Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Kaynakların Artan Payı: İletimde Genişleme ve Esneklik Seçenekleri

SHURA
Enerji Dönüşümü Merkezi

Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Kaynakların Artan Payı: İletimde Genişleme ve Esneklik Seçenekleri

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

Yazarlar
Philipp Godron (Agora Energiewende), Mahmut Erkut Cebeci ve Osman Bülent Tör (EPRA Elektrik Enerji) ve Değer Saygın (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi)

Teşekkürler
Modelleme ve simülasyonlar EPRA tarafından, RWTH Aachen Üniversitesi'nin Enerji Sistemleri ve Enerji Ekonomileri Enstitüsü (Philipp Baumanns, Tobias van Leeuwen ve Marius Sieberichs) ile yakın iş birliğiyle gerçekleştirilmiştir. Stephanie Ropenus ve Markus Steigenberger (Agora Energiewende), ECF çalışanları Rebecca Collyer, Matt Philips ve Tomasz Terlecki, SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Yönlendirme Komitesi'nden Ceren Ayas (ECF), Selahattin Hakman ve Ümit Şahin (İPM), Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı'ndan Asami Miketa ve Michael Taylor ve Uluslararası Enerji Ajansı'ndan Simon Müller ise çalışmaya çok değerli incelemeleri sonrasında geri bildirim sağlamıştır.

Raporda, Ankara'da TEİAŞ ile 13 Ocak 2017 tarihinde ve YEGM ile 7 Aralık 2015 ve 25 Nisan 2017 tarihlerinde yapılan çalışma toplantıları çerçevesinde sağlanan girdilerden de yararlanılmıştır. Rapor ayrıca 19 Nisan 2018 tarihinde Berlin'de gerçekleştirilen Yenilenebilir Kaynaklı Enerji Sistemlerinde Sistem Güvenilirliği çalıştayına katılan uluslararası uzmanlar tarafından da incelenmiştir. Toplantılara katılan uzmanların yaptığı yorumlar ve öneriler son derece değerli olup, raporun nihai haline kavuşmasını sağlamıştır.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi ECF'in bu rapor için sağladığı cömert finansmana müteşekkirdir.

Bu rapor, www.shura.org.tr adresinden indirilebilir.
Daha detaylı bilgi almak veya geri bildirimde bulunmak için lütfen info@shura.org.tr adresinden SHURA ekibiyle iletişime geçiniz.

Tasarım
Tasarımhane Tanıtım Ltd. Şti.
Baskı
Printworld Matbaa San. Tic. A.Ş.
Fotoğraflar
www.ingimage.com

Telif Hakkı © 2018 Sabancı Üniversitesi

ISBN 978-605-2095-23-2

Feragatname
Bu raporda ortaya koyulan yorumlar ve çıkarımlar yalnızca yazarlara aittir ve SHURA'nın resmi görüşünü yansıtmamaktadır.

İÇİNDEKİLER

Yönetici Özeti 6

1. Giriş 16
   1.1. Hedefler ve yaklaşım 17
   1.2. Raporun yapısı 19

2. Türkiye'nin Elektrik Sistemi 21
   2.1. Elektrik talebi ve üretimi 21
   2.2. Türkiye'nin elektrik iletim sisteminin temel özellikleri 23
   2.3. 2026'ya doğru genel görünüm 24

3. Senaryolar ve Stratejiler 27
   3.1. Rüzgâr ve güneş enerjisi kurulum seviyeleri 27
   3.2. Yenilenebilir enerjinin şebeke entegrasyon stratejileri: Rüzgâr ve güneş enerjisi dağıtımı ve sistem esnekliği 27
   3.3. Piyasa ve şebeke simülasyonları 28
   3.4. 2026 İletim şebekesi modeli 29
   3.5. Değişken yenilenebilir kaynaklar ve coğrafi dağıtımları için zaman serileri 31
      3.5.1. Rüzgâr enerjisi santralleri 31
      3.5.2. Güneş enerjisi santralleri 32
      3.5.3. Nehir tipi hidroelektrik santraller 33
   3.6. Model hazırlanması ile ilgili ana varsayımlar 34
      3.6.1. Tüm senaryolarda sabit kullanılan parametreler 34
      3.6.2. Senaryoya göre değişebilen parametreler 36

4. İki Kat (40 GW) ve Üç Kat (60 GW) Rüzgâr ve Güneş Enerjisi Senaryolarının Sistem Planlama ve Yönetimi Üzerinde Etkisi 41
   4.1. Baz Senaryo: 2026 yılına kadar 20 GW'lık güneş ve rüzgâr enerjisi kapasitesi 41
      4.1.1. Kaynak dağılımı 41
      4.1.2. Rezerv ihtiyaçları 42
      4.1.3. Bölgelerarası yük akışı 42
      4.1.4. İletim kapasitesi yatırımları 43
      4.1.5. YAL/YAT talimatı ve üretimde kesinti 46
   4.2. Mevcut planlamanın iki kat arttırılmasının etkileri: İki Kat Senaryosu 47
      4.2.1. Kaynak dağılımı 47
      4.2.2. Rezerv gereksinimleri 49
      4.2.3. Bölgelerarası yük akışı 49
      4.2.4. İletim kapasitesi yatırımı 51
      4.2.5. YAL/YAT talimatı ve kesinti 51
   4.3. Mevcut planlamanın üç katına çıkarılmasının etkileri: Üç Kat Senaryosu 53
      4.3.1. Kaynak dağılımı 53
      4.3.2. Rezerv gereksinimleri 55
      4.3.3. Bölgelerarası yük akışı 55
      4.3.4. İletim kapasitesi yatırımı 57
      4.3.5. YAL/YAT talimatı ve kesinti 59

5. Sistem Odaklı Rüzgâr ve Güneş Enerjisi Dağıtımı, Esnekliğin Artırılmasının Faydaları 63
5.1. Güneş ve rüzgâr enerjisinin Türkiye çapında daha yaygın bir şekilde dağıtılması 63
5.1.1. İki Kat Senaryosu üzerindeki etki 64
5.1.2. Üç Kat Senaryosu üzerindeki etki 67
5.2. Esnekliklerin üretim, depolama ve talep tarafında artırılması 73
5.2.1. İki Kat Senaryosu üzerindeki etki 75
5.2.2. Üç Kat Senaryosu üzerindeki etki 79

6. Sonuçlar ve Öneriler 86

EK 1. Türkiye'nin Enerji Sistemine Genel Bakış 90
A-1.1. Elektrik talebi ve enerji üretimi 90
A-1.2. Türkiye'de enerji piyasası ve dağıtım 95
A-1.3. Türkiye'nin elektrik iletim sisteminin temel özellikleri 97
A-1.4. Yenilenebilir enerji yatırımına yönelik düzenleyici çerçeve 99

EK 2. Yöntem ve Önemli Varsayımlar 102
A-2.1. Pazar simülasyonu yaklaşımı ve ana girdiler 102
A-2.2. Şebeke simülasyonu yaklaşımı ve önemli girdiler 103
A-2.3. Temel model hazırlama varsayımları 105
A-2.3.1. Tüm senaryolarda sabit olan parametreler 105
A-2.3.2. Senaryoya göre değişebilen parametreler 108

EK 3. Saatlik Rüzgâr ve Güneş Enerjisi Üretim Hesaplama Detayları 113
A-3.1. Rüzgâr Enerjisi Santralleri 113
A-3.2. Güneş Enerjisi Santralleri 116
A-3.3. Nehir tipi hidroelektrik santralleri 118

EK 4. 2016 YAL/YAT Talimatlarının Hesaplama Detayları 119

EK 5. Üretim Santralleri ile ilgili Varsayımlar 120
A-5.1. Nükleer enerji santralleri 120
A-5.2. İthal kömürle çalışan termik santraller ve yerli taş kömürüyle çalışan termik santraller 120
A-5.3. Linyitle çalışan termik santraller 120
A-5.4. Doğal gaz santralleri 121
A-5.5. Hidroelektrik santralleri 121
A-5.6. Jeotermal enerji santralleri 121

EK 6. Kurulu Güç Varsayımları ve Uluslararası Çalışmaların Karşılaştırılması 123

Kısaltmalar 124

Yönetici Özeti

Önümüzdeki yıllarda, Türkiye enerji sisteminde başta rüzgâr ve güneş olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla artacağı öngörülüyor. Son yıllarda dünya genelinde elektrik üretiminde yenilenebilir enerjinin kurulu gücünde büyük bir artış gerçekleşti ve 2017 yılında Türkiye'de rekor büyüme kaydedildi. Yenilenebilir elektrik üretim teknolojilerinin kapasite artışında önemli bir hızlanma yaşanması beklenen bu dönemde, rüzgâr ve güneş enerjisinin artan paylarının Türkiye'nin elektrik sistemini nasıl etkileyeceğinin daha iyi anlaşılması gerekiyor.

Bu çalışmadaki analizler; yenilenebilir enerji konusunda öncelikli alanların belirlenmesi, enerji planlamacılarının, sistem operatörünün, yetkili makamların ve piyasa oyuncularının yenilenebilir kaynakların elektrik üretimindeki artan payı nedeniyle ihtiyaç duyulacak iletim şebekesi yatırımları konusunda bilgilendirilmesi ve yenilenebilir enerji sistemlerinin Türkiye şebekesine entegrasyonuna yönelik stratejilerin geliştirilmesine katkı sağlamak amacıyla gerçekleştirildi. Türkiye'de benzer bir örneği bulunmayan bu çalışmanın, ulusal ölçekte düşük karbonlu elektrik sistemine geçiş konusundaki değerlendirmelere katkı sağlaması amaçlandı. Çalışma, dünyadaki en hızlı büyüyen ekonomilerden Türkiye'nin, artan elektrik talebini, sistem güvenliğini tehdit etmeyecek şekilde yenilenebilir enerji kaynaklarından daha fazla karşılayabilmesinin yollarını araştırıyor.

Türkiye, 2026 yılında toplam elektrik üretiminin %20'sini -mevcut iletim sistemi planlamasına ek bir maliyet oluşturmadan- rüzgâr ve güneş enerjisinden karşılayabilir.

Teknoloji maliyetleri düşme eğiliminde olan rüzgâr ve güneş (bu çalışmada birlikte "değişken yenilenebilir enerji" olarak tanımlanmıştır.) enerjisinden elektrik üretimi tüm dünyada kaçınılmaz bir şekilde hızlandı. Çalışma kapsamında gerçekleştirilen analizler, 2026 yılında Türkiye'nin toplam elektrik üretiminin %20'sinin -mevcut iletim sistemi planlamasına ek bir maliyet oluşturmadan- rüzgâr ve güneş enerjisinden karşılanabileceğini gösteriyor. Çalışmada hedef olarak belirlenen 2026 yılında, Baz Senaryo'da toplam rüzgâr ve güneş enerjisi kurulu gücünün 20 GW olacağı varsayılarak hesaplanan iletim sistemi yatırım ihtiyacının (400 kV ve 154 kV iletim hattı ve trafo merkezleri), toplam rüzgâr ve güneş enerjisi kurulu gücünün iki katına, yani 40 GW seviyesine çıkarılması durumunda değişmediği gözlendi. Rüzgâr ve güneş kurulu gücünün 40 GW olduğu durumda gereken toplam iletim şebekesi yatırım ihtiyacının, Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'nin (TEİAŞ) hazırladığı On Yıllık Şebeke Gelişim Planı'nda öngörülen miktarla hemen hemen aynı seviyede olduğu durumda, yıllık toplam YAL/YAT (yük alma/yük atma) talimatlarındaki artış göz ardı edilebiliyor. Belirtilen ek yenilenebilir kapasite, rüzgâr hızı ve güneş ışıması göz önüne alınarak trafo yüklenmeleri bazında daha geniş alanlara dağıtılırsa, yenilenebilir enerjinin şebekeye entegrasyonundan elde edilecek artı değer önemli ölçüde artıyor.

Türkiye'nin zengin yerel kaynaklarının kullanımını teşvik eden politikalar ve yenilenebilir enerji teknoloji maliyetlerindeki düşüş, rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı elektrik üretiminde artışla sonuçlanıyor. Yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretimindeki artışta rekor yaşanan 2017 yılının ardından, son dönemde gerçekleşen güneş ve rüzgâr enerjisi ihaleleri bu ivmenin devamına işaret ediyor.

2017'de yenilenebilir kaynak kapasitesindeki net artış (3,2 GW), fosil yakıtlara dayalı kaynaklardaki artışın (1,5 GW) iki katından yüksek gerçekleşti.

Son yıllarda dünya genelinde yenilenebilir kaynakların kurulu gücünde büyük bir artış yaşandı. 2017 yılında Türkiye'deki yenilenebilir kaynakların kurulumundaki artış da rekor seviyede. Yenilenebilir kaynak kapasitesindeki net artış (3,2 GW) fosil yakıtlara dayalı kaynaklardaki artışın (1,5 GW) iki katından yüksek gerçekleşti. 2017 yılında 1,79 GW artan güneş enerjisi kapasitesi, 2016 yılındaki artışın üç katı seviyesinde gerçekleşerek, Türkiye'yi Avrupa'daki en büyük güneş enerjisi piyasalarından biri

haline getirdi. 2017 yılının sonunda, toplam kurulu rüzgâr kapasitesi ise 6,9 GW ile neredeyse üç katına çıktı.[1] Rüzgâr ve güneşten elde edilen enerji üretimi, Türkiye'nin toplam elektrik enerjisi üretiminin %7'sini oluşturuyor.[2] 2017 yılındaki ihalelerde yaklaşık 5 GW'lık rüzgâr ve güneş enerjisi proje lisans ve ön lisansları ihale edildi ve bu büyümenin devam etmesi öngörülüyor.

2012 yılından bu yana yenilenebilir kaynaklardaki küresel net kapasite artışları, diğer tüm teknolojilerdeki kapasite artışlarını geçti.

Son yıllardaki güneş, rüzgâr ve diğer yenilenebilir enerji teknolojisi maliyetlerindeki önemli düşüş, düşük karbonlu enerji alanında yeni bir çağ başlattı. 2012 yılından bu yana yenilenebilir kaynaklardaki küresel net kapasite artışları, diğer tüm teknolojilerdeki kapasite artışlarını geçti. 2016 yılında küresel ölçekte yenilenebilir enerji kapasitesindeki artış, kömür ve doğal gazdaki net artışın iki katını buldu (161 GW).[3] Son dönemde gerçekleştirilen büyük ölçekli güneş ve rüzgâr enerjisi ihaleleri, Türkiye'nin de bu gelişmelerden etkilendiğini gösteriyor. İhalelerde kazanan teklifler, kilovatsaat (kWh) başına rüzgâr enerjisi için 3,48 ¢ (ABD dolar sent) ve güneş enerjisi için 6,99¢ ile sabit fiyat ve alım garantisinin (feed-in tariff) çok altında seyretti. 2017 yılında ön lisans ihalelerini kazanan projelerin çoğu sabit fiyat ve alım garantisine tabi olmadığı gibi, bazıları şebekeye lisans hakları için üretecekleri kilovatsaat elektrik üzerinden TEİAŞ'a ödeme yapmayı taahhüt etti.

Rüzgâr ve güneş enerjisi bakımından zengin kaynaklara sahip Türkiye'nin yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik üretiminde potansiyeli oldukça yüksek. Bu alanda küresel olarak büyüyen iş fırsatlarını, ülkenin dört bir yanındaki zengin potansiyelle değerlendirmek için ise zamanlama önemli. Ege kıyıları boyunca rüzgâr enerjisi üretimi için en uygun bölgelere yatırımlar yapılıyor. Güneş enerjisi açısından ise ülkenin güneyinde birçok fırsat mevcut. Bunun yanı sıra, arsa bedellerinin ucuz olduğu tarıma elverişsiz alanlarda ve talep merkezlerine yakın birçok bölgede, güneş ve rüzgâr enerjisi açısından büyük bir potansiyel bulunuyor.

Türkiye, küresel ölçekte en hızlı büyüyen ekonomilerden biri haline geldi. 2010 ve 2016 yılları arasında ülkenin Gayri Safi Yurtiçi Hasılası (GSYH) %4,8 artış göstererek[4] OECD ülkeleri arasında ikinci sırada yer aldı. Aynı dönemde, nüfusu yıllık %1,6 artarak 2016 yılında 78 milyonu aştı. 2010 yılından itibaren ülkedeki toplam elektrik talebi yıllık ortalama %4,3 arttı ve bu artış eğiliminin devamı bekleniyor.

2016 yılında 78,5 GW olan toplam kurulu güç, 2017 yılında 83 GW'ı geçti. Bu toplam kapasitenin yarısı, hidroelektrik santrallerin de dahil olduğu yenilenebilir enerji kaynaklarından, diğer yarısı ise fosil yakıtlardan oluşuyor. Yıllık elektrik üretiminin %70'inden fazlası fosil yakıtlardan sağlanıyor. Ülkedeki elektrik üretiminin %29,3'ü ise yenilenebilir kaynaklardan, özellikle hidroelektrik ve rüzgâr enerjisinden karşılanıyor. Güneş enerjisinin elektrik üretimindeki payı ise yalnızca %1'dir. Türkiye, artan enerji talebini karşılamanın yanı sıra mevcut enerji ihtiyacının %75'inin ithal edildiği bağımlılığın kırılmasını da hedefliyor. Yenilenebilir enerji, bu hedefe ulaşmada temel bir yapı taşı olarak öne çıkıyor.

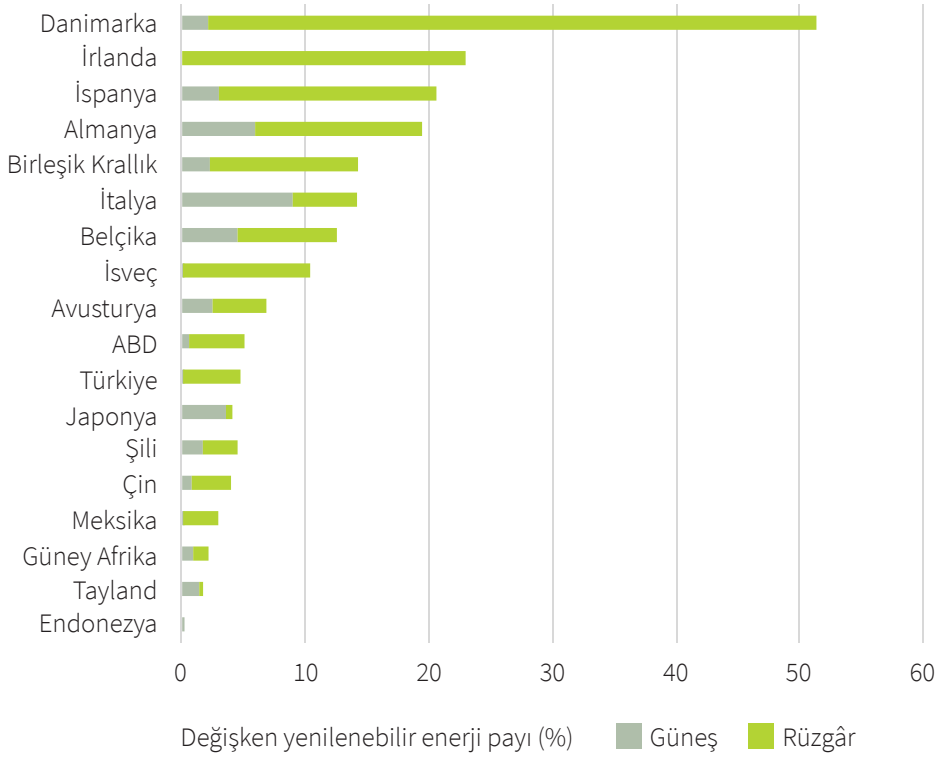
Rüzgâr ve güneş enerjisinden elektrik üretimi değişken özelliktedir. Başka bir deyişle, üretilen enerji rüzgâr seviyesine ve güneş ışıma miktarına bağlı değişkenlik gösterir. Bu durum, anlık üretim tüketim dengesinin sağlanması açısından şebekede zorluk yaratmaktadır. Dünyadaki örneklere bakıldığında, yenilenebilir enerji kaynaklarının %15 veya daha fazla paya sahip olduğu durumlarda sistem planlaması ve işletiminde büyük ölçekli ek önlemlere gerek kalmadan şebekeye entegrasyon sağlanabiliyor.

[1] *Wind Europe (2018), Wind in Power 2017. Yıllık birleşik kara üstü ve deniz üstü rüzgâr enerjisi istatistikleri.*
[2] Bkz. *http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=88369;*
Enerji IQ (2018), Turkey's Energy Market Report, No: 2018 / 93 Year: 4, 13 March 2018.
[3] *IRENA (2017):* Yenilenebilir Kaynak Kapasitesi İstatistikleri 2017.
[4] 2010 yılında sabit ABD Doları kuruyla.

Yenilenebilir enerjinin daha yüksek paya sahip olduğu elektrik güç sistemlerinin; enerjide dışa bağımlılığın azaltılması, ticaret dengesinin sağlanması, ekonomik faaliyetin artması, yeni istihdam olanakları sağlanması ve daha temiz bir çevre gibi ek faydaları bulunuyor.

Yenilenebilir enerjinin daha yüksek paya sahip olduğu elektrik sistemlerinin; enerjide dışa bağımlılığın azaltılması, ticaret dengesinin sağlanması, ekonomik faaliyetin artması, yeni istihdam olanakları sağlanması ve daha temiz bir çevre gibi ek faydaları bulunuyor. Ancak sektördeki birçok paydaş ve sistem operatörü, rüzgâr ve güneş enerjisinin toplam kapasitedeki payının artışını, sistem güvenilirliği ve esnekliği açısından ek maliyetlere ve işletme sıkıntılarına yol açan bir zorluk olarak görüyor.

Son yıllarda küresel ölçekte birçok örnek, güneş ve rüzgârdan elektrik üretiminin yıllık payının %15 ve üzeri seviyelere çıkarılmasının sisteme etkisini, şebeke işletimi bakımından ek faktörlerin göz önüne alınması ve zamanlama planıyla sınırlı olduğunu gösteriyor.



Şekil 1: *Güneş ve rüzgâr enerjisi üretiminin farklı ülkelerdeki payı, 2015*[5]

Küresel ölçekte, elektrik üretiminde rüzgâr ve güneş enerjisinin payının sistemde bir değişikliğe gidilmeden %25'e çıktığı örnekler bulunuyor. Bu yüzde, birçok ülkede yılın belirli saatlerinde talebin %80'inden fazlasının karşılanması anlamına geliyor. Kaliforniya, Almanya ve İspanya'daki elektrik sistemlerinde komşu ülkelerin sistemleriyle bağlantı (enterkonneksiyon) kapasitesinin güçlendirilmesi, fosil yakıtla çalışan santrallerin esnekliğini artırmış, böylece şebekede yaşanan kısıtlarda ihtiyaç duyulan yenilenebilir enerji üretim kesinti miktarı sınırlanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının değişken üretim özelliği, elektrik fiyatlarındaki dengesizlikler ve düşük kapasite kullanım oranları nedeniyle fosil yakıtla çalışan santral yatırımlarında yaşanan zorluklar, bazı ülkeleri elektrik piyasalarında uyarlamalara gitmeye yöneltmiştir.

Rüzgâr ve güneş enerjisinin artan payının Türkiye'nin enerji sistemini nasıl etkileyeceğinin daha iyi anlaşılması gerekiyor. Türkiye'de benzer bir örneği bulunmayan bu çalışma, ulusal ölçekte düşük karbonlu elektrik sistemine geçiş konusundaki değerlendirmelere katkı sağlamayı hedefliyor.

Yenilenebilir kaynakların toplam elektrik üretimindeki payının artmasıyla şebekede yaşanabilecek sıkıntıları daha iyi anlamak ve en etkin önlemleri alabilmek için ulusal

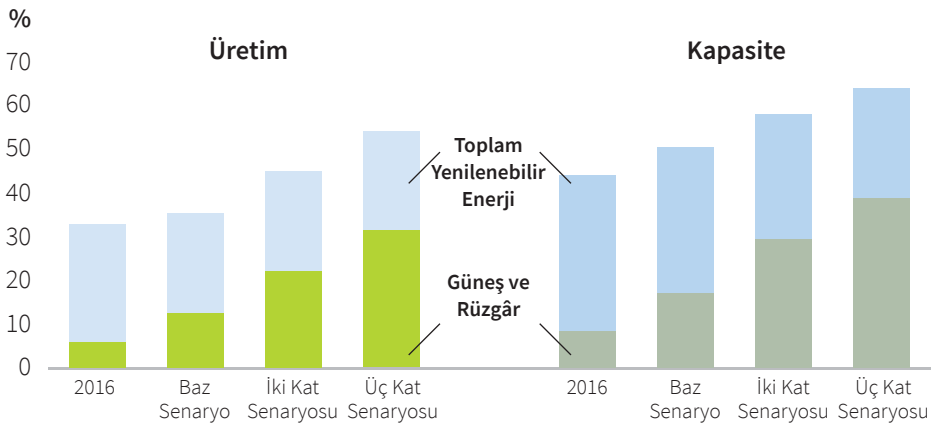
[5] *Uluslararası Enerji Ajansı (2017). World Energy Balances 2017 edition. OECD/IEA, Paris.*

ölçekte analizler yapılması gerekiyor. Bu amaca hizmet eden çalışmanın -Türkiye ölçeğinde ilk kez gerçekleştirilerek- Türkiye'nin temiz enerjiye geçiş sürecinde; karar alıcılara, sistem operatörüne, düzenleme kurumuna ve tüketicilere katkı sunması amaçlandı.

Çalışma, yenilenebilir enerjinin kurulu gücündeki artışın entegrasyon stratejilerine etkisini yenilikçi ve bilimsel yöntemlere dayalı simülasyonlarla sektör paydaşlarına iletmeyi amaçlıyor.[6]

2016-2026 dönemini kapsayan rapor, 2026 yılında toplam rüzgâr ve güneş enerjisi kurulu gücünün toplam kapasitedeki payını üç senaryo üzerinden analiz ediyor: i) Baz Senaryo (TEİAŞ'ın mevcut planları doğrultusunda 14 GW rüzgâr ve 6 GW güneş enerjisi olmak üzere toplam 20 GW); ii) İki Kat Senaryosu (rüzgâr ve güneş enerjisi toplam kurulu gücünün Baz Senaryo'nun iki katına çıkarıldığı toplam 40 GW); iii) Üç Kat Senaryosu (rüzgâr ve güneş enerjisi toplam kurulu gücünün Baz Senaryo'nun üç katına çıkarıldığı toplam 60 GW). Fotovoltaik güneş teknolojisinde yaşanan hızlı maliyet düşüşü göz önünde bulundurularak, İki Kat ve Üç Kat senaryolarında güneş ve rüzgâr enerjisi kurulu güçleri eşit varsayıldı.[7] Bu kapasite değerleri, en olası ya da en çok hedeflenen değerleri yansıtmamaktadır. Buradaki amaç, şebekede yaşanabilecek zorlukları ve sistem üzerindeki etkileri daha iyi değerlendirebilmek amacıyla farklı senaryolar geliştirmek oldu.

Rüzgâr ve güneş enerjisinin 2026 yılında toplam kurulu güçteki payı Baz Senaryo'da %12, İki Kat Senaryosu'nda %21, Üç Kat Senaryosu'nda ise %31. Hidroelektrik, jeotermal ve biyokütle enerjisinin toplam yenilenebilir enerji üretimindeki payı sırasıyla %35, %44 ve %53 olarak varsayıldı.



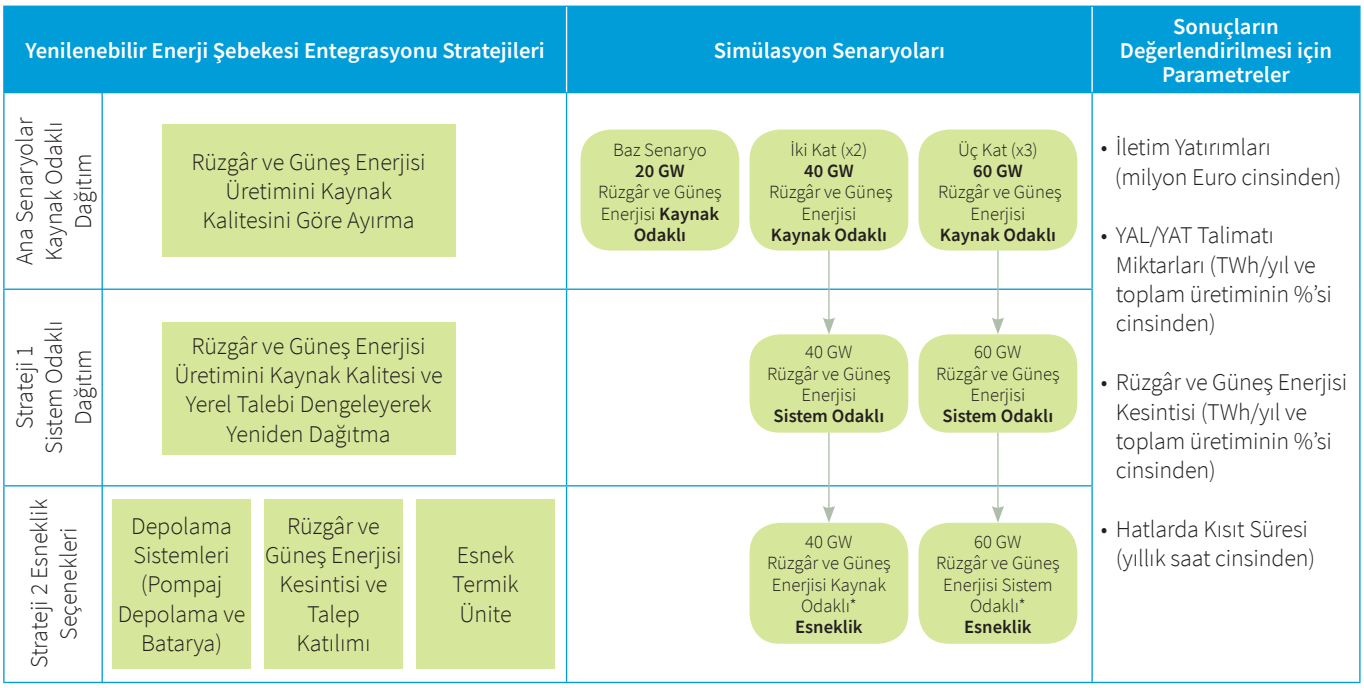
Şekil 2: *Senaryolarda güneş, rüzgâr ve toplam yenilenebilir enerji yüzdeleri, 2016-2026*

Senaryolarda rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı toplam kurulu gücün dağılımı iki farklı strateji altında incelendi: i) rüzgâr ve güneş enerjisi yatırımlarını kapasite kullanım oranlarının en yüksek olduğu yerde konumlandıran kaynak odaklı (resource-driven) dağılım; ii) rüzgâr ve güneş enerjisi yatırımlarını yük merkezlerindeki güç trafolarının kapasiteleri göz önünde bulundurarak ülke ölçeğinde dengeleyen sistem odaklı

[6] Karmaşık yapısı ve veriye erişimdeki sıkıntılar nedeniyle dağıtım şebekesi çalışma kapsamında modellenmemiştir. Uzun mesafeli güç iletiminin dağıtım şebekesi üzerinde ciddi bir etkisi bulunmamaktadır. Yenilenebilir kaynakların dağıtım şebekelerine entegre edilmesinin zorlukları ve oluşan maliyetler büyük oranda yenilenebilir kaynaklara yönelik arz ve talep oranlarına, bunların etkin planlanmasına ve rüzgâr ve güneş enerjisinin şebekeye bağlantısının takip ve kontrol edilmesine bağlıdır.

[7] Konsantre güneş enerjisi, yüksek yatırım maliyetleri nedeniyle öne çıkan bir seçenek değildir, bu nedenle analizde yer verilmemiştir.

(system-driven) dağılım. Çalışmada şebekenin esnekliğini artıran faktörlerin etkisi de analiz edildi. Verimli bir kıyaslama yapabilmek adına üç senaryoda girdiler sabit kabul edilip, gerçek şebeke verileri kullanıldı ve TEİAŞ'ın mevcut şebeke işletim ve planlama kriterleri göz önüne alındı.



** Sistem sonuçları ve bu senaryonun kaynak odaklı değerlendirme arasında sadece küçük farklılıklar söz konusu olduğundan değerlendirme için kaynak odaklı dağıtım baz alındı.*

Şekil 3: *Senaryo yaklaşımı*

Güneş ve rüzgâr enerjisi kurulu gücünün Baz Senaryo'ya göre iki kat arttırılarak 40 GW'a çıkarılması, sistem işletim ve planlama açılarından belirgin bir etki yaratmıyor. Baz Senaryo'da (20 GW) öngörülen şebeke yatırımları ve İki Kat Senaryosu sonuçları, yıllık toplam YAL/YAT talimatlarındaki artışın göz ardı edilebilir olduğunu ortaya koyuyor. Her iki senaryoda da iletim şebekesi için gerekli yıllık ortalama yatırım miktarı yaklaşık 390 milyon Euro'dur. Bu meblağ TEİAŞ tarafından hazırlanan On Yıllık Şebeke Gelişim Planı'nda belirtilen yatırım miktarıyla aynı seviyededir.

Türkiye'nin 2026 yılındaki toplam elektrik üretiminin, 2016'daki 272 TWh'den yıllık ortalama %5 artışla, 439 TWh'a ulaşacağı varsayıldı.

Baz Senaryo'da 400 kilovolt (kV) ve 154 kV şebeke TEİAŞ'ın On Yıllık Şebeke Gelişim Planı'na dayandırıldı. 8.900 km'lik yeni 400 kV hattı, 10.700 km'lik yeni 154 kV hattı ve 61 adet yeni 400 kV/154 kV trafo merkezi kurulacağı öngörüldü. Bu yatırımların maliyetinin 2016-2026 arasında yıllık yaklaşık 390 milyon Euro olacağı öngörüldü. Bu sonuç, geçtiğimiz beş yıllık süreçte gerçekleşen yatırım ihtiyacının benzer şekilde devam edeceğini gösteriyor. Yapılacak yeni yatırımların çoğu Batı Anadolu Bölgesi'nde, Ege Denizi kıyılarında, İç Anadolu ve Trakya bölgeleri arasında ve Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde öngörülüyor.

Baz Senaryo'da öngörülen şebeke yatırımlarına ek, bir yatırıma ihtiyaç olmadan rüzgâr ve güneş enerjisi kurulu gücü Baz Senaryo'nun iki katına, yani 40 GW'a çıkabilir.

Analiz, Baz Senaryo'da öngörülen şebeke yatırımlarına ek bir yatırıma ihtiyaç olmadan rüzgâr ve güneş enerjisi kurulu gücünün Baz Senaryo'nun iki katına, yani 40 GW'a çıkabileceğini gösteriyor. Bu yatırım miktarı, Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) kapsamında planlanan büyük ölçekli santrallerin şebekeye entegrasyonu için gerekli bağlantı yatırımlarını kapsamıyor.

Baz Senaryo'da, 2026 yılı YAL/YAT talimat miktarının toplam elektrik üretimindeki payı 2016'nın %4,8'i olarak öngörülüyor. İki Kat Senaryosu'nda YAL/YAT talimatı bir nebze artarak, %5'lik bant aralığında seyrediyor.[8] Rüzgâr ve güneş enerjisi üretiminde ihtiyaç duyulan kesinti miktarı göz ardı edilebilir seviyede bulunuyor.[9] Talebin yaklaşık %20'sini rüzgâr ve güneş enerjisinden sağlayan Almanya'yla karşılaştırıldığında, 2016 yılındaki rüzgâr ve güneşten elektrik üretiminin %3,3'ü şebeke yatırımlarında yaşanan gecikmeler nedeniyle kesintiye uğradı.[10]

Şekil 4. *2016 ve 2026 ana senaryolar için iletim şebekesi yatırımları, YAL/YAT talimatları ve kesinti sonuçları*

Şebeke entegrasyon stratejilerinin etkin uygulanmasıyla rüzgâr ve güneş kurulu gücü Baz Senaryo'nun üç katına çıkabilir. Üretim alanları önceliklendirilirken kapasite faktörünün yanı sıra bölgedeki tüketim miktarının göz önünde bulundurulmasının (sistem odaklı yaklaşım) yanı sıra iletim şebekesi kapasitesinin ve şebeke esnekliğinin artırılması da gerekiyor. İletim şebekesine yapılacak ekle yıllık 430 milyon Euro'yu bulan yatırım, Üç Kat Senaryosu'nda YAL/YAT talimatlarının makul seviyelerde gerçekleşmesine ve %1'den az yenilenebilir enerji kesintisine ihtiyaç duyulmasına imkân tanıyor.

Güneş ve rüzgâr toplam kurulu gücünün 2026 yılında üç katına çıkarılarak 60 GW'a yükseltilmesi, bu kaynakların %31 üretimle en büyük kaynaklardan biri olması anlamına geliyor.

Güneş ve rüzgâr toplam kurulu gücünün 2026 yılında üç katına çıkarılarak 60 GW'a yükseltilmesi, bu kaynakların %31 üretimle en büyük kaynaklardan biri olması anlamına geliyor. Bu senaryoda, tüm yenilenebilir kaynakların üretimi, Türkiye'nin toplam elektrik üretiminin yarısına denktir. Kısa dönemli marjinal maliyet (short-term marginal cost, SRMC) analizi, yenilenebilir kaynakların oranının arttırılmasının, termik santrallerden sağlanan enerji miktarında azalmayla sonuçlandığını gösteriyor. Başka bir deyişle doğal gaz, linyit ve ithal kömürle çalışan santraller en çok etkilenenler olarak öne çıkıyor.

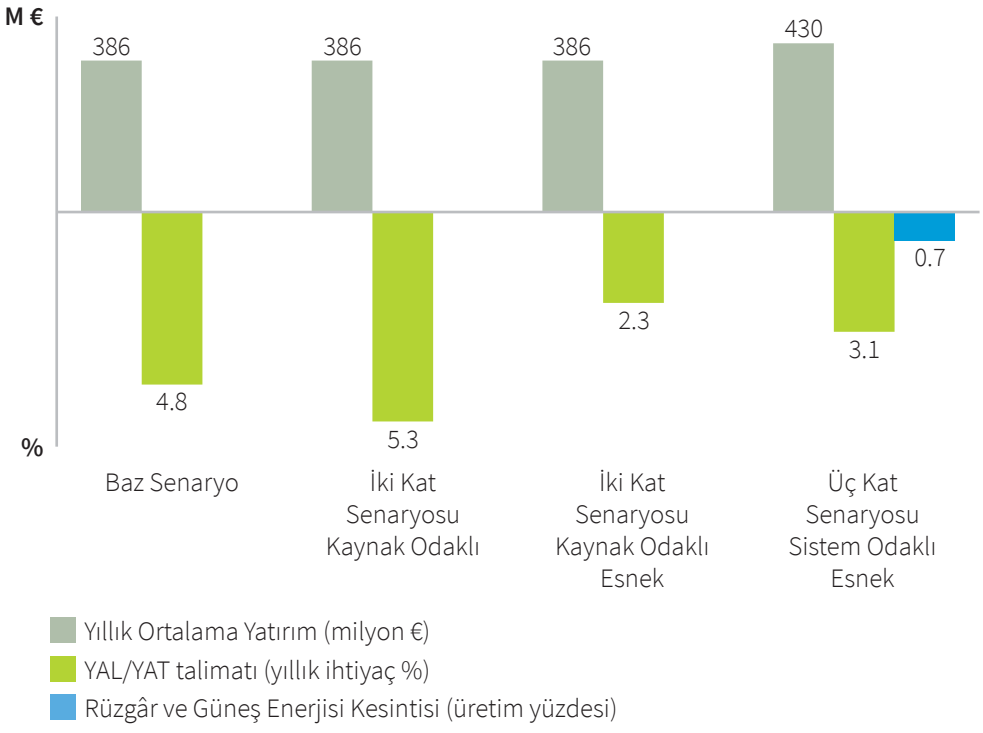
[8] YAL/YAT talimatları elektrik piyasasında arz-talep dengesini ve sistem güvenliğini sağlamak amacıyla verilmekte, ek maliyetlere sebep olmaktadır.
[9] Aşırı düşük yük seviyeleri yaşanan bayram gibi dönemlerde rüzgâr koşulları ve güneş ışıma seviyelerine göre birkaç saatliğine kesinti yapılması gerekebilmektedir. Bu kesintiler yıllık rüzgâr ve güneş enerjisi üretiminin %0,1'i olup göz ardı edilebilir düzeydedir.
[10] *Bundesnetzagentur (2017): EEG 2016 in Zahlen.*

60 GW Senaryosu'nda şebeke entegrasyon stratejilerinin göz ardı edilmesi, Baz Senaryo ve İki Kat Senaryosu'na göre iletim hatlarında %30, trafo merkezi yatırımlarında %20 artışla sonuçlanıyor. Gerekli yatırım miktarı da 530 milyon Euro'ya yükseliyor.[11]

Rüzgâr ve güneş potansiyelinin yanı sıra, enerji talebi ve trafo kapasitesinin göz önüne alındığı sistem odaklı dağılım stratejisiyle yaklaşık %50 yenilenebilir kapasite artışının, ek yatırım ihtiyacı olmadan şebekeye entegre edilebildiği görülüyor. Örneğin, Üç Kat Senaryosu'nda kaynak odaklı stratejiyle belirlenen iletim hattı yatırım ihtiyacının (8.300 km), sistem odaklı stratejiyle hesaplanan iletim hattı yatırım ihtiyacından %70 daha düşük olduğu gözleniyor (2.750 km). Aynı zamanda YAL/YAT talimat seviyeleri de %7,8 yerine %6,6 olarak gerçekleşiyor. Ayrıca, sistem odaklı stratejide, şebeke kısıtları nedeniyle ihtiyaç duyulan yıllık rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı üretim kesinti miktarı, toplam üretim miktarının %1'inden daha düşük.

Rüzgâr ve güneş enerjisi kurulu gücünün sistem-odaklı dağıtımı ekonomik avantajlar da sunuyor.

Rüzgâr ve güneş enerjisi kurulu gücünün sistem odaklı dağıtımı ekonomik avantajlar da sunuyor. Türkiye'de rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin yüksek olduğu alanların geniş bir coğrafyaya yayılmış olması, dağıtılmış rüzgâr ve güneş enerjisi üretimi için seviyelendirilmiş elektrik maliyetlerindeki artışı %5'ten az, yani göz ardı edilebilir seviyede tutuyor. Bu durum ayrıca, Türkiye'deki tüm bölgelerde rüzgâr ve güneş açısından cazip yatırım olanakları yaratıyor, bölgeye sağladığı artı değerin yanı sıra iletim sisteminin gelişimini ve işletimini olumlu etkiliyor.

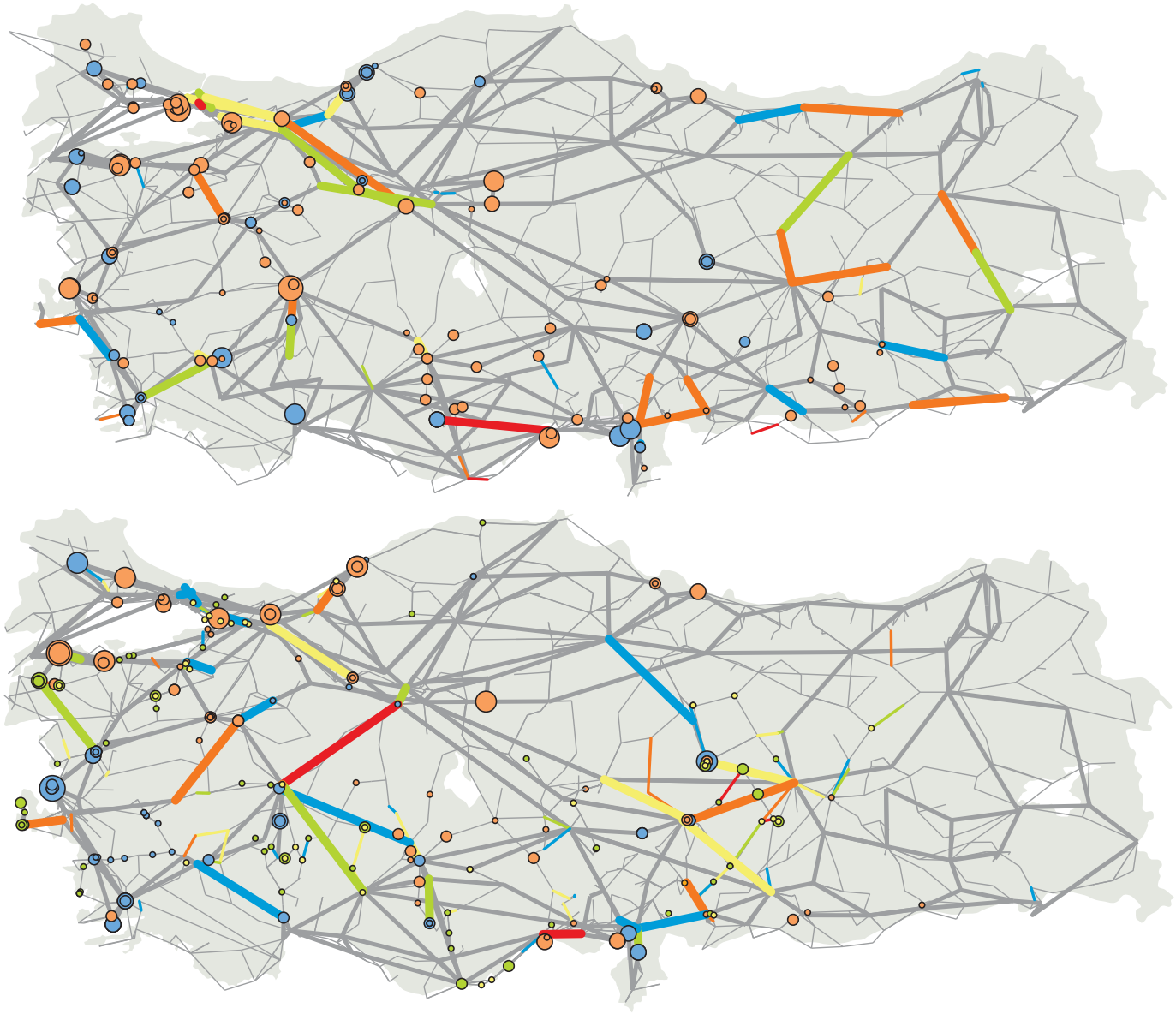


Şekil 5. *2026 ana senaryoda yenilenebilir enerji kapasite dağılımı ve şebeke esneklik yaklaşımlarının; iletim şebekesi yatırımları, YAL/YAT talimatları ve kesinti sonuçlarına etkileri*

Şebeke esnekliğini artıran çözümler, güneş ve rüzgârın entegrasyonunu kolaylaştırır. Pompaj depolamalı hidroelektrik santral ve akü başta olmak üzere depolama teknolojileri, modernize edilmiş kömürlü termik santraller ve talep katılım mekanizmaları şebeke esnekliğini artıran unsurlardır. 2 GW depolama sistemi (pompaj

[11] Yenilenebilir enerji santrallerinin şebeke bağlantı yatırımları dahil değildir.

depolamalı hidroelektrik santral ve akü toplamı) modellenerek gerçekleştirilen analizlerde, hem İki Kat, hem Üç Kat senaryolarındaki YAL/YAT talimatı seviyeleri günümüzdekinin oldukça altında seyrediyor. Şebeke esnekliği, yenilenebilir enerji kesinti ihtiyacını olumlu etkiliyor. Üç Kat Senaryosu'nda belirtilen kesinti seviyesinin %1'in altında olduğu görülüyor.



Şekil 6. *Baz Senaryo ve şebeke esneklik stratejileri altında Üç Kat Senaryosu için YAL/YAT talimatları, darboğazlar ve yenilenebilir enerji üretim kesintileri haritası (2026)*

Analiz, Türkiye'nin enerji sistemine rüzgâr ve güneşin entegrasyonu konusunda planlayıcıların ve sistem operatörünün önceliklerini belirlemeyi amaçlayan ilk çalışmadır. Bulgular, ilgili tüm paydaşların bakış açısını içeren temiz enerji yol haritasının başlangıcı niteliğindedir.

Çalışma, Türkiye'nin toplam elektrik ihtiyacının %20'sinin on yıldan kısa bir sürede rüzgâr ve güneşten karşılanabileceğini ve bu durumun iletim sisteminin işletmesine ve planlamasına olumsuz bir etki yaratmayacağını ortaya koyuyor.

Analiz, Türkiye'nin toplam elektrik ihtiyacının %20'sinin on yıldan kısa bir sürede rüzgâr ve güneşten karşılanabileceğini, bu durumun iletim sisteminin işletmesine ve planlamasına olumsuz bir etki yaratmadığını gösteriyor.

Türkiye'nin düşük karbonlu enerji sistemine geçiş için diğer ülkelerle birlikte hazırlanması gerekiyor. Elektrik sistemi planlamasının bu kapsamda yeniden değerlendirilmesi süreçte önemli rol oynuyor. Arz ve talep eğilimlerindeki değişimlerin, veri toplama, veri şeffaflığı ve veri yönetiminin önem kazanmasının, rüzgâr ve güneş gibi kaynaklara dayalı elektrik üretiminin yaygınlaşmasının ve depolama teknolojilerinin kullanıma girmesinin, sistem operatörünün planlama sürecinde daha önemli hale gelmesi öngörülüyor.

Sistem maliyetlerinin azalması, elektrik talebindeki artışın ekonomik büyümeyle ayrışmasında büyük önem teşkil ediyor.

Talep arttıkça ve şebeke genişledikçe, elektrik üretim kapasitesinde de artış bekleniyor. Rüzgâr ve güneş enerjisinin payındaki artış, esnek termik santrallere olan ihtiyacı da ortaya çıkarıyor. Bu ihtiyacın da sistem planlamacıları tarafından göz önünde bulundurulması gerekiyor. Şebekenin esnekliğini artırıcı mekanizma ve teknolojilerin yatırım maliyetleri değerlendirilirken teknik özellikleri, kaynak imkanları, bölgesel etkileri ve çevre üzerindeki etkilerinin de değerlendirilmesi azami önem taşıyor.

Bu çalışma, Türkiye'de rüzgâr ve güneşten üretilen elektriğin sistem entegrasyonu planlaması açısından mihenk taşı niteliği taşıyor.

Türkiye ölçeğinde, enerji sistemini artan yenilenebilir kaynaklara hazırlayan bir yol haritası çizilmesi gerekiyor. Bu anlamda, karar vericilerin belirleyeceği hedefler doğrultusunda yeni düzenlemeler, teşvik programları ve etkin şebeke planlaması için yeni çalışmalara duyulan ihtiyaç ortaya çıkıyor.

1. Giriş

Bu yüzyılın başından bu yana Türkiye, dünyanın en hızlı büyüyen ekonomilerinden biri olmuştur. Ülkedeki %6 (2009 ekonomik krizi öncesi) ve %4,5 (2009 yılından bu yana) arasında değişen Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (GSYH) büyüme oranları, yeni milenyumun ilk on yılı içerisinde elektrik talebinde yıllık ortalama %7, son yıllarda ise %4-%5 seviyelerinde artışa neden olmuştur.[12] 2017 yılının sonunda ise toplam tüketim ve puant yük seviyeleri sırasıyla 280 TWh ve 44 GW seviyelerine ulaşmıştır.[13] Elektrik talebinin artmasıyla birlikte genel olarak elektrik üretimi ve dağıtım sektörleri, özellikle güçlü özel sektör yatırımlarının da desteğiyle, önemli seviyede büyüme kaydetmiştir. 2002 yılında 32 GW olan toplam elektrik üretim kapasitesi, 2016 yılında neredeyse 80 GW'a kadar yükselmiştir. Türkiye'nin toplam kurulu gücünün önemli kısmını hidroelektrik ve doğal gaz santralleri oluştururken, bunları linyit ve kömür termik santralleri takip etmektedir. 2016 yılının sonunda Türkiye'nin toplam kurulu kapasitesinin yaklaşık 6 GW'ını rüzgâr, 800 MW'ını jeotermal ve 700 MW'ını güneş enerjisi santralleri oluşturmaktadır.

Enerji Verimliliği Strateji Belgesi'ne göre, yıllık toplam elektrik tüketiminin 2023 yılına kadar 440 TWh seviyesine yükselmesini beklemektedir. Bu büyüyen talebin karşılanmasında ve ticaret açığının azaltılmasında ülkenin yurt içi kaynakları önemli rol oynayacaktır.

Enerji Verimliliği Strateji Belgesi'ne göre,[14] yıllık toplam elektrik tüketiminin 2023 yılına kadar 440 TWh seviyesine yükselmesini beklemektedir. Bu büyüyen talebin karşılanmasında ve ticaret açığının azaltılmasında ülkenin yurt içi kaynakları önemli rol oynayacaktır. Taş kömürü ve doğal gaz gibi ithal kaynakların payı azaltılırken, özellikle yerli linyit kömürü, nükleer, hidroelektrik, rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesini artması planlamaktadır.

Teknoloji maliyetlerindeki düşüşle birleştirildiğinde, ülkenin sahip olduğu yüksek rüzgâr ve güneş ışıma potansiyeli, temiz enerji kaynakları olan rüzgâr ve güneş enerjisini ekonomik bir alternatif haline getirmiştir.[15] Büyük ölçekli güneş ve rüzgâr tesisleri için yapılan lisans ihalelerinde verilen son teklifler, mevcut sabit fiyat ve alım garantisi tarifelerinin (feed-in tariff) oldukça altında gerçekleşmiştir; rüzgâr enerjisi için kWh başına 3,48 $ct (ABD dolar senti) ve güneş enerjisi için ise kWh başına 6.99 $ct .[16] 2017 yılında Hindistan, Güney Afrika ve Dubai'de yapılan yenilenebilir lisans ihalelerinde, güneş enerjisi projelerinin 3-4 $ct /kWh seviyelerinde ihale edildiği görülmektedir. Yaşanan bu gelişmeler, Türkiye'nin gelecekteki enerji üretim maliyetlerinin çok daha düşük olacağına işaret etmektedir.

2015 yılında Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı yatırımlar ilk defa fosil yakıtlı enerji kaynaklarına dayalı yatırımları geçmiştir. Rüzgâr ve güneş enerjisinde küresel seviyede beklenen verimlilik artışları ve maliyet düşüşleri (sırasıyla %15 ve %25[17]) sayesinde bu gelişimin devam etmesi öngörülmekte ve yatırımcılar, Türkiye pazarına yenilenebilir kaynak kapasitesi sunma konusunda her zamankinden daha kararlı durumdadırlar.

[12] Puant yük, sistemde aynı anda oluşan maksimum toplam talep anlamına gelmektedir.
[13] *TEİAŞ 2016 Sektörel Raporu: https://teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/sektor-raporlari*
[14] *Enerji Verimliliği Strateji Belgesi 2012: http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2012/02/20120225-7.htm.*
[15] *IRENA 2018, 2017 yılında Yenilenebilir Enerji Üretimi, Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı, Abu Dabi*
[16] Rüzgâr enerjisi bağlantıları için yapılan kapasite ihalelerinde bazı yatırımcılar, piyasa fiyatlarından düşük seviyelerde enerji tedariki yapmayı teklif etmiştir. Bkz. EnerjiIQ no. 90, 9 Ocak 2018, p. 4
[17] *IEA 2017, Renewables 2017. Analysis and Forecasts to 2022, p. 5.*

Dolayısıyla; elektrik sisteminde artan yenilenebilir kaynak çeşitliliğinin, arz güvenliğini olumsuz etkilemeden nasıl entegre edilebileceği sorusu gün geçtikçe daha da önem kazanmaktadır.[18] İrlanda, Kaliforniya, Danimarka, Portekiz ve Almanya gibi bazı bölge ve ülkeler, güç sisteminin planlanması ve işletmesinde yaptıkları uygun adaptasyonlar ile, %20 ile %50 arasında değişen yıllık ortalama değişken yenilenebilir kaynak (variable renewable energy, VRE) değerlerine sahip güvenilir elektrik sistemleri oluşturmanın mümkün olduğunu göstermiştir. Tüm elektrik sistemlerinde teknik esaslar aynı olduğundan, Türkiye bu ülkelerdeki deneyimlerden faydalanabilir.[19]

Bununla birlikte, her elektrik sisteminin; coğrafya, yenilenebilir kaynaklar, mevcut kaynak dağılımı, şebeke altyapısı, talep karakteristiği ve piyasa dinamikleri gibi kendine has koşulları bulunduğundan, detaylı analizlerin ülke elektrik sistemi özelinde yapılması gerekir. Bu raporda detayları verilen çalışmanın temel amacı, yenilenebilir kaynakların artan payının ne anlama geldiğinin -Türkiye'nin elektrik sistemine özgü bu koşullar gözetilerek- daha iyi anlaşılmasıdır.

1.1. Hedefler ve yaklaşım

Bu çalışmanın amacı, Türkiye elektrik sektöründe Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi'nin (TEİAŞ) hazırladığı On Yıllık Şebeke Gelişim Planı'nda öngörülen rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin üzerinde bir seviyede kapasite kullanımında ortaya çıkacak sonuçları değerlendirmektir.

Bu çalışmanın amacı, Türkiye elektrik sektöründe Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi'nin (TEİAŞ) hazırladığı On Yıllık Şebeke Gelişim Planı'nda öngörülen rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin üzerinde bir seviyede kapasite kullanımında ortaya çıkacak sonuçları değerlendirmektir. 2016-2026 arasındaki yıllar için yapılan değerlendirmede, iletim şebekesi yatırımı ve yönetiminde oluşacak etkiler ile bunların esneklik koşullarındaki önemi yer almaktadır. Yapılan çalışmada aşağıdaki sorulara yanıt aranmaktadır:

- İletim şebekesi için ilave yatırımlara ihtiyaç duyuluyor mu? İhtiyaç duyulması halinde ilave yatırımın yeri ve kapsamı nedir?
- Yeni kurulan rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin yerleşimi elektrik sistemini nasıl etkiliyor?
- Yenilenebilir kaynakların yüksek payı; rezerv ihtiyaçları, konvansiyonel enerji üretiminin YAL/YAT (yük alma/yük atma) talimatı ve yenilenebilir kaynaklarda yapılan kesintiler üzerinde nasıl bir etkisi bulunuyor?
- Türkiye'nin elektrik sisteminin esnekliğini artırmanın faydaları nelerdir?

Belirtilen soruları cevaplamak üzere çalışmada, iletim sistemi operatörünün (Transmission System Operator, TSO) planlama süreçlerine uygun biçimde, elektrik üretiminin 2026'da kaynaklara göre dağılımı farklı senaryolarla değerlendirilmiştir. Bu senaryolar, Türkiye ölçeğinde rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinden üretimin payı ve bu santrallerin konumları açısından farklılık göstermektedir (rüzgâr ve güneş kurulu gücü toplamının 2026'da Baz Senaryo'ya göre 20 GW, İki Kat Senaryosu'na göre 40 GW, Üç Kat Senaryosu'na göre 60 GW olacağı varsayılmıştır). Senaryolardaki varsayımlar gerçekleşme olasılığı ya da istenilen kurulu güç varsayımlarından bağımsız şekillendirilmiştir. Analizin amacı yeni kapasite hedefleri belirlemek değil; yenilenebilir kaynakların kurulu gücündeki etkileri değerlendirmek amacıyla tasarlanan farklı senaryolara bağlı koşulları çözümlemektir.

[18] Bu raporda değişken yenilenebilir enerji, kesintili tedarik sebebiyle kontrol edilemeyen bir yenilenebilir enerji kaynağı olarak tanımlanmaktadır. Ayrıca bu çalışmada, nehir tipi hidroelektrik de bu kapsamda değerlendirilmektedir çünkü rüzgâr ve güneş enerjisine oranla günlük enerji çıkışı daha kararlı olsa da, nehir tipi hidroelektrik Türkiye'de mevsimler arasında ciddi seviyede değişim göstermektedir.

[19] Örnek için bkz: *DENA Almanya Enerji Ajansı "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Alman Enerji Tedarik Sisteminde 2015 - 2020 Yılları Arasında Entegrasyonu ve 2025'e Genel Bakış" https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_englisch.pdf;* IEA'nın hazırladığı önemli çalışma için bkz: *https://www.iea.org/topics/renewables/systemintegration/givar/; NREL (2010-2014), Batı Rüzgâr ve Güneş Entegrasyonu Çalışması; https://www.nrel.gov/grid/wwsis.html; IRENA (2015), Yenilenebilir Enerjinin Enerji Şebekelerine Entegrasyonu Teknoloji Notu.*

Senaryolardaki diğer tüm parametreler sabit alınmıştır.

- Elektrik talebi,
- Termik ve hidroelektrik santrallerin kurulu gücü,
- 2026'ya kadar (400 kV'lık şebeke için) ve 2021'e kadar (154 kV'lık şebeke için) yapılan iletim sistemi yatırım tahminleri.[20]

Çalışmada belirlenen senaryolar EPRA tarafından ardaşık piyasa ve şebeke simülasyonları olarak modellenmiş, EPRA tarafından geliştirilen C++ algoritmaları ve IBM CPLEX yazılımı ile simüle edilmiştir.[21] Bu yöntem şu anda Romanya'da, Avrupa Birliği tarafından finanse edilen SMARTRADE projesi kapsamında uygulanmaktadır.[22] Modellemede; bir tam yılın (8.760 saat) saatlik simülasyonu ve 154 kV'lık şebekede Türkiye iletim sisteminin parçası olması sebebiyle 400 kV ve 154 kV'lık şebekelerin eksiksiz gösterimi baz alınmıştır.[23] Her senaryo için sistem yoğunluğu ve rezerv ihlalleri yeniden hesaplanmış, YAL/YAT talimatı ve yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin kesinti ihtiyaçları ayrıca gösterilmiştir. Karşılaştırmayı kolaylaştırmak üzere, makul olan durumlarda şebeke yatırımları aynı seviyede tutulmuş; şebeke güvenliği ve güvenilirliğinin başka şekilde sağlanamayacağı senaryolarda ilave yatırımlar hesaba katılmıştır. Çalışma, rüzgâr ve güneşin şebekeye entegrasyonunu kolaylaştıracak stratejileri de değerlendirmektedir. Analizlerde rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitelerinin eklenmesinin kaynakların daha iyi olduğu alanların (kaynak odaklı) önceliğinden ziyade sistem açısından faydası olan talebin daha yakın olduğu yerlere (sistem odaklı) yerleştirilmesinin faydaları analiz edilmektedir.[24] Çalışmada aynı zamanda termik ve hidroelektrik santrallerin esnekliğinin artırılması, enerji depolaması (batarya ve pompaj depolamalı hidroelektrik), yenilenebilir kaynaklarda kesinti ve talep tarafı katılımının faydaları değerlendirilmektedir.

Kapsam ve analizin ışık tuttuğu ayrıntılar açısından Türkiye'de ilk kez gerçekleştirilen bu çalışma, elektrik sisteminde yenilenebilir kaynakların artan payına ve bu pay artışının iletim sistem operatörü ve diğer elektrik sistemi paydaşları üzerindeki etkilerinin detaylı bir değerlendirmesini ortaya koymaktadır.

Kapsam ve analizin ışık tuttuğu ayrıntılar açısından Türkiye'de ilk kez gerçekleştirilen bu çalışma, elektrik sisteminde yenilenebilir kaynakların artan payına ve bu pay artışının iletim sistem operatörü ve diğer elektrik sistemi paydaşları üzerindeki etkilerinin detaylı bir değerlendirmesini ortaya koymaktadır. Çalışma, iletim şebekesindeki esnekliğin zorluklarını belirlemeyi ve bu zorlukların üstesinden gelmek için muhtemel çözümleri test etmeyi ve sistem esnekliğini artırmak için gerekli teşvikleri sağlamayı amaçlamaktadır. Amaç, detaylı bir şebeke planı ortaya koymak değil, gerçekleşebilecek yenilenebilir kaynak senaryolarında şebekenin genişlemesi için gereken miktar ve alanları belirlemektir. Aynı zamanda, analizin hedefi uygun maliyetli bir şebeke sistem işletiminin genel hatlarını belirlemek (üretim, depolama, talep ve şebeke yatırımı öngörüleri) değildir. Analiz, belirli bir üretim (ya da depolama) yatırımına yönelik kararlarda yatırımcı bakış açısıyla hareket etmemekte ve elektrik pazar dizaynlarını ya da kapasite mekanizmalarını hesaba katmamaktadır. Son olarak, dağıtım şebekeleri üzerindeki etkiler göz önünde bulundurulmamıştır. Ancak çalışmanın sonuçlarının, analize dağıtım sisteminin katılması halinde bile geçerliliğini koruması beklenmektedir.[25]

[20] İlk senaryoda 154 kV'lık şebekede ikinci 5 yıllık dönem için (2021-2026) ilave yatırım olduğu belirlenmiştir. Bkz. Bölüm 4.1.4
[21] Algoritma tamamen EPRA tarafından geliştirilmiştir ve her türlü piyasa yapısı (Enerji Ticareti Piyasası, Bölgesel marjinal fiyatlama [LMP] piyasası, karbon piyasası, kapasite piyasası, rezerv piyasası, kesinti ve talep katılımı) ve/ya da teşvik mekanizmasını (yenilenebilir kaynaklara, yerel kaynaklara vb. teşvikler) kapsamaktadır.
[22] *A. Bara, S.V. Oprea, I. Simonca, O.B. Tör, "Conceptual design and architecture of an informatics solution for smart trading on wholesale energy market in Romania," Database Systems Journal, vol. VII, no. 4/2016.*
[23] Çalışma, tüm YEK'lerin 154 kV trafolarda birleştirildiğini ve dağıtım şebekesine analizde yer verilmediğini varsaymaktadır.
[24] Sistemin detayları ve YEK odaklı konumlandırılması detaylı biçimde Ek-3'te açıklanmaktadır.
[25] Rüzgâr ve güneş enerjisi yatırımı, iletim şebekesi ve dağıtım ağı arasındaki ilişki hakkında genel hususlar için bölüm 5.2'de yer alan kutuya bakınız.

Bu rapor hem Türkiye hem de uluslararası ölçekteki paydaşlara hitap etmektedir. Çalışmanın sonuçları Türkiye'deki iletim sistemi operatörü, elektrik sistemini planlayanlar, yenilenebilir ve fosil yakıtlı teknolojilerin yatırımcıları ve teknoloji lisans sağlayıcılarını içeren tüm sektör paydaşlarına yöneliktir. Yenilenebilir kaynakların payı daha yüksek seviyelere çıktıkça yaşanabilecek zorluklar ve bunların aşılması için hangi alanlarda daha çok çaba gösterilmesi gerektiğini işaret etmesinden dolayı, raporun sonuçları özellikle iletim sistemi operatörleri için önemlidir. Hızla büyüyen rüzgâr ve güneş enerjisi kapasiteleri göz önünde bulundurulduğunda, elde edilen sonuçlar elektrik sistemi planlamacıları için de aynı derecede önemlidir. Uluslararası ölçekteki okuyucular içinse Türkiye'de bu konudaki ilk çalışma olması, OECD, G20 ve ENTSO-E ülkeleriyle karşılaştırmalarda önemli bir bilgi eksikliğini tamamlamaktadır. Sonuçlar, Türkiye'nin toplam elektrik üretiminin %20'sinden fazlasını rüzgâr ve güneşten elde ederek sisteme entegrasyonun mümkün olduğunu göstermektedir. Bunun gerçekleştiği durumda Türkiye, diğer gelişmekte olan ülkelere liderlik edebilecek bir uygulama başarısına imza atacaktır.

EPRA Elektrik Enerji (EPRA)[26] tarafından Agora Energiewende[27] ile Aachen Üniversitesi Enerji Sistemleri ve Enerji Ekonomisi Enstitüsü'nün[28] katkılarıyla gerçekleştirilmiştir. Çalışma sektör paydaşlarının çalıştaylar ve birebir görüşmeler aracılığıyla sunduğu değerli katkılardan yararlanılarak yapılmıştır. Belirtilen paydaşlar TEİAŞ, Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) uzmanları, bilim insanları ve yatırımcılardan oluşmuştur. Çalışmanın yöntemi, senaryoların tanımlanması ve varsayımların belirlenmesinde paydaşların geri bildirimleri önemli olmuştur.

1.2. Raporun yapısı

Birinci Bölüm'deki genel girişin ardından İkinci Bölüm'de Türkiye'nin enerji sisteminin genel durumu verilmektedir. Bu kapsamda; kurulu güç, talep ve planlanan büyüme, piyasa yapısı ve düzeni, yüksek gerilim hatlarının durumu, yasal yapıyı belirleyen unsurlar ve 2026'ya doğru sektörün genel görünümü ele alınmaktadır. Üçüncü Bölüm'de senaryolar tanıtılmakta, rüzgâr ve güneş kurulu gücünün çeşitli varsayımlarına, üretim santrallerinin durumu ve konumlarına ve esneklik opsiyonlarına yer verilmektedir. Tüm senaryolarda ortak olan girdi parametreleri ve varsayımlar, detaylı biçimde tanımlanmakta ve açıklanmaktadır. Simülasyonlar için kullanılan yöntem de bu bölümde verilmektedir. Dördüncü Bölüm'de çıkarımlar ve önemli bulgular ele alınmaktadır. Beşinci Bölüm çeşitli yenilenebilir kaynakların entegrasyonunu kolaylaştıracak yollara odaklanmaktadır. Bu bölümde yeni rüzgâr ve güneş santrallerinin sistem odaklı dağıtımının etkisi ve elektrik sisteminin esnekliğini artırmanın etkisi temel unsurlarına yer verilmiştir; bu kapsamda Türkiye'de uygulamaya konabilecek seçenekler değerlendirilmiştir. Bu seçenekler arasında termik ve hidroelektrik santrallerin esnekliğinin Avrupa enerji sistemlerinin esnekliğine eş seviyeye çıkarılması ve küçük ölçekli batarya ve büyük ölçekli pompaj depolama sistemlerinin uygulanması bulunmaktadır. Altıncı Bölüm'de Türkiye'nin elektrik sisteminde rüzgâr ve güneş enerjisinin artan payının etkin uygulanmasına yönelik fizibilite sonuçları, bunlara ilişkin maliyetler ve düzenleyici çerçeve, planlama ve yönetim alanlarında yapılabilecek düzenlemelere yönelik öneriler yer almaktadır.

