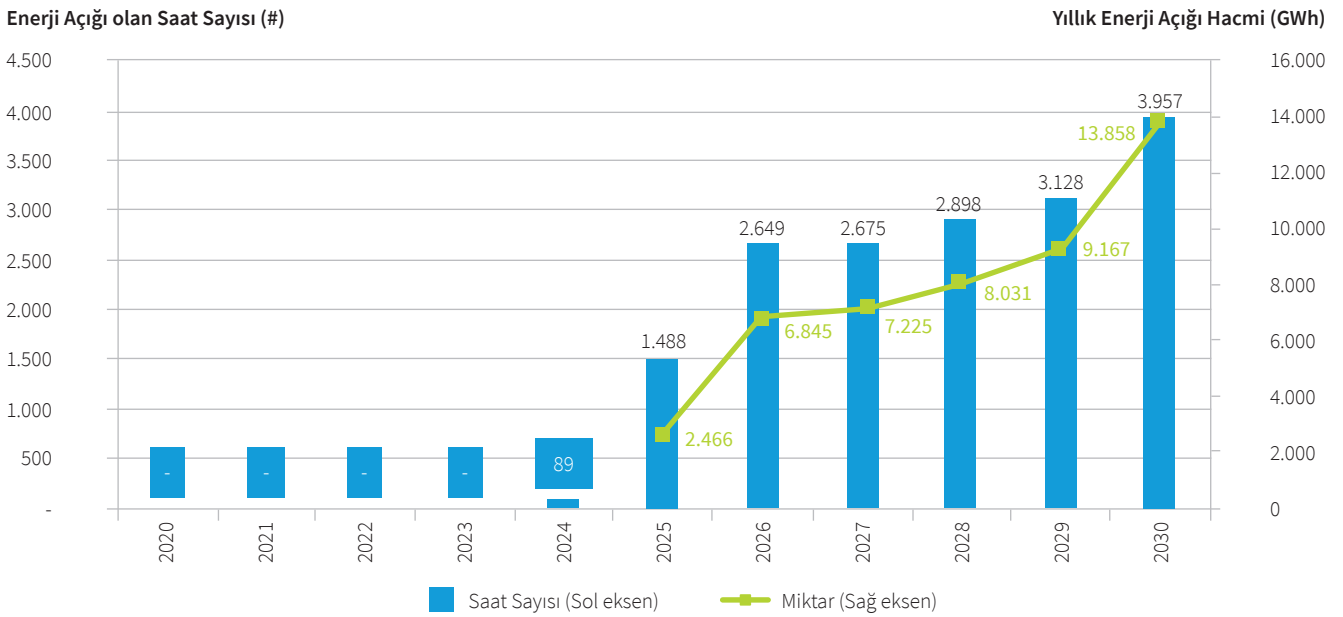
<sup>11</sup> Spark spread doğal gaz kaynaklı elektrik üretim tesisleri için kullanılan ve elektrik satış fiyatı ile santralin kısa dönemli marjinal maliyetlerinin (yakıt, bakım, iletim maliyetleri gibi) arasındaki farkı ifade eden terimdir.



Şekil 22: Mevcut Durum Senaryosu'nda Kaynak Bazlı Üretim ve Enerji Açığı Miktarları



Şekil 23: Mevcut Durum Senaryosu'nda Enerji Açığı Miktarı ve Saat Sayısı

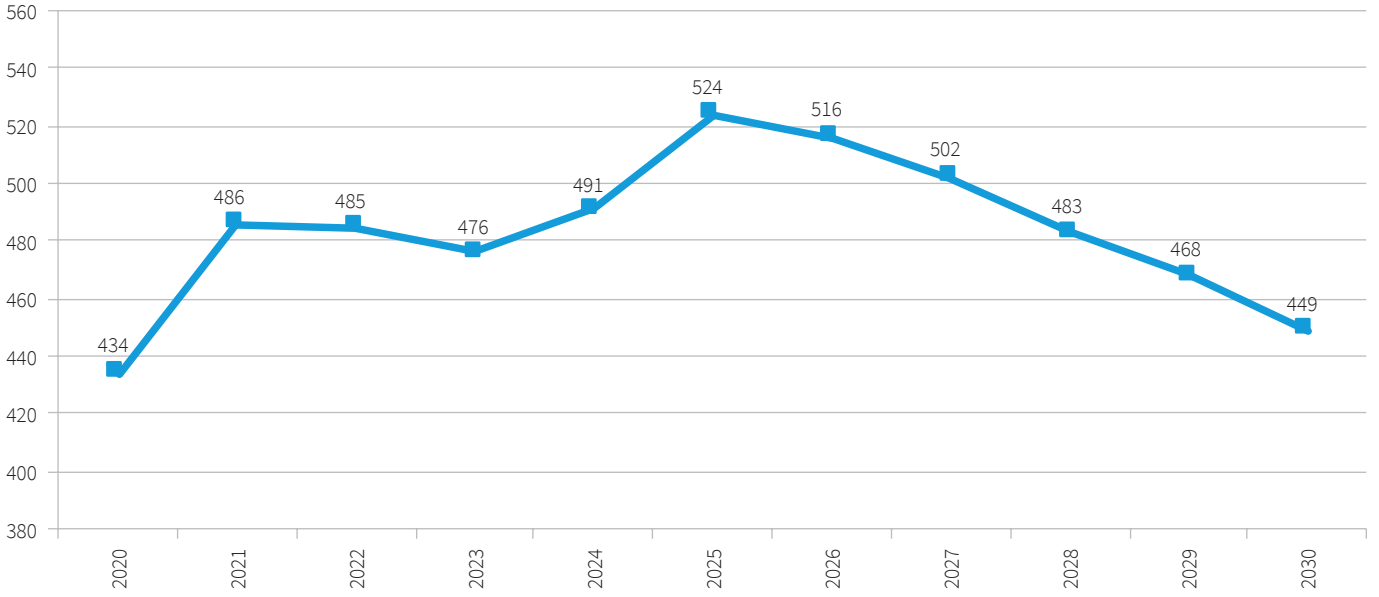


Bu koşullar altında 2030 yılına gelindiğinde, sisteme sunulamayan toplam elektrik miktarı 14 TWh seviyesine yaklaşmakta, enerji açığı olan saat sayısı ise neredeyse 4.000 saate ulaşmaktadır. Bu durum, mevcut politikalarla devam edilmesi ve piyasada oluşmuş olan beklentilerin gerçekleşmesi halinde, elektrik piyasasında oluşabilecek olan risklerin boyutunu göstermektedir.

Öte yandan, senaryo kapsamında oluşturulan talep varsayımının oldukça yüksek olduğu ve mevcut küresel ekonomik durumun devam etmesi durumunda, bu talep miktarlarına erişilememesi de hatırı sayılır bir ihtimaldir. Bu durumda, arz krizi risklerinin bir nebze hafifleyeceği düşünülebilir.

**Şekil 24:** Mevcut Durum Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu

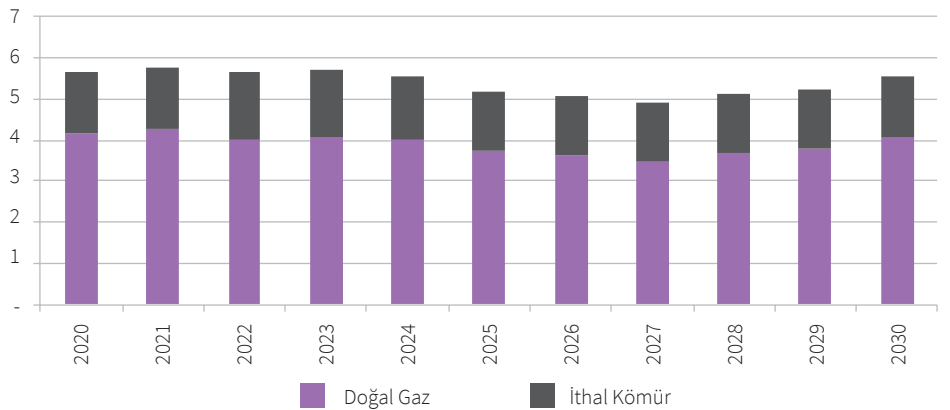
gram CO<sub>2</sub> eşdeğeri/kWh



Mevcut Durum Senaryosu kapsamında, hesaplanan yıllara göre karbon salım yoğunluğu, Şekil 24'te verilmiştir. 2020 yılında görülen nispeten düşük karbon yoğunluğu, yerli kömür santralleri için getirilen yeni çevre düzenlemesi ve bu düzenlemeyle birlikte önemli bir yerli kömür kurulu gücünün 2020 yılında üretim faaliyetlerini durdurmuş olmasından kaynaklanmaktadır. Sonraki yıllarda, bu santrallerin gerekli çevre yatırımlarını yapacakları varsayıldığı için karbon salım yoğunluğu da artmaktadır<sup>12</sup>. 2025 yılında, Çayırhan yerli kömür santralinin ilk ünitesinin devreye girmesiyle birlikte karbon salım yoğunluğu zirve yapmıştır. Sonraki yıllarda ise devam eden güneş santrali yatırımlarının ve özellikle 2027 yılından itibaren Akkuyu Nükleer Santrali'nin devreye girmesiyle birlikte salım yoğunlukları düşmektedir.

**Şekil 25:** Mevcut Durum Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri

Milyar ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/yıl

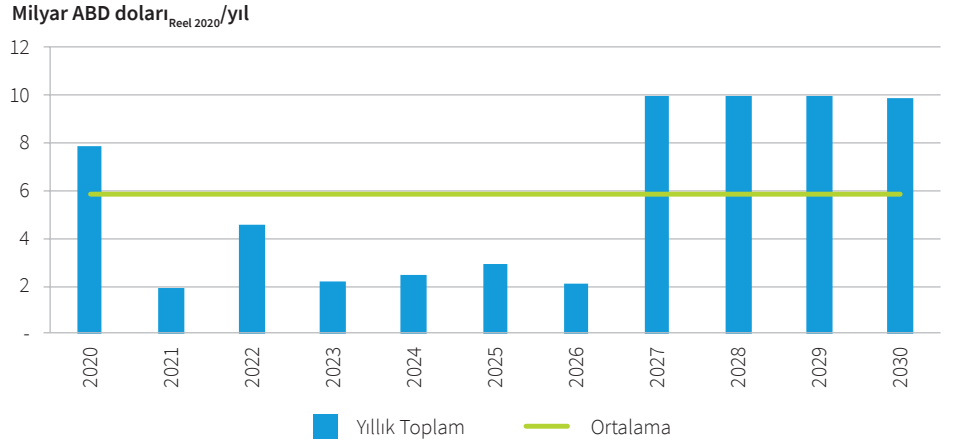


<sup>12</sup> 1 Kasım 2019'da TBMM Plan ve Bütçe Komisyonu'nda kabul edilen kanun teklifinin 50. Maddesi, kömürlü termik santrallerin çevre mevzuatına uyum süresinin 31 Aralık 2019 tarihinden, 30 Haziran 2022'ye kadar uzatılmasını öngörmekteydi. Kanun teklifinin 21 Kasım'da, TBMM'de onaylanmasının ardından kömür santrallerinin 2,5 yıl daha mevzuata bağlı kalmadan çalışacağı beklentisi oluşmuştu. Fakat kanun teklifinin, 1 Aralık 2019 tarihinde Cumhurbaşkanlığı tarafından veto edilmesinin ardından beklentiler de tersine dönmüş ve ilgili madde kanun teklifinden çıkartılmıştır.

Bu sayede 2014 yılında devreye giren çevre mevzuatı, 2019 sonu itibarıyla kömürle çalışan termik santraller için de geçerli hale gelmiştir. Halihazırda operasyonel durumda olan pek çok kömür santrali, zararlı gaz salım oranları bakımından mevcut mevzuatın gerekliliklerini yerine getirememektedirler. Bu yüzden bu santraller, gerekli yatırımlarını yapana kadar çalışamaz durumda olacaklardır.

Doğal gaz ve ithal kömür santrallerine, büyük ölçekte yatırımlar yapılmaması nedeniyle, elektrik üretiminde kullanılan ithal yakıt maliyetleri de tahmin periyodu olan 2020 ile 2030 yılları arasında yıllık bazda büyük değişiklikler göstermemektedir. Toplam ithalat maliyetleri, Çayırhan yerli kömür santralının il ünitesinin devreye girdiği 2025 yılından itibaren bir miktar düşüş gösterse de arz sıkıntılarının artmasıyla beraber 2028 yılından başlayarak tekrar artış trendine girmiştir. Toplam ithalat maliyeti, tahmin periyodu boyunca ortalama 5 milyar ABD doları ile 6 milyar ABD doları arasında gerçekleşmiştir. İthal kömür ve doğal gaz yakıtlarının ithalat maliyetleri, Şekil 25'te sunulmuştur.

**Şekil 26:** Mevcut Durum Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri



Mevcut Durum Senaryosu altında devreye girecek santrallerin yıllık ortalama sermaye bedeli, 5,8 milyar ABD doları olarak hesaplanmıştır. Yıllar içerisinde değişen bedeller, Şekil 26'da verilmiştir. Yüksek maliyetlerde nükleer enerji yatırımının çok önemli bir payı bulunmaktadır. Akkuyu Nükleer Santrali'nin devreye girdiği 2027 yılından itibaren artan maliyetler de bunu göstermektedir.

## 5.2. Optimum Kapasite Gelişim Senaryoları

### 5.2.1. Senaryo Sonuçları Arasında Karşılaştırma

Optimum Kapasite Çalışması kapsamında oluşturulmuş olan beş senaryonun sonuçlarının karşılaştırılması, Tablo 7'de gösterilmektedir. Burada görülebileceği gibi beş senaryo arasında, kurulu güç gelişimi, piyasa fiyatları, sera gazı emisyonları, ithal yakıt maliyetleri ve yatırım gereksinimleri açısından önemli farklar bulunmaktadır.

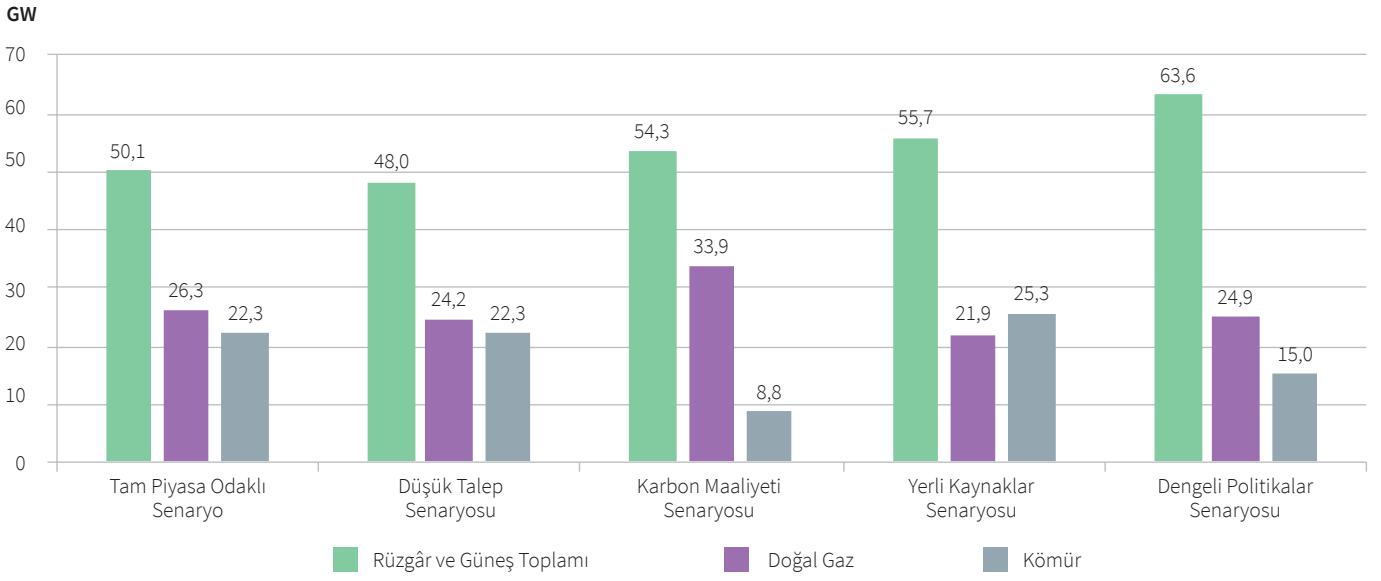
Çalışma sonuçları 2030 yılında, günümüze kıyasla toplam kurulu gücün yaklaşık %50 oranında artma potansiyelinin olduğunu göstermektedir. Fakat bu kurulu güç dağılımının, farklı politikaların uygulandığı senaryolar kapsamında farklı gelişebileceği anlaşılmıştır. Yapılacak politika tercihlerine göre, kömür santralleri kurulu gücünün önümüzdeki 10 yıl içerisinde hiç değişmeden sabit kalmasının da yaklaşık %60 oranında azalmasının da ihtimaller dâhilinde olduğunu göstermektedir. Doğal gaz kurulu gücünün de yine aynı şekilde uygulanan farklı strateji ve politikalara göre önemli farklar oluşturacağı beklenmektedir. Bunun yanında, yerli kaynakların kullanımını destekleyen bir politika yaklaşımı çerçevesinde, ülkedeki elektrik tüketiminin yaklaşık %66'sının 2030 yılı itibarıyla yerli kaynaklardan sağlanabileceği görülmektedir. Farklı öncelikleri olan senaryolarda ise bu rakamın yaklaşık %55 civarında olabileceği

gözlenmektedir. Yenilenebilir enerji kurulu gücü ise başta rüzgâr ve güneş yatırımları olmak üzere tüm senaryolarda, büyük bir oranda artmaktadır. Fakat bu artışın seviyesi, uygulanan politikalara göre değişiklik göstermektedir.

**Tablo 7: Senaryo Sonuçlarının Karşılaştırılması**

Parametre	Tam Piyasa Odaklı Senaryo	Düşük Talep Senaryosu	Karbon Maliyeti Senaryosu	Yerli Kaynak Senaryosu	Dengeli Politikalar Senaryosu	2019 Yıl Sonu İtibarıyla Gerçekleşen Rakamlar
2030 Yılı Toplam Elektrik Talebi (TWh/yıl) (ETKB Baz senaryo: 482 TWh)	461	421	461	461	461	304
Yıllık Elektrik Talebi Artışı (2020-2030) (%/yıl) (ETKB Baz senaryo: %3,9/yıl)	%3,9	%3	%3,9	%3,9	%3,9	%5 (2002-2018)
2030 Sonu Toplam Kurulu Güç (GW)	133,3	129,2	130,7	138,1	139,3	91,4
2030 Sonu Toplam Kömür Kurulu Gücü (GW)	22,3	22,3	8,8	25,3	15,0	20,3
2030 Sonu Toplam Doğal gaz Kurulu Gücü (GW)	26,3	24,2	33,9	21,9	24,9	25,3
2030 Sonu Toplam Rüzgâr + Güneş Kurulu Gücü (GW)	50,1	48,0	53,4	55,7	63,6	13,5
2030 Yılı Yerli Kaynak Üretiminin Toplam Tüketime Oranı	%58,3	%62,5	%52,3	%65,7	%59,6	%60,2
2030 Yılı Yenilenebilir Enerji Üretiminin Toplam Tüketime Oranı (2023 yılı hedefi: %38,8)	%43,5	%46,4	%45,6	%46,5	%51,5	%43,9
2030 Yılı Kesintili Yenilenebilir Enerji Üretiminin (Rüzgâr + Güneş) Toplam Tüketime Oranı	%23,9	%24,9	%25,7	%26,2	%30,1	%10,6
2030 Yılı Doğal Gaz Kaynaklı Üretim Toplam Tüketime Oranı (2023 yılı hedefi: 20%)	%27,3	%22,4	%45,0	%20,3	%31,0	%18,6
2030 Yılı Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD doları <sub>Reel2020</sub> /MWh)	52	49	69	48	57	46
Ortalama Karbon Yoğunluğu (gram CO <sub>2</sub> /kWh)	480,2	487,0	359,1	482,6	378,2	493,2 (2018)
2020-2030 Yılları Arasında Ortalama Yıllık Karbon Salımı (milyon ton CO <sub>2</sub> )	187,6	180,2	136,7	188,9	144,4	-
2020-2030 Yılları arasında Toplam Kümülatif İthal Yakıt Maliyeti (Milyar ABD doları <sub>Reel2020</sub> )	67,36	59,31	79,96	61,27	70,15	-
2020-2030 Yılları arasında yıllık yatırım ihtiyacı (Milyar ABD doları <sub>Reel2020</sub> )	4,0	3,8	4,7	4,5	5,0	4,4 (2002-2018)

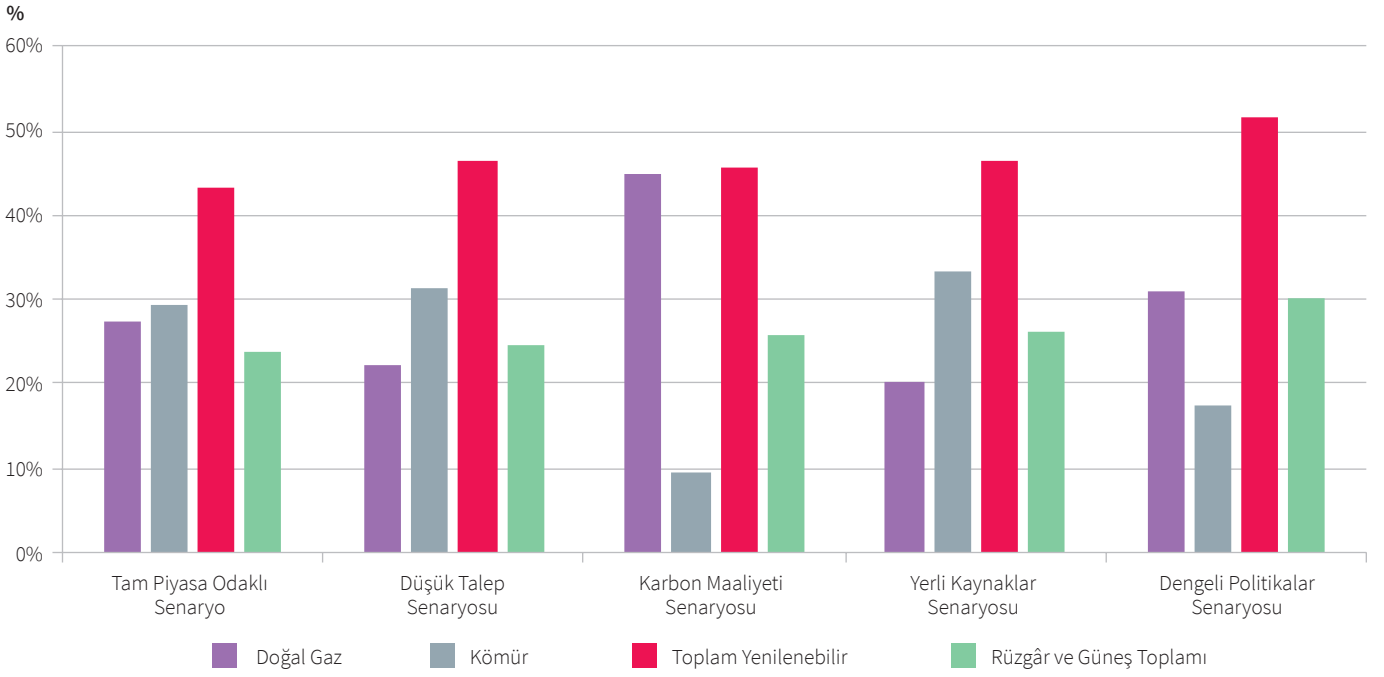
Şekil 27: Senaryolar Arası 2030 Yılı Kaynak Bazlı Kurulu Güç Değerleri



Senaryolar arasındaki kurulu güç karşılaştırılmasının verildiği Şekil 27’de yenilenebilir enerji kurulu gücündeki en yüksek artışın Dengeli Politikalar Senaryosu’nda ve onun ardından Yerli Kaynak Senaryosu’nda gerçekleştiği görülmektedir. Bunda uygulanan alım garantisinin ve bu sayede lisanslı güneş kurulu gücündeki artışın önemli bir payı vardır. Yerli Kaynak Senaryosu’nda, çeşitli yenilenebilir enerji kaynakları için alım garantileri uygulanırken Dengeli Politikalar Senaryosu’nda hem karbon fiyatlandırması hem de yenilenebilir enerji için uygulanan teşvikler etkili olmuştur. Bu iki senaryonun ardından ise yenilenebilir enerji kurulu gücündeki en yüksek artış, Karbon Maliyeti Senaryosu’nda gerçekleşmiştir. Bunda, karbon maliyetiyle birlikte yükselen fiyatların bu yatırımları daha cazip kılması etkili olmuştur fakat yenilenebilir enerji kaynakları için ilave bir teşvik uygulanmaması, bu senaryodaki artış potansiyelini sınırlandırmıştır.

Tam Piyasa Odaklı Senaryo’daki yenilenebilir kurulu gücü ise bahsi geçen üç senaryonun altında kalmıştır. En düşük artışın, Düşük Talep Senaryosu’nda olmasında ise düşük talebin fiyatlar üzerindeki baskılayıcı etkisi başrol oynamıştır. Bu durum, enerji verimliliğinin artırılmasıyla yaşanacak talep düşüşlerinin, ihtiyaç duyulacak toplam kapasite yatırım miktarlarının önemli oranda düşürebileceğini göstermektedir.

Şekil 28: 2030 Yılı Senaryolar Arası Kaynak Bazlı Üretim Payı Karşılaştırması<sup>13</sup>



Yenilenebilir enerji yatırımları dışında, senaryolar arasında görülen en önemli fark, yerli kömür ve doğal gaz kurulu gücü arasındaki dengede görülmüştür. Karbon fiyatlandırmasının etkisiyle Karbon Maliyeti Senaryosu'nda, doğal gaz santral yatırımları çok cazip bir hale gelmiş ve nispeten verimsiz olan kömür santralleri yükselen maliyetlerle baş edemeyerek devreden çıkma kararı almışlardır. Yerli Kaynak Senaryosu'nda ise bunun tersi bir gelişme yaşanmıştır. Yerli kömüre uygulanan teşvikle birlikte bu santrallere yapılacak yatırımlar cazip hale gelmiş ve düşük marjinal maliyetli bu santrallerin devreye girmesi, fiyatları düşürerek doğal gaz santrallerine yatırım yapılmasını olanaksız hale getirmişlerdir.

Dengeli Politikalar Senaryosu'ndaki durum, bu iki senaryonun bir karışımı olarak görülebilir. Bu senaryoda da doğal gaz yatırımları, artan karbon fiyatının etkisiyle kömüre karşı daha cazip hale gelmiştir fakat ilk karbon senaryosuna kıyasla düşük karbon fiyatlandırmasından dolayı bu etki sınırlı kalmıştır. Azalan karbon fiyatının etkisiyle, nispeten verimli olan kömür santrallerinin birçoğu sistemde kalabilmişlerdir. Öte yandan yenilenebilir enerji kaynaklarına uygulanan destekle birlikte yenilenebilir üretim artmış ve bu da piyasa takas fiyatlarını düşürerek termik santral yatırımlarını güçlendirmiştir. Bu faktörlerin etkisiyle, doğal gaz santral yatırımları oldukça sınırlı kalmıştır.

Yenilenebilir enerji üretiminin toplam tüketim içindeki payı da kurulu güçteki değişimlere paralel bir seyir izlemiştir. Yeni bir politikanın uygulanmadığı Tam Piyasa Odaklı Senaryo'da, yenilenebilir enerji üretiminin toplam tüketim içerisindeki payı, 2030 yılında %44 seviyesine yaklaşmaktadır. Buna karşın, en yüksek yenilenebilir enerji üretiminin görüldüğü Dengeli Politikalar Senaryosu'nda, yenilenebilir enerji üretiminin toplam içerisindeki payı, 2028 yılı itibarıyla %50 seviyesine ulaşmakta ve 2030 yılında %51,5 olarak gerçekleşmektedir.

<sup>13</sup> Toplam yenilenebilir payı içerisinde rüzgâr ve güneş üretim paylarının da olduğu dikkate alınmalıdır.