[26] *EPRA: http://www.epra.com.tr/home*
[27] *AGORA Energiewende: https://www.agora-energiewende.de/en*
[28] *IAEW: http://www.iaew.rwth-aachen.de/*

2. Türkiye'nin Elektrik Sistemi

Bu bölüm, Türkiye'nin elektrik sisteminin bu analizi ilgilendiren alanlarıyla ilgili kısa bir özetini sunmaktadır. Üretim ve iletim altyapısının yanı sıra Türkiye'nin elektrik sisteminin yönetimi konusunda önemli bulgular ortaya konmaktadır. Sistem, yönetim ve düzenleme konusunda daha detaylı bir değerlendirmeye EK-1'den ulaşılabilir.

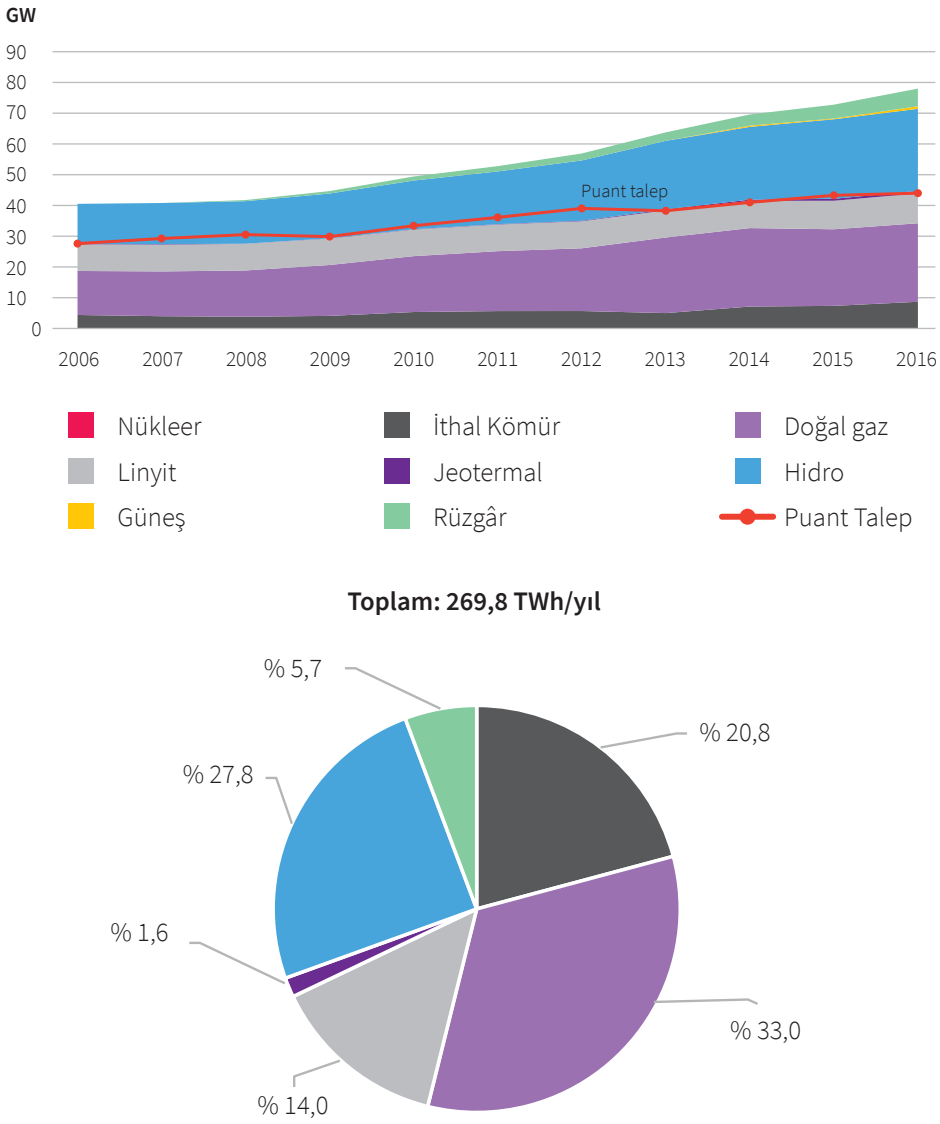
2.1. Elektrik talebi ve üretimi

Enerji ihtiyacındaki artışı ekonomik büyümeden ayırmak zor olsa da bu durum, konut ve sanayi tüketiminin sınırlanmasına yardımcı olarak Türkiye'nin küresel rekabet gücünü artıracaktır.

2006 yılında 175 TWh olan Türkiye'nin **brüt elektrik tüketimi,** 2016 yılında 278 TWh'ye ulaşmıştır. 2006 yılında 27,5 GW olan puant yük[29] 2016 yılının sonunda yaklaşık 44 GW'a yükselmiştir. Gelecek on yılda gerçekleşecek büyümenin hızı farklılık gösterebilecek olsa da büyümenin her türlü devam edeceğine dair geniş bir görüş birliği mevcuttur. Enerji ihtiyacındaki artışı ekonomik büyümeden ayırmak zor olsa da bu durum, konut ve sanayideki enerji tüketiminin azaltılmasına yardımcı olarak Türkiye'nin küresel rekabet gücünü artıracaktır. Türkiye'de elektrik talebi klima kullanımının artmasıyla birlikte yaz aylarında artış göstermektedir. Kış aylarında elektrik hala yoğun biçimde ısıtma sistemleri için kullanıldığından bu dönemde yaşanan puant yük seviyesi, yazın yaşanandan yalnızca %5 daha düşüktür. Enerji talebi ülkenin orta batı ve batı kesimlerinde yer alan kentsel alanlarda toplanmaktadır ve bu eğilimin devam etmesi öngörülmektedir.[30]

Kurulu güç 2002'de 32 GW'tan 2016 yılı sonunda 77,8 GW'a yükselmiş; **üretim** kapasitesindeki artış enerji talebi artışını geride bırakmıştır.[31] Son on yılda gerçekleşen büyümenin önemli bölümünün büyük ölçekli hidroelektrik ve doğal gaz santrallerine yapılan yatırımların sonucunda oluşması nedeniyle, Türkiye'nin kurulu gücünü öncelikle hidroelektrik (26,7 GW) ve doğal gaz (25,5 GW) santralleri, onları takiben linyit (9,3 GW) ve taş kömürüyle çalışan santraller oluşturmaktadır. Linyitle çalışan santrallerin tamamı ve taş kömürüyle çalışan termik santrallerin 1 GW'lık kısmı yerel kaynaklardan karşılanırken, taş kömürüyle çalışan termik santrallerin büyük bölümü ithal yakıt (7,5 GW) kullanmaktadır. Elektrik üretimine bakıldığında, kömür ve linyit santralleri tam yüklü olarak daha uzun saatler çalıştıklarından termik enerji üretimi ön plana çıkmaktadır. 2016 yılındaki kaynak dağılımına bakıldığında, doğal gaz santralleri (%33), linyit ve kömürle çalışan termik santrallerden (%31) gerçekleşen üretimin egemenliği görülmektedir. Hidroelektrik santraller ise toplam üretimin %25'ine katkıda bulunmuştur.[32] Elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı Şekil 7'de gösterilmektedir.[33]

[29] Puant yük; bir saat içerisinde aynı anda oluşan en yüksek toplam enerji talebi anlamına gelmektedir.
[30] Coğrafi olarak ve zaman içerisinde talebin nasıl değişebileceğine yönelik güvenilir bir tahmin verisi bulunmadığından, modelde 2016 verileri kullanılmıştır.
[31] *TEİAŞ 2016 Sektörel Raporu: https://teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/sektor-raporlari;* 2017 rakamları büyümenin devam ettiğini göstermektedir. Bkz. *http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=88369*. 2016-2026 yılları arasında başlangıç noktası 2016 yılı olması sebebiyle bu yılın verileri kullanılmıştır.
[32] *https://www.teias.gov.tr/tr/elektrik-istatistikleri*
[33] Hidroelektrik enerjinin üretimi için kapasite faktörlerinin Şekil 74'te görüldüğü gibi değişken yağış (kar ve yağmur) seviyeleri nedeniyle yıllar arasında değişiklik gösterdiği göz önünde bulundurulmalıdır. Bu durum uyarınca; 2016 yılı ortalama bir yıl kabul edilmektedir.



Şekil 7. *Kurulu güç ve toplam elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı (2016)*

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 2016 yılında yayınladığı Rüzgâr Enerjisi Teknik Potansiyelleri Atlası'nda da (REPA) (bkz. Ek-1 Şekil 64) görüldüğü üzere, Türkiye'nin **güneş, rüzgâr ve hidroelektrik**, potansiyeli oldukça yüksektir. Ülke çapında rüzgâr kaynakları açısından önemli farklılıklar bulunsa da Türkiye'nin neredeyse tüm bölgelerinde saniyede 7 metre (m/s) (80 metre AGL seviyesinde) rüzgâr hızına rastlanabilmektedir. Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz bölgelerinde oldukça kuvvetli rüzgâr koşulları bulunmaktadır.[34] Bu bölgeler ayrıca en çok rüzgâr enerjisi projesinin gerçekleştirildiği ya da planlandığı bölgelerdir.

2009 yılında 1 GW'ın altındaki rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2016 sonunda neredeyse 6 GW'a yükselmiştir.[35] 2016 yılında ilk defa yıllık bazda yeni kurulan tesislerin kapasitesi 1 GW seviyesinin üzerinde gerçekleşmiştir.[36] EPDK, 2015 yılında 3.000 MW'lık kurulu güç için ön başvuru sürecini başlatmış ve toplam başvurular neredeyse 40 GW'a ulaşmıştır.[37] Bu durum yenilenebilir kaynaklara olan yatırımcı ilgisini de yansıtmaktadır.

[34] *Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü Rüzgâr Enerjisi Teknik Potansiyelleri Atlası, http://www.eie.gov.tr/YEKrepa/REPA-duyuru_01.html.*
[35] *https://www.teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/sektor-raporlari*
[36] Temmuz 2017 itibariyle 808 MW'lık rüzgâr enerjisi santrali inşaatı devam etmektedir ve 2900 MW'lık lisans verilmiştir. Bkz. *Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği 2017, Rüzgâr Enerjisi İstatistik Raporu (http://www.tureb.com.tr/files/tureb_sayfa/duyurular/2017_duyurular/agustos/turkiye_ruzgar_enerjisi_istatistik_rapor_temmuz_2017.pdf)*
[37] EPDK elektrik piyasası ön lisans başvurularına şu adresten ulaşılabilir: *http://lisans.EMRA.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretimOnLisans/elektrikUretimOnLisansOzetSorgula.xhtml?lisansDurumu=7*

Türkiye'nin **güneş** enerjisi potansiyeline bakıldığında (bkz. Şekil 66) ülke çapında elverişli koşullar gözler önüne serilmektedir. Kuzeyde, İstanbul ve Karadeniz bölgelerinde dahi güneş ışıması yıl boyunca sürekli olarak 1.400 kWh/m^2/yıl seviyesinin üzerinde seyretmektedir. Güney bölgelerde ise bu değerler 2.000 kWh/m^2/yıl'a çıkmaktadır.

Elverişli koşullara ve yatırımcı ilgisine rağmen, yakın zamana kadar Türkiye'de sadece az sayıda güneş enerjisi santrali kurulmuştur. 2015 yılının sonunda kurulu güneş enerjisi gücü yalnızca 300 MW seviyesindeyken; 2016 yılında 650 MW'ı aşkın yeni kurulum gerçekleştirilmiş, 2017 yılında ilave 1,8 GW'lık kapasite hayata geçmiştir.[38]

Elektrik piyasası, Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPİAŞ) tarafından işletilen enerji ticareti piyasasına bağlıdır. Bu piyasanın temel görevi, kullanılabilir elektrik üretiminin ekonomik olarak en verimli dağıtım şeklini belirlemektir. TEİAŞ'ın Milli Yük Tevzi Merkezi, gün öncesi ve gün içi dengeleme piyasalarında, N-1 seviyede güvenli sistem yönetimini[39] ve yeterli sayıda kullanılabilir sıcak (spinning) rezerv[40] bulunmasını sağlayarak elektrik üretim santrallerinin nihai devrede olma ve üretim durumunu belirlemektedir.

2.2. Türkiye'nin elektrik iletim sisteminin temel özellikleri

Türkiye'nin farklı bölgelerini birbirine bağlayan ve ülkenin batısındaki talep ihtiyacını uzun mesafelerden taşınan elektrik ile sağlayan iletim şebekesi, elektrik sisteminin omurgası niteliğindedir.

Türkiye'nin farklı bölgelerini birbirine bağlayan ve ülkenin batısındaki talep ihtiyacını uzun mesafelerden taşınan elektrik ile sağlayan iletim şebekesi, elektrik sisteminin omurgası niteliğindedir. Türkiye'nin iletim şebekesi, Şekil 8'de gösterildiği gibi hem 400 kV hem de 154 kV sistemlerden[41] oluşmaktadır. Bu nedenle analize iki sistem de dahil edilmiştir. Bir kamu kuruluşu olan TEİAŞ, Türkiye'de bulunan iletim hatlarının tek sahibidir ve iletim altyapısında yeni yatırımlardan ve sistem yönetiminden sorumludur. Bu sebeple EPDK tarafından, maliyet bazlı gelir tavanı yöntemi uyarınca düzenlenmektedir.[42]

Şekil 8. *Yüksek gerilim iletim şebekesi, enterkonneksiyon, termik ve hidroelektrik santraller haritası (TEİAŞ, 2016)*

[38] *http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=88369*
[39] Teknolojik bir arıza durumunda genel sistem yönetiminin garanti altına alınması gerekmektedir.
[40] Bkz. *ENTSO-E Yük Frekans Kontrolü ve Rezervlere Yönelik Şebeke Yönetmeliği (LFCR): (LFCR): https://www.entsoe.eu/major-projects*
/network-code-development/load-frequency-control-reserves/Pages/default.aspx
[41] *TEİAŞ 2016: http://www.teias.gov.tr*
[42] *EMRA Lisans Yönetmeliği: http://www.EMRA.org.tr/TR/DokumanDetay/Elektrik/Mevzuat/Yonetmelikler/Lisans*

Türkiye'nin elektrik sistemi Eylül 2010 tarihinden beri, Bulgaristan'da (iki hat) ve Yunanistan'da (bir hat) bulunan 400 kV iletim hatları aracılığıyla Avrupa şebekesiyle (ENTSO-E) senkronize hale getirilmiştir. Hatların N-1 güvenli termik kapasitesi 1.500 MW'dan yüksek olsa da, mevcut geçiş döneminde Bulgaristan şebekesindeki bölge içi kısıtlamalardan ötürü 550/450 MW (ihracat/ithalat) seviyesinde sınırlandırılmıştır.[43] ENTSO-E sistemiyle yapılan enterkonneksiyonun temel avantajları arasında şebeke frekans kararlılığı ve sıcak rezervlerin ENTSO-E ülkeleri arasında paylaşımı yer almaktadır. Doğuda ise, elektrik ticareti yalnızca Gürcistan ile, kontrol edilebilir yüksek gerilim doğru akım bağlantısı aracılığıyla gerçekleştirilmektedir.

2.3. 2026'ya doğru genel görünüm

Geçtiğimiz on yıl içerisinde elektrik sektörünü şekillendiren farklı eğilimlerin devam etmesi beklenirken, başka unsurlar ortaya çıkmaktadır. Sanayileşme ve şehirleşme arttıkça, Türkiye'nin elektrik talebindeki artış devam edecektir.

Geçtiğimiz on yıl içerisinde elektrik sektörünü şekillendiren farklı eğilimlerin devam etmesi beklenirken, başka unsurlar ortaya çıkmaktadır. Sanayileşme ve şehirleşme arttıkça, Türkiye'nin elektrik talebindeki artış devam edecektir. Resmi rakamlara göre büyümenin %4 ile %5,5 arasında olması beklenmektedir.[44]

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye'nin 2023 yılında enerji talebini karşılamak için gerekli toplam yatırım miktarının 110 milyar $'a ulaşmasını öngörmektedir.[45] Bu miktar, geçtiğimiz on yılda yapılan yatırımın iki katıdır. Elektrik üretim santrallerindeki yeni yatırımlar ve dağıtım sisteminin modernizasyonunda özel sektör kilit rol oynamaya devam edecektir. Toplumun bakış açısı da özellikle büyük ölçekli hidroelektrik santraller ve nükleer enerji, linyit ve yenilenebilir kaynakların kapasite artışı konu olduğunda önemli bir rol oynayacaktır.

Yerel üretime verilen öncelik; farklı kaynaklardan elde edilen enerjinin çeşitlendirilmesini ve yerel kaynaklara önemin artışına işaret etmektedir. Bu kaynaklara hem fosil yakıtlar (özellikle linyit) hem de yenilenebilir kaynaklar (güneş, rüzgâr, jeotermal ve hidroelektrik potansiyel) dahildir. Yenilenebilir kaynakların kurulu gücünün artırılması, kamu kurumlarının uzun vadeli elektrik tedariki yeterliliği stratejisi açısından oldukça önemlidir.

Geçmiş dönemde gözlemlenen doğal gaz ve hidroelektrik santrallerindeki artışta önemli değişiklikler olacağı beklenmektedir. Büyük ölçekli yeni hidroelektrik santrallerdeki kullanılabilecek potansiyelin giderek azalması ve doğal gaz ithalatındaki artış; ticaret dengesini bozmakta, ithalat bağımlılığını artırmakta ve enerji dışı sektör yakıtlarıyla rekabet oluşturmaktadır.[46] Yerel üretime verilen öncelik; farklı kaynaklardan elde edilen enerjinin çeşitlendirilmesini ve yerel kaynaklara önemin artışına işaret etmektedir. Bu kaynaklara hem fosil yakıtlar (özellikle linyit) hem de yenilenebilir kaynaklar (güneş, rüzgâr, jeotermal ve hidroelektrik) dahildir. Yenilenebilir kaynakların kurulu gücünün artırılması, kamu kurumlarının uzun vadeli elektrik tedariki yeterliliği stratejisi açısından oldukça önemlidir.[141] Yenilenebilir kaynakların hava kalitesi açısından avantajları, iklim değişikliğiyle mücadele kapsamında emisyon azalımı ve istihdam gibi sosyoekonomik unsurlar yan faydalar olarak sıralanabilir.

Türkiye'nin 2023 hedefleri yenilenebilir kaynaklara yönelik 34 GW hidroelektrik, 20 GW rüzgâr ve 5 GW güneş enerjisi kurulumu olarak belirlenmiştir. Teknoloji yatırım maliyetlerindeki hızlı düşüş, daha fazla rüzgâr ve güneş enerjisi santralinin kurulumuna sebep olacaktır. Küresel ölçekte, 2012 yılından beri yenilenebilir kaynakların üretim kapasitesinin yıllık artışı, fosil yakıttan üretim kapasitesine kıyasla daha fazla olmuştur. Rüzgâr ve güneş enerjisi açısından verimlilik artışları ve yatırım maliyetlerindeki %10 ve %25 arasında beklenen düşüşler,[47] küresel eğilimin devam edeceğini ve yatırımcı

[43] *O. B. Tör, C. Gençoğlu, Ö. Tanıdır, M. E. Cebeci, N. Güven, "Investigation of Necessary Transmission Enforcements at the Balkan Region of ENTSO/E in the Sense of Inter-area Oscillations after Interconnection of Turkey," ELECO 2011, 7th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 1–4 December 2011, Bursa, Turkey, pp. 7–12.*

[44] *2012 Enerji Verimliliği Strateji Belgesi: http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2012/02/20120225-7.htm; ENTSO-E Orta Vadeli Kapasite Yeterlilik Tahmini 2016: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents /MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf; TEİAŞ 2016 Sectoral Report: https://teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/sektor-raporlari.*

[45] *Türkiye Cumhuriyeti Başbakanlık Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı, Türkiye'de Yatırım http://www.invest.gov.tr/en-US/sectors/Pages/Energy.aspx*

[46] Türkiye, kısıtlı doğal gaz kaynaklarına sahiptir ve komşu ülkelerden yaptığı ithalata bağımlı durumdadır (neredeyse %99). Özellikle kış döneminde, doğal gaz yokluğu nedeniyle bazı doğal gaz santralleri çalışamaz hale gelmekte ve bu durum, üretim seviyelerinde düzensizliğe yol açmaktadır.

[47] *UEA 2017, Renewables 2017. Analysis and Forecasts to 2022, p. 5.; also see IRENA 2018, Renewable Power Generation Costs in 2017.*

ilgisinin Türkiye pazarına süreceğini göstermektedir. Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) ihalelerinde de görüldüğü gibi, Türkiye'de güneş ve rüzgâr enerjisi üretimi açısından büyük bir potansiyel mevcuttur. Bu durum, belirtilen teknolojilerin Türkiye'deki yatırımcılar için maliyet açısından daha cazip olmasını sağlayabilir.

Tablo 1. *Resmi enerji sektörü tahminleri / Baz Senaryo varsayımları*

	2016[48]	2023 Hedefleri*	ENTSO-E MAF (2025)**	Baz Senaryo Çalışması 2026
Puant Talep	44 GW	Mevcut Değil	Mevcut Değil	69,2 GW
Tüketim	278 TWh	440 TWh	458 TWh	439 TWh
Yıllık Talep Artışı	-	% 7,3	% 5,7	% 5,1
İthal Kömür	7,5 GW	30,0 GW	8,2 GW	10,2 GW
Taş Kömürü	0,6 GW			0,6 GW
Linyit	9,3 GW		10,8 GW	13,3 GW
Doğal Gaz	25,5 GW	Mevcut Değil	27,8 GW	28,1 GW
Nükleer	0,0 GW	9,3 GW	3,6 GW	6,8 GW
Rüzgâr	5,8 GW	20,0 GW	14,2 GW	14,0 GW
Hidroelektrik	26,7 GW	34,0 GW	36,8 GW	37,5 GW
Güneş	0,6 GW	5,0 GW	6,0 GW	6,0 GW
Jeotermal	0,8 GW	Mevcut Değil	Mevcut Değil	1,45 GW
Diğerleri	1,7 GW	5,0 GW	6,0 GW	1,7 GW
Toplam Kurulu Güç	**78,4 GW**	**Mevcut Değil**	**107 GW**	**119,6 GW**

**TEİAŞ Türkiye Elektrik Piyasası: https://teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/piyasa-raporlari*
***TEİAŞ 2016: http://www.teias.gov.tr*

[48] *TEİAŞ Yük tevzi bilgi sistemi: https://ytbs.teias.gov.tr/ytbs/frm_login.jsf*

3. Senaryolar ve Stratejiler

Bu analizde, 2026 yılına kadar farklı rüzgâr ve güneş santrali artış seviyelerini öngören üç senaryo hazırlanmıştır.

3.1. Rüzgâr ve güneş enerjisi kurulum seviyeleri

Daha önce belirtildiği gibi, bu analiz gerçekleşebilecek rüzgâr ve güneş enerjisinin toplam elektrik üretimindeki farklı paylarının, iletim şebeke altyapısı ve yönetimi üzerindeki etkisini araştırmaktadır. Bu nedenle, 2026 yılına kadar farklı rüzgâr ve güneş santrali artış seviyelerini öngören üç senaryo hazırlanmıştır.

1. Baz Senaryo (20 GW rüzgâr ve güneş kurulu gücü)
2. İki Kat Senaryosu (40 GW rüzgâr ve güneş kurulu gücü)
3. Üç Kat Senaryosu (60 GW rüzgâr ve güneş kurulu gücü)

Baz Senaryo, TEİAŞ tarafından 2026 hedef yılı için iletim yatırımına yönelik yapılan, rüzgâr için toplam kurulu gücün 14 GW ve güneş için 6 GW olarak öngördüğü mevcut planlama varsayımı üzerine kurulmuştur.[49]

Diğer iki senaryo, rüzgâr ve güneş enerjisinde kapasite artışının Baz Senaryo'ya kıyasla daha hızlı olacağını öngörmektedir; İki Kat Senaryosu'nda rüzgâr ve güneş enerjisi kurulu kapasitenin toplamı 40 GW'a çıkarken, Üç Kat Senaryosu'nda 60 GW olmaktadır. Türkiye'deki yüksek güneş enerjisi potansiyeli ve teknoloji yatırım maliyetlerindeki hızlı düşüş göz önünde bulundurulduğunda, iki senaryoda eşit oranlarda güneş ve rüzgâr kurulu gücü öngörülmüştür.

Yenilenebilir kaynakların büyüme tahminlerini gerçekleştirmenin ne kadar zor olduğu, geçtiğimiz yıllardaki projeksiyonlarda görülmüştür. Bu nedenle, raporda yer verilen senaryolar ihtimalleri yansıtmak üzere tanımlanmamıştır. Birbirinde çok farklı senaryo tanımları yaparak, analizin öngörülemeyen politika seçeneklerine dayandırılmasının önüne geçilmeye çalışılmıştır. Bu bağlamdan hareketle yelpazeyi genişletebilmek adına sektör paydaşlarının katkılarıyla farklı senaryolar oluşturulmuştur.

3.2. Yenilenebilir enerjinin şebeke entegrasyon stratejileri: Rüzgâr ve güneş enerjisi dağıtımı ve sistem esnekliği

Üç senaryodan yola çıkarak, yenilenebilir kaynakların şebekeye entegrasyonu için iki ana strateji belirlenmiştir. Bu stratejiler, sistem entegrasyonunun kolaylaştırılabilmesi; örneğin alınacak önlemlerin ilave iletim yatırım gereksinimi ya da YAL/YAT talimat ihtiyacını nasıl azaltabileceğini ele almaktadır.

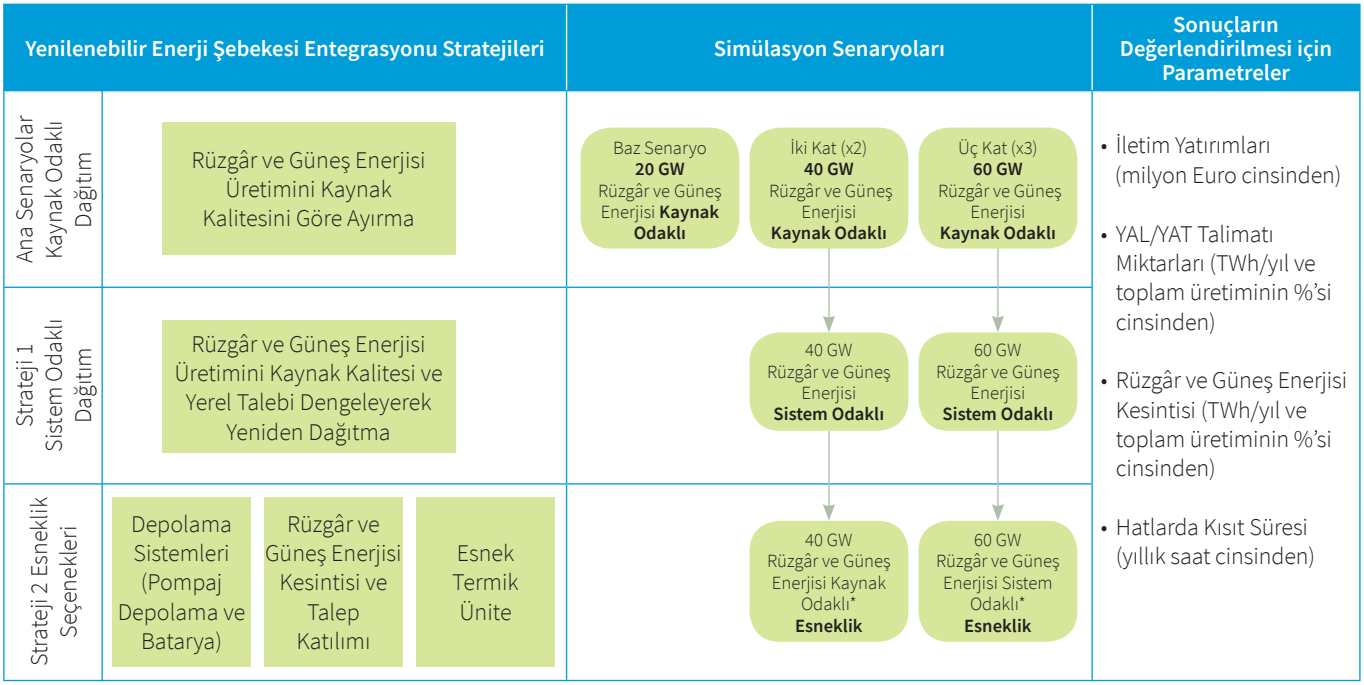
Öncelikle, konum seçiminde yapılacak değişikliklerin etkisi değerlendirilmiştir. Bunun için rüzgâr hızı ve güneş ışıması açısından en uygun konumlar yerine (konum odaklı), ülke ölçeğinde eşit dağıtılmış güneş ve rüzgâr yatırımı sağlamak üzere bölgesel elektrik talebi ve trafo kapasiteleri göz önünde bulundurularak sistem odaklı bir yaklaşımın etkileri ele alınmıştır (sistem odaklı). Rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin sistem odaklı dağıtım modeli, İki Kat ve Üç Kat senaryoları için hesaplanmıştır.[50]

İkinci aşamada ise artan sistem esnekliğinin etkisi değerlendirilmiştir. Yenilenebilir kaynakların payı artıkça, sistem esnekliğinin gerekliliği daha belirgin seviyeye ulaşmaktadır. Yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin şebekeye satılırken uğradığı değişkenlik ve belirsizlikler; sıcak rezervlere, dengeleme kapasitesine, yüksek ramp hızlarına, termik santrallerin çalışma yükünü düşük seviyelere indirebilme ve hızlı talep taraflı katılıma ihtiyaç yaratmaktadır. Bu esnekliği sağlayan bir dizi seçenek,

[49] Veriler sektör paydaşlarıyla gerçekleştirilen görüşmelerde ele alınmış olup sonrasında TEİAŞ ile istişare edilmiştir.
[50] Detaylar için Bkz. Ek-3

küresel ölçekte elektrik sistemlerinde belirlenmiş ve geliştirilmiştir. Analizde Türkiye'nin elektrik sistemini daha esnek hale getirmek ve altyapı yatırımlarını azaltmak için en uygun seçenekler modellenmiştir:

- Termik santrallerin esnekliğinin artırılması (*ramping* ve minimum yük açısından)[51]
- Gökçekaya Santrali yakınlarında 1.400 MW'lık (4x350 MW) bir pompaj depolamalı santral yatırımı. İkincil frekans kontrol rezervinin ünite başına +/-100 MW olduğu varsayılmıştır;
- Batarya sistemleri kullanılarak 600 MW'lık dağıtık enerji depolama yatırımı.[52] Bataryalar +/-300 MW'lık bölümü ikincil frekans kontrolü için rezerv olarak bırakılmıştır. Bu depolama hizmetleri, örneğin, dağıtım şirketleri tarafından yönetilen orta gerilim seviyeli sistemlere ya da doğrudan yüksek gerilim şebekesine bağlı cihazlara ilave olarak elektrikli araçların ya da çeşitli alçak gerilime bağlanabilen depolama sistemlerinin bir birleşimi yoluyla sunulabilir;
- Elektrik talebinin istenen herhangi bir saatte %5'e kadar azalma kapasitesi.



** Sistem ve kaynak odaklı değerlendirmelerin farkı göz ardı edilebilir olup kaynak-odaklı dağıtıma yer verilmiştir.*

Şekil 9. *Senaryo yaklaşımı*

3.3. Piyasa ve şebeke simülasyonları

Çalışma kapsamında ihtiyaç duyulan iletim şebekesi yatırımı ve yıllık YAL/YAT talimatı seviyeleri hesaplanmıştır. Bu nedenle her senaryo için bir dizi piyasa ve şebeke simülasyonu gerçekleştirilmiştir (Şekil 10).

İlk olarak piyasa simülasyonu, 2026 hedef yılında tüm elektrik santrallerinde sağlanacak en düşük maliyetli saatlik üretim planını belirlemiştir (**1. Adım**). Daha sonra şebekedeki kısıtları belirleyebilmek için yük akışı analizi gerçekleştirilmiştir (**2. Adım**). Ardından, TEİAŞ'ın yaptığı planların haricinde YAL/YAT talimatı seviyelerini azaltmak için ekonomik açıdan elverişli iletim hattı ve trafo yatırımları belirlenmiş (**3. Adım**); gerçekleştirilen ilk şebeke simülasyonu ile (**4. Adım**) şebeke güvenliği (tüm n-1 durumlarını çözebilmek için) ve güvenilirliği odaklı (sıcak rezerv aracılığıyla yeterli

[51] Termik santrallerin teknik kısıtlardaki detayları ve modelleme varsayımları Bölüm 3.6.2.1'de açıklanmaktadır.
[52] Depolama konusunda teknik detaylar ve modelleme varsayımları Bölüm 3.6.2.2'de açıklanmaktadır.

miktarda frekans kontrolü sağlanması) yatırımlar belirlenmiştir (**5. Adım**). Tüm bu gerekçelerle belirlenen yatırımlar şebeke modeline dahil edilmiştir. Bazı senaryolarda kapasite kullanım faktörünün az olduğu yeni konvansiyonel enerji santrallerine yer verilmemiştir (**6. Adım**). Nihai piyasa ve şebeke simülasyonlarında (sırasıyla **7. Adım** ve **8. Adım**) bu şebeke modeli kullanılarak yıllık iletim yatırımı ihtiyacı, YAL/YAT talimatı ve kesintiler hesaplanmıştır.

Şekil 10. *Metodoloji akış şeması*

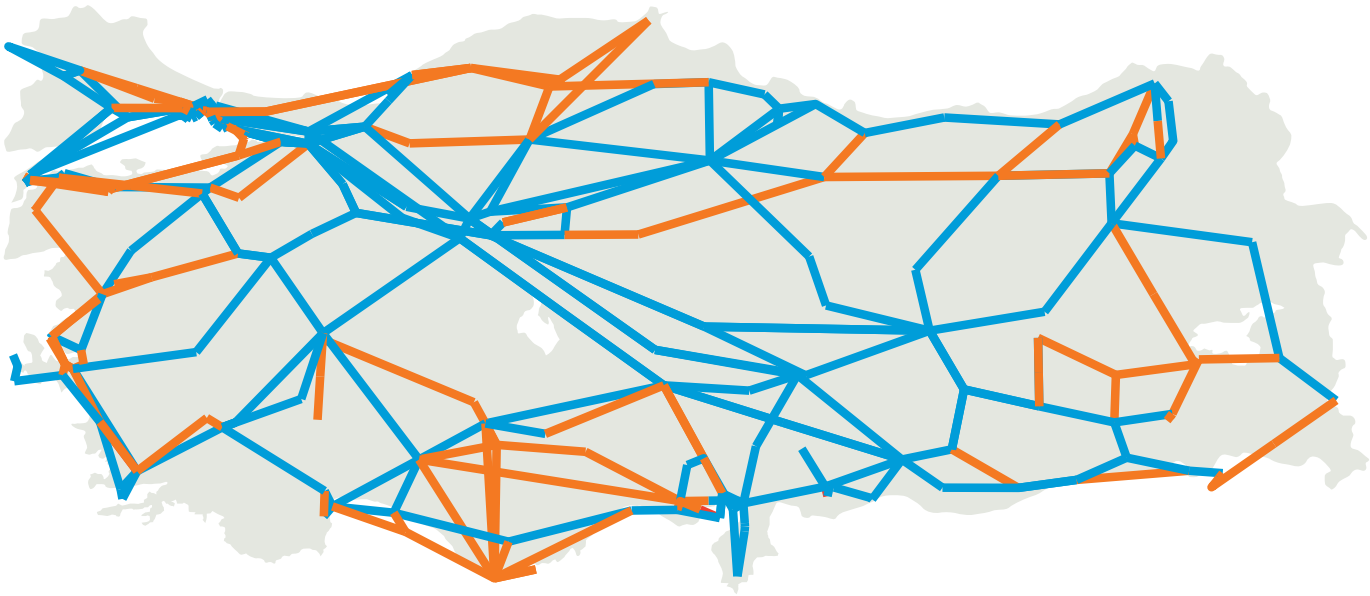
Tevzinin gerçekçi bir şekilde modellenmesi için, santrallerin kısa dönemli marjinal maliyetleri (short run marignal cost, SRMC) baz alınarak bir arz talep eğrisi oluşturulmuştur. Türkiye'nin kurulu gücüne ilişkin SRMC'yi[53] belirlemek amacıyla, modelde tüm santrallerin birincil enerji kaynağı, kapasite büyüklükleri ve yaşları hesaba katılmıştır.[54] Yöntemin ve fonksiyonların detayları Ek-2'de yer almaktadır.

3.4. 2026 İletim şebekesi modeli

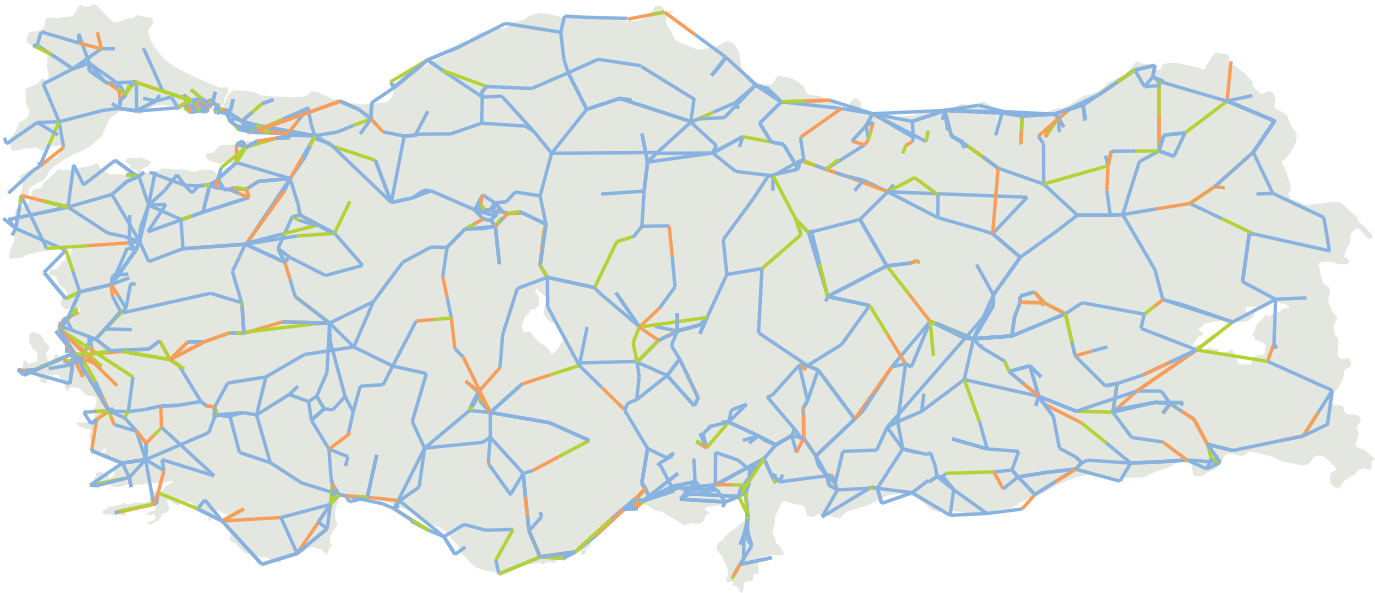
TEİAŞ'ın hazırladığı iletim şebekesi planı bu çalışma için bir referans noktası niteliğindedir. Tüm senaryolara TEİAŞ'ın 2026 yılına yönelik On Yıllık Talep Tahminleri Raporu'nun (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) önemli parametreleri dahil edilmiştir.[55] 2016 yılında kamuoyuyla paylaşılan plana göre, TEİAŞ 400 kV ve 154 kV'lık altyapılar için farklı yaklaşımlar benimsemektedir:

- 400 kV sistem için on yıllık yatırım planları (2016-2026)
- 154 kV sistem için beş yıllık yatırım planları (2016-2021)

[53] SRMC, yani kısa dönem marjinal maliyet; üretilen enerjideki küçük bir değişimin kısa dönemde toplam maliyetteki kısa dönemli değişimi ifade etmektedir. Bu nedenle SRMC, enerji santrallerinin sabit maliyetleri olmadan, değişken maliyetlerini içermektedir.
[54] Bu kapsamda enerji santralinin göreceli maliyeti yeterli olmaktadır.
[55] TEİAŞ yatırım planına buradan ulaşılabilir: *https://www.teias.gov.tr/tr/yatirim-programlari*



Şekil 11. *2026 400 kV şebeke modeli (TEİAŞ baz planlama modeli ve 400 kV şebeke TEİAŞ yatırımları dahil)*



Şekil 12. *2026 154 kV şebeke modeli (TEİAŞ baz planlama modeli 154 kV seviyesi TEİAŞ yatırımları-2016 yılında öngörülen beş yıllık yatırımlar dahil)*

Şebekenin 154 kV'a yönelik yatırım planı, 2021-2026 dönemi için mevcut olmadığından, bu analiz için ayrı bir model geliştirilmiştir. Bu model, n-1 yönetimi ve sınırlı YAL/YAT talimatı için Baz Senaryo'da yeterli iletim altyapısı sağlamaktadır. Bunun ardından her senaryo için, şebeke güvenlik ve güvenilirliğini sağlayacak seviyede şebeke yatırımları belirlenmiştir.

İki Kat ve Üç Kat senaryolarına yönelik simülasyonlar, GW ölçekli güneş enerjisi kapasitesine sahip on adet YEKA alanı baz alınarak gerçekleştirilmiştir. Sistem odaklı dağıtım yalnızca Karapınar YEKA bölgesinde hizmette olan 1 GW'lık kapasiteyi dikkate almaktadır. Bu nedenle, Tablo 2 'de görülebileceği üzere, iletim şebekesinin toplam uzunluğu, Baz Senaryo'dan ve bu hassasiyetten farklılık göstermektedir.[56]

Tablo 2. *Mevcut ve planlanan şebeke boyutu ve farklı durumlar için referans topoloji*

Şebeke	2016 grid	2026 TEİAŞ TYNDP	Kaynak odaklı yenilenebilir enerji dağıtımı	Sistem odaklı yenilenebilir enerji dağıtımı
Trafo Sayısı			Referans model	Referans model
400 kV trafolar	166	223	233	223
154 kV trafolar	1.072	1.220	1.220	1.220
Hat (km)				
400 kV hatları	21.029	29.286	31.713	29.940
154 kV hatları	38.682	44.502	44.502	44.502

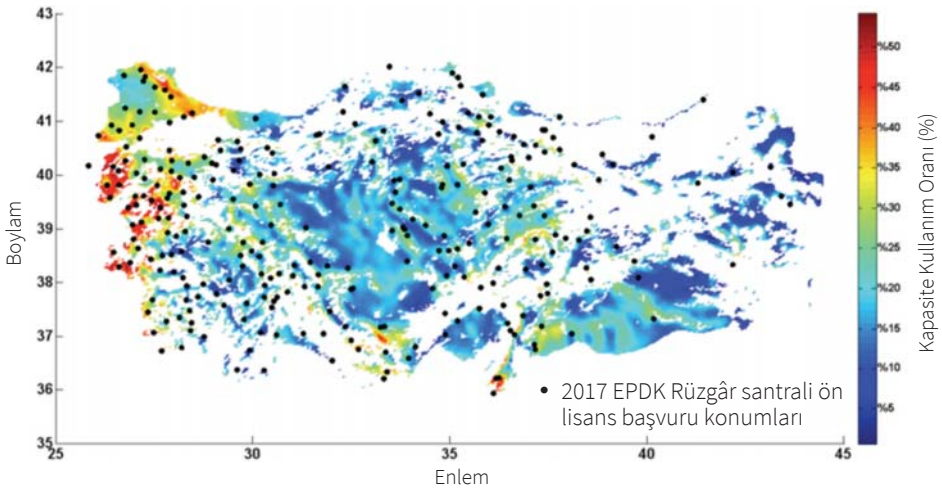
3.5. Değişken yenilenebilir kaynaklar ve coğrafi dağıtımları için zaman serileri

Bu bölüm, rüzgâr, güneş ve nehir tipi hidroelektrik santralleri için zaman serisi çizimine ve kapasite dağıtımına yönelik varsayımları ele almaktadır.

3.5.1. Rüzgâr enerjisi santralleri

Rüzgâr enerjisi santrallerinin saatlik üretim profili için Avrupa Orta Vadeli Meteorolojik Tahminler Merkezi'nden *(European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, ECMWF)* elde edilen uydu verilerini kullanan veri tabanı[57] baz alınmıştır.[58] Yapılan hesaplamaların kalibrasyonu, bölgedeki santrallerin mevcut saatlik ölçümleri kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Planlanan santraller için uygun alanları belirlemek amacıyla yükseklik, arazi ve arazi kullanım kısıtları (yerleşim yerine yakınlık, koruma alanları vb.) hesaba katılmıştır.[59] Hesaplamalarla belirlenen kullanılabilir kaynaklar Şekil 13 'te gösterilmiştir. Bu kaynaklar, EPDK'ya lisans başvurusunda bulunulan konumlara karşılık gelmektedir.[60]

[56] Bu modelde, TEİAŞ'ın mevcut şebeke haritası yatırım planı baz alınmıştır. Model, paydaşlarla gerçekleştirilen toplantıda istişare edilmiştir.
[57] *H. Çetinay, "Determination of Wind Power Potential and Optimal Wind Power Plant Locations in Turkey," Master Thesis, Middle East Technical University, May 2014.*
[58] *Avrupa Orta-Vadeli Meteorolojik Tahminler Merkezi, "ECMWF.", http://www.ecmwf.int/ (Erişim tarihi 21.03. 2014).*
[59] Bkz. Ek-3.
[60] *EPDK 2017 Lisans Başvuruları;* Bkz: *http://lisans.EMRA.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretimOnLisans/elektrikUretimOnLisansOzetSorgula.xhtml*



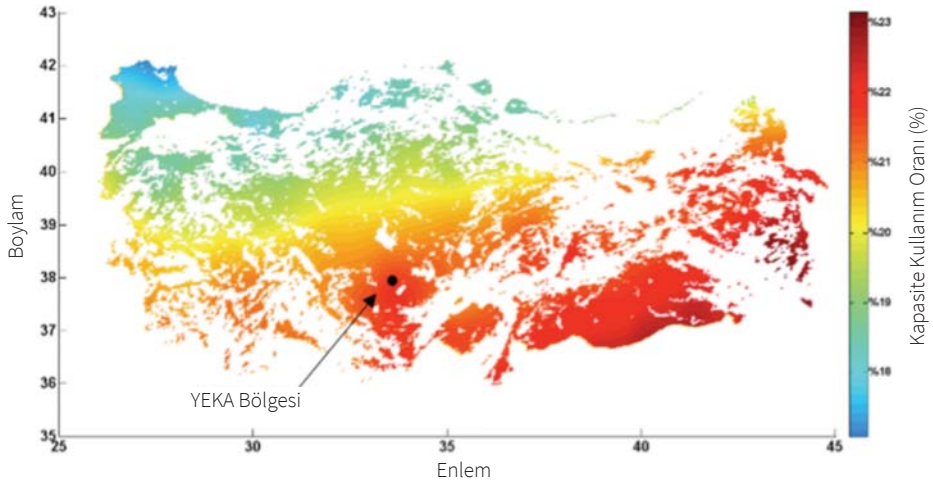
Şekil 13. *EPDK'ya yapılan rüzgâr enerjisi santrali lisans başvurularının coğrafi konumları (Başvuru noktaları için kaynak: EPDK)*

Çalışma kapsamında seçilen yeni rüzgâr enerjisi santrallerinde, gösterilen konumların kaynak kalitesi baz alınmıştır. Kaynak odaklı yaklaşımda, en elverişli alanlara öncelik verilmiştir. Bunun sonucunda, rüzgâr enerjisi santralleri daha az noktada toplanmaktadır. Sistem odaklı yaklaşımda ise rüzgâr enerjisi santrali yatırımları, şebekede oluşan yoğunluğu azaltmak amacıyla dağıtılmıştır.[61] Son olarak, modelde tanımlanan rüzgâr enerjisi santralleri en yakın iletim trafosu konumunda toplanmıştır.

3.5.2. Güneş enerjisi santralleri

Rüzgâr enerjisi gibi güneş enerjisi de şebekede değişken seyreden kaynaklardandır. Belirlenmiş saatlik üretim eğrisi uyarınca modellenmiştir. Kapasite kullanım oranları ve trafo seviyesi Amerikan Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi'nin (NASA) MERRA (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications)[62,63] ve Yüzeysel Güneş Işınımı Veri Seti (CM-SAF'ın SARAH veri setleri)[64,65,66] baz alınarak belirlenmiştir. Birkaç istisna kriteri ise olası alanları belirlemek için kullanılmıştır. 2.000 metre üzerindeki rakımda yer alan tesislerde; çok engebeli araziler[67] ve arazi kullanımı kısıtlılığı olan alanlar (çatı üstü uygulamaların kullanılabildiği yerleşim alanları hariç) dikkate alınmamıştır. Güneş ışıma verisi, Küresel Güneş Radyasyon Tahmin Modeli (GSEE modeli)[68] kullanılarak güç çıkışı verisine dönüştürülmüştür. Sonuçlar Şekil 14 'te gösterilmektedir.

[61] Yapılan hesapların detayları Ek-3'te verilmektedir.
[62] *Rienecker MM, Suarez MJ, Gelaro R, Todling R, et al. (2011). "MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. Journal of Climate,", 24(14): 3624-3648*
[63] *Amerikan Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi (NASA), "https://disc.sci.gsfc.nasa.gov/datasets?page=1&keywords=MERRA-2"*
[64] *Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Trentmann, J., Cremer, R. (2015). Digging the METEOSAT Treasure—3 Decades of Solar Surface Radiation. Remote Sensing 7, 8067–8101*
[65] *EUMETSAT CM-SAF, "http://www.cmsaf.eu/EN/Home/home_node.html"*
[66] *Yüzeysel Güneş Işınımı Veri Seti (SARAH veriseti), https://climatedataguide.ucar.edu/climate-data/surface-solar-radiation-data-set-heliosat-sarah-edition-1*
[67] *Riley,S.J., DeGloria,S.D., Elliot,R., "A terrain ruggedness index that quantifies topographic heterogeneity, Intermountain Journal of Sciences, Dec 1999.*
[68] *Pfenninger, Stefan and Staffell, Iain (2016). "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly analysis and satellite data," Energy 114, pp. 1251–1265.*



Şekil 14. *Güneş kapasite kullanım oranı haritası (güneş yatırımı için uygun olmayan kısıtlı alanlar hariç)*

Günümüzde güneş enerjisi santrallerinin kapasitesini artırma amacıyla büyük ölçekli ve merkezi üretim yapan YEKA yaklaşımını kullanılmaktadır. Buna karşın küçük ölçekli tesisler alçak gerilim hattına kolayca bağlanabilmektedir.

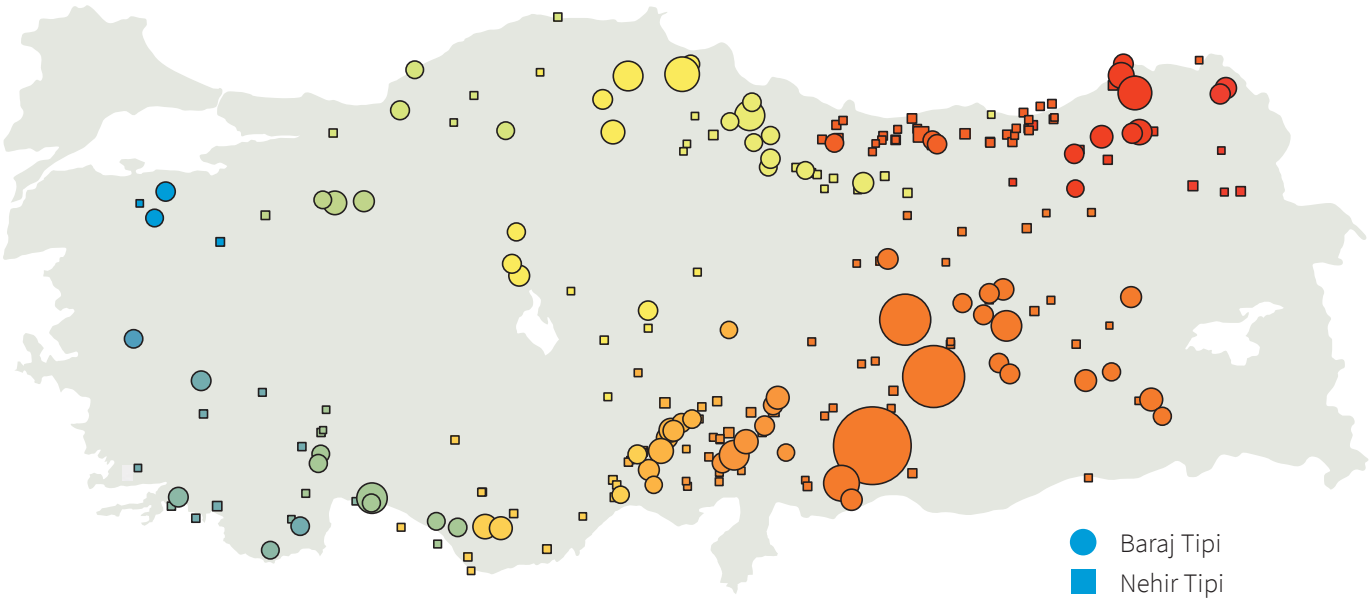
Çalışma kapsamında yeni güneş enerjisi santrali konumlarının seçiminde kaynak kalitesi ve bölgelerin kapasitesi baz alınmıştır. Kaynak odaklı yaklaşıma göre en elverişli alanlara öncelik verilirken, sistem odaklı yaklaşım hem güneş enerjisi kaynaklarının kalitesini hem de yakınında bulunan trafonun kapasitesini göz önünde bulundurmaktadır. Günümüzde güneş enerjisi santrallerinin kapasitesini artırma amacıyla büyük ölçekli ve merkezi üretim yapan YEKA yaklaşımını kullanılmaktadır. Buna karşın küçük ölçekli tesisler alçak gerilim hattına kolayca bağlanabilmektedir. Bu iki yaklaşım aşağıda tanımlanmıştır:

- Kaynak odaklı strateji: Ülkenin güneyinde (doğudan batıya dağıtılmış şekilde) yer alan YEKA alanlarının kapasitesinin %60'ı, kaynakların en uygun olduğu bölgelerde yer alan küçük tesislerin kapasitesinin %40'ı olarak öngörülen strateji.
- Sistem odaklı strateji: 1 GW ölçeğinde YEKA alanlarına ekleme öngörmeyen ve küçük ölçekli yatırımların kaynak verimliliği ve trafo talebi uyarınca dağıtıldığı strateji.

3.5.3. Nehir tipi hidroelektrik santraller

Nehir tipi hidroelektrik santrallerin çok kısıtlı su tutma ve piyasa fiyatlarına bağlı olarak üretim karakteristiğini değiştirebilme yeteneği vardır. Yeni santral yatırımların konumları seçilirken yatırım planları ve su kaynakları göz önüne alınmıştır.[69] Santrallerin yıllık üretimleri belirlenirken, santrallerin bulundukları havzanın karakteristikleri, geçmiş santral üretim verileri ve uzman değerlendirmeleri referans alınmıştır. Birbirine yakın ve aynı havza içinde bulunan santraller için havza geneli ile uyumlu üretim profilleri belirlenmiştir.[70]

[69] *Devlet Su İşler, Genel Müdürlüğü 2016: Türkiye'nin Barajları (http://www2.dsi.gov.tr/barajlar_albumu/files/assets/basic-html/index.html#1)*
[70] Paydaşlarla yapılan toplantılarda genel olarak kabul edilmiştir.



Şekil 15. *Hidroelektrik enerji santrallerinin coğrafi konumları ve havzalar*

Santral yönetimi, senaryoların tümünde hidroelektrik kaynaklarının, Nisan ve Haziran aylarında karların erimesi ve yüksek yağış miktarı nedeniyle puant seviyeye ulaşan günlük ve mevsimsel değişimleriyle uyumludur.[71]

3.6. Model hazırlanması ile ilgili ana varsayımlar

3.6.1. Tüm senaryolarda sabit kullanılan parametreler

Bu bölümde özetlenen parametreler, tüm senaryolarda sabit olarak kullanılmaktadır.[72]

3.6.1.1. Talep ve puant yük

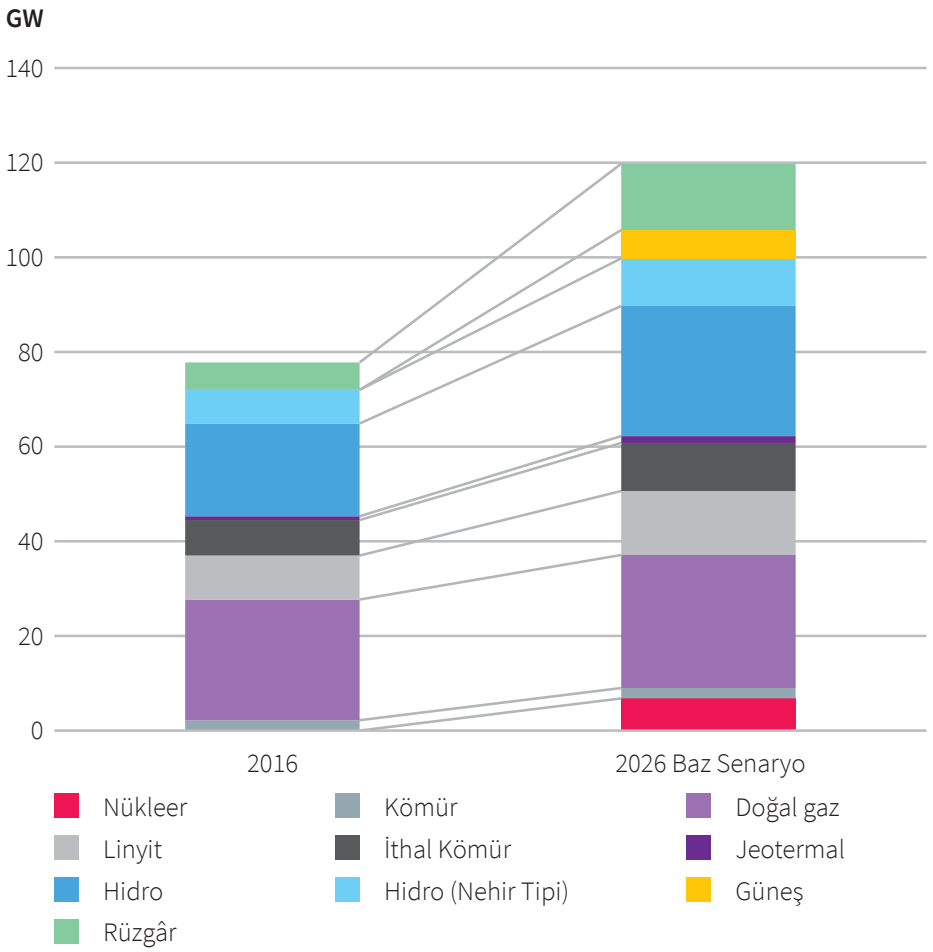
2016-2026 yılları arasında oluşacak ortalama yıllık talep ve puant yük artışının, tümden gelim ve tüme varım yaklaşımlarının birleşimi baz alınarak hesaplandığında %5,1 olması tahmin edilmektedir.[73] Bu rakam, TEİAŞ'ın 2023 yılında öngördüğü talep artışı hedefi ve daha düşük olan büyüme tahminlerinin arasında bir seviyeye denk gelmektedir. Toplam tüketim ve puant talebin sırasıyla, 2016'da yaklaşık 280 TWh ve 44,5 GW değerlerinin üzerinde, 2026 senesinde 439 TWh ve yaklaşık 70 GW seviyesine gelmesi beklenmektedir. Her yıl 10-11 gün kayarak, takvim yılı boyunca ilerleyen iki büyük dini bayram dönemi haricinde saatlik çözünülürlükteki talebin, günümüzdeki saatlik karakterini koruyacağı varsayılmıştır. Minimum günlük yük, bu iki dini bayram arasında görülmektedir.

Şebeke simülasyonunun trafo odaklı saatlik talep uyarınca zaman serisi verisine ihtiyaç duyması nedeniyle, ülke talebinin yüksek gerilim trafolarına göre dağılımı, tümden gelim olarak gerçekleşmiştir. Bu dağılım, büyük şehirlere ve bölgelere dayandırılmış olup, geçmiş verilere dayanmaktadır. Talepte yaşanan büyük ölçekli kaymalar bu dağılımda dikkate alınmamıştır.

3.6.1.2. Santrallerinin kurulu güçleri

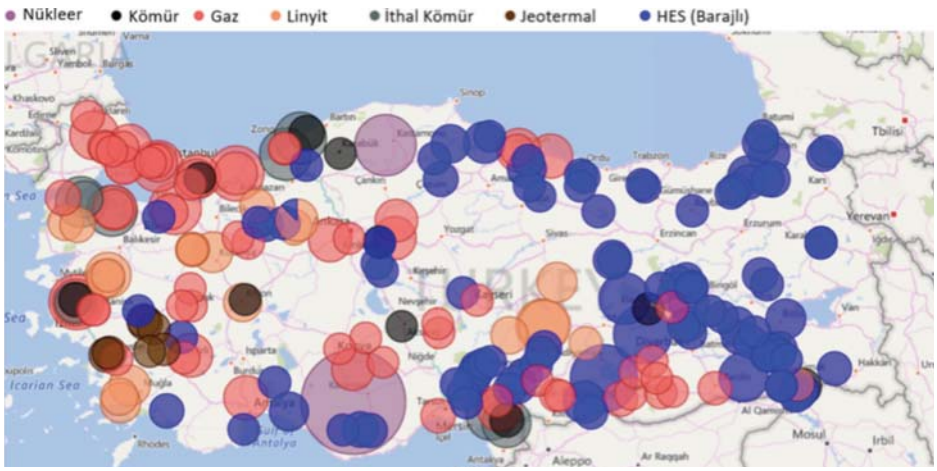
Yeni kurulu güç hakkında yapılan varsayımlar ikincil verilere dayanmakta olup, Şekil 16'da gösterdiği gibi TEİAŞ'ın planlamasıyla uyumludur.

[71] Bkz. Ek-3'te yer alan Şekil 92.
[72] Yapılan varsayımlar ve kullanılan yöntem hakkında daha detaylı bilgi için, bkz. Ek-2
[73] *F. Tursun, M. E. Cebeci, O. B. Tör, A. Şahin, H. G. Taşkın, A. N. Güven, "Determination of zonal power demand S-curves with GA based on top-to-bottom and end-use approaches," IEEE PES ICSG 2016.*



Şekil 16. *2016 ve 2026 yılları toplam kurulu güç kapasitesinin kaynaklara göre dağılımı (Baz Senaryo)*

Üretim kaynaklarının dağılımı Şekil 17'de verilmiştir. Hidroelektrik santrallerde üretilen elektriğin büyük bölümü ülkenin doğusunda yer almaktadır. Kurulması planlanan nükleer santraller ise güney ve kuzey bölgelerde bulunmakta; termik santrallerde olan elektrik üretimi, batı bölgelerin merkezi ve kıyı kesimlerinde yer almaktadır; doğal gazdan elektrik üretimi en çok kuzey batı bölgesinde ve İstanbul-Bursa arasında bulunmaktadır. Yeni yatırımların konumları, kaynakların potansiyeline (hidroelektrik, linyit, jeotermal) ve devam eden projelere bağlıdır. Diğer termik kaynaklar ise ("Diğerleri") kömür grubuna dahil edilmiştir.



Şekil 17. *Baz senaryo santrallerinin coğrafi dağılımı (2026, PV ve rüzgar hariç)*

3.6.1.3. Hidroelektrik enerji santrallerinin uzun vadeli kısıtları

Hidroelektrik üretiminin su baskınlarına karşı kontrol, bireysel, tarımsal ve sanayi kaynaklı su tedariki, gemicilik ve çevresel koşullar göz önünde bulundurularak gerçekleştirilmesi önem arz etmektedir. Bunlara genel olarak hidroelektrik santrallerin uzun vadeli enerji kısıtları adı verilmektedir.[74] Kademelendirilmiş hidroelektrik ve su kaynağı sistemlerinin uzun vadeli planlanmasının nedeni, her zaman kesitinde su haznelerinden boşaltımı, depolamayı ve su akışını elverişli hale getirebilmektir. Hidroelektrik santrallerinin enerji ile ilgili uzun vadeli zorlukları arasında baraj tipi hidroelektrik santrallerinin enerji kısıtları, Keban Barajı ve Atatürk Barajı gibi kademelendirilmiş ve aynı nehir üzerinde bulunan santrallerin birbirine olan bağımlılığı yer almaktadır. Bunlar tarımsal kullanım ve Türkiye'nin komşu ülkelerle yaptığı sınır aşırı su kullanım sözleşmeleriyle ilgili kısıtları da içermektedir.[75] Daha detaylı bilgi, Ek-2'de yer almaktadır.

3.6.1.4. Arz talep eğrisi, tevzi ve YAL/YAT talimatı

Piyasa simülasyonu analizinde, toplam üretim maliyetini minimum seviyeye indirerek piyasa takas fiyatı elde edebilmek için her elektrik üretim santralinin maliyet hesabı gerekmektedir. Arz talep eğrisini tanımlayan santral başına maliyet hesabı bir kereliğine tanımlanmış olup, tüm simülasyonlarda sabit tutulmuştur. Birim maliyetleriyle ilgili detaylar, Ek-2 bölüm A-2.3.1.2'de yer almaktadır. Piyasa simülasyonunun ardından şebeke kısıtlarını çözebilmek ya da istenen rezerv kapasitesini en uygun maliyetli şekilde sağlayabilmek için şebeke simülasyonu, her santralin devrede olma ve tevzisini değiştirmektedir. Bu devrede olma ve tevzi durumuna "YAL/YAT talimatı" adı verilmektedir.

3.6.1.5. Yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminde kesinti

Yenilenebilir elektrik kaynaklardan üretim artıkça, işletme koşullarının zorlaşma ihtimali de artmaktadır. Örneğin; bu kaynaklardan üretimin yüksek olduğu dönemlerde, frekans kontrol rezervini istenen seviyede tutabilmek için operatörün üretimde kesinti yapması gerekebilmektedir. Bu durum, yükün düşük ya da yüksek olduğu zamanlarda; yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin yüksek olduğu zamanlarda; ve darboğazı önlemek amacıyla uygulanmaktadır. Bu nedenle yılın her saati arz ve talebin eşitlenebilmesi için kesinti hesabı bir opsiyon olarak eklenmiştir. Kesinti talimatı, Ek-2'deki bölüm 2.3.1.2.'de tanımlandığı gibi son çare olarak kullanılmaktadır.

3.6.2. Senaryoya göre değişebilen parametreler

3.6.2.1. Termik ve hidroelektrik enerji santrallerinin teknik kısıtları

Termik santraller üretim esnasında çeşitli muayyen teknik kısıtlamalara maruz kalmaktadır. Bu çalışmada hesaba katılan kısıtlamalar şunlardır: minimum elektrik üretimi, minimum çalışma/çalışmama süresi ve ünite ramp hızları. Türkiye'de mevcut olarak kullanılan uygulamayla aynı şartlarda olmak adına, üç temel senaryo için çalışma esnekliği ve üretim ünitelerinin frekans kontrol rezerv özelliklerine muhafazakâr bir açıdan yaklaşılmıştır. Varsayımlarımız Tablo 3'te özetlenmiştir.

[74] *B. Tong, X. Guan, Q. Zhai, F. Gao, "Long-term scheduling of cascaded hydro energy system with distributed water usage allocation constraints," IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.*
[75] *DSI 2016: Türkiye'nin Barajları (http://www2.dsi.gov.tr/barajlar_albumu/files/assets/basic-html/index.html#1*

Tablo 3. *Enerji santrallerinin teknik kısıtları hakkında varsayımlar*

Santral tipi	P_{min} (p.u.)	P_{min} <--> P_{max} Süresi (h)	Minimum Çalışma/ Çalışmama Süresi (h)	Rezerv Üst Sınırı (%)
Kömür - mevcut	%90	1	3	%0
Kömür - yeni	%40	1	3	%10
Linyit - mevcut[76]	%90	1	6	%0
Linyit - yeni	%50	1	4	%10
İthal Kömür	%40	1	3	%10
Nükleer	%50	1	8	%0
Doğal Gaz	%40	1	1	%15
Hidroelektrik (Santral > 100 MW)	%60	1	1	%15
Hidroelektrik (Santral < 100 MW)	%0	1	1	%0

Mevcut konvansiyonel enerji santrallerinin daha esnek hale getirilmesi, yenilenebilir kaynakların büyük çoğunluğunun daha etkili biçimde uygulanabilmesini sağlamak adına önemlidir. Santrallerin esnekliklerinin artışı yalnızca yeni enerji santralleri inşa ederek değil, aynı zamanda mevcut santralleri yenileyerek de sağlanabilmektedir.

Mevcut konvansiyonel enerji santrallerinin daha esnek hale getirilmesi, yenilenebilir kaynakların büyük çoğunluğunun daha etkili biçimde uygulanabilmesini sağlamak adına önemlidir. Uluslararası uygulamalar, son teknoloji kömür ve linyit kömürüyle çalışan termik santrallerin çok daha hızlı şekilde yük alabildiğini göstermektedir. Santrallerin esnekliklerinin artışı yalnızca yeni enerji santralleri inşa ederek değil, aynı zamanda mevcut santralleri yenileyerek de sağlanabilmektedir.[77] Yeni linyit kömürü ve kömürle çalışan termik santrallerin minimumdan maksimum kapasiteye bir saat içerisinde yük alıp verebileceğini varsaydığımız için, termik ünitelerin teknik kısıtları analizde gevşetilmiştir. Dahası, mevcut kömür ve linyit kömürüyle çalışan santrallerin minimum yük ve rezerv kapasiteleri, aynı teknolojiyi kullanan yeni santrallerle aynı seviyeye ayarlanmıştır.

3.6.2.2. Depolama seçenekleri

Hidroelektrik barajları haricinde Türkiye elektrik sisteminde şu anda kayda değer depolama kapasitesi bulunmamaktadır.[78] Bu nedenle üç temel senaryo için herhangi bir depolama seçeneğinin modellemesi gerçekleştirilmemiştir. Elektrik enerjisinin depolanması veya kısa vadeli frekans desteği sağlamak için küçük ölçekli bataryalradan, çok büyük pompaj depolama santrallerine uzanan bir dizi teknoloji geliştirilmiştir. Analizimizde, bir süredir tartışma konusu olan Gökçekaya pompaj depolama projesinin kurulumu ele alınmaktadır. Projenin planlanan kapasitesi 1.400 MW'tır (400 MW'ı ikincil frekans kontrol rezervi olarak kullanılacak). Bunun yanı sıra trafolara talebe göre dağıtılacak, 600 MW'lık dağıtılmış alçak veya orta gerilim seviyesinde depolama öbeği de hesaba katılmıştır. Bu dağıtık depolama sistemlerinin yarısının, birleştiriciler aracılığıyla frekans kontrol hizmeti sağladığı varsayılmaktadır.[79]

[76] "Yeni" kelimesi, 2015 yılının sonunda kurulan ya da 2026'ya kadar kurulması planlanan enerji santrallerini ifade etmektedir.
[77] *Agora Energiewende (2017): Mevcut kömürle çalışan termik enerji santralleri odağında, termik enerji santrallerinde esneklik.*
[78] Detaylar için Bkz. Ek-2
[79] Pompaj depolama ve bataryalar için döngü verimlilikleri sırasıyla %85 ve %92 olarak kabul edilmiştir. Bkz. *ABD Enerji Bakanlığı, Kongre Raporu, "Pump storage and potential hydro power from conduits", Feb 2015; NREL technical report, "Economic analysis case studies of battery energy storage with SAM", NREL/TP-6A20-64987, Nov 2015.*

3.6.2.3. Talep taraflı katılım

Enerji sistemi operatörleri, sanayi veya konut talebini kötü etkileyebileceğinden dolayı yük atma işlemini yalnızca son çare olarak uygulamaktadır. Ancak liberal elektrik piyasalarında, tüketicilerle yeni bir etkileşim konsepti ortaya çıkmaktadır. Elektriği hem tüketen hem de üreten türeticiler (prosumers) elektriğin bir kısmını kendileri tedarik edebilmekte ya da taleplerini geçici olarak azaltarak elektrik kesintilerine ya da fiyat artış sinyallerine karşılık verebilmektedir. Bireyler ya da birleştiriciler aracılığıyla talep taraflı katılım, piyasada önemli bir oyuncu haline gelmektedir. Talebin karakteristiğine olan etkileri değerlendirebilmek için modelimiz, herhangi bir saatteki talebi %5'e kadar azaltabilen bir esneklik seçeneği kullanmaktadır.[80]

3.6.2.4. Sıcak rezerv koşulları

Senkronize enerji şebekelerinde, frekansı yakın bant aralıklarında tutabilmek ve sistemin düzgün çalışabilmesini sağlayabilmek için elektrik üretim ve talebin her an dengede tutulması gerekmektedir. Plansız üretim/yük kesintileri sebebiyle oluşan dengesizlikler, kontrol değişiklikleri ya da tahmin hataları, bireysel otomatik kontrol mekanizmaları, merkezi kontrol sistemleri ya da operatörün elle yapacağı müdahaleler aracılığıyla düzeltilmektedir.[81]

Türkiye elektrik piyasasında birincil ve ikincil rezervleri termik ve hidroelektrik santraller sağlamaktadır. Hızlı yük alma/atma kapasitesine sahip hidroelektrik ve doğal gaz santrallerine, ikincil rezervlerde öncelik verilmektedir. ENTSO-E ile enterkonneksiyon süreci sırasında, frekans kontrol performans göstergeleri TEİAŞ ve ENTSO-E Proje Grubu tarafından belirlenmiştir ve minimum rezerv miktarı adaptasyonlarını içermektedir.[82,83] Bunlar, net talepte saatlik oluşan maksimum değişimler baz alınarak hesaplanmıştır. Mevcut değerler gündüz saatleri için 1.200 MW, gece saatleri için ise 700 MW olarak ayarlanmıştır. Bu değerler, frekans kontrol desteğinin en olağanüstü durumlarda ENTSO-E sistemi tarafından sağlanacağını varsaymaktadır.[84] 2026 senaryolarında yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretim miktarı arttığından dolayı net talepteki saatlik (ve kısa vadeli) değişimler de yükselmektedir. ENTSO-E kriteriyle uyumluluk için rezervlerin artış miktarı, aynı yöntem kullanılarak ve farklı senaryolarda 2026 verisi kullanılarak hesaplanmıştır. Hesaplanan değerler, Tablo 4'te gösterilmektedir.

Tablo 4. *Rezerv hesaplama sonuçları*

Senaryo	Gündüz Rezervi (MW)	Gece Rezervi (MW)
2016	1.200	700
2026 20 GW	1.800	1.000
2026 40 GW	2.200	1.250
2026 60 GW	2.700	1.600

[80] Simülasyonda, üretim miktarı herhangi bir saatte talebin %5'ini aşamayan her yük noktasında hayali üretim birimleri uygulanmaktadır.
[81] Detaylı açıklama için: *ENTSO-E Secretariat, "ENTSO\E İşletme El Kitabı, P1 – Policy 1: Yük Frekans Kontrolü ve Performansı [C]", 2004,* şu adresten ulaşılabilir: *https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx*
[82] *Ö.Tanıdır, M.E.Cebeci, C.Gençoğlu, O.B.Tör, "A strategy to enhance AGC performance of power systems that suffer inter-area oscillations and a case study for Turkish power system," Elsevier International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 43, Issue 1, December 2012, p. 941–953.*
[83] *TUBITAK UZAY Enerji Sistemleri Departmanı, "Performance evaluation of the AGC System of Turkey during ENTSO/E CESA trial interconnection period,", 2011.*
[84] ENTSO-E enterkonneksiyon, Türk şebekesinde uyumsuzluk olduğu durumda 1.500 MW'tan fazla destek sağlayabilmektedir. AGC sistemi ve elle üçüncü derece frekans kontrolü uyumsuzluğu dengelediği an verilen destek durdurulur. Daha detaylı bilgi için bkz. Ek-2.

Tablo 5'te tüm özet varsayımlarının genel değerlendirmesi yer almaktadır.

Tablo 5. *Modelleme varsayımlarının özeti*

Varsayımlar	Ana Senaryolar			Strateji 1		Strateji 2	
	Baz Senaryo Kaynak Odaklı	İki Kat Senaryosu Kaynak Odaklı	Üç Kat Senaryosu Kaynak Odaklı	İki Kat Senaryosu Sistem Odaklı	Üç Kat Senaryosu Sistem Odaklı	İki Kat Senaryosu Kaynak Odaklı Esneklik	Üç Kat Senaryosu Sistem Odaklı Esneklik
Talep ve puant yük	Saatlik yük (geçmiş veri referans alınarak) Talep: 439TWh / Puant: 69,3 GW tüm senaryo ve stratejilerde sabit						
Konvansiyonel santrallerin kurulu gücü	Baz senaryo yaklaşımı ve TEİAŞ beklentilerini referans alan kurulu güç tahmini Tüm senaryolar aynı kurulu güç ile başlatılmış, fakat planlanan yatırımlardan şebeke simülasyonu sonrası yıllık üretimleri 500 saat'in altında kalan yatırımlar kurulu güçten çıkarılmıştır.						
Hidroelektrik santrallerin uzun dönem kısıtları	Baraj tipi hidroelektrik santrallin enerji kısıtları geçmiş dönemsel veriler referans alınarak oluşturulmuştur.						
Üretim kesintisi	Uygulanmadı		Matematiksel çözüm için zorunlu	Uygulanmadı	Matematiksel çözüm için zorunlu	Esneklik opsiyonu olarak uygulandı	
Teknik kısıtlar	Standart ramp hızı, minimum üretim, minimum devreye girme/devreden çıkma süresi ve rezerv kapasitesi, eski kömür ve linyit santralleri hariç tüm santraller için uygulandı					Eski santrallerin rehabilite edilmesi	
Depolama opsiyonları	Uygulanmadı					Gökçekaya 1,4 GW pompaj depolamalı HES, 600MW şebekeye yayılmış batarya	
Talep katılımı	Uygulanmadı					Maksimum saatlik yükün %5'ine kadar	
Sıcak rezerv ihtiyacı	Gündüz: 1.800 MW Gece: 1.000 MW	Gündüz: 2.200 MW Gece: 1.250 MW	Gündüz: 2.700 MW Gece: 1.600 MW	Gündüz: 2.200 MW Gece: 1.250 MW	Gündüz: 2.700 MW Gece: 1.600 MW	Gündüz: 2.200 MW Gece: 1.250 MW	Gündüz: 2.700 MW Gece: 1.600 MW
İletim altyapısı	TEİAŞ 2026 yılına kadar olan yatırım planı başlangıç noktası kabul edildi						

4. İki Kat (40 GW) ve Üç Kat (60 GW) Rüzgâr ve Güneş Enerjisi Senaryolarının Sistem Planlama ve Yönetimi Üzerinde Etkisi

Bu bölüm, modelleme analizinin temel sonuçlarını ortaya koymakta olup, senaryoların sonuçlarını karşılaştırmaktadır. 2026 yılına kadar 20 GW'lık kurulu rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesini öngören Baz Senaryo'dan başlayarak, bu senaryoya kıyasla, kapasitenin iki ve üç katına çıkarılmasının etkileri analiz edilmiştir. Bu unsurlar aşağıda yer almaktadır:

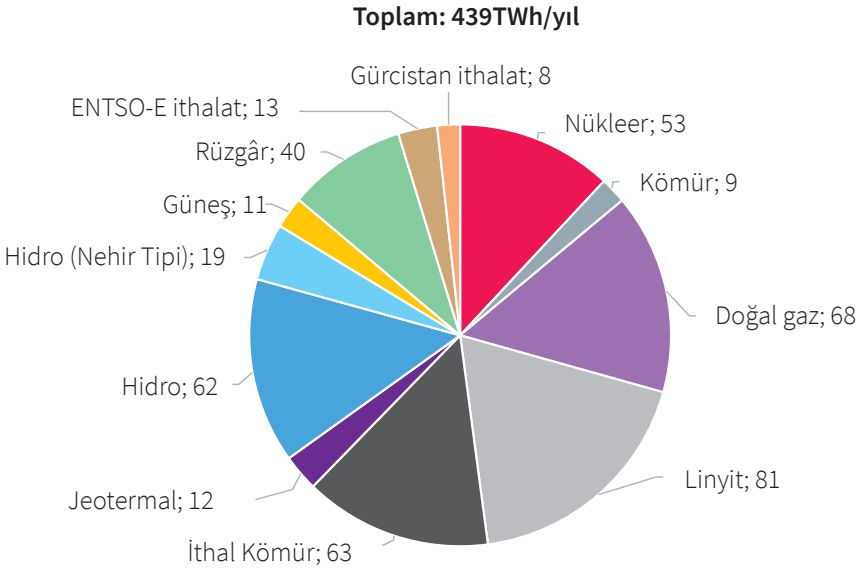
- Elektrik üretim kaynaklarının dağılımı ve rüzgâr ve güneş enerjisinin payı üzerindeki etkileri;
- Artık yük, hidroelektrik ve termik santraller için ramp ve rezerv ihtiyaçları üzerindeki etkileri;
- Her bölge için bölgesel arz ve talep dengeleri ve bölgelerarası yük akışı;
- Yapısal darboğazların çözülmesi için ilave iletim şebeke kapasite yatırımı yapılması;
- Sistemin güvenli çalışması için gereken YAL/YAT talimatı seviyeleri ve
- Rüzgâr ve güneş enerjisi kesintisi ihtiyacı ve kesintinin kapsamı.

Bir sonraki adımda tüm sistemi daha dayanıklı ve güvenli hale getirirken, rüzgâr ve güneş enerjisinin sisteme entegrasyonunu darboğazları ve YAL/YAT talimatını azaltmak için nasıl kolaylaştırılabileceğine yönelik seçenekler değerlendirilmiştir. Kapasite ve talep baz alınarak, rüzgâr ve güneş enerjisinin ülke çapında sistem odaklı ve dengeli bir şekilde dağıtılmasının faydaları analiz edilmiştir. Bunun üzerine ise elektrik sisteminin tamamının esnekliğini artırabilmek için farklı seçenekler test edilmiştir. Yaptığımız testler arasında dağıtık bataryaların ve büyük pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerinin kurulması, termik santralleri modernize ederek ve bir talep taraflı katılım mekanizması sunarak sistemin daha esnek hale getirilmesi yer almaktadır.

4.1. Baz Senaryo: 2026 yılına kadar 20 GW'lık güneş ve rüzgâr enerjisi kapasitesi

4.1.1. Kaynak dağılımı

Baz Senaryo'da rüzgâr (40 TWh) ve güneş (11 TWh) enerjisinden elde edilen elektrik, toplan üretimin yaklaşık %11'ine eşittir. Hidroelektrik ve jeotermal ile birlikte yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin payı 2026 yılında %33'e karşılık gelmektedir. Linyitin katkısı %18 (81 TWh) olurken, onu taş kömürü (%16), doğal gaz (%15) ve nükleer (%12) takip etmektedir. Elektrik ayrıca Bulgaristan, Yunanistan (ENTSO-E aracılığıyla) ve Gürcistan'dan da ithal edilmektedir (Şekil 24).



Şekil 18. *Yıllık toplam üretimin kaynaklara göre dağılımı (2026 Baz Senaryo)*

Arz talep eğrisinde, kapasite kullanım oranları teknoloji ve sıralama açısından değişiklik gösterebilmektedir. Sırasıyla %97 ve %88 olmak üzere jeotermal ve nükleer en yüksek kullanım oranına sahipken, bunları %71 ile ithal kömür ve %70 ile linyit takip etmektedir. Yerli kömür kullanımı %46 seviyesindeyken, doğal gaz kullanımı sadece %27 seviyesindedir.

4.1.2. Rezerv ihtiyaçları

Rüzgâr ve güneş enerjisinin, enerji tedarikine saatlik azami katkısı %45 seviyesindedir. Rüzgâr ve güneş gibi anlık üretimi değişkenlik gösteren nehir tipi hidroelektrik santralleri de eklendiğinde bu sayı %52'ye çıkmaktadır. Tüm bu durumlar, 2026 yılının Mart ayı ortasına denk gelen dini bayram döneminde gerçekleşmektedir. Bu dini bayram döneminde yaşanan düşük talep, rüzgâr ve güneş enerjisi üretimini yükseltmektedir.[85]

Baz Senaryo'da maksimum saatlik YAL/YAT hızı 10,8 GW seviyesindedir. Bunun sebebi ise sabah saatlerinde talepte görülen keskin artıştır. Temel olarak doğal gaz ve hidroelektrik santralleri tarafından sağlanan gerekli rezerv kapasitesi 1.800 MW değerindedir.[86]

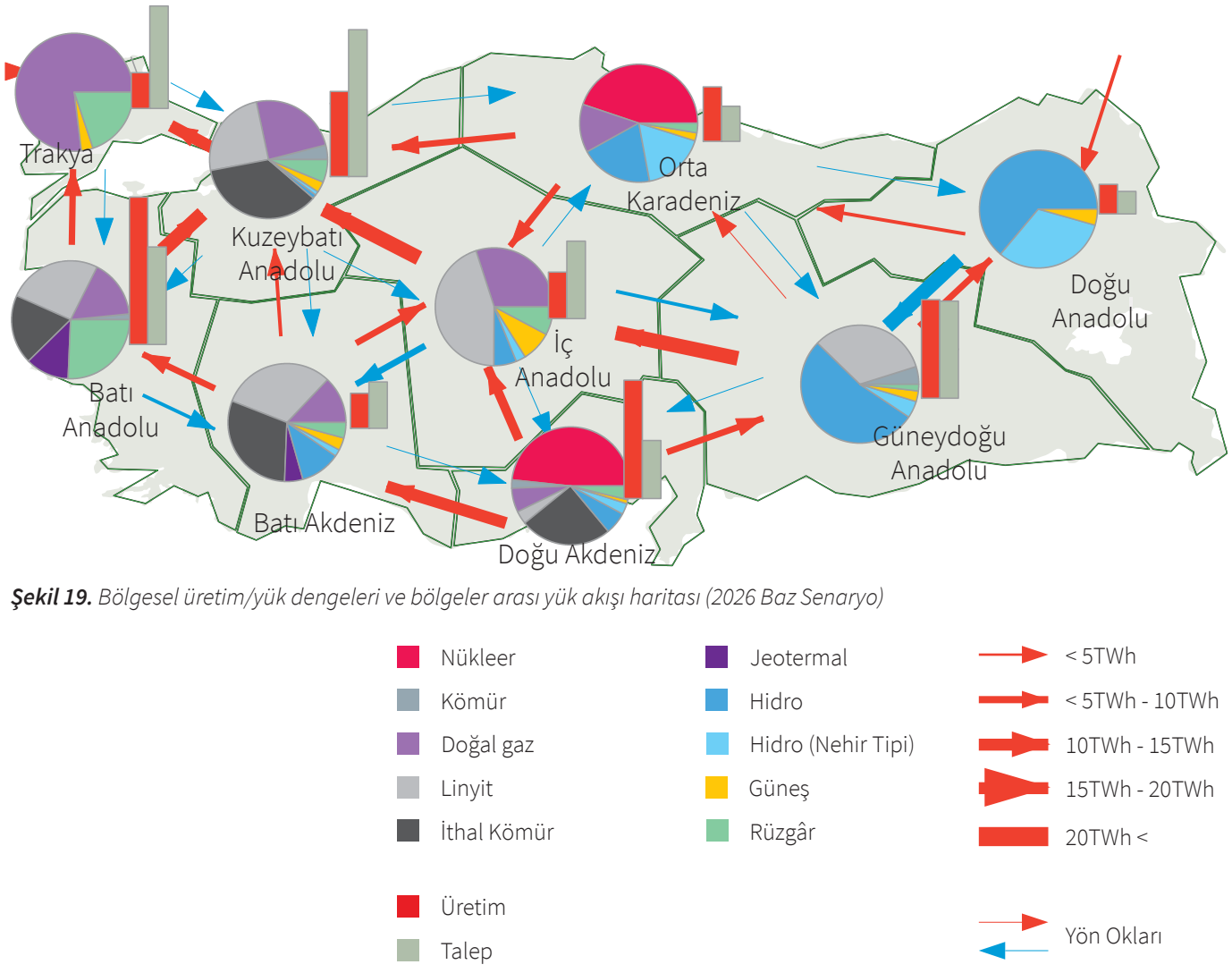
4.1.3. Bölgelerarası yük akışı

En yüksek talebin, ülkedeki çoğu şehir merkezinin ve sanayileşmenin görüldüğü batı bölgelerinde ve elektrik talebinin genellikle tarıma bağlı oluştuğu Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde olduğu görülmektedir. Türkiye'nin batısındaki Trakya, Batı Anadolu ve Kuzeybatı Anadolu bölgeleri, toplam elektrik talebinin %51'ini oluştururken, Güneydoğu Anadolu ise talebin ancak %15'ini oluşturmaktadır.

Güneydoğu Anadolu'da yıllık arz ve talep dengede olmasına karşın (hidroelektrik ve ithal kömürle beslenen) Batı ve Doğu Akdeniz bölgelerinde önemli seviyede arz fazlası görülmekte; Trakya, Kuzeybatı Anadolu ve İç Anadolu bölgelerinde ise arz yetersizliğiyle karşılaşılmaktadır (bu durum yüksek seviyelerde enerji ithalatına sebep olmaktadır). 2015 yılında yaşanan kesinti, ifade edilen doğu-batı dengesizliğinin sistem güvenilirliği üzerinde negatif etkisi olabileceğini göstermiştir.

Şekil 19'da görüldüğü üzere, elektrik iletimi doğu ve güneydoğudan batı ve kuzeybatıya doğru gerçekleşmektedir. Doğu Akdeniz Bölgesi'nden yapılan güç iletiminin temel sebebi ise bu bölgedeki yeni ve büyük nükleer enerji santralidir. İkinci en büyük enerji ihracatçısı olan Batı Anadolu Bölgesi'nde iletim, rüzgâr, linyit kömürü, doğal gaz ve kömürün dengeli dağılımı nedeniyle gerçekleşmektedir.

[85] Maksimum yenilenebilir kaynak üretim/talep oranı oldukça yüksek olsa da, ortalama oran diğer saatlere benzer seviyededir. Bayram dönemlerinde talep eğrisi oldukça düz olduğundan rezerv %50 düşüş yaşamaktadır.
[86] Rezerv hesabıyla ilgili daha fazla bilgi için bkz. Ek-2

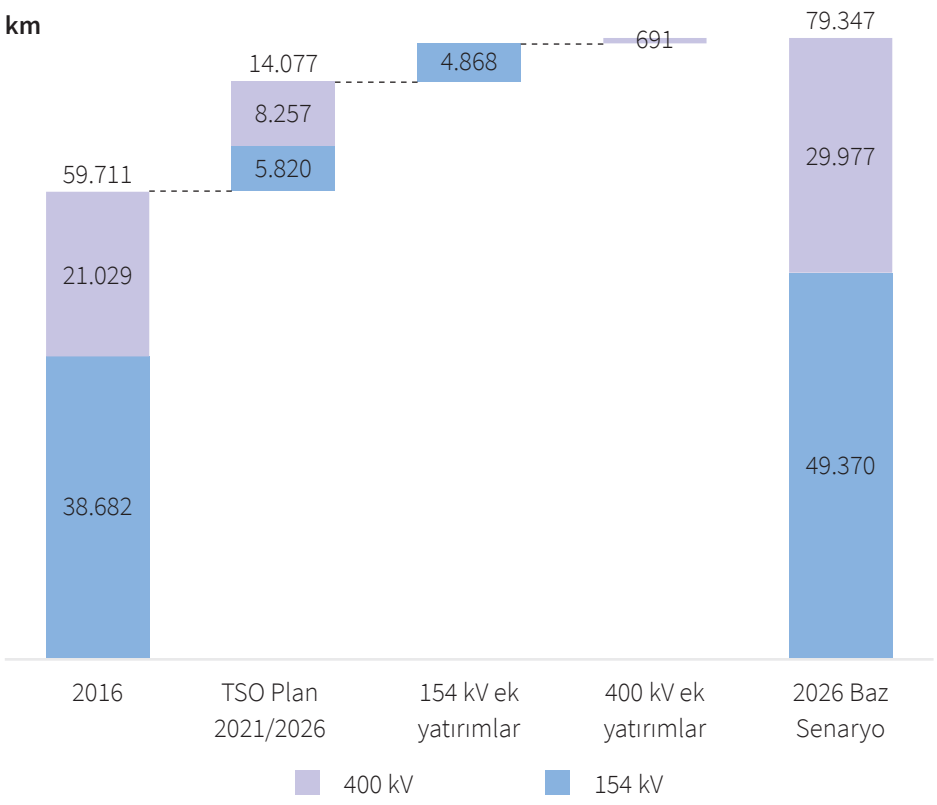


Şekil 19. *Bölgesel üretim/yük dengeleri ve bölgeler arası yük akışı haritası (2026 Baz Senaryo)*

4.1.4. İletim kapasitesi yatırımları

Geçtiğimiz on yılda olduğu gibi, Türkiye elektrik sistemindeki büyümenin devamı için daha fazla iletim sistemi yatırımına ihtiyaç duyulmaktadır.

Geçtiğimiz on yılda olduğu gibi, Türkiye elektrik sistemindeki büyümenin devamı için daha fazla iletim sistemi yatırımına ihtiyaç duyulmaktadır. 2016 yılında 400 kV sisteminin 21.000 km, 154 kV sisteminin ise 38.700 km devre uzunluğu bulunmaktaydı. TEİAŞ'ın 2026 için yaptığı planlama verilerine göre, bu süre içerisinde ~8.300 km ilave 400 kV hat inşası gerçekleştirilecektir. 154 kV sistemde ise planlama yalnızca 2021 yılına kadar yapılmış olup bu beş yıllık dönem için ~5.800 km ilave 154 kV hat yapılması planlanmıştır[36]. Baz Senaryo için yapılan modellemede yatırımların bir kısmını 154 kV'tan 400 kV'a kaydırarak benzer sonuçlara ulaşılmaktadır: TEİAŞ değerinin %8 üzerinde olan ~8.900 km'lik yeni 400 kV hattı ve 2021-2026 için 4.900 km'lik ilave 154 kV hattı.



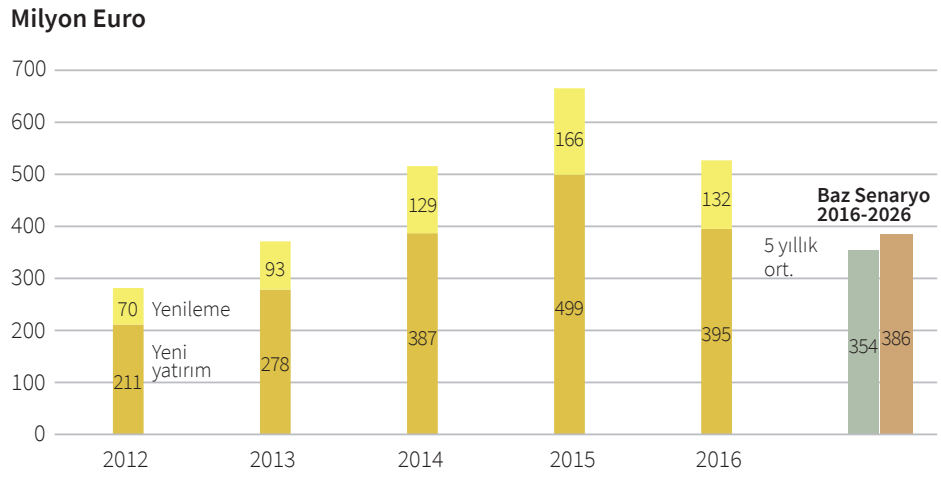
Şekil 20. *TEİAŞ mevcut iletim şebeke yatırım planı ve Baz Senaryo'da öngörülen ilave yatırımlar (2026)*

2016 yılı itibarıyla 301 istasyon kurulmuş ve 51 istasyonun da TEİAŞ tarafından planlaması gerçekleştirilmiştir.

Yeni trafolar için TEİAŞ'ınkilere benzer sonuçlara ulaşılmıştır. 2016 yılı itibarıyla 301 istasyon kurulmuş ve 51 istasyonun da TEİAŞ tarafından planlaması gerçekleştirilmiştir. Ayrıca modelde, 10 yıllık plan boyunca 10 istasyon daha belirlenmiş, yani toplam 362 istasyona ulaşılmıştır.

Türkiye'de 400 kV, 154 kV hatlar ve trafolar için örnek teşkil eden yatırım maliyetleri varsayıldığında,[87] senaryoda 10 yıllık dönem için 3,86 milyar € yani yıllık 386 milyon € değerinde ortalama bir yatırım öngörülmektedir. Bu sayıya farklı bir bakış açısı getirebilmek adına TEİAŞ'ın geçtiğimiz yıllardaki yatırım miktarlarına bakılmıştır. TEİAŞ 2012 ve 2016 yılları arasında iletim şebekesine 282 milyon € ve 666 milyon € yatırım yapmıştır. Bu toplam değerlerin yeni altyapı ve bakım yatırımları olarak bir dağılımına dair hiçbir veri bulunmamaktadır. Bu miktarın %25'inin bakıma harcandığı varsayıldığında bile yıllık 386 milyon €'luk yatırım hala 2012-2016 yılının yıllık ortalama yatırımdan yalnızca 12 milyon € fazla ve 2014-2016 ortalamasından ise daha az olmaktadır (Şekil 21).

[87] Standart yatırım maliyetleri olarak aşağıdaki değerler kullanılmıştır: 400 kV hat km başına 260.000 €; 154 kV hat km başına 130.000 €; 400 kV/154 kV ya da orta gerilim seviyesindeki trafo başına 2.000.000 € (trafo başına merkez maliyetleri dahil).

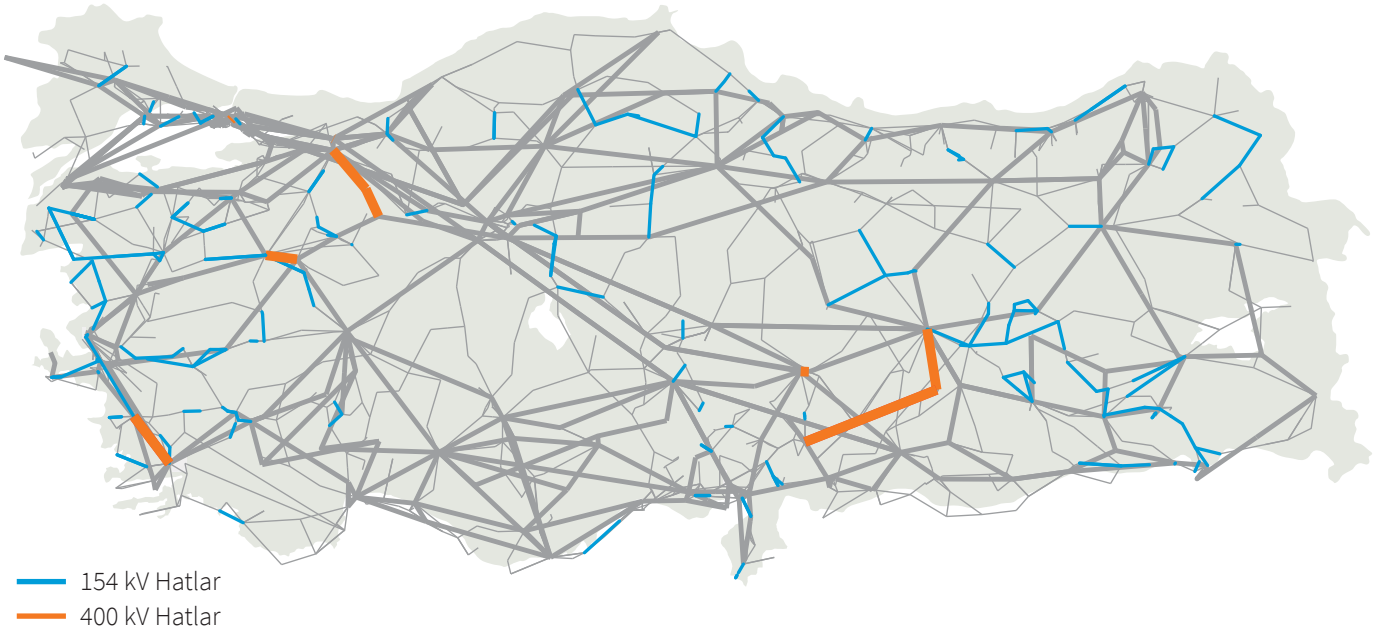


* Toplam yapılan yatırım değerleri TEİAŞ'tan alınmıştır;[88] yeni yatırımların bakım maliyetlerine olan oranıyla ilgili halka açık hiçbir bilgi olmaması nedeniyle %75 / %25'lik bir ayrım varsayılmıştır.[89] Sistemin son on yıldaki büyümesi ve altyapının oldukça yeni olduğu göz önünde bulundurulursa, bu değerler ihtiyatlıdır.

Şekil 21. *Baz Senaryoda öngörülen yatırımların gerçekleşen yatırımlar ile karşılaştırılması*

Şekil 22'de de gösterildiği üzere, Türkiye çapında yeni yatırımlar yapılması gerekmektedir. Ancak çoğu yatırım Batı Anadolu'da Ege Denizi kıyılarında ve Orta Anadolu, Trakya ve Güneydoğu Anadolu bölgeleri arasında toplanmıştır. Yeni 154 kV hatların çoğu bölgelerarası iletim yerine bölgelerin kendi içinde kullanılmaktadır.

İlave hat yatırımlarının çoğunluğu, her bölge içerisinde kurulan yeni santrallerin şebekeye bağlanması için gerekmektedir. Bunlar genellikle 154 kV şebekesinde belirli bir yerde artan talep ve/ya da üretim ve bunun 400 kV ile arasındaki bağlantı sebebiyle oluşmaktadır. Mevcut iletim koridorlarını güçlendiren 400 kV şebekesine yapılan yatırımlar, Türkiye'nin güneydoğusunda bulunan yeni hidroelektrik santraller ve güneydeki yeni nükleer, rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinden, Türkiye'nin kuzeybatısına uzun mesafeli güç iletim hatlarıyla ilgilidir.



Şekil 22. *İletim şebekesinde ihtiyaç duyulan yatırımlar (2026 Baz Senaryo)*

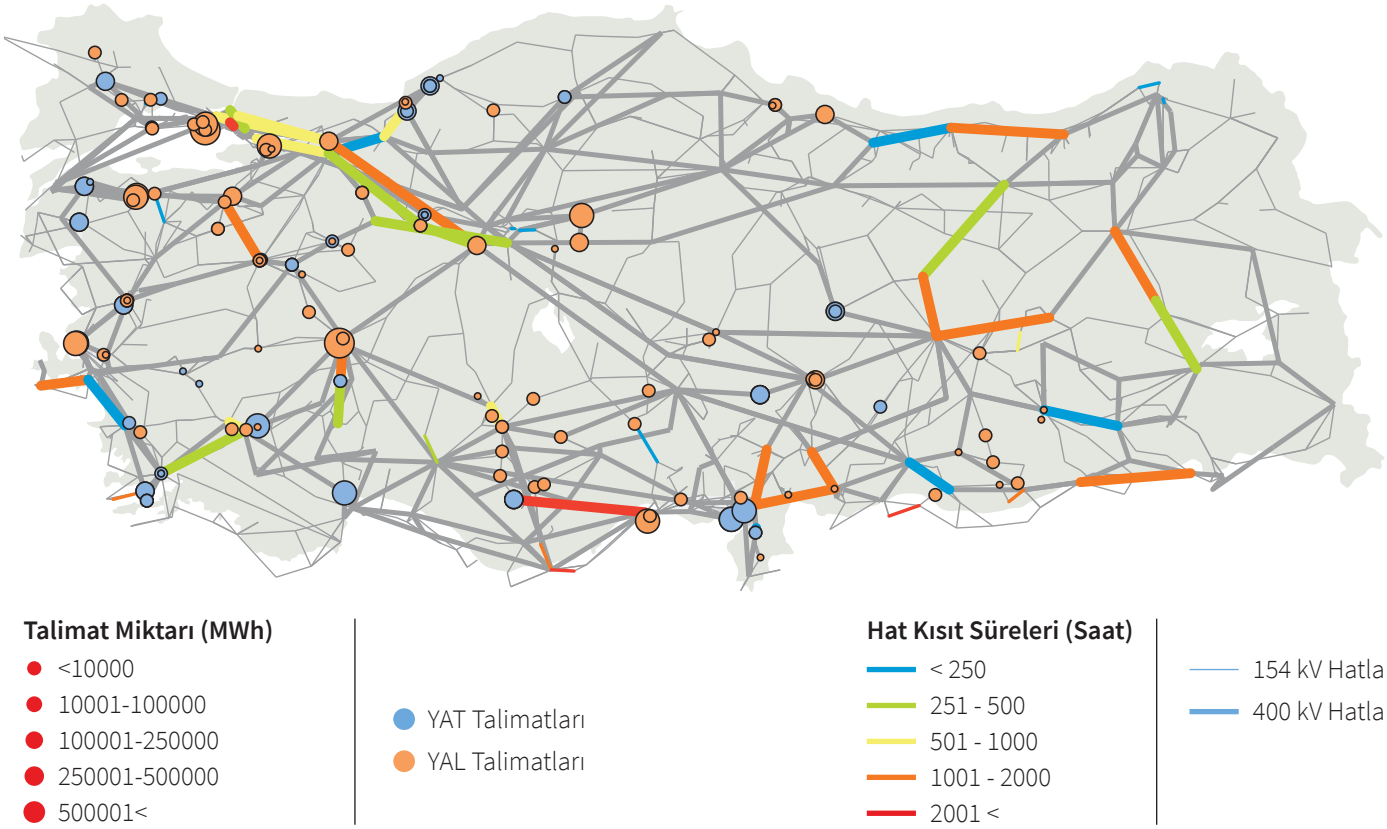
[88] Bkz. TEİAŞ Türkiye elektrik üretim ve iletim istatistikleri: *https://www.teias.gov.tr/tr/viii-yatirimlar*
[89] Yenileme yalnızca eski ekipmanın aynı kapasiteye sahip yeni ekipmanla birer birer değişimini kapsamakta, hat kapasitesinde herhangi bir optimizasyon ölçümü ya da artışını kapsamamaktadır.

4.1.5. YAL/YAT talimatı ve üretimde kesinti

İletim şebekeleri tanım gereği ülke çapında elektrik tevzisinin en düşük maliyetli biçimde gerçekleşmesini sağlayarak, yılın herhangi bir zamanında piyasa yönetimi sebebiyle oluşan tüm elektrik iletimlerini karşılayabilecek biçimde planlanmaktadır. Fakat gerçekte, darboğazları azaltma ve rezerv kapasitesini garantileme gibi sistem yönetimini güvenilirliğini garantileyebilmek için YAL/YAT talimatının[90] gerekli olduğu durumlar ortaya çıkmaktadır. Birçok ülkede, YAL/YAT talimatının bir kısmı ile rüzgâr ve güneş enerjisi kesintilerinin, yılda yalnızca birkaç saat meydana gelen olağanüstü durumları karşılayabilecek bir iletim sistemi kurmaktan çok daha düşük maliyetli olacağına kanaat getirilmiştir.[91]

2016 yılında Türkiye'de yıllık YAL/YAT talimatı, 12,1 TWh ya da başka bir deyişle, genel talebin %4,4'ü seviyesindeydi. Baz Senaryo'da bu oran %4,8 ile yaklaşık aynı seviyede kalmaktadır. Mutlak anlamda, yıllık üretim 278 TWh'den 440 TWh'e çıktığında YAL/YAT talimatı 21 TWh'e yükselmektedir. YAL/YAT talimatı üretim kaynaklarının dağılımını etkilemektedir. YAL/YAT talimatıyla linyit kullanımı ~2 TWh düşerken gaz kullanımı ~5 TWh artmakta ve hem ithal kömür hem de kömürün her biri ~1,5 TWh azalmaktadır. Bu durumda ise kesintiye gerek kalmamaktadır.

Pozitif YAL/YAT talimatları en çok, Türkiye'nin yoğun nüfusa sahip ve sanayileşmiş kuzeybatı ve batı bölgelerinde verilmektedir. İç Anadolu, Batı Anadolu ve Orta Akdeniz bölgelerinden gelen bölgelerarası iletim koridorları bu sayede rahatlatılmaktadır.



Şekil 23. *Yıllık toplam darboğaz seviyeleri ve YAL/YAT talimatları (2026 Baz Senaryo)*

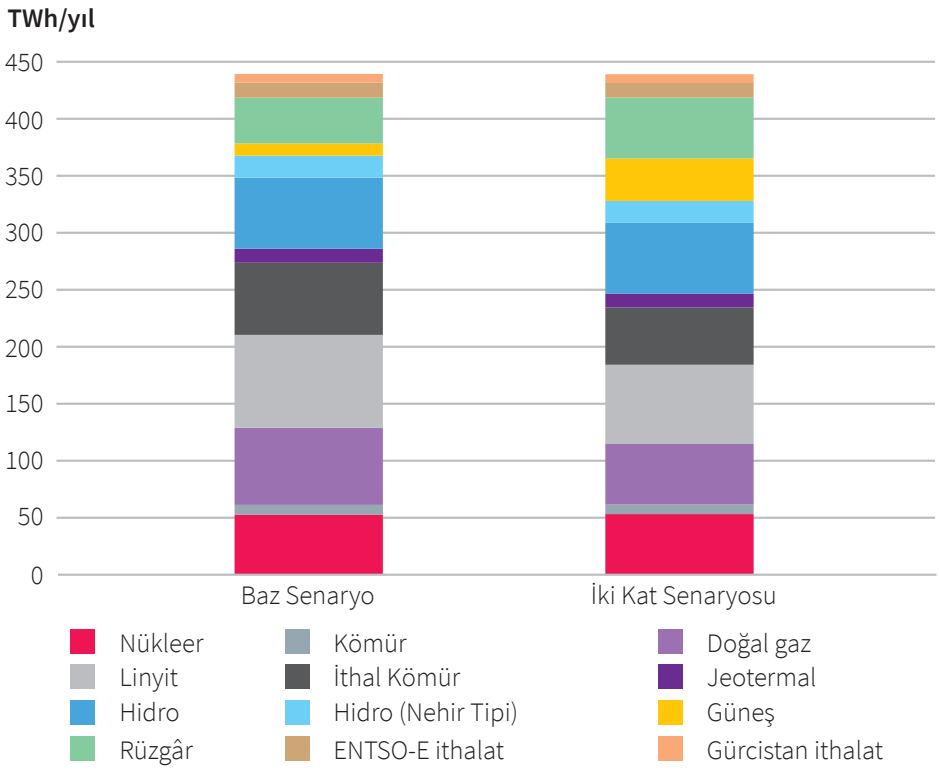
[90] YAL/YAT talimatı, dağıtım emirlerinden dolayı oluşan işletme problemlerini önlemek için santralin enerji çıkışı değişimlerinde verilmektedir.

[91] *BMWi 2015, Almanya'nın enerji dönüşümüne yönelik elektrik piyasası. Şu adresten çevrimiçi ulaşılabilir http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/weissbuch-englisch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf; Yoh Yasuda et al. 2015, Uluslararası Rüzgâr ve Güneş Enerjisi Kesintisi Oranı Karşılaştırması. Şu adresten erişebilirsiniz: https://community.ieawind.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=52ce6334-ce38-38c9-f210-f3a56ee6aaf5*

4.2. Mevcut planlamanın iki kat arttırılmasının etkileri: İki Kat Senaryosu

4.2.1. Kaynak dağılımı

IBaz senaryoda rüzgâr için 14 GW ve güneş için 6 GW olan rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitelerinin, İki Kat Senaryosu'nda rüzgâr için 20 GW ve güneş için 20 GW seviyelerine yükseltilmesi, bu değişken kaynakların yıllık üretim miktarlarını 51 TWh'den 90 TWh'e çıkarmaktadır.[92]

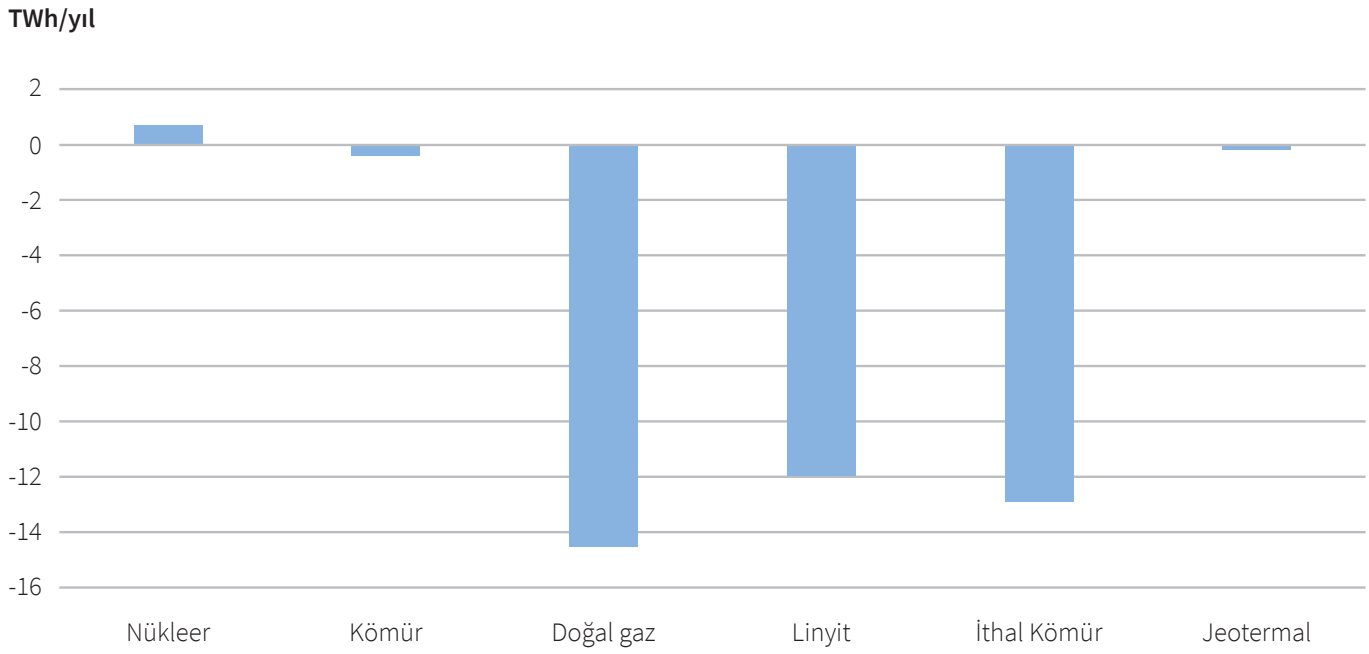


Şekil 24. *Yıllık toplam üretim miktarının kaynaklara göre dağılımı (2026 Baz Senaryo ve İki Kat Senaryosu)*

Baz Senaryo'ya göre rüzgâr ve güneş enerjisindeki 39 TWh'lik üretim artışı, her biri 12 TWh ile 15 TWh arasında değişen doğal gaz, linyit kömürü ve (ithal) kömürden üretilen elektrik miktarlarını azaltır.[93] Esneklik amacıyla YAL/YAT talimatı önlemi alınarak doğal gazdan üretilen elektriğin bir kısmı yeniden kullanıma alınmış olmasa, doğal gazdaki düşüş aslında çok daha yüksek seviyede olacaktır. Nükleer enerji ve ithal kömür de dahil olmak üzere geri kalan elektrik kaynaklarından olan üretim neredeyse Baz Senaryo ile aynı kalmaktadır. Bunun sonucunda ise üretim miktarları birbirine çok yakın olacak şekilde, kaynak başına 50 TWh ile 70 TWh arasında elektrik üreten hidroelektrik, linyit kömürü, kömür, nükleer ve doğal gaz kaynakları sistemde yer almaktadır.

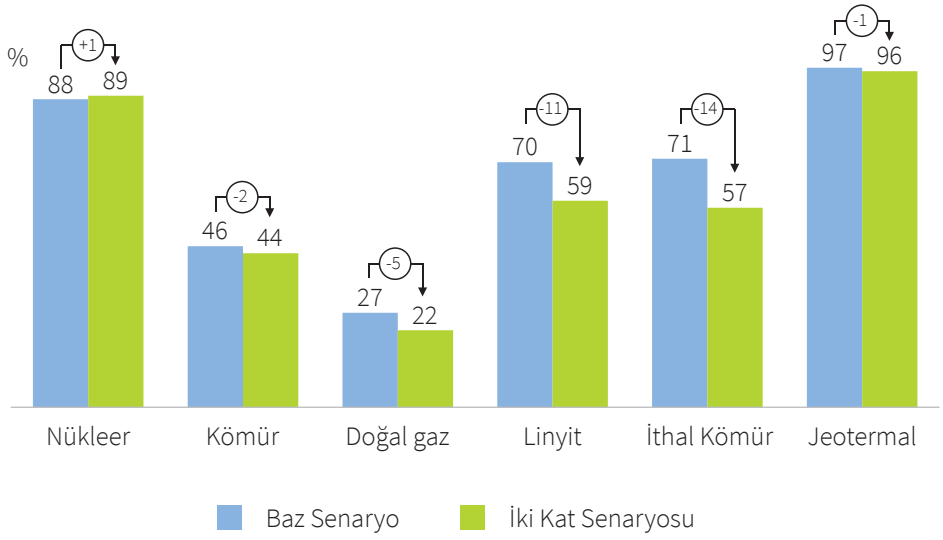
[92] Kurulu güç iki katına çıkarıldığında elde edilen gücün iki katına çıkmamasının sebebi, yeni eklenen alanların kaynak kalitesinin önemli seviyede düşük olması değildir. Aksine, rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin payları eşitken, kapasite faktörü neredeyse %50 daha yüksek olan rüzgâr için daha fazla olduğu zaman Baz Senaryo'da çok daha büyük bir orana karşılık gelmektedir.

[93] Bu, piyasa ve şebeke modelinin bir sonucudur.



Şekil 25. *Yıllık toplam üretim miktarındaki değişimin kaynaklara göre dağılımı (2026 Baz Senaryo ve İki Kat Senaryosu)*

Bu analizde elektrik sistemini baştan aşağı optimize etmek yerine, termik ve hidroelektrik üretim kapasiteleri tüm senaryolarda aynı seviyede tutulmuştur. Rüzgâr ve güneşten daha fazla üretim olması nedeniyle, linyit kömürü, ithal kömür ve doğal gazdan elde edilen elektrik üretim azaltılmıştır (Şekil 25). Bu da, Şekil 26'da gösterildiği üzere, santrallerin kapasite kullanım faktöründe düşüşe sebep olmuştur. Nükleer enerji üretimi ise daha az YAL/YAT talimatı verildiği için bir miktar daha yüksek seviyededir.



Şekil 26. *Kapasite faktörlerindeki değişikliklerin kaynaklara göre dağılımı (2026 Baz Senaryo ve İki Kat Senaryosu)*

Rüzgâr, güneş, nükleer ve linyit kömüründen elde edilen üretim miktarının artmasından dolayı, bazı doğal gaz santrallerinin kullanım oranında büyük düşüş yaşanmaktadır. Rüzgâr ve güneş enerjisinin piyasa fiyatlarındaki ve termik santral projelerinin hayata geçirilmesi üzerindeki etkilerinin değerlendirilmesi bu analizin kapsamı dışındadır. Son modellemeden, yalnızca kapasite kullanım oranı aşırı düşük kabul edilen, yani yılda 500 saatten daha az kullanımı olan santraller çıkarılmıştır.[94]

4.2.2. Rezerv gereksinimleri

Rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi iki katına çıkarıldığında, maksimum saatlik katkı %45 seviyesinden %89'a doğru keskin bir artış göstermektedir. Nehir tipi hidroelektrik santralleri dahil olduğunda ise, maksimum saatlik katkı %93 seviyesine yükselmektedir. Bu olağanüstü durumların, 2026 yılının Mart ayının ortasına denk gelecek dini bayram döneminde meydana gelmesi beklenmektedir. Dini bayram döneminde oluşan düşük talep, toplam üretimde rüzgâr ve güneş enerji payını 29 GW gibi (yıllık maksimum saatlik üretimden yalnızca 2 GW düşük) oldukça yüksek bir seviyeye çıkarmaktadır. Türkiye'nin iki uzun dini bayram dönemi hariç tutulduğu takdirde, rüzgâr ve güneş enerjisinin maksimum payı önemli oranda düşmektedir.[95]

Belirli saatlerde rüzgâr ve güneş enerjisi üretiminde keskin bir yükseliş olsa da İki Kat Senaryosu'ndaki maksimum saatlik net yük değişimi, 10,8 GW'tan 10,4 GW'a düşerek, Baz Senaryo'dan daha düşük seviyede kalmaktadır. Bunun nedeni ise artan güneş enerjisi üretimiyle sabah erken saatlerde yaşanan talep arasında doğrudan bir ilişki olmasıdır. Rezerv kapasitesi 1.800 MW'dan 2.200 MW'a yükseldiğinde, enerji sistemi rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi iki katına çıktığında bile güvenle çalışmaya devam edebilmektedir.

4.2.3. Bölgelerarası yük akışı

Bu bölüm bölgelerarası yük akışı ile rüzgâr ve güneş kapasitesinin iki kat artırılmasının bölgesel arz-talep dengesi üzerindeki etkisine yoğunlaşmaktadır. Bölgelerarası ilave yük akışı için ek altyapıya ihtiyaç duyulurken, iletimde azalma yaşandığında böyle bir ihtiyaç olmayacağı varsayılmaktadır.

Bununla birlikte bölgesel enerji üretiminde bazı değişimler meydana gelmektedir. Trakya Bölgesi'nde doğal gazdan enerji üretimi azalırken, rüzgâr ve güneş enerjisi bu boşluğu kapatmaktadır, ancak bölge komşu bölgelerin enerjisine bağımlı olmaya devam etmektedir. Batı Anadolu'da arz açığı düşüş gösterirken, Batı Anadolu ve Doğu Akdeniz bölgelerinde de arz fazlalığı düşmektedir. Öte yandan Kuzeybatı Anadolu Bölgesi'nde azalan, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde ise artan elektrik üretimi, bu bölgelerdeki dengeler üzerinde negatif etki yaratmaktadır. Bu nedenle ülke çapında yer alan en cazip rüzgâr ve güneş şartlarına sahip bölgelerde rüzgâr ve güneş enerjisi üretiminin iki katına çıkarılmasının, bu bölgelerdeki arz-talep dengesi üzerinde ciddi bir etkisi olmamaktadır.

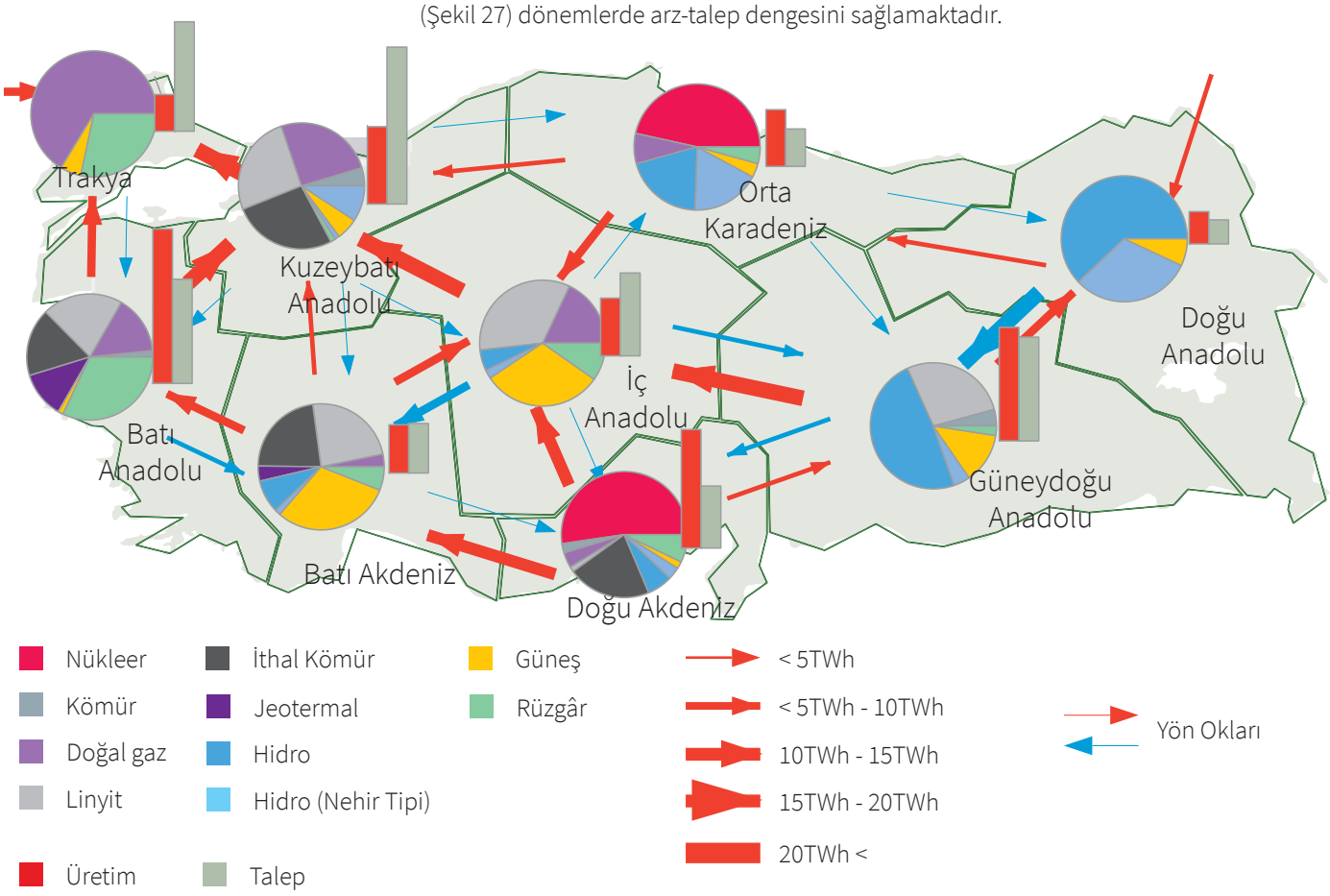
[94] Modelde, 2026 için Baz Senaryo'da planlanan yıllık 500 saatten az kullanıma sahip enerji santralleri çıkarılmıştır çünkü bunların inşasının yapılmayacağı varsayılmıştır. Bunun sonucunda gaz kapasitesi 28,1 GW'tan 27,3 GW'a düşerek, planlanan 3,7 GW'lık yeni doğal gaz kapasitesinin 800 MW'ı aradan çıkarılmıştır. Gerçekte ise İki Kat Senaryosu'nda ilave termik santrallerin inşası gerçekleşmeyebilir.

[95] Maksimum yenilenebilir kaynak üretim/talep oranı nispeten yüksek olsa da ortalama oran diğer saatlere benzer seviyededir. Türkiye'deki dini bayram dönemlerinde olduğu gibi talep eğrisi oldukça düz seyretmekte ve rezerv %50 azalmaktadır.

Tablo 6. *Bölgesel üretim ve talep*

Bölgesel Üretimler	Baz senaryo	İki Kat Senaryosu	Talep
Trakya	23,0	22,1 ↓	65,9
Kuzeybatı Anadolu	54,7	46,6 ↓	94,4
Batı Anadolu	94,8	93,0 ↓	62,7
Orta Anadolu	29,9	34,7 ↑	49,8
Batı Akdeniz	22,6	29,0 ↑	29,8
Orta Karadeniz	35,1	34,2 ↓	22,6
Doğu Anadolu	19,0	19,4 ↑	14,5
Güneydoğu Anadolu	63,4	68,3 ↑	62,5
Doğu Akdeniz	76,1	71,3 ↓	37,3

Baz Senaryo'da olduğu gibi, İki Kat Senaryosu'nda da ana yük akışı, Türkiye'nin batı ve kuzeybatı bölgelerine doğru gerçekleşmektedir. Aradaki en önemli fark ise Batı Akdeniz Bölgesi'nden Doğu Akdeniz Bölgesi'ne gerçekleşen yük akışının azalması, İç Anadolu ve Doğu Akdeniz bölgelerinden Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ne yapılan iletimde de hafif bir düşüş yaşanmasıdır. Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde güneş enerjisi üretimi, bölgenin ana enerji kaynağı olan hidroelektrik üretiminin (mevsimsel) düşüş yaşadığı (Şekil 27) dönemlerde arz-talep dengesini sağlamaktadır.



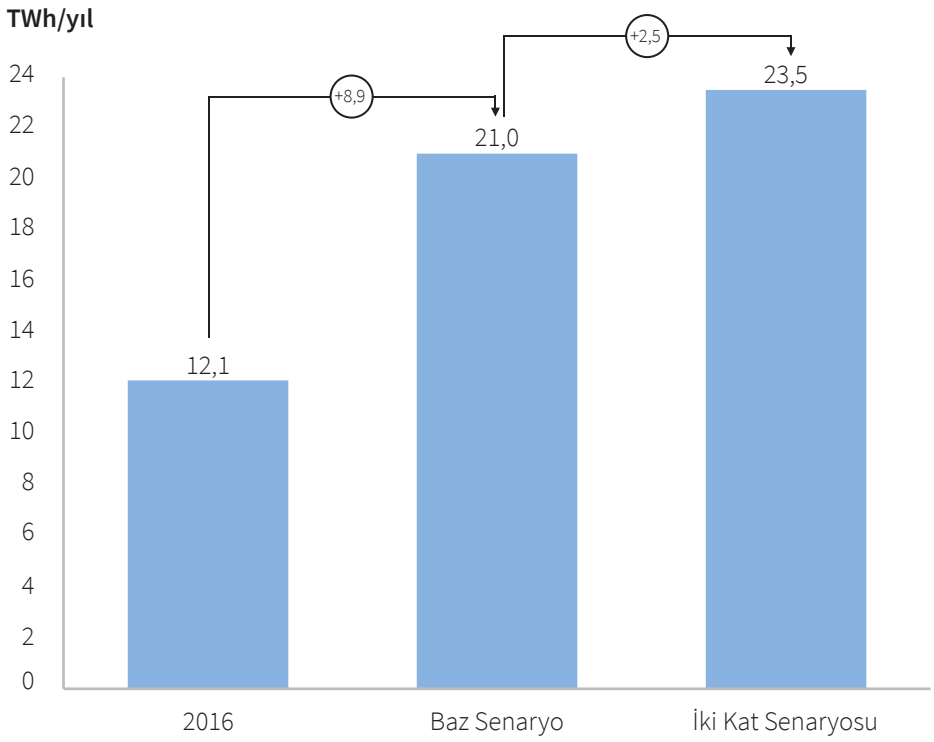
Şekil 27. *Bölgesel üretim/yük dengeleri ve bölgeler arası yük akışı haritası (2026 İki Kat Senaryosu)*

4.2.4. İletim kapasitesi yatırımı

Hem Baz Senaryo hem de İki Kat Senaryosu'nda yer alan bölgelerarası yük akışları arasındaki yüksek benzerlik oranı uyarınca, Baz Senaryo'daki gelişmiş iletim sistemi, İki Kat Senaryosu için de gerekli olan altyapıyı sağlamaktadır.[96] Bu nedenle, rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin 20 GW'tan 40 GW'a çıkarılarak payının iki katına çıkarılması için hiçbir ilave iletim şebeke yatırımına ihtiyaç duyulmamaktadır.

4.2.5. YAL/YAT talimatı ve kesinti

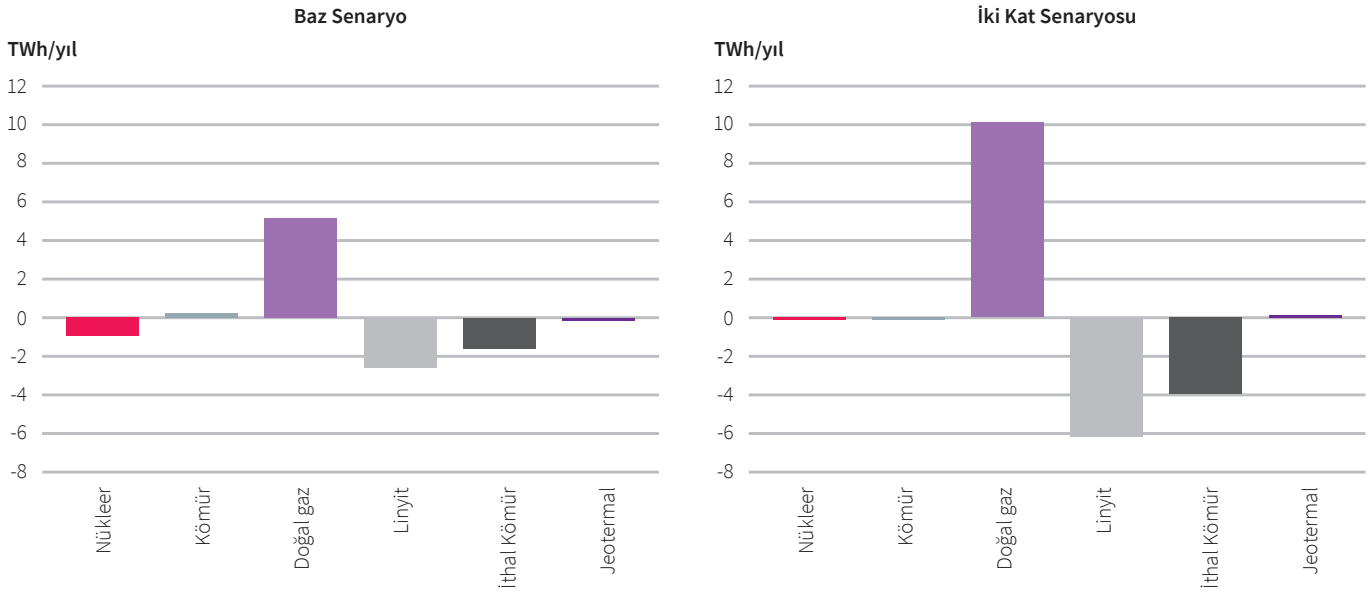
İki Kat Senaryosu'nda elektrik sisteminin işletim güvenliği için Baz Senaryo'ya göre biraz daha fazla (+ 2,5 TWh) YAL/YAT talimatı verilmesi gerekmektedir (Şekil 28). YAL/YAT talimatlarındaki bu artışın sebebi ise İki Kat Senaryosu'nda, rüzgâr ve güneş enerjisinin daha yüksek payı olması nedeniyle daha fazla esnekliğe ihtiyaç duyulmasıdır. Genel üretimde %5,3 olan YAL/YAT talimatı oranı, Baz Senaryo'daki oranla benzer seviyededir (%5).



Şekil 28. *2016 ve 2026 YAL/YAT talimatları (Baz Senaryo ve İki Kat Senaryosu)*

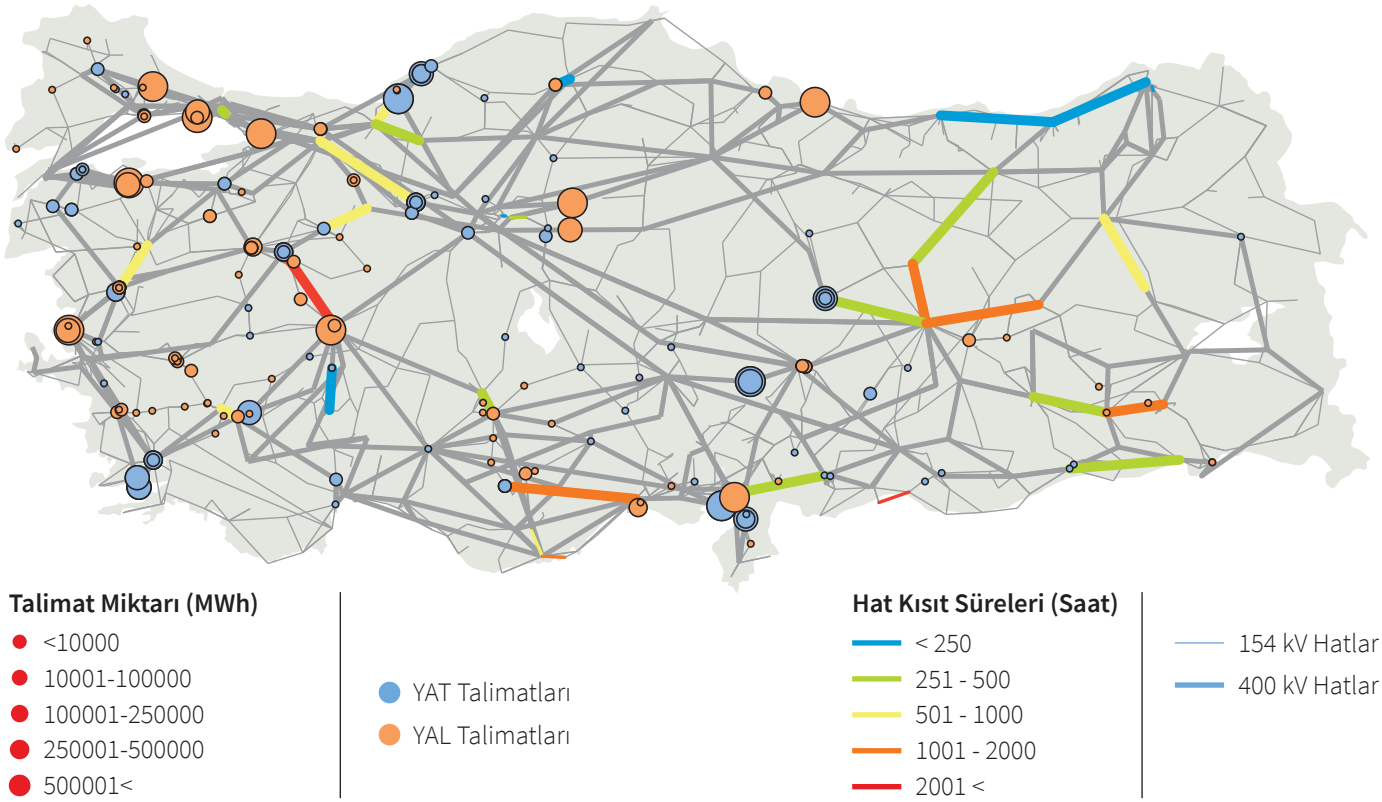
YAL/YAT talimatının üretim kaynaklarındaki etkilerini karşılaştırırken, kaynaklar arasında İki Kat Senaryosu'nda daha güçlü bir değişim görülmektedir. Genel YAL/YAT talimatı değeri az bir artış gösterse de, linyit kömürü ve ithal kömürden doğal gaza geçiş 5 TWh'den 10 TWh'e yükselerek neredeyse iki katına çıkmaktadır. Bu farkı yaratan iki temel faktör bulunmaktadır. Yenilenebilir kaynakların payı arttıkça, pazar odaklı tevzi üretim maliyeti yüksek olan doğal gazın kullanımının azaltılmasına neden olmaktadır. Daha fazla rüzgâr ve güneş enerjisi üretimiyle esneklik ihtiyacı arttığından hızlı müdahale sağlayabilecek üretim için gereken kapasite de artmaktadır. Bu durum, doğal gaz üretiminin yeniden devreye girmesini gerekli kılmaktadır.