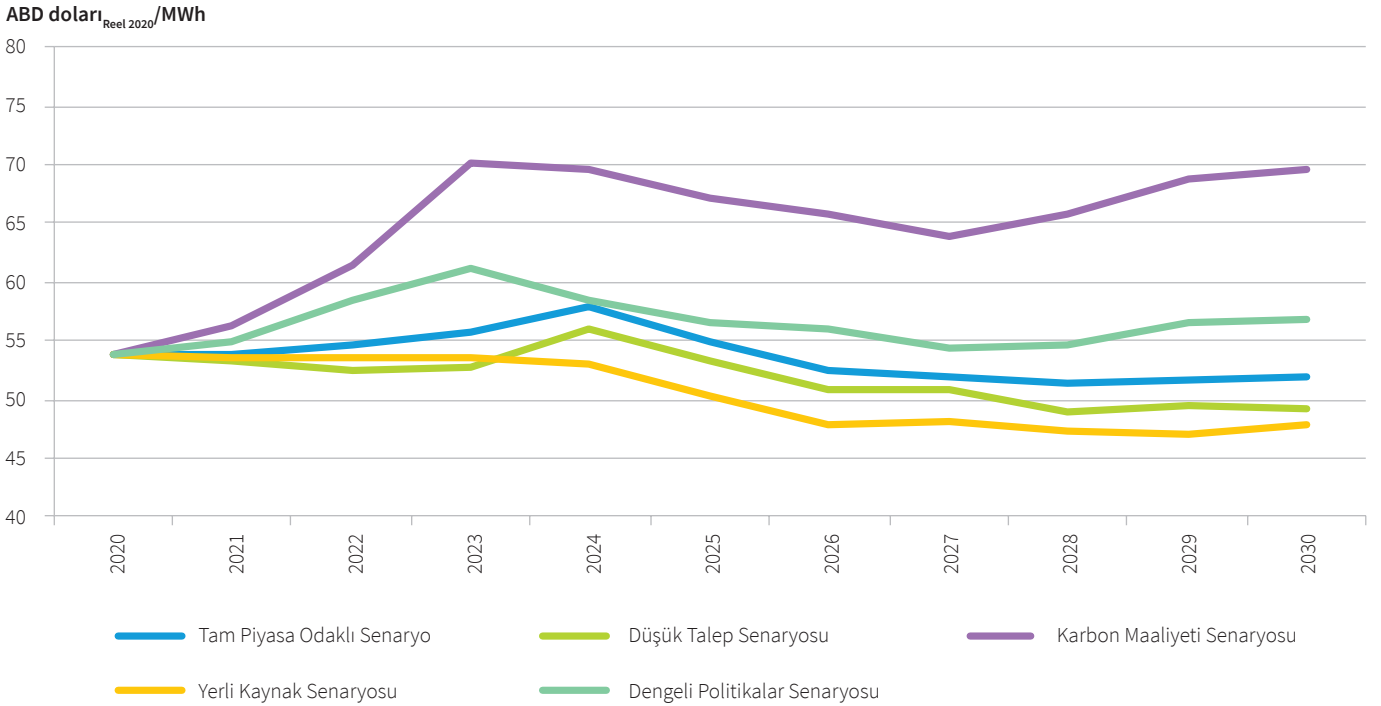


Şekil 29: Dengeli Politikalar Senaryosu'nda Yenilenebilir Enerjinin Üretimdeki Payı



Yenilenebilir enerji üretimindeki bu artan payda, yeni rüzgâr ve güneş yatırımlarının büyük bir rolü vardır. Yeni yatırımların etkisiyle Dengeli Politikalar Senaryosu'nda, rüzgâr ve güneş toplam üretiminin payı, 2030 yılında %30,1 seviyesine gelmektedir. Aynı rakam diğer senaryolar için %24 ile %26 arasında değişmektedir.

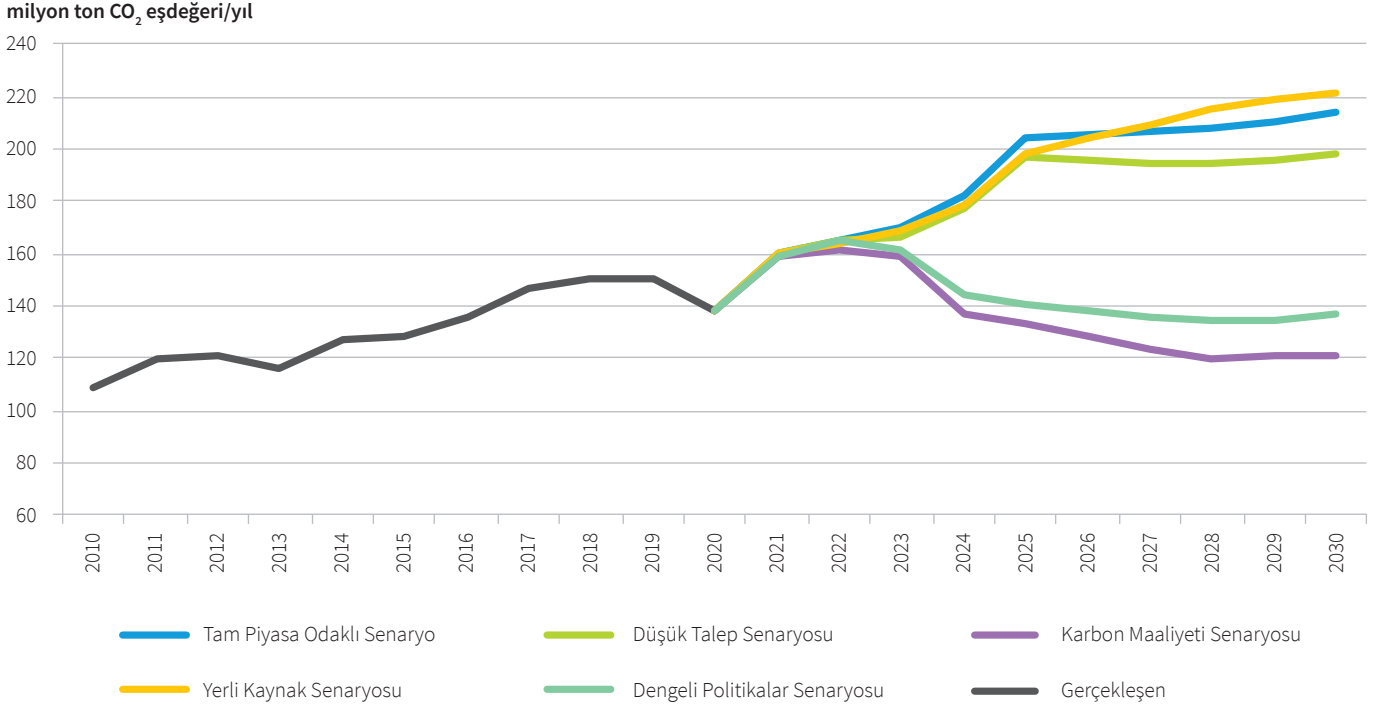
Şekil 30: Senaryolar Arası Piyasa Takas Fiyatı Gelişimi



Senaryolar arasındaki piyasa takas fiyatları da kurulu güç gelişiminden etkilenerek şekillenmiştir. Şekil 30'da görülebileceği üzere, Karbon Maliyeti Senaryosu'nda hesaplanan ortalama piyasa takas fiyatları, diğer senaryolara kıyasla oldukça yüksektir. Bunun temel sebebi, yüksek miktarda uygulanan karbon fiyatının, termik santrallerin marjinal maliyetleri üzerinde yaptığı yükseltici etkidir. Bu fiyatlandırma sonucunda,

pek çok kömür santrali de devreden çıkararak fiyatların yükselmesine katkıda bulunmuştur. Dengeli Politikalar Senaryosu'nda da benzer bir durum olmasına karşın uygulanan karbon fiyatının, ilk senaryoya kıyasla düşürülmüş olması ve yenilenebilir enerji santrallerine çeşitli teşvikler uygulanması, bu etkiyi sınırlamıştır. Düşük Talep Senaryosu'nda, fiyatların nispeten düşük oluşması, enerji verimliliğinin ülkemiz için önemini bir kez daha gözler önüne sermiştir. Yerli Kaynak Senaryosu'nda, tahmin edilen ortalama fiyatlar ise beş senaryonun en düşüğüdür. Bunda, uygulanan teşvikler neticesinde devreye giren ek yenilenebilir enerji kurulu gücü ve linyit santral yatırımları etkili olmuştur.

**Şekil 31: Senaryolar Arası Karbon Salımı Karşılaştırması<sup>14</sup>**



Toplam karbon salımları açısından üç senaryo, birbirine nispeten yakın bir profil izlemektedir. Yerli Kaynak Senaryosu, devreye giren yeni linyit santrallerinin etkisiyle 2026 yılından itibaren Tam Piyasa Odaklı Senaryo'yu yakalamış ve sonrasında üzerine çıkmıştır. Düşük Talep Senaryosu altında salınan sera gazı miktarı ise azalan üretimin etkisiyle bu iki senaryonun altında kalmıştır.

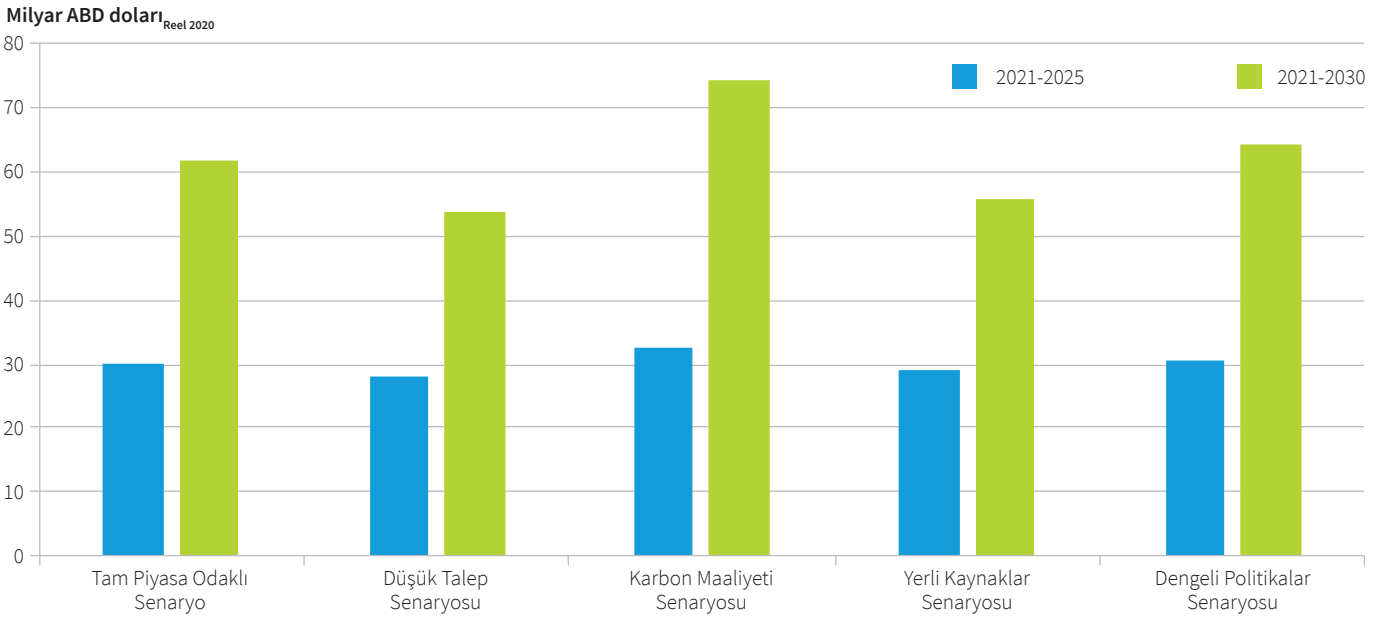
Bu üç senaryoya kıyasla oldukça farklı bir profil gösteren senaryolar, karbon maliyetinin uygulandığı senaryolardır. Artan karbon maliyetleri, bu senaryolarda bir yandan yenilenebilir enerji yatırımlarının önünü açmış diğer yandan termik üretim içerisinde kömürden doğal gaza geçişi teşvik etmiştir. Dengeli Politikalar Senaryosu'nda daha düşük bir karbon fiyatı uygulandığı için doğal gaza geçiş daha sınırlı kalmış ve kömür santrallerinin üretimi önemli oranda devam edebilmiştir. Bu etken, salımların ilk karbon senaryosuna kıyasla daha yüksek kalmasına yol açmıştır. Öte yandan, Dengeli Politikalar Senaryosu'ndaki artan yenilenebilir enerji üretimi ise salımlar üzerinde azaltıcı bir etkiye sahip olmuştur.

<sup>14</sup> TÜİK tarafından en son yayımlanan veri 2018 yılına aittir, 2019 rakamı henüz açıklanmadığı için 2019 gösterimi için 2018 rakamı kullanılmıştır. 2020 yılındaki tahmin edilen düşüş, linyit santrallerine uygulanmakta olan çevre yönetmeliği çerçevesinde ilgili santrallerin üretiminde gerçekleşecek düşüşler dolayısıyla ortaya çıkmaktadır. Bu düşüşün COVID-19 salgınının talep üzerindeki etkisiyle daha da fazla olması beklenebilir.

Kapanan kömür santralleri ve artan doğal gaz kaynaklı üretimle birlikte yıllık olarak salınan elektrik üretimi kaynaklı CO<sub>2</sub> eşdeğeri miktarı, Karbon Maliyeti Senaryosu için 2030 yılında 121 milyon tona kadar düşmüştür. Aynı rakam, Dengeli Politikalar Senaryosu'nda 137 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Elektrik üretim sektörü kaynaklı CO<sub>2</sub> eşdeğeri salımları, Yerli Kaynak Senaryosu'nda 221 milyon ton, Tam Piyasa Odaklı Senaryo'da 214 milyon ton, Düşük Talep Senaryosu'nda ise 199 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Tam Piyasa Odaklı Senaryo ile Düşük Talep Senaryosu arasındaki 15 milyon tonluk fark, enerji verimliliği artışlarının karbon salımları üzerindeki olası olumlu etkisine işaret etmektedir.

2017 yılı için açıklanan elektrik üretim sektörü kaynaklı salımların 150,0 milyon ton olduğu değerlendirildiğinde, karbon maliyeti uygulanan iki senaryoda, artan talebe rağmen mutlak salım miktarlarını önemli oranda azaltmanın mümkün olduğu gözükmemektedir (TÜİK, 2020).

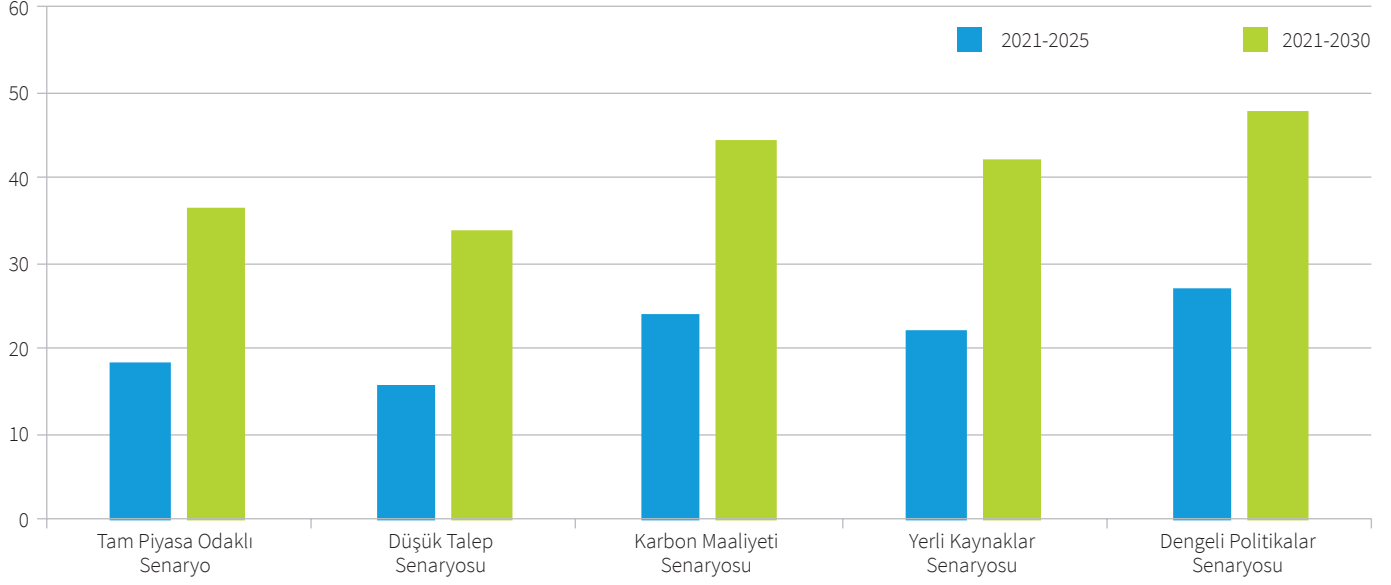
**Şekil 32:** Senaryolar Arası Kümülatif İthal Yakıt Maliyeti Karşılaştırması



Öte yandan, karbon emisyonlarında yaşanan bu düşüşün maliyeti, Şekil 32'de gösterilen kümülatif ithal yakıt maliyetlerinde görülmektedir. Karbon Maliyeti Senaryosu'nda 2021-2030 yılları arasındaki toplam ithal yakıt maliyeti, 75 milyar Amerikan dolarına yaklaşırken aynı rakam, Yerli Kaynak Senaryosu'nda 56 milyar Amerikan doları civarında kalmıştır. Düşük Talep Senaryosu'nda ise 10 yıllık ithal yakıt maliyeti yaklaşık 54 milyar ABD dolarıdır. Artan doğal gaz tüketimi neticesinde, Karbon Maliyeti Senaryosu kapsamında tüketilen ithal yakıtların yıllık maliyeti 2030 yılında, 9,2 milyar ABD doları seviyesine ulaşmıştır. Aynı değer Tam Piyasa Odaklı Senaryo'da, 7,0 milyar ABD doları civarındadır. Yerli Kaynak senaryosunda ise artan linyit ve yenilenebilir enerji üretimi, bu değeri 5,7 milyar ABD doları noktasına indirmiştir. Düşük Talep Senaryosu'nda ise 2030 yılı ithal yakıt maliyeti, 5,5 milyar ABD doları civarında gerçekleşmiştir. Buna karşın Dengeli Politikalar Senaryosu'nda, önemli ölçüde azaltılan sera gazı salımlarına rağmen ithal yakıt maliyetlerinde önemli bir artış gözlenmemektedir. 2030 yılı için bu senaryodaki ithal yakıt maliyeti, Tam Piyasa Odaklı Senaryo'nun yalnızca 0,2 milyar ABD doları üstünde kalarak 7,2 milyar ABD doları civarında gerçekleşmiştir. Bu durum, doğru yatırımlarla ithal yakıt maliyetlerini önemli ölçüde artırmadan da sera gazı azaltımının sağlanabileceğini göstermektedir.

**Şekil 33:** Senaryolar Arası Kümülatif Toplam Yatırım Miktarları Karşılaştırması

Milyar ABD doları Reel 2020



Santrallerin yatırım bedelleri açısından ise en yüksek maliyetli senaryolar, Dengeli Politikalar Senaryosu, Karbon Maliyeti Senaryosu ve Yerli Kaynak Senaryosu'dur. Yenilenebilir enerji yatırımlarının fazlalığı, bu üç senaryo için de önemli bir rol oynamaktadır. Bunun yanında, Karbon Maliyeti Senaryosu kapsamında yapılan doğal gaz yatırımları ve Yerli Kaynak Senaryosu kapsamında yapılan linyit yatırımları, bu miktarların fazlalığında etkili olmaktadır. Dengeli Politikalar Senaryosu'nda ise yenilenebilir enerji yatırımlarının fazlalığı, en çok yatırım ihtiyacının bu senaryoda olmasına yol açmıştır. En az yatırım ihtiyacı ise tahmin edilebileceği gibi Düşük Talep Senaryosu'nda gerçekleşmiştir.

Senaryolar arasındaki toplam kümülatif yatırım miktarı karşılaştırılması, Şekil 33'te verilmiştir. 2020-2030 yılları arası toplam yatırım miktarı, Dengeli Politikalar Senaryosu için 55,6 milyar ABD doları, Karbon Maliyeti Senaryosu için 51,9 milyar ABD doları, Yerli Kaynaklar Senaryosu için 49,9 milyar ABD doları, Tam Piyasa Odaklı Senaryo için 44,3 milyar ABD doları, Düşük Talep Senaryosu için ise 41,6 milyar ABD doları olmuştur.

### 5.2.2. Tam Piyasa Odaklı Senaryo

Mevcut durum senaryosundan farklı olarak Tam Piyasa Odaklı Senaryo'da, her yıl devreye girecek olan kaynak bazlı kapasite gelişimleri, modelin bir girdisi değil hesaplanan bir çıktıdır. Bunun için her bir farklı santral tipi ve il için bir LCOE hesabı yapılmaktadır. Her yılın başında hesaplanan LCOE değerleri, bir önceki yıl için o santralin hesaplanan satış fiyatı ile karşılaştırılmakta ve devreye giriş kararları, satış fiyatı değerlerinin hesaplanan maliyeti karşılaması durumunda verilmektedir. Karar verildikten sonra farklı santral tipleri için devreye girişler ise farklı santral tipleri için belirlenmiş inşaat sürelerine göre yapılmaktadır. Hesaplama yöntemi ve kullanılan varsayımlar, raporun metodoloji bölümünde daha detaylı olarak anlatılmıştır. Kullanılan yaklaşım sonucunda, Türkiye'de artan talebi en az maliyetli şekilde karşılayacağı hesaplanan elektrik üretim kapasite gelişimine ulaşılmıştır. Bu senaryonun sonuçları incelendiğinde, ulaşılan kurulu güç karışımının mevcut durum senaryosuna göre oldukça farklı şekillendiği görülmektedir. Yıllık bazda hesaplanan kurulu güç artışları, Tablo 8'de gösterilmektedir.

**Tablo 8: Tam Piyasa Odaklı Senaryo Yıllık Kapasite Artışları (MW)**

Yıl	Nükleer	Doğal Gaz	İthal Kömür	Linyit	Biyokütle	Jeotermal	Barajlı Hidro	Akarsu	Rüzgâr	Güneş
2020	-	-	-	-	75	300	2.460	-	767	1.000
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	192	531
2022	-	1.540	1.320	-	-	-	540	-	320	1.947
2023	-	1.520	-	-	-	-	-	-	1.700	2.080
2024	-	1.612	-	-	-	-	-	-	1.700	2.971
2025	-	-	-	720	-	-	-	-	2.200	3.544
2026	-	1.220	-	-	-	-	-	-	1.800	3.013
2027	-	3.006	-	-	-	-	-	-	1.800	2.104
2028	-	600	-	-	-	-	-	-	1.800	1.964
2029	-	600	-	-	-	-	-	-	2.200	609
2030	-	600	-	-	-	-	-	-	2.200	33

Hesaplamalara göre YEKDEM politikasının yokluğunda, rüzgâr santrali kurmanın maliyeti, 2022 yılından itibaren tahmin edilen piyasa takas fiyatının altına inmiştir. Böylelikle 2023 yılından itibaren rüzgâr kapasitesinin önemli ölçüde artmaya başladığı görülmektedir. Bu yıldan önce devreye giren rüzgâr kurulu güç değerleri ise 2020 yıl sonuna kadar kısmi olarak kurulması tamamlanarak YEKDEM desteğinden yararlanacak olan rüzgâr santrallerinden ve bu santrallere yapılacağı varsayılan ilave kurulu güç artışlarından kaynaklanmaktadır.

Rüzgâr devreye girişlerinde, TEİAŞ yük tevzi bölgeleri ve bu bölgelerde gerçekleşmiş geçmiş rüzgâr kapasite faktörleri baz alınmıştır. Senaryo kapsamında devreye giren rüzgâr santrallerinde, üç bölge kilit rol oynamaktadır. Bu bölgeler; Batı Anadolu, Trakya ve Kuzey Batı Anadolu bölgeleridir. En az maliyetli rüzgâr santrali kurulumlarının bu bölgelerde hesaplanması, iki temel faktöre bağlıdır. Bu bölgelerdeki rüzgâr potansiyeli, Türkiye'nin geneline kıyasla daha yüksektir. Ayrıca özellikle Trakya ve Kuzey Batı Anadolu bölgeleri, şebeke bağlantı maliyeti hesabında dikkate alınan Gebze konumuna, coğrafi olarak yakın oldukları için bu maliyet kalemleri nispeten düşüktür. Buna karşın bu bölgeler dışında, Doğu Akdeniz, Batı Akdeniz ve Orta Karadeniz bölgelerinde de rüzgâr santral kurulumu, ekonomik olarak gerçekleştirilebilir (feasible) hale gelmiş ve bu bölgelerden de nispeten daha düşük bir kurulu güç devreye girmiştir.

2020 yılında, toplam 1.000 MW kapasitesinde güneş santralinin devreye gireceği bir ön kabul olarak modele girilmiş, sonraki yıllar için ise LCOE bazlı devreye giriş hesabı kullanılmıştır. Bu yıl devreye giren santrallerin büyük bölümü, lisanssız olmakla birlikte bir miktar lisanslı kapasite de vardır. Bundan sonraki yıllar için devreye giren güneş kurulu gücünün tamamı, lisanssız santraller ve YEKA projelerinden oluşmaktadır. YEKA-1 Güneş projesinde sağlanan ilerlemeye bağlı olarak toplam 1.000 MW kapasiteli bu projenin 2022 ve 2023 yıllarında kısmi olarak devreye gireceği varsayılmıştır. Lisanssız santrallerin ise ağırlıklı olarak sanayi sektörünün iç tüketimini karşılamak amacıyla

kurulacağı varsayılmıştır. Burada aylık mahsuplaşma esas olduğu için fiyat profili önemini yitirmektedir.

Fiyatların yıllar içerisinde yukarı yönlü hareketi ve düşen güneş kurulum maliyetleriyle birlikte pek çok ilde öz tüketim amaçlı güneş kurulumu yapmak mantıklı hale gelmektedir. Lisanssız kurulumların diğer bir avantajı ise lisanslı kurulumlara uygulanan şebeke bağlantı maliyetlerinin öz tüketim amaçlı olan bu tesisler için uygulanmamasıdır. Yıllık devreye girişler, bu faktörlere bağlı olarak artmakta fakat sanayi kaynaklı elektrik talebi doyuma ulaştıkça ve bu kurulumların yapılabileceği alanlar da kısıtlandıkça devreye girişler de yavaşlamakta ve 2030 yılına doğru durma noktasına gelmektedir. 2020 yılından sonra lisanslı güneş yatırımı yapılamamasının nedeni ise lisanssız güneş santrallerine yapılan bu yoğun yatırımların saatlik fiyatın profilini değiştirmesi ve güneş santrallerinin en çok üretim yapacakları öğlen saatlerindeki fiyatların bu yoğun güneş üretimi neticesinde çok düşük seviyelere gelmesidir.

Barajlı hidroelektrik santralleri açısından ise yüksek maliyetler nedeniyle LCOE bazlı devreye giriş yapılması, simülasyon periyodu boyunca mantıklı görünmemektedir. Devreye giren barajlı hidroelektrik santralleri ise projeleri devam etmekte olan ve kamu açısından stratejik yatırım olarak görülen santrallerdir.

Akarsu hidro, jeotermal ve biyokütle gibi diğer yenilenebilir enerji santralleri açısından da durum benzerdir. Simülasyon periyodu boyunca hesaplanan maliyetler ve tahmin edilen piyasa fiyatlarına bağlı olarak bu santrallerin devreye alınması, finansal açıdan mantıklı görünmemektedir.

Öte yandan mevcut durumda üretim faaliyetlerini durdurmuş olan bazı doğal gaz santralleri de simülasyon periyodu boyunca, doğal gaz santralleri için artan 'spark spread' değerlerine bağlı olarak yıllar içinde tekrar çalışır duruma getirilmektedirler. Bu santraller, halihazırda kurulu bulduklarından dolayı ek bir kurulum maliyeti bunlar için göze alınmamaktadır. 2024 yılı itibarıyla bu santrallerin tümü, tekrar çalışır duruma girmiştir. Bu döneme kadar gözlemlenen doğal gaz kapasite artışları, bu faktörden kaynaklanmaktadır.

Kamuya bağlı bazı doğal gaz santrallerinin ise simülasyon periyodunun ilk yıllarında kapatılarak renovasyon sürecine girecekleri varsayılmıştır. Yaklaşık 3.500 MW kapasiteli kamuya bağlı doğal gaz kurulu gücü, 2023 yılına kadar devreden çıkartılmaktadır. Bu santraller, 2026 ve 2027 yılları içerisinde yenilenmiş olarak kurulu güce tekrar dâhil edilmektedirler. Yenilenen bu santrallerin %63 verimlilikte çalışacak santraller olacakları varsayılmıştır. 2028 yılından itibaren ise %63 verimliliğe sahip yeni doğal gaz santralleri devreye alınmaktadır. Yüksek verimlilikteki bu santrallerin devreye girmesi, bu yıllarda finansal açıdan mantıklı hale gelmektedir. Bu santrallerin esneklik dereceleri de yüksek olduğu için yenilenebilir enerji kurulu gücü artışıyla birlikte artan yan hizmet ihtiyaçlarını gidermekte de önemli bir rol oynamaktadırlar.