[96] Senaryolar arasında, yeni iletim hatlarında küçük farklılıklar olması uygun olsa da aynı iletim sisteminin kullanılması, karşılaştırmayı kolaylaştırmaktadır. Tek değişken, darboğaz ve rezerv ihtiyaçlarıyla başa çıkabilmek için gerekli olan YAL/YAT talimatı sayısıdır.



Şekil 29. *YAL/YAT talimatları nedeniyle yıllık toplam üretim miktarındaki değişimin kaynaklara göre dağılımı (2026 Baz Senaryo ve İki Kat Senaryosu)*

Pozitif YAL/YAT talimatı en çok Türkiye'nin yoğun nüfusa sahip/sanayileşmiş kuzeybatı ve batı bölgelerinde görülmektedir. Bazı durumlarda bu talimatlar ile, İç Anadolu, Batı Anadolu ve Orta Akdeniz bölgelerinden, Trakya ve Kuzeybatı Anadolu bölgelerine uzanan iletim koridorlarındaki yoğunluk önemli derecede azalabilmektedir. Bu durum, bu bölgelerde yer alan doğal gaz santrallerinin artan rezerv ihtiyaçlarının sonucunda oluşmaktadır. Nadiren de olsa pozitif ve negatif talimatlar, yakın bölgelerde görülebilmektedir. Yeni doğal gaz santralleri, rezerv ihtiyaçlarını diğer santrallerin üretimini azaltarak (ya da tamamen durdurarak) karşılamaktadır.



Şekil 30. *Yıllık toplam darboğaz seviyeleri ve YAL/YAT talimatları (2026 İki Kat ve Üç Kat Senaryosu)*

Dini bayram dönemleri sırasında, yenilenebilir kaynaklardan elektrik sistemine yapılacak yüksek beslemeler dışında kesintiye ihtiyaç kalmamaktadır. Ancak bu durum, bütün yıla yayıldığında göz ardı edilebilir bir miktar olarak kabul edilmektedir.

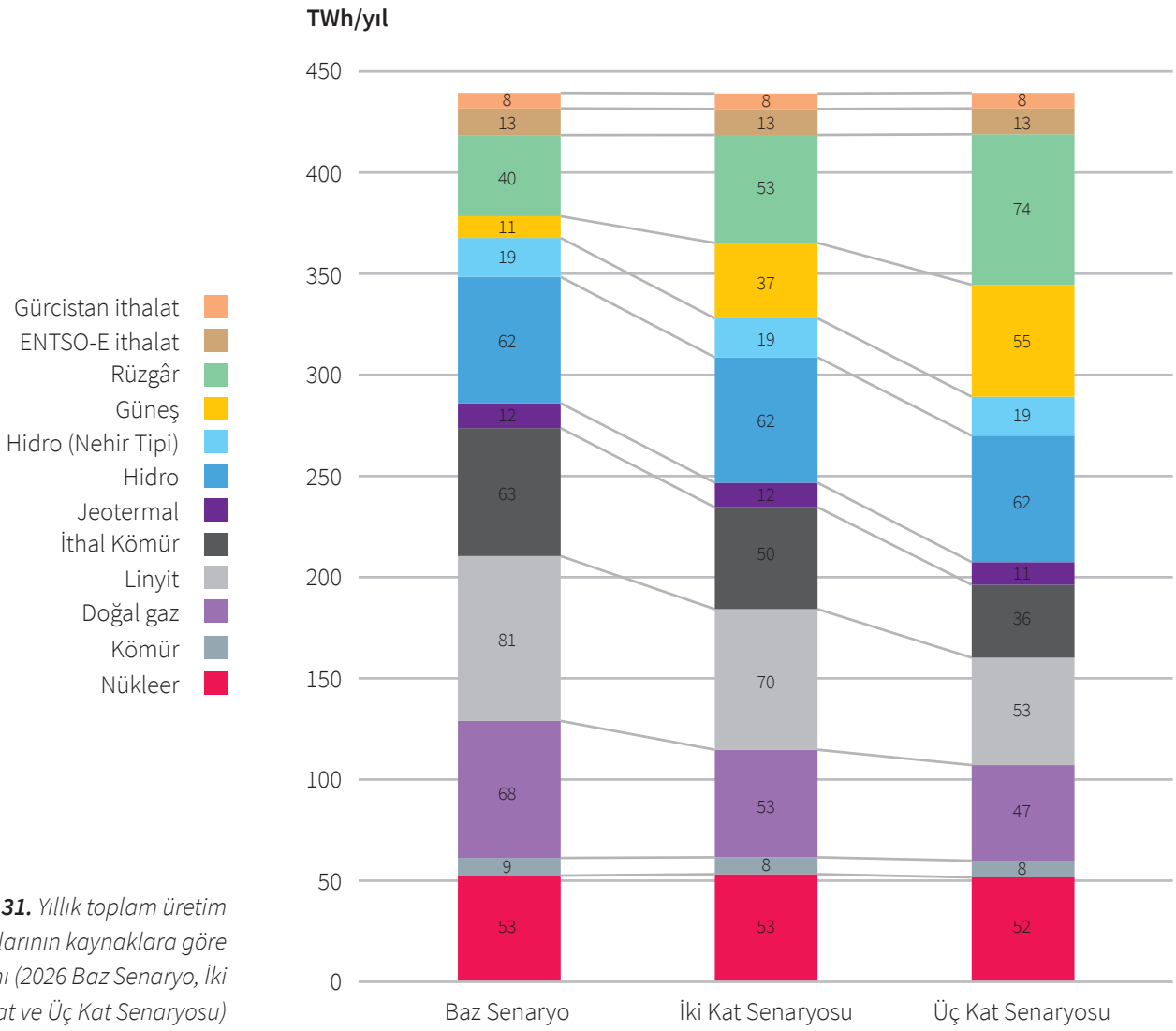
Özet olarak bu analiz, TEİAŞ'ın 2026 için planladığı iletim altyapısının, 40 GW'lık ilave rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesini de karşılayabileceğini ortaya çıkarmıştır. Önemli seviyede kesintiye neden olmamakla birlikte, YAL/YAT talimatı yalnızca 20 TWh'den 22,5 TWh'ye hafif bir artış göstermektedir. Bu artış Türkiye'nin mevcut YAL/YAT talimat sınırları (toplam üretimin ~%5'i) içerisinde yer almaktadır.

4.3. Mevcut planlamanın üç katına çıkarılmasının etkileri: Üç Kat Senaryosu

İkinci analizde, mevcut rüzgâr ve güneş enerjisi planlamasının rüzgâr ve güneş enerjisi için 30'ar GW ile üç katına, yani 60 GW'a çıkarılması değerlendirilmiştir.

4.3.1. Kaynak dağılımı

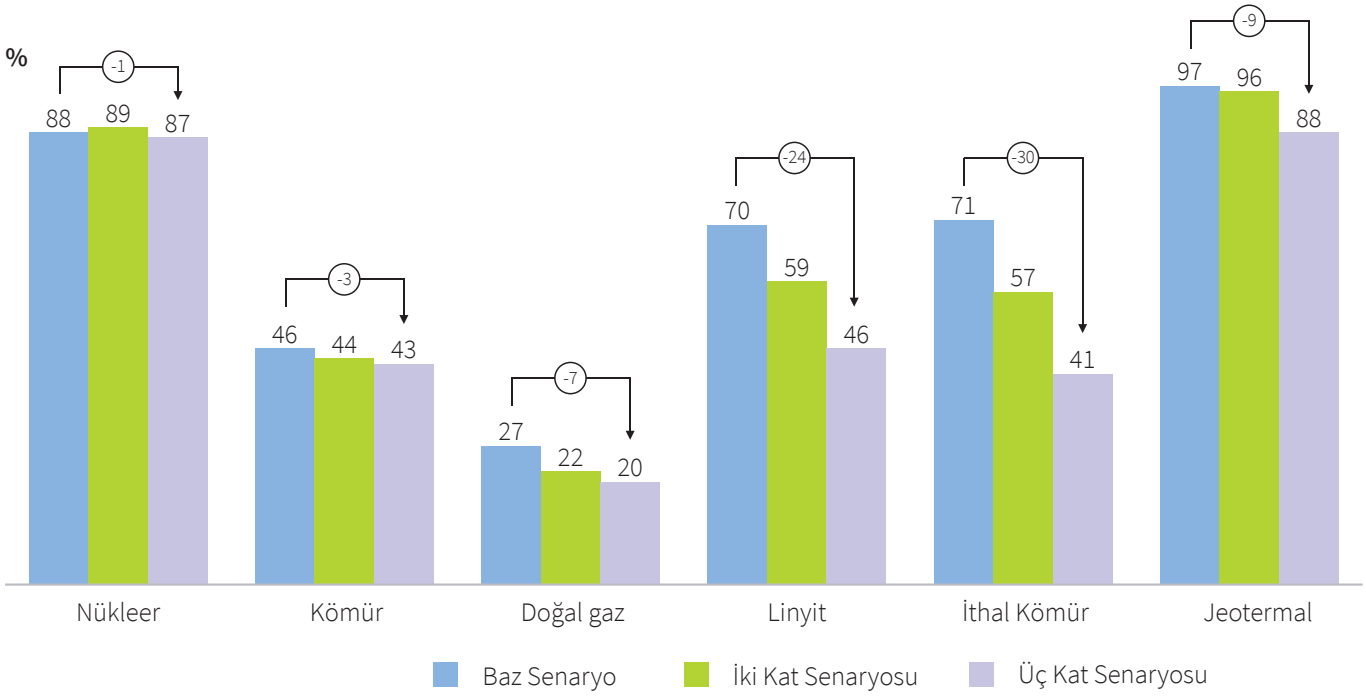
Üç Kat Senaryosu'nda yıllık olarak rüzgârdan (74 TWh) ve güneşten (55 TWh) üretilen enerji, İki Kat Senaryosu'nda 90 TWh ve Baz Senaryo'da 51 TWh olan değerin üzerine çıkarak 129 TWh'e ulaşmaktadır. Rüzgâr ve güneş enerjisinin payı toplam elektrik üretiminde %31'e ulaşmaktadır. Hidroelektrik ve jeotermal enerji de (sırasıyla 81 TWh ve 11 TWh) dahil edildiğinde, yenilenebilir kaynaklar toplam elektrik üretiminin %53'ünü oluşturmaktadır.



Şekil 31. *Yıllık toplam üretim miktarlarının kaynaklara göre dağılımı (2026 Baz Senaryo, İki Kat ve Üç Kat Senaryosu)*

İki Kat Senaryosu'na kıyasla, sisteme ilave edilen 39 TWh rüzgâr ve güneş enerjisi; linyit kömürü (- 17 TWh), (ithal) kömür (- 14 TWh), doğal gaz (- 6 TWh) ve nükleer (- 1 TWh) enerjide düşüşe neden olmaktadır. Sonuçlar üretim seviyesi linyit kömürü ve kömürdeki düşüşten daha az olan doğal gazın payını %11'in altına düşürmenin zor olabileceğini göstermektedir ki bu herhangi bir alternatifi olmaması nedeniyle sistemin doğal gaz santrallerinin sağladığı esnekliğe ihtiyaç duymasına neden olmaktadır. Sonuç olarak, kömür ve linyit kömüründen elde edilen toplam elektrik üretimi 100 TWh'ın altına inerken, nükleer ve doğal gazdan elde edilen elektrik her biri için yaklaşık 50 TWh seviyesinde sabit kalmaktadır.

Bölüm 3'te açıklandığı üzere, termik üretim kapasitesinin düşük kullanımının piyasa fiyatları ve yatırım kararları üzerindeki etkisi her senaryoda sabit tutulmuştur.[97] Bu analizde 2016 yılında kullanıma açılmayan ancak simülasyonda yıllık kapasite kullanımı yaklaşık 500 saatin altında kalan santrallerin değerlendirilmesi hariç tutulmuştur. Linyit ve ithal kömürün yıllık kapasite kullanım oranları ise Şekil 32'de gösterildiği gibi %50 seviyesinin oldukça altına inmektedir.



Şekil 32. *Kapasite faktörlerinin kaynaklara göre dağılımı (Baz, İki Kat ve Üç Kat Senaryosu, 2026)*

Şüphesiz Üç Kat Senaryosu'nda termik santral kapasitenin ne kadarlık bir kayıp yaşayacağı sorusu akıllara gelmektedir. Bu sorunun yanıtı ise birçok nedene dayalı olup, bu çalışmanın kapsamı dışında yer almaktadır. Sadece etkisini görebilmek adına eğer Baz Senaryo'nun kapasite kullanım oranları bir ölçüt olarak kabul edilirse, termik santral kapasite kullanım oranları önemli seviyede düşüş göstereceği ortaya çıkmaktadır: İki Kat Senaryosu'nda doğal gaz kapasitesi 5,6 GW'lık düşüşe uğrarken, linyit ve ithal kömür 2'şer GW azalmaktadır. Üç Kat Senaryosu'nda doğal gaz kapasitesi 8 GW azalırken, linyit kömürü ve ithal kömürün ise her biri yaklaşık 4,5 GW düşüş göstermektedir.[98]

[97] 500 tam yük saatine ulaşmayan yeni üretim tesisleri, modelden çıkarılmıştır. Üç Kat Senaryosu'nda bu durum, Baz Senaryo'ya göre 1,8 GW'lık doğal gaz ve 200 MW'lık linyit kömür enerji üretim kapasitesinin çıkarılmasına neden olmuştur.
[98] Bu senaryolarda üretilen enerjiyi ve Baz Senaryo'nun tam yüklü saatleri kullanılarak, İki Kat ve Üç Kat senaryoları için alternatif bir kurulu güç değeri hesaplanmıştır. Hesaplanan bu alternatif kurulu güç ise yıllık üretilen enerjinin Baz Senaryo'nun tam yüklü saatleriyle bölümüne eşit olmaktadır. Yenilenebilir kaynakların sisteme penetrasyonu arttıkça, termik santrallerin ürettiği enerji de azalmaktadır. Baz Senaryo'daki termik santrallerin tam yüklü saatleri varsayılarak, alternatif kurulu güç hesaplanmıştır.

4.3.2. Rezerv gereksinimleri

Rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi üç katına çıkarıldığında, Baz Senaryo'da maksimum saatlik pay da dini bayram dönemlerinde %45'ten %131 seviyesine ulaşmaktadır. Bu oran nehir tipi hidroelektrik santrallerde %138'e çıkmaktadır. Talebin özellikle düştüğü dini bayram dönemleri hariç tutulduğunda ise maksimum pay %97 ile daha düşük seviyede yer almaktadır.[99]

Belirli saatlerde rüzgâr ve güneş enerjisi üretiminin artan payı ile uyumlu olarak, Üç Kat Senaryosu'nda saatlik maksimum YAL/YAT hızı 10,8 GW'tan 14,3 GW'a yükselmektedir. Mevcut uygulama uyarınca ve ENTSO-E sisteminin desteği ile, Türkiye'deki rezerv kapasitesi ihtiyacı 2.200 MW'tan 2.700 MW'a çıkmakta ve çoğunlukla doğal gaz santralleri ve su mevcudiyetinin belirli saatlerdeki kullanılabilirliğine bağlı olarak hidroelektrik santraller tarafından karşılanmaktadır. Dini bayram dönemlerinde ise İki Kat Senaryosu'nda olduğu gibi rezerv azalmaktadır. Ayrıca bazı kesintiler de meydana gelmektedir (detaylar için bkz. Ek-2).

4.3.3. Bölgelerarası yük akışları

Arz ve talep açısından bölgelerdeki dengesizlikler değerlendirildiğinde, Türkiye'nin iki ana talep merkezi olan Trakya ve Kuzeybatı Anadolu bölgelerinin elektrik taleplerinin yaklaşık %50'si için diğer bölgelere bağlı olmaya devam ettikleri görülmektedir. İç Anadolu'da arz yetersizliği devam etse de 20 TWh'den 10 TWh seviyesine düşmektedir. Diğer yandan Batı Anadolu'da da (+20 TWh) ise ülkenin doğu bölgelerinde olduğu gibi (Güneydoğu ve Doğu Anadolu toplam +37 TWh), yüksek bir üretimi fazlası görülmektedir.

Üç Kat Senaryosu'nun yıllık arz-talep dengesi, Baz Senaryo ve İki Kat Senaryosu'yla karşılaştırıldığında ilginç bir sonuca ulaşılmaktadır: Bölgesel dengesizliklerin toplamında yaklaşık %10'luk bir düşüş olduğu görülmektedir.

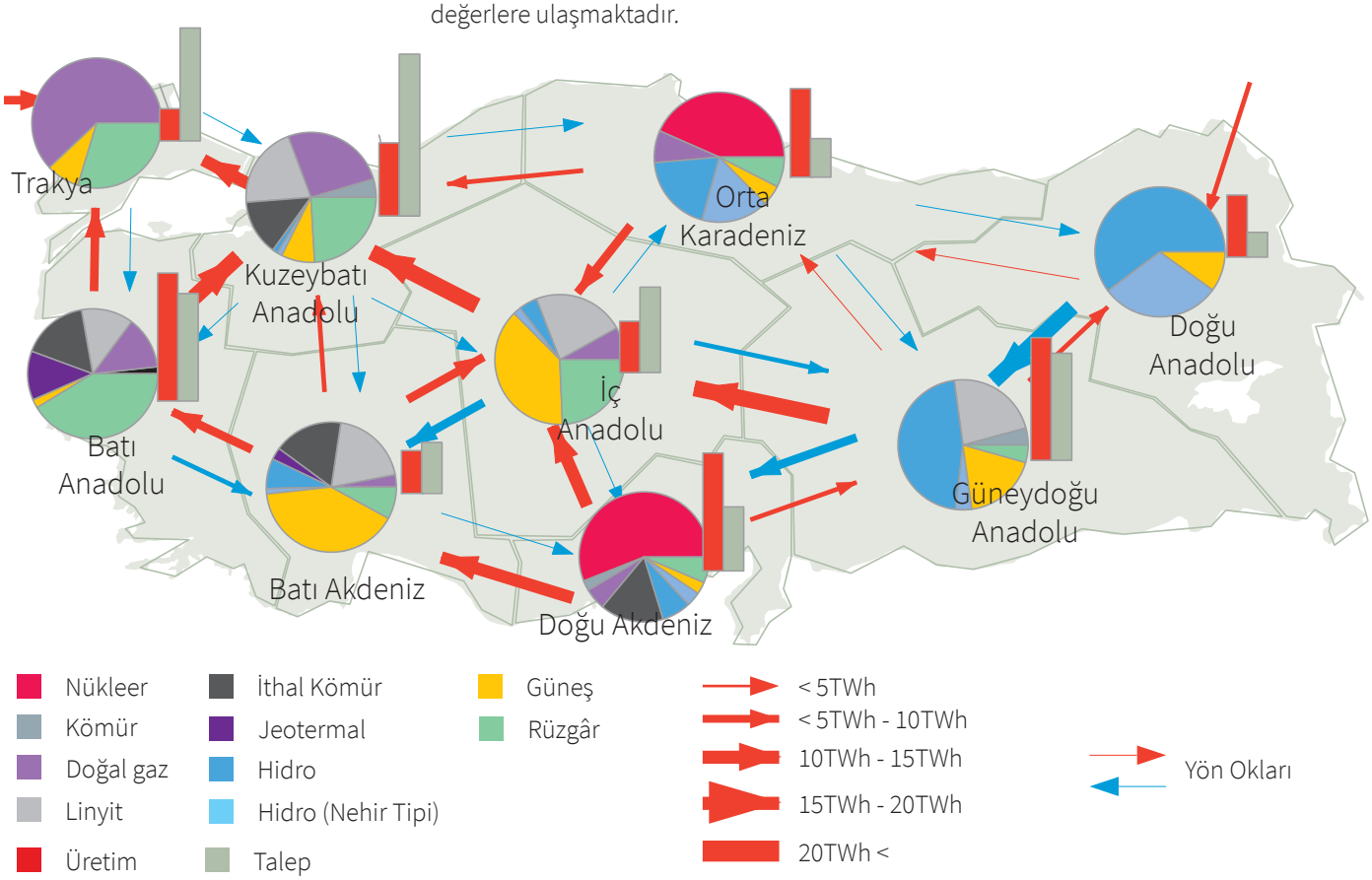
Üç Kat Senaryosu'nun yıllık arz-talep dengesi, Baz Senaryo ve İki Kat Senaryosu'yla (Tablo 7) karşılaştırıldığında ilginç bir sonuca ulaşılmaktadır: Bölgesel dengesizliklerin toplamında yaklaşık %10'luk bir düşüş olduğu görülmektedir. Dört bölgede etki pozitif; üç bölgede sınırda ve yalnızca iki bölgede negatif seyretmektedir. İç Anadolu ile Batı Anadolu'da ve Doğu Akdeniz'de enerji dengesizlikleri her bölge için yaklaşık 10 TWh azalmaktadır. Bu bölgelerdeki etki, büyük ölçüde Üç Kat Senaryosu'ndaki rüzgâr ve güneş enerjisi artışından kaynaklanmaktadır. Ayrıca Doğu Akdeniz Bölgesi, oldukça fazla güneş ışıma alanına sahip olmasına karşın, topraklarında çok fazla tarım ve sanayi faaliyeti yapılmaktadır. Benzer tipte faaliyetler için boş alanlar sınırlı olduğundan bu bölgede yeni YEKA alanları bulunmadığı kabul edilmektedir. Üç Kat Senaryosu'nda arz-talep dengesi olumsuz etkilenen tek bölge Güneydoğu Anadolu Bölgesi'dir. Artan güneş ve hidroelektrik enerjinin oldukça yüksek payı sebebiyle bölgede yıllık 10 TWh arz fazlası oluşmaktadır. Hidroelektrikte ve bazı durumlarda, güneş enerjisindeki mevsim etkileri nedeniyle tüm senaryolarda, yılın belli dönemlerinde enerjinin ithal edilmesi ve ihraç edilmesi gerektiği zamanlar bulunmaktadır.

[99] Rüzgâr ve güneş üretiminin aşırı yüksek olduğu saatlerde kesinti ihtiyacı doğabilmektedir.

Tablo 7. *Bölgesel üretim ve talep dengesi*

Bölgesel Üretimler	Baz senaryo	İki Kat Senaryosu	Üç Kat Senaryosu	Talep
Trakya	23,0	22,1 ↓	21,6 ↓	65,9
Kuzeybatı Anadolu	54,7	46,6 ↓	46,4 ↓	94,4
Batı Anadolu	94,8	93,0 ↓	84,1 ↓	62,7
Orta Anadolu	29,9	34,7 ↑	40,1 ↑	49,8
Batı Akdeniz	22,6	29,0 ↑	33,2 ↑	29,8
Orta Karadeniz	35,1	34,2 ↓	36,2 ↑	22,6
Doğu Anadolu	19,0	19,4 ↑	20,2 ↑	14,5
Güneydoğu Anadolu	63,4	68,3 ↑	72,2 ↑	62,5
Doğu Akdeniz	76,1	71,3 ↓	64,5 ↓	37,3

Artan bir arz-talep dengesi gözlemlense de, şebeke genelindeki ana yük akış düzeni, diğer senaryolarla benzerlik göstermektedir. Bu düzeni değiştirmeye ne güney bölgelerde artan güneş enerjisi üretimi ne de batı bölgelerde artan rüzgâr enerjisi üretimi yeterli olmaktadır. Bunun nedeniyse rüzgâr ve güneş enerjisi üretimi artışlarının çoğunlukla aynı bölgelerdeki konvansiyonel kaynaklardaki düşüşle dengelenmesidir. Ancak bu gözlem yalnızca yıllık üretim değerleri göz önünde bulundurulduğunda geçerlidir. Her iletim hattındaki saatlik akış, daha yüksek yatırım gereksinimine ve daha yoğun bir iletim şebekesine sebep olarak, diğer iki senaryoya oranla daha yüksek değerlere ulaşmaktadır.



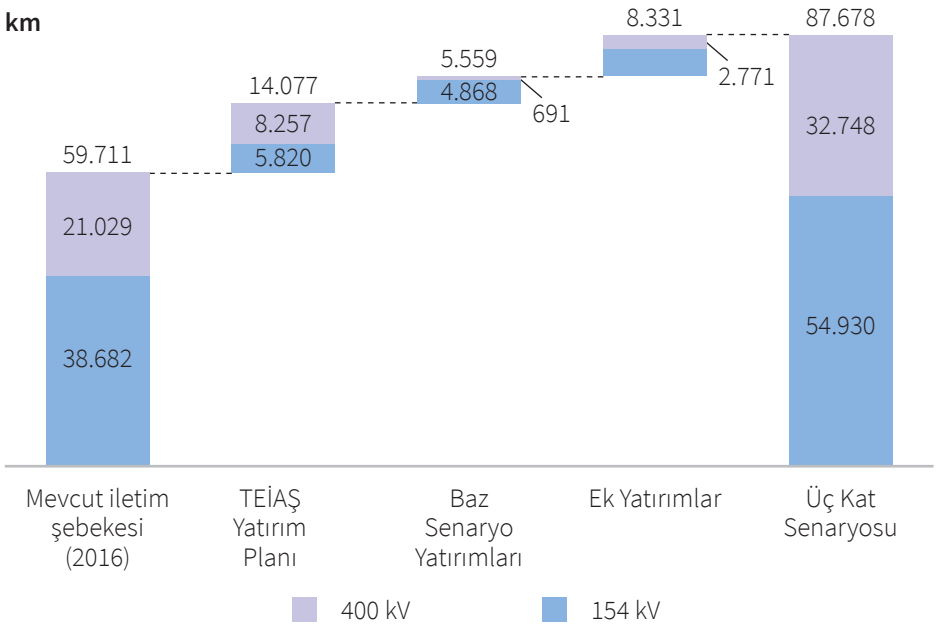
Şekil 33. *Bölgesel üretim/yük dengeleri ve bölgeler arası güç akış haritası (2026 Üç Kat Senaryosu)*

4.3.4. İletim kapasitesi yatırımı

Yeni iletim hattı ihtiyaçları, yalnızca bölgelerarası yük akışıyla değil, aynı zamanda bölge içi yük akışlarıyla da belirlenmektedir. Sınırlı miktarlarda kesinti ve YAL/YAT talimatı verilmesi, yeni altyapı inşasından daha uygun maliyetli olsa da sık sık gerçekleşen büyük çaplı yoğunluklar ve rezerv eksiklikleri, sistemin genişletilmesi yönünde ekonomik birer gerekçe haline gelebilmektedir.[100]

En iyi rüzgâr ve güneş enerjisi bölgelerinin kapasitesini artırarak güneş ve rüzgâr enerjisinin üç katına çıkarılması, şebekeye ilave yatırımlar yapılmasını gerektirmektedir.

En iyi rüzgâr ve güneş enerjisi bölgelerinin kapasitesini artırarak güneş ve rüzgâr enerjisinin üç katına çıkarılması, şebekeye ilave yatırımlar yapılmasını gerektirmektedir (Şekil 34). 400 kV şebeke için Baz Senaryo'dan %30 daha fazla, yani 2.770 km'lik ilave hat gerekmektedir. 154 kV'luk şebeke için ise planlanan yatırımın %50 fazlasına tekabül eden 5.600 km'lik ilave hat gerekmektedir. Ancak bunun trafoya olan etkisi, planlanan 62 istasyona ek 12 ilave üniteyle (+%20) diğer yatırımlara oranla daha düşüktür.



Şekil 34. *İletim şebekesi yatırımları (2026, Üç Kat Senaryosu)*

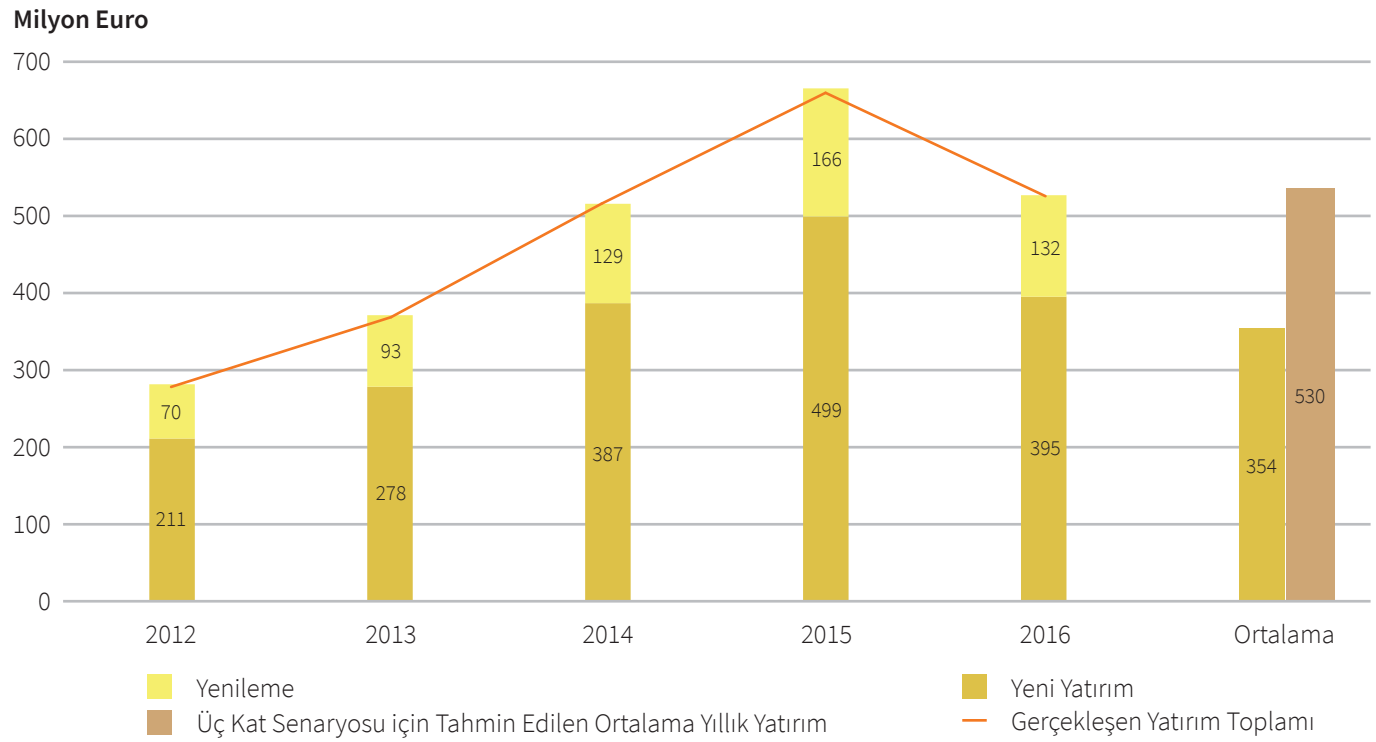
Genel olarak bu altyapının eklenmesi için gerekli yatırım maliyeti Baz Senaryo'daki 3,86 milyar €'luk yatırımdan, 5,30 milyar €'ya yükselmektedir.

Genel olarak bu altyapının eklenmesi için gerekli yatırım maliyeti Baz Senaryo'daki 3,86 milyar €'luk yatırımdan, 5,30 milyar €'ya yükselmektedir. Bu rakam, TEİAŞ'ın son beş yıl için yaptığı tahmin edilen[101] ortalama yatırımın %50 üstünde, yıllık bazda 530 milyon €'luk bir yatırıma tekabül etmektedir.[102]

[100] YAL/YAT talimatı ve kesintilere güvenmek yerine genel yeni altyapı önerisi yöntemleri hakkında bilgi için bkz. Bölüm 3.3 ve Bölüm 3.6

[101] "Tahmin edilen ortalama yatırımın" detayları için bkz. Bölüm 5.1.4.

[102] Yıllık planlanan ve gerçekleştirilen yatırım miktarlarına ABD doları ($) cinsinden, TEİAŞ'ın İnternet sitesinde ulaşılabilmektedir. Tutarlılık sağlamak için para birimi, *"https://evds2.tcmb.gov.tr"* adresindeki yıllık ortalama döviz kuru kullanılarak çevrilmektedir.



* Toplam gerçekleştirilen yatırım değerleri TEİAŞ'tan alınmıştır,[103] ancak yeni yatırım ve renovasyon yatırımı oranı hakkında halka açık hiçbir bilgi bulunmamaktadır. Son on yılda talepteki yüksek artış ve büyük çaplı şebeke yatırımı göz önünde bulundurulduğunda, renovasyon yatırımının yıllık yatırımın %25'inden fazlası olmadığı varsayılmıştır.

Şekil 35. *TEİAŞ mevcut iletim şebeke yatırım planı ve Üç Kat Senaryosu'nda öngörülen ilave yatırımlar (2026)*

400 kV'lık şebekede yapılacak yatırımların çoğu Kuzeybatı Anadolu Bölgesi'nde gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Bunun nedeni Batı Anadolu ve Kuzeybatı Anadolu bölgelerinden, Trakya ve hatta Doğu Akdeniz ve Güneydoğu Anadolu bölgelerine uzanan iletim kapasitesini güçlendirmek içindir. Bu durum temel olarak, güney bölgelerde yer alan YEKA alanlarının kuzeybatı Türkiye'deki yük merkezlerine yüksek seviyede güneş enerjisi beslemesi yapmasından kaynaklanmaktadır. 154 kV şebekede ise ilk planlamaya uyumlu olmayan birçok yeni santral şebekeye eklendiğinden, bütün ülke çapında ciddi seviyede ilave yatırım yapılması gerekmektedir.

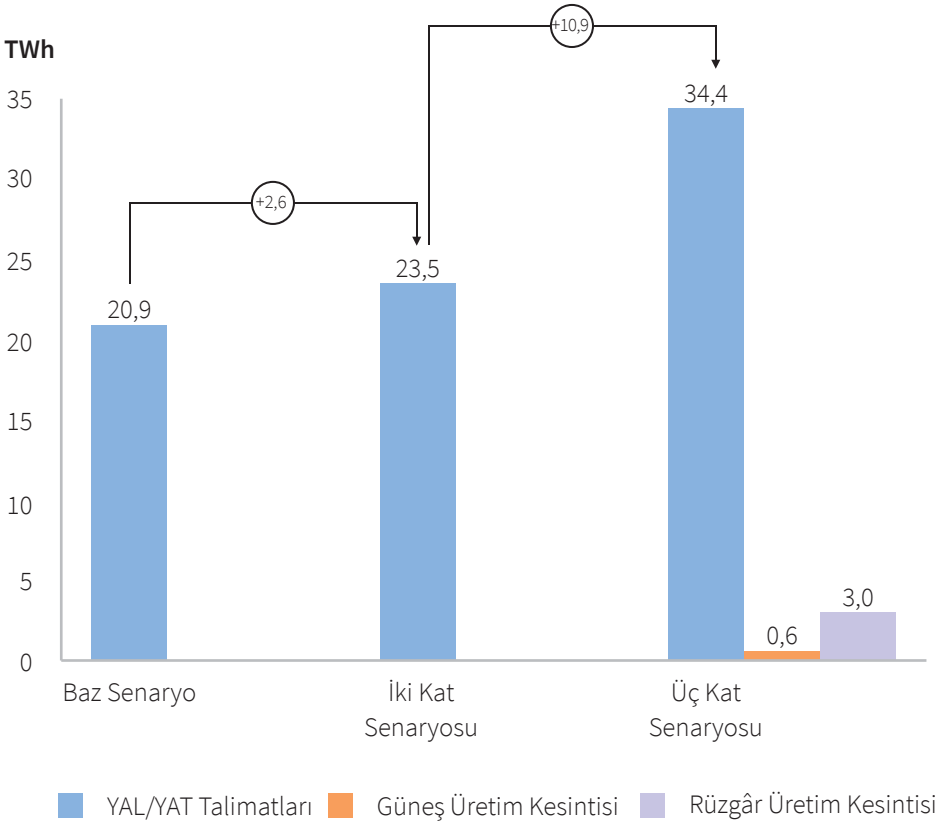
Şekil 36. *İletim şebekesi güvenlik ve güvenilirlik kriterleri kapsamında belirlenen şebeke yatırım ihtiyaçları (2026 Üç Kat Senaryosu)*

[103] TEİAŞ elektrik üretim iletim istatistiklerine şu adresten ulaşılabilir: *https://www.teias.gov.tr/tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri*

4.3.5. YAL/YAT talimatı ve kesinti

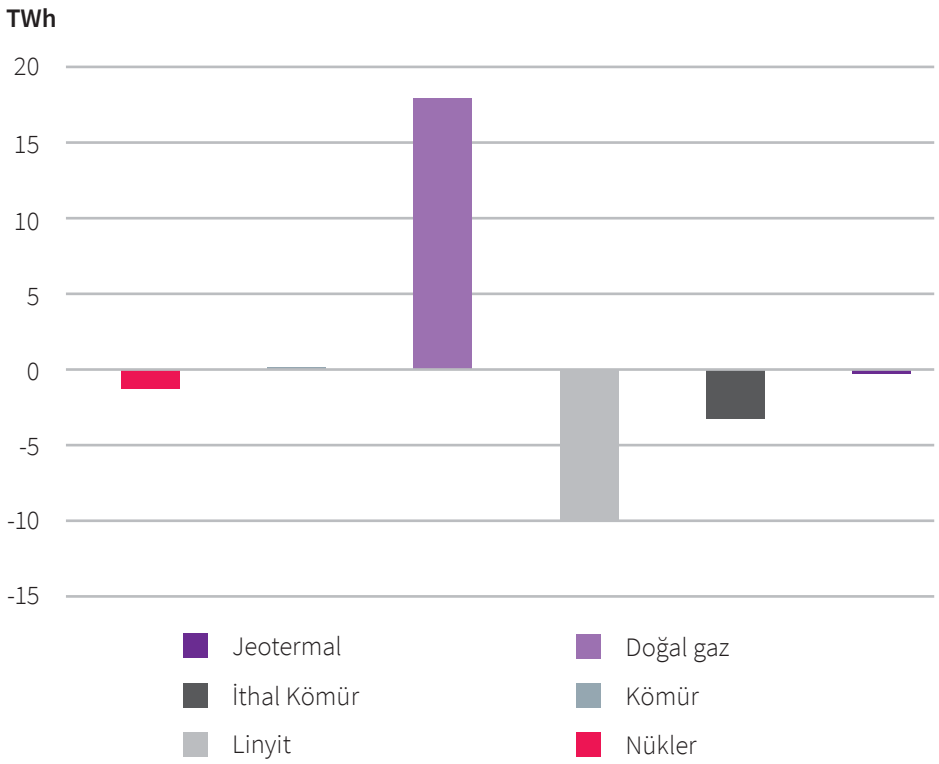
Üç Kat Senaryosu'ndaki ilave iletim hattı yatırımına rağmen, YAL/YAT talimatı ihtiyacı 34,4 TWh seviyesine çıkmaktadır (Şekil 37). Bu sayı, Baz Senaryo'ya göre 13,4 TWh'lık, yani üçte birden fazla bir artışa denk gelmekte ve YAL/YAT talimatı genel talebin %7,8'ine tekabül etmektedir. Buna ek olarak, rüzgâr ve güneş enerjisi üretiminin %2,8 oranında (3,6 TWh) kesintiye uğraması gerekmektedir. Kesinti oranları güneş için %1,0, rüzgâr için ise %4,0 seviyesinde olması gerektiği hesaplanmıştır. Kesintilerin ve/veya YAL/YAT talimatının, farklı seviye ve bölgelerde, yıllık 1.500 saati aşkın bir süre gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Genel olarak kesintiler, rüzgâr enerjisi için batı kıyılarında ve Marmara Bölgesi'nin güney kesimlerinde yoğunlaşmış ve güneş enerjisi için ise çoğunlukla YEKA alanlarına dağılmıştır (Şekil 39).

Yılın 8.760 saati içerisinde, rüzgâr ve güneş enerjisinden üretimin, şebeke toplam talebini 17 saat (nehir tipi hidroelektrik üretimiyle 41 saat), şebeke toplam talebinin %75'lik kısmını ise 161 saat (nehir tipi hidroelektrik üretimiyle 280 saat) aşacağı öngörülmektedir.



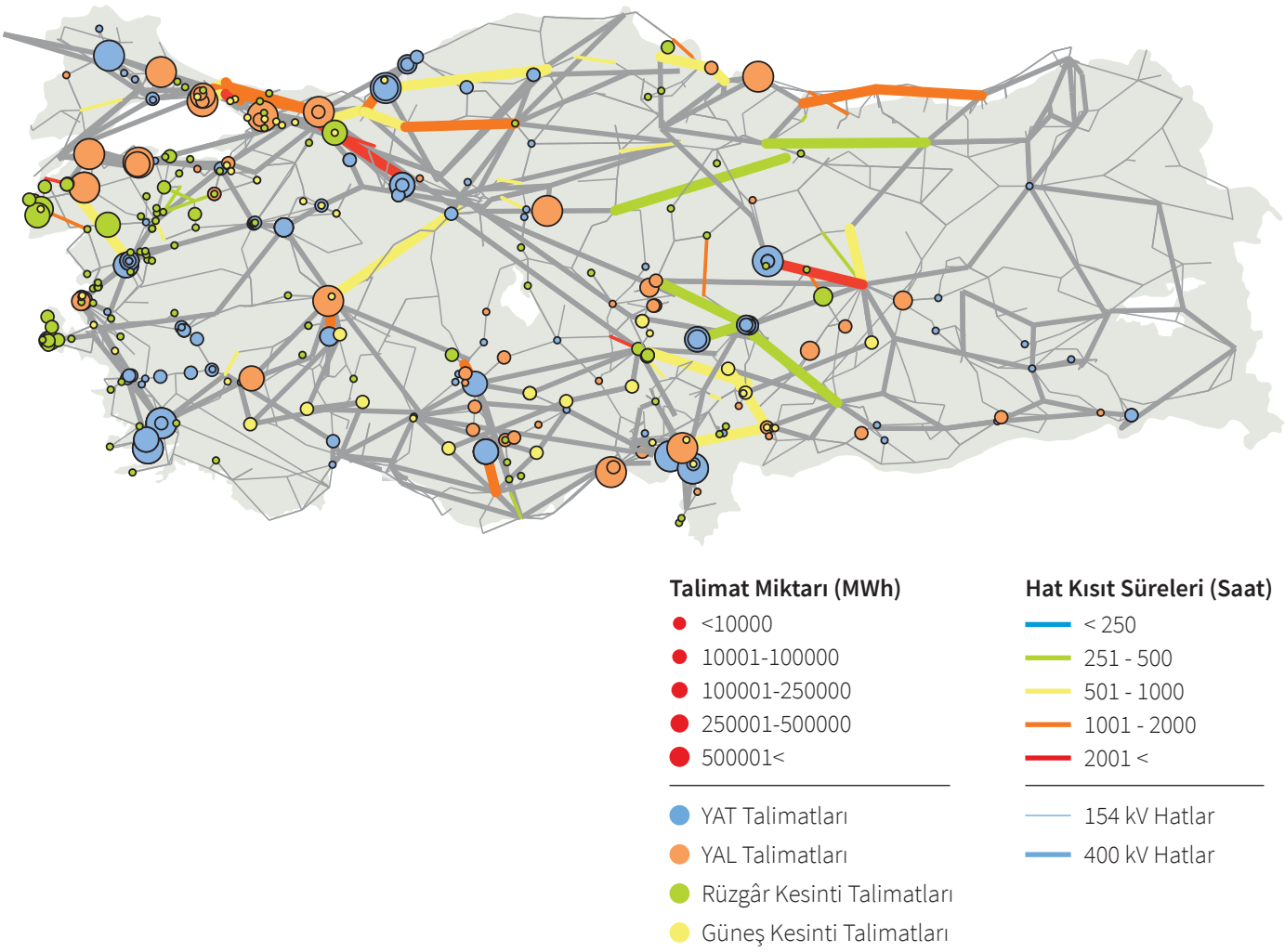
Şekil 37. *Yıllık toplam YAL/YAT talimatları (2026 Baz, İki Kat ve Üç Kat Senaryosu)*

YAL/YAT talimatı değerleri, işletme açısından uygun bir tevzi sağlayabilmek için piyasada tanımlanan en verimli tevzinin sıklıkla uyarlanması gerektiğini açıkça ortaya koymaktadır (Şekil 37).



Şekil 38. *Yıllık toplam YAL/YAT talimatları nedeniyle üretim değişiminin kaynaklara göre dağılımı (2026 Baz, İki Kat ve Üç Kat Senaryosu)*

Üç Kat Senaryosu'nda pozitif YAL/YAT talimatları, Trakya ve Marmara Denizi çevresinde daha da yoğunlaşırken, çoğu negatif YAL/YAT talimatı şebeke yoğunluklarını azaltmak adına Kuzeybatı, Batı ve İç Anadolu bölgelerindedir. Bu bölgeler haricinde doğal gaz santralleri için pozitif YAL/YAT talimatları çoğunlukla, linyit kömürü ve ithal kömürden enerji üretiminde düşüş oluşmasından dolayı ortaya çıkan ilave rezerv gereksinimleri sağlamak adına uygulanmaktadır. Bunun örnekleri Güneydoğu Anadolu ve Doğu Akdeniz bölgelerinde görülebilmektedir.



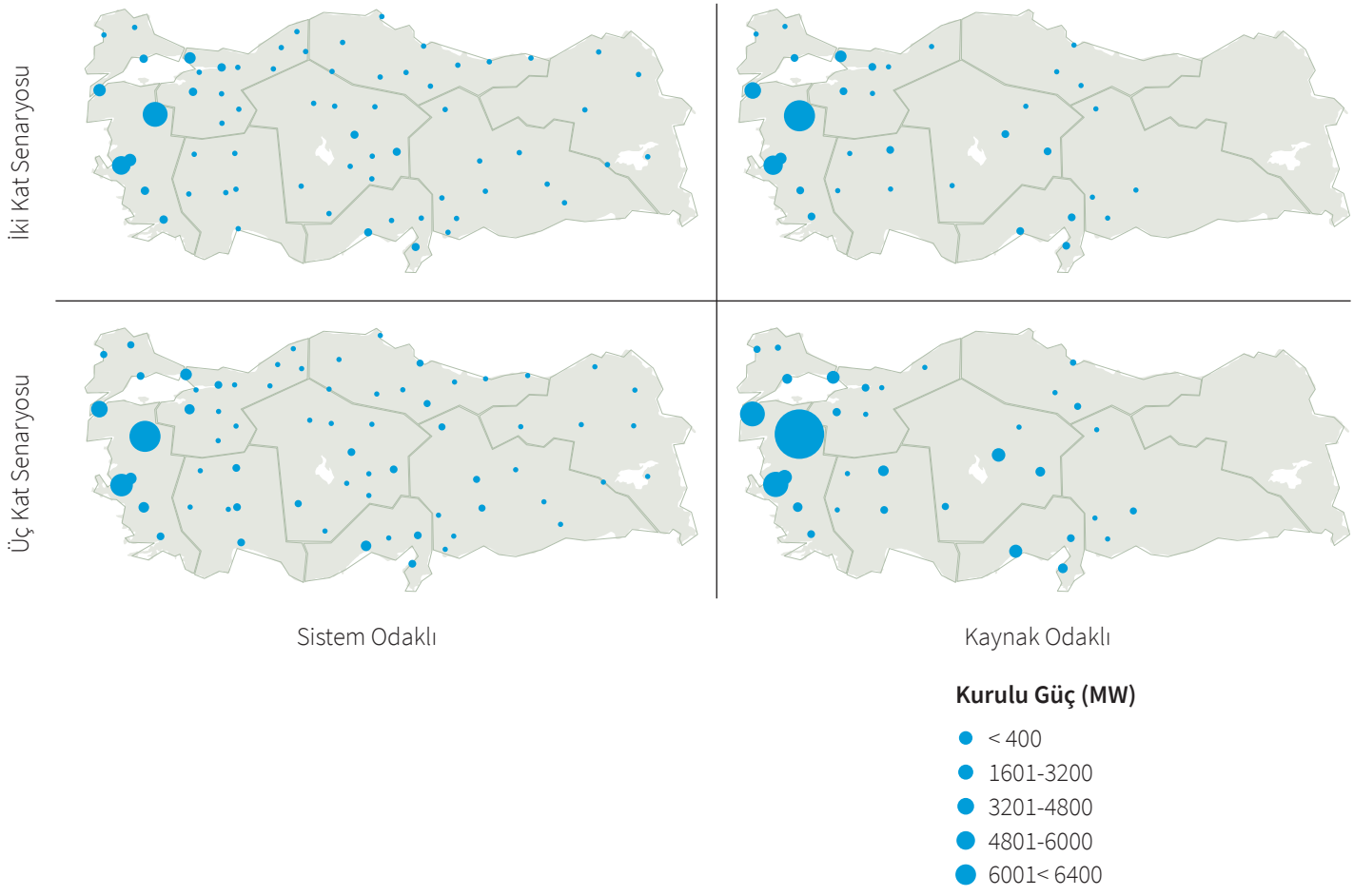
Şekil 39. *İletim şebekesi yatırımları sonrası yıllık darboğaz seviyeleri ve YAL/YAT talimatları (2026 Üç Kat Senaryosu)*

5. Sistem Odaklı Rüzgâr ve Güneş Enerjisi Dağıtımı, Esnekliğin Artırılmasının Faydaları

5.1. Güneş ve rüzgâr enerjisinin Türkiye çapında daha yaygın bir şekilde dağıtılması

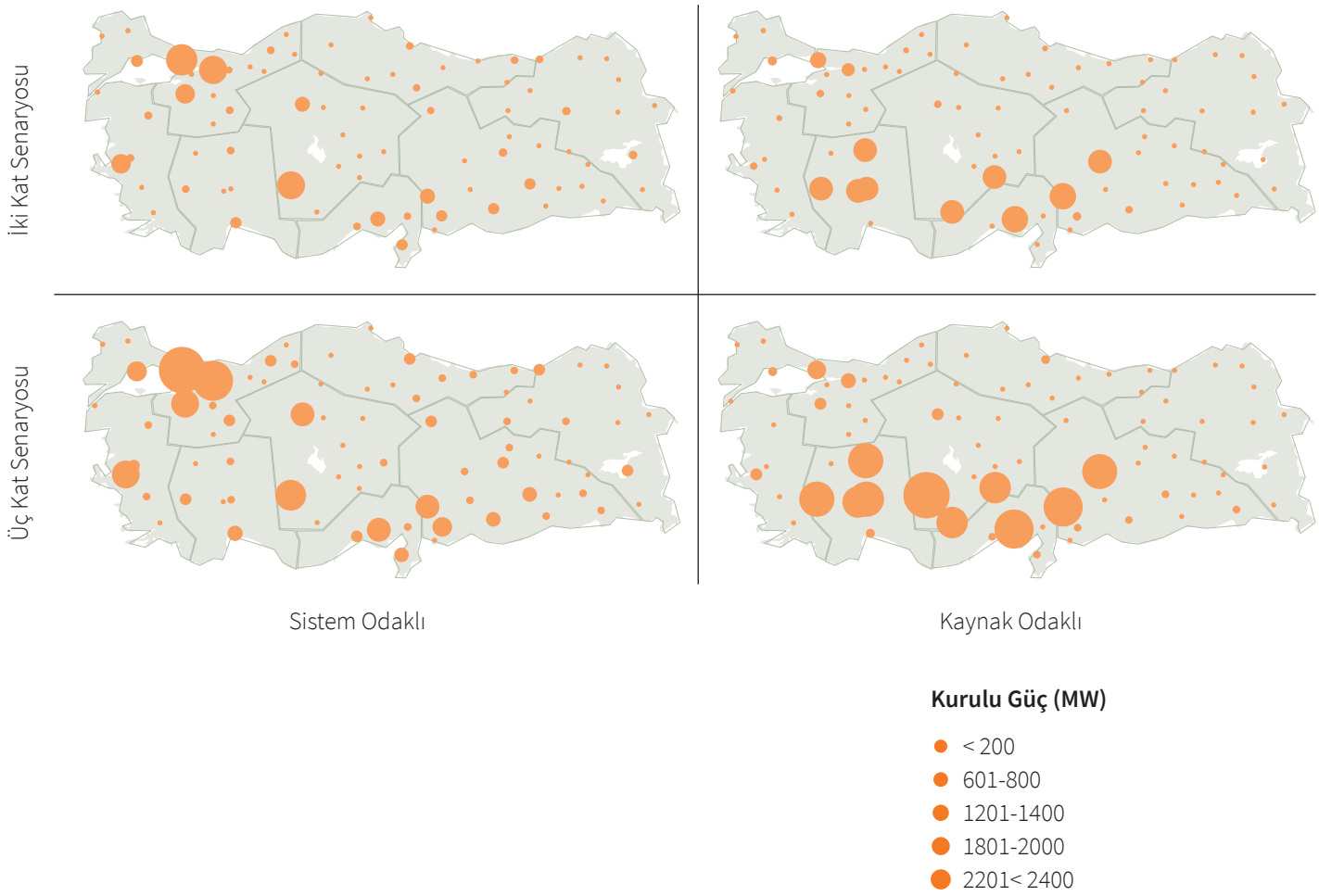
Bu analizde, güneş ve rüzgâr enerjisinin hem İki Kat hem de Üç Kat senaryolarında yenilenebilir kaynakların ülke çapında daha geniş biçimde dağıtılması sayesinde sistem odaklı bir işletimin olası faydaları değerlendirilmiştir. Bu yaklaşım, rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin rüzgâr hızı ve güneş ışıma kalitesine göre daha düzgün dağılımına önem vermekle birlikte, bölgesel talep yoğunlukları ve trafo kapasitesini de hesaba katmaktadır.[104] Senaryo, güneş enerjisi için hiçbir ilave YEKA projesinin gerçekleştirilmeyeceğini varsaymaktadır. Zaten 5,8 GW'lık rüzgâr enerjisi üretim kapasitesi 2016 yılının sonu itibarıyla, çoğu Ege Denizi kıyılarında olmak üzere kurulmuştur. Kurulu bu kapasitelerin yerleri değişemez olduğundan, sadece sınırlı bir kapasite Türkiye'de daha dengeli bir dağıtım için kullanılabilmektedir. Batı Anadolu Bölgesi yalnızca yüksek rüzgârlara değil, aynı zamanda yüksek talep seviyesine sahip bir bölge olduğundan dolayı, kapasitenin farklı bölgelere tahsis yönteminin etkisi, güneş için olandan daha azdır.

Rüzgâr ve güneş enerji üretim kapasitelerini[105] kaynak odaklı ve sistem odaklı dağılımları arasındaki farkı Şekil 40 ve 41'de gösterilmiştir.



Şekil 40. *Rüzgâr kurulu güç kapasitesinin kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerde dağılımları*

[104] Daha detaylı bilgi için bkz. Ek-2.
[105] Daha detaylı bilgi için bkz. Ek-2.



Şekil 41. *PV kurulu güç kapasitesinin kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerde dağılımları*

5.1.1. İki Kat Senaryosu üzerindeki etki

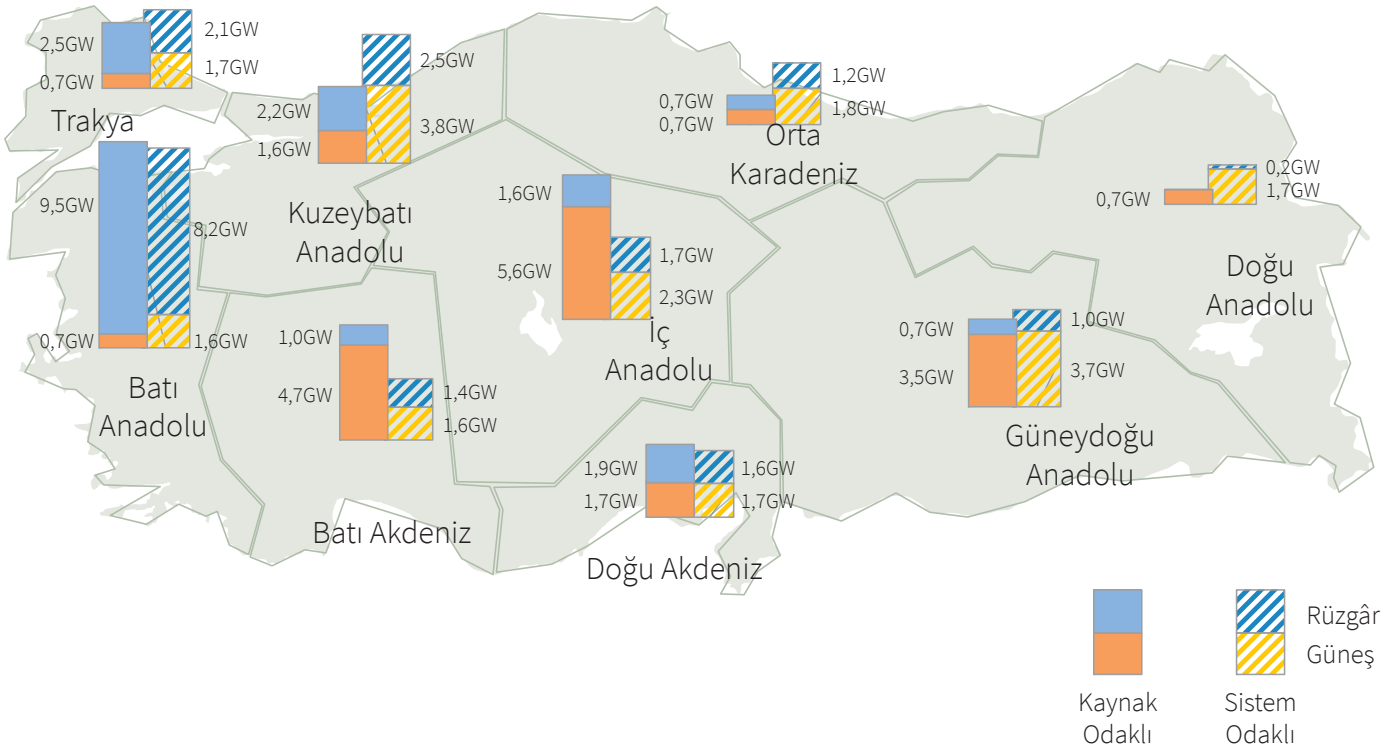
5.1.1.1. Rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitelerinin bölgesel değişimleri

Bu hassasiyette, rüzgâr enerjisi yatırımı Doğu Akdeniz, Trakya ve Batı Anadolu bölgelerinde azalmakta olup, diğer tüm bölgelerde artış göstermektedir. Düşüşün yaklaşık 1,3 GW olduğu Batı Anadolu hariç diğer tüm bölgelerdeki değişim -390 MW ile +550 MW aralığında yer almaktadır.

Sistem odaklı yaklaşımın güneş enerjisi üretim kapasitesinin dağılımı üzerindeki etkisi son derece yüksektir. Bu etkiler yalnızca iki bölgede, Güneydoğu Anadolu ve Doğu Akdeniz bölgelerinde, 200 MW'ın altındayken, kalan diğer yedi bölgedeki değişimler 950 MW'ın altına düşmemektedir. Hem İç Anadolu hem de Batı Akdeniz bölgelerinde güneş enerjisi üretim kapasitesindeki düşüş 3 GW'tan yüksektir.

Toplamda, Türkiye'nin güneyinin orta kesimlerinde ve Ege Denizi kıyılarında (çok hafif bir düşüş olsa da) rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi azalmaktadır. Bu düşüş, kuzeydeki her dört bölgenin tamamında yaşanan yükselme ve Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde rüzgâr kapasitesinde yaşanan ufak artışlarla dengelenmektedir (Şekil 42).

Sadece bölge bazında bakıldığı zaman gözlemlenemeyen ancak göz önünde bulundurulması gereken bir diğer konu ise bölgelerin kendi içerisinde rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitelerinin ciddi ölçüde tekrar dağıtılıyor olmasıdır.

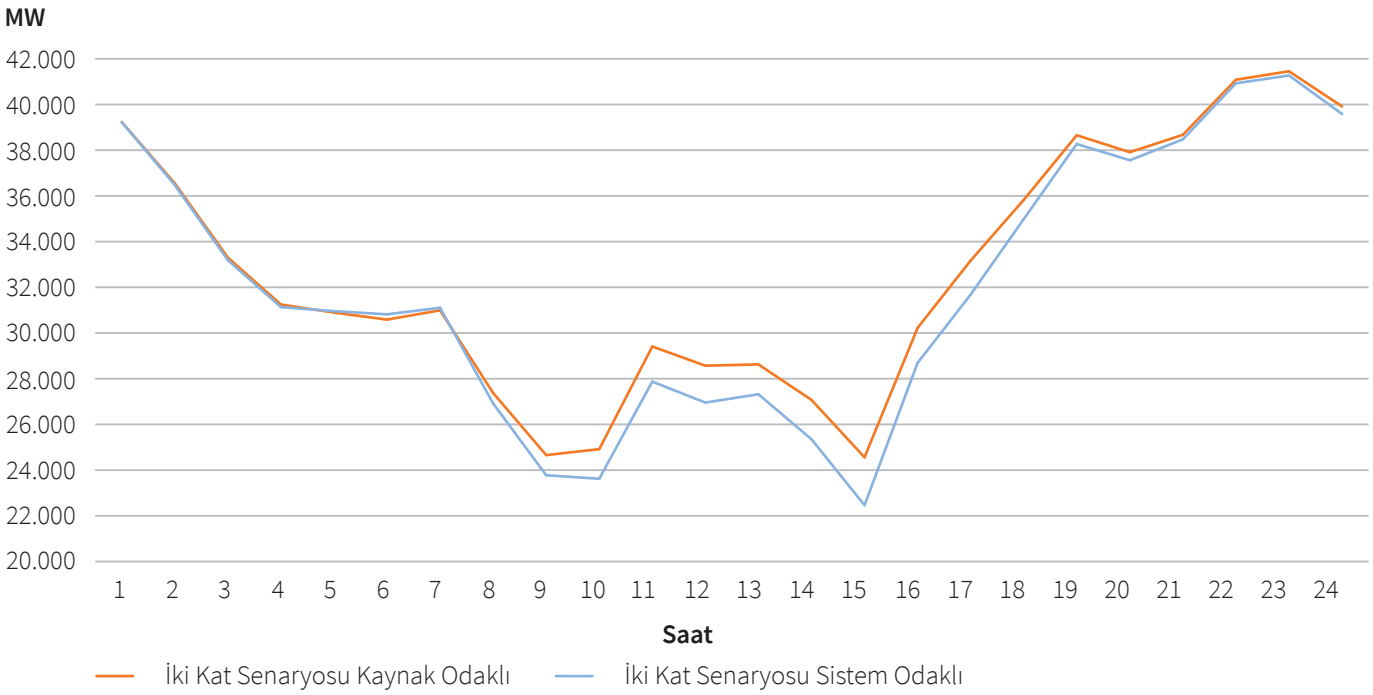


Şekil 42. *Kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin rüzgâr ve PV kurulu güç kapasitesinin dağılımları açısından karşılaştırılması (2026 İki Kat Senaryosu)*

5.1.1.2. Rüzgâr ve güneş enerjisinin kapasite kullanım oranı ve santrallerin üretim değişim hızları

Sistem odaklı yaklaşım sayesinde rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitelerinin bölgelere daha dengeli dağıtımı, kaynak açısından bazı cazip alanların daha düşük kapasite kullanım oranı olan diğer alanlara tercih edilmesi nedeniyle, elektrik üretiminde toplam 90,6 TWh'den, 87,3 TWh'e düşüş gerçekleşeceği hesaplanmıştır. Bu düşüş, güneş enerjisi üretiminde 1,8 TWh'e karşılık gelirken, rüzgâr için 1,5 TWh'e karşılık gelmektedir. Her iki teknoloji için de kapasite kullanım oranı sadece az bir miktarda azalmaktadır; güneş enerjisi için %21,3'ten %20,2'ye, rüzgâr enerjisi için ise %30,5'ten %29,6'ya seviyesine gerilemektedir. Rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitelerinin, Türkiye içerisinde daha sistem odaklı bir şekilde dağıtıldıklarında elektrik üretimi maliyetleri üzerindeki etki bu nedenle göz ardı edilebilir seviyededir.

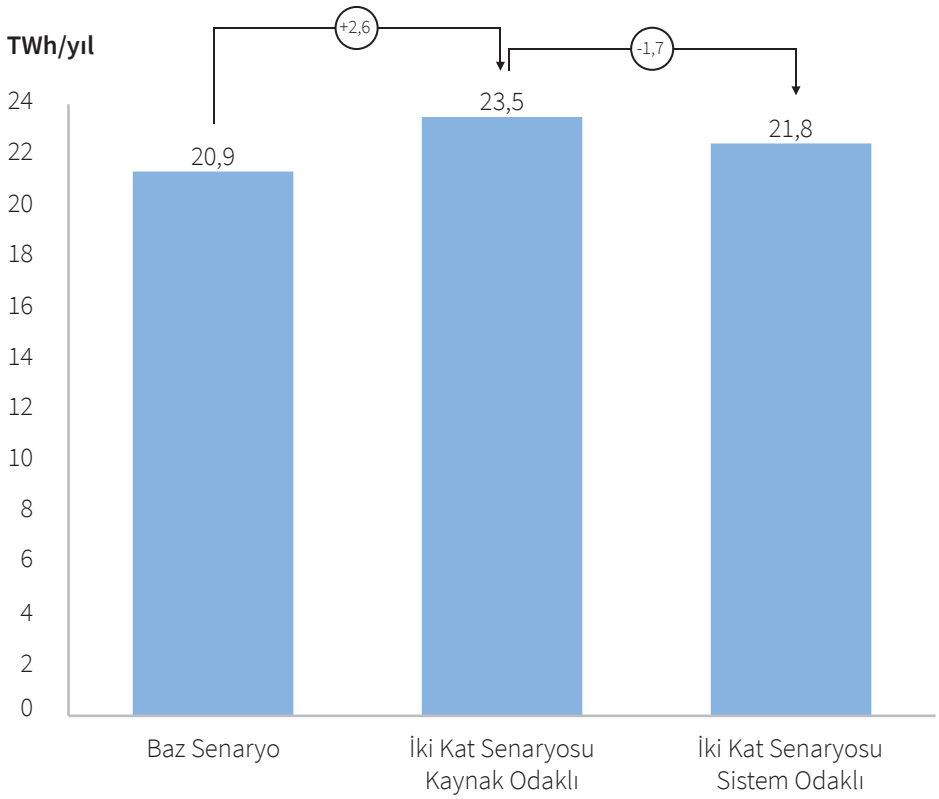
Üretimleri iklim şartlarına bağlı değişen bu teknolojilerin, Türkiye coğrafyası üzerinde farklı alanlara yaymanın bir avantajı da daha dengeli bir arz talep eğrisi elde edebilmektir. Rüzgâr ve güneş enerjisinin talebe olan maksimum saatlik oranı %89,4'ten %86,9'a düşmektedir. Aynı durum, yalnızca yaklaşık 50 MW (%0,5) düşen maksimum saatlik değişim hızlarına bakıldığında da görülmektedir. Maksimum değerlerdeki değişim az olsa da net yük üzerinde güç etkisi olan günler sistem entegrasyonunu kolaylaştırmaktadır (Şekil 43).



Şekil 43. *Kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin net yük sapması açısından karşılaştırılmasına bir örnek (İki Kat Senaryosu)*

5.1.1.3. İletim hattı yatırımı ve YAL/YAT talimatı

Bu yaklaşımın iletim hattı yatırımları üzerindeki etkileri sınırlıdır. Karşılaştırmanın kolay olması için Baz Senaryo'da yer alan iletim şebeke altyapısı aynen kabul edilmiştir. Bu kabul, YAL/YAT talimatı miktarını, güneş ve rüzgâr enerjisinin dağıtımının etkisini ortaya çıkarmak için temel gösterge olarak kullanımını sağlamıştır. YAL/YAT talimatı 23,5 TWh'tan 21,8 TWh'e düşmektedir. Dolayısıyla, Baz Senaryo'daki değerden yalnızca 0,7 TWh fazlasına ulaşırken, yıllık talebin %5 altında seyretmektedir (Şekil 44).



Şekil 44. *Kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin yıllık toplam YAL/YAT talimatları açısından karşılaştırılması (2026 Baz Senaryo ve İki Kat Senaryosu)*

40 GW'lık rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesini Türkiye çapında daha geniş biçimde dağıtmanın daha somut faydaları olduğu görülmektedir: rüzgâr ve güneş enerjisi üretimi bir miktar daha dengeli olmakla birlikte sisteme entegrasyonu da artmaktadır.

Özetle, 40 GW'lık rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesini Türkiye çapında daha geniş biçimde dağıtmanın daha somut faydaları olduğu görülmektedir: rüzgâr ve güneş enerjisi üretimi bir miktar daha dengeli olmakla birlikte sisteme entegrasyonu da artmaktadır. Talimat miktarının düşmesi, rüzgâr ve güneş kapasitesinin iki katına çıkarılmasının, eğer bu kaynaklar sistem odaklı bir şekilde şebekeye dağıtılır ise, aynı iletim altyapısı ve talimat miktarı ile mümkün olduğunu göstermektedir. Rüzgâr ve güneşin elektrik üretim maliyeti üzerindeki negatif etkisi ihmal edilebilir düzeydedir.[106]

5.1.2. Üç Kat Senaryosu üzerindeki etki

5.1.2.1. Bölgesel rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi değişimleri

Bu analizde, toplam 60 GW'lık rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin 11 GW kadarı, başka bölgelere kaydırılmıştır. Bunun ardındaki sebep, İki Kat Senaryosu'ndakiyle aynı olup, çoğunlukla İç Anadolu ve Batı Akdeniz'de yaşanan güçlü düşüşe bağlıdır. Üretimdeki temel artış Kuzeybatı Anadolu, Orta Karadeniz ve bu bölgelere kıyasla daha az olmakla beraber, Batı Anadolu ve Trakya bölgelerinde meydana gelmektedir.