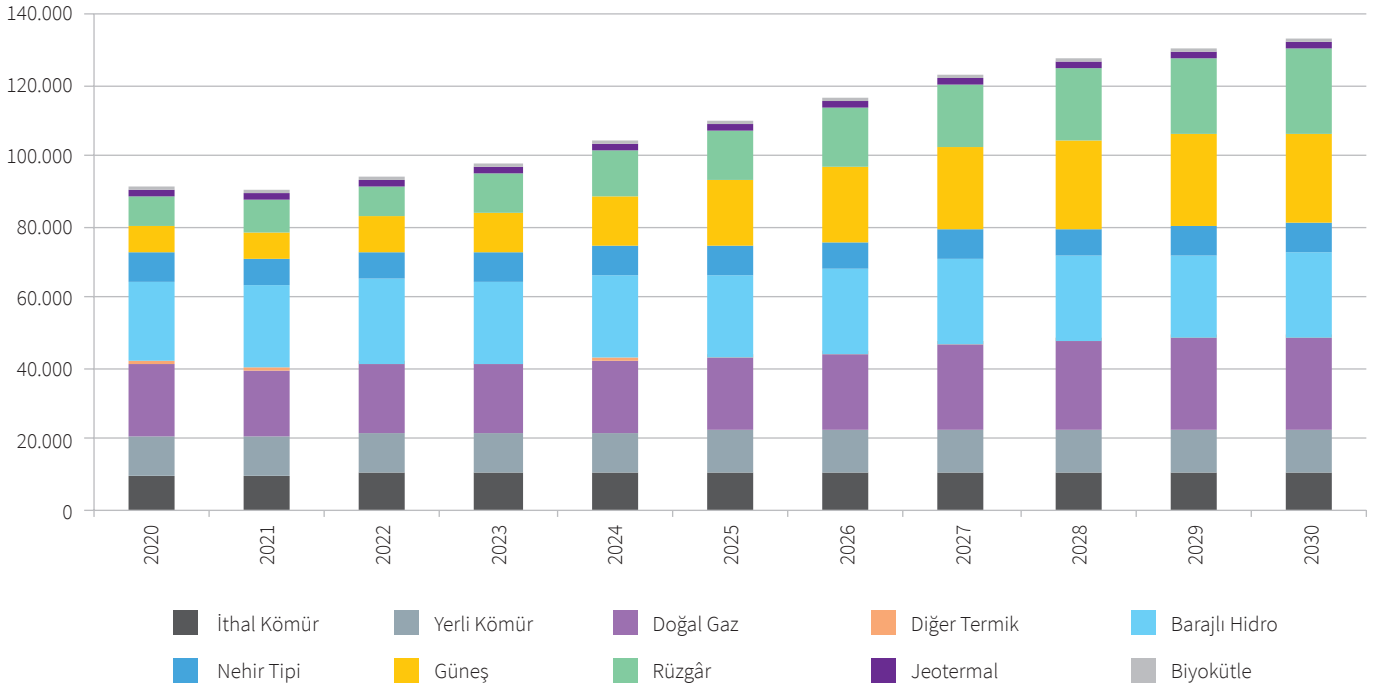
İthal kömür bakımından ise halihazırda inşaat süreci devam eden ve 2022 yılında devreye gireceği öngörülen EMBA Hunutlu Santrali dışında bir devreye giriş maliyet açısından mantıklı görülmemiştir. Devam etmekte olan 70 ABD doları/ton ithal kömür taban fiyat politikasının da bunda önemli bir etkisi bulunmaktadır.



Yerli kömür bakımından da maliyet bazlı devreye giriş, bilinen kömür havzaları göz önünde bulundurulduğunda, mantıklı görünmemektedir. Bunun tek istisnası Çayırhan Linyit Kömür Santrali'dir. İhalesi yapılan ve alım garantisi fiyatı belirlenmiş olan bu santral, maliyetinin belirlenmiş olan fiyatı karşıladığı 2025 yılında devreye alınmıştır. Nükleer santraller açısından da simülasyon periyodu boyunca LCOE hesabı, bu santralleri devreye alma kararı verecek seviyelerin çok üstünde kalmıştır. Bu nedenle, Akkuyu Nükleer Santral Projesi'nin kurulmasının ilk süreçleri başlamış olmasına karşın, sürece ilişkin çeşitli politik ve ekonomik belirsizlikler de göz önüne alınarak Mevcut Politikalar Senaryosu'nda 2027 yılında devreye girmesi öngörülen bu santral, Tam Piyasa Odaklı Senaryo'da devreye alınmamıştır.

**Şekil 34:** Tam Piyasa Odaklı Senaryo altında Kurulu Güç Gelişimi

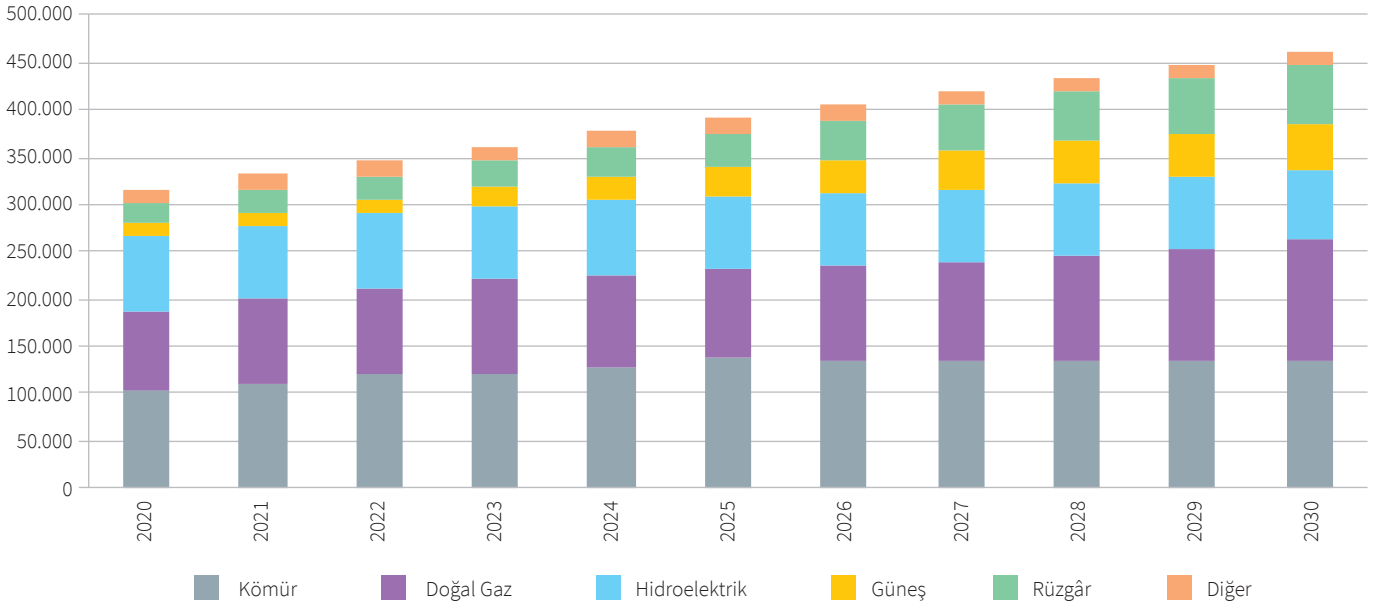
**Kurulu Güç (MW)**



Düşük talep senaryosunda, mevcut kurulu güce ilave kapasitelerle beraber 2030 yılında toplam kurulu gücün 133.297 MW değerine ulaşması beklenmektedir. Kurulu güç gelişimi, Şekil 34'te gösterilmektedir. Çalışma sonuçlarına göre 2030 yılında kurulu güçteki en büyük pay, %19,7 oranla doğal gaz santrallerine aittir. Güneş santralleri ise kurulu gücün %19,3'ünü oluşturmaktadır.

**Şekil 35: Tam Piyasa Odaklı Senaryo Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi**

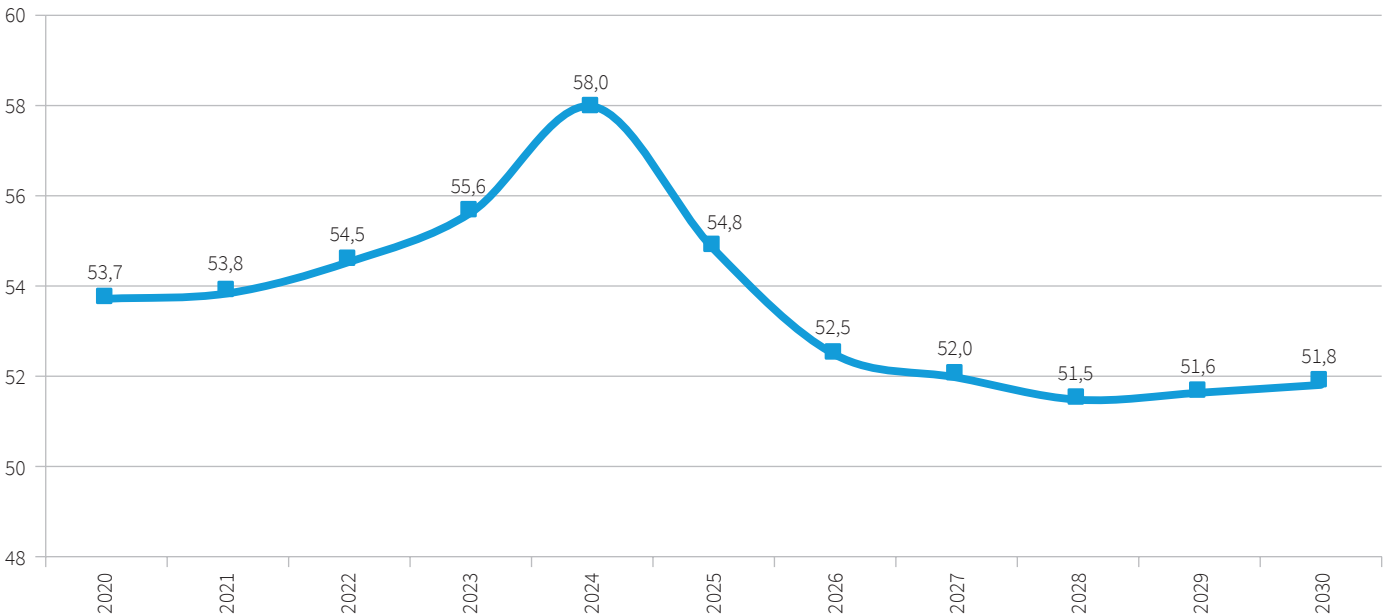
Elektirik Üretimi (GWh/yıl)



Değişen kurulu güç profiliyle birlikte üretim profili değişmiştir. Senaryo altından yapılan tahminde yenilenebilir enerji kaynakları, 2030 yılı için toplam üretimin %43,5'lik kısmından sorumlu olmaktadır. Kalan kısmın ise %29,4'ü kömürden, %27,3'ü ise doğal gazdan karşılanmaktadır.

**Şekil 36: Tam Piyasa Odaklı Senaryo Yıllık Ortalama Takas Fiyatı**

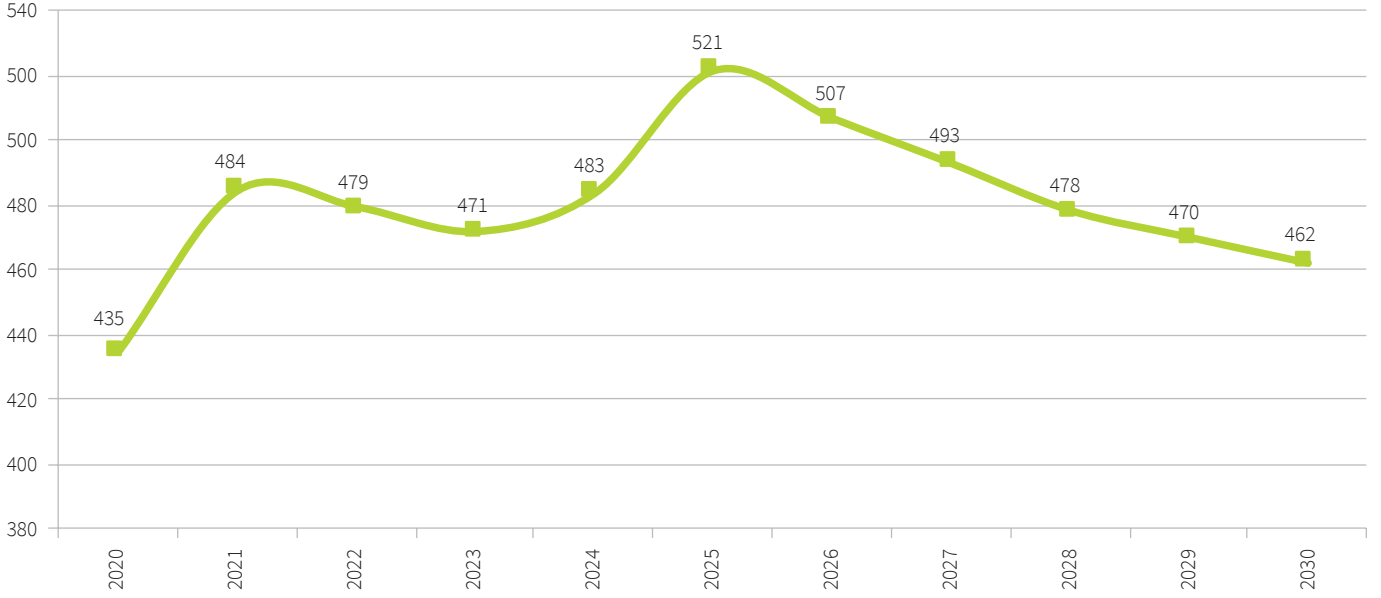
Yıllık Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/MWh)



Senaryo altında hesaplanan fiyatlar, 2024 yılına kadar önemli oranda bir artış göstermekte, sonrasında ise bir düşüş trendine girmektedir. Bunda 2025 yılında devreye giren Çayırhan Termik Santrali ve yıllar içinde artan yenilenebilir enerji yatırımları önemli rol oynamaktadır. 2026 yılından itibaren ise fiyatların yıllık değişim oranı oldukça azalmıştır. 2030 yılı için fiyat 51,8 ABD doları/MWh olarak hesaplanmaktadır.

**Şekil 37:** Tam Piyasa Odaklı Senaryo Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu

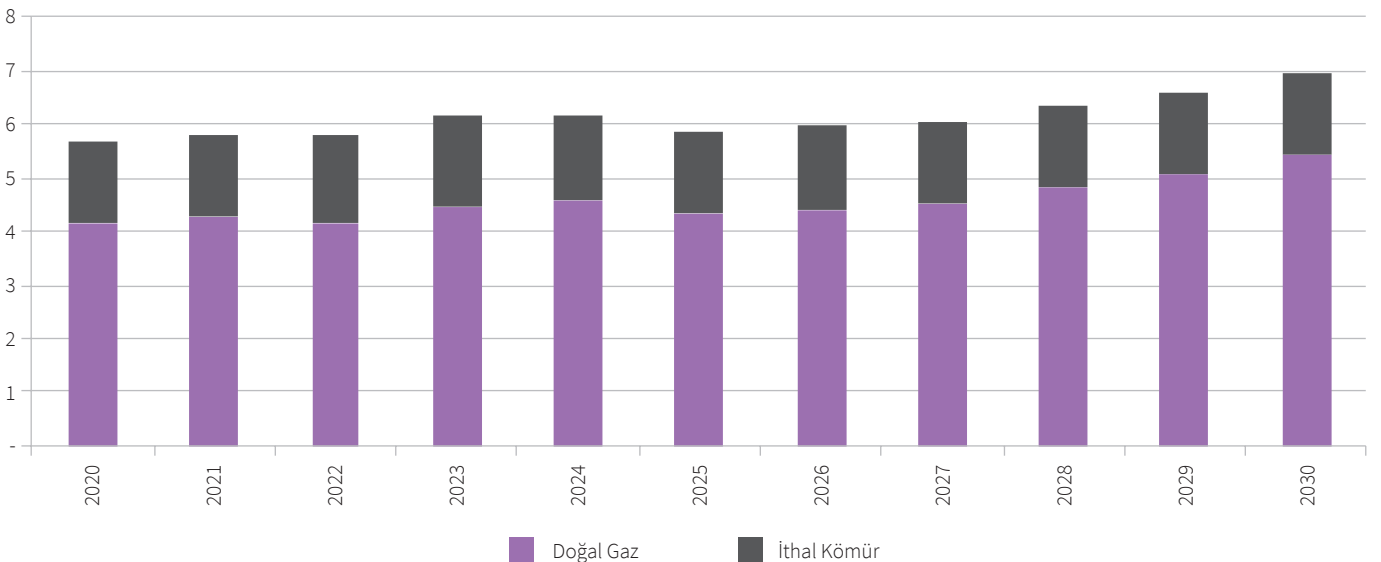
gram CO<sub>2</sub> eşdeğeri/kWh



Öte yandan 2020 yılında 435 gram CO<sub>2</sub> eşdeğeri/kWh olarak hesaplanan elektrik üretiminin karbon yoğunluğu değeri, 2021 yılında 485'e yükselmektedir. Bu durumda 2020 yılının belli aralıklarında, yeni baca filtresi düzenlemesi kapsamında kapalı olması beklenen bazı kömür santrallerinin, 2021 yılında açılması etkili olmuştur. 2021 yılından sonra ise azalan karbon yoğunluğunda devreye giren yenilenebilir enerji santralleri etkili olmuştur. 2024 ve 2025 yıllarında ise artan linyit kaynaklı elektrik üretimi ve Çayırhan Linyit Santrali'nin devreye girmesiyle birlikte karbon yoğunluğu bir miktar artmıştır. İlerleyen yıllarda ise verimli doğal gaz santralleri haricinde yeni termik santral yatırımlarının yapılmaması ve artan yenilenebilir enerji kurulu gücü, karbon yoğunluğunun giderek azalarak 2030 yılında 462 gram CO<sub>2</sub> eşdeğeri/kWh seviyesine gelmesini sağlamıştır. Yıllar içinde değişen karbon salım yoğunlukları, Şekil 37'de verilmiştir.

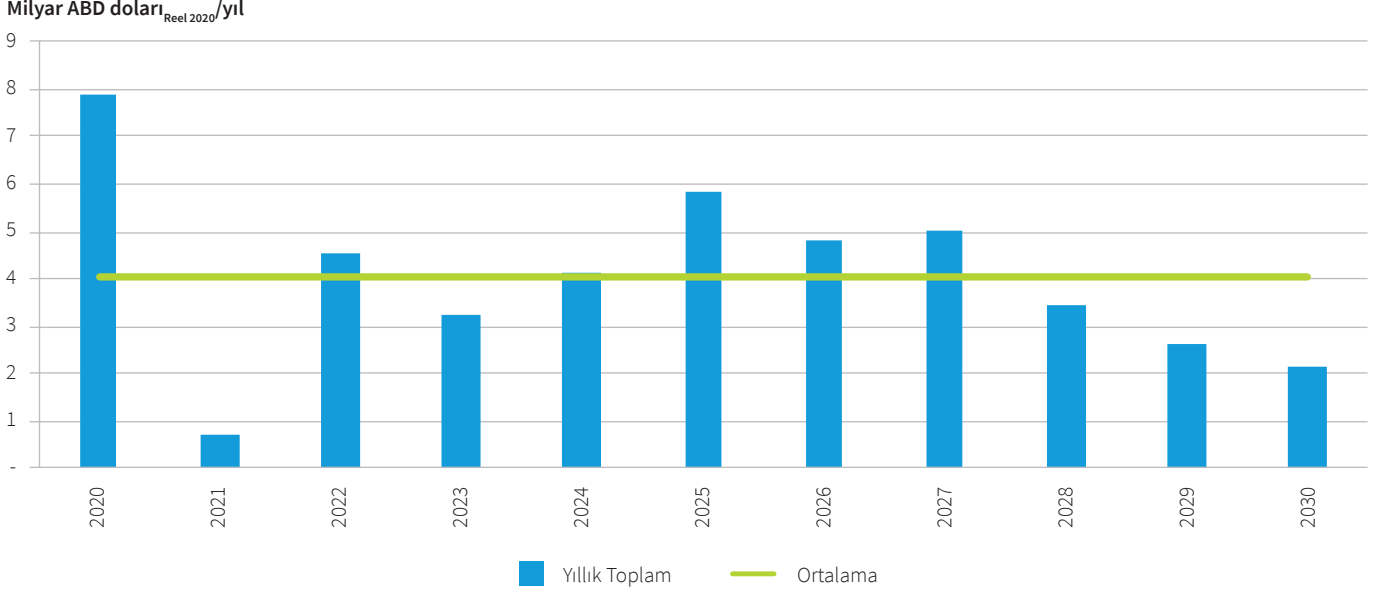
**Şekil 38:** Tam Piyasa Odaklı Senaryo İthal Yakıt Maliyetleri

Milyar ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/yıl



Senaryo kapsamında tahmin edilen ithal yakıt maliyetlerinin ise yıllar içerisinde arttığı görülmektedir. 2020 yılında 5,5 milyar ABD doları seviyesinde olan toplam ithalat maliyeti, 2030 yılında 7 milyar ABD doları seviyesine yaklaşmıştır. Bunda, özellikle artan doğal gaz tüketimi etkili olmuştur. 2025 yılında yaşanan düşüşte ise Çayırhan Linyit Santrali'nin devreye girmesi etkilidir. Yıllar içerisinde ithalat maliyetlerinin gelişimi, Şekil 38'de görülebilir.

**Şekil 39:** Tam Piyasa Odaklı Senaryo'da Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri



Şekil 39'da Tam Piyasa Odaklı Senaryo kapsamında, ihtiyaç duyulacak yıllık yatırım maliyetleri gösterilmektedir. Senaryo kapsamında, 2021 yılından itibaren yıllık ortalama 3,6 milyar ABD doları yatırım ihtiyacı doğacağı hesaplanmıştır.

### 5.2.3. Düşük Talep Senaryosu

Düşük Talep Senaryosu, Tam Piyasa Odaklı Senaryo ile aynı mantıkla yürütülmüştür. Buradaki temel fark, iki senaryo arasındaki talebin farklılığından ileri gelmektedir. Bu senaryoda özellikle enerji verimliliğine yapılacak yatırımlar neticesinde, elektrik talebindeki artış hızının önemli ölçüde azaltılacağı varsayılmıştır.

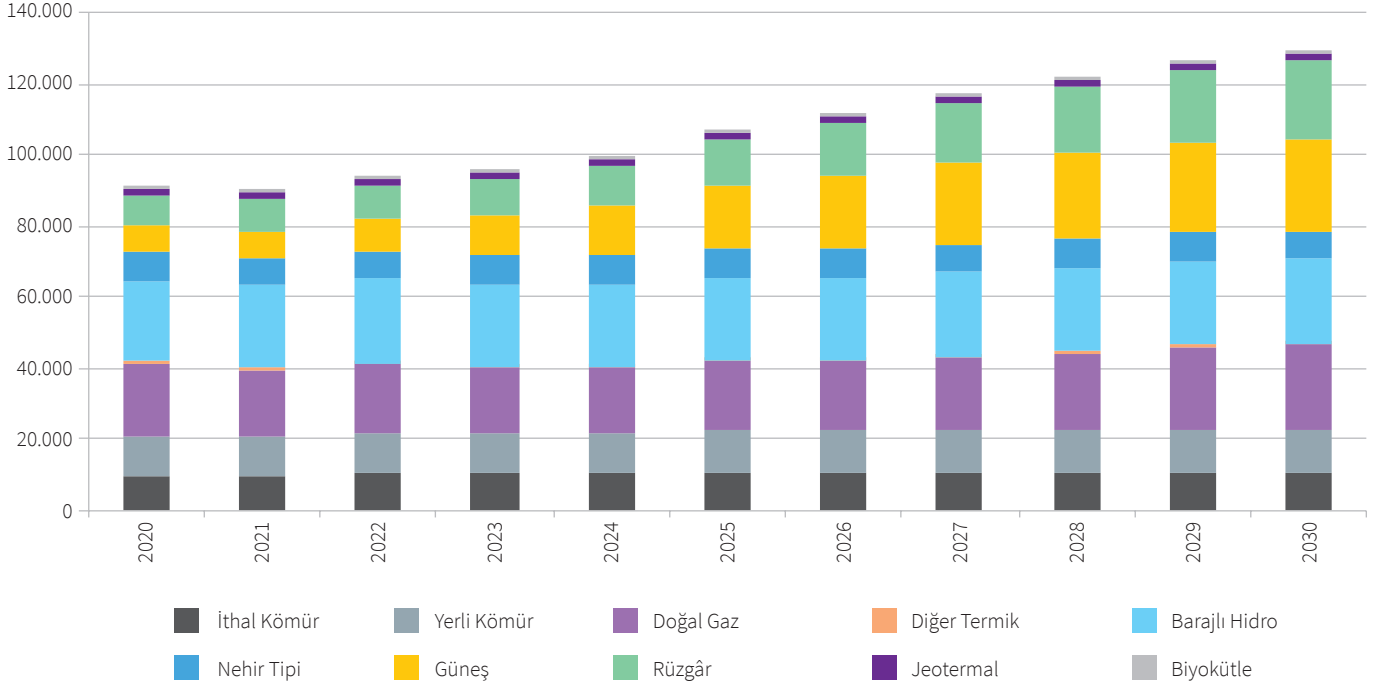
**Tablo 9:** Düşük Talep Senaryosu Yıllık Kapasite Artışları (MW)

Yıl	Nükleer	Doğal Gaz	İthal Kömür	Linyit	Biyokütle	Jeotermal	Barajlı Hidro	Akarsu	Rüzgâr	Güneş
2020	-	-	-	-	75	300	2.460	-	767	1.000
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	192	531
2022	-	1.540	1.320	-	-	-	540	-	320	1.787
2023	-	770	-	-	-	-	-	-	700	2.010
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	1.700	2.565
2025	-	1.520	-	720	-	-	-	-	1.800	3.544
2026	-	1.220	-	-	-	-	-	-	1.800	3.013
2027	-	1.176	-	-	-	-	-	-	1.700	2.258
2028	-	1.120	-	-	-	-	-	-	1.700	2.058
2029	-	1.830	-	-	-	-	-	-	1.800	979
2030	-	540	-	-	-	-	-	-	2.200	33

Varsayımlarda anlatıldığı temellere dayanarak çalışılan Düşük Talep Senaryosu'nda, mevcut kapasiteye ekleneceği hesaplanan kapasiteler, Tablo 9'da gösterilmektedir. Tam Piyasa Odaklı Senaryo'dan farklı olarak daha az doğal gaz santrali, yeniden işletmeye geçme kararı almıştır. Bunun yanı sıra Düşük Talep Senaryosu'nda ilave doğal gaz kurulu gücü, yalnızca 2030 yılında gerçekleşmiştir. Düşük talebin sonucu olarak ilk senaryoya kıyasla daha az rüzgâr kurulu gücü devreye girmiştir. Güneş kurulu gücünde yaşanan artışlar ise ilk senaryoya oldukça yakındır. Bunun temel nedeni, öz tüketim amaçlı kurulan güneş santrallerinin yaratacağı kazançların piyasa takas fiyatından nispeten bağımsız olmasıdır.

**Şekil 40: Düşük Talep Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi**

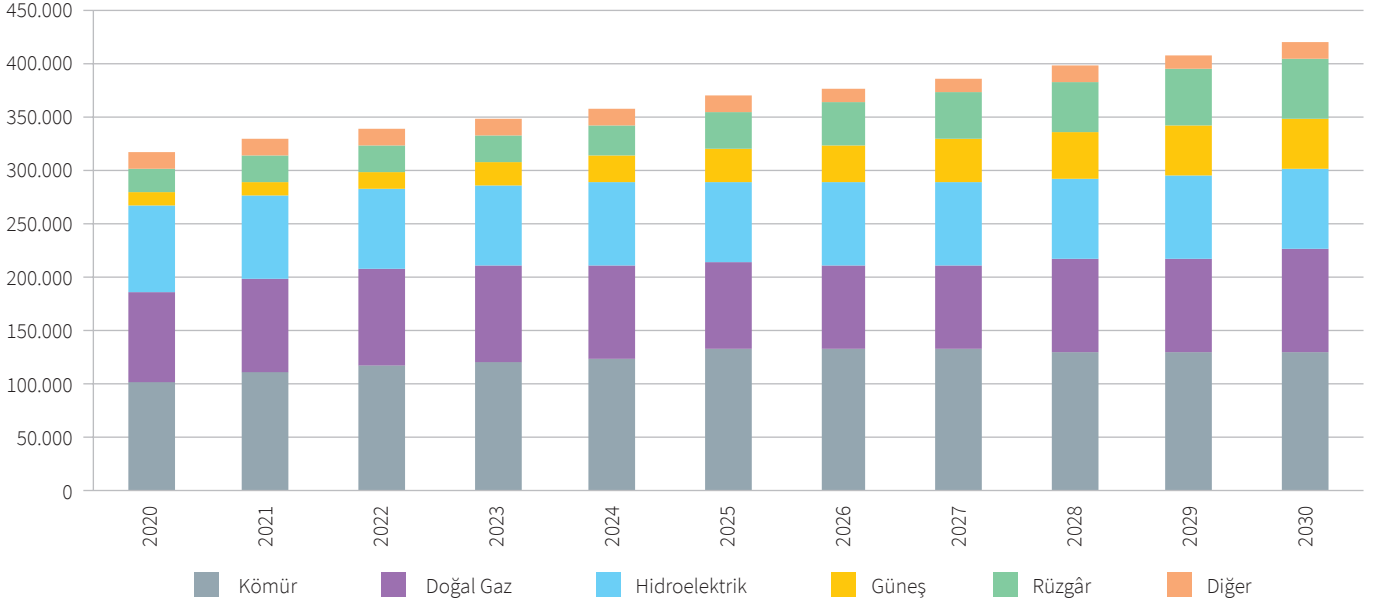
**Kurulu Güç (MW)**



Düşük Talep Senaryosu'nda, mevcut kurulu güce ilave kapasitelerle beraber 2030 yılında toplam kurulu gücün 129.171 MW değerine ulaşması beklenmektedir. Kurulu güç gelişimi, Şekil 40'ta gösterilmektedir. Çalışma sonuçlarına göre 2030 yılında kurulu güçteki en büyük pay, %19,9 oranla güneş enerjisi santrallerine aittir. Doğal gaz santralleri ise 2030 yılında 24.216 MW ile toplam kurulu gücün %18,7'sini oluşturmaktadır.

Şekil 41: Düşük Talep Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi

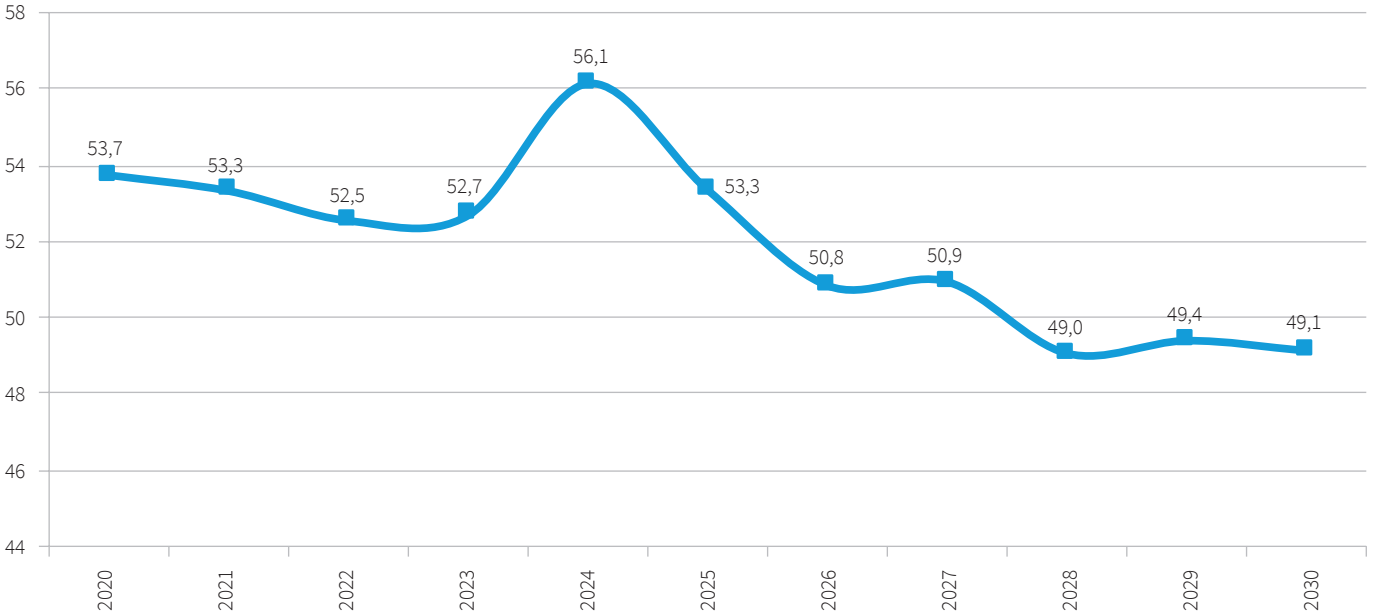
Elektirik Üretimi (GWh/yıl)



Değişen kurulu güç profiliyle birlikte üretim profili değişmiştir. Senaryo altından yapılan tahminde, yenilenebilir enerji kaynakları, 2030 yılı için toplam üretimin %46,4'lük kısmını karşılamaktadır.

Şekil 42: Düşük Talep Senaryosu Yıllık Ortalama Takas Fiyatı

Yıllık Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD doları<sub>Reel2020</sub>/MWh)

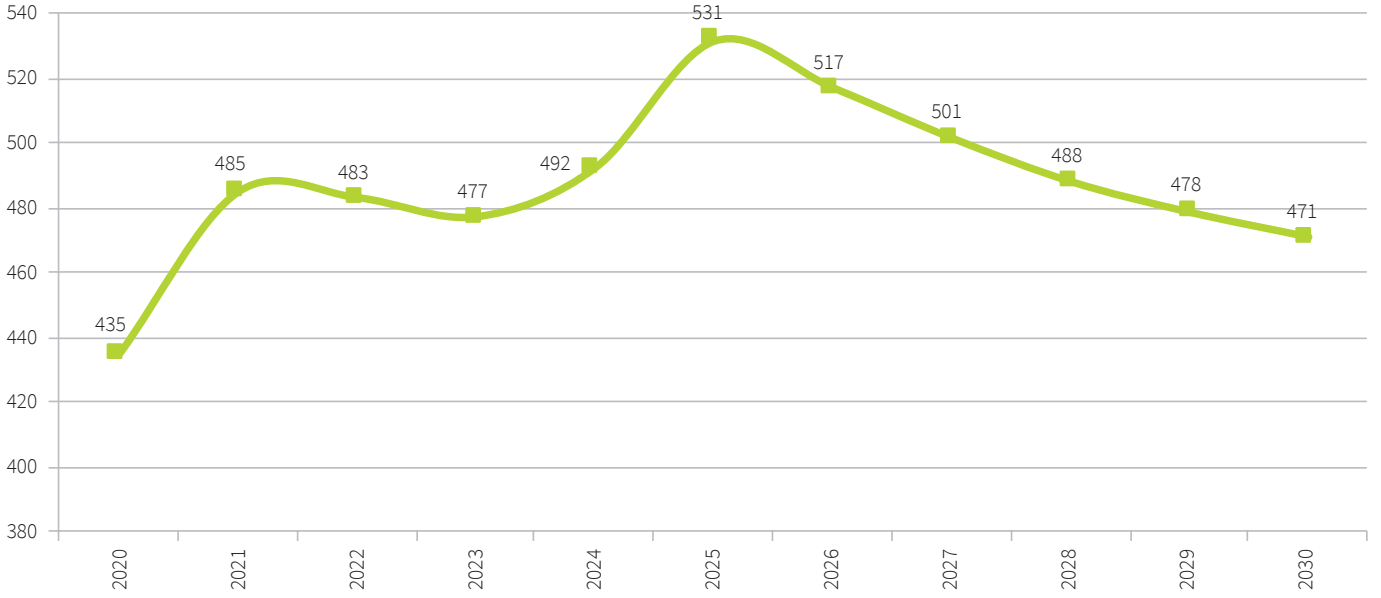


Düşük talebin sonucu olarak fiyatların, Tam Piyasa Odaklı Senaryo'ya kıyasla daha düşük olduğu gözlemlenmiştir. Çalışma sonucu ortaya çıkan fiyatlar, Şekil 42'de gösterilmektedir. Çayıran Termik Santrali'nin devreye girişi, Tam Piyasa Odaklı Senaryo'da olduğu gibi fiyatlar üzerinde azaltıcı etki sağlamıştır. Öte yandan elektrik fiyatlarının baz senaryoya kıyasla daha düşük gerçekleşmesi, zaman içerisinde enerji verimliliği yatırımlarının cazibesini düşürebilir ve bu da talep üzerinde artırıcı bir etki yaratabilir.



**Şekil 43:** Düşük Talep Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu

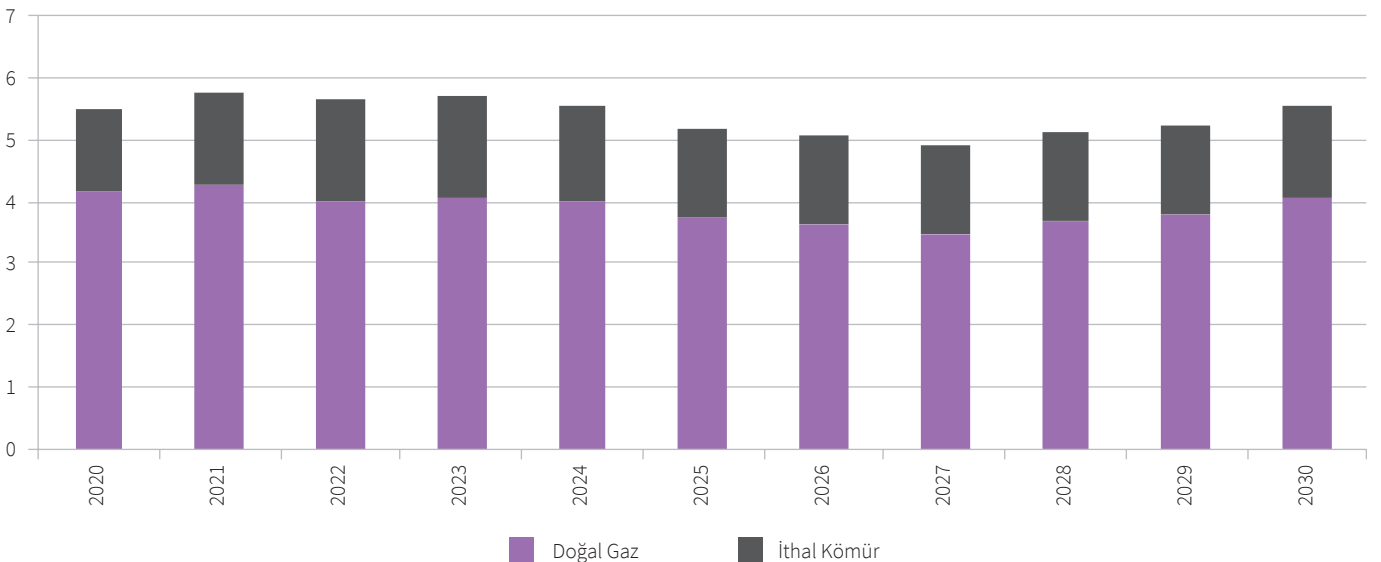
gram CO<sub>2</sub> eşdeğeri/kWh



Şekil 43'te gösterilen Düşük Talep Senaryosu karbon salım yoğunluğu miktarları, Tam Piyasa Odaklı Senaryo ile benzer bir trendi takip etmektedir. Bu senaryo kapsamında elektrik talep artışı, diğer senaryolara kıyasla daha az gerçekleşmiş olmasından dolayı halihazırda arz fazlasının olduğu elektrik sisteminde, 2030 yılına kadar yeni santral yatırımları sınırlı olacaktır. Dolayısıyla diğer senaryolara kıyasla tüm santral yatırımlarının sınırlı kaldığı bu senaryoda, devreye giren yenilenebilir enerji kurulu gücünün daha düşük kalması nedeniyle, karbon salım yoğunluğu da Tam Piyasa Odaklı Senaryosu'nun bir miktar yukarısında kalmıştır. Ancak diğer senaryolara kıyasla elektrik sisteminde daha az üretim ihtiyacının olması nedeniyle, bu senaryo kapsamında salınan toplam CO<sub>2</sub> eşdeğeri miktarı nispeten daha düşük kalmaktadır. Tüm bu sonuçlar daha temiz bir enerji sistemine geçişte, enerji verimliliğinin önemini tekrar göstermektedir.

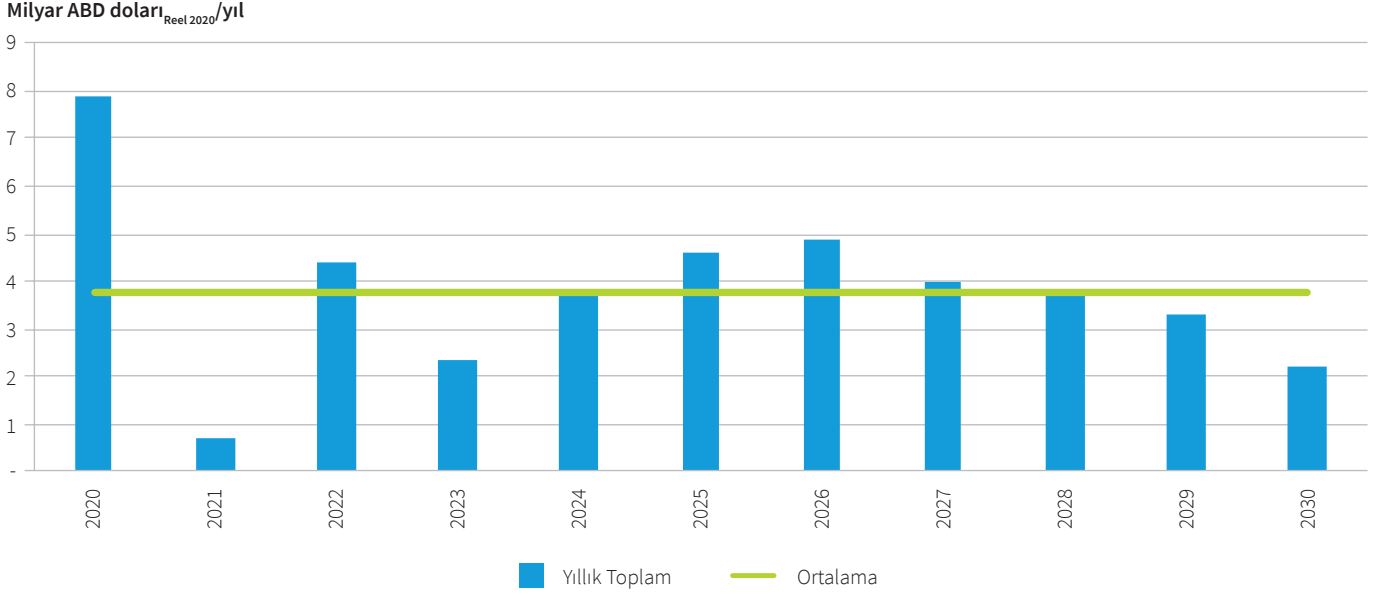
**Şekil 44:** Düşük Talep Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri

Milyar ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/yıl



Şekil 44'te gösterilen Düşük Talep Senaryosu ithal yakıt maliyetleri de ilk senaryoya oranla daha düşük bir seyir izlemektedir. Yıllar içerisinde artış ve azalışlar gözlemlenmesine karşın 2020 yılında, 5,5 milyar ABD doları olarak hesaplanan toplam ithal yakıt maliyeti, 2030 yılında da artmadan 5,5 milyar ABD doları olarak gerçekleşmiştir.

**Şekil 45: Düşük Talep Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri**



Düşük talebin ve fiyatların etkisiyle Düşük Talep Senaryosu kapsamında hesaplanan ortalama yatırım maliyetleri de daha düşük bir seyir izlemektedir. Şekil 45'te görüldüğü gibi bu senaryoda ihtiyaç duyulan ortalama yıllık yatırım maliyeti, 3,8 milyar ABD doları seviyesindedir.

#### 5.2.4. Yerli Kaynak Senaryosu

Yerli Kaynak Senaryosu ile amaçlanan, enerji hedefleri açısından yerlilik hedefine öncelik verilmesi durumunda oluşacak optimum kapasite karışımına ulaşmaktır. Bu bağlamda yenilenebilir enerji kaynakları için bir alım garantisi varsayımı, yerli kömür santralleri için ise piyasa fiyatı üzerine uygulanacak bir prim miktarı varsayımı geliştirilmiştir. Senaryonun diğer tüm parametreleri, Tam Piyasa Odaklı Senaryo ile aynıdır. Uygulanan teşvik miktarlarına, 4.2.6 no'lu bölümde yer verilmiştir.

Getirilen bu teşvikler sonucunda, kurulu güç gelişiminde önemli değişiklikler olmuştur. Rüzgâr santralleri açısından ilk yıllarda, önemli bir değişiklik yoktur. Bunun nedeni, varsayılan alım garantisinin, piyasa fiyatlarının önemli ölçüde üstünde olmamasındandır. Öte yandan, alım garantisi simülasyonun ilerleyen yıllarında, piyasa fiyatlarının düşmesine rağmen rüzgâr devreye girişlerinin yavaşlamamasında etkili olmuştur.

İlk yıllar için en önemli fark, güneş kurulu gücündeki artışlarda olmuştur. Lisanssız güneş devreye girişlerinde önemli bir fark olmamasına karşın, bu santrallere lisanslı güneş yatırımlarının da eklenmesi, güneş enerjisi kurulu güç artışlarını oldukça yükseltmiştir. Lisanslı güneş santrallerinin devreye girmesi, GÖP'teki satış fiyatlarını önemsiz hale getiren alım garantisinin sağlanmasıyla mümkün hale gelmiştir. Bunun

sonucunda 2030 yılı sonundaki toplam güneş enerjisi kurulu gücü, diğer bütün senaryoların önüne geçerek 31,6 GW seviyesine ulaşmıştır.

Varsayılan alım garantileriyle birlikte biyokütle yatırımları da cazip hale gelmiş ve tahmin periyodu boyunca, az miktarlarda yeni biyokütle kurulu gücü devreye girmiştir. Sağlanan alım garantisi kapsamında jeotermal enerji santralleri ise 2028 yılında, cazip yatırımlar haline gelmiş ve bu yıldan itibaren az miktarda bir jeotermal kurulu gücü devreye girmiştir. Akarsu hidroelektrik yatırımları ise sağlanan alım garantisine rağmen tahmin periyodu boyunca devreye girememiştir.

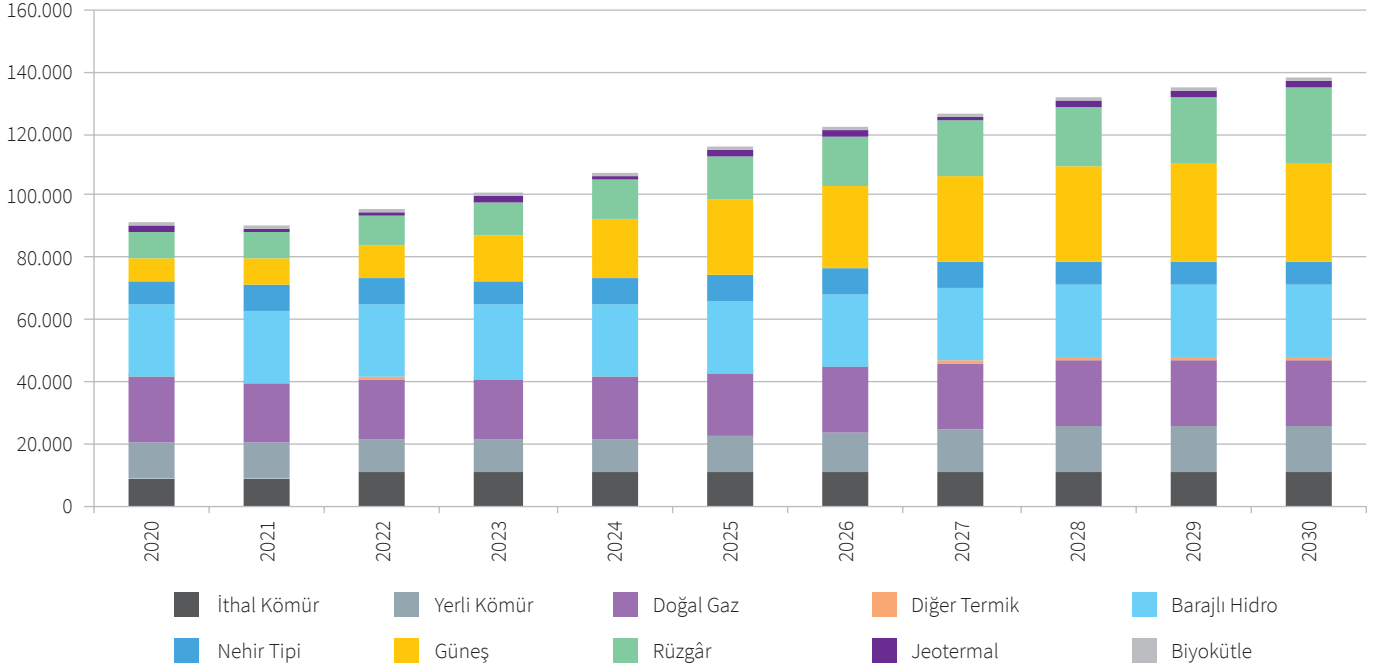
**Tablo 10: Yerli Kaynak Senaryosu Yıllık Kapasite Artışları (MW)**

Yıl	Nükleer	Doğal Gaz	İthal Kömür	Linyit	Biyokütle	Jeotermal	Barajlı Hidro	Akarsu	Rüzgâr	Güneş
2020	-	-	-	-	75	300	2.460	-	767	1.000
2021	-	-	-	-	50	-	-	-	192	1.499
2022	-	1.540	1.320	-	50	-	540	-	320	2.972
2023	-	1.520	-	-	40	-	-	-	1.700	3.505
2024	-	1.612	-	-	40	-	-	-	1.700	4.369
2025	-	-	-	720	40	-	-	-	1.700	4.845
2026	-	1.150	-	1.000	40	-	-	-	1.700	2.532
2027	-	575	-	1.000	40	-	-	-	1.800	1.688
2028	-	-	-	1.000	40	80	-	-	2.200	1.871
2029	-	-	-	-	40	80	-	-	2.200	783
2030	-	-	-	-	40	80	-	-	2.200	521

Sağlanan primle birlikte linyit santralleri ise 2025 yılından itibaren cazip yatırımlar haline gelmişlerdir. Bu yıldan itibaren dört yıl içerisinde, toplam 3,7 GW linyit kurulu gücü devreye girmiştir. Sonraki yıllar için ise düşen piyasa fiyatları, sağlanan teşvike rağmen bu santrallerin devreye girmesini engellemiştir.

**Şekil 46: Yerli Kaynak Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi**

**Kurulu Güç (MW)**

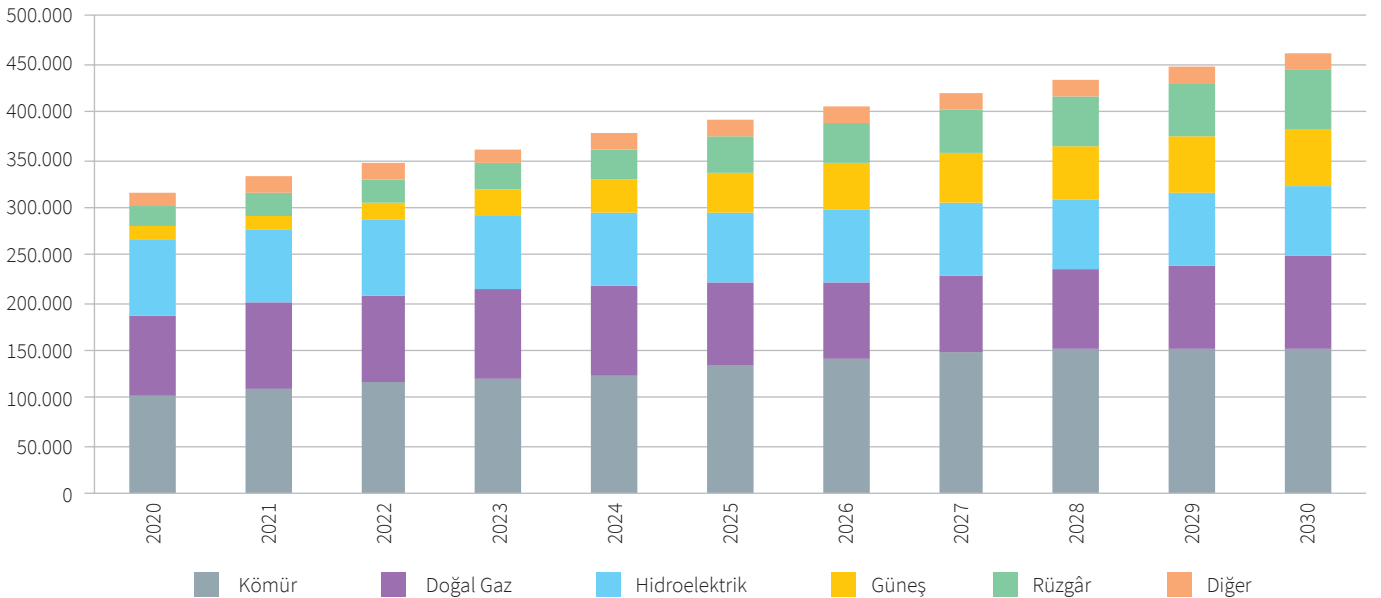


Yenilenebilir enerji ve yerli kömürün, yapılan yatırımlar neticesinde piyasa fiyatları düşmüş ve bu durum en çok doğal gaz santrallerini olumsuz etkilemiştir. Halihazırda 'mothball' kararı almış olan santraller, diğer senaryolara benzer bir şekilde tekrar devreye girmişlerdir. Fakat kapatılmış olan kamu santralleri, diğer senaryoların aksine, bu senaryoda tekrar yenilenmemiştir. Bunun nedeni, düşük seyreden piyasa fiyatlarının bu yatırımları olanaksız hale getirmesidir.

Öte yandan doğal gaz santrallerine yatırım yapılmaması, sistemde bir esneklik ihtiyacını doğurmuş ve SFK fiyatlarını önemli derecede yükseltmiştir. Bu da gaz motoru yatırımlarını, cazip ve gerekli hale getirmiştir. Bu nedenle 2026 ve 2027 yıllarında, toplam 1,5 GW civarında bir kurulu güce sahip gaz motoru devreye alınmıştır.

**Şekil 47: Yerli Kaynak Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi**

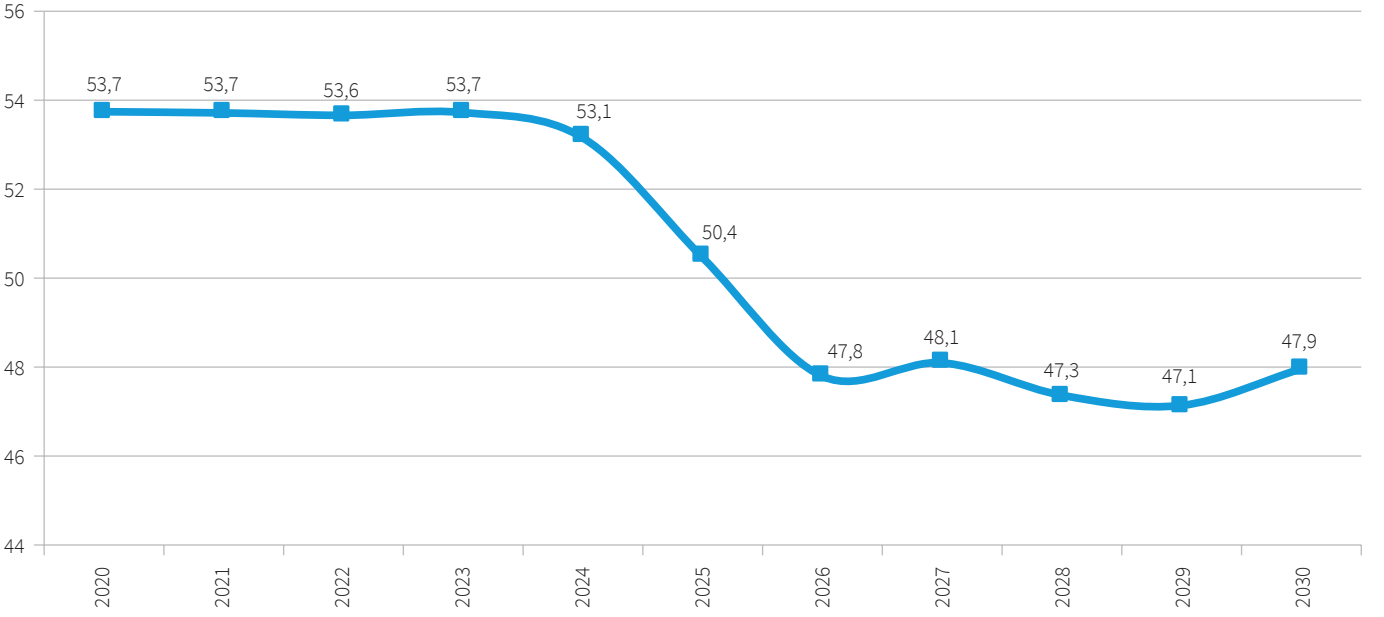
**Elektrik Üretimi (GWh/yıl)**



Senaryo kapsamında tahmin edilen kaynak bazlı üretim gelişimi, Şekil 47’de görülmektedir. Bu rakamlara göre özellikle Karbon Maliyet Senaryosu’na kıyasla oldukça farklı bir resim ortaya çıkmaktadır. 2030 yılı için kömür üretiminin toplam üretimdeki payı, %33’e ulaşırken doğal gaz kaynaklı üretimin payı, %20 seviyesinde kalmıştır. Aynı yıl rüzgâr ve güneş üretiminin toplamı ise %26 seviyesine gelmiştir. 2030 yılında yapılan elektrik üretiminin yaklaşık %66’sı yerli kaynaklardan gerçekleştirilmiştir. Aynı rakam, Tam Piyasa Odaklı Senaryo için %58, Düşük Talep Senaryosu için %63, Karbon Maliyeti Senaryosu için ise %52’dir. Bu da yerli kaynakların üretimdeki payını artırmak için belirlenmiş politikaların büyük oranda başarılı olduğunu göstermektedir.