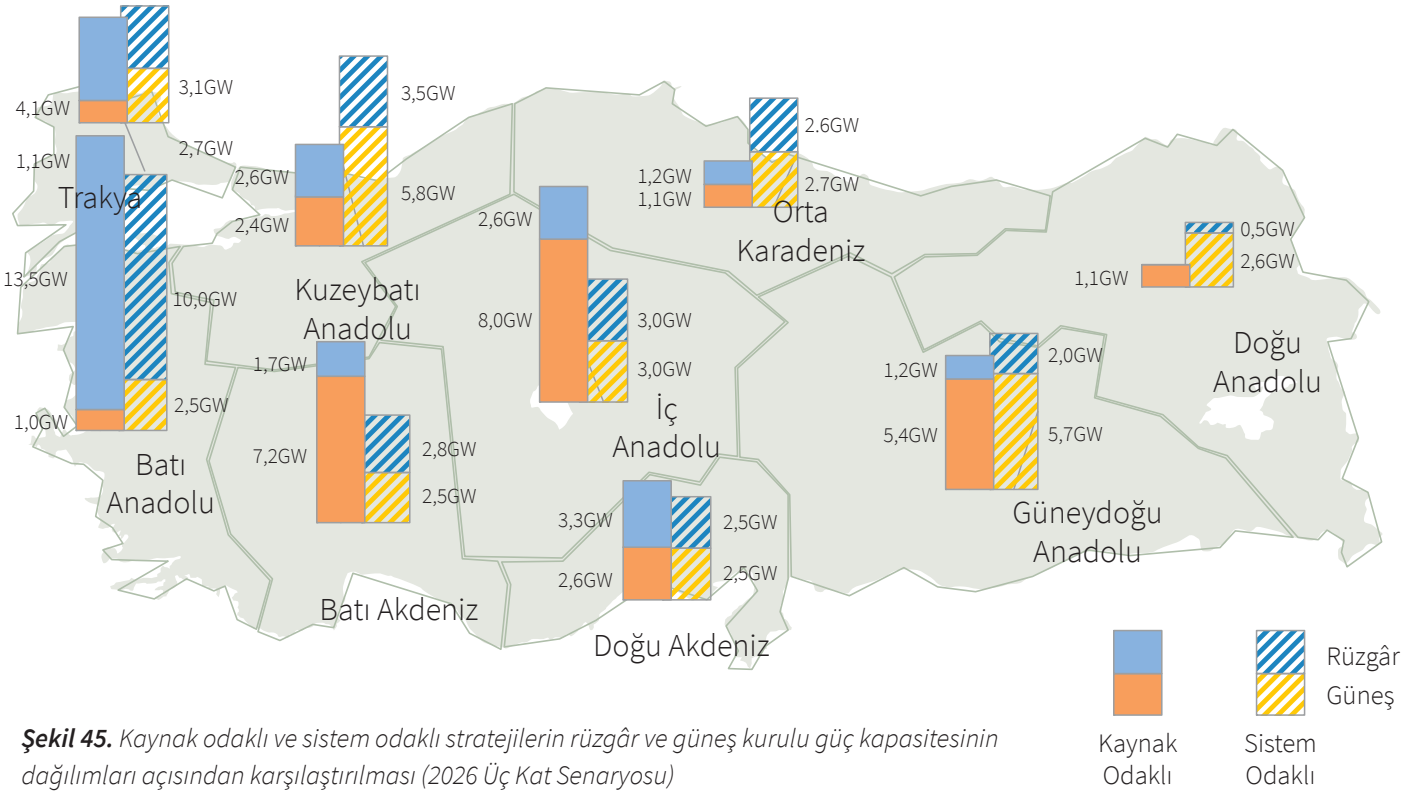
Rüzgâr enerjisi yatırımındaki 5 GW'lık bölgesel kaymanın üçte ikisinin nedeni, Batı Anadolu'nun ana rüzgâr bölgesi olan Ege Denizi kıyısında gerçekleşen düşüştür (-3,4 GW). Rüzgâr kapasitesi düşüşünün 1,7 GW'lık bir diğer kısmı ise Trakya ve Doğu Anadolu bölgelerinde gerçekleşmektedir. Rüzgâr kapasitesi diğer tüm bölgelerde artış gösterirken, Orta Karadeniz (+1,5 GW) ve Batı Akdeniz (+1,1 GW) bölgeleri ilave kapasiteden en çok payı alan bölgeler olarak görülmektedir.

Bu yaklaşımın güneş enerjisi üretim kapasitesi üzerindeki etkileri ise rüzgâra oranla iki kat daha yüksektir (10 GW).[107] İki Kat Senaryosu'nda olduğu gibi güneş enerjisi kapasitesinde, iki komşu bölge olan İç Anadolu ve Batı Akdeniz bölgelerinde önemli düşüş yaşanmaktadır (her biri ortalama -5 GW olmak üzere). Bundan en çok faydalanan bölge ise talebin en yüksek olduğu Kuzeybatı Anadolu Bölgesi'dir (+3,4 GW). Türkiye'nin kuzeyine dağılan Trakya, Kuzeybatı Anadolu, Orta Karadeniz ve Doğu Anadolu bölgelerinde güneş enerjisi kapasitesinde 1,5 GW'lık artış görülmektedir. Üç Kat Senaryosu'nda kaynak odaklı yaklaşımda en önemli iki güneş enerjisi bölgesi İç Anadolu ve Batı Akdeniz bölgeleri olurken, sistem odaklı yaklaşımda Kuzeybatı ve Güneydoğu Anadolu bölgeleri lider bölgeler olmaktadır (Şekil 45).

Bölgesel ölçekte bakıldığında görülemeyen ancak üzerinde düşünülmesi gereken bir diğer konu ise rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitelerinin bölgelerin kendi içerisinde önemli seviyede tekrar dağıtımıdır. Yeniden dağıtımın gözlemlenememesinin sebebi, dağıtımın özellikle 154 kV şebeke sistemindeki trafo seviyesinde meydana gelmesidir.

[106] Gelecekte devreye girecek rüzgâr ve güneş santrallerinin konumları hakkında yorum yapabilmek için, verimlilik kayıplarının sistem kazançları ile kıyaslanması gereklidir. Bu konu çalışmanın kapsamı içinde yer almamakla birlikte, gelecek çalışmalar için veri ve data sağlanmaktadır.

[107] Rüzgâr ve güneş enerjisi üretimlerindeki değişimleri birbirlerini bir miktar dengeledikleri için genel değişim yalnızca 11 GW seviyesinde kalmaktadır.



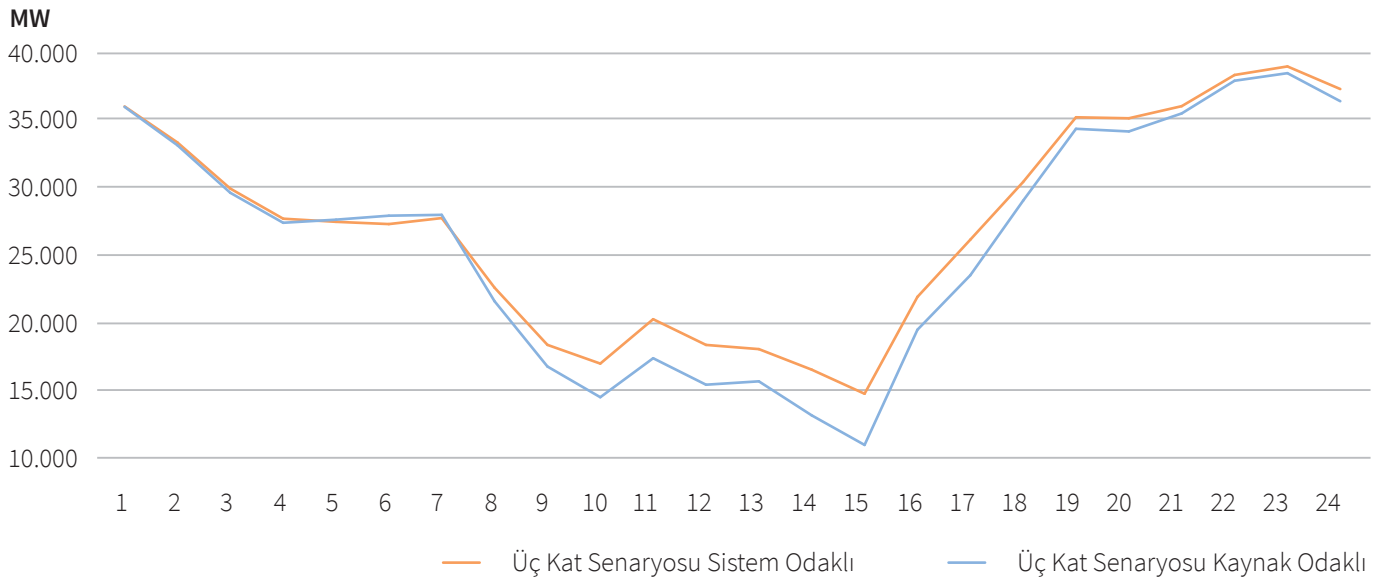
Şekil 45. *Kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin rüzgâr ve güneş kurulu güç kapasitesinin dağılımları açısından karşılaştırılması (2026 Üç Kat Senaryosu)*

5.1.2.2. Rüzgâr ve güneş enerjisinin kapasite kullanım oranı ve ramp hızları üzerindeki etkileri

Sistem odaklı yaklaşıma göre rüzgâr ve güneş enerji kapasitesinin Türkiye coğrafyasında daha dengeli dağıtımı, üretimin yıllık 129,8 TWh'den 125,4 TWh'e düşürmektedir. Bu düşüş, güneş enerjisi üretimi için yaklaşık 2,6 TWh, rüzgâr enerjisi üretimi için ise 1,8 TWh seviyesine tekabül etmektedir. Kapasite kullanım oranları her iki teknolojide de ufak bir oranda düşmektedir. Bu düşüş güneş enerjisi için %21,1'den %20,1 ve rüzgâr enerjisi içinse %28,3'ten %27,6 olarak hesaplanmıştır. Bunun sebebi kaynak kalitesinin yüksek olduğu bölgelerdeki birkaç çok kaliteli alandan bir alt seviyeye keskin biçimde düşüş yaşanırken, düşüş yaşanan seviyedeki alanların yine de rüzgâr ve güneş için oldukça cazip koşullara sahip olmasıdır.

Rüzgâr ve güneş enerjisinin sistem odaklı dağıtımının ayrıca dengeleyici bir etkisi bulunmaktadır. Rüzgâr ve güneş enerjisinin genel talepteki maksimum saatlik payı %131,5'ten %126,2 seviyesine düşmektedir.

Rüzgâr ve güneş enerjisinin sistem odaklı dağıtımının ayrıca dengeleyici bir etkisi bulunmaktadır. Rüzgâr ve güneş enerjisinin genel talepteki maksimum saatlik payı %131,5'ten %126,2 seviyesine düşmektedir. Maksimum saatlik ramp hızında ise 14,3 GW'tan 14,2 GW'a (%-0,7) yaklaşık 100 MW gibi bir düşüş gerçekleşmektedir. Ancak, Şekil 46'da da gösterildiği üzere, net yük değişiminin güçlü şekilde azaldığı çok sayıda gün bulunmaktadır.

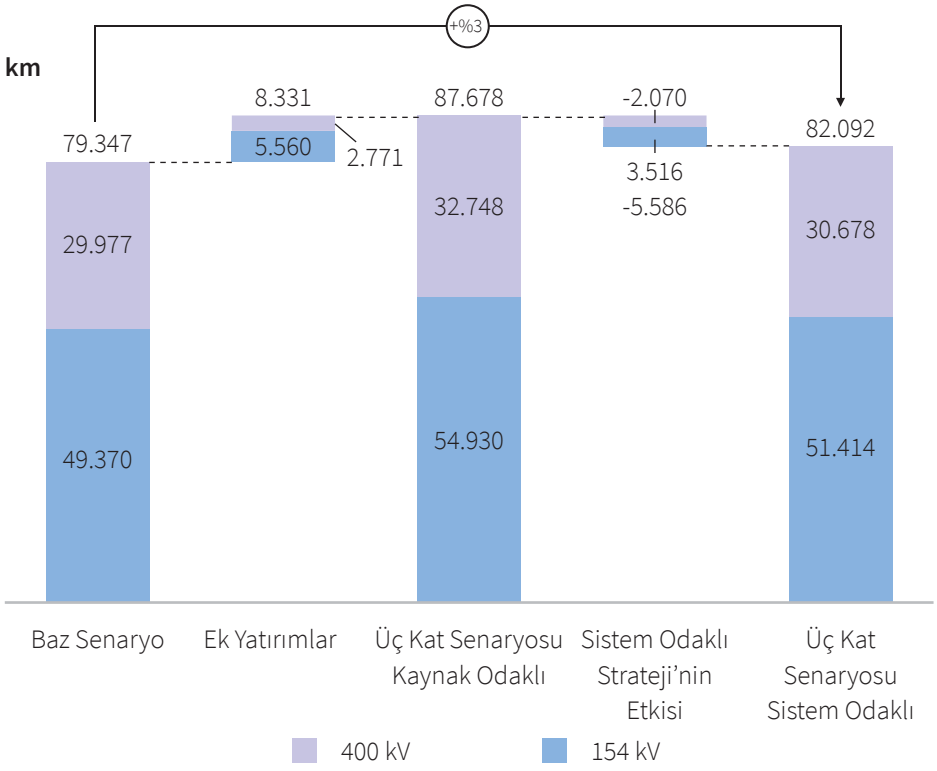


Şekil 46. *Kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin net yük sapması açısından karşılaştırılmasına bir örnek (Üç Kat Senaryosu)*

5.1.2.3. İletim kapasitesi yatırımı, YAL/YAT talimatı ve kesinti

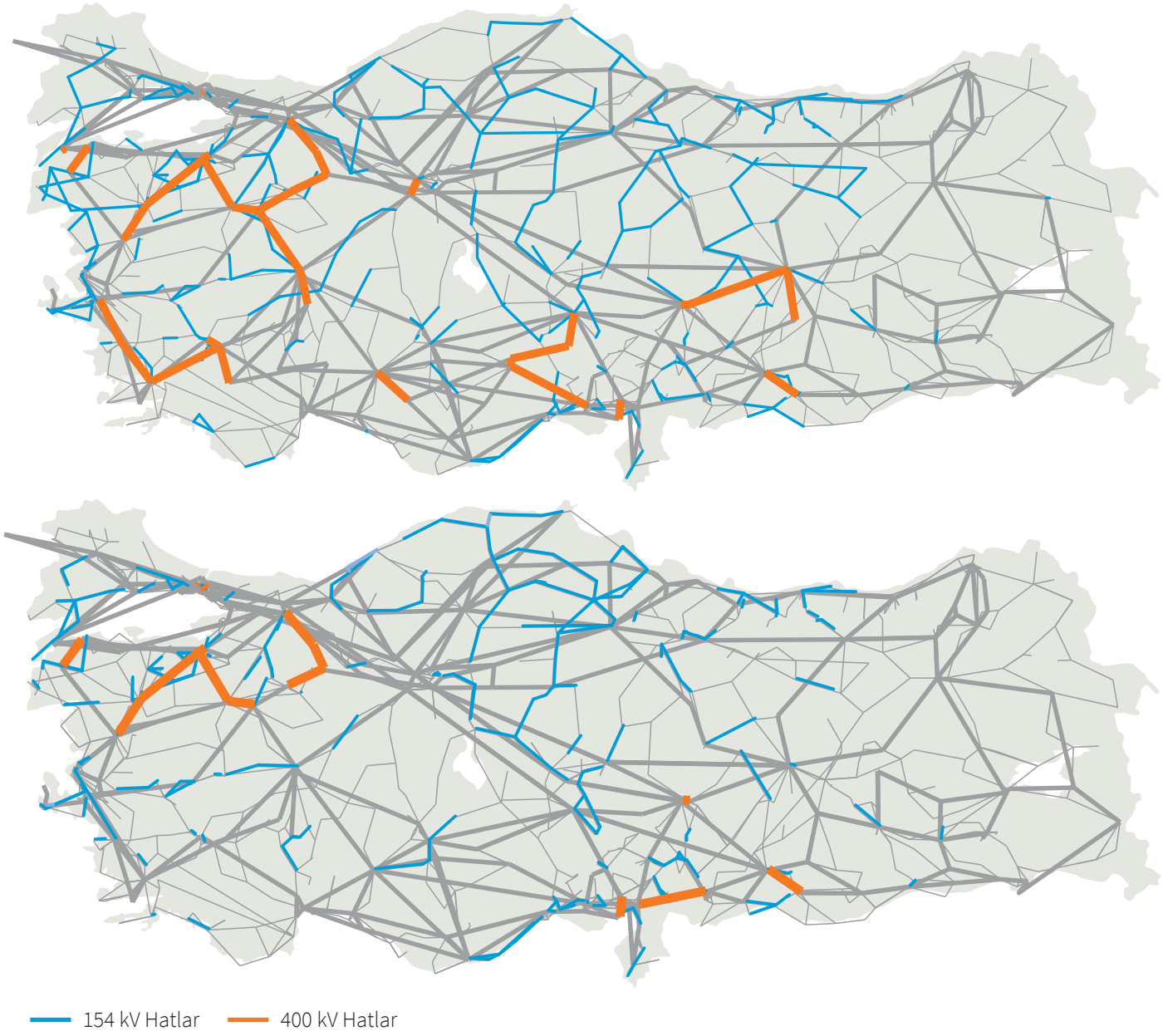
Kaynak odaklı senaryo sonuçlarıyla karşılaştırıldığında, sistem odaklı bir yaklaşımı değerlendiren Üç Kat Senaryosu'nda, iletim hattı yoğunluklarında ve buna bağlı olarak ilave iletim hattı ihtiyacında ciddi bir düşüş gözlenmektedir.

Tekrarlamak gerekirse, Baz Senaryo yatırımında 400 kV hatlarda 2.700 km ve 154 kV hatlarda 5.600 km olmak üzere 8.300 km'lik ilave iletim altyapısı ihtiyacı bulunduğunu belirtmiştik. Güneş ve rüzgâr enerjisi yatırımlarının daha sistem odaklı bir yaklaşımla tekrar dağıtıldığı takdirde, bu yatırımların üçte ikisinden tasarruf edilebilmektedir. Baz Senaryo ile karşılaştırıldığında ise 60 GW'lık rüzgâr ve güneş enerjisi üretim kapasitesini şebekeye entegre edebilmek için 700 km'lik ilave 400 kV hattı ve 2.000 km'lik ilave 154 kV hattı yeterli olmaktadır (Şekil 47).



Şekil 47. *Kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin toplam iletim şebekesi yatırım ihtiyaçları açısından karşılaştırılması (2026 Üç Kat Senaryosu)*

Şekil 48'de gösterilen haritalarda Türkiye çapında şebeke genişletme gereksinimlerini azaltma potansiyeli açıkça görülebilmektedir.



Şekil 48. *Kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin iletim şebekesi yatırım ihtiyaçlarının bölgesel dağılımı açısından karşılaştırılması (2026 Üç Kat Senaryosu)*

Bu altyapı gereksinimleri (Şekil 48), on yıllık bir süre içerisinde 4,3 milyar €'luk bir yatırıma işaret etmektedir. Bu sayı, Üç Kat Senaryosu'ndan (kaynak odaklı) 1 milyar € düşük, Baz Senaryo'dan ise 400 milyon € yüksektir. Hesaplanan yıllık ortalama 430 milyon €'luk bir yatırım, TEİAŞ'ın geçen beş yıllık dönemde gerçekleştirdiği ortalama yatırımdan yalnızca %21 daha fazladır.[108]

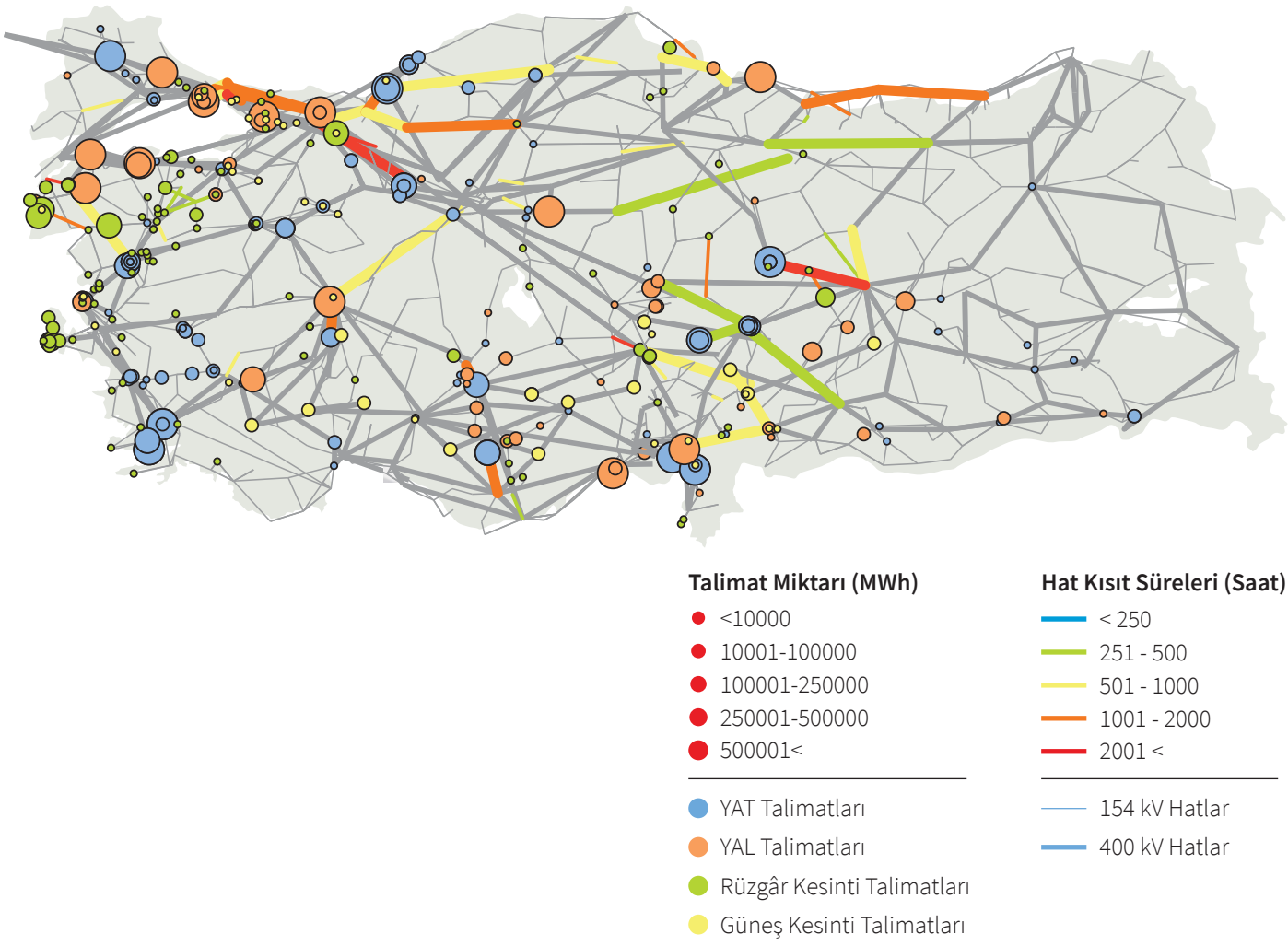
İletim şebekesindeki altyapı ihtiyacındaki düşüşe rağmen, sistem işleyişi açısından son derece olumlu etkiler de bulunmaktadır: YAL/YAT talimatı 34,4 TWh'ten 29,1 TWh'e düşerek, 5 TWh'den fazla azalmaktadır. Bu değer, Baz Senaryo ile İki Kat Senaryosu için hesaplanan 20 TWh'ten ve mevcut seviyeden daha yüksek kalmaktadır. Bu değeri

[108] Tahmin edilen ortalama yatırımın" detayları için bkz. Bölüm 4.1.4.

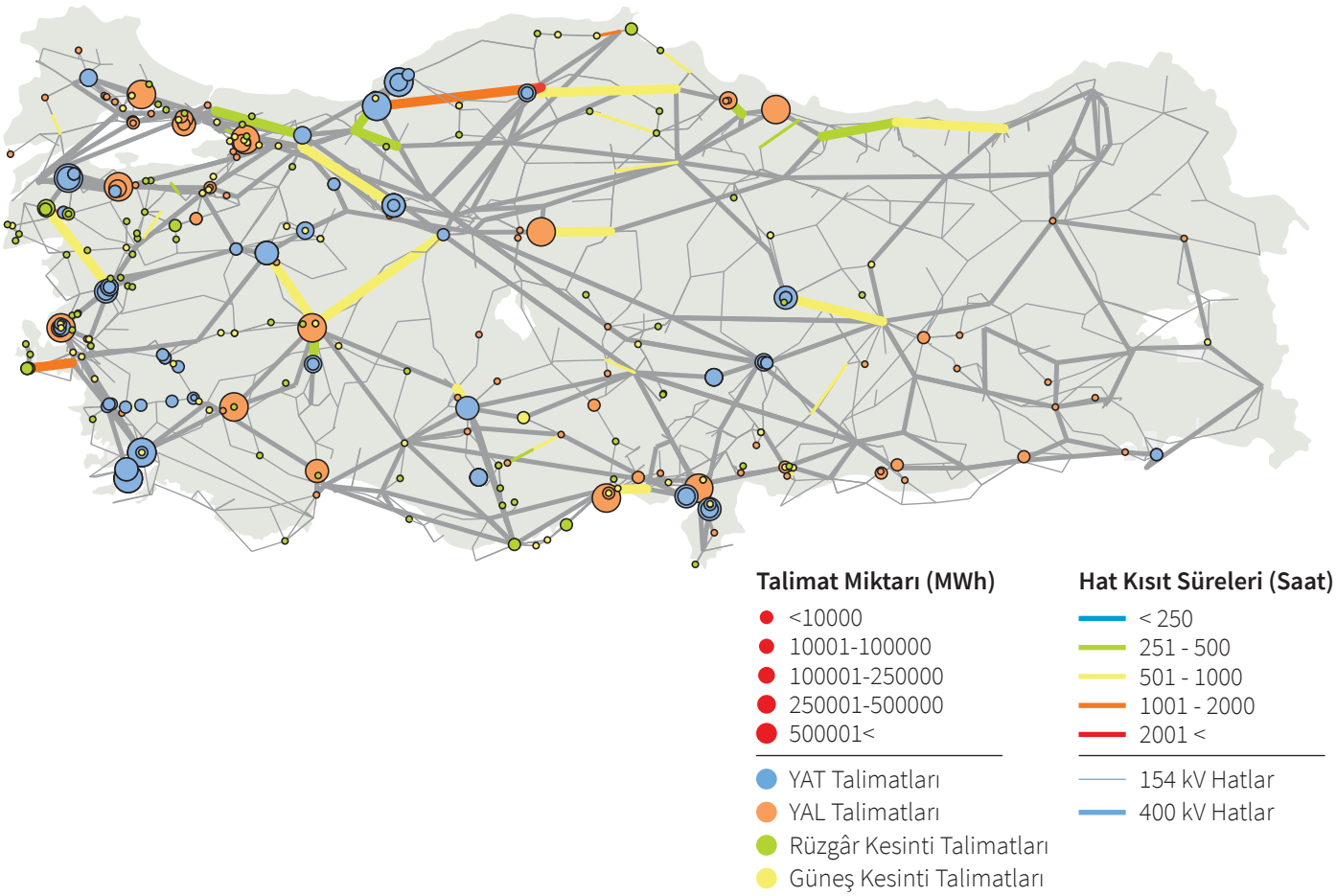
daha da düşürmek için daha fazla iletim yatırımına ya da sistem entegrasyonunu kolaylaştırmak için ilave önlemlere ihtiyaç duyulacaktır. YAL/YAT talimatındaki değişimler Şekil 49 ve Şekil 50'de verilmiştir. Rüzgâr ve güneş enerjisi üretimi şebeke boyunca daha geniş biçimde dağıtıldıkça, yoğunluk seviyesi hemen hemen tüm şebeke unsurlarında düşüş göstermektedir. YAL/YAT talimatındaki düşüş en çok Türkiye'nin kuzeybatı bölgesinde görülmektedir.

Üç Kat Senaryosu'nda yıllık toplam 3,6 TWh'lık üretim kesintileri, sistemin güvenli şekilde çalışabilmesi için gereklidir. Güneş ve rüzgâr enerjisinin daha iyi dağıtılması kesinti değerlerini azaltmak bakımından önemli bir etkisi bulunmaktadır. Zira kesinti değeri 1 TWh'ın altına inmektedir. Bu etki, kesintinin 3.000 GWh'ten 640 GWh'e düşerek neredeyse %80 azaldığı rüzgâr enerjisi üretimi üzerinde özellikle olumludur.

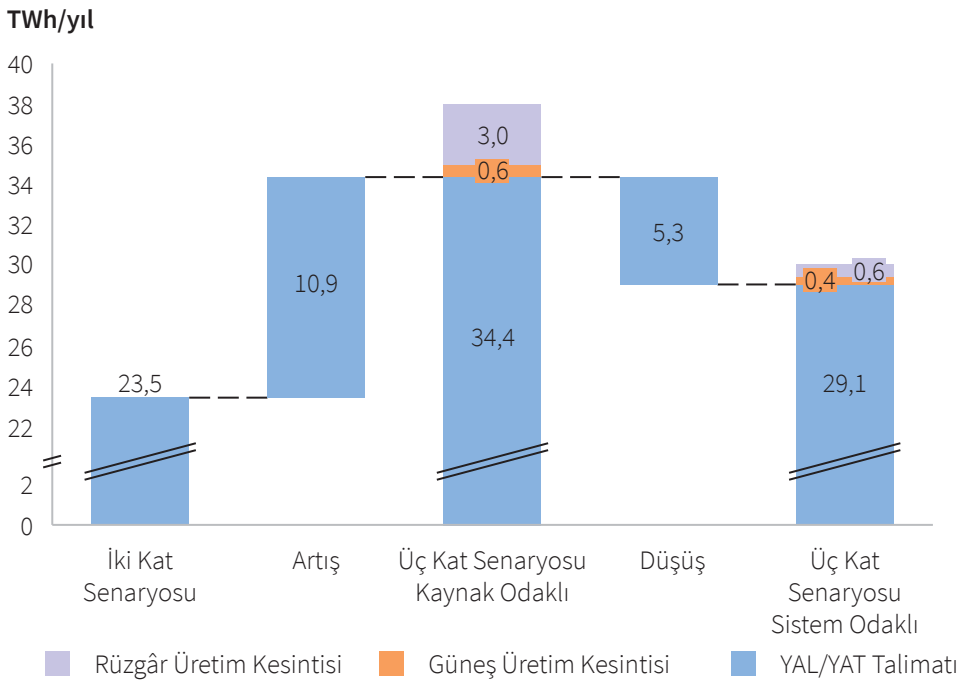
Kesintinin dağılımı, Şekil 49 ve Şekil 50'de gösterilmektedir. Özellikle Batı ve Kuzeybatı'da rüzgâr enerjisi kesintisi önemli ölçüde azalmaktadır. Dahası, elektrik üretimi talebin yoğun olduğu alanlara doğru kaydıkça, güneş enerjisi kesintisi de (güney bölgelerde gözlenebilen) düşüşe geçmektedir.



Şekil 49. *Yıllık toplam YAL/YAT talimatları, darboğazlar ve yenilenebilir enerji kesinti miktarları (2026 Üç Kat Senaryosu kaynak odaklı yaklaşım)*



Şekil 50. *Yıllık toplam YAL/YAT talimatları, darboğazlar ve yenilenebilir enerji kesinti miktarları (2026 Üç Kat Senaryosu sistem odaklı yaklaşım)*



Şekil 51. *Kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin YAL/YAT talimatları ve yenilenebilir enerji kesinti miktarları açılarından karşılaştırması (Üç Kat Senaryosu)*

Sonuç olarak, rüzgâr ve güneş enerjisinin Türkiye genelinde daha dengeli dağıtımı, bu teknolojilerden daha büyük bir payda üretimin hayata geçirilmesi için olumlu sonuçlar doğurmaktadır (yıllık üretimin %20-25 üzerinde olduğu bir tablodan söz edilmektedir).

Sonuç olarak, rüzgâr ve güneş enerjisinin Türkiye genelinde daha dengeli dağıtımı, bu teknolojilerden daha büyük bir payda üretimin hayata geçirilmesi için olumlu sonuçlar doğurmaktadır (yıllık üretimin %20-25 üzerinde olduğu bir tablodan söz edilmektedir). İlave iletim hattı yatırımı ihtiyacı Baz Senaryo'ya oranla %60, kesinti seviyeleri %80 ve YAL/YAT talimatı ise %15 oranında azalmaktadır (Şekil 51). Buna rağmen, yüksek YAL/YAT talimatı değerleri, sorun teşkil etmeye ve ilave sistem esnekliğine ihtiyaç duyulduğunun bir göstergesi olmaya devam etmektedir. Bu konu, Bölüm 5.2'de daha detaylı biçimde ele alınmaktadır.

5.2. Esnekliklerin üretim, depolama ve talep tarafında artırılması

İkinci bir stratejide, üretim ve talep esnekliğinin yanı sıra depolama seçeneği eklemenin etkileri değerlendirilmiştir. Varsayılan senaryolarda yapılan tahminler üzerinde aşağıdaki değişiklikler gerçekleştirilmiştir:

a) Depolama kapasitesi: İlave olarak +/- 700 MW ikincil frekans kontrol rezervi sağlayan 2 GW'lık kapasite olduğu varsayılmıştır.
   a. Depolama kapasitesini ise Kuzeybatı Anadolu'da yer alan Gökçekaya hidroelektrik santrali yakınında bulunan ve dört adet 350 MW türbinden oluşan pompaj depolamalı 1.400 MW'lık enerji santrali sağlamaktadır. Bu dört ünitenin her birinin +/-100 MW ikincil frekans kontrol rezervi sağlayabileceği varsayılmıştır.
   b. Bir diğer depolama kaynağı ise 600 MW'lık dağıtılmış bataryadan karşılanmaktadır.[109] Bu bataryaların +/-300 MW'lık ikincil frekans kontrol rezervi sağladığı varsayılmıştır.

b) Üretim esnekliği: 12 GW'lık mevcut linyit ve taş kömürle ile çalışan elektrik üretim santrallerinin ramp hızlarını (bir saatte tam yüke ulaşma hızı) artırmak, minimum yükü azaltmak (P_{max}'ın %50'sine kadar stabil çalışma) ve frekans kontrol rezervi sağlamak (P_{max}'ın %10'una kadar) için yenileneceği varsayılmaktadır.[110]

c) Talep taraflı katılımı: Herhangi bir yüksek ve orta gerilim trafoda talebin, belirli bir saatte ve konumda varsayılan talebin %5'ine kadar düşürülebileceği varsayılmaktadır.

[109] Depolama konusunda teknik detaylar ve modelleme varsayımları Bölüm 3.6'da açıklanmaktadır.
[110] Bunlar, varsayılan senaryoda 2016 ve 2026 yılları arasında sisteme eklenecek tüm enerji santralleri için uygulanan varsayımlardır.

Bir elektrik sisteminin talep ve arzdaki değişime yanıt verme kabiliyeti olan işletme esnekliği, tüm elektrik sistemlerinin ortak özelliğidir. Esneklik özellikle, daha fazla şebekeye bağlı değişken yenilenebilir kaynakları (özellikle rüzgâr ve güneş enerjisi gibi) içeren elektrik sistemleri için önemlidir.[111]

Hızlı ramp, talep katılımı yöntemleri ve depolama seçenekleri gibi esneklik seçeneklerine sahip bir elektrik sistemi, iletim sistemi operatörlerinin, hızla değişen rüzgâr ve güneş enerjisi üretiminin şebekeye bağlantı zorluklarıyla daha kolay başa çıkabilmesini sağlamaktadır. Birçok çalışma, hidroelektrik ve hızlı tepkili doğal gaz santrallerinin, esneklik ve depolama özellikleri sağlayarak rüzgâr ve güneş enerjisi gibi değişken yenilenebilir kaynakların entegrasyonunu kolaylaştırdığı konusunu ele almaktadır.[112] Örneğin Danimarka'da son 25 yılda yüksek seviyelerde kullanılan rüzgâr enerjisi, termik santrallerin esnekliğinin artırılması için erken teşvik imkânı sağlanmıştır. Enerji santralleri açısından bakıldığında, rüzgâr enerjisi üretimi nedeniyle net yükte çok ciddi sapmalar kısa süreler içinde yaşanabilmektedir. Bu durum (konvansiyonel santraller için) düşük maliyetli işletmeye girebilme ve çok düşük seviyede minimum stabil üretim yapabilme ihtiyacı doğurmaktadır. Dolayısıyla, Danimarka'nın asıl çalışma amacı baz yük olarak tasarlanan kömürle çalışan termik santralleri, Avrupa'nın en esnek santralleri arasında yer almaktadır.[113]

Prensip olarak, iletim hatları tüm yoğunlukları önleyecek ve her türlü arz ve talep durumuna karşı yeterli kapasiteyi sunabilecek biçimde planlanmaktadır. Her yıl birkaç saat puant seviyeye ulaşan yüksek rüzgâr ve güneş enerji üretimleri, YAL/YAT talimatlarına ihtiyaç duyulması ya da yenilenebilir kaynaklardan olan üretimde kesintiler meydana gelmesi, nadiren kullanılacak olan ilave hatlar inşa edilmesinden bile daha ucuz olduğu anlamına gelebilmektedir.

Depolama, arz ve talebi dengeleyebilecek olan diğer bir esneklik seçeneğidir. Depolama cihazları üç kategoride gruplandırılmaktadır:

- Üretimi azaltmak için depolama barajı olan hidroelektrik santralleri
- Üretim ve tüketimin kaydırılması için pompaj depolamalı hidroelektrik enerji santralleri
- Üretim ve tüketimin kaydırılması için bataryalar

Dinamik hat kapasitesi, yüksek gerilimli doğru akım uygulaması ve topoloji düzenlemesi elektrik sistemlerine iletim altyapısı yatırımını azaltmaya yönelik uygulanmaktadır. Bu yaklaşımlar kısaca şöyle açıklanabilir:

Dinamik hat kapasitesi:
Havai hatların mevcut sınırları termik kabiliyetleriyle kısıtlıdır. İletkenlerin sıcaklığı yük akışına, ortam sıcaklığına, rüzgârın hızına, yönüne ve de güneş ışımasına bağlıdır. Çoğunlukla 35°C ve 0,6 m/s rüzgâr hızı olarak varsayılan değerler, genellikle gerçek akım sınırlarına gereken önemin verilmemesine neden olur. Gerçek hava koşulları baz alınarak sınırların uyarlayıcı biçimde belirlenmesi, taşıma kabiliyetinin %25-30 artmasını sağlayabilmektedir. Bu yaklaşıma ise dinamik hat kapasitesi adı verilir.

Yüksek gerilimli doğru akım uygulaması:
Yüksek gerilim doğru akım teknolojilerinde reaktif elektrik kayıpları olmaması sayesinde bu teknolojiler, elektrik enerjisinin uzun mesafelerde taşınmasında özellikle avantaj sağlar. Dahası, çevirgeç (converter) istasyonları (gerilim kaynağı çevirgeçleri), alternatif akımlı şebekenin gerilim dengesi ve darboğaz yönetiminin sağlanması için kullanılabilecek olan aktif ve reaktif gücün bağımsız kontrolünü sağlayabilmektedir. Ancak buna karşılık, bu hatlar son derece pahalıdır. Bu nedenle yatırım kararlarının her durum için ayrı değerlendirilmesi gerekmektedir.

Topoloji düzenlemesi:
Topoloji düzenlemesi, aktif ve reaktif güç iletiminin kontrolü ve iletim şebekesindeki darboğazların rahatlatılması için sıklıkla kullanılan düşük masraflı bir önlemdir. Tipik topoloji düzenlemeleri arasında; hatların aktivasyonu ve deaktivasyonu, busbar tahsislerinin değiştirilmesi ve bara kuplajlarının açılması ve kapanması gibi faaliyetler yer almaktadır. Oldukça fazla sayıda kombinasyon olması nedeniyle, topoloji düzenlemelerinin modellenmesi son derece karmaşık bir işlemdir. Dahası, anahtarlama elemanları arızalanarak şebeke güvenliğini tehlikeye atabilmektedir.

[111] *NREL 2014: 21'inci yüzyıl enerji sistemlerinde esneklik.*
[112] *DNV GL 2015: Hidroelektrik sektörünün sürdürülebilir ve refah bir Avrupa için yaptığı katkılar.*
[113] *Agora Energiewende 2015: Değişken yenilenebilir enerjinin entegrasyonu konusunda Danimarka yöntemi.*

5.2.1. İki Kat Senaryosu üzerindeki etki

İlk simülasyonda, seçilmiş esneklik seçenekleri kaynak odaklı İki Kat Senaryosu'na uygulanmıştır. Buradaki amaç, kaynak dağılımı, sistem gereksinimleri, iletim kapasitesi ve YAL/YAT talimatı üzerindeki etkiyi belirleyebilmektir.

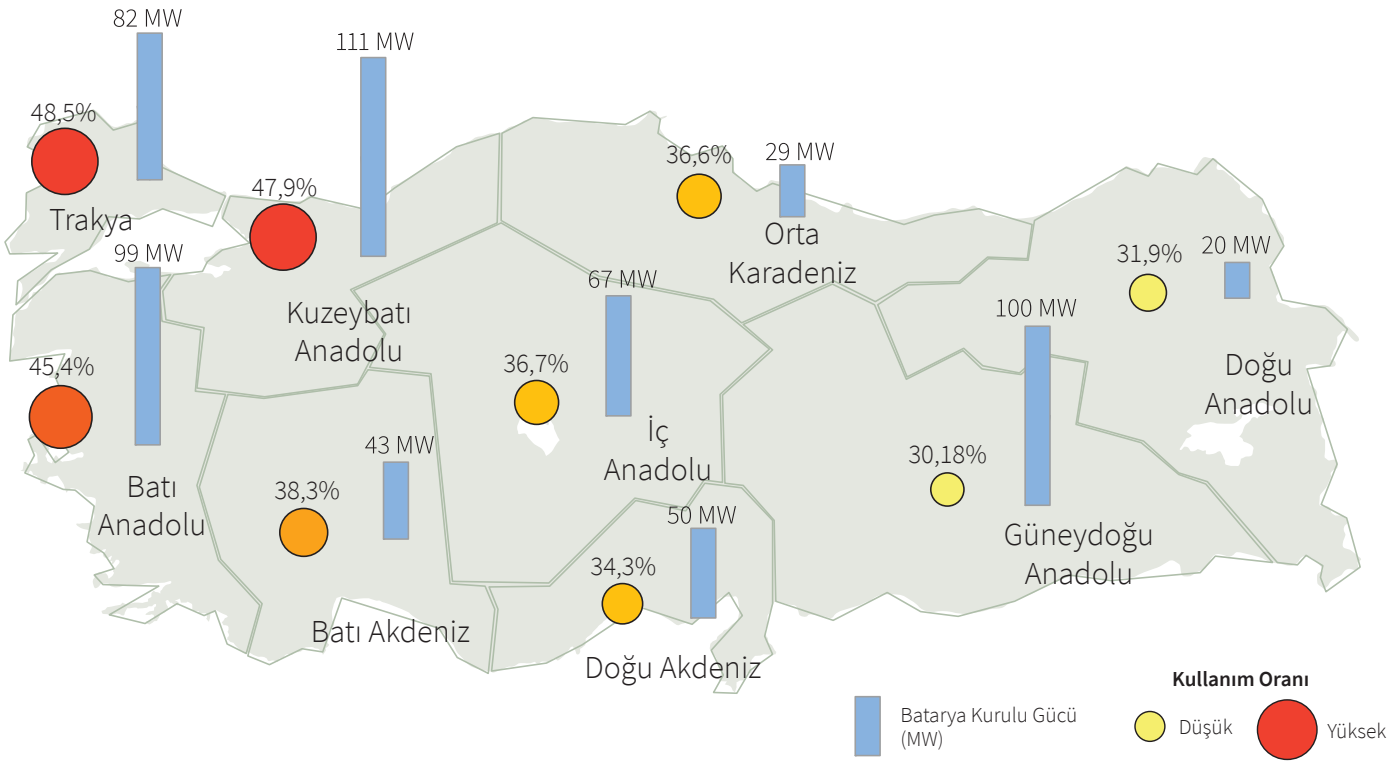
5.2.1.1. Depolama kullanımı, kaynak dağılımı ve sistem gereksinimleri

Depolama, arz ve talebi dengelemeye yardımcı olmanın yanı sıra sistem yoğunluklarını önlemek ve frekans kontrolünü sağlamak için de kullanılmaktadır. Pompaj depolama için kullanılan toplam enerji (depolanan ve üretilen) 1,25 TWh, bataryalar için kullanılan toplam enerji ise 0,92 TWh seviyesindedir. Bu durum, pompaj depolama ve bataryalar için sırasıyla %13,7'lik ve %40'lık kapasite kullanım oranı sağlamaktadır. Depolama seçenekleri arasındaki temel farklar; ünitelerin boyutları, verimlilikleri (Bölüm 3.6 'da açıklanmaktadır) ve şebekedeki konumlarıdır. Depolama kapasitesinin belirli bir kısmı da frekans kontrol rezervi için ayrılmaktadır. Üretim tesislerine benzer şekilde, frekans kontrolü için ayrılan kısım, üretim ya da depolama olarak kullanılmamaktadır.

Pompaj depolama, yılda yaklaşık 2.800 saat (toplam sürenin %30'u) aktif şekilde kullanılmakta ve gündüz ile gece arasındaki fiyat farkını dolaylı olarak belirleyen konvansiyonel ünitelerin verimlilik varsayımları ve maliyet eğrilerine dayanmaktadır. Ortaya çıkan fiyat farklılıkları sonucunda ekonomik nedenlerden dolayı pompaj depolama yoğun şekilde kullanılmamaktadır. Bunun nedeni simülasyonlarda nispeten daha düşük verimlilik oranları ve düşük fiyat farklılıkları ortaya çıkmasıdır.[114] Pompaj depolamanın en büyük etkeni, şebeke kısıtlarıdır. Pompaj depolamanın devrede olduğu saatler ve kapasite kullanım oranı değerlendirilirken bu durum göz önünde bulundurulmalıdır.

Şebekedeki farklı noktalara dağıtılan bataryalar, pompaj depolamaya göre daha çok kullanılmaktadır. Bölgesel kapasite kullanım oranları, bölgeler arasında %18'lik puan aralığı içerisinde değişiklik gösterirken, talep yoğunluğu olan bölgelerde daha yüksek, daha az talebin olduğu bölgelerde ise daha düşük olduğu görülmektedir. Bu kullanım faktörleri ayrıca depolama yatırımları için daha etkin olacak bölgeleri ortaya çıkarmaktadır (Şekil 52). Nispeten daha yüksek olan verimlilikleri göz önünde bulundurulduğunda, bataryalar fiyat farklılıklarından daha çok etkilenmektedir ancak pompaj depolama gibi bataryaları da etkileyen en önemli faktör şebeke kısıtlarıdır.

[114] Daha yüksek gece-gündüz maliyet farkları olan farklı maliyet eğrisi varsayımları da pompaj depolamanın daha çok kullanılmasına neden olabilmektedir.



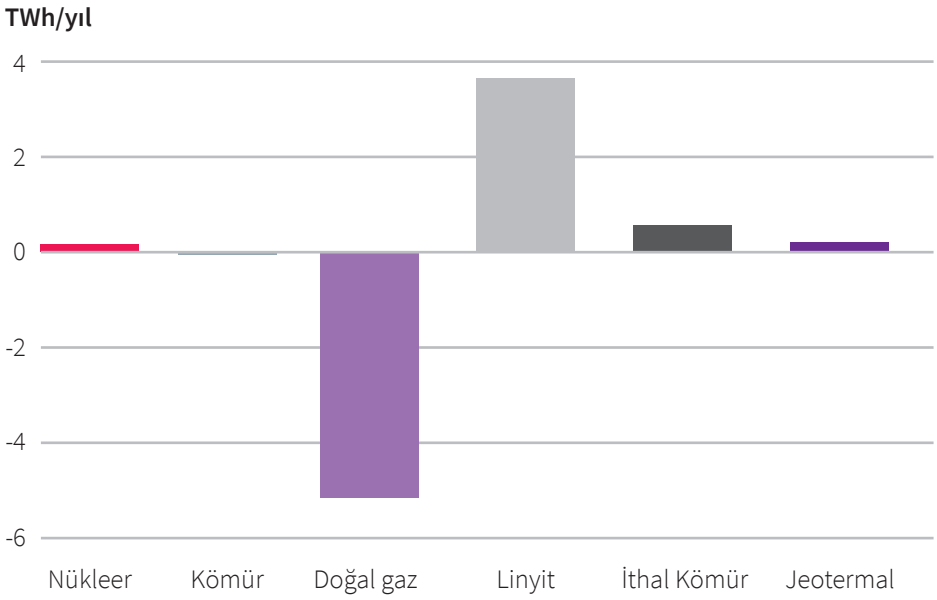
Şekil 52. *Batarya kurulu kapasitesinin bölgesel dağılımı ve kapasite kullanım oranları*

İki Kat Senaryosu'nda rezerv gereksinimleri 2.200 MW'tır. Bu sayının neredeyse üçte biri ya da 700 MW'ı, bataryalardan elde edilmekte ve doğal gaz santralinden elde edilen elektriğe olan ihtiyacı azaltmaktadır.

Depolama, aksi takdirde doğal gaz santralleri tarafından (doğal gazdan enerji üretimini 5,1 TWh'lık azalma ile 48 TWh'e indirerek) sağlanması gereken esnekliği sağlamaktadır. Bu durumdan en çok faydayı sağlayan linyit kömürüyle çalışan enerji santralleri ise üretimlerini 3,3 TWh artırarak 72,8 TWh'e çıkarmaktadır.

Depolama, aksi takdirde doğal gaz santralleri tarafından (doğal gazdan enerji üretimini 5,1 TWh'lık azalma ile 48 TWh'e indirerek) sağlanması gereken esnekliği sağlamaktadır. Bu durumdan en çok faydayı sağlayan linyit kömürüyle çalışan enerji santralleri ise üretimlerini 3,3 TWh artırarak 72,8 TWh'e çıkarmaktadır (Şekil 53).

Esneklik ayrıca konvansiyonel üniteler için saatlik YAL/YAT işlemini de kolaylaştırmaktadır. Saatlik ramp işlemi belirli saatlerde 2.000 MW'e kadar düşebilirken, bu işlemin yıllık ortalaması 75 MW seviyesindedir. Bu fayda, teknolojiler arasında gündüzden geceye ve geceden gündüze daha kolay bir geçiş sağlanmasına yardımcı olur.

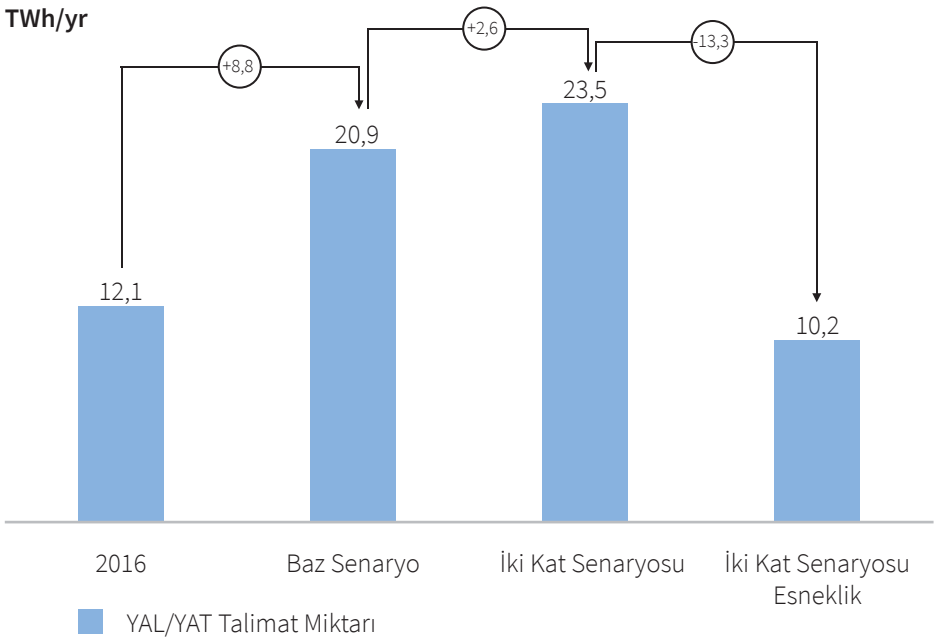


Şekil 53. *İki Kat Senaryosu'nda şebeke esnekliği varken ve yokken üretim miktarları farkı*

5.2.1.2. İletim kapasitesi ve YAL/YAT talimatı

Daha kolay karşılaştırma yapılabilmesi adına iletim hattı altyapısı, Baz Senaryo'da ve İki Kat Senaryosu'nda tanımlandığı şekilde kabul edilmiştir (gerçekte ise bazı iletim hattı yatırımları dahil edilmeyebilir.) YAL/YAT talimatı değerlerindeki değişim, esnekliğin iletim sistemi üzerindeki faydalarının ölçülebilir olmasını sağlamaktadır.

İlave depolama sayesinde YAL/YAT talimatı, 13,3 TWh düşüşle 23,5 TWh'tan 10,2 TWh'a düşmekte, yani %50'den daha fazla azalış göstermektedir. Bu sayı, 2016'da elde edilen gerçek değerlerin altında olup, göreceli değerlerden ise çok daha düşüktür (%2,3'e karşılık %4,6).



Şekil 54.Depolama teknolojilerinin yıllık toplam YAL/YAT talimat miktarlarına etkisi

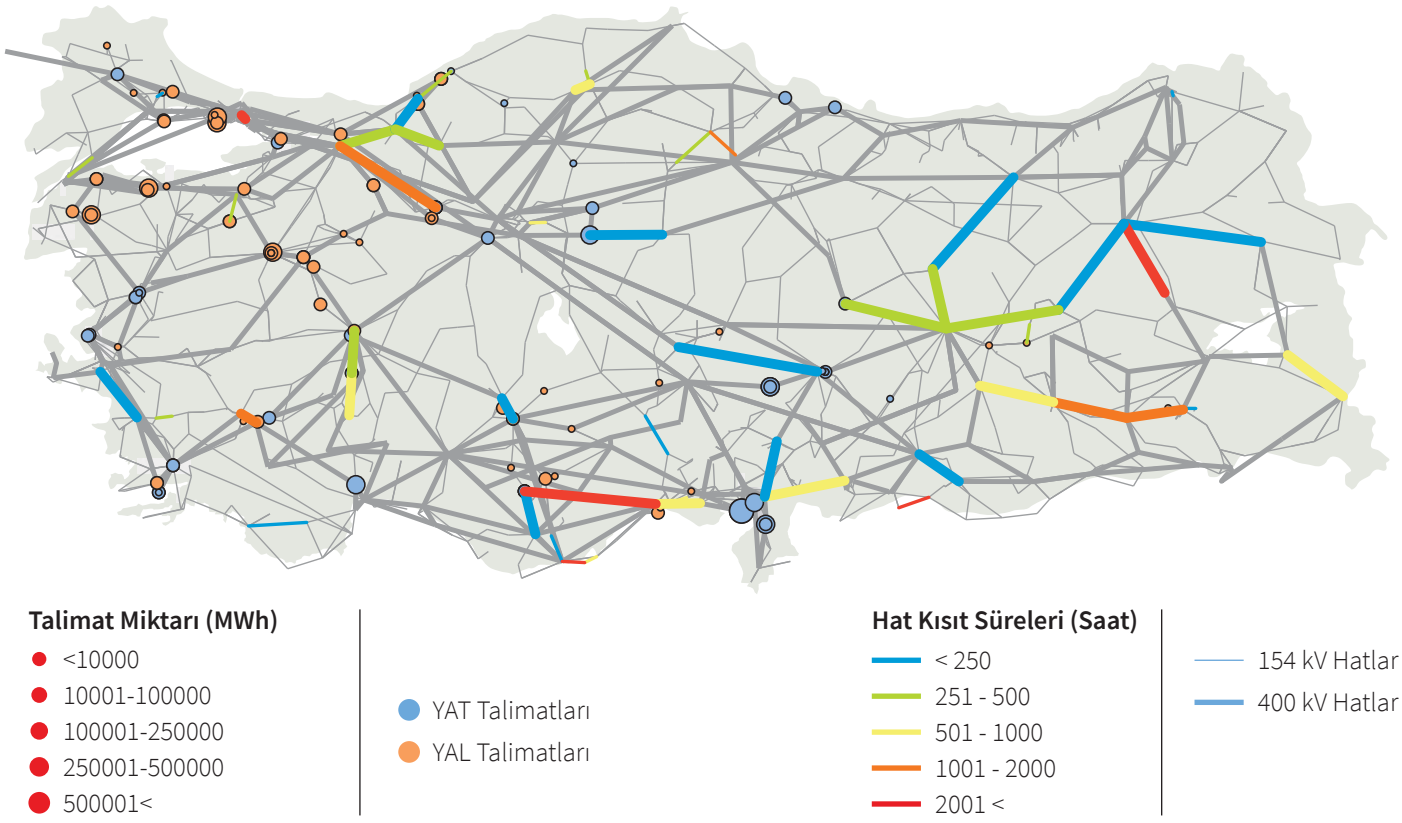
YAL/YAT talimatlarının bölgesel dağılımında ise esnekliğin olmadığı senaryoya göre iletim hatlarındaki yoğunluk önemli ölçüde azalma gösterse bile, Türkiye'nin batı ve güney kesimlerinde bir miktar yoğunluk devam etmektedir.
YAL/YAT talimatı değerlerindeki düşüşün iki temel nedeni bulunmaktadır: Depolama sistemlerinin frekans kontrol rezervlerine desteği ve depolama sistemlerinin iletim hattı yoğunluklarını azaltmak için etkin kullanımı.[115]

Bu analizde ele alınan yatırım hesaplamaları, iletim şebekesi ve depolama sistemleri yatırımlarıyla sınırlıdır. Ancak, arz ve talep arttığında dağıtım şebekelerinde de yatırım yapılması gerekecektir. Dağıtım şebekesi çok daha yaygın olduğundan, gerekli yatırım ihtiyacı genelde iletim şebekesine ihtiyaç duyulan yatırımlardan daha fazladır. Türkiye'de 2016 yılının sonunda iletim şebekesi 61.269 km'lik hattan oluşurken, dağıtım ağının uzunluğu 1.102.508 km (bunun 933.158 km'si havai hat, geri kalanı ise yer altı kabloları) uzunluğa ulaşmıştır. 2016 yılında dağıtım şebekesi yatırımları, iletim şebekesi için yapılan yatırımın iki katı seviyesinde olmuştur (1,1 milyar €'ya karşılık 0,5 milyar €).[116] 2017 yılında yayınlanan "Milli Enerji ve Maden Politikası" bu durumun 2023 yılına dek süreceğinin altını çizmektedir (yıllık dağıtım ve iletim hattı için, sırasıyla ortalama 1,0 milyar € ve 0,6 milyar €).[117] Kısa süre önce TÜSİAD tarafından yapılan, 2016 - 2030 yılları arasındaki dönemi kapsayan değerlendirmeye göre sistemdeki toplam yatırım ihtiyacı yıllık ortalama 2,2 € (dağıtım için yıllık olarak ortalama 1,6 milyar €, iletim için 0,6 milyar €) artış gösterecektir).[118] Bahsedilen tahminler, bu çalışmanın sonuçlarıyla paralel olup, artan elektrik talebine bağlı olarak oluşabilecek dağıtım şebekesi yatırımlarının boyutunu da gözler önüne sermektedir.

Dağıtım şebekesi yatırım ihtiyaçlarının detaylı olarak değerlendirilmesi, iletim şebekesi için olduğundan çok daha zordur.[119] Ancak, bazı genel yargılara varılabilir: Elektrik dağıtımı daha çok bölge seviyesinde yapıldığından, uzun mesafeli elektrik iletimi için gereken yatırım ihtiyaçlarından etkilenmemektedir. Yenilenebilir kaynakların dağıtım şebekelerine entegre edilmesinin zorlukları ve bunların sonucunda oluşan maliyetler, büyük oranda yenilenebilir kaynaklara yönelik arz-talep oranlarına (ve bunların doğru bir şekilde planlanmasına) ve dağıtım sistemi operatörlerinin rüzgâr ve güneş enerjisinin şebekeye bağlantısını takip ve kontrol etme yeteneğine bağlıdır.[120]

Dağıtım şebekesine entegre edilen solar enerji sistemlerinin kapasitesi yerel talepten fazla olursa, (mevcut dağıtım sistemi planlama kriterleri talep odaklı olduğundan) dağıtım şebekelerine yapılan yatırımlar artabilir. Bu nedenle maliyetler, alçak gerilim seviyesinde solar enerji sistemi ölçeğinden etkilenebilir. Uluslararası Enerji Ajansı'nın *(International Energy Agency, IEA)* yaptığı bir değerlendirmeye göre, 2,5 kW'ya kadar olan sistemlerde dağıtım şebekelerinin yatırım ihtiyaçlarının elektrik üretim maliyetleri üzerindeki etkisi 2 $/MWh seviyesinin altında kalmaktadır; 4 kW civarı daha büyük sistemler için ise bu 10 $/MWh seviyesine kadar yükselebilmektedir. Ancak, dağıtılmış depolama ve diğer gelişmiş yönetim sistemleriyle bu maliyetler çok daha düşük olabilmektedir.[121]

[115] Depolamanın belirli bir kısmı rezerv için kullandığından dolayı konvansiyonel santrallerden ihtiyaç duyulan rezerv kapasitesi azalmaktadır. Oluşan bu etki, yeterli rezerv seviyesi için gereken YAL/YAT talimatı sayısını, zaten YAL/YAT talimatı edilmiş bir ünitenin üretimini azaltarak ya da yeni bir ünite başlatıp o üniteyi minimum stabil çalışma seviyesine (gerekli rezerv miktarı dahil) kadar yükleyerek azaltmaktadır. Darboğazda takılı enerji ve darboğazın ortadan kaldırılması için gerekli YAL/YAT talimatının arasındaki ilişki lineer değildir. Örgü yapılı şebekelerin özelliği sebebiyle darboğaza takılı enerjinin temsil ettiğinden çok daha fazla YAL/YAT talimatı kaynaklı enerji gerekebilmektedir. Ancak, batarya sistemleri şebeke boyunca dağıtıldığından dolayı kısıtları çözebilmek için en etkili cihazların faaliyete geçirilmesi mümkündür. Şekil 55'te görüldüğü üzere (Şekil 30 ile kıyaslandığında), pozitif ve negatif YAL/YAT talimatları arasındaki coğrafi farklılık daha belirgin hale gelmektedir. Yani, depolamayla etkili biçimde kontrol edilebilen konuma özgü darboğaz bu sayede çözülürken, daha geniş alanları etkileyen darboğaz daha ön plana çıkmaktadır. Ancak depolama sistemlerinin etkili kullanımından bu darboğazlar bile faydalanmaktadır.
[116] *EPDK (2017) Elektrik Piyasası 2016 Yılı Piyasa Gelişim Raporu; döviz kuru 3,8 TL/€ olarak varsayılmıştır.*
[117] *http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Haberleri/Milli-Enerji-Ve-Maden-Politikasi-Tanitim-Programi*
[118] TÜSİAD'ın rakamlarında, 2027 yılına dek 17 GW kıyı yönlü rüzgâr ve 2030 yılına kadar 12,5 GW solar toplam kurulu güç baz alınmıştır; parite oranı € 0,92/ 1 $ olarak varsayılmıştır.
[119] Bkz: *https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/integrationskosten-wind-pv/Agora_Integration_Cost_Wind_PV_web.pdf*
[120] *E-Bridge, IAEW, OFFIS, 2014: Verteilernetzstudie (Distribution grid analysis), Study for the German Ministry for Economics and Energy, Management Summary (English).* Bkz: *https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html*
[121] Bkz: *https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/The_power_of_Transformation.pdf*



Şekil 55. *Yıllık toplam darboğaz ve YAL/YAT talimatları (2026 İki Kat Senaryosu Şebeke Esneklik Stratejisi)*

Üç Kat Senaryosu'nda esneklik seçenekleri eklendiğinde oluşan etki, Bölüm 3.2'de de gösterildiği üzere sistem odaklı dağıtım stratejisi üzerinde test edilmiş ve senaryonun iletim kapasitesi gereksinimlerinin azaltılması anlamında önemli avantajlar sağladığını kanıtlamıştır.

5.2.2. Üç Kat Senaryosu üzerindeki etki

Üç Kat Senaryosu'nda esneklik seçenekleri eklendiğinde oluşan etki, Bölüm 3.2'de de gösterildiği üzere sistem odaklı dağıtım stratejisi üzerinde test edilmiş ve senaryonun iletim kapasitesi gereksinimlerinin azaltılması anlamında önemli avantajlar sağladığını kanıtlamıştır. Burada hedef, yenilenebilir kaynakların toplam üretimdeki payının %30 seviyelerindeyken bölgelere daha stratejik bir şekilde dağıtıldığında ve sistem daha doğru bir şekilde tasarlandığında, entegrasyon ile ilgili zorlukların üstesinden nasıl gelinebileceğini değerlendirmektir.

5.2.2.1. Kaynak dağılımı ve sistem gereksinimleri

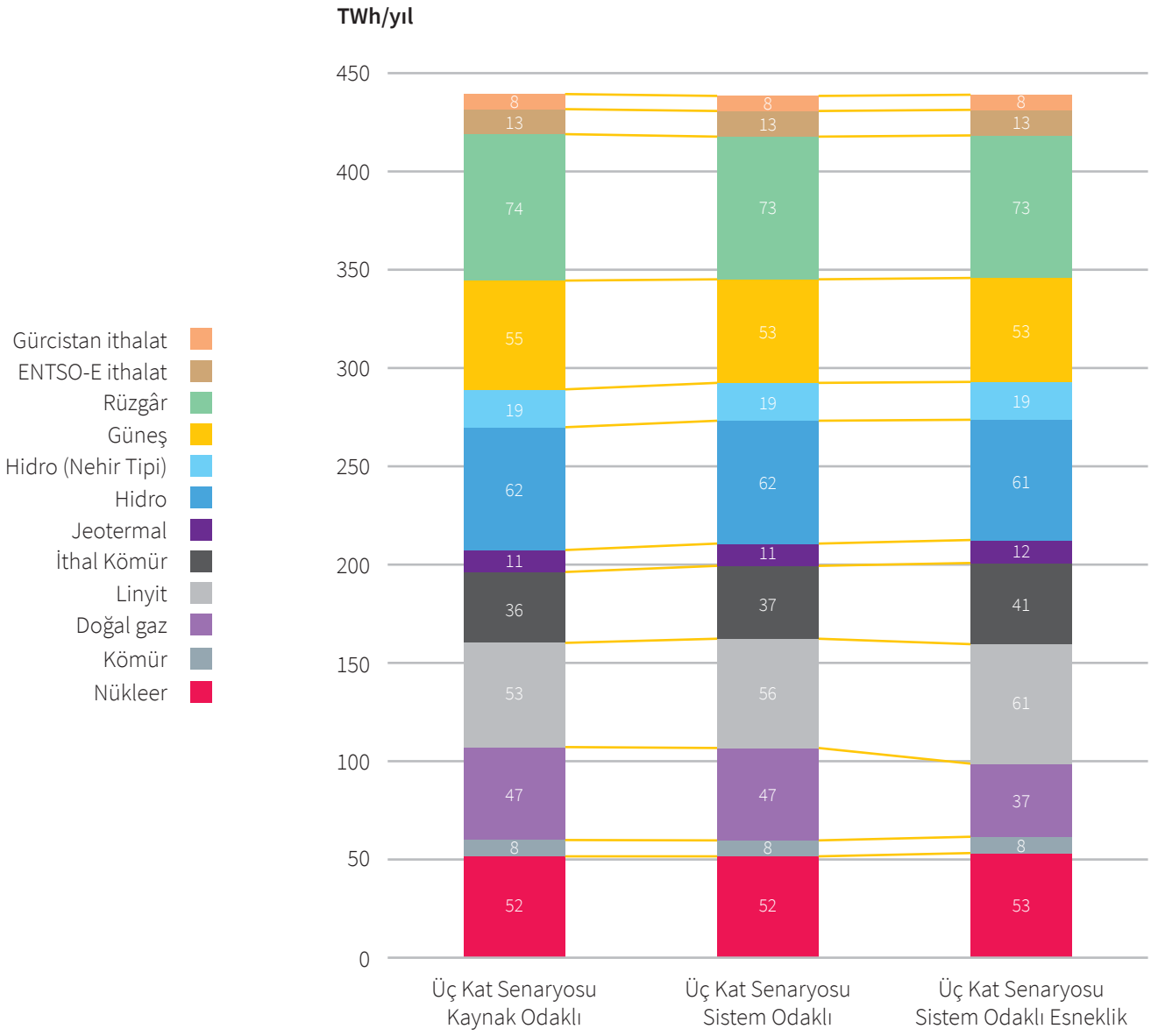
Sırasıyla %16 ve %52'lik kullanım oranına karşılık gelen pompaj depolama ve bataryalar için toplam kullanılan enerji (depolanan ve üretilen) miktarı 1,4 TWh'tir. Depolama seçenekleri arasındaki temel farklar; ünite boyutları, verimlilik oranları (Bölüm 3.6'da açıklanmaktadır) ve şebekedeki konumlarıdır. Ayrıca, depolama kapasitesinin belirli bir kısmının frekans kontrol rezervi için ayrıldığı göz önünde bulundurulmalıdır. Üretim tesislerinde olduğu gibi frekans kontrolü için ayrılan kısım, enerji üretimi ya da yük için kullanılmamaktadır.

Pompaj depolama yılda 3.700'ü aşkın saat aktif biçimde, yani toplam sürenin %43'ünde kullanılmaktadır. Kapasite kullanım oranının oldukça düşük olması (%16), bataryaların paralel kurulumunda, pompaj depolamanın varsayılan kapasitesinin (1,4 GW), şebekenin ihtiyaçlarından fazla olacağını göstermektedir.

Yine burada da, dağıtık batarya sistemleri pompaj depolamadan fazla kullanılmaktadır. Bu senaryoda yenilenebilir kaynaklar sisteme odaklı bir şekilde dağıtılmış olduğundan, bölgesel ortalama kapasite kullanım oranları birbirleri arasında %2 puan gibi bir

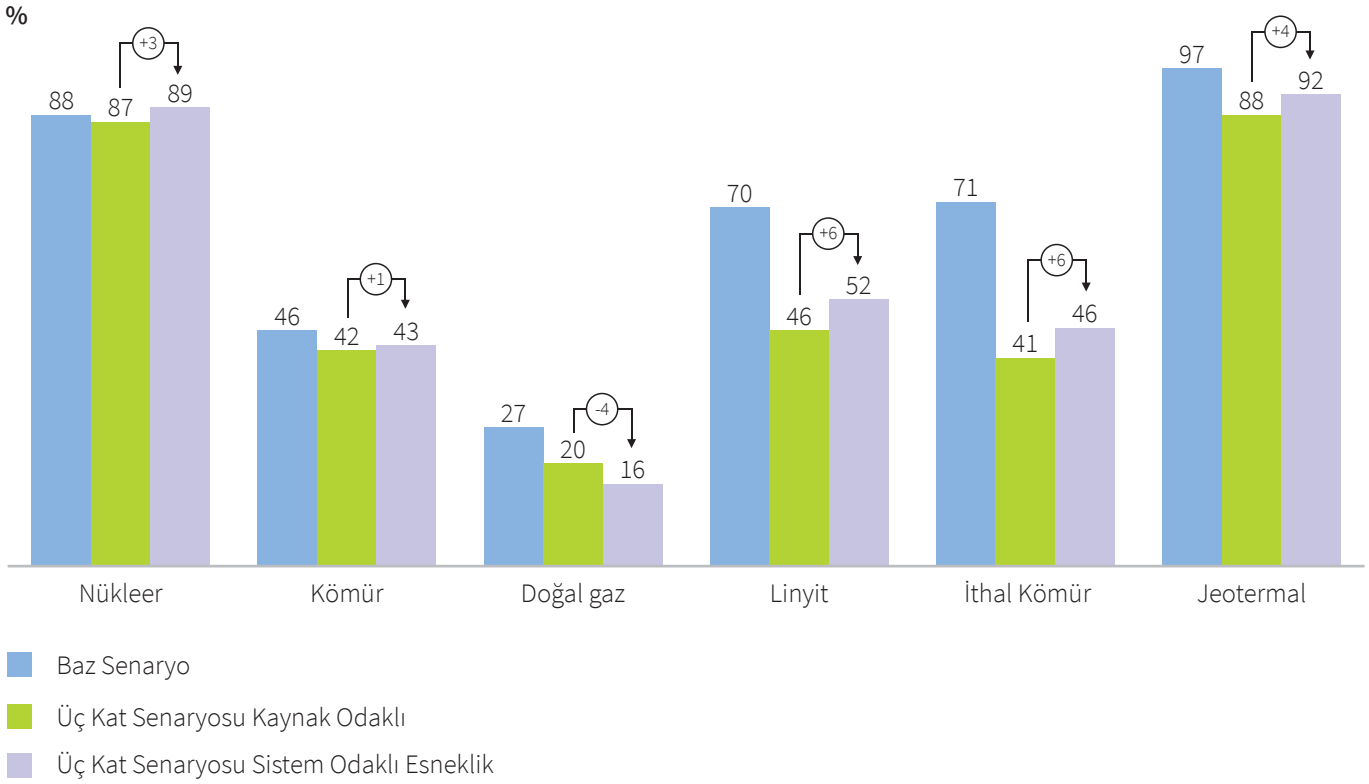
farklılık göstermektedir (ortalama maksimum ve minimum bölgesel kullanım arasındaki fark). Depolama kapasitelerinin maksimum ve minimum kullanım oranları sırasıyla %60 ve %45 seviyelerindedir.

Sisteme esneklik farklı seçenekler sayesinde sağlandığı için doğal gazdan üretimin bir dengeleme teknolojisi olarak önemi ortadan kalkmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretim miktarı ise sabit kalmaktadır: Rüzgâr ve güneş enerjisinin payı, nehir tipi hidroelektrik dahil %27,6 seviyesindeyken, değişken yenilenebilir kaynaklar toplam üretimin %33'ünü oluşturmaktadır. Yenilenebilir kaynakların toplamı (hidroelektrik ve jeotermal dahil), üretimin %49,6'sını sağlamaktadır. Toplamda linyit (+5 TWh), ithal kömür (+4 TWh) ve nükleer (+1 TWh) elektrik üretimi 10 TWh artarken, doğal gazdan aynı seviyede düşmektedir. Dolayısıyla, kömürün enerji üretimindeki payı toplam %25,1 olurken, doğal gazın payı yalnızca %8,5 seviyesinde kalmaktadır.



Şekil 56. *Toplam üretim miktarının kaynaklara göre dağılımı (2026 Üç Kat Senaryosu)*

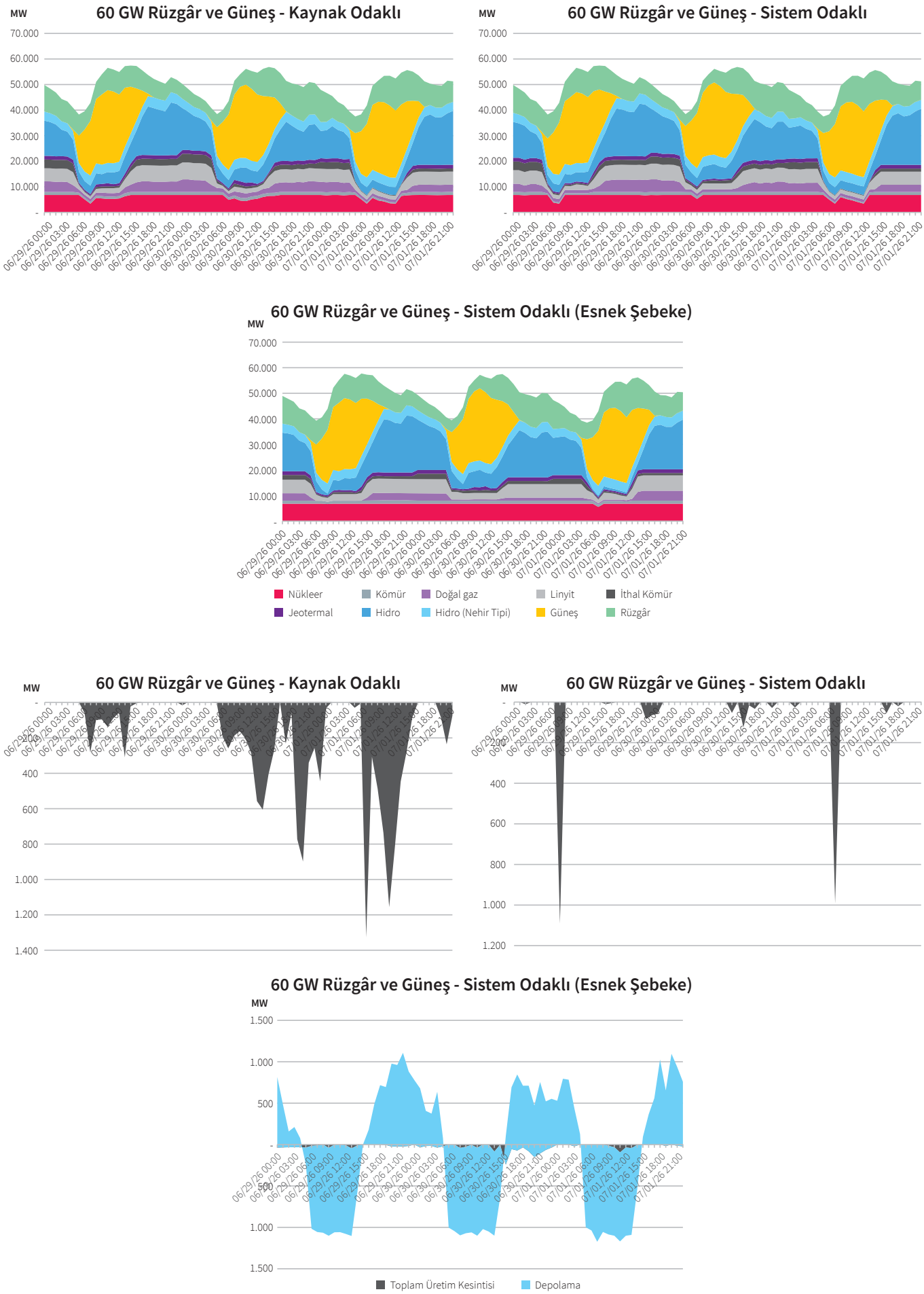
Bu değişikliklerin, enerji santrallerinin kapasite kullanım oranlarında yansıdığı da açıkça görülmektedir (Şekil 57). Nükleer ve jeotermal enerji için kapasite kullanım oranları sürekli olarak %90 seviyelerinde kalırken, linyitinki %50'yi aşmakta ve taş kömürü oranı ise yaklaşık %45 seviyesinde meydana gelmektedir. Buna karşılık, doğal gaz santrallerinin oranı ise %16 seviyesine gerilemektedir. Üretim maliyeti açısından hepsi doğal gazın altında olan nükleer, linyit ve yenilenebilir kaynakların üretiminin artması, doğal gaz sistemlerinin maliyetlerini olumsuz bir şekilde etkileyecektir.



Şekil 57. *Baz Senaryo ve Üç Kat Senaryosu'nun kaynak kapasite faktörlerine göre kıyaslaması (2026)*

Rüzgâr ve güneş üretiminin şebekeye yüksek oranda katılımından dolayı, nükleer ve termik santral üretimlerinin azaltıldığı/kapatıldığı ve buna ek olarak yenilenebilir enerji üretiminde kesinti ihtiyacının doğduğu örnek bir zaman dilimini (30/06 & 01/07/2026) Şekil 58'de gösterilmektedir. Aynı zaman dilimi, rüzgâr ve güneş santrallerinin şebeke odaklı olarak yerleştirilmesi sonrası incelendiğinde, yenilenebilir enerji üretim kesinti miktarının ciddi oranda azaldığı görülmektedir (belirli saatlerde artış olmakla birlikte). Ayrıca, nükleer enerji üretimine verilen talimatların azaldığı ve buna bağlı olarak doğal gazdan yapılan enerji üretiminin düştüğü görülmektedir.

Esneklik seçenekleri ve depolama cihazları sisteme eklendiğinde ise belirlenen zaman diliminde yenilenebilir enerji üretim kesinti oranı neredeyse sıfıra inmektedir. Dahası doğal gazdan enerji üretimi, yenilenen termik ünitelerden elde edilen rezerv kapasitesi sayesinde daha da azalırken, nükleer enerji üretimi neredeyse hiç kesintiye uğramadan üretime devam etmektedir.



Şekil 58. *Üç Kat Senaryosu net yük değişimi, 2026*

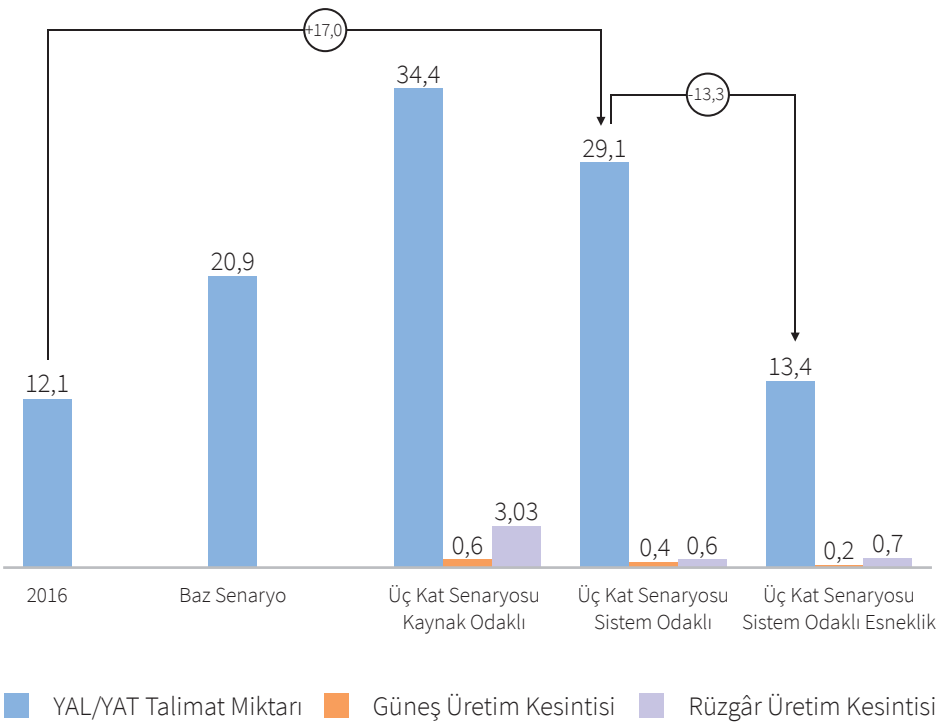
Sisteme sağlanan esneklik seçenekleri konvansiyonel enerji santralleri için saatlik ramp işlemini de rahatlatmaktadır. Özellikle, saatlik ramp işlemi belirli saatlerde 4 GW kadar (11 GW'tan 6,6 GW) düşerken, işlemin yıllık ortalaması 95 MW seviyesindedir. Bu rahatlama, gündüzden geceye ve geceden gündüze geçiş sırasında teknolojiler arasında daha kolay geçiş sağlamaktadır.

Üç Kat Senaryosu için 2.700 MW olarak hesaplanan rezerv gereksinimlerinin bir kısmı, 700 MW'a kadar rezerv kapasitesi sağlayan bataryalar ve pompajlı hidroelektrik depolama santralleriyle karşılanabilmektedir. Ek olarak, kurulu termik enerji üretiminde yer alan tüm üniteler (mevcut linyit ve kömür santralleri dahil), rezerv hizmetleri sunabilmektedir. Bu ilave rezerv seçenekleri YAL/YAT talimatlarının sayısını düşürmede oldukça etkilidir (Bkz. Bölüm 4.3.5 ve 5.1.2).

5.2.2.2. İletim altyapısı ve YAL/YAT talimatı

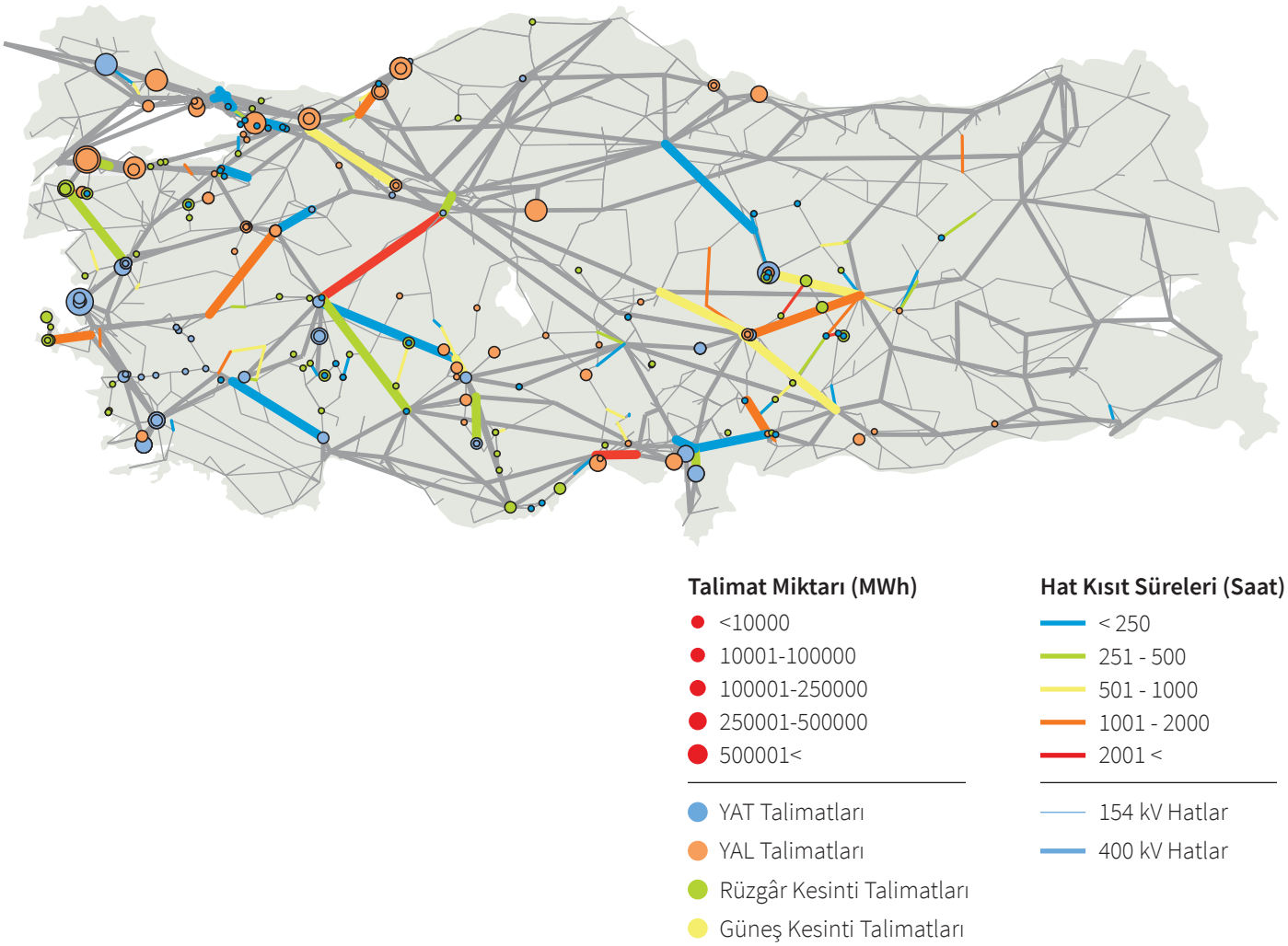
Burada da, YAL/YAT talimatı ve kesintilerdeki değişim, artan sistem esnekliğinin pozitif etkisinin ölçülebilir olmasını sağlamaktadır. Karşılaştırmayı basitleştirebilmek adına, iletim yatırımının Üç Kat Senaryosu'yla aynı olduğu varsayılmıştır.[122]

YAL/YAT talimatında elde edilen azalmanın, Üç Kat Senaryosu'nun da ötesinde sağlanabilmesi oldukça dikkate değerdir (Şekil 59). Kontrol edilemeyen üretimin payı oldukça yüksek olmasına rağmen (rüzgâr ve güneş enerjisi %28, nehir tipi hidroelektrik %5), YAL/YAT talimatında 29,1'den 13,4 TWh'a, 15,7 TWh'lık düşüş olmuştur. Mutlak anlamda bakıldığında, YAL/YAT talimatı bugünkü ile hemen hemen aynı seviyededir; göreceli olarak bakıldığında ise bugünün değerinin oldukça altındadır (%3,1'e karşılık %4,4). Kesinti miktarı, sistem odaklı enerji dağıtım senaryosundakinden 0,1 TWh daha azdır.



Şekil 59. *Yıllık toplam darboğaz ve YAL/YAT talimatları (2026 Üç Kat Senaryosu)*

[122] Ancak pratikte bakıldığında, daha esnek bir sistemde bazı altyapı yatırımlarına ihtiyaç duyulmamaktadır.



Şekil 60. *Yıllık toplam darboğaz, YAL/YAT talimatları ve yenilenebilir enerji kesintisi miktarlarının harita üzerinde gösterimi (2026 Üç Kat Senaryosu)*

Şekil 60'da görüldüğü üzere (ve Şekil 49 ile Şekil 50 ile karşılaştırıldığında), YAL/YAT talimatı Türkiye'nin güneybatı bölgesinde, yoğunluk meydana gelen hatlarda ufak bir kaymayla, önemli seviyede düşmektedir. Rüzgâr ve güneş enerjisi üretimi ise oldukça düşük seviyelerde, hatta güneş enerjisi açısından dahi göz ardı edilebilir seviyede seyretmektedir.

Özetle, çalışmada Türkiye'nin enerji sisteminin %50'den fazla yenilenebilir kaynak oranıyla (üçte biri değişken yenilenebilir kaynaklardan gelen) güvenli çalışabilmesi için bir dizi önlem belirlenmiş ve bunlar ölçülebilir hale getirilmiştir. Eğer yenilenebilir kaynak üretim santrallerinin konumu, termik kaynaklardan enerji üretimi ve talep taraflı katılım, sistem esnekliği ve entegrasyonu için uygun hale getirilebilirse, iletim altyapısında yapılacak iyileştirmeler en az seviyede tutulabilir. 400 kV (+700 km, yani +%10) ve 154 kV (+ 2.000 km, +%20) şebekelerde altyapının sınırlı seviyede artırılması, YAL/YAT talimatını mevcut seviyelerin çok altına düşürebilirken, güneş ve rüzgâr enerjisi kesintilerinin %1 seviyesinde tutulmasını sağlayabilir.[123]

[123] Daha önce de belirtildiği üzere, tüm sistemin uygun hale getirilmesi için tasarruf edilen iletim altyapısı ve YAL/YAT talimatının üretim ve depolama için yapılacak ilave yatırımlarla karşılaştırılması büyük önem taşımaktadır. Diğer sistemlerde yapılan çalışmalarda görüldüğü gibi, yenilenebilir kaynakların tüm etmenleri içeren entegrasyon maliyeti genellikle varsayılandan oldukça düşük olmaktadır. Bu konu hakkında genel değerlendirme için bkz.: *https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/integrationskosten-wind-pv/Agora_Integration_Cost_Wind_PV_web.pdf*

6. Sonuçlar ve Öneriler

Yenilenebilir enerji teknolojilerinin Türkiye'nin enerji sistemindeki rolü giderek daha önemli bir hale gelmektedir. Buna paralel olarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimindeki payı 2017 yılı sonunda %29'a kadar ulaşmıştır. Bu payın büyük bir kısmını hidroelektrik santraller oluşturmakta ve henüz rüzgâr enerjisinin payı %6, güneş enerjisinin payı ise %1'dir. Ancak, Türkiye'nin yenilenebilir enerji potansiyelinin yüksek olması ve teknoloji maliyetlerinde yaşanan düşüşler sayesinde son dönemlerde yenilenebilir enerji kaynakları Türkiye'de büyük bir ilgi görmeye başlamıştır. 2017 yılında güneş ve rüzgâr enerjisi lisansları için yapılan ihalelerde fiyatlar yaklaşık 3-6$ct/kWh arasında değişiklik göstermiştir. Bu sonuçlar yenilenebilir enerji santrallerini fosil kaynaklara dayalı santraller ile rekabet edebilir hale getirmiştir. 2016 yılında Türkiye'de çeşitli tarife planları çerçevesinde toplamda yaklaşık 5 GW rüzgâr ve güneş enerjisi projesi hayata geçirilmiştir. 2017 yılında ise yenilenebilir kaynaklardan toplam 3,2 GW ilave kapasite eklenmiştir. Bu gelişmeler hem hükümetin ticaret açığını azaltma hem de Türkiye enerji sektöründe katma değer yaratmayı teşvik etme amaçlı stratejik planların önemli parçalarını oluşturmaktadır.

Türkiye'nin elektrik sistemindeki rüzgâr ve güneş enerjisinin payını artırmak mümkündür. Bunun için; şebekenin arz talep dengesini, yaşanabilecek darboğazları ve şebeke esnekliği gibi konuları göz önünde bulunduran sistematik bir planlama bakış açısına ihtiyaç vardır. Dünya genelindeki birçok ülke, elektrik sistemlerine yüksek oranda yenilenebilir kaynağı başarıyla entegre etmiştir. Bu başarıda, her elektrik sisteminin; coğrafya, yenilenebilir kaynaklar, mevcut kaynak dağılımı, şebeke altyapısı, talep karakteristiği ve piyasa dinamikleri gibi kendine has koşullarının göz önüne alınması önemlidir. Bu çalışmada, yenilenebilir kaynakların artan payının şebekeye etkileri analiz edilirken, Türkiye'nin elektrik sistemine özgü bu koşulları göz önüne alınmıştır.

Bu çalışmada elde edilen analiz sonuçları, 400 kV ve 154 kV iletim şebekesi altyapısına herhangi bir ilave yatırım yapmaksızın (TEİAŞ planlarına göre), kurulu toplam rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin 2026 yılına kadar, Baz Senaryo'ya öngörülenin (20 GW) iki katına çıkarılarak, 40 GW'a ulaştırılmasının mümkün olduğunu göstermektedir.

Bu çalışmada elde edilen analiz sonuçları, 400 kV ve 154 kV iletim şebekesi altyapısına herhangi bir ilave yatırım yapmaksızın (TEİAŞ planlarına göre), kurulu toplam rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin 2026 yılına kadar, Baz Senaryo'ya öngörülenin (20 GW) iki katına çıkarılarak, 40 GW'a ulaştırılmasının mümkün olduğunu göstermektedir. Bu kapasitenin iki katına çıkarılmasıyla birlikte 2026 yılına kadar rüzgâr ile güneş enerjisinin toplam üretimdeki payının %21'e, hidroelektrik santraller dahil toplam yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin payının ise %42'ye çıkarılmasının mümkün olduğu anlaşılmaktadır. Analiz sonuçları, uygun şebeke planlama ve işletme stratejileri sayesinde bu kapasitenin üç katına kadar çıkarılarak 60 GW'a ulaşılmasının da mümkün olduğunu göstermiştir. Bu stratejilere; rüzgâr ve güneş enerjisi üretim alanlarının önceliklendirilmesinde sadece kapasite kullanım oranlarının değil, bölgedeki tüketim miktarının da göz önüne alınması (sistem odaklı yaklaşım), iletim şebekesi kapasitesinin ve şebekenin esnekliğinin artırılması da dahildir.

Analiz sonuçları, uygun şebeke planlama ve işletme stratejileri sayesinde bu kapasitenin üç katına kadar çıkarılarak 60 GW'a ulaşılmasının da mümkün olduğunu göstermiştir.

Rüzgâr ve güneşin entegrasyonunu kolaylaştırmak amacıyla Almanya, Danimarka, İrlanda veya Kaliforniya gibi daha yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi payına sahip elektrik sistemlerinde birçok strateji belirlenmiş ve hayata geçirilmiştir. Bu seçeneklerden öne çıkanlardan biri, yenilenebilir enerji üretim kapasitesinin şebekeye dağılımında sadece kapasite kullanım oranlarının (kaynak odaklı yaklaşım) değil, aynı zamanda sistem-odaklı yaklaşımın da göz önüne alınmasıdır. Bu yaklaşımda, rüzgâr ile güneş enerjisi üretim noktalarının belirlenmesinde hem tüketimin hem de şebeke kapasitesinin birlikte dikkate alınması gerekir. Türkiye hem güneş hem de rüzgâr enerjisi açısından oldukça zengin geniş bir coğrafyaya sahip olduğu için, sistem odaklı yaklaşım ile

kaynak odaklı yaklaşım sonucu elde edilecek yıllık toplam yenilenebilir enerji üretimindeki farkın ihmal edilebilecek seviyede olacağı değerlendirilmektedir. Bunun yanı sıra depolama teknolojilerinin yer alması, şebekeye daha esnek termik enerji santrallerinin eklenmesi ve talep taraflı katılımın zamanla artması, şebekenin esnekliğini daha da artıracak ve dolayısıyla iletim şebekesi yatırım maliyetlerinin düşmesine neden olacaktır. Çalışma kapsamındaki analizlerde, büyük bir pompaj depolamalı hidroelektrik santralin (1,4 GW kapasite) ve toplam 600 GW'lık küçük ölçekli dağıtılmış bataryanın şebekeye entegrasyonunun, eski termik santrallerin gerekli rehabilitasyonlar yapılarak daha esnek yük alma/atma özellikleri kazanmasının ve sınırlı üretim söz konusu olduğu durumlarda talep kontrolü sayesinde şebekede toplamda %5'e kadar yük azaltılabilmesinin sonuçlara etkileri de incelenmiştir. Elde edilen sonuçlara göre bu stratejiler; hem ilave iletim altyapısına duyulan ihtiyaca, hem şebekede meydana gelebilecek kısıtlarda ihtiyaç duyulabilecek YAL/YAT talimat miktarına, hem de rüzgâr ile güneş enerjisi üretiminde ihtiyaç duyulabilecek kesinti miktarına önemli katkılar sağlamaktadır.

Türkiye için bir ilk olan bu çalışma, yenilenebilir kaynakların daha fazla entegre edildiği, daha modern, verimli ve güvenilir bir elektrik sistemi oluşturmak için gerekli şebeke planlama ve işletme stratejileri konusunda önemli bilgiler sunmaktadır. Bu stratejiler içinde yer alan; depolama teknolojileri, termik santrallerin esnekliklerini artırmak için gerekli rehabilitasyonlar ve talep taraflı katılım mekanizmaları ek maliyet getirecek olsa da bu maliyetlerin, böyle bir elektrik sistemine sahip olmanın getireceği kazanımlar ile birlikte değerlendirilmesi gerekir. Rüzgâr ile güneş enerjisinin toplam kurulu güçteki payının artması, konvansiyonel termik santral kurulu güç kapasitesinde azalmaya neden olacaktır.

Elektrik sisteminde güneş ve rüzgâr enerjisinin payının artırılmasının Türkiye şebekesine özgü etkileri ve çözüm önerilerini -ilgili tüm paydaşların bakış açılarını da göz önünde bulundurarak- irdeleyen bu çalışma, Türkiye için bir yenilenebilir enerji yol haritası için başlangıç niteliğindedir.

Elektrik sisteminde güneş ve rüzgâr enerjisinin payının artırılmasının Türkiye şebekesine özgü etkileri ve çözüm önerilerini -ilgili tüm paydaşların bakış açılarını da göz önünde bulundurarak- irdeleyen bu çalışma, Türkiye için bir yenilenebilir enerji yol haritası için başlangıç niteliğindedir. Türkiye'nin yenilenebilir enerji payını arttırması için, enerjinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve tüketiminde öne çıkan faktörleri ülke özelinde göz önüne alan böyle bir yol haritasına sahip olması çok önemli olacaktır. Bunun yanı sıra, sektördeki aktörlerin daha yüksek yenilenebilir enerji payına sahip bir güç sisteminde değişmekte olan rollerinin ve sorumluluklarının da desteklenmesi gerekir. Bu geçiş sürecinin başarılı olabilmesi için yeni teknolojileri mevcut yaklaşımlarla dengeleyen stratejilerin geliştirilmesine ihtiyaç vardır. Bu stratejilere; piyasa, iş ve finansman modelleri de dahildir. Böyle bir yol haritasında göz önünde bulundurulması önerilen başlıklar aşağıda maddeler halinde özetlenmiştir:

(i) **Enerji planlamacıları,** bu çalışma kapsamında analiz edilen senaryoları; enerji talebinin büyümesi, üretim teknolojilerindeki gelişmeler, üretim kapasite dağılımı, bölgesel farklar ve yenilenebilir enerjiler ile enerji verimliliği açısından nasıl bir sinerjik kazanç elde edilebileceği gibi konuları göz önünde bulundurarak geliştirmelidir. Analiz sonuçlarının da açıkça gösterdiği üzere, arz talepten bağımsız olarak planlanamaz. Bu nedenle, uygun planlama yöntemlerinin tanımlanması gerekir. Planlama stratejilerinde; santrallerin kapasite kullanım oranları, yeni santraller için şebeke açısından en uygun bölgeler, iletim ile dağıtım şebekelerinde ihtiyaç duyulacak yatırımsal ve işletimsel ihtiyaçlar ile komşu ülkelerin elektrik piyasaları ile entegrasyon dahil olmak üzere birçok unsur dikkate alınmalıdır.

(ii) **İletim ve dağıtım sistemlerimde** artan esneklik ihtiyacını en ekonomik biçimde karşılamak için yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretim tahmininde ve veri yönetiminde daha ileri yöntemlere ihtiyaç vardır. Bunun yanı sıra güç sisteminde ihtiyaç duyulan ataletin (inertia) sağlanmasını, YAL/YAT talimatları için gerekli sıcak rezervlerin sağlanmasını ve talep taraflı katılımı teşvik eden mekanizmalara ihtiyaç vardır.

(iii) **Elektrik üretimi değişken özellikteki rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinden** de, konvansiyonel santraller gibi, voltaj ve frekans kontrol ve rezerv sağlama hizmetlerinin alınmasına ihtiyaç duyulacaktır. Elektrik sistemi operatörleri, bu hizmetlerin yenilenebilir enerji santrallerinden ne ölçüde temin edilebileceğini değerlendirmelidir.

(iv) **Düzenleme kurumları**, artan sayıdaki dağıtık üretim miktarı nedeniyle elektrik sistemlerinde daha karmaşık hale gelen ihtiyaçları ele alırken, mevcut prosedürleri ve mikro-şebeke ile akıllı-şebeke gibi seçenekleri de göz önünde bulundurmalıdır.

(v) Dağıtık üretim kaynaklarının miktarı arttıkça **tüketiciler** (meskenler, çiftçiler, topluluklar, endüstriler, ticari şirketler, vb.) elektrik üretmek, tüketmek ve satmak için yeni sorumluluklara sahip olacaklardır. Akıllı şebeke teknolojileri, talep yönetimi ve sayaç arkası depolama teknolojileri sayesinde tüketicilerin de elektrik sistemi esnekliğini artırmada önemli bir rol oynayacakları değerlendirilmektedir.

(vi) Büyük yatırımcıların enerji sektöründe önemli bir rol oynadığı geleneksel **finansman modelleri**; proje geliştiricileri, kurumsal aktörler ve bireysel küçük yatırımcılar için de desteklenmelidir. Türkiye'nin bu amaç doğrultusunda en uygun yeni modelleri (yeşil enerji tahvilleri, risk sermayeleri, vb.) belirlemesi önemlidir.

(vii) Türkiye elektrik piyasalarında yeni **iş modelleri** de göz önünde bulundurulmalıdır. Dağıtılmış kaynak ve talep katılımını bir araya getiren ve literatürde sanal elektrik santrali olarak bilinen model, yeni iş modellerine bir örnek olarak gösterilebilir. Akıllı üretim, dağıtım ve tedarik teknolojilerinin gelişmesi ile birlikte veri toplama ve yönetiminin hız kazandığı bu geçiş döneminde, yeni ICT teknolojilerinin daha etkin kullanımına ihtiyaç duyulmaktadır.

(viii) **Piyasa tasarımlarında** yapılan yenilikler enerji sektöründeki dönüşüm sürecini oldukça olumlu etkilemiştir. Yenilenebilir enerji pazarları ilk olarak şebekeye sabit fiyat ve alım garantileri (*feed-in tariff*) ile teşvik edilmiştir. Fakat, yenilenebilir enerji teknoloji maliyetlerindeki düşüşüyle birlikte son dönemlerde sabit fiyat ve alım garantileri yerine kapasite kullanım ön lisans ihale modeli benimsenmiştir. Bu ihalelerde hem rüzgâr hem de güneş enerjisi için oldukça cazip fiyatlar ortaya çıkmıştır. Bu sonuçlar, yenilenebilir enerji kapasitesine yapılan yatırımları desteklemeye devam etmenin yanı sıra, şebeke esnekliğini artırmak için teşvik mekanizmalarına, yeni pazar enstrümanlarına ve yönetmeliklere de ihtiyaç olduğunu göstermektedir.

EK 1. Türkiye'nin Enerji Sistemine Genel Bakış

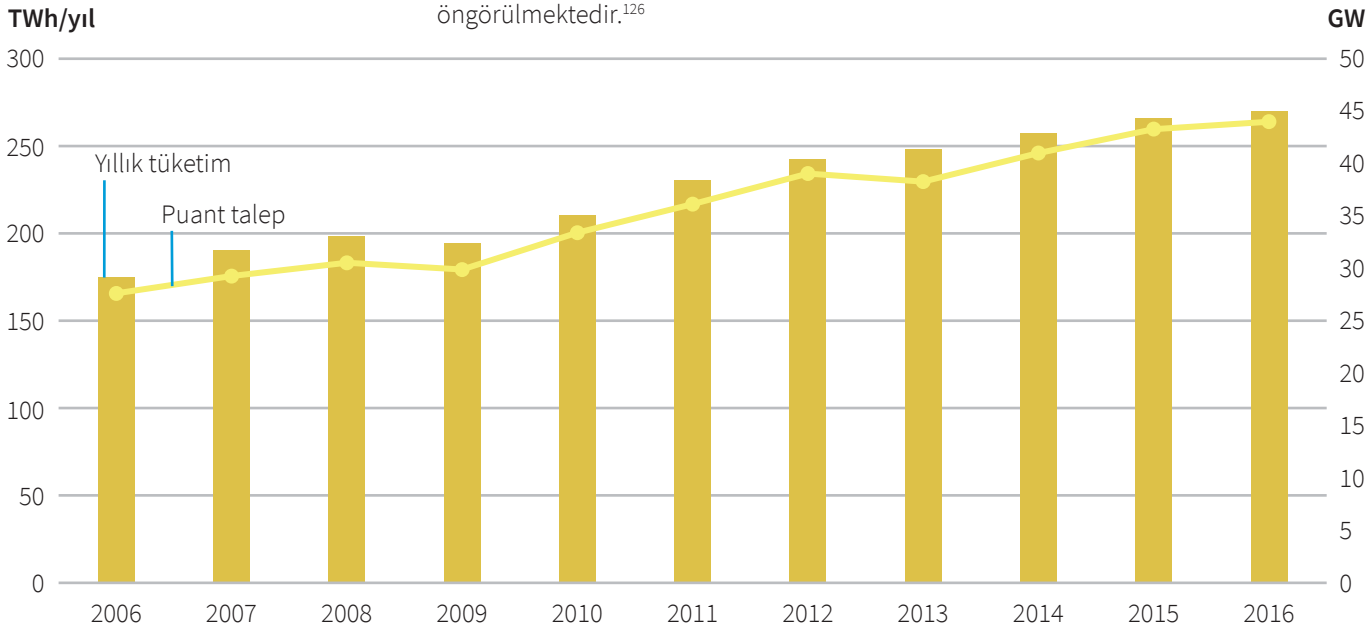
Bu bölüm, Türkiye'nin elektrik sisteminin kısa bir özetini ele almaktadır. Bölümde Türkiye üretim ile iletim altyapısının yanı sıra, elektrik sisteminin yönetimi hususunda önemli veriler ortaya konmaktadır. İncelenen unsurlar arasında ülkenin 2016 yılındaki üretim altyapısı donanımı ve elektrik talebinin yanı sıra, 2026 yılının talep tahminleri ile üretim kapasitesi gelişimi açısından genel görünümü yer almaktadır. Bununla beraber bu bölümde; Türkiye'deki gün öncesi toptan elektrik piyasasının yönetimi, ülkedeki yenilenebilir kaynakların mevcut kapasitesi ile sisteme penetrasyon seviyeleri ve özel yatırımcıların yapacağı yenilenebilir kaynak kapasite kurulumları için verilen teşviklere değinilmektedir. Bu veri ve işletim kuralları, çalışmada gerçekleştirilen analiz için son derece önemli girdilerdir.

A-1.1. Elektrik talebi ve enerji üretimi

Türkiye'nin %6 (2009 mali krizi öncesi) ve %4,5 (2009'dan beri) arasında değişen GSYH büyüme oranları, ilk on yılda %7 ve son yıllarda ise %4-5 seviyesinde bir elektrik talebi olarak sisteme yansımıştır.

21. yüzyılda Türkiye, dünyanın en hızlı büyüyen ekonomilerinden biri olmuştur. Türkiye'nin %6 (2009 mali krizi öncesi) ve %4,5 (2009'dan beri) arasında değişen GSYH büyüme oranları, ilk on yılda %7 ve son yıllarda ise %4-5 seviyesinde bir **elektrik talebi** olarak sisteme yansımıştır. 2006 yılında 175 TWh olan Türkiye'nin brüt elektrik tüketimi, 2016 yılında 278 TWh'e ulaşmıştır. 2006 yılında 27,5 GW olan puant yük, 2016 yılının sonunda neredeyse 44 GW seviyesine çıkmıştır. 2006 ve 2016 yılları arasında puant talep ve brüt elektrik tüketimi artışı Şekil 61'de gösterilmektedir.[124]

Türkiye'de elektrik talebi yaz döneminde puant seviyeye ulaşmaktadır. 2008 yılında Türkiye'deki puant enerji talebi sezonu, yazın soğutma için klima kullanımının ve tarımsal arazilerin sulamasının artması ve de yaygınlaşması sebebiyle kış mevsiminden yaz mevsimine geçmiştir.[125] Kış döneminde elektrik hala yoğun biçimde ısınma için kullanıldığından dolayı kış döneminde yaşanan puant seviye, yazın yaşanandan yalnızca %5 daha düşüktür. Enerji talebi giderek ülkenin orta batı ve batı kesimlerinde yer alan kentsel alanlarda yoğunlaşmakta ve bu yönelimin ileride de devam edeceği öngörülmektedir.[126]

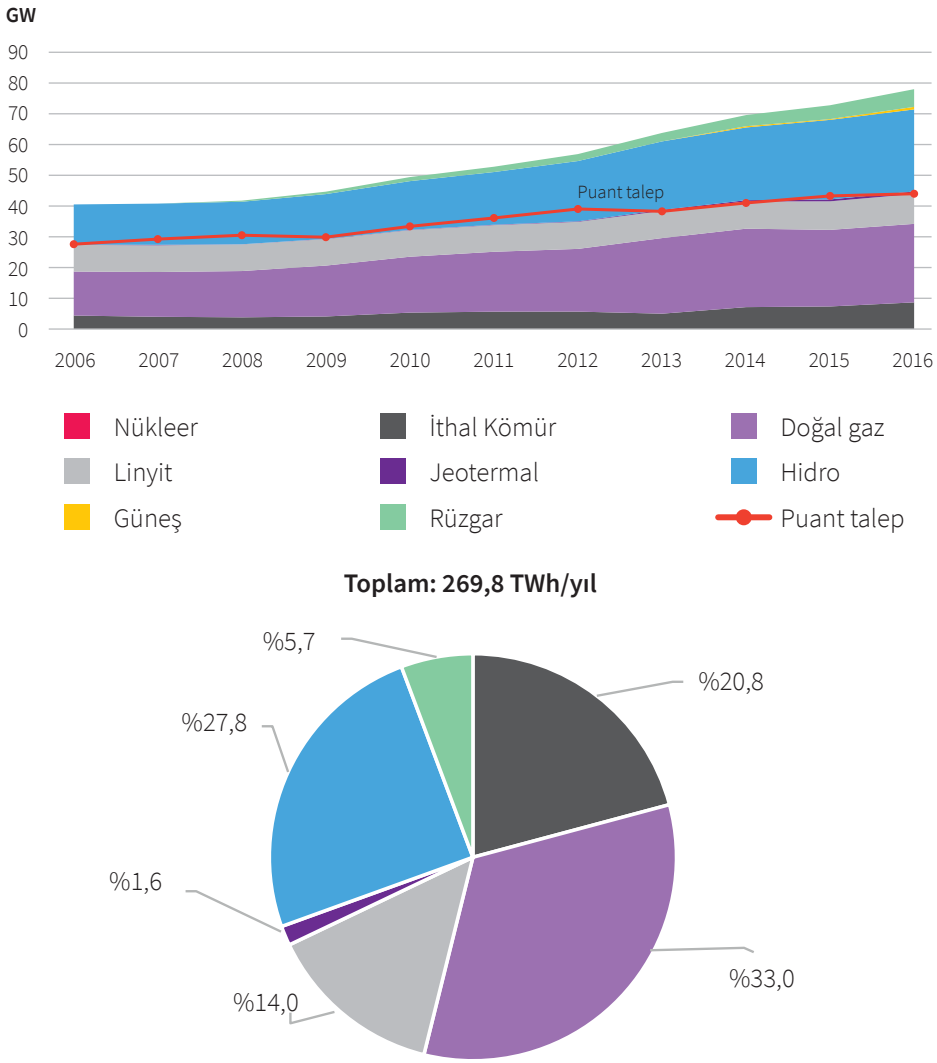


Şekil 61. *Puant talep ve yıllık toplam brüt elektrik tüketim trendleri (2006-2016)*

[124] *TEİAŞ Planlama ve Stratejik Yönetim Dairesi Başkanlığı, "10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu (2017-2026)", şu adresten ulaşılabilir: https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2017-06/10Y%C4%B1ll%C4%B1kTalepTahminleriRaporu2016%282 %29.pdf*
[125] *O. B. Tor and M. Shahidehpour, "Crossroads of Power: Coordinating Electricity and Natural Gas Infrastructures in Turkey," IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 12, Issue 6, Nov-Dec 2014, pp. 49-62.*
[126] Talebin coğrafi dağıtım ya da gün boyu dağıtıma göre nasıl gelecekte şekilleneceğine dair hiçbir güvenilir tahmin verisi bulunmaması nedeniyle 2016 yılında görülen düzenin aynısının verileri, modelleme analizleri için kullanılmıştır.

2016 yılının sonunda üretim kapasitesi talep artışını geçerek 2002 yılında 32 GW'lık seviyesinden 2016 yılının sonunda 77,8 GW seviyesine yükselmiştir. Enerji piyasasının serbestleşmesi sayesinde büyük çoğunluğu özel yatırımlardan gelen, kurulu güce yapılan kayda değer katkılar, piyasadaki arz yetersizliği sorununu ortadan kaldırmış ve önemli seviyede fazla kapasite oluşmasına neden olmuştur. Son on yılda gerçekleşen büyümenin büyük kısmının büyük hidroelektrik ve doğal gaz santrallerine yapılan yatırımların sonucu olması nedeniyle, Türkiye'nin kurulu gücü öncelikle hidroelektrik (26,7 GW) ve doğal gaz (25,5 GW) santralleri ve onları takiben linyit (9,3 GW) ve taş kömürü santrallerinin egemenliğindedir. Tüm linyitle çalışan termik santraller ve taş kömürüyle çalışan termik santrallerin 1 GW'ı yerel kaynaklarla beslenirken, çoğu taş kömürüyle çalışan termik santraller ithal yakıtla çalışmaktadır (7,5 GW). Birincil kaynaklar açısından puant talep ve kurulu güç gelişimi Şekil 62'de gösterilmektedir.

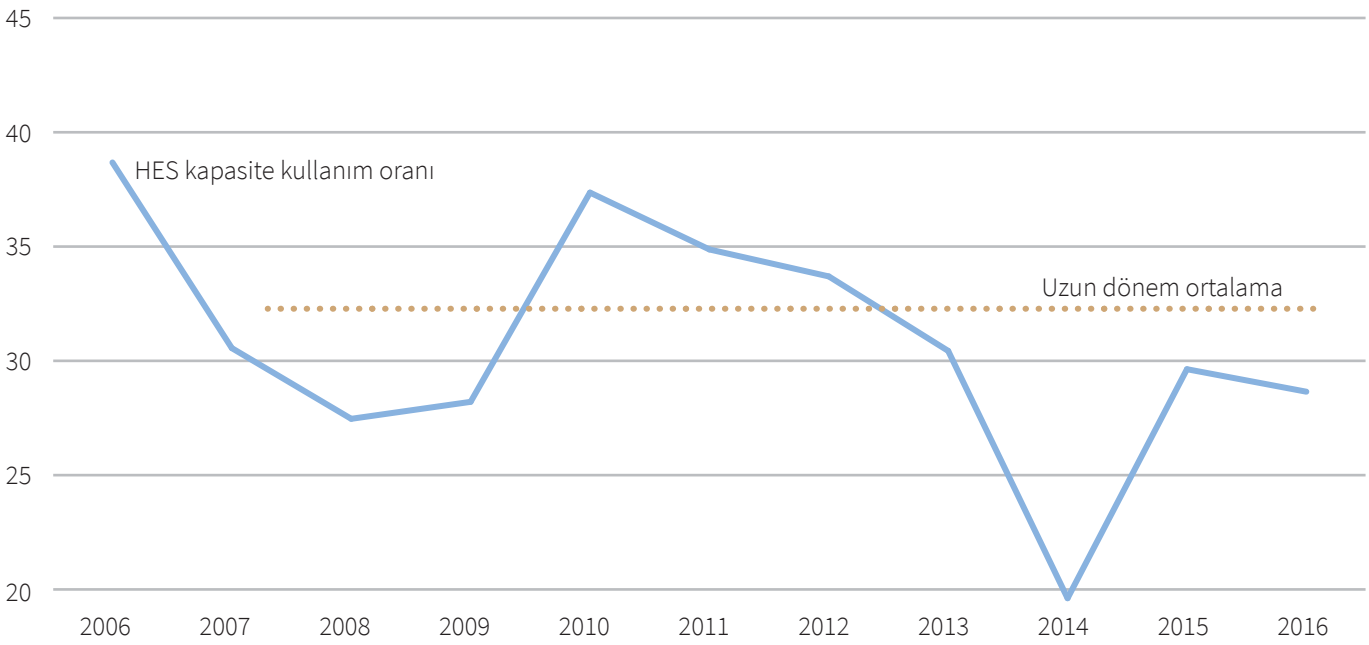
Santrallerin enerji üretiminde ise özellikle kömür ve linyit santralleri tam yükle daha uzun süre çalıştıklarından termik kaynaklardan enerji üretimi daha ön planda olmaktadır. 2016 yılında kaynak dağılımında doğal gaz santralleri (%33) ile linyit ve kömürle çalışan santraller (%31) öne çıkarken, hidroelektrik tüm arza %25 oranında katkı sağlamıştı[127]. Farklı enerji üretim kaynaklarının enerji arzındaki payı Şekil 62'de gösterilmiştir.



Şekil 62. *Puant talep ve yıllık toplam brüt elektrik tüketiminin kaynaklara göre dağılımı (2016)*

[127] *https://www.teias.gov.tr/tr/elektrik-istatistikleri*

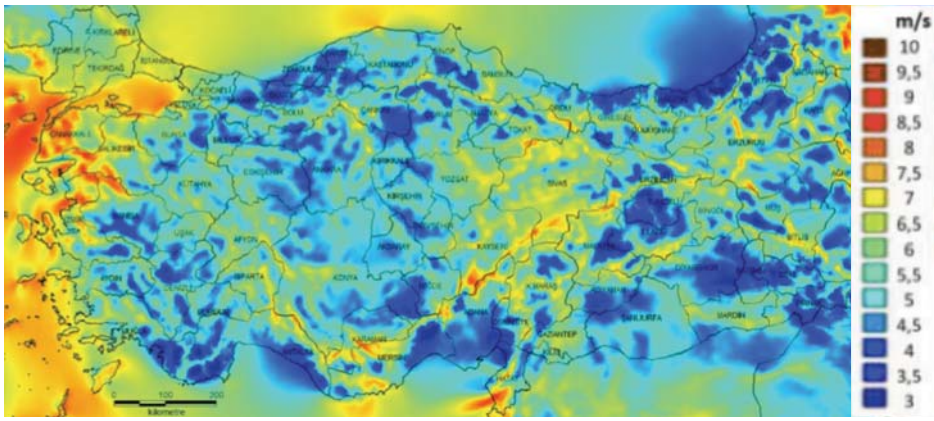
Hidroelektrik üretimi için kapasite kullanım oranları[128] Şekil 63'te[129] de görüldüğü üzere değişken yağış seviyeleri (kar ve yağmur) nedeniyle yıldan yıla önemli ölçüde farklılık göstermektedir; bu bakımdan, 2016 yılı "ortalama yıl" olarak kabul değerlendirilebilir.



Şekil 63. *Hidroelektrik santrallerin ve uzun vadeli ortalama kapasite faktörü (2006-2016 dönemi)*

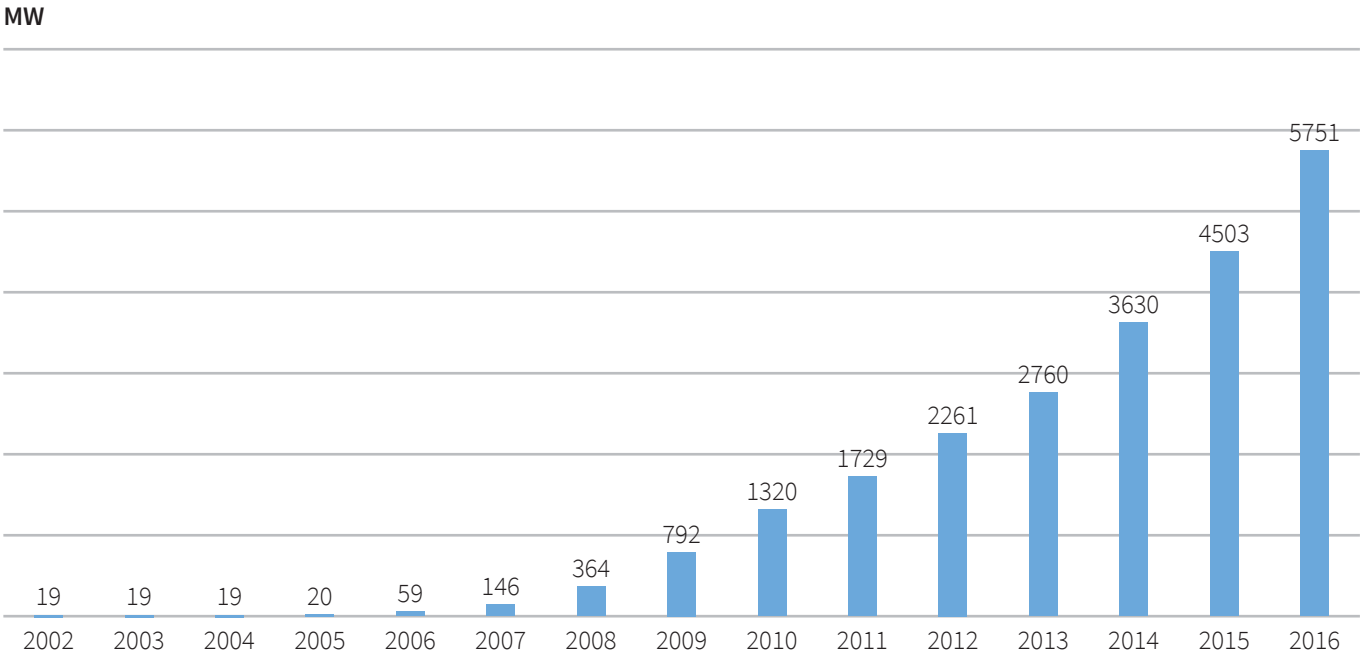
Türkiye güneş, rüzgâr ve hidroelektrik kaynakları açısından çok zengin bir ülkedir. Şekil 64'te yer alan rüzgâr atlası, Rüzgâr Enerjisi Teknik Potansiyelleri Atlası (REPA), 2016 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanmıştır.[130] Ülke genelinde rüzgâr kaynakları açısından önemli farklılıklar bulunsa da Türkiye'nin hemen her bölgesinde saniye başına 7 m/s (80 m AGL seviyesinde) hızında rüzgâra rastlanmaktadır. Bu konuda özellikle Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz bölgelerinde cazip koşullar bulunmaktadır; ayrıca bu bölgelerde yatırımcılar çok sayıda rüzgâr enerjisi projesi gerçekleştirmekte ve planlamaktadır. ETKB, 7,5 m/s üstü rüzgâr hızına sahip, yer seviyesinin 50 metre üzerinde ölçülen ve 48 GW seviyesinde cazip rüzgâr enerjisi üretimi potansiyelini belirlemek üzere ölçümler gerçekleştirmektedir.[119] 7,5 m/s hızının altında, ideal olmayan rüzgâr hızında da rüzgâr enerjisinin ekonomik olarak üretilmesini sağlayan teknolojinin hızla gelişmesi ve maliyetlerin hızlı bir biçimde azaldığı göz önünde bulundurulduğunda, gerçek ekonomik potansiyel bu değerden oldukça yüksek olabileceği görülebilmektedir.[131]

[128] Kapasite faktörü; belirli bir sürede üretilen elektriğin, aynı sürede sürekli tam güçte çalışarak üretilebilecek olan enerjiye oranıdır.
[129] *TEİAŞ Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri, https://www.teias.gov.tr/tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri/2015*
[130] *YEGM Rüzgâr Enerjisi Teknik Potansiyelleri Atlası REPA: http://www.eie.gov.tr/YEKrepa/REPA-duyuru_01.html.*
[131] Türkiye'de şu anda inşaat halinde olan rüzgâr enerjisi santrallerinin çoğu, genellikle 120 m ve üzeri gövde uzunluğuna sahip 3 MW seviyesinde türbinler kullanmaktadır; özellikle engebeli yüzeylerin üzerinde, rüzgâr hızları yükseklik artıkça hızla yükselmektedir; cf. *http://www.tureb.com.tr/files/tureb_sayfa/duyurular/2017_duyurular/subat/turkiye_ruzgar_enerjisi_istatistik_raporu_ocak_2017.pdf; https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Kurzstudie_Entwicklung_der_Windenergie_in_Deutschland_web.pdf;*



Şekil 64. *Türkiye rüzgâr hızı atlası (yüzey seviyesinin 50 m üzerinde; 200 m çözünürlük) (Kaynak: YEGM)*

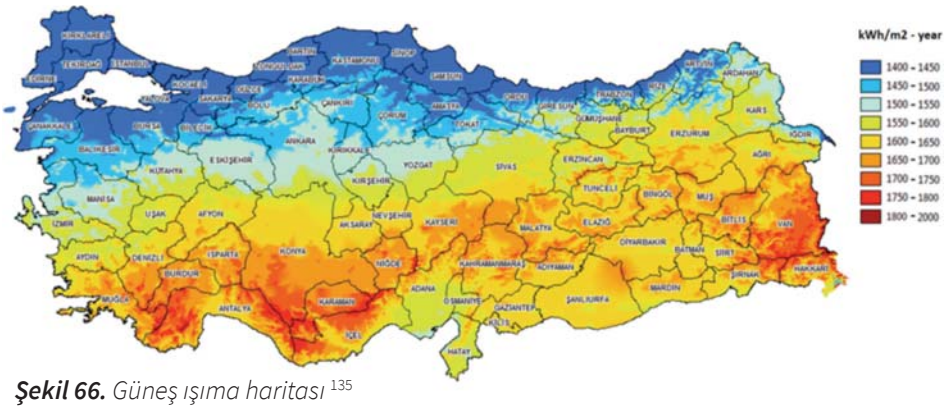
Şekil 65'te[132]'de gösterildiği üzere, 2009'da 1 GW'ın altında seyreden rüzgâr enerji santrallerinin kurulu gücü, 2016 yılının sonunda neredeyse 6 GW'a ulaşmıştır. 2013 ve 2015 yılları arasında yıllık yeni kurulan santrallerin kapasitesi neredeyse 1 GW seviyesinde olup, 2016 yılında ilk defa 1 GW'ın oldukça üzerinde bir seviyeye ulaşılmıştır.[133]



Şekil 65. *Türkiye'de kurulu toplam rüzgâr enerjisi kapasitesinin gelişimi (2002-2016)* [134]

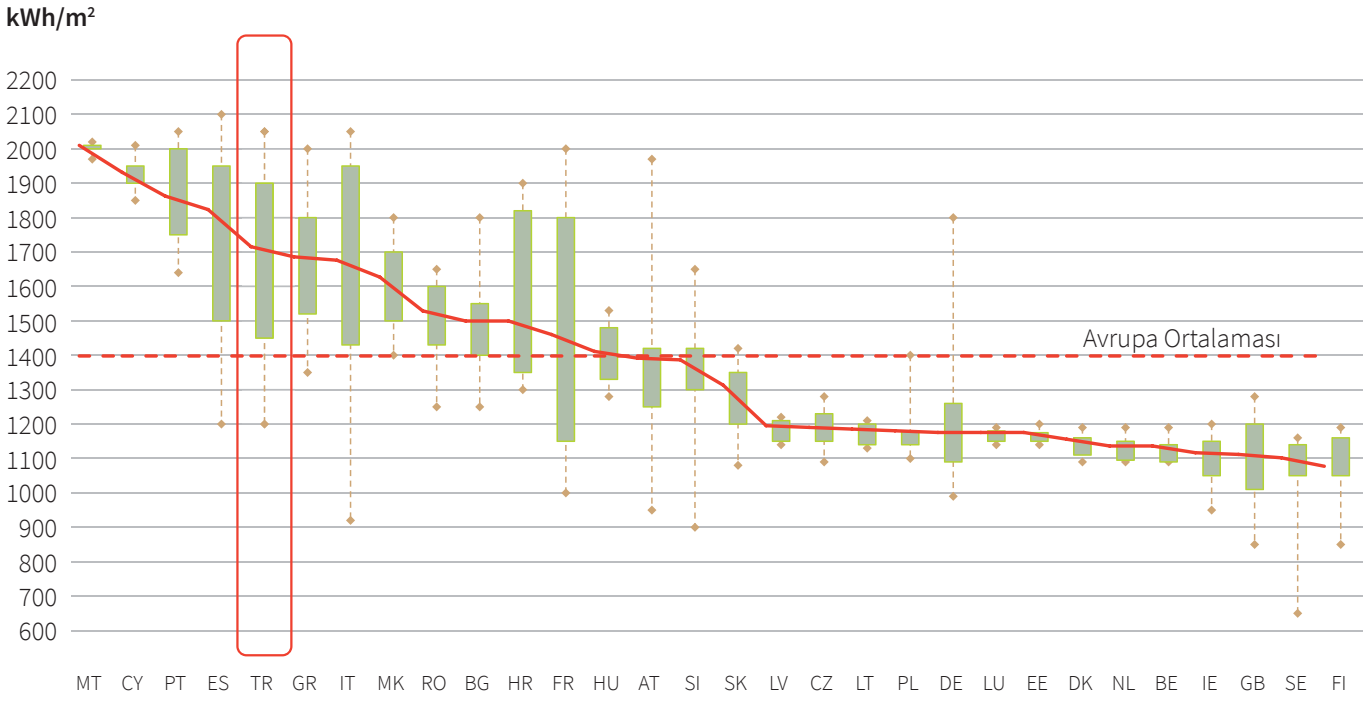
Türkiye'nin güneş enerji kaynağı haritası Şekil 66'da gösterilmiştir. Bu harita, ülke çapındaki cazip güneş enerjisi koşullarını göstermektedir: Ülkenin kuzeyindeki İstanbul ve Karadeniz Bölgesi'nde bile güneş ışıması yıl boyunca sürekli olarak 1.400 kWh/m^2/yıl seviyesinin üzerinde devam etmektedir. Güneyde ise bu değerler 1.700'e ulaşıp, maksimum 2.000 kWh/m^2/yıl seviyesine çıkabilmektedir.

[132] *https://www.teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/sektor-raporlari*
[133] *Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği 2017, Rüzgâr Enerjisi İstatistik Raporuna göre; Haziran 2017'de 808 MW'lık Rüzgâr enerjisi santrali inşaatı devam ederken, 2900'ü için daha lisansı verilmiştir.*
[134] *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Ruzgar)*



Şekil 66. *Güneş ışıma haritası* [135]

Şekil 67'de görüldüğü üzere; bu ışıma seviyesinin Avrupa'da daha fazla kurulu güneş enerjisi kapasitesine sahip birçok ülkenin ışıma seviyesinden çok daha yüksektir. Türkiye'nin ortalama ışıma değerleri sadece, küçük ada devletleri olan Malta ve Kıbrıs, Portekiz ve İspanya'dan düşük olup, Yunanistan ve İtalya gibi diğer Akdeniz ülkelerinden daha yüksektir.



Şekil 67. *Belirli ülkeler için güneş ışıma karşılaştırılması (kırmızı: ülke ortalaması, kutu: alanların %90'ı, kesikli: maksimum ve minimum)*[136]

Oldukça cazip güneş kaynağı koşullarına ve yatırımcıların ciddi ilgisine rağmen çok yakın zamana kadar Türkiye'de yalnızca birkaç adet güneş santrali kurulumu yapılmıştır.

Oldukça cazip güneş kaynağı koşullarına ve yatırımcıların ciddi ilgisine rağmen çok yakın zamana kadar Türkiye'de yalnızca birkaç adet güneş santrali kurulumu yapılmıştır. 2015 yılının sonunda toplam kurulu kapasite yalnızca 300 MW seviyesindeydi. Ancak yakın zamanda kurulumlar hızla artış göstermiş; 2016 yılında 650 MW'ı aşkın kurulum gerçekleştirilmiş, bunu 2017'nin ilk yarısında kurulumu yapılan 500 MW'lık ek kapasite izlemiştir. Güneş enerjisi topluluğu GÜNDER, ilk kez 2017 yılında yeni kurulumların 1 GW'ı aşacağını tahmin etmiştir[137]. Yapılan kurulumlar büyük ölçüde 1 MW'lık tesislerden oluşmuştur, bunun nedeni de bu boyuta kadar yapılan yatırımlarda uzun lisans süreçleri talep edilmemesidir.

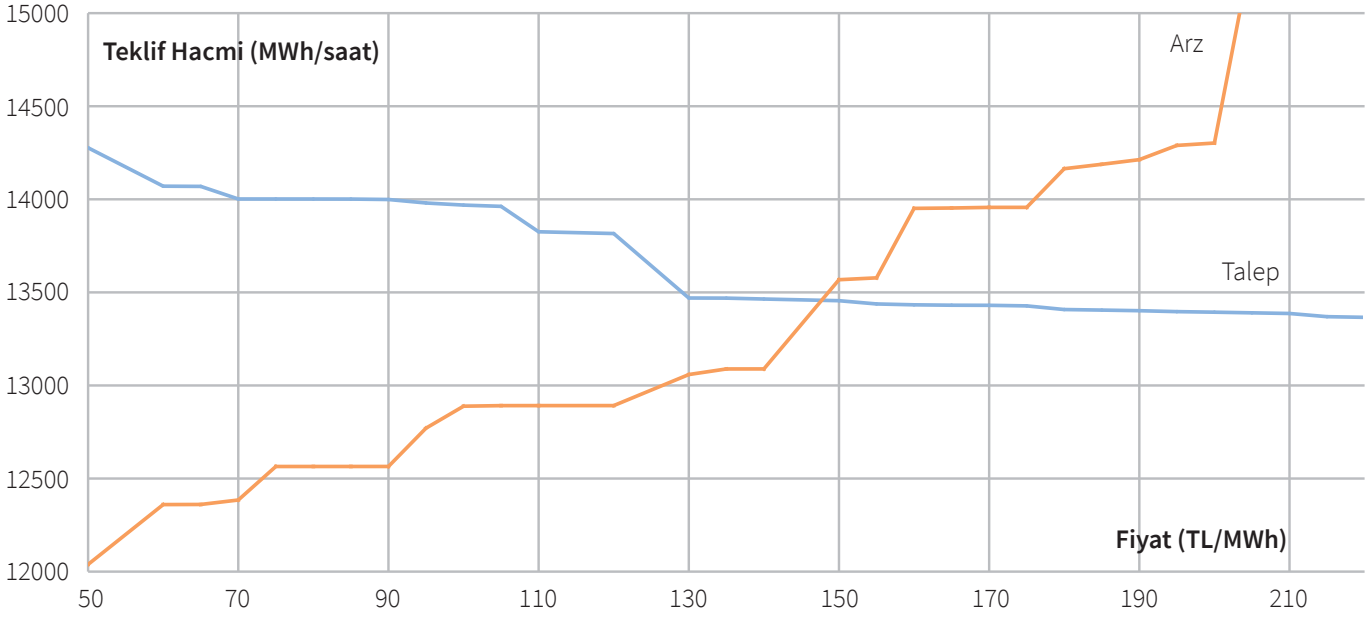
[135] *YEGM Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası: http://www.yegm.gov.tr/MyCalculator/Default.aspx*
[136] *Avrupa güneş ışıması haritası, Avrupa Komisyonu Ortak Araştırma Merkezi Enerji ve Taşımacılık Enstitüsü Fotovoltaik Coğrafi Bilgi Sistemi (PVGIS) "http://www.eborx.com/download/en/data/European-Solar-Irradiation-kWh-m2.pdf"*
[137] *Uluslararası Güneş Enerjisi Topluluğu Türkiye Bölümü (GÜNDER) İnternet sitesi: http://gunder.org.tr/*

A-1.2. Türkiye'de enerji piyasası ve dağıtım

2001 tarihli Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile Türkiye'de toptan elektrik piyasası kurulmuştur[138]. EPK, Türkiye enerji sektöründe rekabeti sağlamanın en iyi yolu olarak, ikili anlaşmalara dayanan bir piyasa yapısı öngörmüştür (EPDK, 2003). EPK'nun yürürlüğe girişinin ardından Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuştur ve daha öncesinde dikey-bütünleşik (vertically bundled) olan üretim ve iletim alanları birbirinden ayrılmıştır.

Elektrik piyasası, Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi tarafından yönetilen bir Enerji Ticareti Borsası üzerine kurulmuştur. Bu piyasanın temel görevi, mevcut enerji üretiminin ekonomik olarak en verimli biçimde nasıl dağıtılacağını belirlemektir. Enerji üreticileri marjinal maliyetler oranında teklif verdikçe, buna göre bir arz talep eğrisi oluşturulmakta ve enerji üreticileri verdikleri tekliflere göre, belirli bir saat için oluşan talep karşılanana dek üretim siparişi almaktadır. Bu, gün öncesi piyasa takas fiyatında şebeke ve güvenilirlik yükleri dikkate alınmamaktadır[139].

Şekil 68'de yer alan örnek, piyasa takas fiyatının nasıl belirlendiğini göstermektedir. Piyasa takas fiyatı, gün öncesi piyasasında, üreticilerin teklifleri ve tüketicilerin belirli bir saat içindeki talepleri doğrultusunda belirlenmektedir. Talep istekleri ve üretici tekliflerinin kesiştiği noktalar, o saatin takas fiyatını göstermektedir.

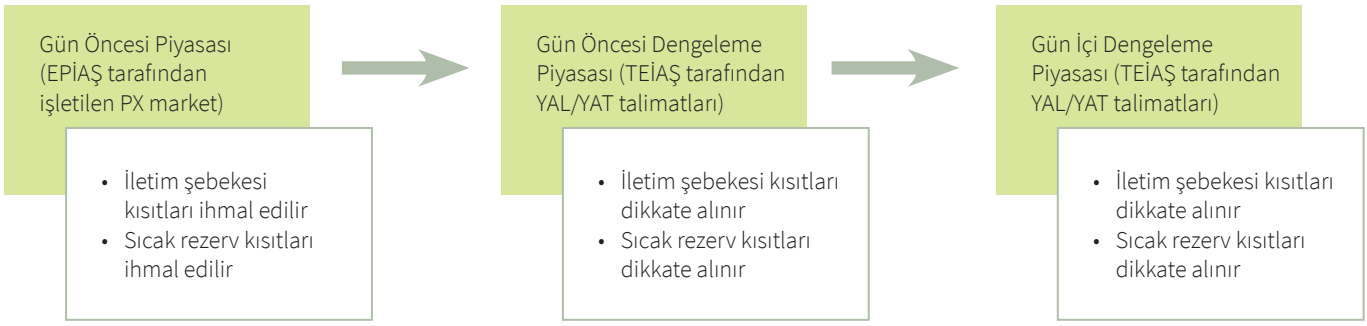


Şekil 68. *Gün öncesi piyasa takas fiyatının saatlik olarak nasıl oluştuğunu gösteren bir örnek*[140]

Güvenlik ve güvenilirlik kriterleri yalnızca piyasa takasının ardından gelen ikinci bir adımda dikkate alınmaktadır: Enerji santrallerinin devrede olma ve üretim durumu, TEİAŞ'ın Milli Yük Tevzi Merkezi tarafından gün öncesi ve gün içi dengeleme piyasalarında, Şekil 69'da gösterildiği şekilde belirlenmektedir[141]. Şebeke yönetmeliğinde belirtilen güvenlik kriterleri[142], N-1 kısıtı kriteri üzerine kuruludur: Herhangi bir şebeke ekipmanının arızası durumunda sistemin tamamının etkilenmeden çalışmaya devam etmesi sağlanmalıdır. Bunun yanı sıra;

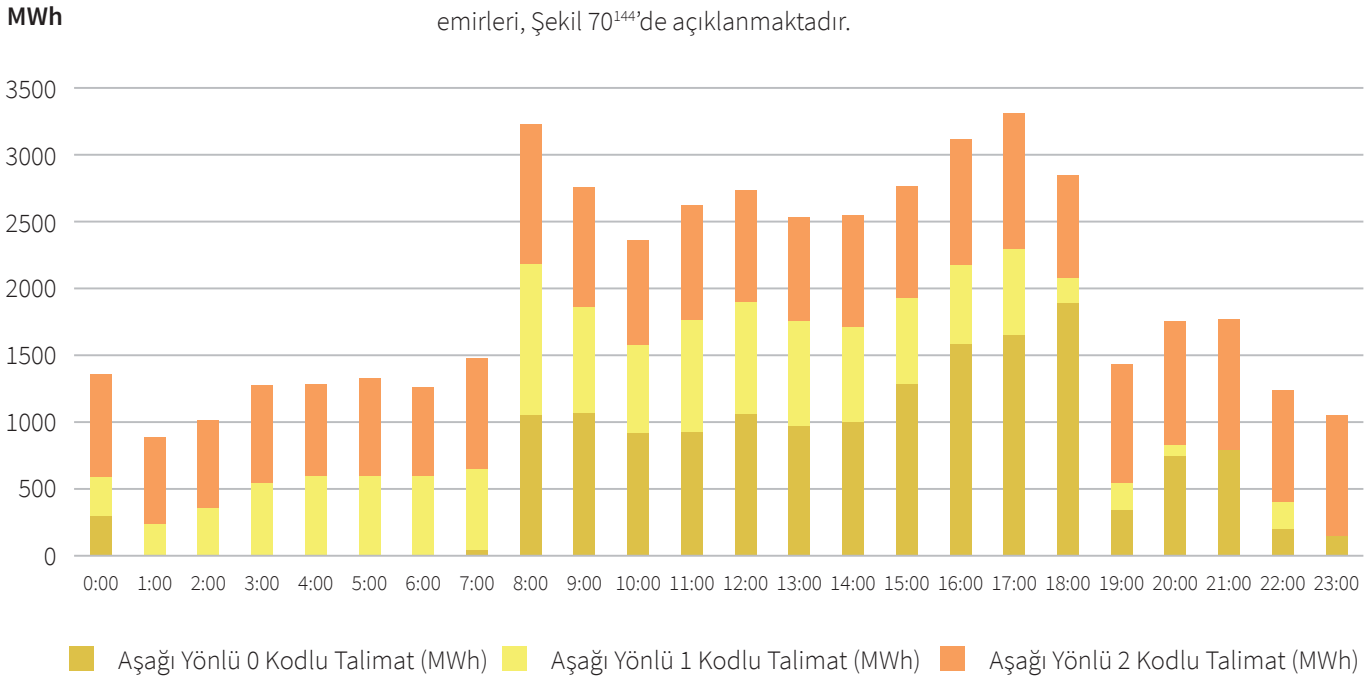
[138] *EPDK: Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı www.epdk.org.tr*
[139] *Gün öncesi elektrik piyasası: Piyasa takas fiyatı belirleme yöntemi https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2016/03/public_document_v4_released.pdf*
[140] *EPİAŞ Şeffaflık platformu, EPİAŞ 2017: https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/*
[141] *TEİAŞ Türkiye Elektrik Piyasası: https://teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/piyasa-raporlari*
[142] Şebeke yönetmeliğine şu adresten ulaşılabilir: *http://www.epdk.org.tr/TR/Dokumanlar/Elektrik/Mevzuat/Yonetmelikler*

ENTSO-E tarafından yayınlanan düzenlemelerde belirtildiği üzere, yeterli miktarda kullanılabilir sıcak rezerv dahil olacak şekilde güvenilirlik kriterinin yerine getirilmesi gerekmektedir.[143]



Şekil 69. *TEİAŞ'ın gün öncesi ve gün içi dengeleme piyasalarındaki sorumlulukları*

Gerektiğinde belirli bir saat için arz-talep dengesini sağlayabilmek (0 kodlu talimat adı verilir), hatta aşırı yüklenme (yoğunluk) sebebiyle oluşan şebeke kısıtlamalarını ortadan kaldırmak (1 kodlu talimat) ya da sıcak rezerv gereksinimlerini karşılamak (2 kodlu talimat) için farklı YAL/YAT talimatları verilmektedir. Mevcut piyasa kurallarına göre YAL/YAT talimatı masrafları, sistem marjinal fiyatları (system marginal prices, SMP) olarak tanımlanmakta ve piyasadaki tüm katılımcılara, tüketimleri ve enerji satın alma anlaşmalarındaki puant talep seviyeleri uyarınca dağıtılmaktadır. 21 Ocak 2017 olarak belirlenen örnek gün için sözü edilen farklı kodlara göre verilmiş YAL/YAT talimatı emirleri, Şekil 70[144]'de açıklanmaktadır.



Şekil 70. *YAL/YAT talimatları, 21 Ocak 2017*

Sistem operatörü TEİAŞ; piyasa katılımcılarının sistem yükünü dengelemek için verdiği tekliflerle, darboğaz yönetimi ve sistem güvenlik ve güvenilirliğinin sağlanması için kaynakların kısa vadeli piyasalarda (gün öncesi ve gün içi dengeleme piyasaları) YAL/YAT talimatı verilerek işletim masraflarının yönetiminde aktif rol almaktadır.

[143] *ENTSO-E Yük Frekansı Kontrolü ve Rezervler Konusunda Şebeke Yönetmeliği (LFCR): https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/load-frequency-control-reserves/Pages/default.aspx*
[144] *EPİAŞ Şeffaflık Platformu: https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/*

A-1.3. Türkiye'nin elektrik iletim sisteminin temel özellikleri

Ülkenin farklı bölgelerini birbirine bağlayan, örneğin ülkenin doğusunda üretilen hidroelektrik enerjisinin batıda yer alan ana talep merkezlerine taşınması gibi uzun mesafeli elektik taşımacılığını sağlayan iletim şebekesi, elektrik sistemlerinin omurgası niteliğindedir. Şekil 71'de görüldüğü üzere, Türkiye'de iletim şebekesi 400 kV'lık sistemin yanı sıra önemli iletim fonksiyonlarını kapsayan 154 kV'lık sistemden[145] meydana gelmektedir. Dolayısıyla, bu çalışmada her iki sistem de analiz edilmiştir. Bir kamu iktisadi kuruluşu olan TEİAŞ, Türkiye'de bulunan iletim tesislerinin tek sahibi konumundadır ve hem iletim altyapısına yapılan yatırımlardan hem de sistemin yönetiminden sorumludur. Bu sebeple, şirket EPDK tarafından, maliyet bazlı gelir tavanı yöntemi uyarınca düzenlenmektedir.[146]

Şekil 71. *Yüksek gerilim iletim şebekesi, enterkonneksiyonlar, termik ve hidroelektrik santraller haritası (TEİAŞ, 2016)*

TEİAŞ'ın görevi, sistemini güvenli bir şekilde yönetmek ve piyasadaki katılımcıların ihtiyaçları uyarınca sistemini genişletmektir. TEİAŞ, görevlerini yerine getirmek için detaylı yatırım planları ve sermaye harcama bütçesi hazırlamaktadır. Planlar ve bu planların sermayeleri ise Türkiye'nin denetleme kurumu tarafından değerlendirilmektedir. Önerilen yıllık yatırım maliyeti ise iletim sistemi kullanım bedelleriyle (yani erişim ücretleriyle) karşılanmaktadır[147].

Türkiye elektrik tedariki açısından büyük oranda kendine yeten bir ülke olurken, komşu ülkelerle yapılan alışveriş sayesinde yerel seviyede arz ve talep dengelenmektedir.

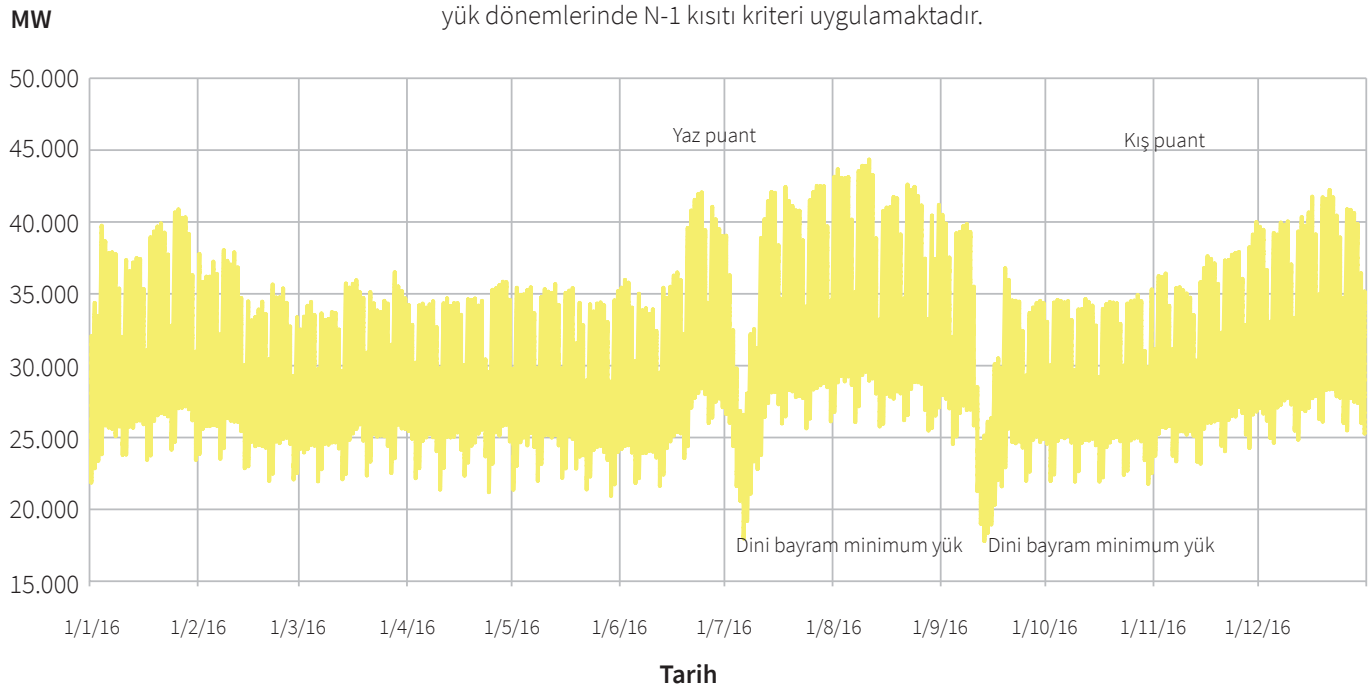
2016 yılında Türkiye'nin toplam elektrik ithalat ve ihracat miktarları sırasıyla 6,4 TWh ve 1,4 TWh olmuştur[10]. Kısacası, 2016 yılında net ithalat, toplam tüketimin (278,4 TWh) %1,8'ine tekabül eden 5 TWh olmuştur. Türkiye elektrik tedariki açısından büyük oranda kendine yeten bir ülke olurken, komşu ülkelerle yapılan alışveriş sayesinde yerel seviyede arz ve talep dengelenmektedir.

Türkiye'nin elektrik enerji sistemi, Eylül 2010 tarihinden beri Bulgaristan (iki hat) ve Yunanistan'la (bir hat) 400 kV iletim hatları aracılığıyla ENTSO-E ile senkronize hale getirilmiştir. ENTSO-E sistemiyle yapılan enterkonneksiyonun temel avantajları arasında, şebeke frekans kararlılığı ve sıcak rezervlerin ENTSO-E ülkeleri arasında paylaşımı yer almaktadır. Hatların termik kapasitesi 1.500 MW'ı aşsa da, dinamik kaygılar ve Balkan bölgesindeki şebeke kısıtları sebebiyle iletimler sınırlı olmaktadır[148].

[145] *TEİAŞ 2016: http://www.teias.gov.tr*
[146] *EPDK Lisans Yönetmeliği: http://www.epdk.org.tr/TR/DokumanDetay/Elektrik/Mevzuat/Yonetmelikler/Lisans*
[147] *EPDK İletim Tarifeleri: http://www.epdk.org.tr/TR/Dokumanlar/TDB/Elektrik/IletimTarifesi*
[148] *O B Tör, C Gençoğlu, Ö Tanıdır, M E Cebeci, N Güven, "Investigation of necessary Transmission Enforcements at the Balkan Region of ENTSO/E in the sense of Inter-area Oscillations after Interconnection of Turkey," ELECO 2011, 7th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 1-4 December 2011, Bursa, Turkey, pp. 7-12.*

Batıda ise Suriye, İran, Irak ve Gürcistan ile enterkonneksiyonlar bulunmaktadır. Ancak sistemler senkronize değildir ve bu sistemlerle yapılan etkileşim kontrollü yapılabilmektedir: Irak ve Suriye'ye yapılan enerji ihracatı ve İran'dan yapılan ithalatlar 400 kV sistemleri yoluyla izole durumdadır. Gürcistan ile yapılan enerji ticareti 2014 yılında sınıra yakın konumda bulunan kontrollü, sıralı yüksek gerilimli doğru akım (High voltage direct current, HVDC) dönüştürücüleriyle başlatılmıştır.

Planlama amacıyla ve şebeke takviyelerini belirleyebilmek için TEİAŞ 400 kV ve 154 kV şebekelerde yazın ve kışın oluşan puant seviyelerin yanı sıra ilkbahardaki minimum yük dönemlerinde N-1 kısıtı kriteri uygulamaktadır.



Şekil 72. *Yaz ve kış dönemi puant talep ve dini bayramlarda minimum talep, 2016*

Türkiye elektrik sisteminin bir diğer özelliği ise çoğunlukla elektrik ark fırınları nedeniyle göreceli olarak yüksek yük değişimleri meydana gelmesidir.[149] Eritme işlemi sırasında birkaç yüz megavatlık üretim kapasitesine ihtiyaç duyan ark fırınları, ülke çapında dağılmış durumdadır. Bu fırınlar genellikle yükte rastgele ve keskin değişimlere sebep olarak, Türkiye'de enterkonneksiyon hatlarında güç iletimini ve alan kontrol hatasını (Area control error, ACE) etkilemektedir. Türkiye ile Yunanistan ve Bulgaristan arasında bulunan enterkonnektörlerdeki güç iletiminde toplam değişim bazen, özellikle bu büyük sanayi yükleri çakıştığı zaman, 30 saniyeden kısa bir sürede 900 MW'ı aşmaktadır. Bu yük değişimleri genel olarak ENTSO-E eylemsizlik momenti sayesinde, otomatik üretim kontrolü (Automatic generation control, AGC) aracılığıyla frekans kontrolü müdahale edene kadar dengelenmektedir. Talepteki bu hızlı değişimler, TEİAŞ'ı büyük miktarda frekans kontrol rezervi kullanmak zorunda bırakmaktadır. Dolayısıyla, operatörler sürekli olarak yukarı/aşağı yönlü olarak kullanılabilir rezervi ve talepteki değişimleri gözlemlemekte ve bunlar üzerinde son derece hassas bir şekilde çalışmaktadır. Bu nedenle yeterli sıcak rezerv bulundurmak ve esnek üretimi sağlamak, iletim sistemi operatörü için büyük bir endişe kaynağıdır.[150] Bu durum çalışmada, ENTSO-E frekans kontrol performans kriterini yerine getirmek için gereken hızlı sıcak rezerv gereksinimlerini hesaplayıp modelleyerek ele alınmaktadır.[151]

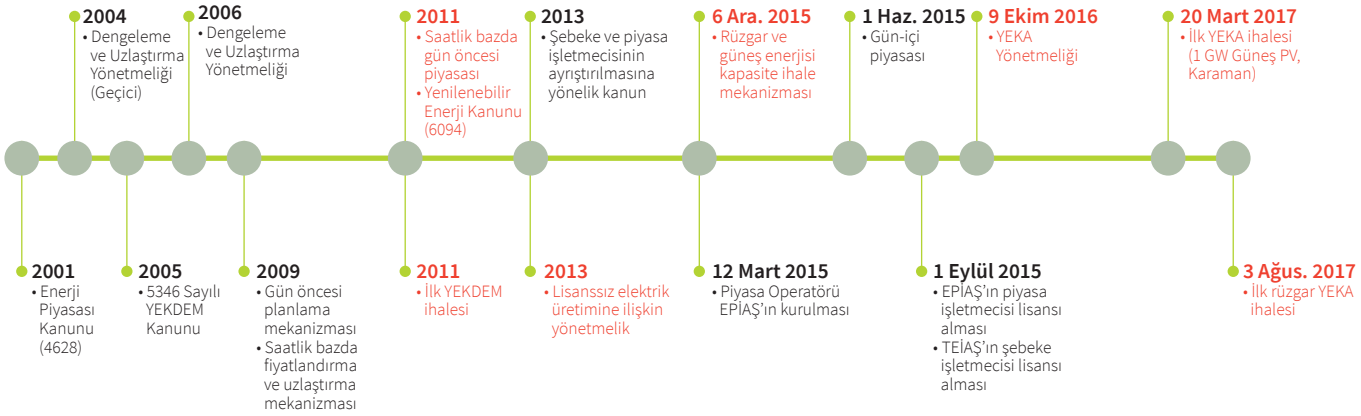
[149] *Ö. Tanıdır, O. B. Tör, "Accuracy of ANN based day-ahead load forecasting in Turkey's power system: degrading and improving factors," Neural Network World, 4/15, 2015, pp. 443-456.*
[150] TEİAŞ bu endişesini, paydaşlarla yapılan toplantılarda özellikle dile getirmiştir.
[151] *ENTSO-E Secretariat, "ENTSO\E Operational Handbook, P1 – Policy 1: Yük Frekans Kontrolü ve Performansı [C]]", 2004, aşağıdaki adresten ulaşılabilir: https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx*

A-1.4. Yenilenebilir enerji yatırımına yönelik düzenleyici çerçeve

2023 hedefi kapsamında Türk hükümeti enerji sektörünün yenilenebilir kaynak bölümü için bir dizi hedef belirlemiştir. Temel hedef, 2023 yılına dek elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların payını en az yüzde 30'a çıkarmayı amaçlamaktadır. Kaynak başına aşağıdaki hedefler belirlenmiştir:

- 34 GW hidroelektrik kapasitesi
- 20 GW rüzgâr kapasitesi
- 5 GW güneş kapasitesi

Bu hedeflere ulaşmak için temel gereksinim ise elektrik piyasasında yenilenebilir üretimin desteklenmesidir. Bunu gerçekleştirebilmek için, Şekil 73'de gösterildiği üzere, yenilenebilir enerji konusunda ilk yasanın yürürlüğe girdiği 2005 yılından beri önemli reformlar gerçekleştirilmiştir.[152]



Şekil 73. *Türk Elektrik Piyasası Reformları ve Yasaları, 2001-2017*

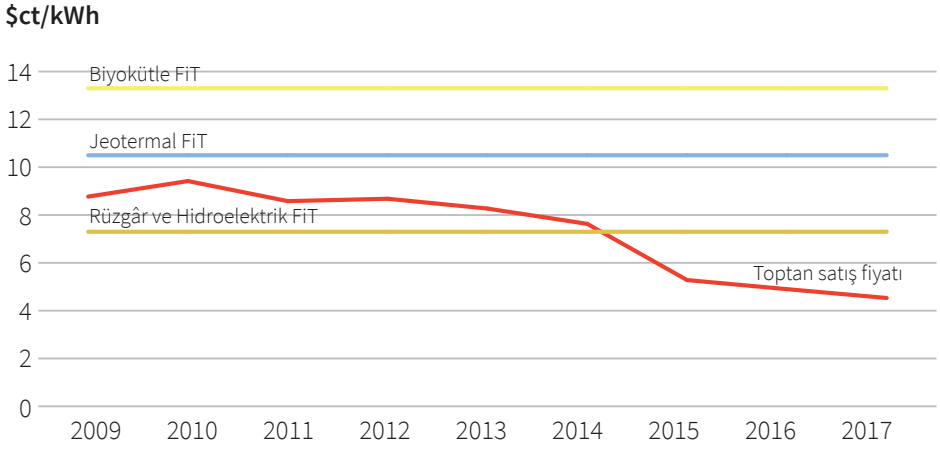
Yasal durum ve özellikle şebekeye satış tarifesi seviyeleri, yatırımcılar tarafından yeterince ilgi çekici bulunmadığı için yenilenebilir kaynaklara yapılan yatırımlar 2005 ve 2010 yılları arasında sınırlı kalmıştır. Yatırımı canlandırmak amacıyla Türk hükümeti yürürlükteki 5346 sayılı kanunu 2010 yılında düzenlemeye karar vermiş ve daha cazip sabit fiyat ve alım garantileri sağlamıştır. 6094 sayılı Kanun uyarınca, teknoloji bazlı şebekeye satış tarifesi (FiT) uygulamaya konmuştur. Bu nedenle, FiT, 31 Aralık 2020 yılından önce devreye alınan yenilenebilir kaynak tesisleri için Tablo 8'de gösterilen tarifelerle (döviz kuru risklerini önlemek amacıyla ABD doları ($) cinsinden fiyat verilmiştir) on yıllık bir süre için sağlanmıştır.[153] Bunun yanı sıra, yerel katma değeri teşvik etmek adına yerli kurulumlara yönelik avantajlar sunulmaktadır (bkz. Tablo 8).

Tablo 8. *2011 yılında yayınlanan 6094 no'lu kanun sonrası şebekeye satış tarifesi*[154]

Yenilenebilir Enerji Tipi	Şebekeye Satış Tarifesi ($ct/kWh)	Yerli melzeme kullanım desteği ($ct/kWh)	Toplam ($ct/kWh)
Hidroelektrik	7,3	2,3	9,6
Rüzgâr	7,3	3,7	11
Jeotermal	10,5	6,7	20
Biyokütle	13,3	9,2	22,5
Güneş	13,3	5,6	18,9

[152] *TEİAŞ: https://www.teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/piyasa-raporlari*
[153] *IEA 2016: IEA Ülkelerinin Enerji Politikaları: 2016 Türkiye Değerlendirmesi.*
[154] *YEGM: 5346 Sayılı Kanun: YEK'in Elektrik Enerjisi Üretimi için Kullanımı. http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/y_mevzuat.aspx; yerek içerik desteği beş yıl ile sınırlıdır.*

2013 yılında EPDK, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizmasının (YEKDEM) yenileceğini duyurmuştur. EPDK tarafından atanan perakende satış şirketlerinin, bu mekanizmaya bağlı üreticilerin ürettiği elektriği satın alması istenmiştir. Yenilenebilir kaynak yatırımcıları her yılın Ekim ayında, bir sonraki yıl (dengeleme gereksinimleri de bulunan) gün öncesi piyasası rejimine göre mi yoksa (piyasada alım satımı yapmak yerine ve dengeleme gereksinimleri olmadan) şebekeye satış tarifesi planına göre doğrudan satış yöntemiyle mi çalışacaklarını belirleyebilmektedir. Geçmişteki yüksek piyasa fiyatlarıyla, çoğu rüzgâr ve hidroelektrik yatırımcısı ilk başta piyasa rejimine göre çalışmayı tercih etmekteydi; ancak 2015 yılından itibaren (Şekil 74), toptan fiyatlar şebekeye satış tarifesi fiyatlarının altına düştüğünde bu yatırımcıların hemen hepsi şebekeye satış tarifesine geçiş yapmıştır.



Şekil 74. *Ortalama toptan piyasa fiyatları ve FiT, 2009-2017*[155]

Türk piyasa düzenleme kurumuna göre 1 MW'ı aşkın kurulu gücü olan enerji santrallerinin EPDK'dan üretim lisansı almaları gerekmektedir. 1 MW maksimum kurulu gücü olan üretim tesisleri, lisanslama işlemleriyle uğraşmak zorunda kalmadan şebekeye satış tarifesinden yararlanabilmektedir. Özellikle şebeke bağlantısı için açık artırma yöntemi, büyük güneş enerjisi yatırımları için ciddi bir engel haline gelmiştir. Bunun nedeni, sınırlı sayıda kapasite bulunan şebeke bağlantısı izinlerine odaklanıp daha sonra da güneş enerjisi sistemlerinde, kendi tekliflerini ekonomik olarak avantajlı hale getirecek olan fiyat düşüşlerini beklerken bu izinlerin kullanımı erteleyen teklif sahipleridir. Bunun sonucunda ise şimdiye dek yapılan hemen hemen tüm güneş enerjisi yatırımları bu "lisanssız rejim" içerisinde gerçekleştirilmiştir.

Yenilenebilir kaynaklar ile ilgili tüm üretim yatırımları için yürürlüğe konan ilave teşviklerin içeriğinde ise devreye alındıktan sonra 10 yıl boyunca maliye ve kira bedellerinde %85 indirim; üretime başladığı ilk sekiz yıl için lisans bedellerinde ve yıllık lisans bedellerinde %99 indirim; şebeke bağlantı önceliği ve KDV/gümrük vergi muafiyeti gibi kalemler yer almaktadır.

Güneşe destek tasarıları Türkiye'de yenilenebilir kaynak yatırımlarını artırmış olsa da hala yatırımların önünü kesen ciddi engeller bulunmaktadır.

Güneşe destek tasarıları Türkiye'de yenilenebilir kaynak yatırımlarını artırmış olsa da hala yatırımların önünü kesen ciddi engeller bulunmaktadır. Bunlar, sabit fiyat ve alım garantisi tarifelerinin 10 yıllık kısa vadeli oluşu (çoğu ülkede şebekeye satış tarifesi 15-20 yıllıktır) ve 2020 sonrası dönemle ilgili belirsizliklerle alakalı engellerdir. YEKDEM'e katılan üreticilerinin dengeleyici sorumluluğunun bulunmaması, sistemin genel maliyetini artırmakta ve yenilenebilir kaynaklar aleyhine maliyet tartışmalarını zayıflatmaktadır.

[155] Toptan fiyatı ABD Dolar ($) cinsinden hesaplamak için, aşağıdaki veri kaynakları kullanılarak yıllık ortalama döviz kuru hesaplanmaktadır; *https://evds2.tcmb.gov.tr, https://rapor.epias.com.tr/rapor/xhtml/ptfSmfDonemlik.xhtml*

2017 yılında, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimin maliyetini azaltmak ve yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi sağlayan varlıkların yerli üretimini teşvik etmek amacıyla yenilenebilir kaynaklar için yeni bir model olan YEKA mekanizması başlatılmıştır. Yenilenebilir enerji üretimine çok uyumlu olarak belirlenen kamu ve kamu iktisadi arazileri YEKA olarak tanımlanabilmektedir. YEKA kapsamında büyük bir rüzgâr ya da güneş enerjisi üretim kapasitesi (ilk iki ihalede 1 GW olmak üzere) ihaleyle tek bir özel konsorsiyuma verilmektedir. Ölçek ekonomisi sağlayan yatırımın boyutunun ötesinde, yatırımcılar ek muafiyetlerden yararlanmaktadır:

- Yenilenebilir kaynak yatırımlarında, yatırım maliyetleri (ithal güneş panelleri teşvik kapsamında bulunmamaktadır) için gümrük vergisi ve katma değer vergisi muafiyeti,
- Faaliyetlerin ilk sekiz yılı boyunca düşük lisans bedelleri (lisans bedellerinin yalnızca %10'u) ve yıllık lisans bedeli muafiyeti,
- Şebeke bağlantı öncelikleri,
- Basitleştirilmiş proje hazırlama ve arazi devir işlemleri,
- Yatırım ve faaliyet döneminin ilk on yılı için irtifak hakkı bedeli, kullanım hakkı ve kiralama için %85 indirim uygulanması.

2017 yılında yapılan YEKA ihaleleri, Türkiye'nin yerli ve yenilenebilir kaynak stratejisiyle uyumludur.

2017 yılında yapılan YEKA ihaleleri, Türkiye'nin yerli ve yenilenebilir kaynak stratejisiyle uyumludur.[156] Rüzgâr enerjisi ihalesi ise Siemens, Türkerler ve Kalyon ortaklığında oluşturulan konsorsiyumun teklif ettiği oldukça rekabetçi 3,48 $ct/kWh elektrik fiyatıyla sonuçlanmıştır.[157] Bu fiyat, YEKDEM rejiminden 10,3 $ct/kWh düşük ve 2017 spot piyasa fiyatının %40 altında yer almaktadır.

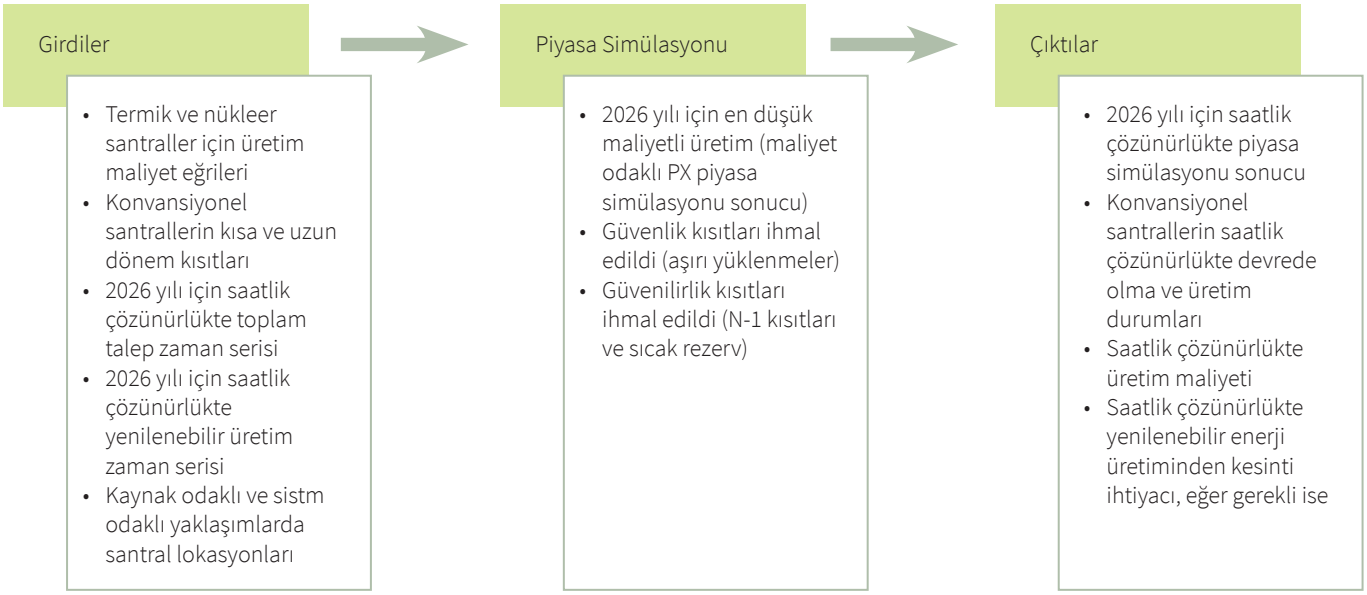
2017'de gerçekleştirilen 1 GW Karapınar güneş enerjisi YEKA ihalesini ise en düşük 6,99 $ct/kWh elektrik fiyatı teklif eden Kalyon-Hanwha Group konsorsiyumu kazanmıştır. Karapınar güneş enerjisi projesi kapsamında, Türkiye'de yıllık minimum 500 MW modül üretim kapasitesine sahip bir fabrika inşa edilecek ve sonraki 10 yıl boyunca araştırma ve geliştirme faaliyetleri gerçekleştirilecektir[158].

[156] *Elektrik enerjisi piyasası ve arz güvenliği strateji belgesi (2009) (2009) http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FBelge%2FArz_Guvenligi_Strateji_Belgesi.pdf*
[157] Yakın zamanda yeni rüzgâr enerjisi yatırımı yarışması için yapılan ön lisans başvuruları, dağıtılan kapasitenin neredeyse %90'ı için negatif fiyatlarla sonuçlanmıştır. Minimum fiyat -2,87 $ct/kWh
[158] *http://www.enerji.gov.tr/*

EK 2. Yöntem ve Önemli Varsayımlar

A-2.1. Piyasa simülasyonu yaklaşımı ve ana girdiler

Bu bölüm, çalışmadaki piyasa simülasyonu yaklaşımının detaylarını belirtmektedir. Piyasa simülasyonunda enerji sisteminin arz-talep dengesi, Şekil 75'te resmedilen bir optimizasyon süreci aracılığıyla 2026 hedef yılı boyunca saatlik olarak minimum üretim maliyeti üzerinden karşılanmıştır. Türkiye gün öncesi enerji ticareti piyasasıyla tutarlı kalmak adına şebeke güvenliği ve güvenilirlik kısıtları ve sıcak rezerv gereksinimleri piyasa simülasyonunda dikkate alınmamıştır. Piyasa simülasyonunun temel girdileri ve çıktıları Şekil 75'te gösterilmektedir.



Şekil 75. *Piyasa simülasyonu algoritmalarının temel girdi ve çıktıları*

Piyasa simülasyonunun objektif fonksiyonu, 2026 hedef yılı boyunca üretimde işletme maliyetini minimum seviyeye indirmektir. Bu işlem, aşağıdaki şekilde formüle edilmektedir (1)[159]

$$Min \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{t=1}^{N_t} [C_1(P(i,t)) * I(i,t) + S(i,t)] \quad (1)$$

Parantez içerisindeki ilk terim, üretim maliyetidir $C_1(P(i,t))$ ve ısı katsayısının (MBTU/h) ünitenin yakıt maliyetiyle ($/MBTU) çarpımı sonucunda elde edilmektedir. İkinci terim, ünitenin kapalı olduğu süreye bağlı olan ünite başlangıç maliyetini temsil etmektedir. Başlangıç maliyeti (2) olarak tanımlanmıştır:

$$S(i,t) = 1(i,t) * [1 - I(i,t-1)] * \left[\alpha_i + \beta_i * \left(1 - exp\frac{-x^{off}(i,t)}{\tau_i}\right)\right] \quad (2)$$

Piyasa simülasyonunun temel kısıtları aşağıda yer almaktadır.

• Sistem gerçek güç dengesi:

$$Min \sum_{i=1}^{N_g} (P(i,t)) * I(i,t) = P_D(t) \qquad t=1, \ldots N_t \quad (3)$$

• Birim üretim limitleri:

$$P_{gmin}(i) \le P(i,t) \le P_{gmax}(i) \qquad i=1, \ldots N_g \qquad t=1, \ldots N_t \quad (4)$$

[159] *Shahidehpour, H. Yamin, Z. Li, "Market Operations in Electric Power Systems," Wiley, 2002.*

• Termik ünite minimum başlangıç çalışma/çalışmama süreleri:

$$[X^{on}(i,t) - T^{on}(i,t)] * [I(i,t-1) - I(i,t)] \geq 0 \quad (5)$$

$$[X^{off}(i,t-1) - T^{off}(i,t)] * [I(i,t-1) - I(i,t)] \geq 0 \quad (6)$$

• Ramp kısıtları:

$$P(i,t) - P(i,t-1) \leq UR(i) \quad \text{as unit ramps up} \quad (7)$$

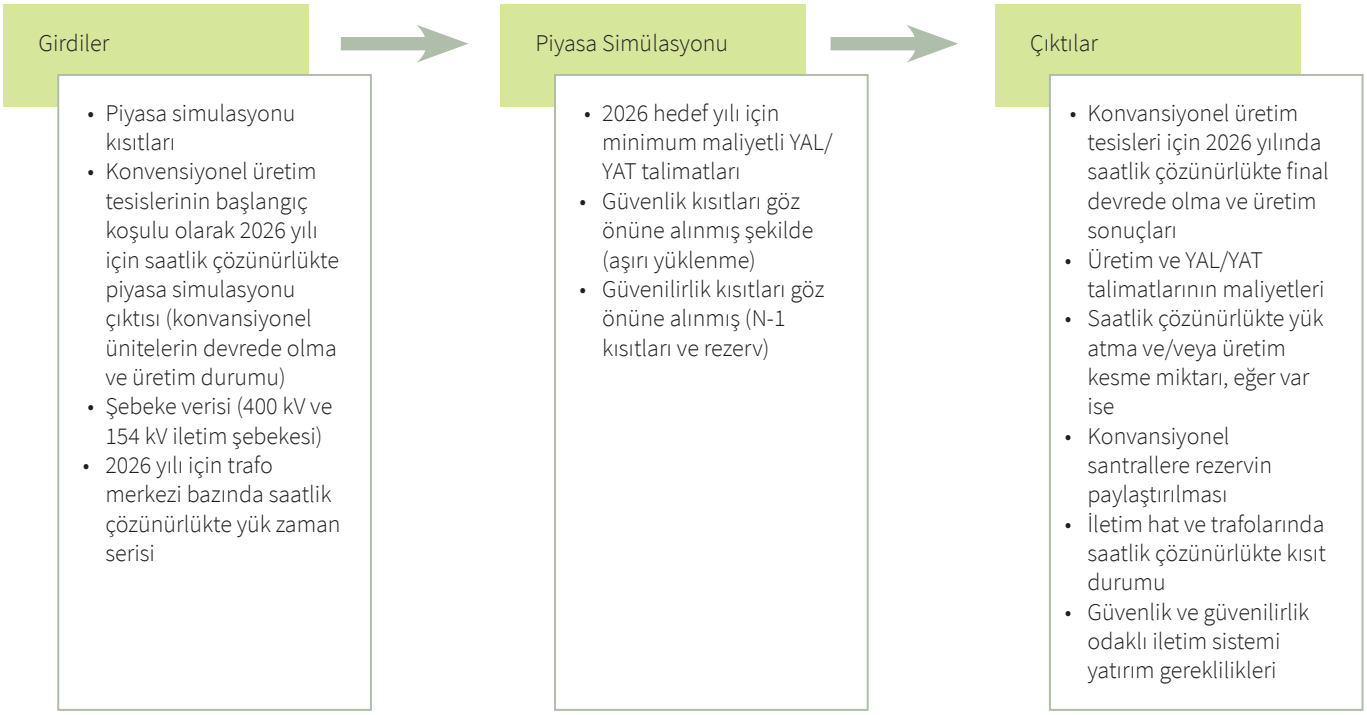
$$P(i,t-1) - P(i,t) \leq DR(i) \quad \text{as unit ramps down} \quad (8)$$

Objektif fonksiyonun diğer kısıtları (1) aşağıdaki alt bölümlerde açıklanmaktadır.

A-2.2. Şebeke simülasyonu yaklaşımı ve önemli girdiler

Şebeke simülasyonu TEİAŞ'ın elektrik sisteminin güvenliğini ve güvenilirliğini garantileyen, uygun bir iletim şebekesi ve sistem yönetimi belirlemesindeki rolünü ortaya koymaktadır. Güvenlik, hatlar ve dönüştürücüler iletim şebekesinde aşırı yüklenmeden arz-talep dengesinin oluşturulmasıyla sağlanmaktadır. Şebekenin güvenilirliği, N-1 kısıtının sağlanması ve gerekli sıcak rezervlerin karşılanmasıyla yerine getirilmektedir. Bu çalışmada kullanılan şebeke simülasyonu yaklaşımının bir akış şeması, Şekil 76'da gösterilmektedir. Akış şemasında resmedildiği üzere, hedeflenen 2026 yılı için 8.760 saat zaman serisi ünite seçimi ve üretim programından oluşan şebeke simülasyonu çıktısı, şebeke simülasyonuna bir girdi olarak verilmektedir.

Yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin kesintisinin yanı sıra yük atma işlemi de şebekede oluşan darboğazları gevşetmek için bir seçenek olarak kabul edilmektedir. Yük atma maliyetinin, arz talep eğrisinde en yüksek sırada olduğu varsayılmaktadır. Yenilenebilir kaynak kesinti maliyeti, yük atma maliyetini takip etmektedir.



Şekil 76. *Şebeke simülasyonu metodolojisinin ana akış şeması*

Sistemde daha çok darboğaz meydana geldikçe, sistem operatörü alternatif bir yöntem olarak ihlalleri ve sistemin ilgili normal işletim maliyetlerini minimum seviyeye indirmek için şebeke iletim kısıtlarını ünite seçimi formülüne ekleme işlemini de göz önünde bulundurmaktadır.

Şebeke simülasyonunun amacı, sistem güvenilirliğinden ödün vermeden minimum üretim maliyetiyle bir ünite seçimi programı oluşturmaktır. Bir sistemin güvenilir olarak kabul edilmesi için iki fonksiyonu karşılaması beklenmektedir: Kapasite yeterliliği ve güvenlik. Puant talebi (kapasite yeterliliği) karşılayabilmek için yeterli miktarda kapasite kaynağının kullanılabilir olması ve sistemin kesinlikle günlük ve saatlik bazda değişimlere ve N-1 kısıtına dayanabilmesi (güvenlik) gerekmektedir. Geleneksel ünite seçimi algoritması; işletme maliyetlerini minimum seviyeye indirmek ve yük dengesi, sistem sıcak rezervi, ramp hızı sınırları, yakıt kısıtları, çeşitli emisyon koşulları ve belirli zaman dilimlerinde minimum çalışma ve çalışmama süre sınırları gibi geçerli kısıtları karşılamak için ünite programları belirlemektedir. Programlı üniteler yük taleplerini karşılamanın yanı sıra mümkün olduğunca, izin verilen sınırları dahilinde iletim akışı ve bara gerilimi sağlamaktadır. Ancak, bağlantılı ünitelerin çoğunun sistemin tek bir bölgesinde yer alması durumunda bütün sistemde şebeke kısıtlarını karşılayabilmek daha zor hale gelmektedir. Sistemde daha çok darboğaz meydana geldikçe, sistem operatörü alternatif bir yöntem olarak ihlalleri ve sistemin ilgili normal işletim maliyetlerini minimum seviyeye indirmek için şebeke iletim kısıtlarını ünite seçimi formülüne ekleme işlemini de göz önünde bulundurmaktadır.

Aşağıda belirtilen yaklaşım bu çalışmada uygulanmıştır. Şebeke simülasyonu, programlama formülünü bileşenlerine ayırarak, Benders ayrışım yöntemine göre bir ana problem ve bir alt problem oluşturmaktadır.[144] Ana problem; şebeke kısıtlarını hesaba katmadan geçerli kısıtlarını kullanarak ilaveli Lagrange gevşemesi yoluyla ünite seçiminin hesaplanmasını kapsamaktadır. Belirli bir ünite seçimi programında alt problem aşağıdaki görevleri yerine getirmektedir:

1. Şebeke ihlallerini minimum seviyeye indirir. Bu çalışmada kullanılan şebeke gibi lineerleştirilmiş şebekelerde alt problem, iletim ve gerilim kısıtlarına karşılık olarak iki küçük alt probleme ayrılır. İletim alt problemi, kararlı durum için iletim akış ihlallerini ve n-1 kısıtlarını ünite üretimi yoluyla minimum seviyeye indirmeyi amaçlamaktadır.
2. Beklenen sunulmamış enerjiyi (Expected unserved energy, EUE) minimum seviyeye indirir. Alt problem, bağlanmış üretim yapan ünitelerin ve faaliyetteki iletim hatlarının zorla devre dışı olma oranlarını dikkate alır ve sunulmamış enerjiyi minimum seviyeye indirmek için kullanılabilir kontrol tesislerini buna göre ayarlar.

İki görevde de, alt problemlerde bir ihlal belirlendiğinde Benders ayrışımları oluşturulur. Benders ayrışmaları aracılığıyla, tüm kısıtlamalar yerine getirilirken ana problemdeki ünite seçimi minimum maliyetli üretim programı sağlayabilmek için tekrarlanarak çözülür.

Şebeke simülasyonunun objektif fonksiyonu ve kısıtları, piyasa simülasyonundakilerle birebir aynıdır (1)-(8). (1)-(8)'e ek olarak, aşağıdaki sistem kısıtları da probleme dahil edilmiştir:

• Sistem Sıcak Rezerv Gereksinimleri

$$\sum_{i=1}^{N_g} r_s(i,t) * I(i,t) \geq R_s(t) \qquad t=1, \ldots N_t \tag{11}$$

$$r_s(i,t) = min\{10 * MRS(i), P_{gmax}(i) - P(i,t)\} \tag{12}$$

nerede,

• *k* Barasından *m* Barasına İletim Akış Limiti

$$- P_{km}^{max} \le P_{km}(t) = f(P(t) \le P_{km}^{max} \qquad t=1, \ldots N_t \tag{13}$$

t zamanında $\boldsymbol{P}(t)$'nin gerçek güç üretim vektörü olduğu durum.

• Reaktif Enerji İşletme Rezervi Gereksinimi

$$\sum_{i=1}^{N_g} Q_{gmax}(i) * I(i,t) \ge Q_D(t) \qquad t=1, \ldots N_t \tag{14}$$

• Reaktif Enerji Üretim Sınırları ve Yük Bara Dengesi

$$Q_G^{min} I(t) \le Q_G(t) = F_1(V) \le Q_G^{max} I(t) \qquad t=1, \ldots N_t \tag{15}$$

$$Q_L(t) = F_2(V) \qquad t=1, \ldots N_t \tag{16}$$

t zamanında $\boldsymbol{I}(t)$'nin ünitenin devrede olma durumu vektörü olduğu durum

• Sistem Gerilim Limitleri

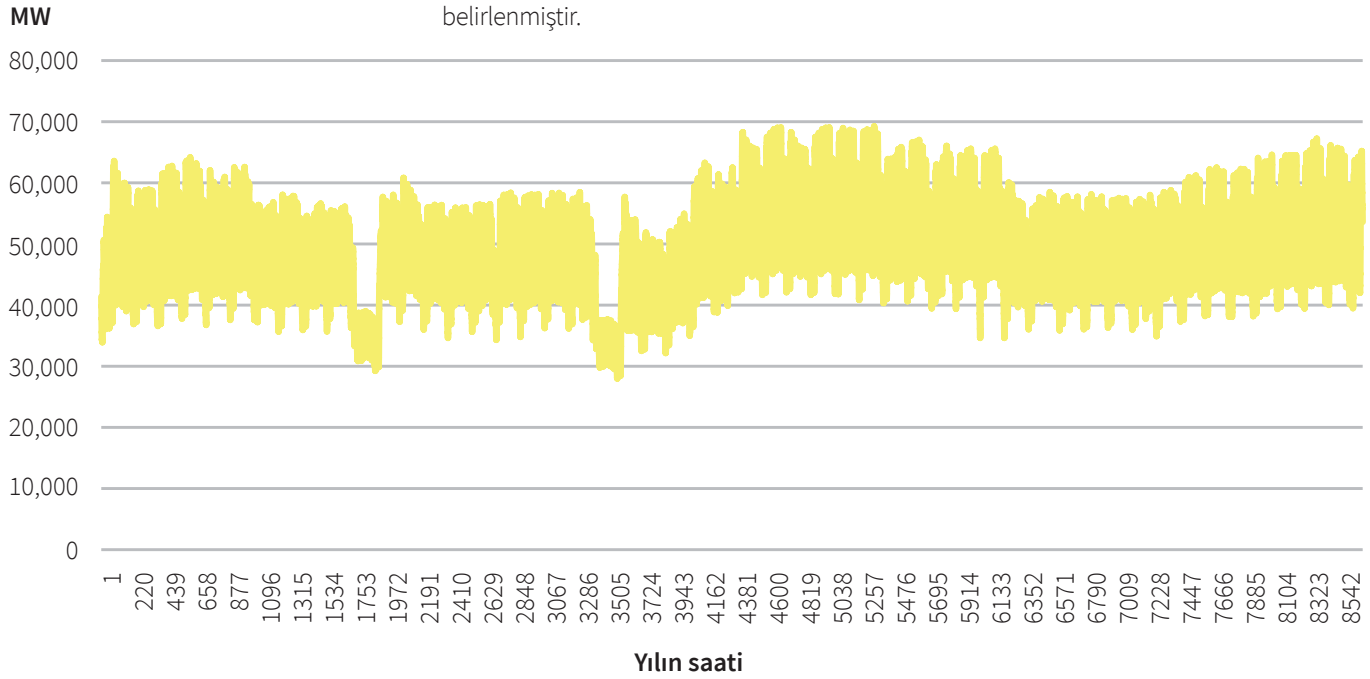
$$V^{min} \le V \le V^{max} \tag{17}$$

A-2.3. Temel model hazırlama varsayımları

A-2.3.1. Tüm senaryolarda sabit olan parametreler

A-2.3.1.1. Talep ve puant yük

2016 ve 2026 yılları arasında oluşacak ortalama yıllık talep ve puant yük artışının, yukarıdan aşağı ve aşağıdan yukarı yaklaşımların birleşimi baz alınarak hesaplandığında %5,13 olması tahmin edilmektedir.[160] Ülkedeki toplam tüketim ve puant talebin sırasıyla, 2016'da görülen yaklaşık 280 TWh ve 44,5 GW değerlerinin de üzerinde, 439 TWh ve yaklaşık 70 GW olması beklenmektedir. Saatlik talep çözümü Şekil 77'de gösterilmektedir. Bu her yıl 10-11 gün kayarak, takvim yılı boyunca ilerleyen iki büyük bayram dönemi haricinde, günlük asgari yükü belirlemektedir. Ülkedeki talepte, bu dönemlerde ciddi düşüş olması nedeniyle minimum günlük yük, bu iki büyük dini bayram dönemine göre belirlenmektedir.[161] Bu veriler 2026 yılı için buna göre belirlenmiştir.



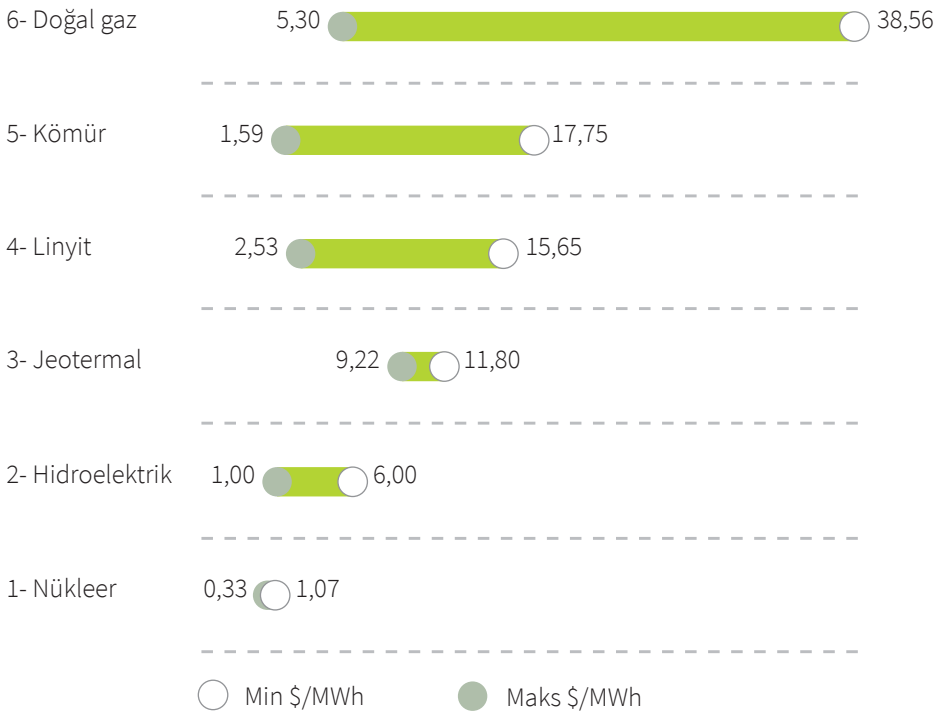
Şekil 77. *2026 yılında Türkiye'nin varsayılan saatlik bazda toplam talep tahmini*

[160] *F. Tursun, M. E. Cebeci, O. B. Tör, A. Şahin, H. G. Taşkın, A. N. Güven, "Determination of zonal power demand S-curves with GA based on top-to-bottom and end-use approaches," IEEE PES ICSG 2016.*

[161] YEK üretiminin YEK üretimi seviyesine göre kesintiye uğraması gerekebilmesi sebebiyle bu süreler, bu çalışma için önem arz etmektedir.

A-2.3.1.2. Elektrik santrallerinin arz eğrisi

Şebekenin analizin yapabilmek için gerekli olan enerji santralleri dağıtım modelini hazırlarken gerçekçi olabilmesi için çalışmada, enerji santrallerinin kısa dönem marjinal maliyetlerinin (short run marginal cost, SRMC) baz alındığı bir arz eğrisi oluşturulmuştur. Bu amaçla çalışmanın merkezinde enerji santrallerinin mutlak üretim maliyetleri değil, enerji santrallerinin göreceli maliyetleri yer almaktadır. SRMC birincil enerji kaynağına, kapasite büyüklüğüne ve santrallerinin yaşına bağlıdır. Şekil 78'de çalışmada farklı enerji santrali tipleri için varsayılan SRMC aralıkları gösterilmektedir. Aynı tip santraller için SRMC aralıklarını belirlerken aşağıdaki varsayımlar belirlenmiştir: Kapasite arttıkça, ölçek ekonomisine ulaşılması sayesinde SRMC düşer ve enerji santralleri ne kadar yeni kurulmuşsa verimliliği de o kadar yüksektir. Bu varsayımlar uyarınca aynı yakıtla çalışan enerji santrallerinde, daha yakın zamanda kurulan enerji santralleri eskilere göre daha verimli olmaktadır. SRMC'ler her santral için tek tek, bu genel varsayımlar baz alınarak belirlenmiştir.



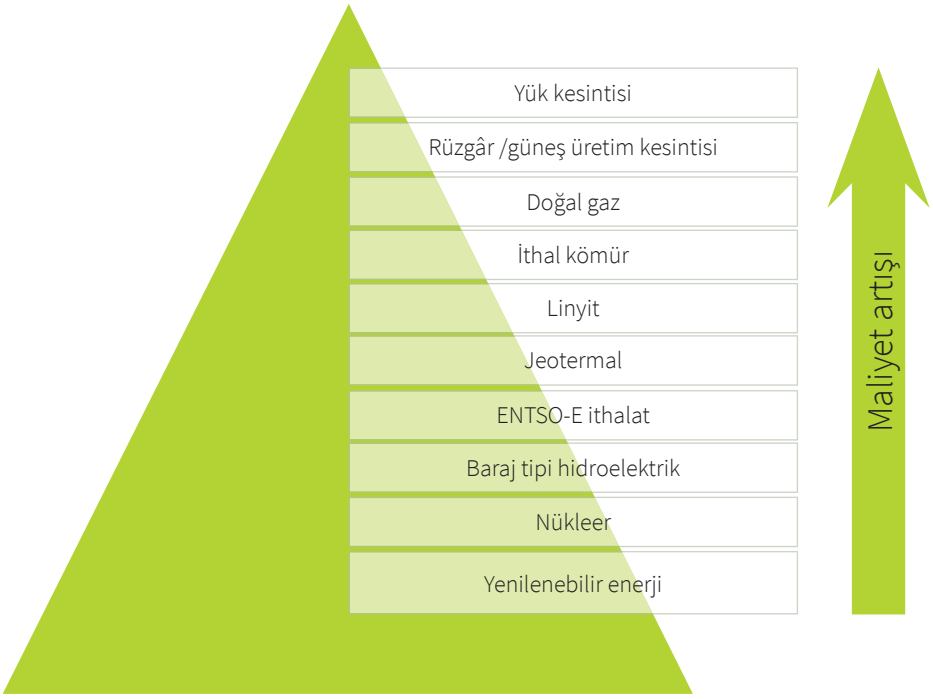
Şekil 78. *2026 için varsayılan enerji santrallerinin kısa dönemli marjinal maliyet aralıkları*

Enerji santrallerinin SRMC'leri belirlenirken kullanılan diğer varsayımlar aşağıdaki gibi sıralanmaktadır:

- Konvansiyonel enerji santrallerinin üretim maliyet eğrisinin türevi) üretim miktarından bağımsız şekilde sabit kalmaktadır. Aynı SRMC'ler piyasa ve şebeke simülasyonlarında da dikkate alınmıştır.
- **Yenilenebilir Enerji Kaynakları:** Rüzgâr, güneş ve nehir tipi hidroelektrik santrallerinin SRMC'nin sıfır maliyetle arz eğrisinin en başında yer aldığı varsayılmaktadır. Bunların üretimi, negatif yük olarak (örn. şebekeye bağlantı) modellenmiştir.
- **Hidroelektrik Santraller:** Hidroelektrik santrallerinin SRMC'leri sıfır olarak kabul edilmektedir. Ancak hidroelektrik santrallerin uzun vadeli enerji kısıtlamaları, piyasa ve şebeke simülasyonlarında hesaba katılmıştır. Dolayısıyla HES'lerin maliyeti, uzun vadeli enerji kısıtları uyarınca optimal olmayan şekilde işletilmelerinden kaynaklanmaktadır.

- **Nükleer Enerji Santralleri:** Nükleer enerji santralleri ile yapılan uzun vadeli ikili satın alma anlaşmaları, SRMC'lerin belirlenmesinde dikkate alınmaktadır. Nükleer santrallerin SRMC'leri termik santrallerinkinden daha düşüktür. Bu nedenle nükleer santraller arz eğrisinde konvansiyonel termik santrallerden önce yer almaktadır.
- **Nükleer ve hidroelektrik santraller hariç konvansiyonel enerji santralleri**: Her bir santral, SRMC'lerine göre arz eğrisinde sıralanmıştır. Mevcut verilere dayanarak, EPİAŞ'ın yayınladığı eski zamanlı PTF'ler[162] ve farklı teknolojili kümelenmiş enerji santrallerinin saatlik kullanımları enerji santrallerinin SRMC'sinin tahmininde dikkate alınmaktadır. Açık döngü gaz türbinli enerji santrallerinin SRMC'leri, arz eğrisinde doğal gaz santrallerinin üstünde bulunmaktadır. Hükümetin linyitle çalışan enerji santrallerine teşvik verme taahhüdü, arz eğrisinde bu santrallerin maksimum SRMC'lerinin, ithal kömürle çalışan termik santrallerin maksimum SRMC'lerinden aşağıda olduğu varsayılarak dikkate alınmaktadır.

Şekil 78'de belirtildiği üzere bazı doğal gaz santrallerinin SRMC'si; kapasite, boyut ya da verimlilik sebebiyle eski kömür ya da linyitle çalışan termik santrallerinkinden daha düşüktür. Ancak doğal gaz santrallerinin maksimum SRMC'si (38,56 $/MWh) hem kömür hem de linyitle çalışan termik santrallerin maksimum SRMC'lerinden (sırayla 17,75 $/MWh ve 15,65 $/MWh) daha yüksektir.

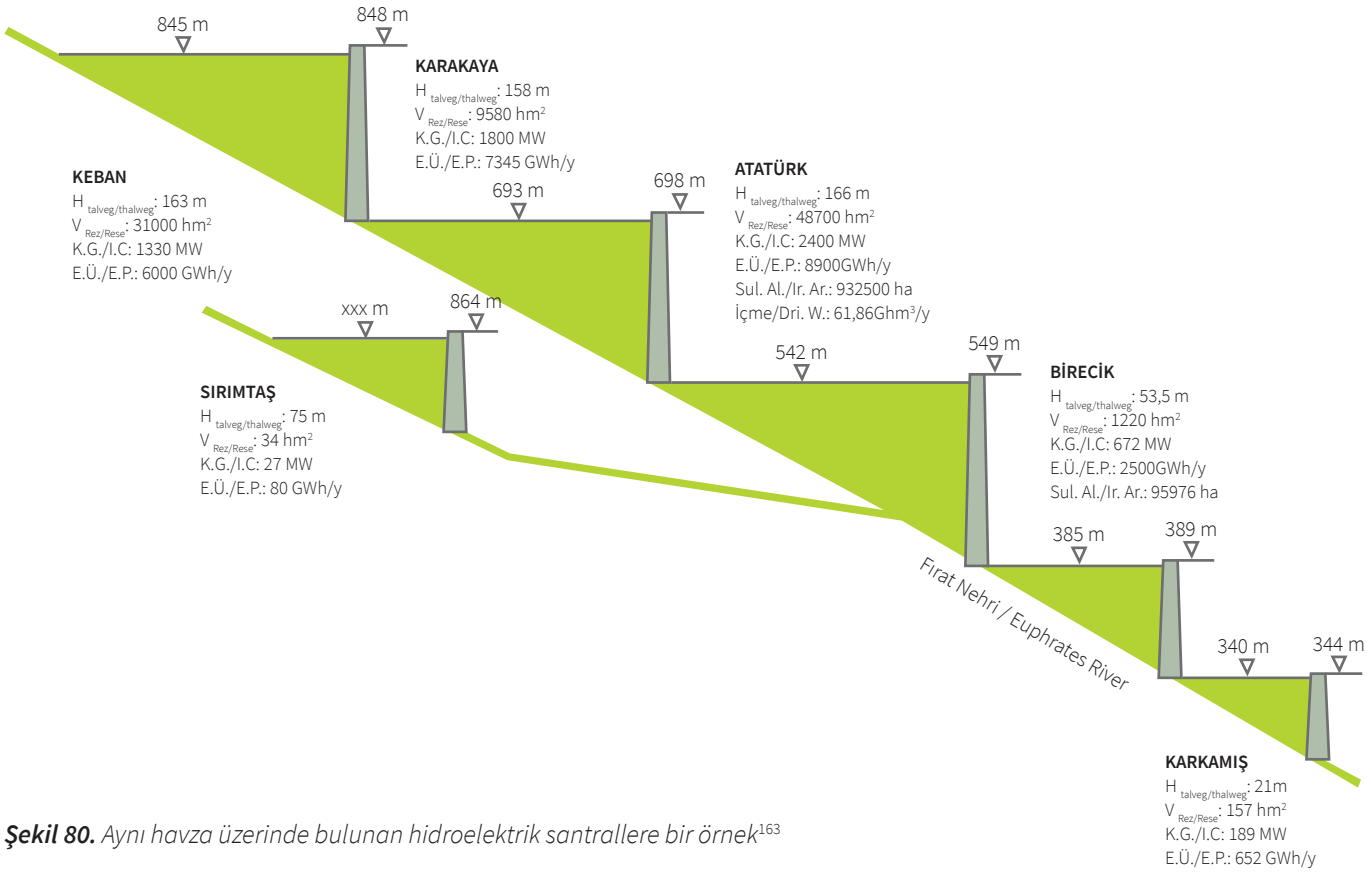


Şekil 79. *2026 için kısa dönem marjinal maliyet aralıkları varsayımı*

A-2.3.1.3. Hidroelektrik enerji santrallerinin uzun vadeli kısıtlar

Şekil 80'de çalışmada kullanılan hidroelektrik kuplaj verisinin bir örneğine yer verilmektedir. Rezerv üzerindeki etkisi nedeniyle hidroelektrik kuplaj, hidroelektrik santrallerinde üretim kabiliyetini etkilemektedir. Bu etki, nehrin üst kısmında yer alan santralin üretimi ve rezervde bulunan kullanılabilir su miktarı baz alınarak, santrallerin üretimini sınırlayan enerji kısıtlarına dönüştürülmektedir. Bu nedenle hesaplamaları basitleştirmek adına hidroelektrik santrallerin verimliliği aynı kabul edilmiştir.

[162] *EPİAŞ şeffaflık platformu, "https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/"*



Şekil 80. *Aynı havza üzerinde bulunan hidroelektrik santrallere bir örnek*[163]

A-2.3.1.4. Yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin kesintisi

Kesintisinin bir opsiyon olmadığı senaryolarda, yenilenebilir kaynaklara ait üretim, kontrolsüz güç girişi (negatif yük) olarak modellenirken; kesintinin bir opsiyon olduğu senaryolarda ise, düşük maliyetli olarak tanımlanan tüm yenilenebilir enerji santralleri için her saat maksimum üretim limiti olarak modellenmiştir. Bu nedenle santral üretimi belirli bir saatte gerçekleşen gerçek rüzgâr/güneş enerjisi kapasitesiyle (şebeke kısıtları ve/ya da rezerv gereksinimlerine göre) sınırlandırılmakta ve algoritma santralin enerji çıkışının azaltılabilmesini sağlamaktadır.

A-2.3.2. Senaryoya göre değişebilen parametreler

A-2.3.2.1. Sıcak rezerv koşulları

Senkronize elektrik şebekelerinde sistemin düzgün işleyebilmesi için üretim ve talebin dengelenmesi gerekmektedir. Bu denge sürekli olarak izlenmekte ve şebeke olaylarından, market kaynaklı üretim değişimlerinden veya gün öncesi tahminlerden kaynaklı tüm dengesizlikler; her üniteye ait otomatik kontrolcüler, merkezi kontrol sistemleri ve sistem işletmecisinin elle müdahalesiyle kontrol altında tutulmaktadır (detaylar ENTSO-E politikalarında açıklanmaktadır[164]). Dahası, kontrol performansı da performans göstergelerinde ele alınmaktadır.

Türkiye elektrik piyasasında birincil ve ikincil rezervler, konvansiyonel enerji santralleri tarafından sağlanmaktadır. İkincil rezervler piyasa tarafından sağlanırken, birincil rezerv zorunludur.

Türkiye elektrik piyasasında birincil ve ikincil rezervler, konvansiyonel enerji santralleri tarafından sağlanmaktadır. İkincil rezervler piyasa tarafından sağlanırken, birincil rezerv zorunludur. Hızlı ramp kapasitesine sahip hidroelektrik ve doğal gaz

[163] *Dams of Turkey, International Comission on Large Dams Turkish National Committee, 2014, available at: http://www2.dsi.gov.tr/barajlar_albumu/files/assets/basic-html/index.html#1*
[164] *ENTSO-E Secretariat, "ENTSO\E Operational Handbook, P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]]", 2004, available at: https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx*

santrallerine, ikincil rezervlerde öncelik verilmektedir. ENTSO-E ile gerçekleştirilen enterkonneksiyon süreci sırasında TEİAŞ, basamaklı iki adet Avrupa Birliği (AB) destekli proje kapsamında bu santraller üzerinde ve otomatik üretim kontrol sisteminde çeşitli adaptasyonlar, yenilemeler ve iyileştirmeler gerçekleştirmiştir.[165,166] TEİAŞ ve ENTSO-E Proje Grubu bu projeler aracılığıyla ve ENTSO-E politikalarını uygulayarak frekans kontrol performans göstergelerini ve başarı kriterlerini belirlemiştir. Belirlenen bu başarı kriterleri uyarınca TEİAŞ, performans göstergelerini operatör değişiklikleri ya da rezerv miktarı adaptasyonu yoluyla artırmak için birçok çalışma gerçekleştirmiştir[167,168]. Ancak yenilenebilir kaynak santralleri yüzünden şebekede aralıklı üretimin artması sebebiyle bu performans göstergeleri etkilenecek ve başarı kriterini sağlayabilmek için rezerv miktarının adaptasyonu gerekecektir. Şebeke simülasyonunun girdilerinden biri "minimum rezerv gereksinimi" olduğundan dolayı her senaryonun rezerv gereksinimleri arasındaki farkların frekans kontrolü performans kriteri baz alınarak tanımlanması gerekmektedir.

Şebeke simülasyonunun girdilerinden biri "minimum rezerv gereksinimi" olduğundan dolayı her senaryonun rezerv gereksinimleri arasındaki farkların frekans kontrolü performans kriteri baz alınarak tanımlanması gerekmektedir.

• ENTSO-E'nin Türkiye için Frekans Kontrolü Performans Kriterleri

Performans göstergelerinin ve frekans kontrolünde başarı kriterlerinin genel prensipleri ENTSO-E politikalarında detaylı olarak açıklanmaktadır[149]. Ancak, komşu ülkelerin enterkonneksiyon ve şebeke yapılarının özellikleri doğrultusunda başarı kriterleri uyarlanabilmektedir. Dolayısıyla, dokuz farklı performans göstergesi ENTSO-E proje grubu [169,170] tarafından aşağıdaki maddeler baz alınarak belirlenmiştir:

- Frekans (standart sapma)
- Programsız değişim gücü (standart sapma)
- Alan kontrol hatası (standart sapma, zamanın belirli bir yüzdesi için çeşitli mutlak değer sınırı)

Bu göstergelerin yalnızca dördü için tanımlanan başarı kriteri:

- Saatlik alan kontrol hatası değerlerinin mutlak değerlerinin ortalaması 20 MW'tan az olmalıdır.
- Saatlik alan kontrol hatası değerlerinin standart sapması 120 MW'tan az olmalıdır.
- Alan kontrol hatasının mutlak değerleri zamanın %33'ünde 100 MW'tan az olmalıdır.
- Alan kontrol hatasının mutlak değerleri nadiren 175 MW'tan az olmalıdır.

Elektrik ark fırınları nedeniyle Türkiye'de toplam talepte yaşanan ve 20 saniyeden kısa bir sürede 700 MW'lık değişim gücü sapmasına neden olabilen hızlı değişimler göz önünde bulundurulduğunda en zorlu performans kriteri ise: "ACE'nin mutlak değerleri nadiren 175 MW'tan az olmalıdır ($Abs(ACE)_{\%90}$ < 175 MW)" [171] kriteri olmuştur.

[165] *Republic of Turkey Prime Ministry Under Secretariat of Treasury Central Finance and Contracts Unit, "Project Number: TR 03 03 03; Complementary Technical Studies for the Synchronization of the Turkey's Power System with the UCTE Power System", 2003*
[166] *Republic of Turkey Prime Ministry Under Secretariat of Treasury Central Finance and Contracts Unit, "Project Number: TR 07 02 05; Rehabilitation of the frequency control performance of Turkey's Power System for Synchronous Operation with UCTE", 2007*
[167] *Ö.Tanıdır, M.E.Cebeci, C.Gençoğlu, O.B.Tör, "A strategy to enhance AGC performance of power systems that suffer inter-area oscillations and a case study for Turkey's power system", Elsevier International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 43, Issue 1, December 2012, Pages 941-953*
[168] *TUBITAK UZAY Power Systems Department, "Performance Evaluation of the AGC System of Turkey during ENTSO/E CESA Trial Interconnection Period", 2011*
[169] *ENTSO-E Turkey Interconnection Project Group, "Methodology of evaluation of the performance of Secondary Control in EPS of Turkey", 2010*
[170] *ENTSO-E Turkey Interconnection Project Group, "Workshop Report: Observations on the AGC Performance and Structure"*
[171] *ENTSO-E Turkey Interconnection Project Group, "Minutes of Meeting, Project Group for Connection of Turkey to the Continental Europe Synchronous Area 28th Meeting", 2011, Istanbul*

• Rezerv Gereksinimlerinin Belirlenmesi

Rezerv ihtiyaçlarının belirlenmesi için ENTSO-E ilkeleri dört seçenek tavsiye etmektedir[149]:

- Deneysel Gürültü Yönetimi Ölçeklendirme Yaklaşımı
- Olasılıksal Risk Yönetimi Ölçeklendirme Yaklaşımı
- En Büyük Üretim Ünitesi ya da Kaynak Noktası
- Rezervlerin Olağanüstü Ölçeklendirilmesi

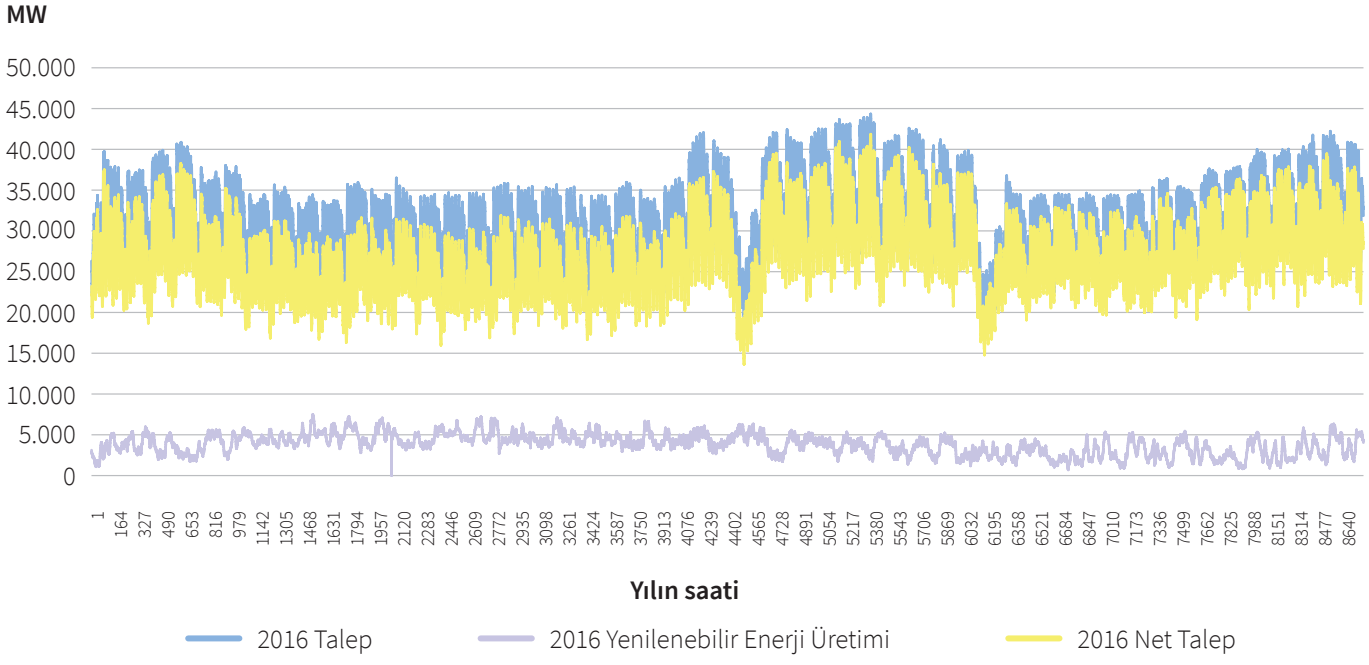
İlk üç seçenekte belirlenmiş rezervler, ENTSO-E çalışma grubu tarafından tanımlanan başarı kriterlerini sağlamak için yeterli olmamıştır[155]. Dolayısıyla, otomatik üretim kontrolü rezervi, kriter sağlanana dek yavaş yavaş artırılmıştır. Talepteki sapmanın gece saatlerinde azalması ve devredeki ünitelerin kullanılabilir rezervleri sınırlı olması nedeniyle TEİAŞ başarı kriterlerini ihlal etmeden otomatik üretim kontrol talebini gece saatlerinde düşürmeyi tercih etmiştir. Kullanılan nihai değerler:

- Gündüz saatleri için 1.200 MW
- Gece saatleri için 700 MW'dir.

Bu rezerv düzenine göre şebeke, performans göstergelerini sağlamaya devam edebilmektedir. Ancak 2026 senaryolarında yenilenebilir kaynak kapasitesi artıkça, net talepteki saatlik değişimler de artmaktadır. Dolayısıyla, 2016 ve 2026 yıllarının net talep miktarlarındaki saatlik değişimleri arasındaki orana göre rezerv miktarının artması beklenmektedir.

Bu hesaplamalar için EPİAŞ verisi; 2016 için saatlik talep (Şekil 81) iki adımlı hesaplama yöntemiyle 2026 yılındaki her senaryo için hesaplanan/varsayılan saatlik talep/ yenilenebilir kaynak üretimi ile birlikte kullanılmıştır[172].

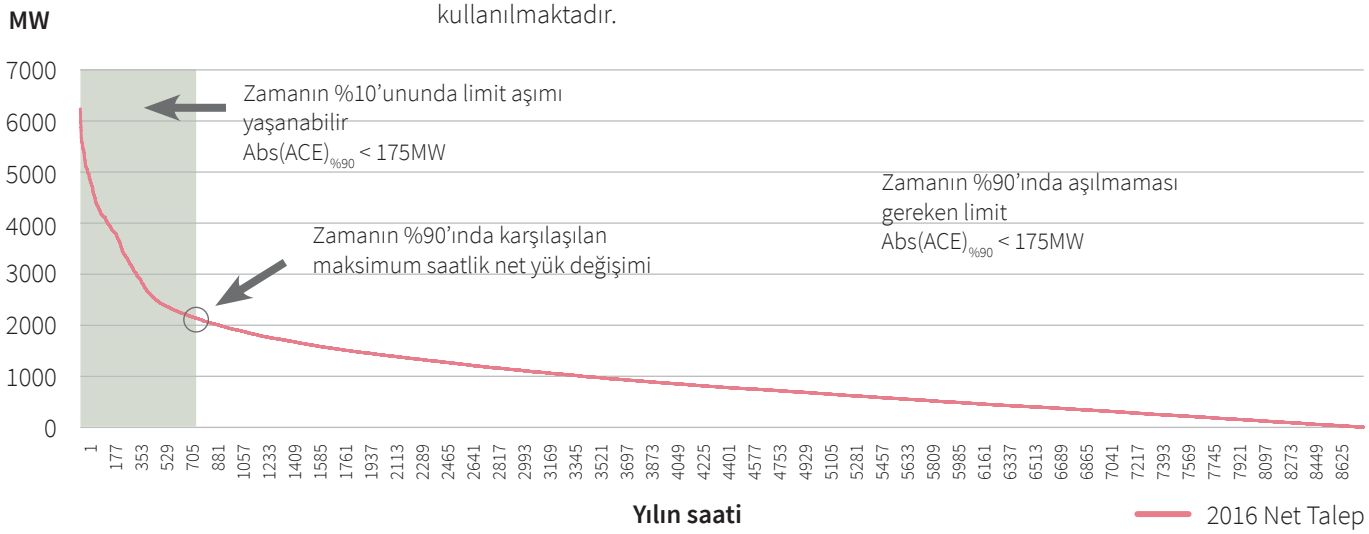
• 1. Adım:
İlk olarak mevcut durum detaylı olarak incelenmiştir. 2016 yılı için yıllık saatlik net talep ve buna karşılık gelen saatlik net talep değişimleri hesaplanmıştır.



Şekil 81. *Brüt ve net toplam talep ile yenilenebilir kaynakların toplam üretimleri (2016)*

[172] *EPİAŞ Şeffaflık Platformu: https://seffaflik.epias.com.tr/*

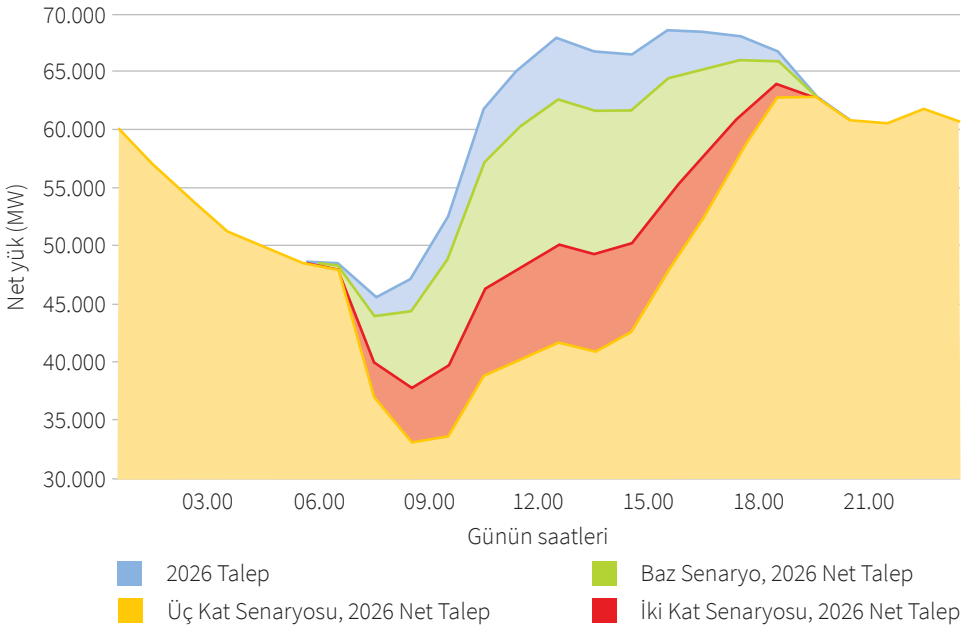
"Saatlik net talep değişimi ile süresinin karşılaştırılması" eğrisi, zamanın %90'ında görülen maksimum saatlik değişimi hesaplamak için oluşturulmuştur (Şekil 82). Mevcut rezerv miktarıyla bu değerin oranı, bir referans parametresi olarak kullanılmaktadır.



Şekil 82. *Saatlik çözünürlükte tertiplenmiş yük değişim eğrisi (2016)*

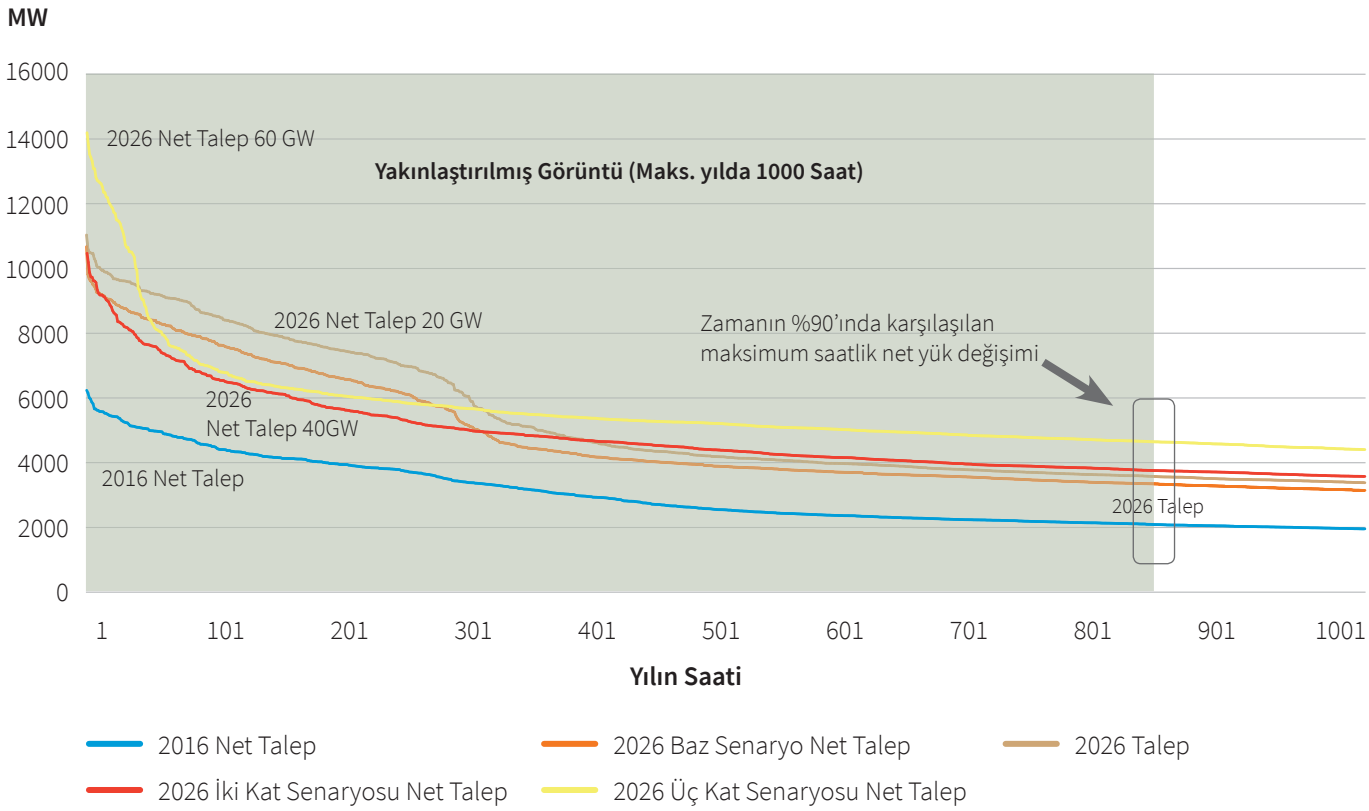
• 2. Adım:

Benzer şekilde aynı net talep hesabı tüm senaryolar için yapılmıştır. Şekil 83'te görüldüğü üzere, saatlik değişimler yenilenebilir kaynak kapasite artıkça artış göstermektedir.



Şekil 83. *2026 yılında farklı senaryolar için günlük net taleplere bir örnek*

"Saatlik net talep değişimi süresi" eğrisi her senaryo için oluşturulmuştur (Şekil 84). Kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin ortalaması, karşılaştırma amaçlı kullanılmıştır (örn., rezerv ihtiyacı her senaryoda farklı durumlar için sabit kabul edilmiştir). Son olarak her senaryo için çoğu zaman görülen maksimum saatlik değişim hesaplanmıştır. Her senaryo için rezerv gereksinimleri, çoğu zaman görülen maksimum saatlik değişim ile 2016 yılında kullanılan rezerv miktarı arasındaki oran (yuvarlanan sayılar için +/-%5 değişimle) kullanılarak hesaplanmıştır (Tablo 9). Gece saati rezerv miktarını hesaplamak için 2016 yılı gündüz ve gece rezervlerinin oranı dikkate alınmıştır.



Şekil 84. *2026 yılında tüm senaryolar için saatlik net talep değişimi ve süresinin karşılaştırılması*

Tablo 9. *Rezerv gereksinimi hesabının sonuçları*

Senaryo / Mevcut Durum	Net Talebin Puant Saatlik Sapması (MW)	Net Talebin Çoğu Zaman Görülen Maksimum Saatlik Sapması (MW)	Rezerv Gündüz Saati (MW)	Rezerv Gece Saati (MW)
2016	6.389	2.054	1.200	700
2026 20 GW	10.672	3.291	1.800	1.000
2026 40 GW	10.470	3.718	2.200	1.250
2026 60 GW	14.194	4.591	2.700	1.600

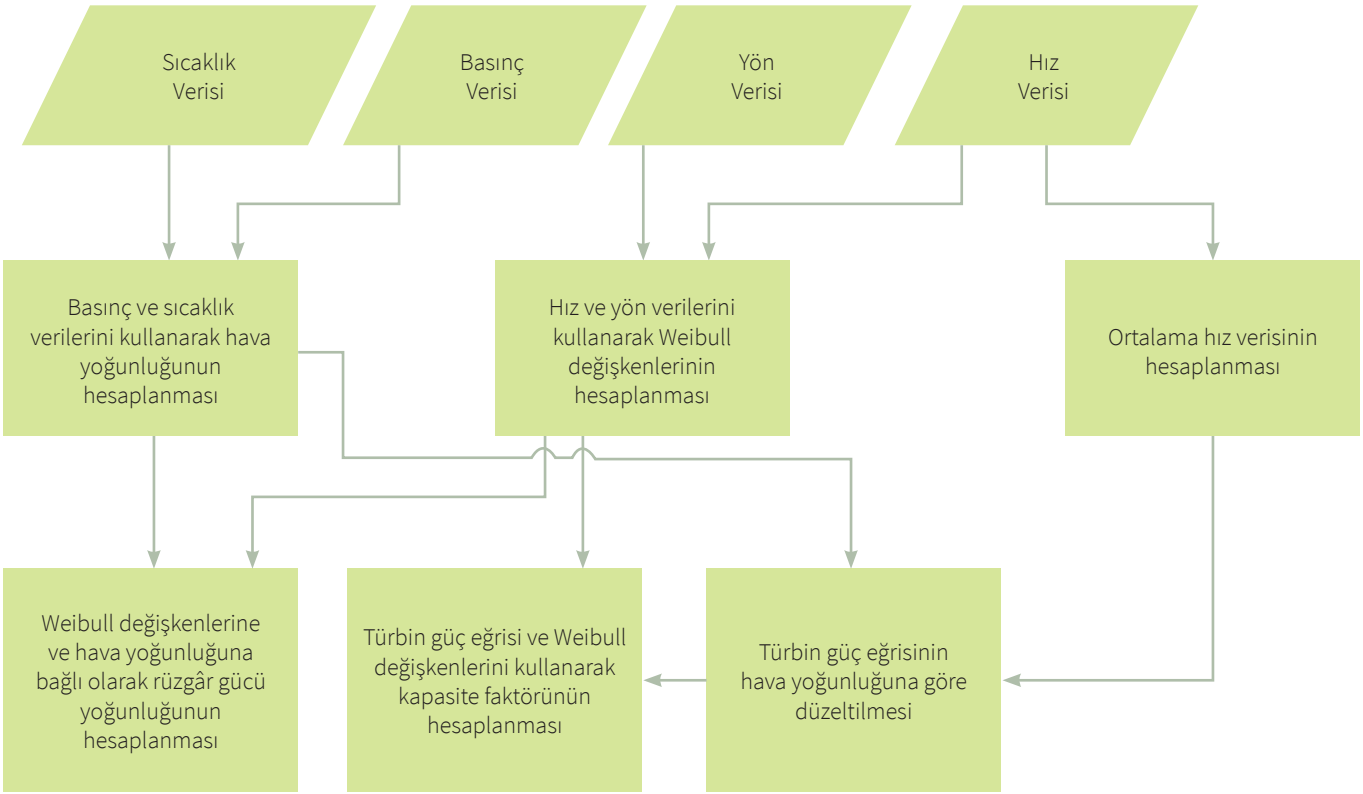
EK 3. Saatlik Rüzgâr ve Güneş Enerjisi Üretim Hesaplama Detayları

A-3.1. Rüzgâr Enerjisi Santralleri:

Hesaplamalar üç aşamada gerçekleştirilmektedir; ilk olarak yaklaşık 6 km x 6 km'lik alanların kapasite kullanım oranları belirlenir ve kullanışsız konumlar çıkartılır. Türbinler arasında bulunması gereken alan nedeniyle her konum için ortalama 20 MW kurulu güç hesaba katılır[173]. İkinci olarak, hesaplanan kapasite kullanım oranları her konum için bir saatlik üretim profili öngörebilmek için mevcut yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretim ölçümleriyle birlikte kullanılır. Son olarak ise kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin belirlenmesi için önceden tanımlanan kurulu güç, şebekeye alternatif yöntemlerle yerleştirilir.

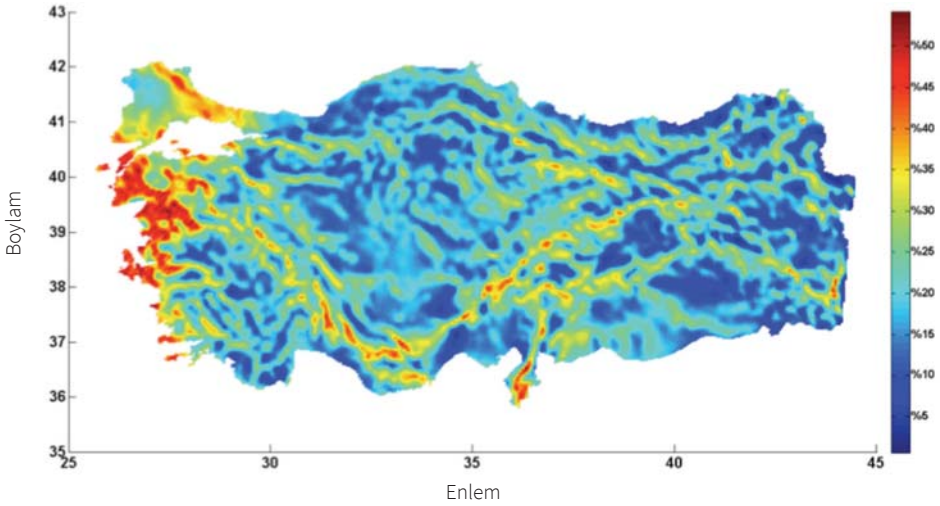
- Kapasite kullanım oranlarının belirlenmesinde aşağıdaki veriler kullanılmaktadır:
  - Sıcaklık verisi
  - Basınç verisi
  - Yön verisi
  - Hız verisi

Yön ve hız verisi kullanılarak, bir Weibull olasılık dağılımı belirlenir. Bunun sonrasında, türbin güç eğrisi; sıcaklık ve basınç verileri kullanılarak hesaplanan hava yoğunluk verisi üzerinden uygun hale getirilir. Weibull olasılık dağılımı ve uygun hale getirilmiş güç eğrisi kullanılarak, kapasite faktörleri Şekil 85'te gösterildiği gibi bireysel alanlar için hesaplanır. Hesaplamalardan yola çıkılarak, Şekil 86'da gösterildiği gibi rüzgâr kapasitesi kullanım oran haritası oluşturulmuştur.



Şekil 85. *Rüzgâr güç yoğunluk zaman-serileri tahmin metodolojisi*[174]

[173] *D. G. L. Johnson, "Wind Power Plants: Turbine Placement," in Wind Energy Systems, Manhattan, KS, University Reprints, 2006, pp. 9.1-9.4*
[174] *Hale Çetinay, "Determination of Wind Power Potential and Optimal Wind Power Plant Locations in Turkey," Master Thesis, Middle East Technical University, May 2014.*

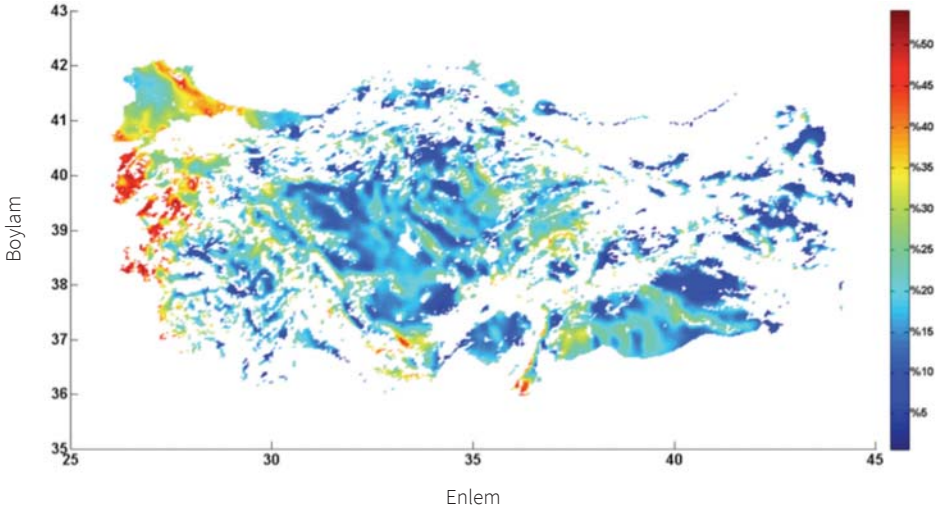


Şekil 86. *Metodoloji ile hesaplanan rüzgâr güç kapasite faktörü haritası*

Türkiye coğrafyasındaki bazı seçilmiş araziler, aşağıdaki nedenlerden dolayı hesaplamalardan çıkarılmıştır:

- 2.000 mt'den yüksekte yer alan araziler
- Hafif engebe üzerinde yer alan araziler[175]
- Arazi kısıtları (yerleşim olan alanlar, havalimanları, doğa koruma alanları)

Bu kriterleri göz önünde bulundurularak oluşturulan arazi haritasında, kapasite kullanım oran haritası Şekil 87'de gösterildiği gibi değişmektedir.



Şekil 87. *Yatırıma uygun olmayan bölgelerin çıkarıldığı durumdaki rüzgâr güç kapasite faktörü haritası*

- Saatlik üretimin belirlenmesi:

Her yeni santral konumu için saatlik üretimi belirleyebilmek adına Sanal Rüzgâr Tarlası (Virtual Wind Farm, VWF) modeli kullanılmaktadır[176]. Model, yeryüzünün 2 m, 10 m ve 50 m üzerinde yer alan her MERRA şebeke noktasındaki rüzgâr hızlarını alıp, bu hızları her rüzgâr santralinin spesifik coğrafi koordinatlarına LOESS[177] regresyonunu

[175] *Riley,S.J., DeGloria,S.D., Elliot,R., "A Terrain Ruggedness Index That Quantifies Topographic Heterogeneity", Intermauntain Journal of Sciences, Dec 1999*
[176] *I. Staffell and S. Pfenninger, 2016. "Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output". Energy, 114, 1224–1239.*
[177] *I. Staffell and S. Pfenninger, 2016. "Supplementary Material to Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output." Energy, 114, 1224–1239.*

kullanarak ara değerleri bulur; hızları, her bölgede bulunan türbinlerin gövde yüksekliklerine logaritma profil yasasını kullanarak dış değerleri bulur; ve daha sonra ise üreticilerin güç eğrilerini kullanarak hızları üretime çevirip, bunları coğrafi olarak ayrık birkaç türbinden oluşan bir santrali temsilen pürüzsüzleştirir. Hesaplanan özellik ise bir konum için spesifik olarak hesaplanan kapasite kullanım oranını temsil etmek için kalibre edilir.

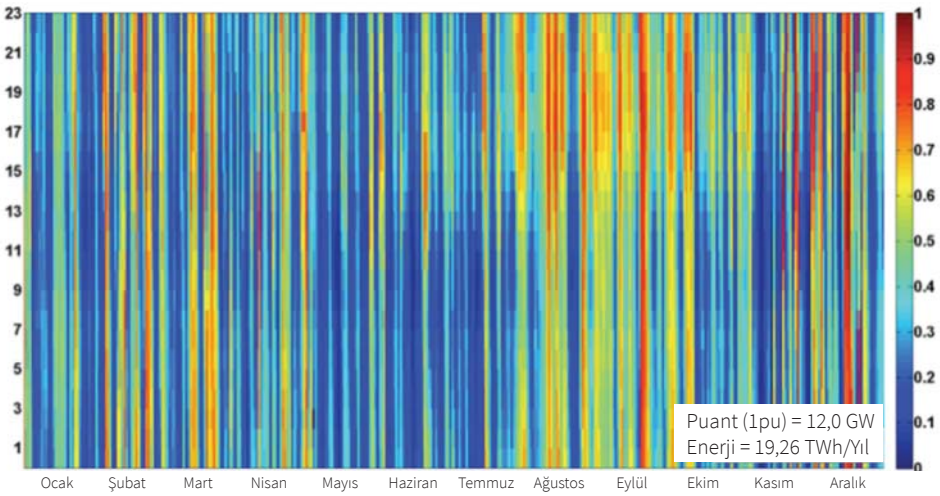
- Kurulu gücün konumu:

Yeni yenilenebilir kaynak santrallerinin konumlarının seçimi için kullanılan ana yaklaşım, ilgili konumdaki kapasite kullanım oranlarına dayanmaktadır. Kapasite kullanım oranları maksimum değer baz alınarak santral başı değerlere dönüştürülür. %20 seviyesinin altında kalan oranlar kullanışsız yatırımlar olarak kabul edilir ve analizden çıkarılır.

Eklemeler, kurulu güç miktarını iki farklı yola ayırarak tanımlanır:

- o Kaynak odaklı yaklaşım: Her konumun kapasite kullanım oranı, değişken setin maksimum ve minimum değerleri baz alınarak, 0 ile 1 arasında değişen bir endeks ile eşlenir (örn., maks (kapasite faktörleri listesi) = 1 p.u., min (kapasite faktörleri listesi) = 0 p.u.). Her konumdaki kapasite faktörü endeksleri lineer olarak istenen toplam kurulu güce kadar arttırılır.
- o Sistem odaklı yaklaşım: Üretimi daha yüksek kapasite kullanım oranı konumlara yoğunlaştırmak için oran endeksinin lineer eşlenmesi, değerlerin kareleri alınarak uygun hale getirilmektedir. Bu işlem, kapasite kullanım oranları ve kurulu kapasiteler arasındaki lineer ilişkiyi elde etmek için uygulanmaz. Böylelikle, kurulu güç daha geniş şekilde dağıtılmış olur.

Dolayısıyla her konum için bir kurulu güç değeri belirlenmiş olur. Bu kurulu güç ve önceden hesaplanan saatlik profil göz önünde bulundurularak, her konum için bir elektrik üretim eğrisi belirlenir. Bu üretim, yüksek gerilim trafolarında her trafoda toplam rüzgâr üretimi olarak birleştirilir. Sonuçta elde edilen toplam saatlik üretim ise Şekil 88'de verilmiştir.



Şekil 88. *Rüzgâr santrallerinin saatlik çözünürlükte yıllık toplam üretim miktarları (2026) (Baz senaryo maksimum güce göre birim değer cinsinden üretim)*

A-3.2. Güneş Enerjisi Santralleri:

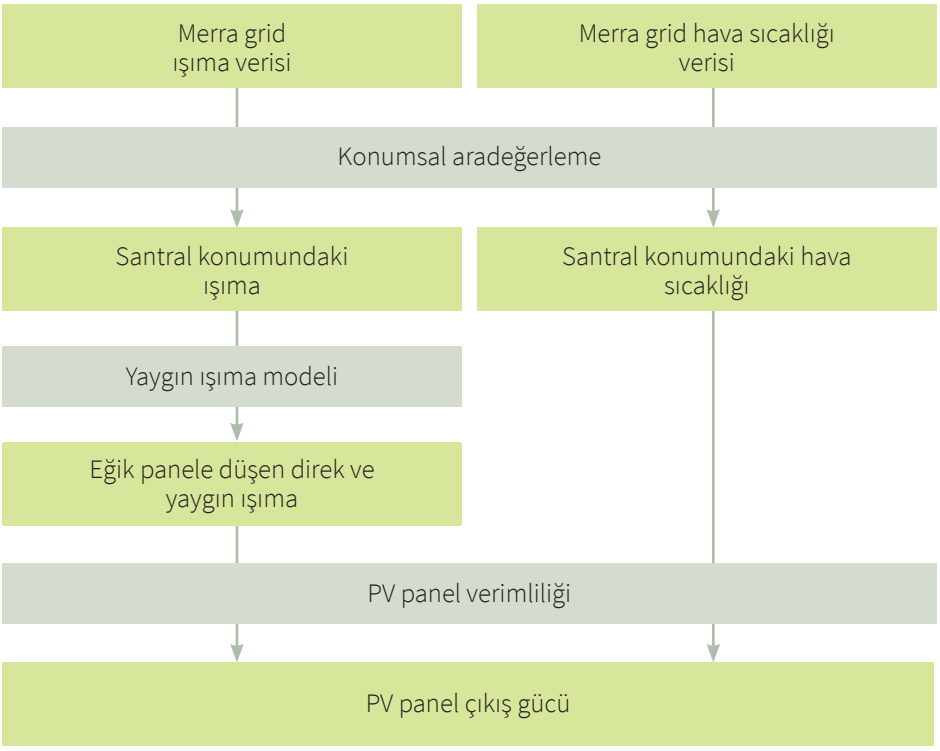
Hesaplamalar üç aşamada gerçekleştirilmektedir; ilk olarak tüm trafo konumlarında (yaklaşık 800 nokta) saatlik güneş enerjisinden elektrik üretimi belirlenir. İkinci olarak hesaplanan saatlik üretim belirlenen noktalar için kapasite kullanım oranlarına dönüştürülmekte ve kapasite kullanım oranının geri kalanı, belirlenen değerlere göre ara değerleri bulunur. Son olarak ise kaynak odaklı ve sistem odaklı stratejilerin belirlenmesi için önceden tanımlanan kurulu güç, şebekeye alternatif yöntemlerle yerleştirilir.

- Saatlik üretim profillerinin belirlenmesi:

Rüzgâr enerjisi üretiminde kısa mesafelerde (<20 km) büyük değişimler gözlemlense de güneş enerjisi üretimi coğrafi konuma göre daha homojen biçimde dağılmaktadır. Bu nedenle yüksek çözünürlüklü 5 km x 5 km'lik şebeke odaklı bir yaklaşım yerine, trafoya 20-30 km mesafede güneş enerjisi üretiminin önemli ölçüde değişmediği varsayılarak, trafo odaklı bir yaklaşım kullanılmaktadır.

Trafoların bulunduğu konumlarda üretim seviyelerinin hesaplanabilmesi için Küresel Güneş Radyasyon Tahmin Modeli (Global Solar Energy Estimator, GSEE)[178] kullanılmaktadır. Girdi, NASA'dan saatlik aralıklarla elde edilen ve 50 km x 50 km uzaysal çözünürlüğe sahip uydu verisinden oluşmaktadır. Veri grubu, 1979 yılından günümüze kadar kapsamaktadır. Bu hesaplamalar Şekil 89'da verilen dört aşamayla gerçekleştirilmiştir.

- Trafoların bulunduğu konumlarda ışıma seviyesi; lineer dış değerlerin hesaplanması yöntemiyle, ölçülen uydu şebeke hücrelerinden hesaplanmıştır.
- Yaygın ışıma, yılın hangi günü olduğuna bağlı olarak aydınlık endeksine göre belirlenmektedir.
- Eğik panele düşen ışıma bu şekilde hesaplanmaktadır.
- Panel verimliliğinin sıcaklığa bağımlılığı; ortam sıcaklığı, ışıma etkisi ve soğuma için serbest durma faktörü de dikkate alınarak hesaplamalara katılmaktadır.

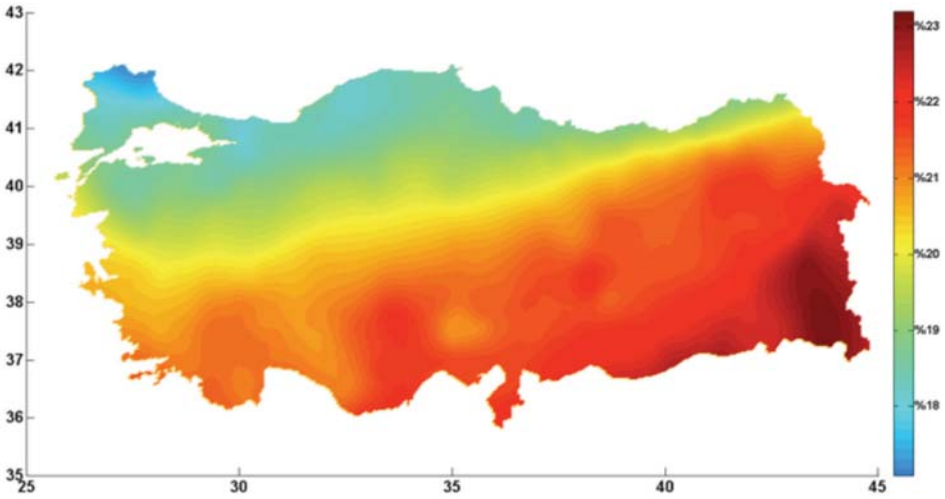


Şekil 89. *PV üretim miktarının hesaplanmasında göz önünde bulundurulan yaklaşım*

[178] *S. Pfenninger and I. Staffell, 2016. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy, 114, 1251–1265.*

- Kapasite kullanım oranlarının belirlenmesi:

Trafo konumunun saatlik üretim hesaplamalarının ardından elde edilen veriler, kapasite kullanım oranlarına dönüştürülmektedir. Yaklaşık 800 noktanın kapasite kullanım oranı referans olarak alınarak, Şekil 90'da verilen dış değerlerin hesaplanması işlemi aracılığıyla Türkiye için yüksek çözünürlüklü kapasite kullanım oranları oluşturulmaktadır.

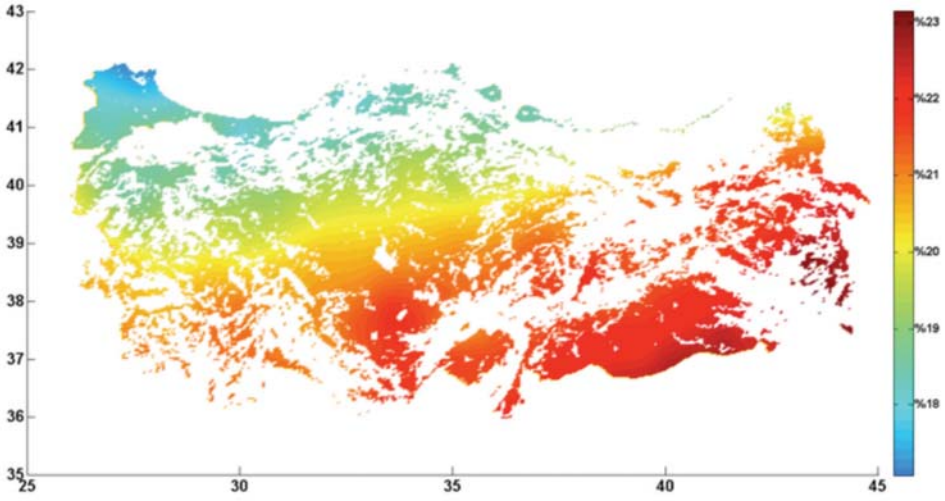


Şekil 90. *Türkiye PV kapasite faktörü dağılım haritası*

Aşağıdaki sebeplerden dolayı bazı araziler hesaplamalara dahil edilmemiştir:

- o Yüksekliği 2.000 m'nin üzerinde olan araziler
- o Hafif engebe üzerinde yer alan araziler[179]
- o Arazi kısıtları (yerleşim olan alanlar, havalimanları, doğa koruma alanları)

Bu arazilerin hariç tutularak yapıldığı hesaplamaların ardından, kapasite kullanım oran haritası Şekil 91'de gösterildiği gibi değişmektedir.



Şekil 91. *Yatırıma uygun olmayan bölgelerin çıkarıldığı durumdaki PV kapasite faktörü dağılım haritası*

Tüm konumların kapasite kullanım oranları ve kullanılabilir kurulum alanları belirlendiğinde, tüm trafolar için kapasite sınırlaması ortaya çıkar.

[179] *Riley,S.J., DeGloria,S.D., Elliot,R., "A Terrain Ruggedness Index That Quantifies Topographic Heterogeneity", Intermauntain Journal of Sciences, Dec 1999*

- Kurulu gücün yerleştirilmesi:

Yenilenebilir kaynakların durumuna benzer iki farklı yöntem uygulanır; kaynak odaklı ve sistem odaklı yaklaşımlar:

- Kaynak odaklı yaklaşım: Bu yaklaşımda;
    - Baz Senaryo'nun 1 GW kapasiteli tek bir YEKA bölgesi bulunduğu varsayılmıştır.
    - Diğer senaryolarda, Bölüm 3'te verildiği üzere Türkiye'de (her biri eşit kapasiteye sahip ve senaryodaki toplam güneş enerjisi kurulu gücünün %60'ını kaplayan) 10 yeni YEKA alanının oluşturulması varsayılmıştır.

Kurulu gücün kalanı iki değişken baz alınarak dağıtılmıştır:

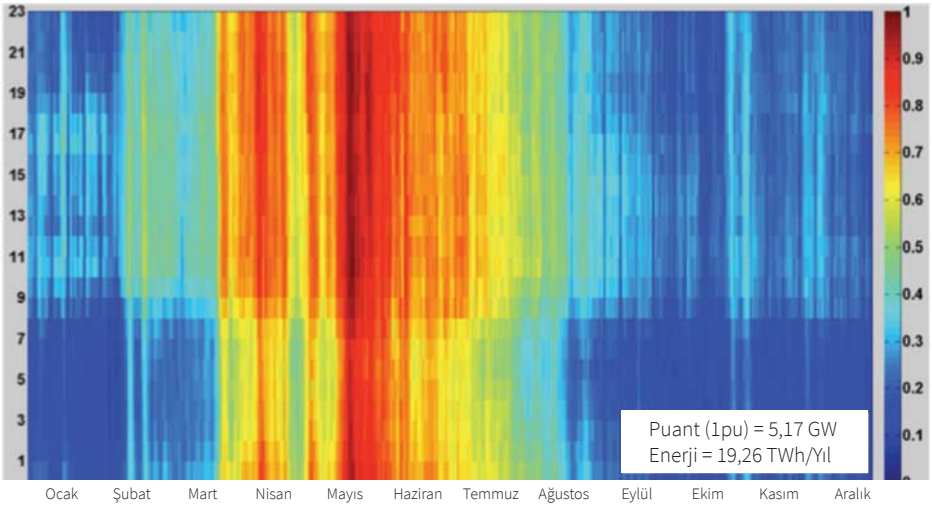
- Trafoda yük seviyesi
- Trafoda kapasite faktörü

İki değişken de değişken setinin maksimum ve minimum değerleri baz alınarak, endeks olarak, 0 ya da 1 ile eşlenir (örn., maks (kapasite faktörleri listesi) = 1 p.u., min (kapasite faktörleri listesi) = 0 p.u.). Üretimi daha yüksek kapasite faktörlü konumlara yoğunlaştırmak için kapasite faktörü endeksinin lineer eşlenmesi, değerlerin kareleri alınarak uygun hale getirilmektedir. Son olarak, yük ve kapasite kullanım oran endeksleri %50 daha yüksek ağırlıklı kapasite faktörleriyle birleştirilerek kurulu güç endeksi oluşturulmaktadır. Trafoların kapasite limitleri dikkate alınarak; kurulu güç endeksleri, istenen kurulu güce ölçeklendirilmektedir (Baz Senaryo'da 5 GW ve İki Kat ve Üç Kat senaryolarında geri kalan %40 oranında).

o Sistem odaklı yaklaşım: Bu yaklaşımda yeni YEKA alanları bulunmadığı varsayılmakta ve kapasite faktörü endeks eşleme, kurulu güç endeks hesaplamalarına lineer olarak uygulanmaktadır.

A-3.3. Nehir tipi hidroelektrik santralleri

Tüm senaryolarda santral üretimleri, Şekil 92'de verildiği gibi hidroelektrik kaynakların günlük ve mevsimlik dağılımını temsil edecek şekilde, kontrol edilemeyen üretimler olarak modellenmiştir. geçmiş dönem karakteristiği ile tutarlı olacak şekilde nehir tipi hidroelektrik santrallerin üretimi nisan ortası ile haziran ortası arasında maksimum değerine ulaşırken, mayıs ayı boyunca maksimum kapasitenin %80'inin üzerinde seyretmekte, fakat eylül ile ocak arasındaki dönemde ise kapasitenin %20-40'ı arasında kalmaktadır.



Şekil 92. *Nehir tipi hidroelektrik santrallerin saatlik çözünürlükte yıllık toplam üretim miktarları (2026)*

EK 4. 2016 YAL/YAT Talimatlarının Hesaplama Detayları

YAL/YAT talimatı; her santralin pazar tarafından şebekenin fiziksel sınırları ve işletim gereksinimlerine göre belirlenen üretim seviyelerinin adaptasyonudur. Üç farklı tip YAL/YAT talimatı verilmektedir:

- Her saatte arz-talep dengesi ("Kod 0"): Piyasa takası öncesi yapılan tahmin hataları, piyasa takası sonrası oluşan plansız üretim kesintileri ve/ya da üretim ve yük arasında dengesizliğe sebep olabilecek herhangi bir durumun anında düzeltilmesi gerekmektedir. Arz-talep dengesini sağlamak için kullanılan sıralara Kod-0 emirleri adı verilmektedir.
- Hatta aşırı yüklenme nedeniyle oluşan şebeke kısıtları (darboğaz) ("Kod 1"): Enerji piyasası fiziksel topolojiyi dikkate almadığı için piyasa takas sonuçları şebekedeki belirli etmen üzerinde aşırı yüklenme oluşturabilmektedir. Şebekenin güvenliğini sağlayabilmek için fazla yüklerin iletim sistemi operatörünün YAL/YAT talimatları aracılığıyla gevşetilmesi gerekmektedir. Dahası, iletim sistemi operatörünün ayrıca bir şebeke etmeni kaybı potansiyelini ve bu kaybın diğer hatlar ve dönüştürücülerin yükleri üzerinde yaratacağı etkileri göz önünde bulundurarak güvenilirliği sağlaması gerekmektedir. Dolayısıyla ilave YAL/YAT talimatları gerekebilmektedir. Güvenlik ve güvenilirlik için verilen tüm bu YAL/YAT talimatları, Kod 1 talimatları olarak kabul edilmektedir.
- Sıcak rezerv ihtiyaçları ("Kod 2" emri): Şebekeyi yönetirken iletim sistemi operatörünün bir diğer sorunu ise sıcak rezervdir. Bir santralin sağlayabileceği sıcak rezerv miktarı, ramp hızına ve dağıtım seviyesinin yanı sıra maksimum ve minimum çalışma seviyeleri baz alınarak belirlenmektedir. Piyasa takas sonuçlarına göre devrede olan ve dağıtılan üreticilerin sıcak rezervi yeterli olmadığında iletim sistemi operatörü sıcak rezerv gereksinimini karşılamak için gerekirse YAL/YAT talimatı vermek zorunda kalmaktadır.

Simülasyonda gün öncesi tahmini hatalar değerlendirildiği ve piyasa takası ile gerçek işletim zamanları arasında gerçekleşen olaylar dikkate alınmadığı için kullanılan analiz yaklaşımı Kod 0 kısmını kapsamamaktadır. Dolayısıyla, tüm üst ve alt emirlerin toplamı, arz-talep dengesini sağlayabilmek için her saat eşit olmaktadır.

Tutarlılık sağlayabilmek için iletim sistemi operatörünün yalnızca 2016 yılında verdiği gerçek Kod 1 ve Kod 2 YAL/YAT talimatları dikkate alınmalıdır. Ancak 2016 yılında Kod 1 ve Kod 2 üst ve alt emirlerinin toplamı birkaç saat için sıfır değildir. Bunun iki nedeni olabilmektedir:

- Kod 1 ve/ya da Kod 2'nin üst/alt emirleri Kod 0'ın alt/üst emirleri tarafından telafi edilmiş olabilir.
- Kod 1 ve/ya da Kod 2'nin üst/alt emirleri tahmin hataları ve/ya da arz-talep dengesizliği yaratan olaylar tarafından telafi edilmiş olabilir.

Bu nedenle, YAL/YAT talimatı uyumsuzlukları aşağıda hesaplanmaktadır:

$$M_i = Code\ 1_i(Up) + Code\ 2_i(Up) - Code\ 1_i(Down) - Code\ 2_i(Down)$$

"i"=1…8760 (yılın saatleri) olduğunda, "M_i": YAL/YAT talimatı bir saat için uyumsuzdur "i".

Toplam YAL/YAT talimatı sayısı aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır:

$$R_{Total} = \left[\sum_{i=1}^{8760} Code\ 1_i(Up) + Code\ 2_i(Up) + Code\ 1_i(Down) + Code\ 2_i(Down) + M_i\right] / 2$$

"i"=1…8760yılın saatleri) olduğunda, "R_{Total}": 2016 yılında güvenlik, güvenilirlik ve sıcak rezerv için toplam YAL/YAT talimatı.

EK 5. Üretim Santralleri ile ilgili Varsayımlar

A-5.1. Nükleer enerji santralleri

2012 tarihli strateji belgesine göre hükümetin hedefi 2026[180], yılına kadar, 4,8 GW Akkuyu'da ve 4,4 GW Sinop nükleer santralindeki dört santralde olmak üzere toplam 9,2 GW'ı hizmete koyabilmektir. Nükleer yatırımın hem teknik hem finansal açıdan dikkate alınması gereken noktaları olması sebebiyle bu santrallerin yapımında gerçekleşen gecikmeler uluslararası seviyede, geniş çevrelerce gözlemlenmektedir. Benzer kaygılar, paydaşlarla yapılan çalıştaylarda da dile getirilmiştir. Yapılan modelde paydaşlar, Akkuyu nükleer enerji santralinin her biri 1,2 GW olan dört ünitesinin ve Sinop nükleer santralinin her birinde 1 GW kurulu güç olacak olan dört ünitesinden iki tanesinin 2026 yılına kadar hizmete sunularak toplam 6,8 GW'lık nükleer enerji kapasitesine ulaşılacağı ortak görüşünde birleşmiştir. Bu varsayım tüm senaryolarda sabittir.

A-5.2. İthal kömürle çalışan termik santraller ve yerli taş kömürüyle çalışan termik santraller

Türkiye'de yer alan kömürle çalışan termik santrallerin çoğu, ithal kömüre dayalıdır ve Akdeniz, Ege ile Karadeniz bölgelerinin kıyı kesimlerinde bulunmaktadır. Karadeniz'in kıyı bölgelerinde ayrıca yerli kömürle çalışan termik santraller de yer almaktadır. Yeni ithal kömürle çalışan termik santraller için EPDK'ya yapılan mevcut lisans başvuruları ve yapımı devam eden projeler dikkate alındığında, paydaşlar genel olarak ithal kömürle çalışan termik santrallerin 2016 yılında 7,74 GW olan toplam kurulu gücünün 2016 yılında 10,16 GW'a yükseleceği konusunda mutabık kalmaktadır. Birkaç yıldır sabit kalan ithal kömürle çalışan termik santrallerin toplam kurulu gücünün (2016 yılı itibariyle 2,19 GW) sabit kalmaya devam edeceği varsayılmıştır. Bu varsayımlar tüm senaryolarda sabit kabul edilmiştir.

A-5.3. Linyitle çalışan termik santraller

Türkiye ciddi miktarda linyit kaynağına sahiptir. Ülkenin farklı bölgelerinde, toplam 9,6 GW'lık linyitle çalışan çeşitli termik santraller bulunmaktadır. Hükümetin 2012 strateji belgesindeki hedefi, ithal kömürle, yerli taş kömürü ve linyitle çaşılan termik santrallerin toplam kapasitesinin 2023 yılında 30 GW olmasıdır. Bu da 2026 yılına göre hesaplandığında 34,5 GW'a karşılık gelmektedir. Kısa bir süre önce Türkiye hükümeti, linyitle çalışan termik santraller için bazı teşviklerin duyurusunu gerçekleştirmiştir[181]. Enerji ithalatını azaltmak için hükümet, Türkiye'de linyitin ısıl değeri nispeten düşük olmasına rağmen yeni yapılacak, linyitle çalışan santral inşaatı için teşvik vermektedir. Özünde, bu teşvik yatırımcıların linyit santrallerine olan ilgisini artırabilir.

Bu çalışmada linyitle çalışan termik santrallerin toplam kurulu gücünün 2016 yılındaki 9,6 GW seviyesinden 2026 yılında 13,7 GW seviyesine yükseleceği varsayılmaktadır. Bu varsayım, ithal kömürle çalışan termik santraller için 10,16 GW ve yerli kömürle çalışan termik santraller için 2,19 GW'lık (yukarıya bkz.) tahminlerle birlikte toplam kapasitenin (yani ithal kömürle, yerli taş kömürü ve linyitle çalışan termik santrallerin) 2026 yılı için 26 GW seviyesinde olacağını öngörmektedir. Bu toplam miktar, TEİAŞ'ın da 2026 için yaptığı yatırım planlarıyla tutarlıdır. Ayrıca bu sayı, yenilenebilir kaynak tesislerinde yakın zamanda yaşanan gelişmeler ve karbon emisyonlarıyla ilgili endişeler göz önünde bulundurulduğunda, linyit ve taş kömürüyle çalışan enerji santrallerinin küresel elektrik piyasalarında rekabet gücünü kaybettiğini göstermektedir. Yeni, linyitle çalışan

[180] *http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Ulkemizde-Nukleer-Santraller*
[181] *http://www.enerji.gov.tr*

enerji santrallerinin konumlarının belirlenmesinde; EPDK'ya yapılan mevcut lisans başvuruları, linyit açısından zengin bölgeler ve donatma projeleri hesaba katılmaktadır.

A-5.4. Doğal gaz santralleri

Doğal gaz fiyatlarının, toptan elektrik fiyatlarıyla karşılaştırıldığında yüksek olması nedeniyle son dönemlerde Türkiye'de yeni doğal gaz santrali kapasitesinde düşüş gözlenmektedir. Üstelik ülkenin doğal gaz ithalatına çok bağımlı olması göz önünde bulundurulduğunda, hükümet doğal gaz santrallerinin enerji üretimindeki toplam payını yavaş yavaş düşürmek istediğini duyurmuştur. Konunun paydaşları ise Baz Senaryo'da TEİAŞ'ın planlarıyla tutarlı biçimde belirtildiği üzere, doğal gaz santrallerinin toplam kurulu gücünün 2026 yılında 29,23 GW olacağı (2016 yılında 25,90 GW) konusunda hemfikir durumdadır. Yeni doğal gaz enerji santrallerinin konumlarının belirlenmesinde, EPDK'ya yapılan mevcut lisans başvuruları, devam eden donatma projeleri ve doğal gaz iletim şebekesi yatırım planları hesaba katılmaktadır.

Bu çalışmada; mevcut 25,90 GW'lık doğal gaz santral kapasitesine yapılacak ilave, yeni doğal gaz santrallerinin kapasite kullanım oranları açısından aşağıdaki şekilde değerlendirilmiştir. 2016 ile 2026 yılları arasında açılacağı varsayılan ve hedeflenen 2026 yılında spesifik eşik değerinin altında bir kapasite kullanım oranına sahip olacak yeni doğal gaz santralleri modelden çıkarılmıştır. Bu yeni doğal gaz santrallerinin düşük kapasite kullanım oranı sebebiyle diğer enerji santralleri karşısında rekabet gücünün düşeceği varsayıldığı için modelden kaldırılmalıdırlar. Nihai olarak bu yaklaşım; ilk yapılan 29,23 GW'lık kurulu güç varsayımıyla karşılaştırıldığında, farklı yenilenebilir kaynak penetrasyon senaryolarında farklı kurulu doğal gaz santral kapasiteleri sunacaktır. Yaklaşımla ilgili detaylar Bölüm 3.3'te açıklanmıştır.

A-5.5. Hidroelektrik santralleri

1.000 ile 2.400 MW arasında değişen kapasitelere sahip ana büyük baraj tipi hidroelektrik santraller, Fırat ve Dicle nehirleri üzerinde, ülkenin Doğu ve Güneydoğu bölgelerinde yer almaktadır. Kuzeydoğu Bölgesi'nde yer alan Çoruh Havzası'nda ise birçok büyük hidroelektrik santral bulunmaktadır. Bunlar 400 kV seviyesinde, enerji sistemine bağlıdır. Doğudan batıya uzanan iletim koridorları, hidroelektrik santrallerin üretimini batı ve kuzeybatıda yer alan talep merkezlerine taşımaktadır.

Türkiye'nin Karadeniz Bölgesi'nde ise önemli seviyede nehir tipi hidroelektrik potansiyeli bulunmaktadır. Nehir tipi hidroelektrik santrallerin kapasite kullanım oranı, sezona göre hassasiyet göstermektedir ve ilkbahar ile yaz dönemlerinin başında maksimum seviyeye yükselmektedir. Aynı nehirde yer alan kademelendirilmiş hidroelektrik santraller ve depolama kısıtlamaları gibi kısıtları da çalışmada değerlendirilmiştir. Modelleme yapılırken yapılan varsayımların detayları Ek-2'de açıklanmaktadır.

Hidroelektrik santrallerin (baraj ve nehir tipi) toplam kurulu gücünün, 2016 yılındaki 26,61 GW seviyesinden 2026 yılında 37,5 GW seviyesine yükseleceği öngörülmüştür.

Hidroelektrik santrallerin (baraj ve nehir tipi) toplam kurulu gücünün, 2016 yılındaki 26,61 GW seviyesinden 2026 yılında 37,5 GW seviyesine yükseleceği öngörülmüştür. Yeni hidroelektrik santraller için konum belirlenirken, zengin hidroelektrik kapasitesine sahip bölgelere öncelik verilmiştir.

A-5.6. Jeotermal enerji santralleri

2016 yılında, jeotermal enerji santrallerinin toplam kurulu gücü yalnızca 0,77 GW

seviyesindedir. Ancak Türkiye, önemli jeotermal enerji kapasitesine sahip ülkeler arasındadır. Paydaşlar, mevcut kurulu gücün 2026 yılına kadar iki katına çıkacağı üzerinde mutabık kalmaktadır. Zengin jeotermal potansiyeli uyarınca, yeni enerji santrallerinin Türkiye'nin güneybatısına kurulması öngörülmüştür.

EK 6. Kurulu Güç Varsayımları ve Uluslararası Çalışmaların Karşılaştırılması

Bu çalışma, kurulu güç konusuna dair çok önemli varsayımlar içermektedir. Bu varsayımlar hazırlanırken ETKB'nin politik görüşü ve TEİAŞ'ın teknik görüşü dikkate alınmış olsa da, Tablo 10'da da verildiği üzere, 2026 yılında oluşması beklenen kurulu güç konusunda değerlendirme yapabilmek adına diğer uluslararası çalışmalar da incelenmiştir.

Tablo 10. *Farklı çalışmaların tahminleri*

	2016	2026 Baz Senaryo (14/6)	Hedefler 2023	ENTSO-E MAF (2025)	Bloomberg BAU[182] Senaryo (2026)	IBS BAU[183] Senaryo (2030)	BNEF BAU[184] Senaryo (2030)
Puant Talep	44 GW	69,2 GW	Mevcut Değil	Mevcut Değil	Mevcut Değil	Mevcut Değil	Mevcut Değil
Tüketim	278 TWh	439 TWh	440 TWh	458,7	405,0	480,0	462,0
Yıllık Talep Büyüme	-	%5,1	%7,3	%5,7	%4,2	%4,2	%4,0
İthal Kömür	7,5 GW	10,2 GW	30,0 GW	8,2 GW	28,6 GW	30,8 GW	34,0 GW
Taş Kömürü	0,6 GW	0,6 GW					
Linyit	9,3 GW	13,7 GW		10,8 GW			
Doğal Gaz	25,5 GW	29,2 GW	Mevcut Değil	27,8 GW	27,9 GW	30,6 GW	27,9 GW
Nükleer	0,0 GW	6,8 GW	9,3 GW	3,6 GW	3,4 GW	6,0 GW	4,8 GW
Rüzgâr	5,8 GW	14,0 GW	20,0 GW	14,2 GW	12,7 GW	18,5 GW	15,9 GW
Hidroelektrik	26,7 GW	27,5 GW + 10,0 GW*	34,0 GW	36,8 GW	27,4 GW	33,6 GW	27,4 GW
Güneş	0,0 GW	6,0 GW	5,0 GW	6,0 GW	7,5 GW	6,9 GW	10,1 GW
Jeotermal	0,8 GW	1,5 GW	Mevcut Değil	Mevcut Değil	Mevcut Değil	Mevcut Değil	Mevcut Değil
Diğerleri	1,7 GW	1,7 GW	Mevcut Değil	Mevcut Değil	Mevcut Değil	Mevcut Değil	Mevcut Değil
Toplam Kurulu Güç	77.8 GW	**111 GW**	**Mevcut Değil**	**107 GW**	**107 GW**	**126 GW**	**120 GW**

* Akarsu

Tablo 10'da verildiği üzere;

- Kömür, linyit ve ithal kömür üzerine yapılan uluslararası araştırmalar genel olarak ETKB politikalarıyla tutarlı ve bu çalışmada öngörülen kurulu güçlerin bir miktar üstündedir.
- Bu durumun aksine, doğal gaz santralleri hakkında yapılan tahminler ise bu çalışmada kullanılan rakamlardan biraz düşüktür ve bu durum toplam termik kapasitenin yaklaşık olarak eşit olmasını sağlamaktadır.
- Nükleer kurulu güç konusunda beklentiler uluslararası çalışmalarda kısmen düşük tutulsa da bu çalışmada yer verilen varsayımlar ETKB'nin hedeflerine daha yakındır.
- Bu çalışmada baraj tipi hidroelektrik santrallerinin 27 GW'ı aştığı varsayılmıştır ve bu sayı, incelenen uluslararası çalışmaların bazılarıyla tutarlı seviyededir. Ancak bazı farklı çalışmalar, daha düşük bir hidroelektrik büyüme oranı öngörmektedir.

[182] *Bloomberg 2014: TURKEY'S CHANGING POWER MARKETS, White Paper, 18 November 2014*
[183] *IBS Research and Consultancy, www.ibsresearch.com*
[184] *Bloomberg New Energy Finance, "New Energy Outlook 2017", 2017*

Kısaltmalar

ACE	Alan Kontrol Hatası
AGC	Otomatik Üretim Kontrolü
AGL	Yüzey Seviyesi
EPK	Elektrik Piyasası Kanunu
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ENTSO-E	Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı
EPDK	Türkiye Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
AB	Avrupa Birliği
FiT	Şebekeye Satış Tarifesi
GSYH	Gayri Safi Yurt İçi Hasıla
GHI	Küresel Yatay Radyasyon
JES	Jeotermal Enerji Santrali
GW	Gigawatt
HES	Hidroelektrik Santrali
HV	Yüksek Gerilim (>36 kV)
HVDC	Yüksek Gerilim Doğru Akım
IKTES	İthal Kömürle Çalışan Termik Santral
IRENA	Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
LCOE	Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti
KTES	Yerli Taş Kömürüyle Çalışan Termik Santral
LTES	Linyit Kömürüyle Çalışan Termik Santral
LV	Alçak Gerilim (400 Volt)
MAF	Orta Vadeli Kapasite Yeterlilik Tahmini
MCP	Gün Öncesi Piyasasında Piyasa Takas Fiyatı
MV	Orta Gerilim (1 kV < MV < 36 kV)
MW	Megawatt
N-1	Güvenilirlik Kriteri
NDC	TEİAŞ Milli Yük Tevzi Merkezi
DGES	Doğal Gaz Santrali
NES	Nükleer Enerji Santrali
NTC	Net Transfer Kapasitesi (MW)
Pmin	Enerji santrallerinin teknik minimum çalışma noktası

PV	Fotovoltaik
PX Market	Enerji Ticareti Piyasası
REPA	Yenilenebilir Enerji Potansiyeli Atlası
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynağı
SMP	Dengeleme Piyasasında Sistem Marjinal Fiyatı
Sp	Alt süreç
GES	Güneş Enerji Santrali
SRMC	Kısa Dönemli Marjinal Maliyet
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TSO	İletim Sistemi Operatörü
TWh	Terawatt saat (1 Tera (T) = 1000 * Giga (G) = 1000 * Mega (M) = 1000 * Kilo (k)
RES	Rüzgâr Enerjisi Santrali
YEGM	Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
YEKA	Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
$C_i(.)$	*i* ünitesinin maliyet fonksiyonu
S (i,t)	*i* ünitesinin ***t*** zamanında başlangıç maliyeti
N_g	Toplam ünite sayısı
N_t	Toplam zaman periyodu sayısı (8760 saat)
I (i,t)	*i* ünitesinin *t* zamanında devrede olma durumu
i	Santral ünite endeksi
t	Zaman endeksi
α_i	*i* termal ünitesinin üretim maliyet parametresi
β_i	*i* termal ünitesinin soğuk iken devreye alma maliyet parametresi
$x^{off}(i,t)$	*i* ünitesinin t zamanında KAPALI olma süresi
$x^{on}(i,t)$	*i* ünitesinin t zamanında AÇIK olma süresi
$T^{on}(i)$	*i* ünitesinin minimum AÇIK olma süresi
$T^{off}(i)$	*i* ünitesinin minimum KAPALI olma süresi
τ_i	*i* ünitesinin soğuma hızını ifade eden zaman sabiti
P (i,t)	*i* ünitesinin t zamanında yaptığı üretim
P_D (i,t)	*t* zamanında toplam sistem gerçek güç yükü talebi
P_{gmin} (i)	*i* ünitesinin minimum üretimi (MW)

P_{gmax} (i)	*i* ünitesinin maksimum üretimi (MW)
UR (i)	*i* ünitesinin yük alma hızı
DR (i)	*i* ünitesinin yük atma hızı
C_t	*t* yılında ülke toplam tüketimi (GWh)
P_t	*t* yılında ülkedeki toplam puant talep (MW)
a_c,b_c	$_{Log(Ct)}$ için en küçük kareler yönteminin katsayıları
a_p,b_p	$_{Log(Pt)}$ için en küçük kareler yönteminin katsayıları
$\varepsilon_{t,c}$	*t* yılında $_{Log(Ct)}$ için tahmin hataları $_{(GWh)}$
$\varepsilon_{t,p}$	*t* yılında $_{Log(Pt)}$ için tahmin hataları $_{(MW)}$
NTC	Net Transfer Kapasitesi
r_s (i,t)	*i* biriminin t zamanında sıcak rezerve katkısı
R_s (t)	*t* zamanında sıcak rezerv ihtiyacı
MSR (i)	*i* ünitesinin maksimum yük alma/atma hızı (MW/dakika)
P_{km}^{max}	*k-m* iletim hattının termal yüklenme limiti
P_{km} (t)	*k-m* iletim hattı üzerindeki t zamanındaki güç iletimi
P (t)	*t* zamanında aktif güç üretim vektörü
Q_{gmax} (i)	*i* ünitesinin sağlayabileceği maksimum reaktif güç (MVAR)
Q_D (t)	*t* zamanında toplam sistem reaktif güç talebi (MVAR)
Q_G^{min}	*t* zamanında reaktif güç alt limit vektörü
I (t)	*t* zamanında ünitenin devrede olma durumu vektörü
Q_G (t)	*t* zamanında reaktif güç üretim vektörü
F_1 (V)	Üniteler için reaktif güç fonksiyonu
Q_G^{max}	*t* zamanında reaktif güç üst limit vektörü
Q_L (t)	*t* zamanında reaktif güç yük vektörü
F_2 (V)	Baralar için reaktif güç fonksiyonu
V^{min}	Sistem gerilim alt limit vektörü
V	Sistem gerilim vektörü
V^{max}	Sistem gerilim üst limit vektörü

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 Arabuluculuk. 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 çıkarlara değil, iklim değişikliğiyle mücadeleye adamıştır.

SHURA
Enerji Dönüşümü Merkezi

Bankalar Caddesi, No:2
Minerva Han Kat: 3
34420 Karaköy / İstanbul
Tel: +90 212 292 49 39
E-mail: info@shura.org.tr
www.shura.org.tr

SHURA Kurucu Ortakları:

İPM | IPC İSTANBUL POLİTİKALAR MERKEZİ SABANCI ÜNİVERSİTESİ KAMPÜSÜ İSTANBUL POLICY CENTER AT SABANCI UNIVERSITY

European Climate Foundation

Agora Energiewende

/company/shura shuratr / shuraeng SHURAEDM