**Şekil 48: Yerli Kaynak Senaryosu Yıllık Ortalama Takas Fiyatı**

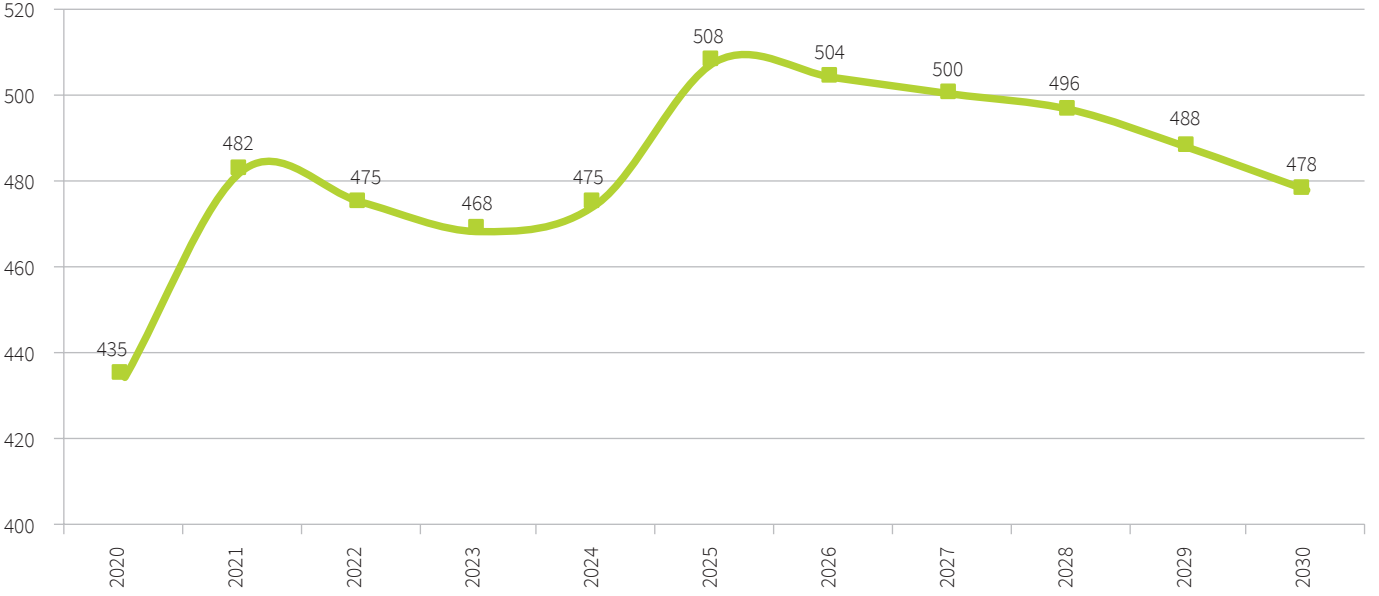
Yıllık Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/MWh)



Şekil 48’de verilen yıllık ortalama piyasa fiyatlarına bakıldığında, fiyatların Tam Piyasa Odaklı Senaryo’nun oldukça altında seyrettiği görülmektedir. Bunda etkili olan temel nedenler, ilk yıllardaki yüksek güneş kapasite artışlarının ve sonraki yıllarda eklenen düşük marjinal maliyetli linyit santrallerinin piyasada yaptığı etkidir. Biyokütle ve jeotermal yatırımlarının da nispeten küçük bir etkisi olduğundan da bahsedilebilir.

**Şekil 49: Yerli Kaynak Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu**

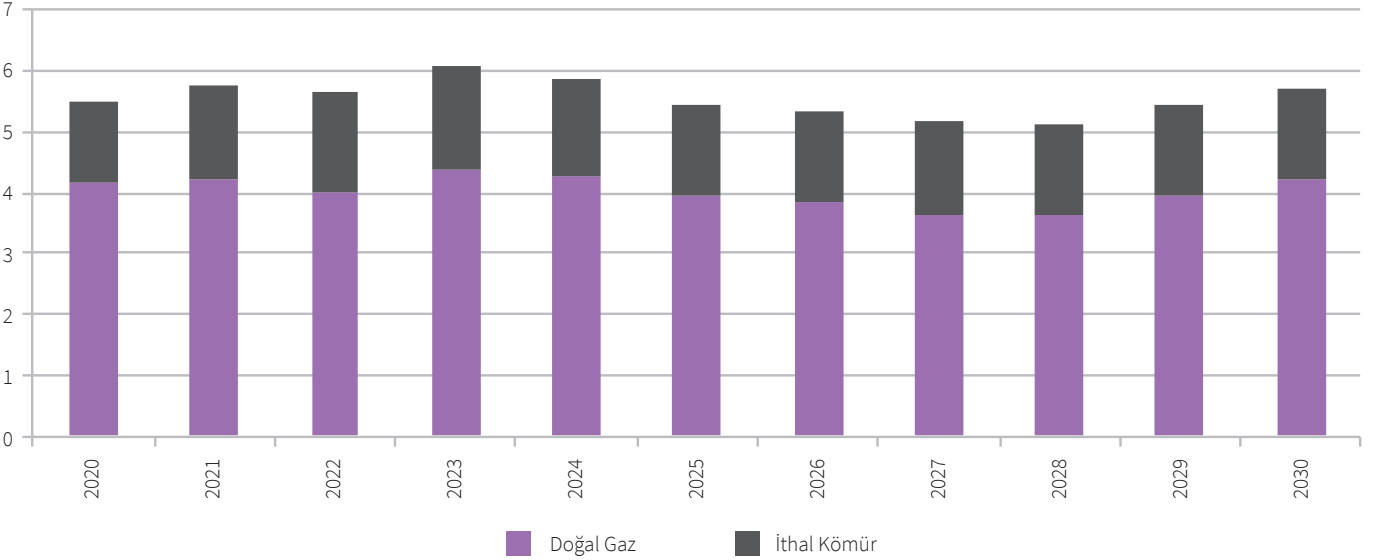
gram CO<sub>2</sub> eşdeğeri/kWh



Senaryoda oluşmuş olan karbon salım yoğunluğu, Tam Piyasa Odaklı Senaryo'nun biraz üzerinde kalmaktadır. Bunun nedeni, bu senaryoda devreye giren linyit kapasitesindeki artışın güneş kapasitesindeki artışla bir bakıma dengeleniyor olmasıdır. Senaryo için yıllık karbon salım yoğunlukları, Şekil 49'da verilmiştir.

**Şekil 50: Yerli Kaynak Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri**

Milyar ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/yıl

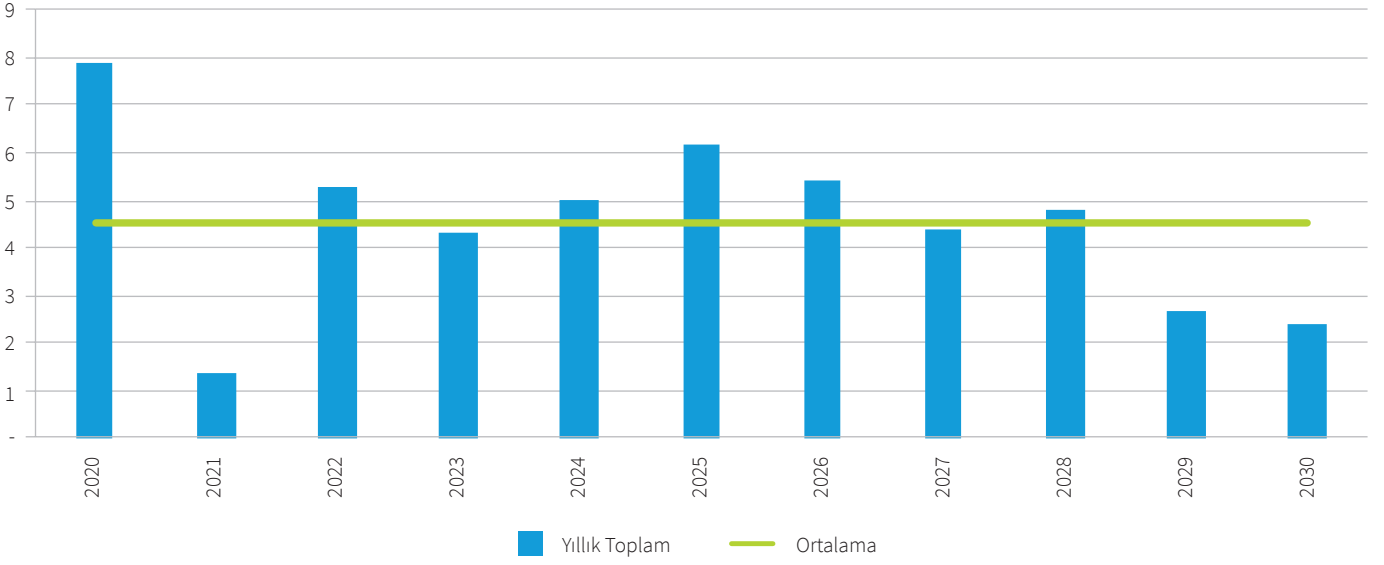


Yerli Kaynak Senaryosu'nda tahmin edilen yıllık ithalat maliyeti miktarları, Şekil 50'de verilmiştir. Buna göre, tahmin periyodu boyunca artan elektrik talebine karşılık ithalat maliyetlerinin büyük oranda sabit kaldığı ve bazı yıllar için önemli düşüşler gösterdiği gözlenmektedir. 2020 yılında 5,5 milyar ABD doları civarında olan ithalat maliyetleri, 2030 yılında ancak 5,7 milyar ABD doları seviyesine çıkmıştır.



**Şekil 51:** Yerli Kaynak Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri

Milyar ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/yıl



Yerli Kaynak Senaryosu için hesaplanan yıllık yatırım maliyetleri, Şekil 51'de gösterilmektedir. Buna göre bu senaryo boyunca ihtiyaç duyulacak yıllık 4,5 milyar ABD doları civarındaki yatırım, Tam Piyasa Odaklı Senaryo'ya kıyasla önemli ölçüde daha yüksektir.

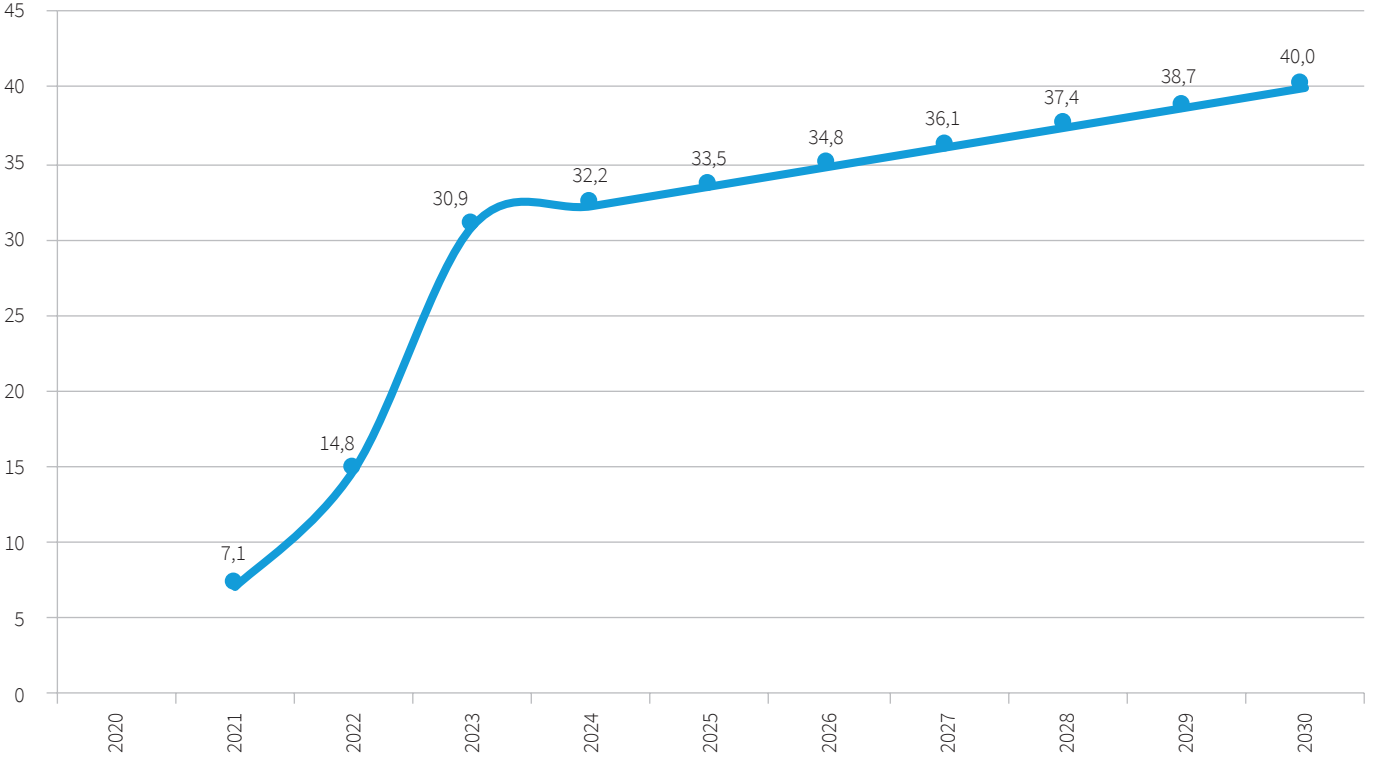
### 5.2.5. Karbon Maliyeti Senaryosu

Karbon Maliyeti Senaryosu'nda, Tam Piyasa Odaklı Senaryo'dan farklı olarak 2021 yılından başlayarak tüm termik santraller için saldıkları sera gazı oranında geçerli olacak bir karbon maliyeti uygulanmıştır. Bu fiyatın detaylarına, 4.2.5 no'lu bölümde yer verilmiştir. Senaryo için kullanılan diğer varsayımlar, Tam Piyasa Odaklı Senaryo ile aynıdır.

Karbon fiyatı, 2021 yılında nispeten düşük 7,1 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri olarak uygulanmış ve kademeli olarak yükseltilerek 2030 yılında 40,0 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri mertebesine çıkartılmıştır. Bu derecede bir karbon fiyatı uygulanmasının, piyasadaki farklı parametreler üzerinde ciddi etkileri olduğu gözlemlenmiştir.

## Şekil 52: Karbon Senaryosu Karbon Fiyatı Miktarı

Uygulanan Karbon Fiyatı (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri)



Karbon fiyatlandırmasının etkisiyle, simulasyonun ilk yıllarında piyasa fiyatları önemli oranlarda artmış, bu artış 2023 yılında karbon fiyatının %100 olarak uygulanmasıyla birlikte zirve yapmıştır. Bu durumun kurulu güç artışları açısından önemli sonuçları olmuştur.

Artan fiyatların etkisiyle devreye giren rüzgâr kurulu gücü miktarı, diğer senaryolara kıyasla önemli oranda yüksek gerçekleşmiştir. Artan fiyatlarla birlikte diğer senaryolar altında cazip görünmeyen bazı bölgeler için de rüzgâr enerjisi yatırımları cazip hale gelmiş ve daha çok bölgede rüzgâr enerjisi yatırımı yapma imkânı oluşmuştur.

Güneş santralleri için de benzer bir durum vardır. Lisanssız güneş santrali yatırımları, artan fiyatlarla birlikte daha da cazip hale gelmiş ve bunun sonucunda ilk yıllarda daha fazla güneş kurulu gücü devreye alınmıştır. Fakat bunun sonucunda, lisanssız kurulu gücü için belirlenmiş olan il bazlı limitlere, 2029 yılında ulaşılmıştır ve bu yıldan sonra güneş kurulu güç artışları sonlanmıştır.

Öte yandan, artan fiyatlara rağmen lisanslı güneş yatırımları hala cazip değildir. Bunun nedeni, devreye giren yüksek lisanssız güneş kapasitesinin öğlen vakitlerindeki fiyatı yüksek oranda baskılaması ve bunun sonucunda lisanslı güneş santralleri için ulaşılabilecek ortalama satış fiyatlarının, bu santrallerin maliyetlerini karşılamaya yetmemesidir. Bu durum da güneş yatırımları için uygulanabilecek alım garantisi desteklerinin, ne kadar büyük önem arz ettiğini göstermektedir.

Diğer yenilenebilir kaynak türleri için de benzer bir durum söz konusudur. Artan fiyatlara rağmen jeotermal, biyokütle ve akarsu hidro yatırımları, cazip hale gelmediği için bu kaynak türlerinden devreye girişler olmamıştır. Alım garantisi teşviki uygulanmadığı durumlarda, bu kaynak türlerine yatırım yapılmasının oldukça zor olacağı görülmektedir.

**Tablo 11:** Karbon Maliyeti Senaryosu Yıllık Kapasite Artışları (MW)

Yıl	Nükleer	Doğal Gaz	İthal Kömür	Linyit	Biyokütle	Jeotermal	Barajlı Hidro	Akarsu	Rüzgâr	Güneş
2020	-	-	-	-	75	300	2.460	-	767	1.000
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	192	532
2022	-	1.540	1.320	-	-	-	540	-	1.020	2.160
2023	-	1.520	-	-	-	-	-	-	2.200	3.563
2024	-	4.070	-	-	-	-	-	-	2.200	3.595
2025	-	2.430	-	-	-	-	-	-	2.240	3.595
2026	-	1.200	-	-	-	-	-	-	2.240	3.064
2027	-	1.800	-	-	-	-	-	-	2.240	1.940
2028	-	1.800	-	-	-	-	-	-	2.240	532
2029	-	1.800	-	-	-	-	-	-	2.240	-
2030	-	1.800	-	-	-	-	-	-	2.280	-

Karbon Maliyeti Senaryosu kapsamında gözlemlenen bir diğer olgu da doğal gaz santralleriyle ithal kömür santralleri arasında değişen ilişkidir. Özellikle 2023 yılında, karbon maliyetinin tam olarak yansıtılmasından itibaren çoğu ithal kömür santralının marjinal maliyeti, doğal gaz santrallerinin marjinal maliyetlerinin üstüne çıkmıştır. Bu durumda ithal ve yerli kömür santrallerinin karbon maliyetinden daha yüksek oranda etkilenmelerinin yanı sıra, sabit kalan ithal kömür fiyatına karşılık giderek düşeceği kabul edilen doğal gaz yakıt fiyatları da rol oynamaktadır.

Bu faktörlerin sonucunda doğal gaz santralleri, piyasada çok avantajlı bir konuma geçmiş ve merit order'da ithal kömür ve doğal gaz santralleri yer değiştirmiştir. İlerleyen yıllarda doğal gaz santralleri, yüksek spread seviyeleriyle baz yük olarak çalışır duruma gelmişlerdir.

Bu durumda pek çok ithal kömür ve linyit santrali ise çalışamaz duruma gelmiş ve en verimsiz santraller, kademeli olarak yıllar içerisinde devreden çıkmışlardır. Buna karşılık doğal gaz yatırımları, çok artmış ve 2030 yılındaki doğal gaz kurulu gücü, 33,9 GW seviyesine erişmiştir. Bu, diğer bütün senaryolara göre oldukça farklı bir durumdur. Yıllık olarak devreden çıkan bu kömür kurulu güç miktarı, Tablo 12'de verilmiştir. Bu devreden çıkmalar neticesinde, 2030 yılı için devrede kalan kömür kurulu güç miktarı, 8,8 GW seviyesine düşmektedir.

**Tablo 12:** Karbon Maliyeti Senaryosu Yıllık Kömür Kapasite Azalışı (MW)

Yıl	İthal Kömür	Yerli Kömür
2020	-	-
2021	-	-
2022	-	-
2023	-	-
2024	565	3.714
2025	1.670	405
2026	3.030	-
2027	1.300	-
2028	-	620
2029	700	-
2030	-	630

Nükleer enerji ise yüksek oranda artan fiyatlara rağmen halen maliyetini karşılayan bir seçenek olamamıştır. Bu nedenle, simülasyon kapsamında bir nükleer enerji yatırımı söz konusu olmamıştır.

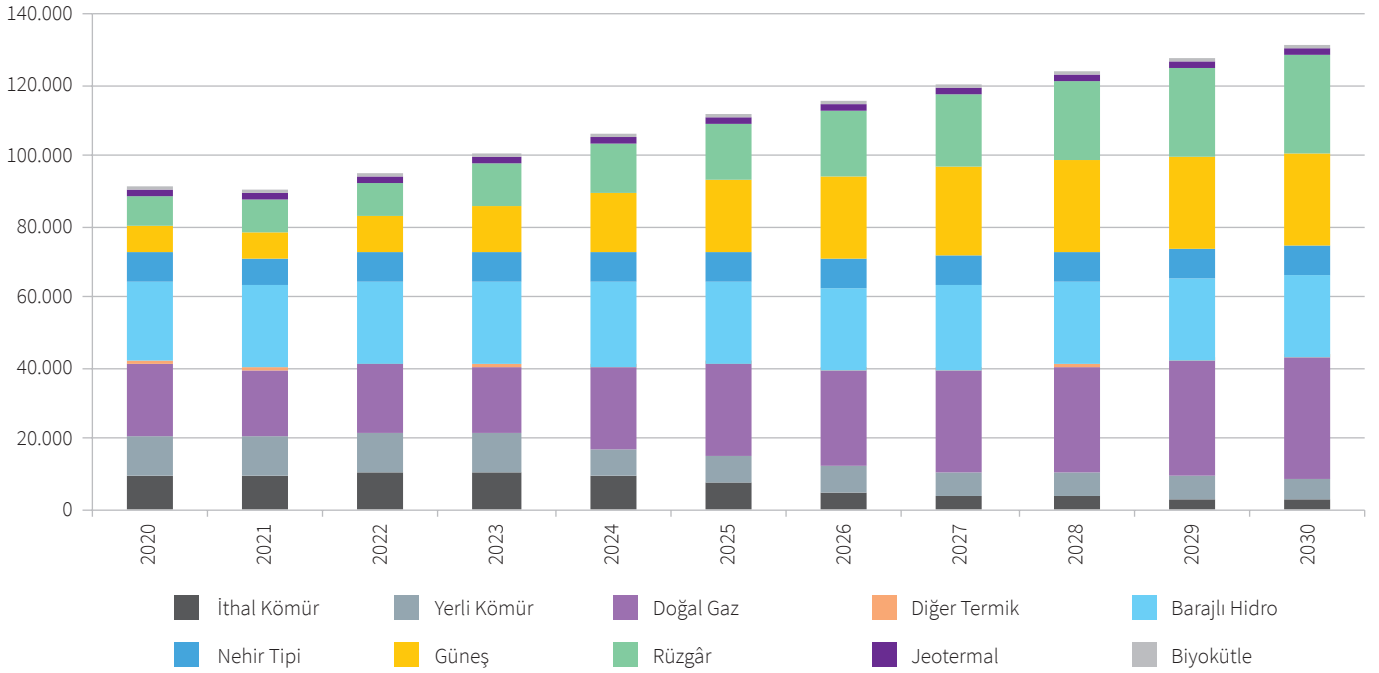
Artan yenilenebilir enerji üretimi ve kesintili üretim oranının artmasıyla birlikte SFK gibi yan hizmetler ihtiyaçları da artmıştır. Verimliliği ve esnekliği yüksek olan doğal gaz santralleri, bu talebi karşılayabilmektedir. Bu da yenilenebilir enerji yatırımlarıyla, doğal gaz enerjisine yapılacak yatırımların nasıl birbiriyle uyumlu olabileceğini göstermektedir.

Bunun yanı sıra artan fiyatlar ve esneklik ihtiyacıyla beraber sistem esnekliği amacıyla kurulacak batarya sistemi yatırımları da cazip hale gelmiştir. Böylelikle sistem esnekliğini artırmaya yönelik 300 MW kurulu gücünde bir batarya da 2027 yılında devreye alınmıştır.

Burada sistem esnekliğini artırmaya yönelik diğer bir seçenek olan gaz motoru yatırımları cazip görülmemiştir. Bunun nedeni, düşük verimlilikte çalışan bu çeşit santrallerin karbon maliyetinden yüksek derecede etkilenmesi ve maliyetlerinin çok artmasıdır.

Şekil 53: Karbon Maliyeti Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi

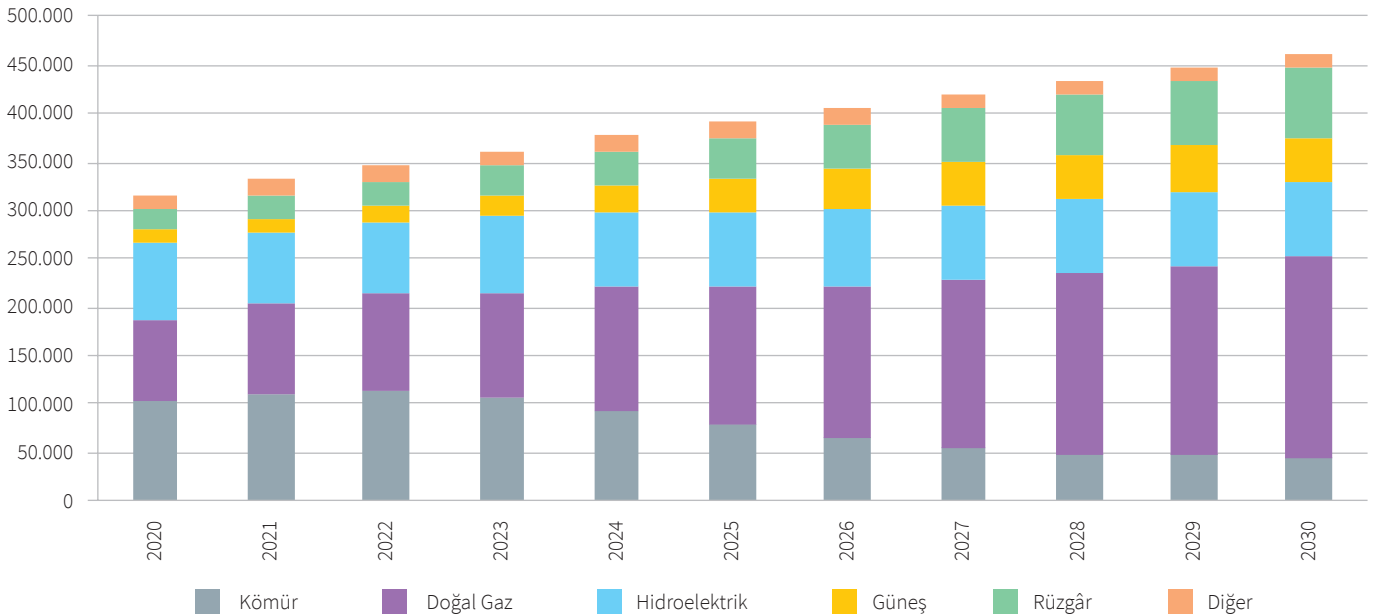
Kurulu Güç (MW)



Karbon Maliyeti Senaryosu altında tahmin edilen kaynak bazlı üretim gelişimi de kurulu güç gelişimine paralel bir seyir izlemiştir. Artan doğal gaz kurulu gücü ve düşen kömür kurulu gücü sonucunda, 2030 yılında doğal gaz kaynaklı elektrik üretimi, toplam üretimin %45'inden sorumlu hale gelmiştir. Kömürün payı ise aynı yıl için %9 seviyesine kadar gerilemiştir. Rüzgâr ve güneş, toplam üretimin %25'ini sağlarken hidroelektriğin payı ise %17 civarında kalmıştır. Üretimin yıllar içerisindeki gelişimi, Şekil 54'te verilmiştir.

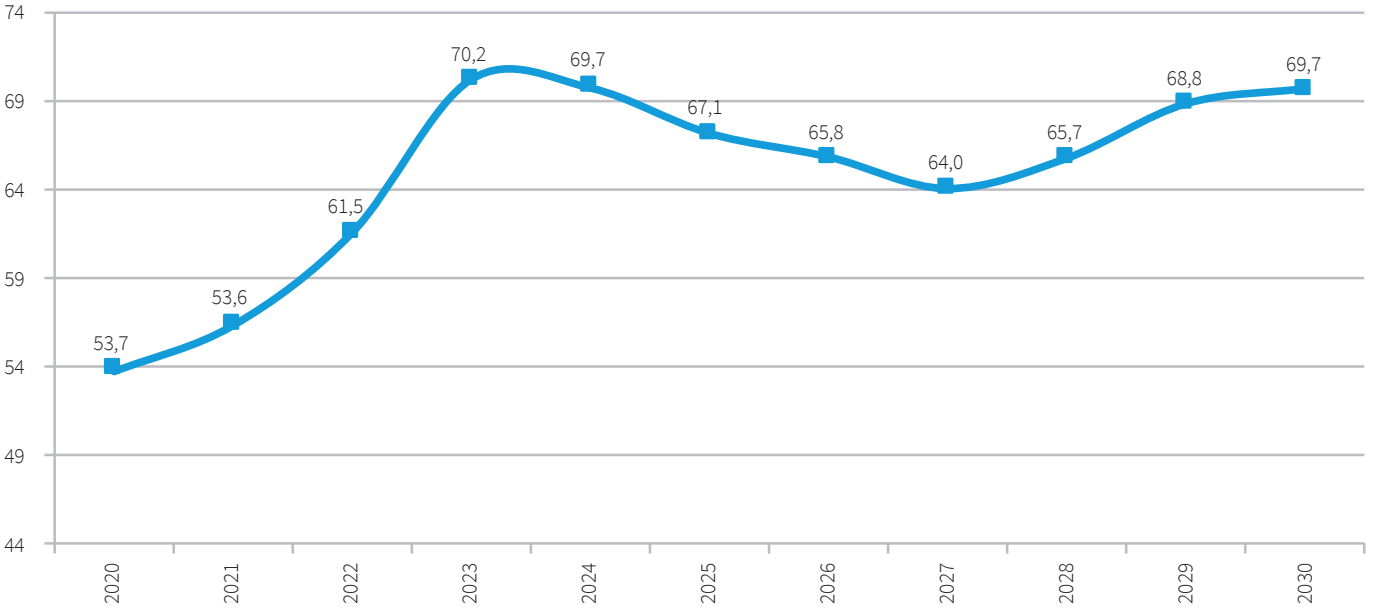
Şekil 54: Karbon Maliyeti Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi

Elektrik Üretimi (GWh/yıl)



**Şekil 55:** Karbon Maliyeti Senaryosu Yıllık Ortalama Takas Fiyatı

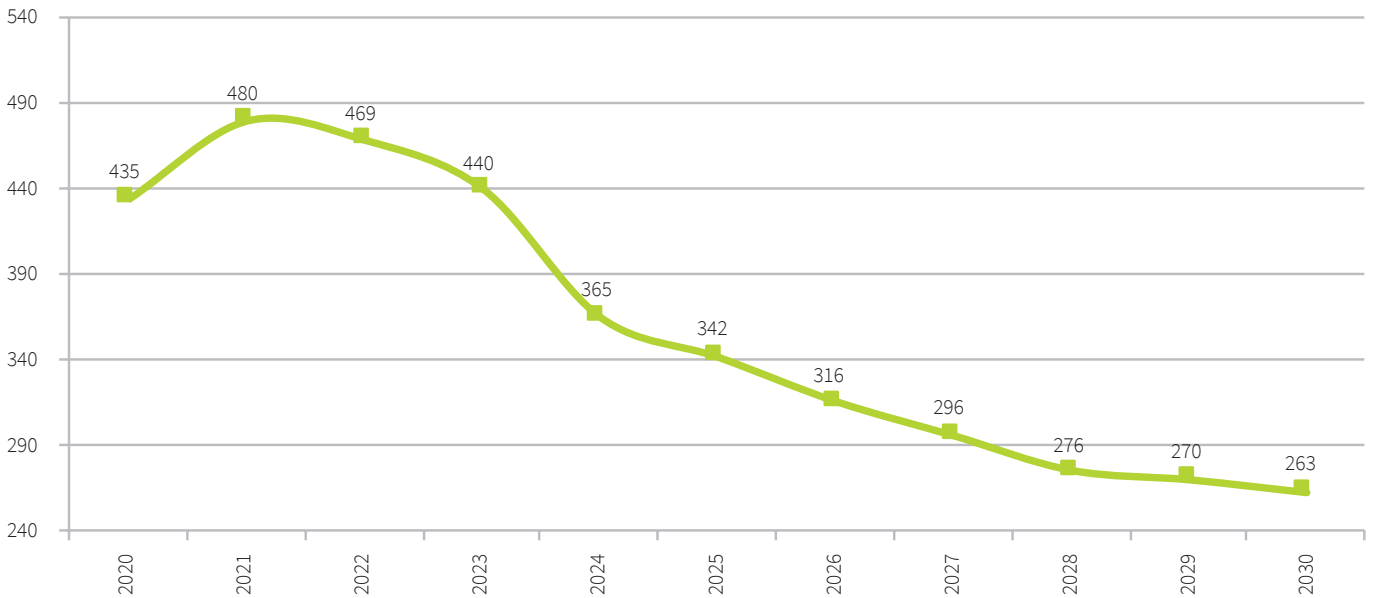
Yıllık Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/MWh)



Şekil 55'te görüldüğü üzere, karbon fiyatının uygulanmasından itibaren ortalama piyasa takas fiyatı hızlı bir şekilde yükselmiştir. Fiyatın %100 olarak uygulanmaya başladığı 2023 yılındaki artış özellikle çarpıcıdır. Bu yükselişin temel nedeni, termik santrallerin artan marjinal maliyetleri ve pek çok kömür yakıtlı santralin artan maliyetler karşısında kapanmak durumunda kalmasıdır. 2023 yılından 2027 yılına kadar ise artan karbon maliyetlerine rağmen fiyatlar, bir düşüş trendine girmiştir. Bunun temel nedeni, artan fiyatlara tepki olarak doğal gaz ve rüzgâr santrallerine yapılan yüksek miktarda yatırımdır. Ayrıca, yıllar içerisinde düşen doğal gaz maliyetlerinin de bu durumda bir payı olduğundan bahsedilebilir. 2027 yılından itibaren ise fiyatların tekrar yükselişe geçmesinde, güneş enerjisi yatırımlarının yavaşlaması, durması ve artan talebe oranla yeni devreye girişlerin kısıtlı kalmasıdır.”

**Şekil 56:** Karbon Maliyeti Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu

gram CO<sub>2</sub> eşdeğeri/kWh



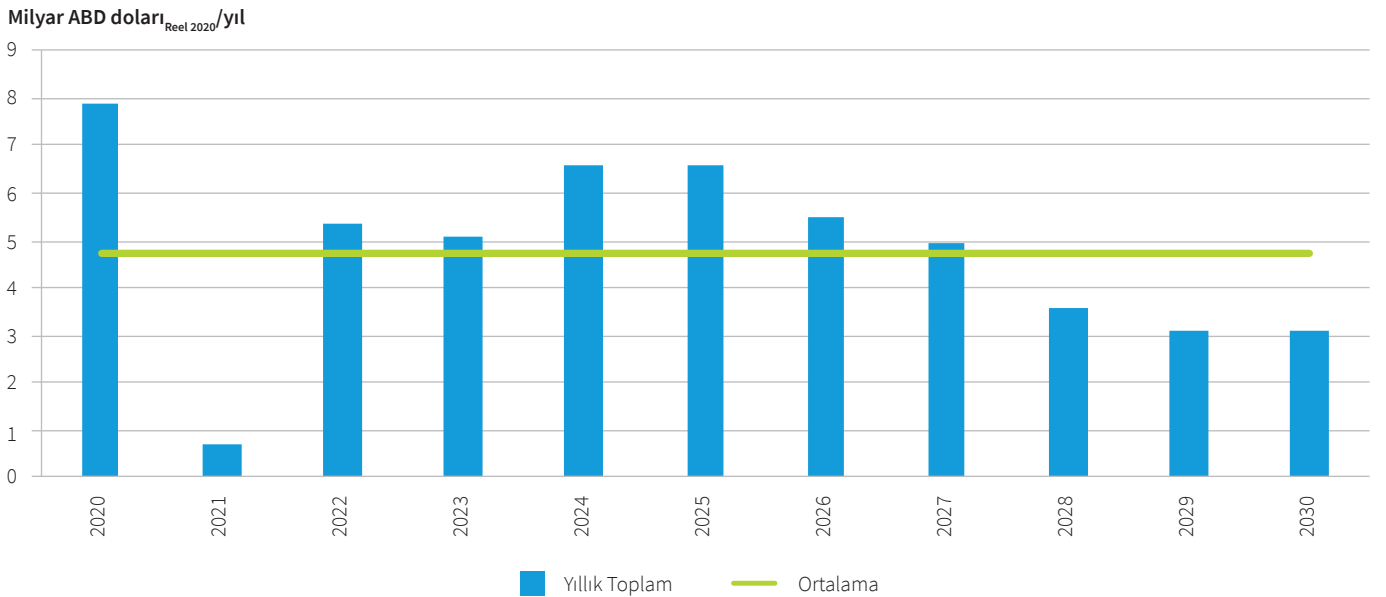
Bekleneceği üzere Karbon Maliyeti Senaryosu'nda, karbon salım yoğunluğunda önemli düşüşler sağlanmıştır. Yıllar içerisinde karbon salım yoğunluğu miktarları, Şekil 56'da verilmiştir. Artan doğal gaz ve yenilenebilir enerji üretimi ve kömür santrali üretimlerinin çok önemli oranlarda azalması, 2020 yılı için 435 gram CO<sub>2</sub> eşdeğeri/kWh olan salım yoğunluğunun, 2030 yılında 263 seviyesine kadar düşürülmesini sağlamıştır.

**Şekil 57:** Karbon Maliyeti Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri



Karbon yoğunluğunda yaşanan bu önemli azaltıma karşılık ülkenin ithalat maliyeti, kaçınılmaz olarak artmıştır. Şekil 57'de görüldüğü üzere, ithal kömür maliyetinin yıllar içerisinde önemli oranda azalmasına karşın tüketilen doğal gaz miktarında yaşanan büyük artış, yıllık ithal yakıt maliyetinin 2020 yılında 5,5 milyar ABD doları değerinden 2030 yılında 9,0 milyar ABD doları üzerine çıkmasına yol açmıştır.

**Şekil 58:** Karbon Maliyeti Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri





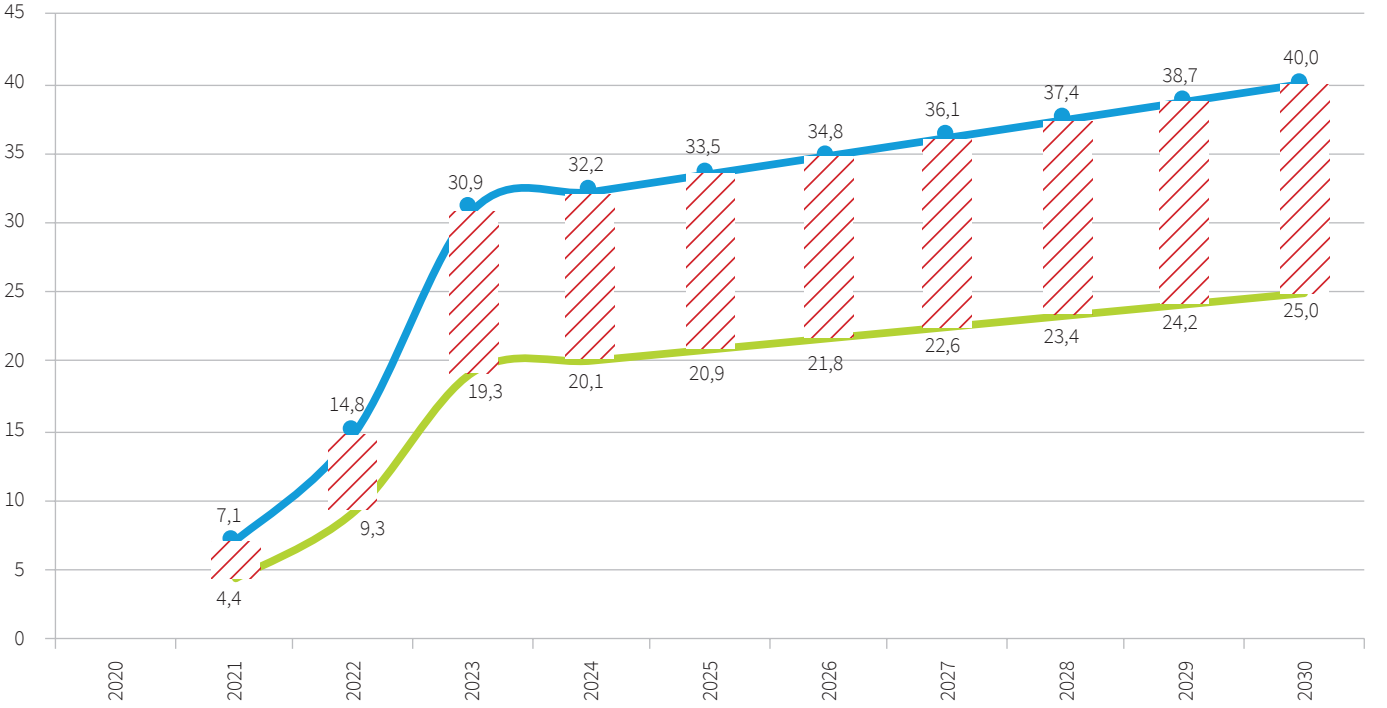
Senaryo kapsamında yaşanan büyük enerji dönüşümü yatırım ihtiyacı miktarlarının da kaçınılmaz olarak artmasına neden olmuştur. Karbon Maliyeti Senaryosu için hesaplanan yıllık yatırım maliyeti değerleri Şekil 58’de görülebilir. Bu rakamlara göre senaryo kapsamında yıllık ortalama 4,7 milyar ABD Doları yatırıma ihtiyaç duyulacağı hesaplanmıştır.

### 5.2.6. Dengeli Politikalar Senaryosu

Bu senaryo, farklı politika seçeneklerinin birlikte kullanılmasının olası etkilerini ölçme amacıyla oluşturulmuştur. Bu kapsamda, Karbon Maliyeti Senaryosu’na kıyasla daha düşük bir karbon maliyeti uygulanmış ve bu maliyet, yenilenebilir enerji kaynaklarına uygulanacak alım garantisi politikalarıyla desteklenmiştir. Bu senaryodaki temel amaç, karbon salımı azaltımı, yerli kaynak kullanımı ve ucuz elektrik gibi farklı politika hedeflerinin dengeli bir şekilde hayata geçirilmesidir. Dengeli Politikalar Senaryosu, Karbon Maliyeti Senaryosu ile Yerli Kaynak Senaryosu’nun çeşitli unsurlarının birleştirildiği bir senaryo olarak görülebilir. Bu senaryonun sonuçlarında, Türkiye enerji politikalarının pek çok hedefinin aynı anda takip edilebileceği görülmektedir.

**Şekil 59:** Karbon Fiyatlandırma Senaryoları Altındaki Karbon Fiyatı Farkları

Uygulanan Karbon Fiyatı (ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/ton CO<sub>2</sub> eşdeğeri)



Karbon Maliyeti Senaryosu’nda fiyatların çok yükselmesi ve kömür kaynaklı elektrik üretiminin çok büyük oranlarda düşmesinde, uygulanan karbon fiyatının yüksekliği etkili olmuştur. Bu nedenle Dengeli Politikalar Senaryosu kapsamında uygulanan karbon fiyatı, önemli oranda düşürülmüştür. İlk karbon senaryosunda, 2030 yılında 40 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğerine seviyesine gelen karbon fiyatı, yeni senaryoda ancak 25 ABD doları/ton CO<sub>2</sub> eşdeğerine erişmektedir. İki senaryoda uygulanan karbon fiyatlarına, Şekil 59’da yer verilmiştir.

Öte yandan karbon senaryosunda karbon maliyeti uygulanmasının, tek başına yenilenebilir enerji yatırımlarını önemli oranda artırmadığı gözlenmiştir. Bunda,

özellikle lisanslı güneş yatırımları için güneş enerjisinin en yüksek olduğu öğlen saatlerindeki fiyatların, lisanssız güneş yatırımlarının etkisiyle çok düşük kalması etkili olmuştur.

Senaryo kapsamında yenilenebilir enerji yatırımları için çeşitli teşvik mekanizmaları uygulanmıştır. Bu kapsamda, güneş, jeotermal ve biyokütle santralleri için alım garantisi uygulanmıştır. Rüzgâr santrali yatırımlarının yapılabilmesi için ise böyle bir teşvik mekanizmasına ihtiyaç olmadığı değerlendirilmiştir. Fakat karbon fiyatlandırması durumunda, bu kaynak için TEİAŞ tarafından tahsis edilecek kapasite miktarlarının artırılabilmesi varsayılmıştır. Bu kaynaklar için uygulanan ilave teşvikler ile ilgili detaylara, 4.2.6 no'lu bölümde yer verilmiştir.

**Tablo 13:** Dengeli Politikalar Senaryosu Yıllık Kapasite Artışları (MW)

Yıl	Nükleer	Doğal Gaz	İthal Kömür	Linyit	Biyokütle	Jeotermal	Barajlı Hidro	Akarsu	Rüzgâr	Güneş
2020	-	-	-	-	75	300	2.460	-	767	1.000
2021	-	-	-	-	50	80	-	-	192	1.032
2022	-	1.540	1.320	-	50	80	540	-	760	2.660
2023	-	1.520	-	-	40	80	-	-	1.870	4.063
2024	-	4.070	-	-	40	80	-	-	2.420	4.044
2025	-	1.830	-	-	40	80	-	-	2.420	4.044
2026	-	-	-	-	40	80	-	-	2.640	4.180
2027	-	-	-	-	40	80	-	-	2.640	3.101
2028	-	-	-	-	40	80	-	-	2.640	1.721
2029	-	-	-	-	40	80	-	-	2.640	1.251
2030	-	-	-	-	40	80	-	-	2.640	1.251

Senaryoda uygulanan azaltılmış karbon fiyatı neticesinde piyasa fiyatları, karbon senaryosunun oldukça altında seyretmektedir. Bunun sonucunda ilk birkaç yıl devreye giren rüzgâr kapasitesi, artırılmış rüzgâr devreye giriş limitlerine karşın karbon senaryosunun altında kalmıştır. Öte yandan ilerleyen yıllarda rüzgâr yatırım maliyetlerinin düşmesiyle birlikte artırılan limitlerin etkisi görülmeye başlanmış ve 2030 yılında rüzgâr kurulu gücü, 29 GW seviyesini geçerek bütün senaryolar arasında en yüksek mertebeye ulaşmıştır.

Lisanslı güneş santralleri için uygulanan alım garantisi, güneş kurulu gücünün ilk yıllardan başlayarak karbon senaryosunun oldukça üstünde kalmasını sağlamıştır. Yerli Kaynak Senaryosu'nda beş yıl için uygulanan güneş alım garantisi, bu senaryo kapsamında 10 yıl için uygulanmış ve bunun neticesinde Dengeli Politikalar Senaryosu'nda güneş kurulu gücü, 34 GW sınırını geçerek senaryolar arasındaki en yüksek değere ulaşmıştır.

Böylelikle güneş ve rüzgâr kurulu güç toplamı 64 GW civarına yaklaşmıştır. Bu iki kaynaktan en çok yararlanan senaryo, Dengeli Politikalar Senaryosu'dur.

Jeotermal ve biyokütle yatırımları da sağlanan teşvik sayesinde, 2021 yılından simülasyonun sonuna kadar devam etmiştir. Bu kaynaklardan sağlanan artış, daha mütevazı olsa da yüksek kapasite faktörleri nedeniyle bu kaynaklar da baz yük olarak önemli bir rol oynamaktadırlar.

Hidro yatırımları için ise senaryo kapsamında yeni bir teşvik sağlanmadığı için yüksek maliyetli bu kaynaklardan bir devreye giriş olmamıştır.

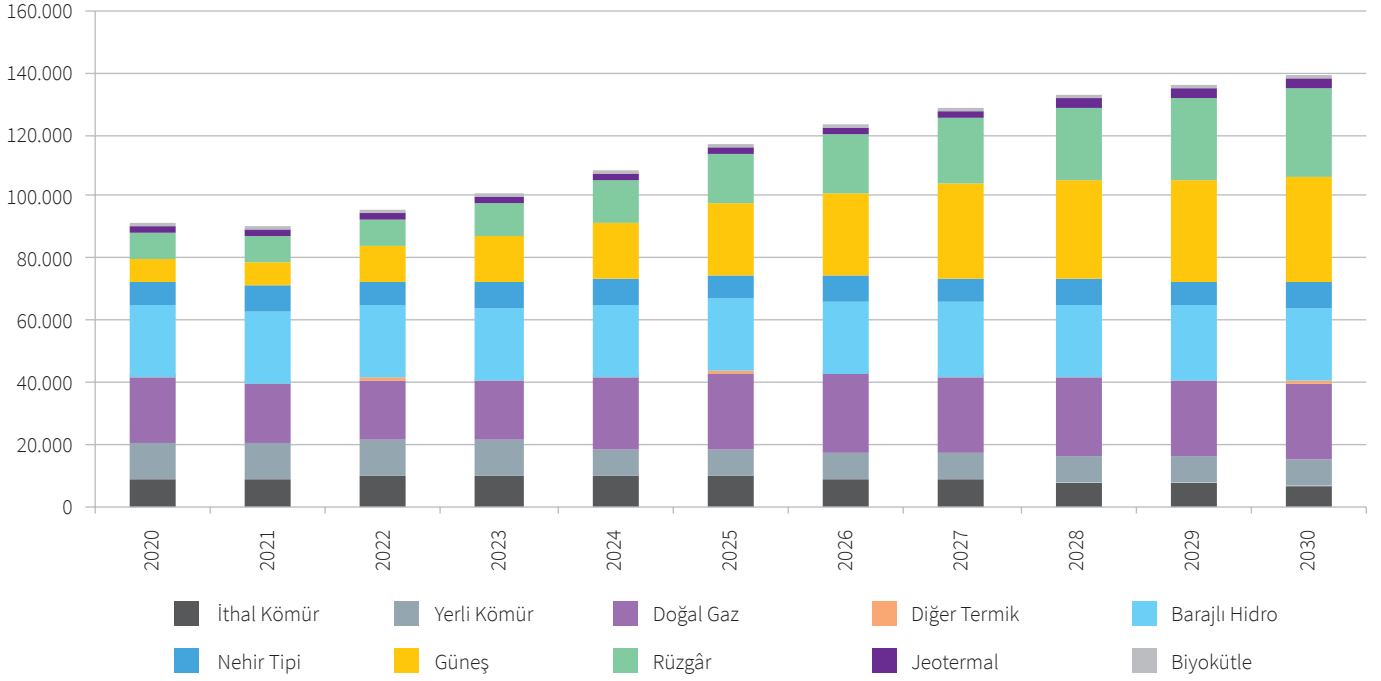
**Tablo 14:** Dengeli Politikalar Senaryosu Yıllık Kömür Kapasite Azalışı (MW)

Yıl	İthal Kömür	Yerli Kömür
2020	-	-
2021	-	-
2022	-	-
2023	-	-
2024	565	2.795
2025	-	-
2026	660	-
2027	660	-
2028	350	-
2029	600	-
2030	600	210

Karbon maliyeti uygulanan iki senaryo arasındaki bir diğer önemli fark, kömür kurulu gücünde görülmektedir. Karbon senaryosunda uygulanan nispeten yüksek karbon maliyeti, merit order'da doğal gaz santralleriyle kömür santrallerinin sıralamasını değiştirerek zaman içerisinde, kömür santrallerini çalışamaz duruma getirmektedir. Bu senaryoda ise azaltılan karbon maliyetiyle birlikte bu etki sınırlandırılmış ve en verimsiz santrallerin bir kısmı yine devreden çıkmıştır. Artan karbon maliyetiyle birlikte yıllar içerisinde sistemden çıkan ithal kömür kurulu gücü 3.435 MW, devreden çıkan yerli kömür kurulu gücü ise 3.005 MW büyüklüğündedir. En verimsiz santrallerin devreden çıkmasıyla birlikte sistemde bulunan santrallerin ortalama verimlilikleri de önemli ölçüde artmıştır.

Şekil 60: Dengeli Politikalar Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi

Kurulu Güç (MW)

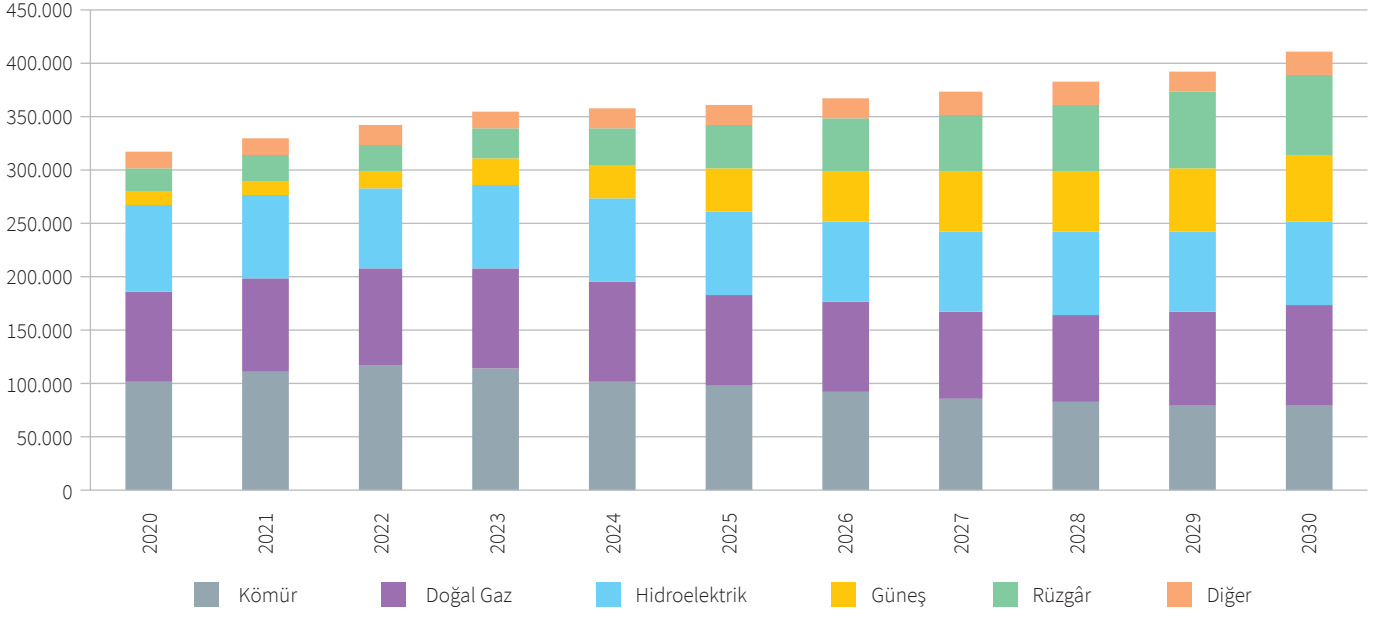


Karbon senaryosuna kıyasla daha çok kömür santralinin kurulu güç içerisinde kalması ve artan yenilenebilir enerji üretimi fiyatları baskılayarak doğal gaz santrali yatırımlarının cazibesini önemli ölçüde azaltmıştır. Buna bağlı olarak 2025 yılına kadar 'mothball' edilmiş olan santraller işletmeye açılmış ve kamu santralleri yenilenmiştir. Fakat 2025 yılını takip eden dönemde, fiyatların iyice baskılanmasıyla birlikte yeni bir doğal gaz santrali kurulumu gerçekleşmemiştir. Simülasyonun son yıllarında, spark spread değerleri tekrar yükselişe geçmesine rağmen bu yeni doğal gaz santrali yatırımlarının yapılması için yeterli olmamıştır.

Öte yandan, doğal gaz santrali yatırımlarının kısıtlı kalması ve kesintili yenilenebilir enerji üretiminin artması, sistemdeki esneklik ihtiyacını artırmıştır. Bu nedenle 2026 ve 2027 yıllarında 300'er MW olmak üzere toplam 600 MW kapasiteli batarya, sistem esnekliğini artırma hedefiyle devreye alınmıştır.

Şekil 61: Dengeli Politikalar Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi

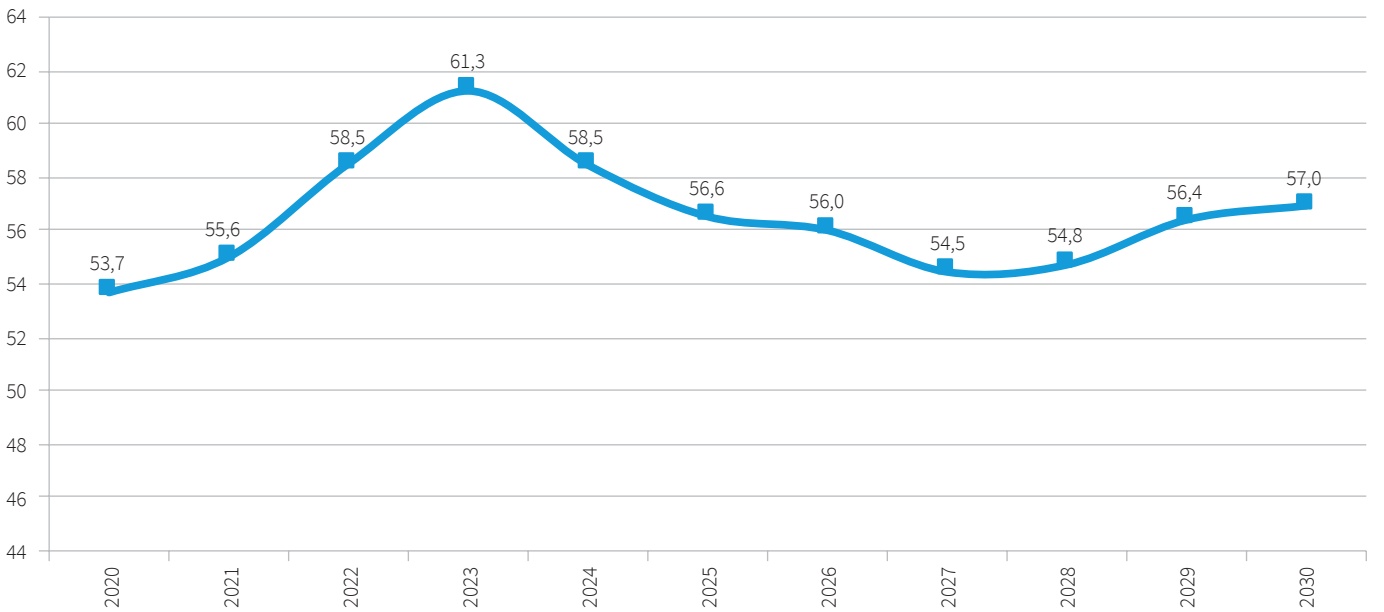
Elektirik Üretimi (GWh/yıl)



Yenilenebilir üretiminin en yüksek olduğu senaryo, Dengeli Politikalar Senaryosu olmuştur. Hızlı bir şekilde artan yenilenebilir kurulu gücüne bağlı olarak toplam yenilenebilir enerji üretiminin tüketim içindeki payı, 2030 yılında %51,5 seviyesine yükselmiştir. Rüzgâr ve güneşin toplam payı ise aynı yıl için %30,1 olmuştur. Yerli kaynakların payı, 2030 yılında %55,6 seviyesine gelmiştir. Karbon senaryosuna kıyasla yapılan değişikliklerin sonucunda, 2030 yılı için karbon senaryosunda %45,0 olan doğal gazın üretimdeki payı, bu senaryoda %31,2 seviyesine gerilemiştir. Senaryo kapsamında modellenen kaynak bazlı üretim gelişimi, Şekil 61’de sunulmuştur.

Şekil 62: Dengeli Politikalar Senaryosu Yıllık Ortalama Takas Fiyatı

Yıllık Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD doları<sub>Reel2020</sub>/MWh)

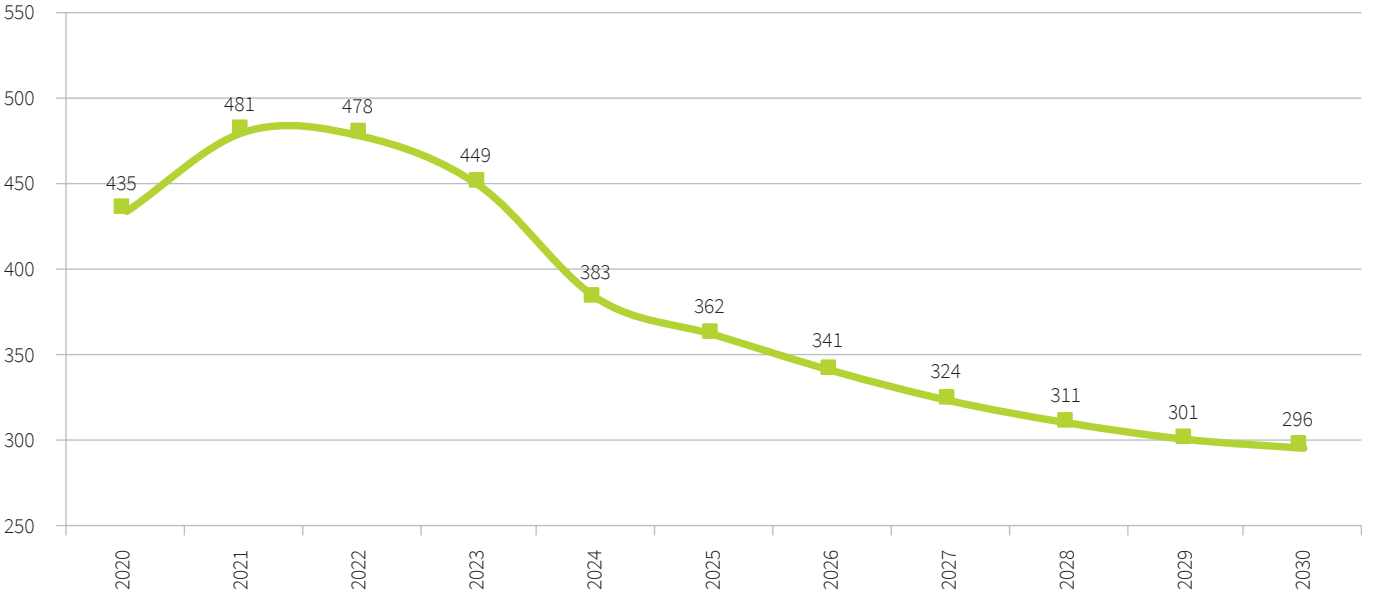


Senaryoda hesaplanan ortalama piyasa takas fiyatları, 2023 yılına kadar hızlı bir şekilde yükseliş göstermiştir. Bunda, kademeli olarak uygulanmaya başlanan karbon fiyatı etkili olmuştur. Karbon maliyeti, ilerleyen yıllarda da artmasına karşın piyasa fiyatları, 2023 ve 2027 yılları arasında bir düşüş trendine girmiştir. Bunun temel nedeni ise 2024 ve 2025 yıllarında renovasyonları tamamlanarak devreye alınan EÜAŞ doğal gaz santralleri ve bu yıllarda hızlı bir şekilde artan yenilenebilir enerji kurulu gücüdür. 2028 yılından itibaren ise fiyatların tekrar yükselişe geçmesinde, özellikle lisanssız kapasite için öngörülen limitlere ulaşılmasıyla birlikte yavaşlayan güneş kurulu güç artışları gösterilebilir.

Genel olarak Dengeli Politikalar Senaryosu'nda hesaplanan fiyatlar, karbon senaryosuna göre oldukça makul seviyelerdedir. Bu durumun oluşmasında, uygulanan alım garantileriyle artan yenilenebilir enerji üretimi, kömür santrallerinin artan üretimi ve nispeten düşük bir karbon maliyeti uygulanması etkili olmuştur. Bu durum, uygulanan politikaların niteliğine göre karbon salımlarını azaltmanın, piyasa fiyatları üzerindeki maliyetinin oldukça değişkenlik gösterebileceğini göstermektedir.

**Şekil 63:** Dengeli Politikalar Senaryosu Elektrik Üretim Sektöründe Karbon Salım Yoğunluğu

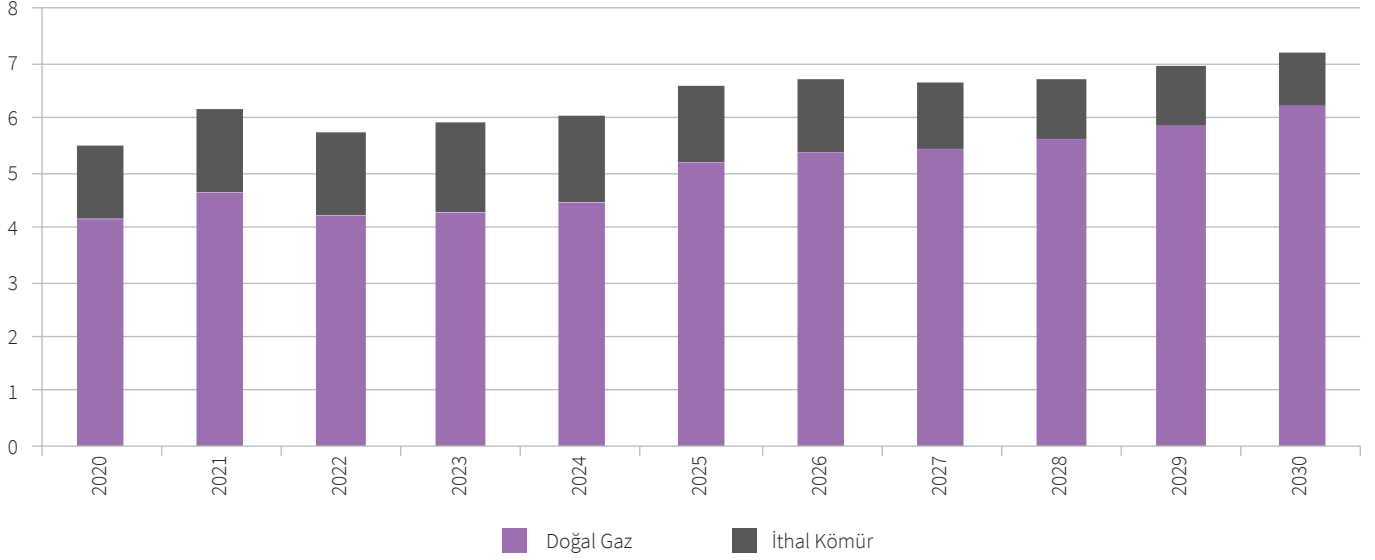
gram CO<sub>2</sub> eşdeğeri/kWh



Dengeli Politikalar Senaryosu'nda, yıllar içerisinde karbon yoğunluğunda önemli bir düşüş gözlemlenmektedir. Buna rağmen bu senaryo kapsamında, elektrik üretiminde salınan karbonun yoğunluğu, Karbon Maliyeti Senaryosu'nun bir miktar üstünde gerçekleşmiştir. Karbon salımları bakımından bu iki senaryo arasında iki temel fark bulunmaktadır. Dengeli Politikalar Senaryosu'nda artan yenilenebilir üretimi, salımlar üzerinde azaltıcı bir etki yaratmaktadır. Buna karşın, bu senaryodaki nispeten yüksek kömür üretimi, Şekil 63'te görülebileceği üzere, salım yoğunluğunun karbon senaryosunun üstünde olmasında etkili olmuştur.

**Şekil 64:** Dengeli Politikalar Senaryosu İthal Yakıt Maliyetleri

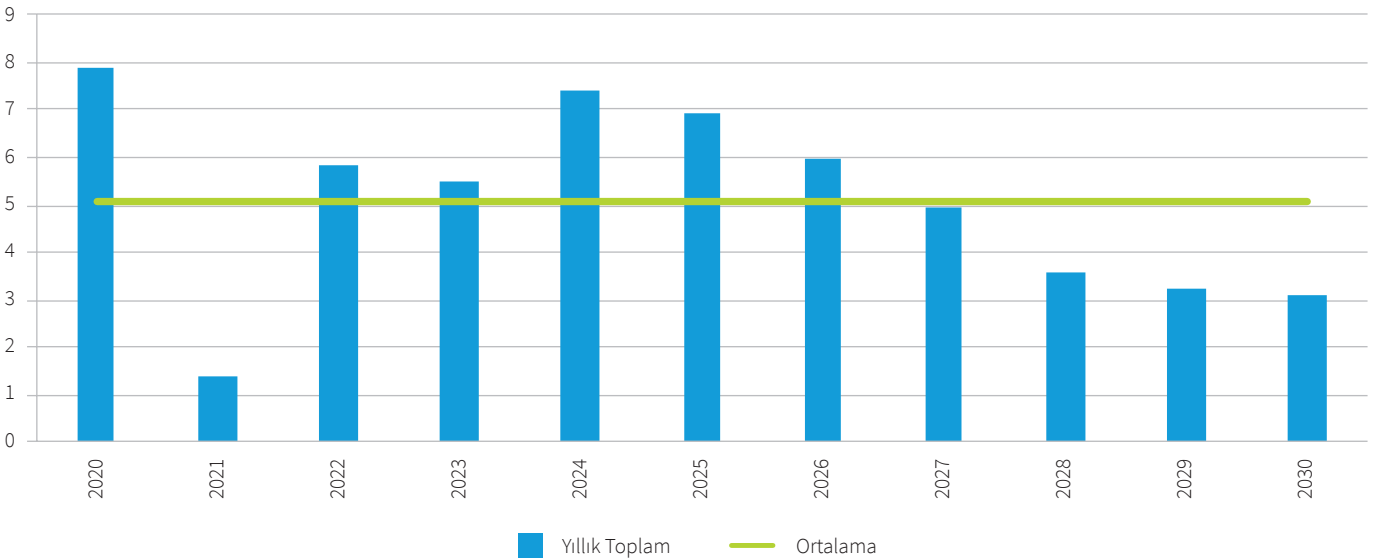
Milyar ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/yıl



Dengeli Politikalar Senaryosu'nda, Karbon Senaryosu'na kıyasla görülen önemli bir değişim, ithal yakıt maliyetlerinde görülmüştür. Karbon senaryosu'nda 2030 yılı için 9 milyar ABD dolarının üzerinde gerçekleşen toplam ithal yakıt maliyeti, Dengeli Politikalar Senaryosu'nda 7,2 milyar ABD doları seviyesindedir. Bunda, nispeten düşük karbon fiyatları ve artan yenilenebilir üretiminin, doğal gaz kaynaklı üretim ihtiyacını önemli ölçüde azaltması etkili olmuştur. Bu sonuç, doğal gaz tüketimi önemli ölçüde artırılmadan da sera gazı salımlarında azaltım gerçekleştiriminin mümkün olduğunu göstermektedir. Senaryo altında hesaplanan ithal yakıt maliyetleri, Şekil 64'te görülebilir.

**Şekil 65:** Dengeli Politikalar Senaryosu'nda Devreye Girecek Santrallerin İlk Yatırım Maliyetleri

Milyar ABD doları<sub>Reel 2020</sub>/yıl



Öte yandan, Dengeli Politikalar Senaryosu kapsamında ihtiyaç duyulacak ortalama yıllık yatırım miktarı, diğer bütün senaryoların üzerinde gerçekleşmiştir. Bunda, gerçekleştirilen yoğun miktarda yenilenebilir enerji yatırımları etkili olmuştur. Rüzgâr ve güneş gibi kaynakların yanında ilk yatırım maliyetleri oldukça pahalı olan jeotermal gibi kaynaklara yapılan yatırımlar, bu senaryoda yıllık ortalama 5,1 milyar ABD doları seviyesinde ilk sermaye yatırımını gerekli kılmaktadır. Bu rakamlara, Şekil 65'te yer verilmiştir.



## 6. Temel Çıkarımlar ve Politika Önerileri

Veri bazlı detaylı analizler içeren bu çalışma, Türkiye enerji dönüşümü çerçevesinde izlenecek politikalar açısından önemli öngörüler sağlamaktadır. Çalışma kapsamında oluşturulan senaryoların sonuçları arasındaki farklar, çeşitli politika seçeneklerinin etkileri konusunda önemli ipuçları içermektedir. Öte yandan raporda verilen talep gelişimi, yakıt fiyatları ve elektrik piyasa takas fiyatı gibi tahmin rakamlarının, çeşitli faktörlere bağlı olarak önemli değişimler gösterebileceği unutulmamalıdır. Özellikle raporun temel varsayımlarının, içinden geçmekte olduğumuz COVID-19 salgınından önce oluşturulduğu dikkate alınmalıdır. Nisan 2020 itibarıyla COVID-19 salgınının, elektrik talebi ve yakıt fiyatları üzerinde uzun vadeli etkilerinin olacağı kesin gibi görünmektedir. COVID-19 ve benzeri farklı belirsizlikler nedeniyle, bu rapor kapsamında oluşturulmuş olan tahminler, hiçbir şekilde yatırımcıların yatırım kararlarını yönlendirebilecek varsayımlar olarak görülmemelidir. Bu çalışma modelleme ve varsayımlara dayalı senaryo analizi sonuçlarını okuyucuyla paylaşmaktadır. Bu bağlamda, ulaşılmış olan farklı politikalar kapsamındaki senaryo sonuçlarının, kendi aralarında karşılaştırılması ve belirlenen politikaların sonuçlar üzerindeki olası etkilerini anlamak ana hedefler olmuştur.

Türkiye elektrik sistemi, farklı üretim teknolojilerinin kullanılmasına olanak sağlayan güçlü bir altyapıya sahiptir. Bu altyapının enerji dönüşümü kapsamında, daha da güçlendirilmesi ve başta yenilenebilir enerji kaynakları olmak üzere ülke kaynaklarının en iyi şekilde değerlendirilmesi, enerji ithalat maliyetlerinin düşmesine, dolayısıyla enerjide dışa bağımlılığının azaltılmasında kilit rol oynayacaktır. 2000'li yılların başından bu yana, Türkiye olarak hem elektrik piyasasında serbestleşme yönünde hem de bu serbestleşmeye paralel olarak yatırımların, özel sektör tarafından hayata geçirilmesine olanak veren ciddi başarılar elde edilmiştir. Bundan sonraki dönemde ülkemiz, küresel olarak bir dönüşüm yaşayan elektrik sektöründe, fosil kaynaklardan daha ucuz ve ülkemizde çok büyük bir kaynak kapasitesine sahip yenilenebilir enerjiyle öncü olmayı hedeflemelidir. Son yıllarda yaşanan elektrik talep artışındaki yavaşlama, elektrik sisteminde arz fazlası oluşturmuştur. Önümüzdeki dönemde beklenen ekonomik iyileşmeye paralel olarak artan elektrik talebiyle, arz fazlasının kalmayacağı tahmin edilmektedir. Bu noktada, artan elektrik talebini karşılayacak yeni üretim teknolojilerinin, neler olacağına belirlenmesi ve bu doğrultuda daha güncel 2023 yılı hedefleri ve sonrası için orta vadeli plan yapılması, elektrik sistemi altyapısının güçlendirilmesi kadar önemli olacaktır. Bu aynı zamanda, yatırımcıların öngörü ve planlama kabiliyetlerini artırmak ve özel sektör yatırımlarının devamlılığını sağlamak için de kilit rol oynayacaktır.

Enerjide dışa bağımlılığın azaltılması, yerli kaynakların kullanılması ve enerji sektörünün her değer zincirinde uygulanacak enerji verimliliğinin artırılması yönünde, 2023 yılı hedeflerimiz ayrıntılı olarak belirlenmiş olsa da yenilenebilir enerji kaynakları bakımından çok yüksek bir potansiyele sahip olan ülkemizin, enerji dönüşümü çerçevesinde bu kaynaklardan azami derecede faydalanılması, tüketici, üretici, dağıtım ve iletimde enerji verimliliği uygulamaları, kısa ve uzun dönemli planlar doğrultusunda hassasiyetle gerçekleştirilmelidir. Türkiye'de gerçekleşen tüm CO<sub>2</sub> salımlarının yaklaşık %30'unun elektrik sektörü tarafından oluşturduğu dikkate alındığında, bu planların hayata geçirilmesinde, iklim değişikliği ile mücadele kapsamında politikaların detaylı olarak incelenmesi kilit rol oynayacaktır. Bu doğrultuda uzun dönemli stratejilerin oluşturulmasında, elektriğin güvenli bir şekilde tedariki başta olmak üzere, planlanan ya da kısmen var olan iklim politikaları, enerji verimliliği ile yaratılan stratejiler, farklı

üretim teknolojilerine verilen teşvikler ve seviyelendirilmiş elektrik maliyetlerinin dikkate alındığı farklı senaryoların, elektrik sisteminde ve piyasasında oluşturduğu etkileri ayrıntılı analiz etmek gerekmektedir.

Bu kapsamda, bugüne kadar yapılmış çalışmalara katkı sağlamak ve buradaki boşluğu doldurmak amacıyla, 2030 yılına doğru giderken her yıl için arz talep gelişimleri, ayrıntılı LCOE hesapları ve kısıtlar göz önünde bulundurularak tüm elektrik sistemine etkileri, farklı senaryolar ile analiz edilerek bu senaryoların uygulamada avantaj ve dezavantajları, piyasa fiyatları, CO<sub>2</sub> yoğunluğu, toplam yatırım ihtiyacı, enerji ithalat maliyeti ve yenilenebilir enerji üretim payı sonuçları doğrultusunda karşılaştırılmıştır. Tüm senaryo çıktılarının, uygulanan politika ya da kısıtlar çerçevesinde farklı fayda ve maliyetleri ön plana çıkarılmıştır. Analizlerden çıkan en önemli sonuç, 2030 yılına doğru giderken optimum elektrik üretim kapasite gelişiminin belirlenmesinde kullanılacak senaryolarda uygulanan tüm politikaların, fayda ve maliyet açısından farklı avantaj ve dezavantajları olmasıdır. Örnek vermek gerekirse, sadece karbon piyasasının olduğu senaryo sonuçları, CO<sub>2</sub> emisyonlarında ciddi bir düşüş sağlarken, elektrik piyasa fiyatlarında yükselme riski olduğunu göstermiştir. Bir diğer senaryo olan Yerli Kaynak Senaryosu'nda, linyit ve yenilenebilir kaynaklara verilen teşvikler, enerjide dışa bağımlılığı azaltırken, toplam maliyetleri ve linyit elektrik üretiminden dolayı CO<sub>2</sub> emisyonlarını ciddi derecede artırmıştır. Bu sebeple tüm elektrik sistemini etkileyen planlamaların ve politikaların, farklı perspektiflerden ele alınarak hem arz güvenliği hem iklim etkileri değerlendirilmesi gerekecektir.

Tüm senaryo sonuçları değerlendirildiğinde, önümüzdeki dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarının, en çok artış sağlayacak üretim teknolojisi olduğu görülmektedir. İçinden geçmekte olduğumuz COVID-19 küresel salgınının yaratacağı kısa ve uzun vadeli etkilerine karşı en dayanıklı olacak kaynakların yenilenebilir enerji teknolojileri olacağı, Uluslararası Enerji Ajansı gibi kurumlar tarafından öngörülmektedir (The Guardian, 2020). Dolayısıyla bu salgının yaratacağı etkilerin, yenilenebilir enerji kaynaklarının gelecekteki paylarının artması için bir fırsat yaratma potansiyeli taşıdığı da düşünülebilir.

Senaryolar dahilinde sadece Dengeli Politikalar Senaryosu'nda, 2030 yılında rüzgâr ve güneş üretiminin payı, toplam üretimin içinde en yüksek %30 oranına ulaşırken, tüm yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretimin içindeki payı %52 olmuştur. Aynı zamanda CO<sub>2</sub> yoğunluğu ve enerji ithalat maliyetleri azalırken, elektrik piyasa fiyatlarında karbon piyasasına kıyasla ciddi oranda azalma görülmüştür. Bu sonuçlar, tek bir politikanın uygulanmasından ziyade farklı politika seçeneklerinin bir arada uygulanmasıyla olumlu sonuçlara ulaşılabilirliğini göstermiştir. Özellikle lisanslı yenilenebilir enerji kaynaklarına verilecek alım garantileri, bu noktada belirleyici olmuştur. Bir diğer olumlu sonuç veren Düşük Talep Senaryosu'nda, enerji ithalat maliyetleri ve 2030 yılına kadar yapılması gereken yeni yatırım ihtiyacı ciddi oranda azalırken, elektrik piyasası spot fiyatları da nispeten biraz azalmıştır. Düşük Talep Senaryosu, halihazırda Türkiye'nin enerji dönüşümü çerçevesinde hedeflerinden biri olan enerji verimliliğinin artırılmasının önemini bir kez daha göstermiştir. Bu aynı zamanda, arz güvenliği, iklim değişikliği ile mücadele ve yerli kaynaklardan etkin şekilde faydalanmak için mevcut teknolojilerin en iyi şekilde değerlendirilmesi gerekliliğini göstermiştir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının artması, elektrik sisteminin esneklik ihtiyacını şüphesiz artıracaktır. Türkiye'nin halihazırda elektrik sisteminde bulunan barajlı

hidroelektrik santralleri ve esnek doğalgaz santralleri, bu ihtiyacın giderilmesinde önemli katkı sağlamıştır. Günümüzde elektrik piyasa fiyatlarından dolayı rekabetçi olamayan ve devre dışı kalan doğalgaz santrallerinin tekrar devreye girmesi, esneklik ihtiyacının bir bölümünü karşılamıştır. Diğer taraftan bu esnekliğin sağlanmasında, özellikle çatı üstü güneş dağıtık üretim sistemlerinin artması ciddi faydalar sağlamış, yenilenebilir kapasite artışlarında öncülük etmiştir. Fakat ilerleyen zamanda, batarya enerji depolama gibi başka teknolojiler ve organize toptan elektrik satış piyasalarındaki iyileştirmeler, bu esnekliğin sağlanmasında anahtar role sahip olacaklardır.

Çalışmanın ana çıktısı olan veri bazlı analizlerle desteklenen optimum kapasite gelişim sonuçlarına dayanarak kamu başta olmak üzere politika yapıcılar, elektrik sistemi operatörü, enerji piyasası operatörü, elektrik üretim, dağıtım ve tedarik şirketleri, teknoloji tedarikçileri, danışmanlık şirketleri, enerji sektörü dernekleri ve bankalar başta olmak üzere yatırımları finanse eden kurumlar için elde edilen çıktılar sonucunda farklı politika önerileri yapmak mümkün olmuştur.

- **Enerji hedeflerini tek tek ele alıp hayata geçirmeye çalışmaktansa farklı hedeflerin bir arada değerlendirildiği bütüncül bir yaklaşım izlemenin önemli faydaları olacaktır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyelinin tamamen değerlendirilmesinin, enerji ithalatının azaltılması, arz güvenliğinin artırılması ve yerel hava kalitesinin yükseltilmesi konularında hem iklim değişikliği hem de ekonomi açısından önemli faydaları olacaktır:** Türkiye'nin enerji dönüşümü konusundaki bütün hedeflerini, aynı anda ve aynı etkide çözmek kolay olmayacaktır. Bunun için farklı hedefleri aynı çatı altında birleştiren ve 2030 yılına odaklı dengeli bir politika inşasına ihtiyaç duyulmaktadır. Tüm senaryolar içinde farklı perspektiflerden en dengeli çözümü veren senaryonun Dengeli Politikalar Senaryosu olduğu görülmektedir. Senaryo altında, önemli oranda sera gazı azaltımı gerçekleştirilirken enerji ithalat maliyetleri önemli oranda yükselmemiş ve piyasa takas fiyatları makul seviyelerde tutulabilmiştir. Bu durum, karbon fiyatlandırması ve yenilenebilir enerji teşvikleri gibi politika seçeneklerinin bir arada kullanılarak en olumlu sonuçlara ulaşılabileceğini göstermektedir. Bu konuda stratejiler geliştirilirken kamu, özel sektör ve sivil toplum kuruluşları gibi farklı paydaşlarla işbirliği edilmesi politikaların etkinliğini artıracaktır.
- **Türkiye'de bir karbon maliyetlendirme ve ticaret mekanizmasının kurulması, temel olarak düşük verimli kömür santrallerini arz eğrisinin dışında bırakma ve doğal gaz kullanımını artırma yoluyla elektrik üretiminden kaynaklı sera gazı salımlarını önemli ölçüde düşürmektedir. Fakat salımlarda gözlenen bu düşüşler, doğal gaz ithalat maliyetlerinin ve elektrik fiyatlarının artması pahasına olmaktadır. Olası bir karbon maliyetlendirme mekanizmasının, yenilenebilir enerji kaynaklarını destekleyen diğer politika araçlarıyla birlikte kullanımı ise dengeli bir yaklaşımı ifade etmektedir.** Böylesi bir yaklaşım uygulanması durumunda, elektrik üretimi kaynaklı sera gazı emisyonları düşer ve yerel hava kalitesi yükselirken ithal kaynaklara olan bağımlılık da azaltılabilmektedir.
- **Rüzgâr ve güneş enerjisi kurulumları, tüm senaryolar için en az maliyetli seçenekler olarak öne çıkmaktadır ve enerji üretimi içindeki paylarının önemli ölçüde artacağı görülmektedir. Hedefe yönelik piyasa odaklı düzenleyici politikalar yoluyla bu kaynaklara verilen desteklerin sürdürülmesi, bu kaynakların gelişimini hızlandıracaktır:** Piyasada maliyetlerin fiyatlara yansıtılması ve rekabetçiliğin artırılmasını sağlayacak bir piyasa tasarımına gidilmesi de kesintili üretim yapan yenilenebilir enerji kurulumlarının, sisteme entegre edilmesinde kritik bir rol oynayacaktır. Halihazırda mevcut olan doğal gaz

ve barajlı hidroelektrik santralleri, şebeke ölçeğinde esnekliğin sağlanmasında etkili olacaktır. Senaryo sonuçları şu an için piyasada rekabetçi olamayan bazı doğal gaz santrallerinin yenilenerek tekrar değerlendirilmesinin, sistemde esnekliği artırmak için en az maliyetli seçeneği sunduğunu göstermektedir. Bu da ancak esnekliğin önemini kavrayan ve bunu destekleyen piyasa mekanizmalarının etkin hale getirilmesi yoluyla gerçekleştirilebilir.

- **Nükleer enerji, karbon salımına yol açmaması, güvenilir ve istikrarlı üretim yapabilmesi ve düşük yakıt maliyetleri nedeniyle artan talebi karşılamakta kullanılabilecek çekici bir seçenek olarak gözükmektedir. Buna karşın, bu teknoloji türünün kurulum maliyetleri, yüksek oranda karbon maliyetlendirmesinin uygulandığı senaryolarda bile kısıtlayıcı biçimde yüksek kalmaktadır:** Nükleer enerji, özellikle baz yük olarak çalışabilme ve karbon nötr bir kaynak olma özelliklerinden dolayı Türkiye’de stratejik bir yatırım olarak değerlendirilmektedir. Bu kapsamda, nükleer enerji yatırım kararları, elektrik talep artışındaki değişiklikleri de göz önünde bulundurarak tüm uzun dönemli avantajları ve olası etkileri dikkate alınarak verilmelidir.
- **Büyük oranda küçük çaplı ve çatı-üstü güneş enerjisi uygulamalarından oluşan dağıtık yenilenebilir enerji tesislerinin, 15 GW civarında bir ek potansiyelle en yüksek gelişim potansiyeline sahip enerji kaynakları arasında yer aldığı görülmektedir. Bu tarz kurulumları destekleyecek piyasa araçlarının geliştirilmesi, genel olarak yenilenebilir enerji yatırımlarına sağlanacak piyasa odaklı destekleri tamamlayıcı nitelikte olacaktır:** Her senaryo için en kârlı yatırımların, yenilenebilir enerji yatırımları olduğu görülmüştür. Orta ve uzun vadede yenilenebilir enerji kaynaklarının, Türkiye için en çok gelişme vaat eden üretim kaynağı olduğu açıktır. Bu kaynakların maliyetlerinin daha da düşmesi durumunda, senaryo sonuçlarında ortaya çıkan yenilenebilir kurulu güç kapasitelerinin daha da yüksek seviyelere gelmesi mümkün olacaktır.
- **Enerji verimliliğinin artırılması çok yönlü faydalar sağlamak bakımından en maliyet etkin ve yakın dönemde kullanılabilecek seçeneklerden biri olarak karşımıza çıkmaktadır:** Düşük Talep Senaryosu’nun sonuçları, enerji verimliliğinin artırılmasının, Türkiye’nin dışa bağımlılığını azaltma, çevresel zararları minimuma indirme ve az maliyetli elektrik arzı gibi hedeflerini sağlamada olumlu sonuçlar vereceğini göstermektedir. Bu kapsamda talep tarafı enerji verimliliği yatırımlarının, yeni mevzuat ve iş modelleri geliştirilerek artırılması gerekmektedir. Fakat enerji verimliliğini artırmaya yönelik politikaların, yenilenebilir enerjiyi teşvik edici ve çevreyi korumaya yönelik diğer politikalarla desteklenmediği takdirde, Türkiye’nin enerji hedeflerine ulaşılmasında tek başına yeterli olmayacağı unutulmamalıdır.

Önümüzdeki dönemde, hangi politika seçeneğinin takip edildiğinden bağımsız olarak Türkiye’de enerji dönüşümünün sağlanması ve artan elektrik talebinin karşılanabilmesi için büyük miktarda bir yatırım ihtiyacı olacağı öngörülmektedir. Bu bağlamda, uzun vadede hedeflenen sonuçlara ulaşılabilmesi için bu büyüklükteki yatırım miktarının, doğru şekilde değerlendirilmesi enerji sektörü ve sürdürülebilir büyüme açısından büyük önem arz etmektedir. Bu doğrultuda enerji dönüşümünü destekleyen politika seçeneklerinin belirlenmesi, bu seçeneklerin hayata geçirilmesinde kısa ve uzun dönem planlamaların yapılması ve tüm olası etkilerin analiz edilmesi Türkiye enerji sektörü açısından anahtar role sahiptir.

- Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, <https://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Enerji-Yatirimlari>
- Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu, “Elektrik Piyasası Sektör Raporu 2018” (2019)
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, “2019-2023 Stratejik Planı” (2020)
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, “Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu Raporu”, <https://www.enerji.gov.tr/tr-TR/EIGM-Raporlari>
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, “Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı, 2017-2023” (2018)
- EPIAŞ Şeffaflık Platformu, <https://seffalik.epias.com.tr/transparency/>
- International Renewable Energy Agency, “Renewable Power Generation Costs in 2018” (2019)
- International Energy Agency, “Projected Costs of Generating Electricity” (2015)
- International Energy Agency, “World Energy Outlook 2019” (2019)
- International Energy Agency, <https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security>
- SHURA, “Türkiye’de Enerji Dönüşümünün Finansmanı” (2019a)
- SHURA, “Sistem Esnekliğini Artırmak İçin Gereken Seçeneklerin Maliyet ve Faydaları” (2019b)
- SHURA, “Türkiye’nin Enerji Dönüşümünde Yenilenebilir Enerjinin Entegrasyonu ve Öncelikler” (2018)
- SHURA, “Türkiye Enerji Dönüşümünü Hızlandırmak İçin 2020 Yılı Sonrası Düzenleyici Politika Seçenekleri: Şebeke Ölçeğinde Rüzgâr ve Güneş Enerjisi Kapasite Kurulumları” (2020a)
- SHURA, “Binalarda Çatı Üstü Güneş Enerjisi Potansiyeli – Türkiye’de Çatı Üstü Güneş Enerjisi Sistemlerinin Hayata Geçmesi İçin Finansman Modelleri ve Politikalar” (2020b)
- Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>
- Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, Yük Tevzi Bilgi Sistemi, [https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm\\_istatistikler.jsf](https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf)
- TEİAŞ, “2019 Yılı Aylık Elektrik Üretim-Tüketim Raporu”, <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>
- The Guardian (30.04.2020), “Covid-19 crisis will wipe out demand for fossil fuels, says IEA”, <https://www.theguardian.com/business/2020/apr/30/covid-19-crisis-demand-fossil-fuels-iea-renewable-electricity>
- T.C. Resmi Gazete, <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2016/10/20161003.htm>
- Ticaret Bakanlığı, <https://ticaret.gov.tr/istatistikler/dis-ticaret-istatistikleri>
- Türkiye İstatistik Kurumu, “Türkiye Sera Gazı Envanteri 1990-2018” (2020)
- United States Department of Energy, “Energy Storage Technology and Cost Characterization Report” (2019)
- United States Energy Information Administration, “Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies” (2020)

## EK-1: Gün Öncesi Piyasası'nın Temel Yapısı

Gün Öncesi Piyasası, 1 Aralık 2011 tarihinden itibaren operasyonel hale gelmiştir. Piyasa'ya katılım, gönüllülük esasına bağlıdır fakat piyasa katılımcılarının Gün Öncesi Katılım Anlaşması'nı imzalaması zorunludur. Üretim lisansı, tedarik lisansı, OSB üretim lisansı, dağıtım lisansı veya iletim lisansı sahibi olan tüm tüzel kişilikler piyasaya katılabilirler. Katılım portföy bazlıdır ve her katılımcı kendi portföyünü denetlemekle yükümlüdür.

Piyasa katılımcıları, bir sonraki günün ilgili saati için alıŖ ve satıŖ yönlü teklifler verirler ve böylece her saat için birer arz ve talep eğrisi oluşur. Bu eğrilerin keŖiŖtiđi noktada ise PTF oluşur. Belirlenen bu fiyat, diğer elektrik piyasaları için de bir referans niteliği taşımaktadır.

Katılımcılar, bir sonraki günün her bir saati için tekliflerini, saat 12.30'a kadar vermekle yükümlüdürler. GÖP işleyiŖi aŖađıda gösterilmiŖtir.

- **00.00 – 12.30:** Piyasa katılımcıları, bir sonraki gün için tekliflerini GÖP sistemi aracılığıyla verirler.
- **12.30 – 13.00:** Katılımcıların piyasaya katılıp katılmayacağını belirlemek için teminat kontrolü yapılır. Bildirilen her teklif, piyasa işletmecisi tarafından doğrulanır.
- **13.00 – 13.30:** Teklifler, optimizasyon aracı ile değerlendirilir ve ilgili günün her bir saati için bir piyasa takas fiyatı ve takas miktarı belirlenir.
- **13.30 – 13.50:** Onaylanmış alıŖ-satıŖ miktarları, piyasa katılımcılarına bildirilir. Bildirimlerin içeriğinde hata olması ihtimaline karŖın katılımcıların 13.50'ye kadar itiraz etme hakkı bulunur.
- **13.50 – 14.00:** Olası itirazlar, değerlendirilir ve nihai sonuçlar açıklanır.

Halihazırda Gün Öncesi Piyasası'nda alıŖ ve satıŖ yönlerinde, en çok kullanılan üç farklı teklif tipi saatlik, blok ve esnek tekliflerdir.

- **Saatlik Teklifler:** Belirli bir saat için verilebilen, satıŖ/alıŖ miktarı ve fiyat içeren tekliflerdir. Teklif verilirken seviyelere ait fiyatlar, artan biçimde belirlenir ve aynı fiyat seviyesinde aynı anda hem alıŖ hem de satıŖ yönünde teklif verilemez. Arz/ talep eğrisi oluşturulurken fiyat ve miktar seviyeleri arasındaki boş kalan değerler, doğrusal interpolasyon yöntemi kullanılarak doldurulur.
- **Blok Teklifler:** Birden çok ardışık saat için (3-24 arası) verilebilen, miktar ve fiyat içeren tekliflerdir. Bu teklifler, belirtilen zaman diliminin tamamı için kabul edilir ya da tamamı için edilmez. Belirlenen blok teklifler arasında aynı teklif bölgesi için verilmiş ve aynı işlem yönüne sahip en fazla altı blok teklif arasında bağlılık iliŖkisi kurulabilir. Bir blok teklifin bir başka blok teklife bağlanmış olması durumunda, bağlı olan blok teklif çocuk teklif, bağlı olunan teklif ise anne teklif olarak isimlendirilmektedir. Anne teklif kabul edilmediği durumda, çocuk teklif de değerlendirmeye alınmaz. Bu Ŗekilde en fazla üç seviye kullanılabilir ve her seviyede maksimum üç adet çocuk teklif olabilir. Bağlı blok teklifler, döngü oluşturacak Ŗekilde birbirine bağlanamaz.
- **Esnek Teklifler:** Belirli bir saatin belirtilmediği, sadece miktar ve fiyat içeren tekliflerdir. Sadece satıŖ yönünde verilebilirler. Bu teklifler ya tamamen reddedilir ya da bir saat için kabul edilir. Bu tip teklifler için eşleşme, genellikle talebin en yüksek olduğu saatlerde olmaktadır.

Gün Öncesi Piyasası'nda teklifler, 0 ile 2.000 TL/MWh arasında olmak zorundadır, negatif tekliflere izin verilmez. Bütün teklifler, fiyat ve miktar içermek zorundadır. Teklif verilirken kullanılan birimler, miktar için Lot, fiyat için ise TL'dir. 1 Lot'un 0,1 MWh değerine eşit olduğu kabul edilmektedir. Teklifler, Piyasa Yönetim Sistemi (PYS) arayüzü aracılığıyla EPIAŞ'ın sistemine girilir.

Girilmiş olan teklifler, bir optimizasyon aracı kullanılarak birbirleriyle eşleştirilir. 2011 ve 2016 yılları arasında saatlik optimizasyonun gerçekleştirilmesinde, Fransız AREVA şirketinin geliştirdiği e-terra yazılımı kullanılmıştır. Yerli yazılım projesinin çalışmalarına, 2015 yılında başlanmış, EPIAŞ'ın geliştirdiği yazılım 1 Haziran 2016 tarihinden itibaren kullanılmaya başlanmıştır.

Yerli GÖP optimizasyonunda, katılımcılardan gelen teklifler değerlendirilerek her saat için PTF ve her teklif için eşleşme miktarı belirlenir. Bu problem çözülürken modelin kullandığı amaç fonksiyonu piyasa faydasını maksimize etmektedir. Piyasa fazlası ise üretici ve tüketici fazlalarının toplamı olarak ifade edilmektedir. Üretici fazlası, bir üreticinin eşleştirmenin sonucunda belirlenen satış miktarı karşılığı alacağı tutar ile bu miktarı satmak için piyasaya verdiği teklif fiyatı arasındaki farktır. Benzer şekilde, tüketici fazlası da bir tüketicinin eşleştirme sonucunda belirlenen alış miktarı için piyasaya teklif ettiği tutar ile bu miktarı almak için ödeyeceği tutar arasındaki farktır.

## EK-2: Döviz Kuru ve Enflasyon Varsayımları

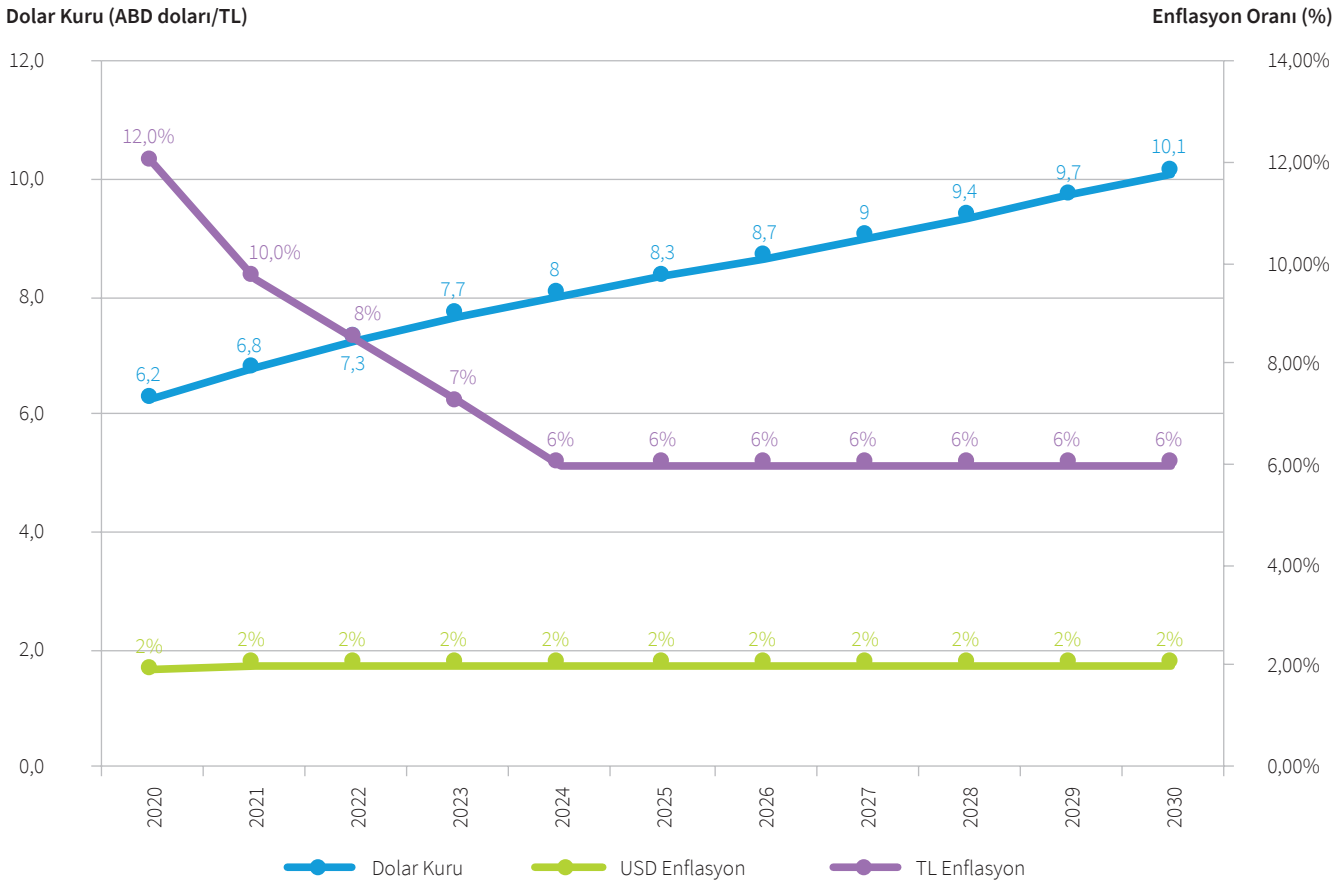
Türkiye'nin ithal ettiği enerji kaynakları, elektrik üretiminde önemli bir paya sahiptir ve bu nedenle piyasa fiyatları üzerinde etkilidir. Dolar kurundaki değişiklikler, özellikle doğal gaz ve ithal kömür santrallerinin marjinal maliyetlerini doğrudan etkilemektedir. Bu nedenle dolar kuru, fiyat tahmininde önemli bir girdidir. Burada yapılan tüm dolar kuru ve enflasyon varsayımları, hiçbir şekilde yatırımcıların yatırım kararlarını yönlendirecek varsayımlar olarak görülmemelidir.

6 Eylül 2019 yılında, Borsa İstanbul üzerinden yapılan ABD doları / Türk lirası kontratları dikkate alınarak 2020 yılı için dolar kuru belirlenmektedir. 2021 yılı itibarıyla ise ABD doları ve Türk lirası için enflasyon tahminleri kullanılarak kur öngörülleri yapılmaktadır.

Enflasyon rakamları, dolar kuru tahmininin yanı sıra değerlerin reel hale getirilmesi için kullanılmaktadır. Enflasyon için ulusal hedefler ve uluslararası tahmin raporları dikkate alınmaktadır. ABD doları enflasyon tahminleri için "Federal Reserve" tahminleri, Türk lirası için ise 2018 yılında yayımlanan Yeni Ekonomik Programı'ndaki hedefler ve IMF tahminleri kullanılmaktadır. Yine Türk lirası özelinde 2024 yılı itibarıyla uzun dönem enflasyon hedefi olarak %6 dikkate alınmaktadır.

Enflasyon rakamları ve dolar kuru tahminleri, Şekil 66'da gösterilmektedir.

Şekil 66: Enflasyon ve Kur Tahminleri





## EK-3: Dinamik Devreye Alma Algoritması ve Kullanılan Varsayımlar

### Lisanssız Santraller için Temel Varsayımlar

LCOE hesabı yapılırken lisanssız güneş santralleri için lisanslı santrallerden farklı bir yaklaşım kullanılmaktadır. Yakın zamanda değiştirilen Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği'yle birlikte öz tüketim amacıyla kurulacak olan lisanssız santraller için aylık mahsuplaşma mümkün hale gelmiştir<sup>15</sup>. Böylelikle lisanssız güneş santrali yatırımcıları, elektriğin ürettiği saate bakmaksızın ürettikleri elektriği, aylık tüketim miktarlarından düşebileceklerdir. Bu da bu tüketicilerin, normalde tüketim tarifesine dâhil edilen dağıtım bedeli ve diğer vergilerden, tüketimlerini kendi tesislerinden karşılama oranları dâhilinde kaçınmasını mümkün kılmaktadır. Bu nedenle lisanssız santraller için LCOE hesaplaması yapılırken bu faktör de dikkate alınmakta ve bu sayede lisanssız santraller, lisanslı santrallere karşı bir avantaja sahip olmaktadır.

Yeni çıkan yönetmelikle birlikte gelen bir değişiklik de bu santrallerin ekstra üretimlerini, eski YEKDEM tarifi yerine aktif enerji bedeli üzerinden satacak olmalarıdır. Bu da bu santrallerin, öz tüketime yönelmelerini daha da özendirerek bir etken olarak dikkat çekmektedir. Bu durum, yapılan çalışmada yeni devreye girecek olan lisanssız santrallerin tamamen öz tüketime yöneleceklerinin varsayılmasına dayanak hazırlamıştır.

### Gaz Motorları için Temel Varsayımlar

Gaz motorları, konvansiyonel doğal gaz santrallerine kıyasla hızlı bir şekilde yük alma ve yük atma özelliğine sahiptirler. Bu özellikleri sayesinde gaz motorları, yan hizmetler piyasasında sekonder frekans kapasite ihalelerinde aktif rol oynamaktadırlar. Piyasada oluşan fiyatlara da bağlı olarak doğal gaz santrallerine karşı avantajlı bir konuma gelebilmektedirler. Öte yandan bu santrallerin ortalama verimlilikleri, geleneksel doğal gaz santrallerine kıyasla oldukça düşük seviyelerdedir. Bu nedenlerle kurulabilecek olan gaz motoru santrallerinin gelirlerinin çoğunu, Gün Öncesi Piyasası'ndan değil Yan Hizmetler Piyasası'ndan sağlayacakları düşünülmektedir. Bu faktör göz önüne alınarak Gaz motorları için hesaplanan LCOE Gün Öncesi Piyasası için tahmin edilen fiyatla değil, Yan Hizmetler Piyasası'nda elde edilebileceği hesaplanan fiyatla kıyaslanmaktadır.

### Elektrik Depolaması üzerine Temel Varsayımlar

Lityum iyon batarya teknolojileri için ABD Enerji Bakanlığı verilerine (US Department of Energy, 2019) dayanılarak hazırlanan maliyet varsayımları, Tablo 15'te verilmiştir. Raporda, 2018 yılı için maliyet rakamları ve 2025 yılı için maliyet tahminleri bulunmaktadır. Geri kalan yılların rakamlarına ulaşmak için bu iki değerden hareketle interpolasyon uygulanmıştır. Ayrıca diğer sistem bileşenleri ve inşaat maliyeti gibi kalemlerin, Türkiye şartlarında daha az maliyetli olacağı dikkate alınarak bu maliyetler bir miktar düşürülmüştür. Raporda, farklı lityum iyon teknolojileri için farklı tahmin rakamları verilmediğinden, verilen ortalama rakam referans olarak kabul edilmiştir.

<sup>15</sup> Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği, 12 Mayıs 2019

**Tablo 15:** Lityum İyon Batarya Teknolojisi Maliyeti için Kullanılan Temel Varsayımlar

Yıl	İlk Yatırım Bedeli (ABD doları/kWh)	Güç Çevrim Sistemi (ABD doları/kW)	Diğer Sistem Bileşenleri (ABD doları/kW)	İnşaat ve Kurulum Maliyeti (ABD doları/kWh)
2020	247,6	266,0	73,9	59,7
2021	235,9	255,0	73,4	59,3
2022	224,1	244,0	72,9	58,9
2023	212,4	233,0	72,3	58,5
2024	200,7	222,0	71,8	58,0
2025	189,0	211,0	71,3	57,6
2026	177,3	200,0	70,7	57,2
2027	165,6	189,0	70,2	56,7
2028	153,9	178,0	69,6	56,3
2029	142,1	167,0	69,1	55,9
2030	130,4	156,0	68,6	55,5

Esneklik amaçlı yapılacak batarya kurulumlarında, güç/enerji katsayısı için 1, arbitraj amaçlı yapılacak batarya kurulumları için güç/enerji katsayısı 4 olarak alınmıştır. Deşarj derinliği olarak her iki çeşit batarya için %80 oranı kullanılmıştır. Verimlilik katsayısının %85 olacağı varsayılmıştır.

#### İskonto Oranı

Piyasa kaynaklarından elde edilen veriler ışığında, 2020 yılında yatırım kararı alacak bir santral için hedeflenen iskonto oranı %14 olarak alınmıştır. Bu rakam, ülkede genel kabul gören sermaye maliyetini ve ülkede yatırım yaparken öngörülen risk faktörünü ifade etmektedir. Bu bakımdan düşünüldüğünde, bu rakamın mevcut durum için uygun olduğu, ancak ilerleyen yıllar için yüksek kalacağı değerlendirilmiştir. Bu nedenle, ülkede ekonomik durumun düzelmesiyle birlikte bu rakamın da kademeli olarak düşeceği varsayılmıştır. Bu varsayımdan hareketle iskonto oranı, her geçen yıl için %0,5 oranında düşürülmekte, devreye girme kararı alınan en son yıl olan 2029 yılı için %9,5 seviyesine kadar inmektedir. Her yılın başında yapılan LCOE hesaplaması, ilgili yıl için belirlenmiş olan iskonto oranını baz almaktadır. Yıllara göre belirlenmiş iskonto oranları, Tablo 16'da gösterilmektedir.

**Tablo 16: İskonto Oranları**

Yıl	İskonto Oranı
2020	%14,0
2021	%13,5
2022	%13,0
2023	%12,5
2024	%12,0
2025	%11,5
2026	%11,0
2027	%10,5
2028	%10,0
2029	%9,5

### Ekonomik Ömür

Santraller, kullanılan kaynak türüne göre farklı ekonomik ömre sahiptir. Bu nedenle çalışma kapsamında, her kaynak türü için literatürde yer alan farklı ekonomik ömür değerleri kullanılmaktadır.

### İnşa Süresi

İnşa süresi, kaynak türüne göre değişkenlik göstermekle birlikte en uzun inşa süresi, altı yıl ile nükleer santrallere aittir. Rüzgâr, güneş gibi yenilenebilir kaynaklı santrallerin karar verildikten sonra bir yıl içerisinde devreye girebilecekleri varsayılırken kömür santralleri için aynı süre dört yıl, doğal gaz santralleri için ise iki yıl olarak dikkate alınmaktadır.

### Sabit İşletme Giderleri

Santraller için varsayılan sabit işletme giderleri arasında, personel giderleri, kira maliyeti, sigorta maliyeti, bakım onarım maliyetleri ve idari giderler gibi çeşitli kalemler bulunmaktadır. Santraller için varsayılan sabit işletme giderleri, piyasadaki elde edilen veriler doğrultusunda oluşturulmuştur.

### Değişken İşletme Giderleri

Değişken işletme giderlerinin çok büyük bir kısmını, yakıt maliyetleri oluşturmaktadır. Bu nedenle, doğal gaz ve kömür santralleri gibi termik santraller için bu giderler, nispeten yüksekken, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklar için bu maliyetler sıfıra yakındır. Termik santrallerin yakıt maliyetleri hesaplanırken fiyat tahmin çalışması kapsamında oluşturulmuş olan yakıt maliyeti tahminleri kullanılmaktadır.

## Sabit İletim Maliyeti

Modelde kullanılan sabit iletim maliyeti varsayımları için 2020 yılının başında TEİAŞ tarafından açıklanan bölge bazlı sabit sistem kullanım bedelleri baz alınmıştır. Bu bedeller, fiyat tahmin çalışması varsayımlarında 2020 yılı için ortalama 6,25 ABD doları /TL olarak kabul edilen kur üzerinden dolar cinsine çevrilmiştir ve simülasyon dönemi boyunca dolar cinsinden sabit kalacakları varsayılmıştır<sup>16</sup>. Bu bedeller, Tablo 17’de gösterilmektedir.

**Tablo 17:** İletim Maliyetleri

Tarife Bölgesi	Sabit İletim Tarifesi (ABD doları /MW)
1	6.814
2	7.428
3	7.496
4	7.593
5	7.923
6	8.326
7	8.374
8	9.224
9	9.586
10	10.645
11	11.212
12	11.691
13	12.192
14	13.078

TEİAŞ’ın belirlediği bölgesel sabit iletim tarifeleri, bölgelerdeki tüketim yoğunluğuna bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Yüksek tüketim olan bölgelerde, bu bedel daha düşük, düşük tüketimin olduğu bölgelerde daha yüksek bedeller uygulanmaktadır. Böylelikle tüketim bölgelerine yakın konumlarda kurulacak olan santraller, bu bedeller açısından daha avantajlı konuma gelmektedir.

## Değişken İletim Maliyeti

Modele girdi olarak kullanılan değişken iletim maliyeti hesabı için TEİAŞ’ın 2020 yılı için açıkladığı santrallere uygulanacak sistem kullanım bedeli baz alınmıştır. Sabit iletim tarifesinin aksine değişken iletim tarifesi, bölgeye bağlı olarak değişkenlik ihtiva etmemektedir. 2020 yılı için açıklanan 9,93 TL/MWh sistem kullanım ve 3,10 TL/MWh sistem işletim bedeli tüm santraller için uygulanmaktadır. Bu bedeller, 2020 için kabul edilen 6,25 ortalama dolar kuru üzerinden dolar cinsine çevrilmiştir. Bu bedelin, simülasyon boyunca dolar cinsinden sabit kalacağı varsayılmaktadır.

<sup>16</sup> Enerji Piyasası Düzenleme Kurul Kararı

## Şebeke Bağlantı Maliyeti

Her bir devreye girecek 1 MW'lık kapasite için şebeke bağlantı maliyeti olarak kilometre başına 236 ABD doları kullanılmaktadır.

## Kapasite Faktörleri

Rüzgâr ve güneş gibi kaynakların kullanım oranları, bölgeye ve mevsim koşullarına göre önemli ölçüde değişkenlik göstermektedir. Bu nedenle, bu kaynaklar için LCOE hesabı yapılırken il ve bölge bazlı kapasite faktörleri etkili olmaktadır. Bu bağlamda, bu enerji kaynaklarının kapasite faktörleri için varsayımlar oluşturulması gerekmiştir. Rüzgâr santralleri için geçmiş üretim ve kurulu güç verileri kullanılarak bölgesel bazlı kapasite faktörü tahmini yapılmıştır. Burada, TEİAŞ tarafından belirlenmiş olan 9 Yük Tevzi Bölgesi baz alınmıştır.

Güneş santralleri için ise santral bazlı verilere ulaşmak daha zor olduğu için farklı bir yaklaşım uygulanmıştır. Burada, il bazlı ışınım verileri kullanılarak il bazlı kapasite faktörleri hesaplanmıştır.

Ayrıca rüzgâr ve güneş kapasite faktörlerinin, yıllar içinde değişkenlik gösterecek olması da dikkate alınmıştır. Rüzgâr ve güneş santralleri, kurulduktan sonraki her yıl üretim kapasitelerini belli oranda kaybetmektedirler. Bu etkiye degradasyon adı verilmektedir. Öte yandan teknolojide yaşanacak gelişmelerle birlikte yeni kurulacak güneş santrallerinin verimliliklerinin, yıllar içerisinde kademeli olarak artması da beklenmektedir. Yıl ve bölge bazlı kapasite faktörü hesaplamalarında, bu etkenler de dikkate alınmaktadır.



## NOTLAR

---





### **İstanbul Politikalar Merkezi**

İstanbul Politikalar Merkez (İPM) demokratikleşmeden iklim değişikliğine, transatlantik ilişkilerden çatışma analizi ve çözümüne kadar, önemli siyasal ve sosyal konularda uzmanlığa sahip, çalışmalarını küresel düzeyde sürdüren bir politika araştırma kuruluşudur. İPM araştırma çalışmalarını üç ana başlık altında yürütmektedir: İPM-Sabancı Üniversitesi-Stiftung Mercator Girişimi, Demokratikleşme ve Kurumsal Reform, Çatışma Çözümü ve Arbuluculuk. 2001 yılından bu yana İPM, karar alıcılara, kanaat önderlerine ve paydaşlara uzmanlık alanına giren konularda tarafsız analiz ve yenilikçi politika önerilerinde bulunmaktadır.

### **European Climate Foundation**

European Climate Foundation (ECF) Avrupa'nın düşük karbonlu bir toplum haline gelmesine yardımcı olabilmek ve iklim değişikliğiyle mücadelede uluslararası alanda güçlü bir lider rolü oynayabilmek amacıyla kurulmuştur. ECF, her türlü ideolojiden uzak kalarak düşük karbonlu bir topluma geçişin "nasıl" olacağı konusunu odağına alır. Ortaklarıyla yaptığı iş birliği kapsamında ECF, bu geçişte kilit rol oynayacak patikaları ve farklı alternatiflerin sonuçlarını ortaya çıkararak bu tartışmalara katkı sağlamayı hedefler.

### **Agora Energiewende**

Agora Energiewende; Özellikle Almanya ve Avrupa olmak üzere tüm dünyada temiz enerjiye başarılı bir geçiş yapılmasını sağlamak amacıyla veri odaklı, politik açıdan uygulanabilir stratejiler geliştirir. Bir düşünce kuruluşu ve politika laboratuvarı olan Agora; yapıcı bir fikir alışverişi sağlarken siyaset, iş ve akademi dünyasından paydaşlarla da bilgi birikimini paylaşmayı hedefler. Kâr amacı gütmeyen ve bağışlarla finanse edilen Agora, kendini kurumsal ve siyasi çıkarılara değil, iklim değişikliğiyle mücadeleye adanmıştır.



Evliya Çelebi Mh. Kiblezade  
Sk. Eminbey Apt. No:16 K:3 D:4  
34430 Beyoğlu / İstanbul  
Tel: +90 212 243 21 90  
E-mail: info@shura.org.tr  
[www.shura.org.tr](http://www.shura.org.tr)

SHURA Kurucu Ortakları:

