



SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Hakkında

Avrupa İklim Vakfı (ECF), Agora Energiewende ve Sabancı Üniversitesi İstanbul Politikalar Merkezi (İPM) tarafından kurulan SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, yenilikçi bir enerji dönüşümü platformu aracılığıyla enerji sektörünün karbonsuzlaştırılmasına katkıda bulunmaktadır. Türkiye'nin enerji sektörünün teknolojik, ekonomik ve politik yönlerine ilişkin tartışmalar için sürdürülebilir ve geniş kabul gören bir platform ihtiyacını karşılamaktadır. SHURA, enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji yoluyla düşük karbonlu bir enerji sistemine geçiş konusundaki tartışmaları, gerçeklere dayalı analizler ve mevcut en iyi verileri kullanarak desteklemektedir. Çok sayıda paydaşın ilgili tüm perspektiflerini dikkate alarak, bu geçiş için ekonomik potansiyel, teknik fizibilite ve ilgili politika araçlarının daha iyi anlaşılmasına katkıda bulunur.

Yazarlar

Hasan Aksoy (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi), Osman Bülent Tor, Mahmut Erkut Cebeci ve Saeed Teimourzadeh (EPRA Enerji), Philipp Godron ve Mathis Rogner (Agora Energiewende)

Teşekkür

Raporun hazırlanması aşamasında Dr. Değer Saygın'ın katkıları için teşekkür ederiz. Merden Yeşil (TEİAŞ), Arkin Akbay (Polat Enerji), Selahattin Hakman (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Yönlendirme Komitesi Başkanı ve Alkım Güllü (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Direktörü) raporun Yönetici Özeti'ni inceleyerek geri bildirimde bulunmuşlardır. Sağlanan tüm değerli inceleme, geri bildirim ve görüşler için teşekkür ederiz.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, AGCI-Crux Enerji Programı tarafından sağlanan cömert finansmana minnettardır.

Bu rapor www.shura.org.tr adresinden indirilebilir. Daha fazla bilgi almak veya geri bildirimde bulunmak için lütfen SHURA ekibiyle şu adresten iletişime geçin shura@shura.org.tr

Tasarım

Tasarımhane Tanıtım Ltd. Şti. Copyright©

2021 Sabancı Üniversitesi

Sorumluluk Reddi

Bu rapor ve çalışma kapsamında yapılan varsayımlar, 2020 yılı sonu itibarıyla farklı senaryolar ve piyasa koşulları baz alınarak hazırlanmıştır. Bu varsayımlar, senaryolar ve piyasa koşulları değişebileceğinden, bu raporda yer alan tahminlerin gerçekleşen rakamlarla aynı olacağı garanti edilmemektedir. Bu raporun hazırlanmasında emeği geçen kurum ve kişiler, raporda yer alan tahminler ile gerçekleşen değerler arasındaki farklılaşmadan doğabilecek ticari kazanç veya kayıplardan sorumlu tutulamaz.



Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu Türkiye Elektrik Sistemine Enerji





Şekillerin Listesi	4
Tablolar Listesi	6
Kısaltmalar	7
Anahtar Mesajlar	8
Yönetici Özeti	9
A. Giriş	9
B. Hedefler	10
C. Metodoloji	11
D. Senaryo Çerçevesi	12
D.1. İletim Yatırımı	14
D.2. Esneklik	15
D.3. Sistem İşletimi ve Güvenliği (Şebeke Kararlılığı)	17
1. Giriş	23
2. Metodoloji	27
3. Senaryolar ve Hassasiyetler	31
4. Modelleme ve Temel Varsayımlar	35
4.1. Sistem talep projeksiyonu ve profili	35
4.2. İletim şebekesi	37
4.3. Enerji üretim teknolojileri	39
4.3.1. Yeni enerji santrallerinin yerleri	39
4.3.2. Liyakat sırası	39
4.3.3. Operasyonel kısıtlamalar	40
4.3.4. RES üretim profilleri	42
4.4. Dönen rezerv gereksinimi	43
4.5. Esneklik seçenekleri	44
4.5.1. Depolama sistemleri	44
4.5.2. RES'ten dönen rezerv karşılığı	45
4.5.3. Tepe tıraşlama	45
4.5.4. Ara bağlantılardan gelen esneklik	47
4.6. Maliyet-Fayda Analizi (CBA)	48
5. Sonuçlar	51
5.1. BAU senaryosu	51
5.2. ARES senaryosu	60
5.3. Kömürden Arındırma (CPD) senaryosu	69
5.4. Üç ana senaryonun karşılaştırılması	76
6. Sonuçlar	83
Ek 1 - Senaryoların ve hassasiyetlerin karşılaştırılması temel varsayımların	86

Şekil 1. Her senaryoda teknolojiye göre elektrik üretimi	13
Şekil 2 Mevcut (gri çizgiler) ve planlanan (kırmızı çizgiler ve noktalar) 400-kV haritası	14
güncellenmiş on yıllık (2021-2030) olası şebeke geliştirme planı uyarınca iletim şebekesi	
Şekil 3. 400-kV için planlanan ortalama yıllık iletim hattı uzatmaları	15
ve 154-kV şebekeler	
Şekil 4. Tipik bir 48 saatlik hafta içi gün için güç sistemi üretim simülasyonu	16
ilkbaharda. Ek esneklik duyarlılığına sahip ARES (Üstte) ve kömürün sistem odaklı olarak	
devreden çıkarılması ve rüzgar ve güneş enerjisinin yerleştirilmesi ile CPD Tabanı (Alta)	
Şekil 5. Her üç senaryoda da yeniden sevkiyat ve kısıntı seviyeleri	17
Şekil 6. İletim hattı kısıtları, yeniden sevkiyat ve kesinti miktarları	18
(a) BAU, (b) ARES ve c) CPD senaryoları genelinde	
Şekil 7. Senaryoların ve duyarlılıkların tasarımı	24
Şekil 8. Modelleme ve analiz sürecinin akış şeması	27
Şekil 9. Pazar ve ağ simülasyonları Pazar ve ağ simülasyonları	27
Şekil 10. Piyasa simülasyonlarının temel girdileri varsayımları ve çıktıları	28
Şekil 11. Ağ simülasyonlarının temel girdileri, varsayımları ve çıktıları	29
Şekil 12. Türlerine göre toplam kurulu kapasite (2020, 2030 BAU, 2030 ARES Baz	32
ve 2030 CPD Tabanı)	
Şekil 13. Senaryolara ve hassasiyetlere genel bakış	33
Şekil 14. Elektrikli araçların Tipik bir günde elektrikli araçların toplu şarj profili (2030-BAU)	36
Şekil 15. Saatlik çözünürlükte Saatlik çözünürlükte talep profilleri (2019 ve 2030-BAU Baz)	36
Şekil 16. Mevsime göre tipik bir gün için günlük yük eğrileri (2019)	37
Şekil 17. 400-kV iletim hatları 400-kV iletim hatları, mevcut yatırım planı	37
Şekil 18 Mevcut (gri çizgiler) ve planlanan (kırmızı çizgiler ve noktalar) 400-kV haritası	38
güncellenmiş on yıllık (2021-2030) ileriye dönük şebeke geliştirme planı uyarınca iletim şebekesi	
Şekil 19. Çalışmada liyakat sırası varsayımı	40
Şekil 20. Konvansiyonel Konvansiyonel enerji santralleri için yıllık bakım planı	41
Şekil 21. Rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinin toplam üretim profilleri (haftalık	42
çözünürlük) (BAU Temel senaryo)	
Şekil 22. Güneş ve rüzgar enerjisi santrallerinin coğrafi dağılımı (sarı	43
daire: güneş; yeşil daire: kara ; yeşil üçgen: açık deniz) (ARES Base)	
Şekil 23. Kurulu RES kapasitesi ile birlikte eğirme rezervi gereksinimi	43
Şekil 24. Depolama ünitelerinin şarj/deşarj modeli (1 GW pompa depolama	44
& 600 MW batarya)	
Şekil 25. Tipik bir rüzgar santralinden elde edilen eğirme rezervi karşılığının modellenmesi	45
(ARES Daha Fazla Esneklik, tipik bir gün)	
Şekil 26. Tipik bir kış gününde talep kayması (2030 ARES - Talep	46
Yanıt hassasiyeti)	
Şekil 27. Pik tıraşlamanın gaz santrallerine enerji sevkıyatı üzerindeki etkisi	46
tipik kış günü (ARES-Talep Yanıt)	
Şekil 28. Ara bağlantılardan kaynaklanan esnekliği modelleme yaklaşımı	47
Şekil 29. BAU senaryosunda BAU senaryosunda mevcut maksimum NTC'ler	48
Şekil 30. 400-kV şebeke yatırım rakamları 400-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve BAU)	51

Şekil 31. 154-kV şebeke yatırım rakamları 154-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve BAU Baz)	52
Şekil 32. Yıllık (2030) üretim dağılımı (BAU senaryoları ve duyarlılıklar - Kritik Değişiklikler)	52
Şekil 33. Konvansiyonel enerji santrallerinin yıllık (2030) kapasite faktörleri teknolojiler (BAU ve hassasiyetler)	53
Şekil 34. Yıllık yeniden sevkiyat rakamları	54
Şekil 35. Yıllık RES kesinti miktarları (BAU Baz ve Hassasiyetler)	55
Şekil 36. Bahar 2030'da RES kesintisinin gerekli olduğu bir gün örneği (BAU - Daha fazla RES duyarlılığı)	55
Şekil 37. Saat 06:00 - 12:00 arasında yoğun hatlar (bkz. Şekil 36)	56
Şekil 38. BAU Baz sonuçları (400-kV ve 154-kV şebeke)	57
Şekil 39. Daha fazla RES duyarlılığı sonuçları (400-kV ve 154-kV şebeke)	57
Şekil 40. Yıllık net enerji akışları (BAU - Düşük Talep duyarlılığı)	58
Şekil 41. Yıllık net enerji akışları (BAU - Daha fazla YEK duyarlılığı)	58
Şekil 42. Referans senaryodaki ortalama maliyet bileşenleri (BAU Baz)	59
Şekil 43. CBA sonuçlarının karşılaştırılması (BAU)	60
Şekil 44. 400-kV şebeke yatırım rakamları 400-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve ARES Baz)	60
Şekil 45. 154-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve ARES Baz)	61
Şekil 46. Yıllık üretim dağılımı (ARES Baz senaryo ve 4 Nükleer Birim hassasiyeti)	61
Şekil 47. Yıllık yeniden sevkiyat rakamları (ARES ve hassasiyetler)	62
Şekil 48. Yıllık RES kesinti miktarları (ARES ve hassasiyetler)	63
Şekil 49. Yıllık kapasite faktörleri Yıllık kapasite faktörleri (ARES ve duyarlılıklar)	63
Şekil 50. İlkbaharda tipik günler için ağ simülasyon sonuçları (2030 ARES - Daha Fazla Esneklik)	64
Şekil 51. İlkbaharda 48 saatlik bir dönem için ağ simülasyon sonuçları (2030 ARES - Daha Fazla Esneklik)	65
Şekil 52. Yıllık net enerji akışları (ARES Baz)	66
Şekil 53. Yıllık net enerji akışları (ARES - 4 Nükleer Ünite hassasiyeti)	66
Şekil 54. ARES - Üs	67
Şekil 55. ARES - Daha Fazla Esneklik	67
Şekil 56. CBA sonuçlarının karşılaştırılması (ARES)	68
Şekil 57. 400-kV şebeke yatırım rakamları 400-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve CPD)	69
Şekil 58. Yıllık üretim dağılımı Yıllık üretim dağılımı (CPD Baz, Yol 1 ve Yol 2)	70
Şekil 59. Yıllık kapasite faktörleri Yıllık kapasite faktörleri (CPD Baz, Yol 1 ve Yol 2)	70
Şekil 60. İlkbaharda 48 saatlik bir dönem için ağ simülasyon sonuçları (2030 CPD Tabanı)	71
Şekil 61. Yıllık yeniden sevkiyat rakamları (CPD Baz, Yol 1 ve Yol 2)	72
Şekil 62. Yıllık RES kesinti miktarları (CPD Baz, Yol 1 ve Yol 2)	72
Şekil 63. CPD - Temel	73
Şekil 64. CPD - Yol 1	73
Şekil 65. Yıllık net enerji akışları (CPD Baz)	74
Şekil 66. Yıllık net enerji akışları Yıllık net enerji akışları (CPD Yolu 1)	74
Şekil 67. Yıllık net enerji akışları (CPD Yolu 2)	75
Şekil 68. CBA sonuçlarının karşılaştırılması (CPD)	76
Şekil 69. 400-kV şebeke yatırım rakamları 400-kV şebeke yatırım rakamları (BAU Baz, ARES Baz, CPD Baz)	77

Şekil 70. 154-kV şebeke yatırım rakamları (BAU Baz, ARES Baz, CPD Baz)	77
Şekil 71. Her bir senaryoya göre 2030 yılında Türkiye'nin enerji üretim karması	78
Şekil 72. Her senaryoda teknolojiye göre elektrik üretimi	78
Şekil 73. a) 2030'da yıllık RES (güneş + rüzgar) kesinti miktarları (BAU Baz, ARES Baz, CPD Baz); b) Üç senaryo için toplam yenilenebilir enerji üretiminin yüzdesi olarak yenilenebilir enerji arzının kısılması	79
Şekil 74. a) 2030'da yıllık yeniden sevkiyat miktarları (BAU Baz, ARES Baz, CPD Baz); b) Toplam üretime göre yeniden sevkiyat yüzdesi, tarihsel ortalama (2018-2020) ve üç senaryo genelinde	80
Şekil 75. Geleneksel enerji santrallerinin yıllık kapasite faktörleri (BAU Tabanı, ARES Tabanı, CPD Tabanı)	81

TABLolarının Listesi

Tablo 1. Karşılaştırmalı olarak BAU Baz senaryosuna göre 2030'daki kilit rakamlar 2020 şebekesi ile	31
Tablo 2. Toplam talep projeksiyon rakamları	35
Tablo 3. Minimum açma/kapama süresi ve rampa yukarı/aşağı kısıtlamaları için varsayımlar	41
Tablo 4. İletim şebekesinin yatırım ve işletme maliyet rakamları, pompajlı depolama ve batarya depolama	49
Tablo 5. Aşağıdakiler için gerekli altyapı geliştirme maliyetine ilişkin varsayımlar pik tıraşlama mekanizması içerir	49
Tablo 6. CO ₂ Mt CO ₂ 'yi TWh'ye dönüştürmek için katsayılar	50

KISALTMALAR

AGC	Otomatik Üretim Kontrolü
ARES	Hızlandırılmış Yenilenebilir Enerji Senaryosu
BAU	Her Zamanki Gibi İş
CBA	Maliyet-Fayda Analizi
CPD	Kömür Aşamasının Düşürülmesi
ENTSO-E	Elektrik EV için Avrupa İletim Sistemi Operatörleri Ağı
GW	Gigawatt
HES	Hidroelektrik Santrali
HVDC B2B	Yüksek Gerilim Doğru Akım Sırt Sırta kV kilovolt
MCP	Piyasa Takas Fiyatı
MW	Megawatt
NPP	Nükleer Enerji Santrali
NTC	Net Transfer Kapasitesi
İŞLETME VE BAKIM	İşletme ve Bakım
PV	Fotovoltaik
RES	Yenilenebilir Enerji Kaynakları
RoR	Nehir Akıntısı
SRMC	Kısa Dönem Marjinal Maliyet
TEIAS	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. YEKA Yenilenebilir Enerji Bölgeleri Yönetmeliği

1. Türk hükümeti kısa süre önce Türkiye ekonomisini 2053 yılına kadar karbon nötr hale getirme taahhüdünün altını çizdi. Enerji sektörünün, ekonominin diğer sektörlerinden önce karbonsuzlaşarak bu geçişe öncülük etmesi gerekecektir. Temiz yenilenebilir enerji, sektör birleşimi ve son kullanım elektrifikasyonu yoluyla hızlandırılmış ve daha verimli bir karbonsuzlaştırma sağlayacaktır.
2. Elektrifikasyon nedeniyle hızla artan talebi karşılamak için, güç kaynağı ve son kullanım altyapısı, sistem güvenilirliği ve esnekliğini vurgulayan ileriye dönük planlama gerektirecektir. Yeni rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinin yerlerini seçerken veya hangi kömürlü termik santrallerin devreden çıkarılacağına karar verirken, münferit proje çıktılarından ziyade sistem güvenilirliğini ve istikrarını en üst düzeye çıkarmaya odaklanması gerekecektir.
3. Türkiye'nin mevcut on yıllık iletim şebekesi geliştirme planı, ülkenin enerji dönüşümü için sağlam bir temel oluşturmaktadır. Kömür kullanımını önemli ölçüde azaltırken rüzgar ve güneş enerjisi üretimini önemli ölçüde artırmak, herhangi bir ek yatırım yapmadan gerçekleştirilebilir. Böyle bir senaryoda arz ve talebi dengelemeye yönelik operasyonel zorluklar artarken, yeniden sevkiyat ve kesinti seviyeleri yıllık üretimin %5'inin oldukça altında kalmaktadır.
4. Türkiye elektrik sistemi, mevcut hidroelektrik, doğal gaz ve talep tarafı katılımı potansiyelinin tam olarak kullanılması halinde ilave esneklik yatırımlarına ihtiyaç duymadan önemli ölçüde daha fazla yenilenebilir enerjiyi entegre etmeye hazırdır. Yine de, yenilenebilir enerjinin payı toplam üretimin %65'ini aştığında bazı ek esneklik seçeneklerine ihtiyaç duyulacaktır.
5. Güçlü politikalar ve düzenlemeler, esneklik ve istikrara dayalı güç sistemi gelişimini yönlendirmek için doğru teşvikleri sağlayacaktır. Bu, modern rüzgar ve güneş enerjisi tesislerinin sağlayabileceği yan hizmetlerin ortaya çıkarılması da dahil olmak üzere hem arz hem de talep tarafında esneklik teşviklerini içerir.

A. Giriş

Türkiye'nin elektrik sistemi son yirmi yılda kayda değer bir dönüşüm geçirmiştir. Büyüyen ekonomi ve nüfus nedeniyle hızla artan talebi karşılamak için Türkiye 2001 yılında elektrik sistemini yeniden yapılandırmaya başlamıştır. Serbestleşme ve elektrik piyasasının özelleştirilmesi, yerli üretim kapasitesinin artırılması ve genel elektrik sistemi maliyetlerinin azaltılması yoluyla enerji güvenliğinin teşvik edilmesine yönelik uzun vadeli bir bakış açısıyla özel kuruluşların elektrik üretimi, dağıtımı ve tedarikine katılmasına olanak sağlamıştır.

Başlangıçta, bu reformlar konvansiyonel fosil yakıtlara önemli yatırımlar yapılmasına neden olmuştur. 1980'lerin sonlarından bu yana Türkiye'nin enerji karışımında temel yakıt olan doğal gazda büyük ölçüde ithalata bağımlı olan ülke, ithalata karşı kırılganlığını azaltmaya çalışmıştır yerli kaynakların ve teknolojilerin kullanımını teşvik ederek doğalgaz. Bu, hem linyit hem de yenilenebilir enerji kaynakları dahil olmak üzere elektrik üretimi için yerel kaynakların genişletilmesinin yanı sıra Türkiye'de bir ilk olan ve ilk ünitesinin 2023 gibi erken bir tarihte devreye alınması planlanan Akkuyu Nükleer Güç Santrali'nin inşaatına başlama kararını da beraberinde getirmiştir.

Bununla birlikte, yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla gelişmesi, Türkiye'nin elektrik üretim karmasının çeşitlendirilmesinde öncü rol oynamıştır. Hidroelektrik, son yirmi yılda toplam elektrik üretiminin yaklaşık üçte birini karşılayarak öncü bir rol oynamıştır. Ancak geçtiğimiz on yıl, rüzgar ve güneş enerjisinden elektrik üretiminin inişli çıkışlı yükselişine tanıklık etmiştir. Etkileyici maliyet düşüşleri ve uygun tarife garantileri (YEKDEM) dahil olmak üzere elverişli bir düzenleyici ve finansal ortamın birleşimi sayesinde, 2010 yılında sadece %1,4 olan rüzgar ve güneş enerjisinin toplam elektrik üretimindeki payı 2020 yılında yaklaşık %12'ye ulaşmıştır. Bu büyümenin büyük kısmı sadece son beş yılda gerçekleşmiştir yıllarda 4,3 GW rüzgar ve 6,4 GW güneş enerjisi kapasitesi eklenmiştir. Bugün rüzgar ve güneş enerjisi, 2015'te %6,5 olan toplam kurulu gücün %18,6'sını¹ oluşturmaktadır.

Bununla birlikte, bu yıla kadar Türkiye'nin enerji stratejisi emisyon azaltımından ziyade ağırlıklı olarak arz güvenliğine odaklanmıştır. Türkiye'nin Ekim 2021'deki genel kurulunda Paris Anlaşması çerçevesinde 2053 yılına kadar net sıfır karbon emisyonunun hedeflendiğinin açıklanması, Türkiye'nin enerji ve iklim politikası için bir dönüm işaret etmektedir. Bu duyuruların ardından, şimdi odak noktası, ekonomi genelinde sera gazı emisyonlarının azaltılmasını sağlayan ve enerji sistemi dönüşümü için yeni bir politika alanı sağlayan bir dizi politika ve eylem planının hazırlanmasına kaymaktadır.

Güç sistemleri, ekonominin karbonsuzlaştırılmasının bel kemiğini ve net sıfır hedeflerine ulaşmanın kilit noktalarını temsil etmektedir. Bina, ulaşım ve sanayi sektörlerinde sera gazı azaltmaya yönelik kilit strateji, bu sektörleri, örneğin binalarda elektrikli araçların veya ısı pompalarının kullanımı yoluyla doğrudan veya elektroliz yoluyla yenilenebilir elektrikten üretilen hidrojen veya sentetik yakıtlar yoluyla dolaylı olarak elektrik kullanmaya dönüştürmektir. Bu stratejinin başarıya ulaşması için elektrik üretiminin karbonsuzlaştırılması şarttır ve bunun için Yenilenebilir enerji kullanımının benzeri görülmemiş bir şekilde hızlandırılması ve fosil yakıtların nihai olarak kullanımdan kaldırılması.

¹Ocak 2022 itibarıyla Kaynak: TEİAŞ raporu: <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/kurulu-guc-raporlari>

İletim ve dağıtım şebekeleri, temiz elektrik üretimi ile nihai kullanım sektörlerinin karbonsuzlaştırılmasını birbirine bağlayan kilit unsurlardır. Yeni politikalar ve dijital teknolojiler bina, ulaşım ve sanayi sektörlerinde enerji verimliliğinin artırılmasına yardımcı oldukça, bu son kullanım alanları giderek artan bir şekilde arzı karşılamak için kullanılabilir. Bu anlamda, güç kontrolü ve dağıtımı güç sistemi boyunca gerçekleştirilebilir ve iletim şebekeleri geçmiş nispeten tarafsız kanalları yerine bu sistem içinde akıllı aktörler haline gelme potansiyeline sahiptir.

Yine de Uluslararası Enerji Ajansı, enerji dönüşümünün başarısının zayıf planlama ve iletim ve dağıtım şebekelerine yapılan yetersiz yatırımlar nedeniyle baltalanabileceği konusunda uyarıyor. Güneş, rüzgar ve diğer düşük karbon teknolojilerine yeni yatırımlar yapılması gerekirken, iletim şebekelerinin gelişimi ve rolüne daha fazla odaklanılması büyük önem taşıyor.

B. Hedefler

Bu çalışma, ağırlıklı olarak değişken yenilenebilir enerjilere odaklanan güç sisteminin hızlandırılmış dönüşümü nedeniyle Türkiye'nin iletim şebekesi ağı üzerinde ortaya çıkabilecek potansiyel etkileri değerlendirmektedir. Türkiye elektrik şebekesinin gelişimini modellemekte, olası operasyonel zorlukları araştırmakta ve özellikle değişken yenilenebilir enerjilerin sistem entegrasyonuna odaklanmaktadır.

Çalışma, Türkiye'nin iletim şebekesi için mevcut yatırım ve geliştirme planının, güneş ve rüzgar kaynaklarının daha da iddialı bir şekilde genişletilmesi için iyi hazırlanmış olduğunu ortaya koymaktadır. Ayrıca, gelecekteki elektrik sistemi planlamasına ilişkin bütüncül ve sistem odaklı bir yaklaşımın benimsenmesi halinde, önemli ek yatırımlara gerek kalmadan elektrik sektöründe kömür kullanımının iddialı bir şekilde azaltılması mümkündür.

Bu değerlendirme, SHURA'nın benzer bir metodoloji kullanan ancak 2026 yılına kadar değişken yenilenebilir enerji kapasitesinin iki katına çıkarılarak 20 GW'tan 40 GW'a çıkarılmasının etkilerini değerlendiren 2018 tarihli çalışmasının² revizyonu ve güncellemesini temsil etmektedir. Önceki analiz, rüzgar ve güneş enerjisi kapasitesindeki bu tür bir artışın, Türkiye'nin iletim sistemi operatörü (TSO) Türkiye Elektrik İletim A.Ş.(TEİAŞ) tarafından geliştirilen 2016-2026 On Yıllık Şebeke Gelişim Planı dışında herhangi bir ek yatırım yapılmadan mümkün olduğunu göstermiştir. Bununla birlikte, yenilenebilir enerji kapasitesindeki daha fazla artışın önemli miktarda ek yatırım gerektireceğini tespit etmiş ve fosil üretim kapasitesinin, kömür, linyit ve gazın ne ölçüde tasfiye edilebileceğini araştırmamıştır.

Bu mevcut çalışma, planlama ufku 2030'a kadar genişletmekte ve 2021-2030 yılları için güncellenmiş şebeke planlamasını dikkate almaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarında böylesine iddialı bir genişlemenin mevcut kömür ve gaz santrallerinin mevcudiyetini, kullanımını ve nihayetinde azaltılmasını nasıl etkileyebileceğine dair daha gerçekçi bir bakış açısını incelemektedir. Bu nedenle, bu mevcut çalışma aynı zamanda SHURA'nın 2020 tarihli '2030'a doğru Türkiye için optimum elektrik üretim kapasitesi karışımı'³ çalışmasını temel almakta ve Türkiye'nin elektrik sisteminin gelişimini şekillendiren belirli politika müdahalelerinin sistem operasyonları ve güvenliği açısından ne ölçüde uygulanabilir olduğunu araştırmaktadır.

²SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payının Artırılması. Mayıs 2018 (<https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/>)

³Shura Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye için 2030'a doğru optimum elektrik üretim kapasitesi karışımı. Temmuz 2020 (www.shura.org.tr/wp-content/uploads/2020/09/ExecutiveSum.pdf)

Sonuç olarak bu çalışma, Türkiye'de kömür kullanımının aşamalı olarak azaltılması ve nihayetinde tamamen ortadan kaldırılmasına yönelik yapılandırılmış bir politika stratejisinin bir parçası olarak kömür üretiminin kapsamlı bir şekilde azaltılmasının sistem işletimi üzerindeki etkilerine ilişkin türünün ilk örneği olan bir araştırma olmayı amaçlamaktadır.

C. Metodoloji

Bunu başarmak için, mevcut hükümet politikalarının devamını yansıtan olağan durum (BAU) temel çizgisine karşı iki karşılaştırmalı senaryo incelenmiştir

2023'ün yanı sıra güncellenmiş bir şebeke yatırım ve geliştirme planı. Hızlandırılmış Yenilenebilir Enerji senaryosu (ARES), rüzgar ve güneş enerjisi önemli ölçüde hızlanacağını ve 2030 yılında rüzgar ve güneş enerjisinin toplam kurulu gücünün 64 GW'a ulaşacağını varsaymaktadır. Kömürün aşamalı olarak azaltılması senaryosunda (CPD), karbon fiyatlandırması gibi politikalar uygulanarak kömür kurulu gücünün 2030 yılında sadece 5 GW'a düşürüleceği varsayılmaktadır.

2021'de faaliyete geçecektir. Yenilenebilir enerji, devreden çıkarılan kömürün yerini almakta ve rüzgar ve güneş enerjisi kurulu gücü 2030 yılına kadar 74 GW'a ulaşmaktadır.

Çalışma, 2030 yılında tüm Türkiye elektrik sisteminin elektrik piyasasını ve iletim şebekesi ağını yılın her saati için ayrıntılı olarak modellemektedir. Yani, değerlendirme, Türkiye'nin 400 kV ve 154 kV iletim şebekesi sistemine tahsis edilen mevcut ve planlanan elektrik üretim filosunun tam bir temsiliyi içermektedir.

Optimal esneklik çözümleri her senaryo için bir yaklaşımla belirlenmektedir. İlk olarak, bir elektrik piyasası simülasyonu üretim dağıtımını gerçek zamanlı piyasa gerçeklerine göre atamakta ancak şebeke kısıtlarını göz ardı etmektedir. Piyasa simülasyonlarının sonuçları daha sonra arzın her zaman talebi karşılamasını sağlamak, şebeke kısıtlarını ölçmek ve uygun maliyetli esneklik çözümlerini belirlemek için her bir şebeke düğümüne, yani 400 kV veya 154 kV trafo merkezine tahsis edilen saatlik talebi içeren ayrıntılı bir iletim şebekesi modeline beslenir. Bu anlamda esneklik çözümleri

iletim şebekesinde mevcut olanlarla sınırlıdır ve örneğin iletim şebekesinin genişletilmesine yönelik yatırımları veya üretimin yeniden dağıtılmasını veya kısılmasını içerir. Örneğin Bulgaristan, Yunanistan veya Gürcistan gibi sınır ötesi enterkonneksiyonlar da basitleştirilmiş bir şekilde de olsa dikkate alınmaktadır.

Her senaryo için belirli varsayımlar, belirli değişkenlerin etkisinin daha ayrıntılı bir şekilde incelenmesini sağlayan duyarlılık analizleri yoluyla test edilmektedir. Bir yandan, bu duyarlılık analizleri şebeke istikrarının şebeke işletimi ve yönetimi paydaşlarını özellikle ilgilendiren belirli koşullardan nasıl etkilendiğine dair daha derin bir araştırmayı temsil etmektedir. Örneğin, BAU senaryosundaki bu tür bir 'stres testi', düşük talebin yüksek değişken yenilenebilir enerji payı ile çakışmasını araştırmaktadır.

Bu tür koşulların özellikle dik rampa oranlarına yol açarak arz ve talebin yanlış tahsisine ve muhtemelen verimsiz sistem işletimine neden olabileceği enerji teknolojileri, savurgan kesinti seviyelerine ve pahalı yeniden sevk emirlerine neden olabilir.

Hassasiyet analizlerinin bir başka kullanımı da farklı esneklik seçeneklerinin sistem operasyonları üzerindeki faydalarını test etmek içindir. Örneğin, talep katılımı ile ara bağlantıların daha yüksek net transfer kapasitesinin bir araya gelmesi şebeke istikrarını nasıl etkileyebilir? Son olarak, duyarlılık analizleri kömürün aşamalı olarak azaltıldığı bir gelecekte doğal gaz ve yenilenebilir enerji kaynaklarının ne tür roller oynayabileceğine daha yakından bakılmasına da olanak tanımaktadır. Duyarlılık analizinin ayrıntıları bu raporun 5. Bölümünde yer almaktadır.

Yeni rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinin yerleri, yeni rüzgar veya güneş enerjisi kapasitesinin toplanması ve ek güç talebinin beklendiği yerlere göre şebeke düğümlerine atanması yoluyla sistem ihtiyaçlarına göre belirlenir. Rüzgar ve güneş için üretim profilleri, mekansal geçmiş kaynak verilerinden alınır. İşletme kısıtları da geçmiş veriler kullanılarak tanımlanan mevcut hidroelektrik santralleri her bir şebeke düğümüne tahsis edilir ve mevcut olduğunda esneklik hizmetleri sağlamak için çalıştırılabilir.

D. Senaryo Çerçeve

Her zamanki gibi iş (BAU) temel senaryosu, mevcut politika ve eğilimlerin devamının yanı sıra 2021-2030 yılları için 400 kV ve 154 kV iletim sistemleri için güncellenmiş bir şebeke yatırım ve geliştirme planını yansıtmaktadır. Toplam elektrik talebi 2030 yılında 460 TWh'ye ulaşmakta ve yeni elektrik üretim kapasitesi büyük ölçüde piyasanın 2030 yılına kadar mevcut politikalar altında işlemeye devam etmesine izin verilerek eklenmektedir. Sonuç olarak Kömür kapasitesi 2020'de yaklaşık 20 GW'tan 2030'da yaklaşık 23 GW'a, rüzgar 8 GW'tan yaklaşık 17 GW'a ve güneş enerjisi 6 GW'tan 20 GW'a çıkmaktadır. Gaz kurulu gücü ise yaklaşık 26 GW ile nispeten sabit kalmaktadır. Türkiye, ilk nükleer enerji santralının 1.200 MW'lık dört ünitesini de devreye almayı başarmıştır. BAU'daki duyarlılık analizi, önemli ölçüde daha düşük talebin (360 TWh) ve 2030'da 64 GW'a ulaşan önemli ölçüde daha fazla güneş ve rüzgar enerjisinin (Daha Fazla RES) incelenmesini içermektedir.

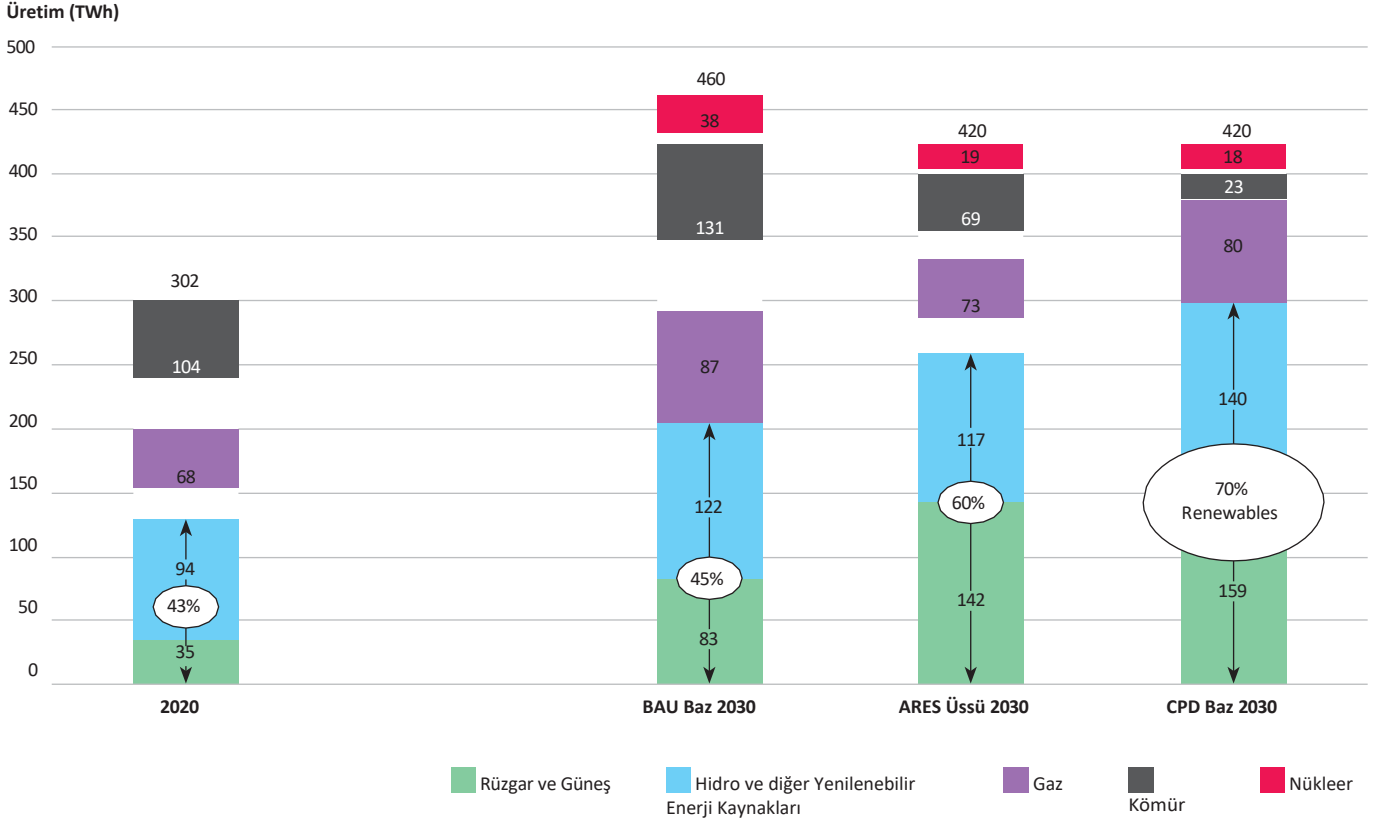
Hızlandırılmış Yenilenebilir Enerji Arzı Senaryosunda (ARES), toplam talep 40 TWh azaltılarak 2030'da 420 TWh'ye ulaşmakta ve enerji verimliliğindeki iyileşmeler yansıtılmaktadır. Hızlandırılmış yenilenebilir enerji dağıtımını teşvik eden destekleyici politikaların ve düzenleyici çerçevelerin yürürlükte olduğu ve bunun sonucunda rüzgar ve güneş enerjisi kurulu kapasitelerinin sırasıyla 30 GW ve 34 GW'a ulaştığı varsayılmaktadır. Aşırı arzı önlemek için termik üretim kapasitesi azaltılmaktadır; yani kömür kurulu gücü 14,5 GW'a, gaz kurulu gücü 23 GW'a düşmekte ve 2030 yılına kadar sadece iki nükleer ünite devreye alınmaktadır. Bu senaryoda arz tarafında ek esneklik de aşağıdakilere kıyasla teşvik edilmektedir BAU. ARES, sistem esnekliği sağlamak için 1 GW'lık bir pompaj depolamalı hidroelektrik projesini içermektedir. İncelenen hassasiyetler arasında dört nükleer ünitenin tamamının 2030 yılına kadar devreye alınması (Daha Fazla Nükleer) ve diğerlerinin yanı sıra 600 MW'lık bir batarya sisteminin eklenmesi yoluyla daha fazla sistem esnekliği sağlanması (Daha Fazla) yer almaktadır.

Kömürün Azaltılması Senaryosu (CPD) ARES çerçevesini daha da geliştirmektedir. ARES'te gibi aynı enerji verimliliği iyileştirmeleri ve arz yönlü esneklik aktörleri varsayılmış, 600 MW'lık bir lityum iyon batarya enerji depolama sistemi, yenilenebilir enerjilerden dönen rezervlerin kilidinin açılması ve talep tarafı pik kaydırma seçeneklerinin etkinleştirilmesi⁴. Son olarak ve en önemlisi, kömür yakıtlı üretimin kullanımını caydırmaya yönelik özel politikalar uygulanarak kömür kapasitesinin 2030 yılında 5 GW'a düşmesine (3,2 GW ithal kömür ve 1,8 GW linyit) ve boşluğun rüzgar (33 GW), güneş 41 GW), biyokütle (5 GW) ve jeotermal (4 GW) ile doldurulmasına neden olmaktadır. Duyarlılık analizleri, hangi kömür projelerinin devreden çıkarılacağını ve bunların nasıl ikame edileceğini araştırmaktadır. CPD Yolu 1, gaz kurulu gücünün CPD Tabanına göre 22,7 GW'tan 25,8 GW'a çıkarıldığı sistem esnekliğini vurgulamaktadır. Burada biyokütle ve jeotermal sırasıyla 3,3 GW ve 2,8 GW'a düşmektedir. CPD Yol 2, ithal kömür santrallerinin ilk olarak kapatıldığı ve linyit kurulu gücünün 5 GW'a düşürüldüğü durumu incelemektedir.

⁴SHURA'nın "Rüzgar ve Güneş Enerjisinin Şebekeye Entegrasyonu için Sektör Bağlantısı" raporu Türkiye'de bina, sanayi ve ulaşım sektörlerinde talep tarafı katılımı seçeneklerini araştırmaktadır: <https://shura.org.tr/en/sector-coupling-for-grid-integration-of-wind-and-solar/>

Şekil 1, 2020 yılında gerçekleşen gerçek üretim değerleriyle karşılaştırmalı olarak her bir senaryoya göre Türkiye'nin 2030 yılındaki enerji üretim karışımını özetlemektedir.

Şekil 1: Her senaryoda teknolojiye göre elektrik üretimi



Mevcut politikalar doğrultusunda devam edildiğinde, 2030'daki BAU üretim karışımı 2020'ye nispeten benzer bir bileşim göstermektedir. Yenilenebilir enerji payı %45 civarında nispeten benzer kalırken, nükleer eklenmesi fosil yakıt üretimini marjinal olarak değiştirmekte, gazın üretimdeki payı 2020'deki %23'ten %19'a, kömürün payı ise %34'ten %28'e düşmektedir.

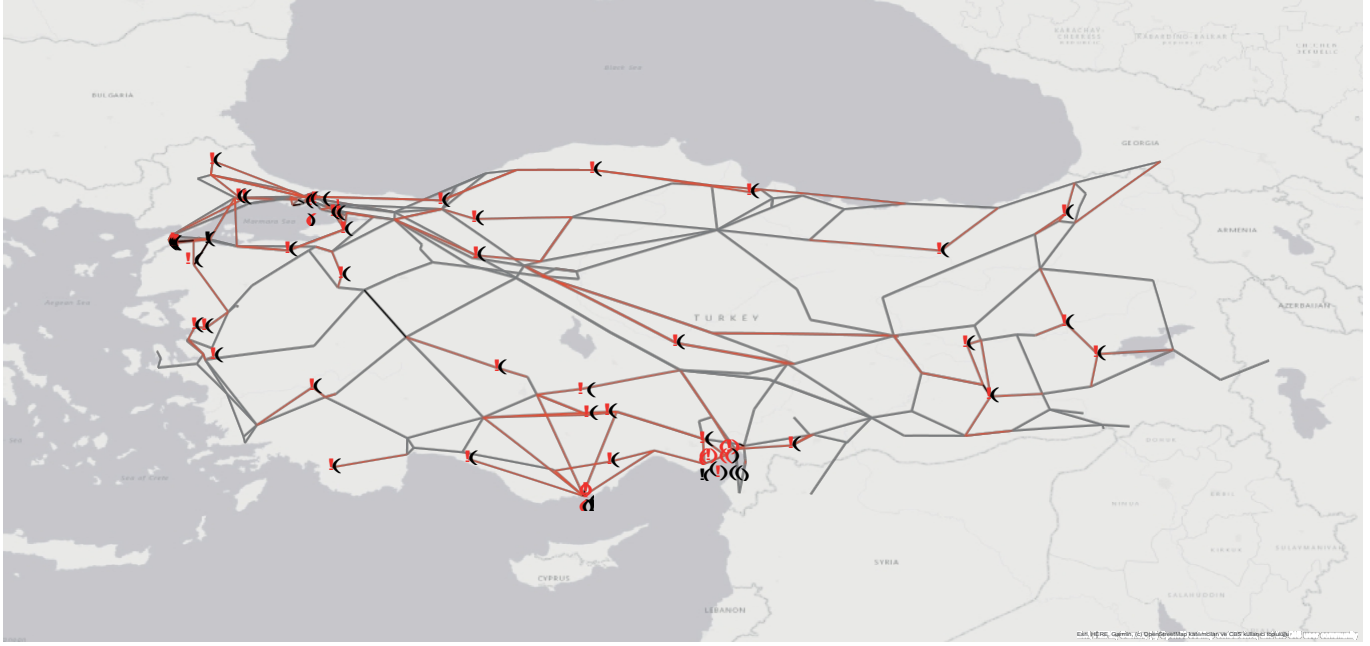
Yenilenebilir enerji gelişimini destekleyen ek politikalar, ARES senaryosunda yenilenebilir enerjilerin 2030 yılında baskın enerji kaynağı haline gelmesi anlamına gelmektedir. Kömürün enerji karışımındaki oranı yarıdan fazla azalarak toplam üretimin sadece %16'sına katkıda bulunmaktadır.

CPD senaryosunda, ithal (1,8 GW) ve yerli linyit (3,2) kombinasyonundan oluşan sadece 5 kömür sistemde kalmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları toplam üretimin %70'ine ulaşmaktadır ve rüzgar ve güneş enerjisi kurulu gücü ARES senaryosuna göre yaklaşık 10 GW daha fazla olmasına rağmen, üretimleri nispeten sabit kalmaktadır. Gaz kapasitesi CPD ve ARES senaryolarında aynı kalırken, gaz kömürün yokluğunda arz esnekliği boşluğunu doldurmakta ve üretim payı ARES'te %17'den CPD'de %19'a yükselmektedir.

D.1. İletim Yatırım

Türkiye'nin iletim şebekesi gelişim planı, hükümet politikalarına ve enerji talebi projeksiyonlarına dayanmaktadır ve yeni gelişmeleri yansıtacak şekilde düzenli olarak güncellenmektedir teknoloji ve politikalarda. Mevcut plan, Türkiye'nin 400-kV şebekesinin iddialı bir şekilde genişletilmesini ve yükseltilmesini içermekte olup, İstanbul çevresindeki batı bölgelerindeki talep merkezleri ile Türkiye'nin kuzeydoğusu ve güneyindeki yeni tedarik yerleri arasında yeni iletim koridorları da dahil olmak üzere 2030 yılına kadar yılda ortalama yaklaşık 800 km eklenmesi öngörülmektedir (bkz. Şekil 2).

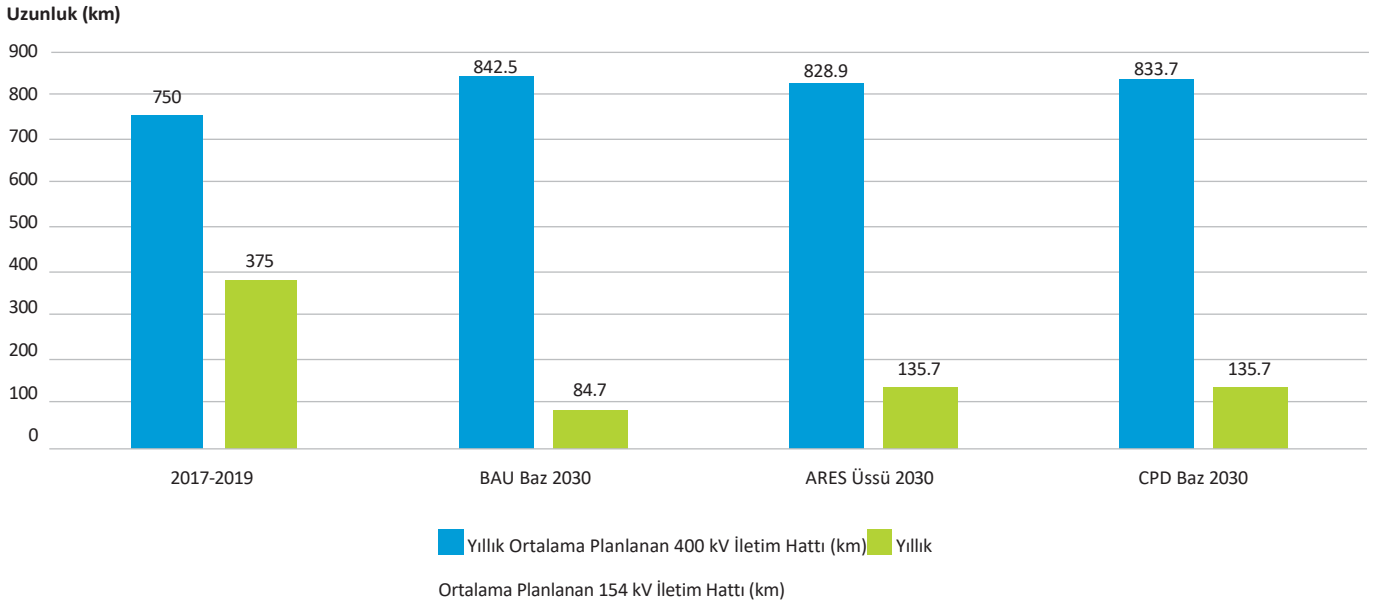
Şekil 2: Güncellenmiş on yıllık (2021-2030) ileriye dönük şebeke geliştirme planına göre mevcut (gri çizgiler) ve planlanan (kırmızı çizgiler ve noktalar) 400-kV iletim şebekesi haritası



Mevcut yatırım planı aynı zamanda çok daha yüksek yenilenebilir enerji payları ve hatta kömür üretiminde önemli bir azalma ile uyumluluk göstermektedir, ancak bu ancak elektrik sektörünün evriminin şebeke istikrarı ve güvenliğine öncelik veren sistem odaklı bir yaklaşım benimsemesi halinde mümkündür. Bu, yeni yenilenebilir enerjilerin yerleştirilmesinin mutlaka mevcut en iyi kaynak veya pazar potansiyeli ile çakışmayabileceğini varsayar, daha ziyade sistemin bunu en iyi kullanabileceği yerlerde - tipik olarak talep merkezlerine daha yakın yerlerde. Aynı sistem dostu yaklaşımın CPD senaryosunda kömür ve daha az ölçüde doğal gazla ilgili devreden çıkarma kararları için de geçerli olduğu varsayılmaktadır. Yani, şebeke faydalarının azami düzeye çıkarılması, ithal kömür yerine yerli kömürün teşvik edilmesi gibi diğer kriterlerden ziyade, yeniden sevk miktarlarının azaltılması veya yenilenebilir enerji kesintisi gibi sistem ihtiyaçlarına göre kömür projelerinin devreden çıkarılmasıyla sonuçlanabilir.

Yine de yenilenebilir enerjinin sisteme önemli ölçüde eklenmesi şebeke genişleme planlamasını etkilemektedir. Büyük ölçekli termik jeneratörlerin daha dağınık ve daha küçük ölçekli yenilenebilir enerjilerle yer değiştirmesi, daha düşük voltajlı (154 kV) şebekeye daha fazla yük bindirmektedir. Sonuç olarak, model sonuçları ARES (yılda -13,6 km) ve CPD (yılda -8,8 km) senaryolarında 400-kV şebeke genişlemesinin BAU' göre azaldığını göstermektedir (Şekil 3). Buna karşılık, her iki senaryo da yılda 51 km'lik ek 154 kV hat gerektirecek ve on yıllık bir genişlemeden sonra toplam 510 km'ye ulaşacaktır. Bazı yatırımlar doğal olarak mevcut hatların güçlendirilmesi ve iyileştirilmesine akacaktır.

Şekil 3: 400-kV ve 154-kV şebekeler için planlanan ortalama yıllık iletim hattı



D.2. Esneklik

Rüzgâr ve güneş enerjisinin elektrik üretimine katkısı artmaya devam ettikçe, sistem esnekliği Türkiye elektrik sisteminin yeni paradigması haline gelmektedir. Düşük penetrasyon seviyelerinde, rüzgar ve güneşin değişkenliği, gerekli sistem dengeleme hizmetlerini sağlayan konvansiyonel jeneratörler aracılığıyla yönetilebilir ve yönetilmiştir. Ancak, rüzgar ve güneş enerjisi büyümeye devam ettikçe ve nihayetinde konvansiyonel termik jeneratörlerin yerini aldıkça, sistem operatörleri artan belirsizlik ve arz tarafı değişkenliği ile karakterize edilen giderek daha karmaşık bir sistemi yönetmekle karşı karşıya kalmaktadır.

Bu çalışma, arz ve talebin dengelendiği alan ve büyüklüğü artıran yurtiçi iletim şebekesinin genişletilmesi ve iyileştirilmesine yönelik tedbirlerin yanı sıra, geniş bir ek esneklik seçenekleri yelpazesinde pratik çözümleri de araştırmaktadır:

- Arz tarafından, sevk edilebilir elektrik üreticilerinin üretimi artırmak veya azaltmak için piyasa sinyallerine yanıt vermesine izin verir;
- depolama teknolojilerinden yararlanarak hem pompajlı hidroelektrik hem de batarya enerji depolama sistemlerini tanıtmıştır;
- Talep tarafından, talebi yoğun saatlerden yoğun olmayan saatlere kaydırmak için puant tasarrufuna izin vermek. Enerji nihai kullanım sektörleri giderek daha fazla elektrikleştiğince, bu sektörler güç sisteminin dengelenmesine aktif olarak katılmaya başlayabilir; ve
- komşu güç sistemlerine olan ara bağlantılardan kaynaklanmaktadır.

Farklı esneklik önlemlerinin etkileşimi, ilkbaharda hafta içi tipik bir 48 saatlik dönem için toplam elektrik üretimini simüle eden Şekil 4'te ayrıntılı olarak incelenmektedir.

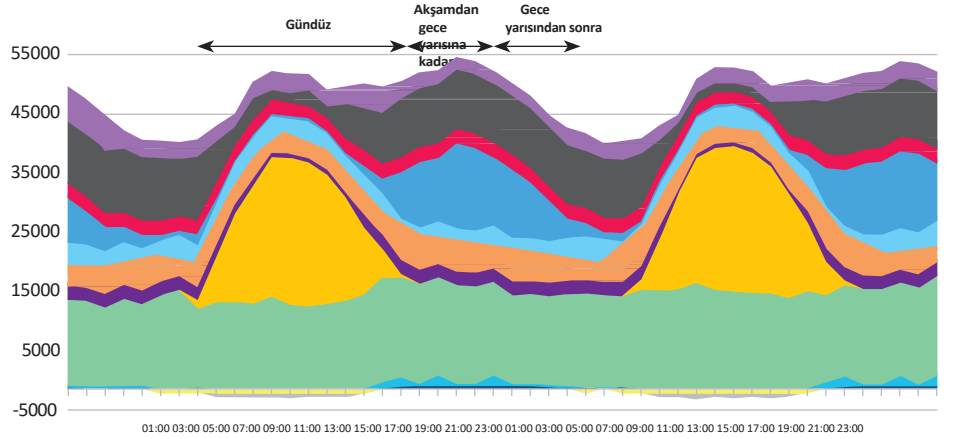
Güneş enerjisi üretiminin en yüksek olduğu gün ortası saatlerinde hidroelektrik, gaz ve kömür, üretimi azaltarak esneklik ve sistem dengeleme hizmetleri sağlar. Depolamalı hidroelektrikten elde edilen üretim önemli ölçüde azaltılabilir, çünkü bunlar kömürün minimum üretim gerekliliklerinden muafır, bunun dışında aşağı havza nehir sistemlerinde çevresel akışları korumak için küçük miktarlarda üretime ihtiyaç duyarlar. Depolamalı hidroelektrik, doğal girişler nedeniyle bu süre zarfında rezervuarlarında 'yakıt' biriktirme avantajına sahiptir. Her ne kadar gaz türbinleri teknik olarak daha hızlı rampa ve daha düşük minimum kapasite ile kömürden daha fazla esneklik sunabilse de

üretim seviyelerinde gaz, dönen rezerv gereksinimlerini karşılamak için çevrimiçi kalır. Aynı zamanda, fazla güç 1 GW pompaj depolamayı ve 600 MW batarya depolama sistemlerini şarj etmek ve komşu şebekelere güç ihraç etmek için kullanılır. Esnek ve sevk edilebilir jeneratörler daha sonra akşamın erken saatlerinde güneş enerjisi üretimi düştükçe, depolama teknolojilerinin şebekeye geri güç boşaltması ve enterkonnektörlerdeki elektrik akışının şebekeye güç ithal etmek için tersine dönmesi ile hızlanır.

CPD Baz senaryosunda (Şekil 4, altta), önemli kömür kapasitesinin şebekeden çıkarılması nedeniyle, artan kömür kapasitesi ile ek esneklik sağlanmaktadır. ara bağlantı kapasitesi. Gaz ve hidroelektrik, arz ve talebi dengede tutmak için üretimi ayarlamaya devam etmektedir. Şekil 4'teki ARES More Flexibility ve CPD Base senaryoları arasındaki temel fark talep profilindedir. CPD Baz senaryosunda talep tarafı müdahalesinin sağlanması, 22:00'deki akşam talep zirvesinin 'yumuşatılmasını' veya kaydırılmasını sağlar.

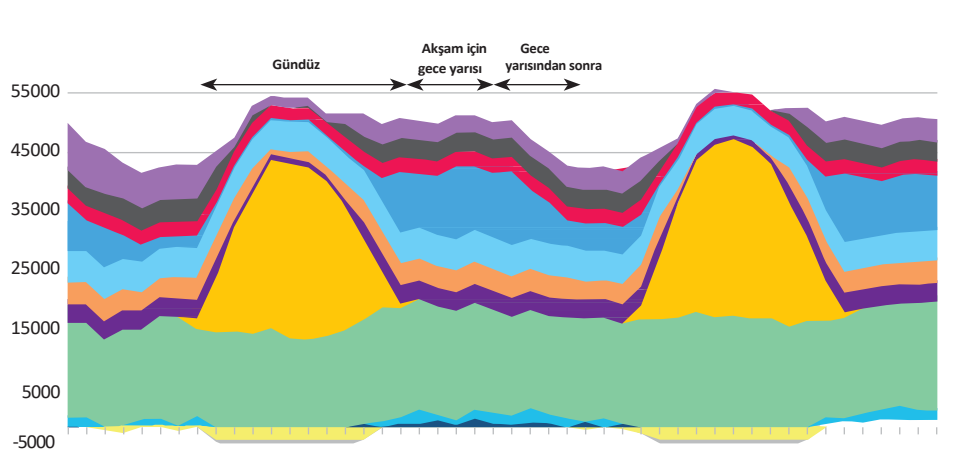
Şekil 4: İlkbaharda tipik bir 48 saatlik hafta içi gün için güç sistemi üretim simülasyonu. Ek esneklik duyarlılığına sahip ARES (Üstte) ve kömürün sistem odaklı olarak devreden çıkarılması ve rüzgar ve güneş enerjisinin yerleştirilmesi ile CPD Tabanı (Altta).

Toplam Üretilen Güç (MW/h)



Saatlik çözünürlükte 48 saatlik süre

Toplam Üretilen Güç (MW/h)



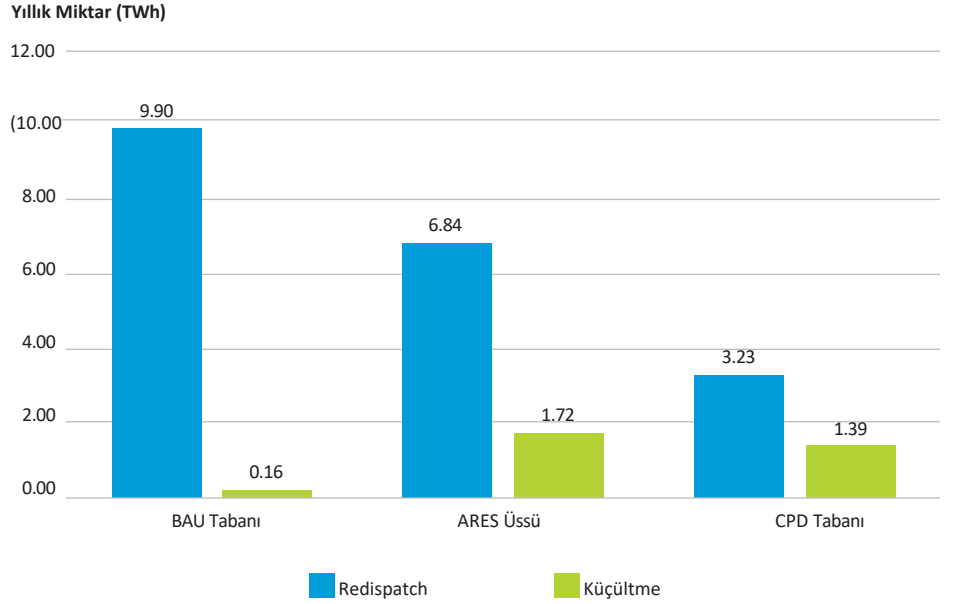
Saatlik çözünürlükte 48 saatlik süre

D.3. Sistem İşletimi ve Güvenliği (Şebeke Kararlılığı)

Şebeke güvenilirliği ve güvenliği iki ana gösterge kullanılarak değerlendirilir: kesinti ve yeniden sevkıyat. Kesinti, üretimin kasıtlı olarak azaltılmasıdır, tipik olarak bir Bir iletim kısıtını veya arz fazlasını çözmek için üretilebilecek olanın altında yenilenebilir enerji üreticisi. Redispatch, TSO'ların şebeke tıkanıklığını azaltmak, önlemek veya çözmek için aldığı bir önlemdir. Bir redispatch emri, santral operatörlerine toplam sistem üretimi aynı kalırken elektrik üretiminin yerel dağılımını değiştirmek için planlanan operasyonlarını ayarlama talimatı verir. Örneğin, eğer bir

Şebekenin belirli bir noktasında tıkanıklık riski varsa, darboğazın bir tarafındaki operatörlere güç üretimini azaltmaları talimatı verilirken, diğer taraftaki operatörler de buna uygun olarak üretimlerini artıracaktır. Üretimini sınırlandıran üreticilere tazminat ödenmesi gerektiğinden ve üretimini artırması istenen üreticiler bunu piyasa fiyatından daha yüksek maliyetlerle yapabileceğinden, herhangi bir yeniden sevkıyat ek maliyetlere neden olur. Şekil 5'te her bir senaryo için yeniden sevkıyat ve kesinti hacimlerinin bir özeti gösterilmektedir.

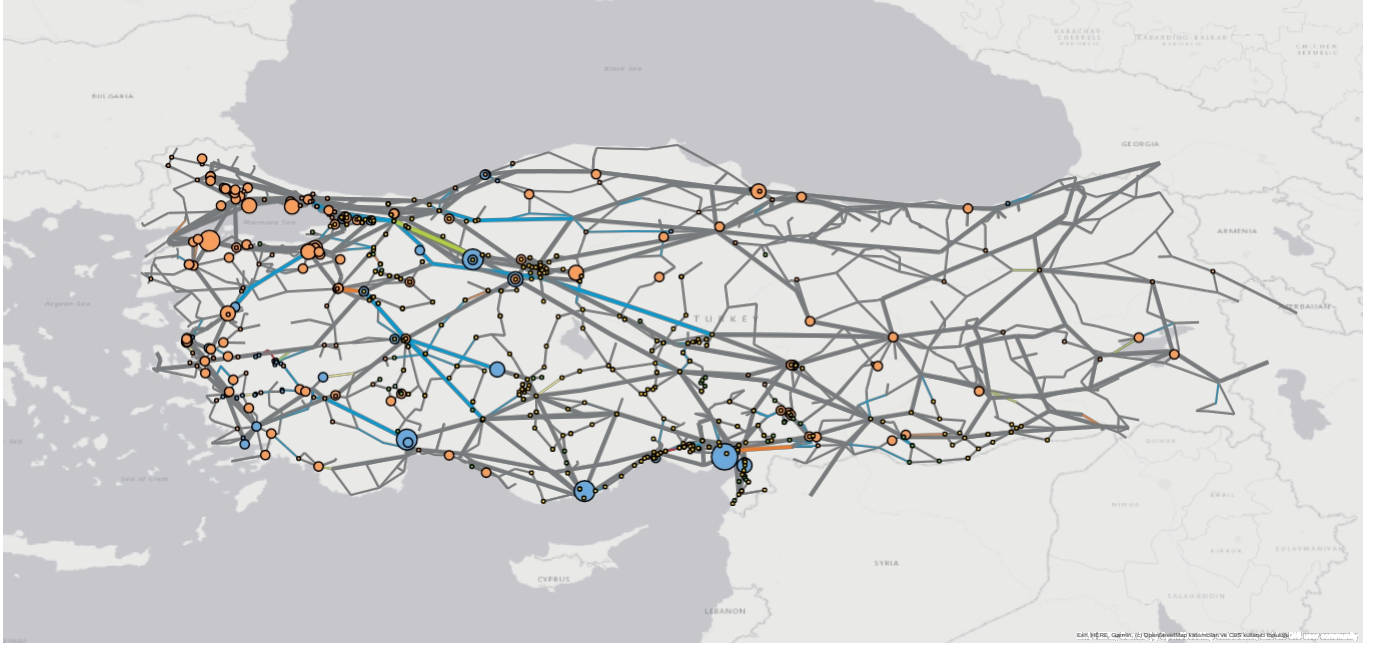
Şekil 5: Her üç senaryoda da yeniden sevkıyat ve kesinti seviyeleri



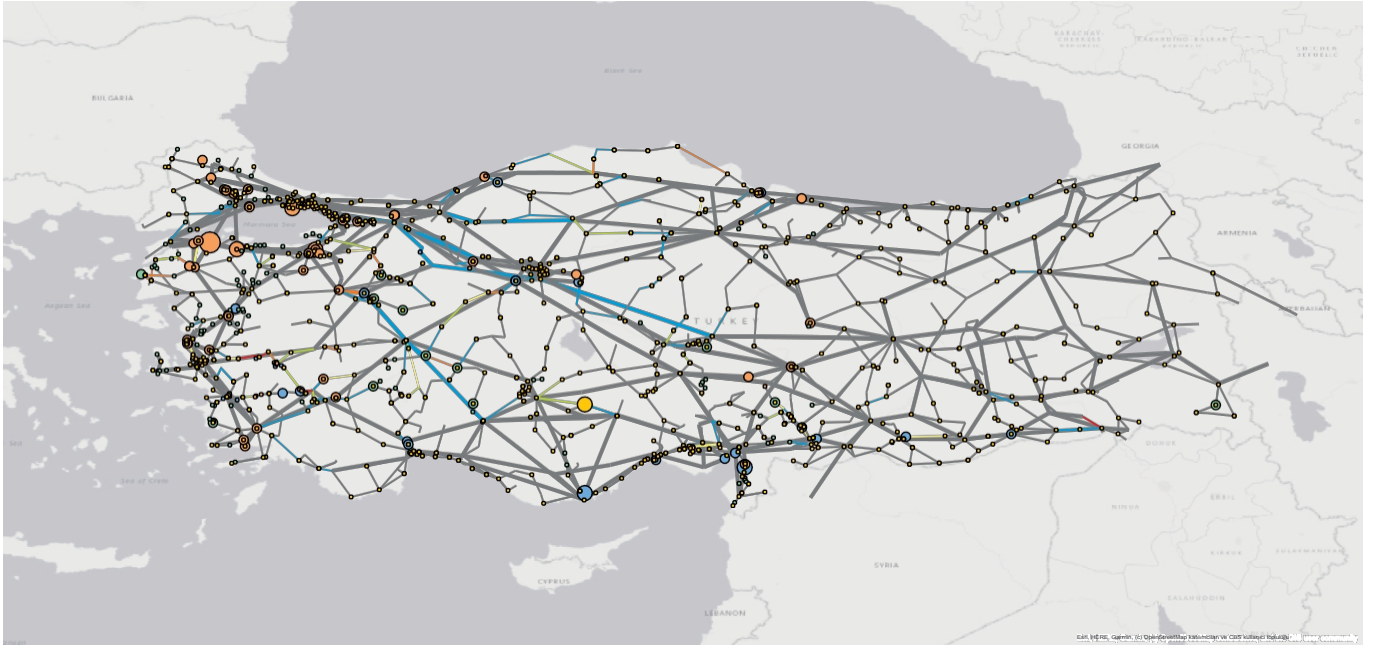
Şebeke istikrarı açısından bakıldığında, mevcut şebeke yatırım ve geliştirme planı Türkiye'nin ana talep merkezlerini birbirine bağlamak için yeterli bir temel sağlamaktadır arz alanlarına yönlendirirken aynı zamanda sistem operasyonlarına daha fazla istikrar ve beklenmedik durum ekler. Bu durum özellikle, 2018 ve 2020 yılları arasındaki ortalama %3,5'lik yeniden sevkıyat miktarlarına kıyasla yeniden sevkıyat hacimlerinin azaldığı BAU senaryosunda belirgindir. Bir miktar yeniden sevkıyat ve kesinti gerekli olmaya devam etmektedir, ancak daha yüksek ve daha dağıtılmış yenilenebilir enerji paylarında bile, yeniden sevkıyat hacimleri ve kesintiler tolere edilebilir tarihsel sınırlar içinde tutulmaktadır. Genel olarak, rüzgar ve güneş enerjisi geleneksel muadillerine göre daha dağıtık ve merkezi olmayan bir şekilde konuşlandırıldıkça, yeniden sevkıyat azalma eğilimindeyken, kesinti biraz artmaktadır. Kömür enerjisini çevrimiçi kalmaya zorlayan operasyonel kısıtlamalar nedeniyle kesinti, ARES senaryosunda CPD senaryosuna kıyasla daha yüksek kalmaktadır.

Farklı hassasiyetlerde yeniden dağıtım ve kesinti koşulları incelendiğinde, düşük toplam talep ve nükleerlerin tam kullanımı ile birlikte çok yüksek değişken yenilenebilir payları koşullarında daha yüksek kesinti ve yeniden dağıtım seviyelerine ihtiyaç duyulmaktadır (bkz. Şekil 6). Piyasa sinyalleri yoluyla esneklik teşviklerinin yokluğunda nükleer yalnızca sınırlı esneklik sağlayabildiğinden, bu durumda şebekeye yaklaşık 5 GW'lık bir noktasal kaynak beslemesini temsil etmekte ve ülkenin güneyindeki NGS'yi batıdaki yük merkezlerine bağlayan koridorlar boyunca yeniden dağıtım emirlerine yol açmaktadır. Bu esnek olmama durumu nedeniyle, özellikle arz yönlü esneklik aktörlerinin mevcut olmaması veya kısıtlı olması durumunda, düşük talep ve yüksek yenilenebilir kaynak girişi durumlarında bu koridorlar boyunca kesinti de meydana gelebilir.

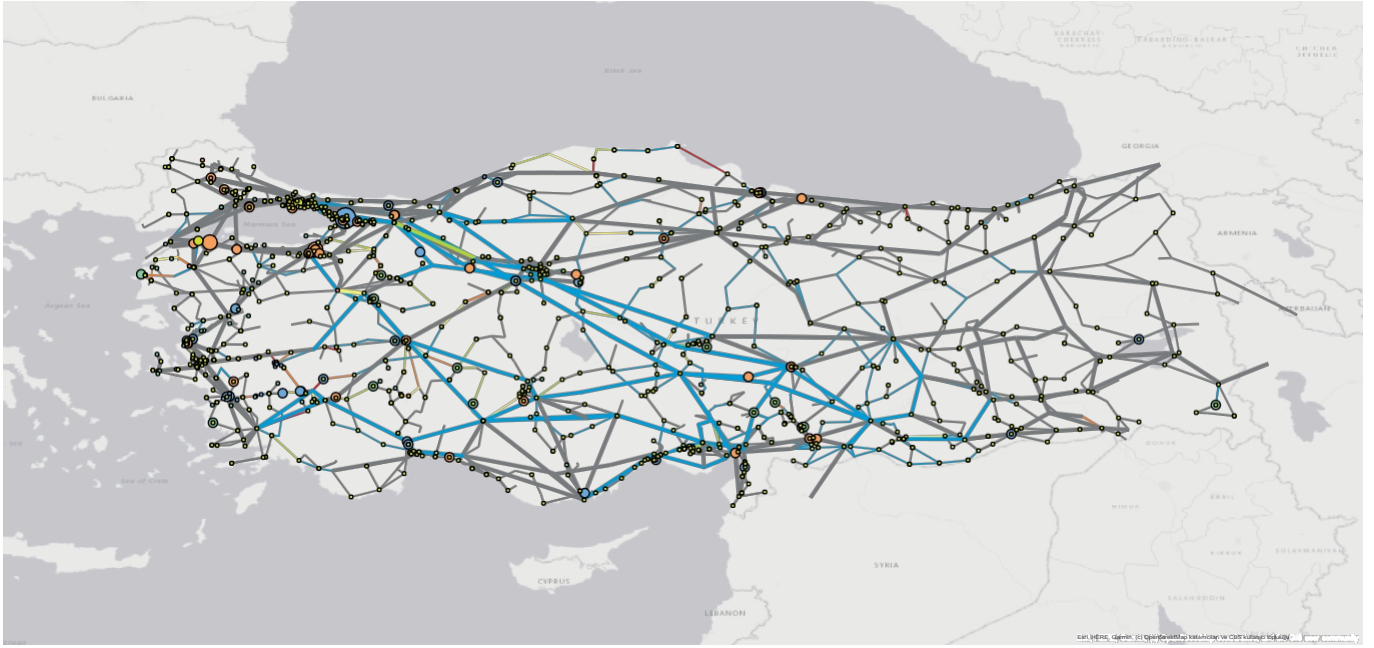
Şekil 6: (a) BAU, (b) ARES ve c) CPD senaryolarında iletim hattı kısıtlılığı, yeniden sevkiyat ve kesinti miktarları



(a) BAU Tabanı



(b) ARES Üssü



(c) CPD Tabanı

**Yeniden Sevkiyat Miktarı
(MWh)**

- <10000
- 10001-100000
- 100001-250000
- 250001-500000
- 500001->

- Olumsuz Emirler
- Olumlu Siparişler
- Rüzgar Kesintisi
- Güneş Enerjisi Kesintisi

Hat Tıkanıklık Saatleri

- Tıkanıklık Yok
- < 250
- 251 - 500
- 501 - 1000
- 1001 - 2000
- >

- 154 kV Hatlar
- 400 kV Hatlar

Sistem güvenilirliği ve istikrarına katkıda bulunan kilit faktörlerden biri, enerji santrallerinin enerjinin tüketildiği yere göre konumudur. Yeni yenilenebilir enerji projelerinin yerleri, en iyi kaynak potansiyeline odaklanmak yerine, onları büyük talep merkezlerine bağlayan güçlü şebeke bağlantılarına sahip yerlere öncelik verilen sistem odaklı bir yaklaşım kullanılarak belirlenmiştir. Böyle bir stratejinin kullanılması, sürekli olarak toplu güç nakli ihtiyacını en aza indirmekte ve iletim hattı tıkanıklığını, yeniden sevkiyatı ve kesintileri azaltmaktadır. Şekil 6, yenilenebilir enerji üretiminin arttığı senaryolarda sistem istikrarının ve güvenilirliğinin nasıl iyileştirildiğini daha iyi göstermektedir. Kömür projelerinin devreden çıkarılmasına öncelik vermek için (CPD'de olduğu gibi) aynı stratejinin kullanılmasının etkisi, ithal kömür yerine yerli korunmasını vurgulayan CPD hassasiyetleriyle karşılaştırıldığında görülebilir.

Esneklik kaynaklarına uygulanan sistem odaklı yaklaşım iletim sisteminin genel performansının daha da iyileştirilmesine katkıda bulunur. Bu bağlamda, sektör kuplajı yoluyla talep tarafı esnekliğinin ortaya çıkarılması, bu esnekliğin büyüklüğü örneğin büyük ölçekli bir depolama sisteminden çok daha düşük olsa bile sistem performansına önemli ölçüde daha yüksek bir fayda sağlayabilir.

Genel güç sistemi performansı, çeşitli farklı unsurlardan etkilenmektedir. Türkiye'nin güç sistemi gelişmeye devam ettikçe, çeşitli mekansal seviyelerin etkileşimi, bireysel teknolojilerin etkileşimi ve akıllı dijital iletişim araçlarının kullanımı, istikrarlı ve güvenilir sistem operasyonlarının sağlanmasında giderek daha hayati bir rol oynayacaktır.

Türkiye'nin 2053 yılına kadar net sıfır karbon emisyonuna ulaşma yönündeki yeni siyasi taahhütleri göz önüne alındığında, kömürün Türkiye'nin enerji sistemindeki uzun vadeli rolü nispeten açıktır. Kömür kullanımının en geç yüzyılın ortalarına kadar ortadan kaldırılması veya en azından önemli ölçüde azaltılması gerekecektir. Bununla birlikte, enerji sektörü net sıfır ekonomi için bir omurgayı temsil etmektedir ve bu nedenle diğer ekonomik sektörlerle bunu yapmaları için zaman ve temiz kaynaklar sağlamak üzere karbonsuzlaştırma çabalarına öncülük etmesi gerekecektir. Kömür şu anda şebekeye esneklik, esneklik açısından diğer üretim kaynaklarına göre daha az uygundur, örneğin gaz veya hidroelektrik olarak. Her kömür kullanımını azaltmanın temel nedeni sera gazı emisyonlarını ve çevre kalitesini iyileştirmektir. Uygun politika ve düzenleyici araçlar, bu projelerin konumunu ve teknik özelliklerini ve sistem güvenilirliği üzerindeki etkilerini göz önünde bulundurarak kömürlü termik santrallerin kademeli olarak devreden çıkarılmasına rehberlik edebilir.

Gaz uzun zamandır yenilenebilir enerjilere dayalı enerji sistemlerine giden yolda bir köprü yakıt olarak müjdelenmektedir. Gerçekten de, kömür yakıtlı üretimin yerini alarak Avrupa ve Amerika Birleşik Devletleri'nde karbon yoğunluklarının azaltılmasına önemli ölçüde katkıda bulunmuştur. İçinde

Gaz, daha düşük karbon yoğunluğuna ek olarak, üretimi daha hızlı ayarlama (rampalama) ve minimum yükleri düşürme yeteneği de dahil olmak üzere çeşitli şekillerde kömüre göre gelişmiş enerji sistemi esnekliği sağlayabilir. Ayrıca mevsimsel gaz depolama yoluyla daha uzun zaman ölçeklerinde depolama imkanı da sunar. Türkiye'nin halihazırda büyük bir gaz santrali filosuna sahip olduğu (bugün yaklaşık 25 GW) göz önüne alındığında, gazın puant desteği sağlamak ve kömür veya yenilenebilir enerji kaynaklarının dolduramadığı arz boşluklarını doldurmak için zaten çok uygun olduğu görülmektedir. Aynı zamanda, sistem istikrarının korunmasında kilit rol oynayan döndürme rezervleri için de önemini korumaktadır. Bununla birlikte, salt piyasa perspektifinden bakıldığında, gaz türbinleri liyakat sıralamasında üst sıralarda kalmaya devam ettikçe daha düşük kullanımla karşılaşacaktır. Bu çalışmadaki modelleme analizi, hiçbir senaryoda ek gaz kapasitesine ihtiyaç duyulmadığını ve yalnızca kömürün aşamalı olarak azaltıldığı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının beklenenden daha yavaş büyüdüğü durumlarda gaz kullanımının arttığını göstermektedir.

Hidroelektrik, özellikle de rezervuarlarda büyük aktif depolama hacimlerine sahip hidroelektrik sistemleri, geleneksel enerji sistemlerine geleneksel olarak önemli esneklik sağlamıştır. Hidroelektrik projeleri nükleer, kömür ve doğal gazla kıyasla üretimi çok hızlı bir şekilde artırıp azaltabilir ve ayrıca nispeten sorunsuz bir şekilde durdurulabilir ve yeniden başlatılabilir. Bu nedenle, dünyadaki esnek güç kaynağı kapasitesinin yaklaşık %30'unu sağlamaktadırlar. Bununla birlikte, hidroelektriğin esnekliği ve aslında üretim katkıları, katkılarını ciddi şekilde sınırlayabilen mevsimsel su mevcudiyetine ve kuraklıklara tabidir. Bununla birlikte, 31 GW kurulu gücüyle dünyanın dokuzuncu büyük hidroelektrik filosuna sahip olan Türkiye'nin gelecekteki yeni hidroelektrik yatırımları için teknik ve ekonomik potansiyeli neredeyse tükenmiştir. Bu durum, Gökçekaya'daki 1 GW'lık pompaj depolamalı hidroelektrik santralinin eklenmesi dışında, hidroelektrik kapasitesinin hiçbir senaryoda artmaması nedeniyle bu çalışmaya da yansımıştır. Bununla birlikte, mevcut projelerdeki teknik iyileştirmeler ve modernizasyonun yanı sıra, gerekirse ek talep tarafı tepkisi için pompalama kapasitesi eklemek üzere mevcut hidroelektrik sistemlerinin dönüştürülmesi yoluyla ek hidroelektrik kapasitesi ve esneklik eklenebilir.

Rüzgar ve güneş enerjisi, Türkiye'nin enerji dönüşümünde ve net sıfır hedeflerine ulaşmasında kilit teknolojilerdir. Üretimdeki payları artmaya devam ettikçe, elektrik piyasalarının ve elektrik sistemlerinin bu değişken kaynaklara göre ayarlanması ve gelişmesi gerekecektir. Özellikle daha iddialı ARES ve CPD senaryolarında vurgulanan büyük ölçekli genişlemelerde, değişkenlikleri coğrafi dağıtımla azaltılabilir, bu da genişletilmiş bir alçak gerilim iletim ve dağıtım şebekesi gerektirecektir. Buna ek olarak, rüzgar ve güneş enerjisi mevsimsel tamamlayıcılık göstermektedir, yani ortalama rüzgar hızları güneş enerjisi üretiminin daha düşük olduğu kış aylarında daha yüksektir. Bu durumda noktada, hibrit enerji santrali kurulumlarının yaygınlaşması önemli olacaktır. Rüzgar ve güneş enerjisi teknolojilerindeki yenilikler, gelecekteki projelerin, yerel şebeke tıkanıklığını hafifletmek için dönen rezervler veya hatta reaktif güç sağlayarak ek sistem esnekliği hizmetleri sunmasına da olanak tanıyacaktır. Her , rüzgar ve güneş enerjisinin büyümesini sağlamak için iddialı ve sistem odaklı politikalar gerekmeye devam edecektir.

Akkuyu Nükleer Güç Santrali'nin ilk ünitesinin 2023 gibi erken bir tarihte faaliyete geçmesiyle birlikte Türkiye, dünya çapında nükleer enerji kullanan ülkeler listesine girecek Düşük karbonlu ve büyük ölçekli enerji üretim kaynağı olarak. Sistem istikrarı açısından bakıldığında, nükleer enerji hidroelektrik, kömür veya gazla göre önemli ölçüde daha az esneklik sağlamaktadır. Bu nedenle, bu çalışmadaki senaryolarda ve hassasiyetlerde ilave üniteler devreye girdikçe, projeyi bağlayan iletim koridorları boyunca artan kesinti ve yeniden seviyeleri gözlemlenmektedir. Türkiye, ilave bir nükleer enerji santralini veya benzer büyüklükte bir santralin inşasını tartışmaya devam etmektedir. Her ne kadar 4,8 GW'lık bir nükleer santral ilavesi modellenmemiş olsa da, bu çalışma ilave büyük bir esnek olmayan üretim kaynağının sistem operasyonları için büyük zorluklar yaratabileceğini göstermektedir.

Genel olarak, Türkiye elektrik sistemi ve iletim şebekesi, CPD baz senaryosunda olduğu gibi %70'e kadar önemli ölçüde daha yüksek yenilenebilir enerji paylarını absorbe etmek için iyi bir konumdadır. Yine de sistem esnekliğinin güvence altına alınması, güç sistemi operasyonlarının önemli bir köşe taşı haline gelecektir. Bu çalışmanın da gösterdiği gibi, esneklik çeşitli farklı kaynaklardan gelebilir. Arz açısından bakıldığında, büyük gaz ve hidroelektrik filoları zaten çok uygundur ve bu amaç için büyümeleri gerekmemeyecektir. Kömürün aşamalı olarak azaltılmasından sonra bile, 2030 yılında sistemde kalan 5 GW kömürün, rüzgar ve güneş enerjisine göre operasyonlarını ayarlaması gerekecektir.

Sistemde halihazırda bulunan yüksek esneklik nedeniyle, modellenen 1 GW pompaj depolamalı depolama ve 600 MW batarya depolama sistemleri, CPD senaryosunda olduğu gibi %70 yenilenebilir enerji penetrasyonunda bile yeterli ek esneklik sağlamaktadır. Enerji depolama sistemleri, sıkışık bir iletim hattının her iki tarafındaki kilit düğüm noktalarına eklenirse, 'sanal güç hatları' olarak hareket ederek yeniden seviyeyi ve kesintiyi azaltabilir. Arz tarafındaki depolama sistemi üretim fazlasını emerken, diğer uçtaki, yani talep tarafındaki depolama sistemi buna uygun olarak deşarj olur ve şebeke kapasitesi izin verdiğinde şarj olur. Bu yapılandırma, iletim şebekesinin kendisinin iyileştirilmesi veya güçlendirilmesine finansal açıdan uygun bir alternatif sunabilir.

Konutlarda veya elektrikli araçlarda kullanılanlar gibi sayaç arkası bataryaların bu çalışmaya dahil edilmediğini belirtmek önemlidir. ile birlikte sayısallaştırma, sayaç arkası bataryalar yerel düzeyde ek esneklik sağlamak için kritik öneme sahip olacaktır.

İki veya daha fazla güç üreticisinin yenilikçi konfigürasyonları şebekeye esneklik ve dönen rezervlere, yeniden dağıtım veya kesintiye olan ihtiyacı azaltmaya yardımcı olabilir. Bir veya daha fazla yenilenebilir enerji santralini diğer üretim veya depolama üniteleriyle birleştiren hibrit yenilenebilir enerji sistemleri, her iki sistemin verimliliğini artırırken, şebekeye önce dalgalanmaları yumuşatabilir, böylece dönen yedek kapasite ihtiyacını ve TSO üzerindeki yükü azaltabilir. Hibrit sistemler şunları yapabilir çok büyük yenilenebilir enerji projelerini zaten gergin olan bir şebekeye entegre ederken özellikle yararlı olabilir. Öte yandan toplayıcılar, çok sayıda küçük ölçekli dağıtılmış enerji kaynağını birlikte işletebilir ve bazen 'sanal enerji santrali' (VPP) olarak adlandırılır. Bir VPP, toptan satış veya esneklik piyasalarına katılabilen benzer özelliklere sahip geleneksel bir elektrik santralini taklit ederek tek bir birim olarak hareket edebilir.

Komşu şebekelerle ara bağlantıların sayısının artırılması, sistemin direncini artırmak için etkili ve düşük maliyetli bir seçenektir. Bulgaristan ve Yunanistan üzerinden Avrupa ENTSO-E sistemi ile ve yüksek gerilim doğru akım hatları üzerinden Gürcistan ile enterkonneksiyonların net transfer kapasitesinin güçlendirilmesi uygun örneklerdir. Ancak bu aynı zamanda, piyasa kuplajı ve dengesizlik netleştirmesi yoluyla enterkonneksiyon hatlarında esneklik kullanımını en üst düzeye çıkarmak için özellikle 400-kV seviyesinde ilgili iç şebeke yatırımlarını da gerektirecektir.

Enerji dönüşümü, büyük ölçüde fosil yakıtların hakim olduğu bir sistemden esnek ve merkezi olmayan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı sürdürülebilir bir sisteme geçişi içermektedir. Sonuç olarak, iletim sistemi operatörlerinin rolü, giderek karmaşılaşan ve dijitalleşen sistemleri yönetmek için genişlemektedir. Bu çalışma, Türkiye'deki iletim şebekesinin ve elektrik sisteminin iddialı iklim ve ağ tarafsızlığı hedeflerine ulaşmak için fazla mesai ile nasıl evrilebileceğine dair güçlü kanıtlar sunarken, ayrıntılı fayda-maliyet analizi, özellikle farklı esneklik önlemleri seçerken kısa vadeli yatırım kararlarını bilgilendirmeye yardımcı olabilecektir. Bu çalışmada yapılan fayda-maliyet analizinde, enterkonneksiyonlar yoluyla piyasa kuplajının en yüksek fayda-maliyet oranına sahip olduğu gösterilmiştir.

1. Giriş

Türkiye'nin enerji ve güç sistemleri şu anda fosil yakıt temelli bir sistemden, enerji arzının çoğunluğunun Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından (YEK) sağlanacağı bir sisteme doğru köklü bir dönüşüm geçirmektedir. Son beş yılda, 4,3 GW rüzgar ve 6,4 GW güneş enerjisi kapasitesinin kurulmasıyla rüzgar ve güneş enerjisine dayalı kurulu kapasitenin payı %6,5'ten %18,6'ya yükselmiştir⁵. Yatırımcıların ilgisi Son Yenilenebilir Enerji Bölgeleri Yönetmeliği (YEKA) ihaleleri, YEK'in payının artmaya devam edeceğini göstermektedir. Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) planlama ve operasyonlarını düzenlemiş olsa da, sistemin daha da iddialı bir dönüşüm patikasıyla nasıl başa çıkacağına dair sorular ve endişeler devam etmektedir.

SHURA'nın 2018 yılında yaptığı şebeke çalışmasına göre⁶, Türkiye 2026 yılına kadar iletim sistemini olumsuz etkilemeden toplam elektriğinin %20'sini rüzgâr ve güneş enerjisinden üretebilir. Ayrıca, 40 gigawatt (GW) kurulu rüzgar ve güneş enerjisi kapasitesinin planlanması, baz senaryoya kıyasla iletim sistemine herhangi bir ek yatırım yapılmadan gerçekleştirilebilir. Kurulu kapasitenin 2026 yılına kadar üç katına çıkarak 60 GW'a ulaşması, güneş ve rüzgarı toplam %31'lik payla Türkiye'deki en büyük elektrik üretim kaynakları haline getirecek ve esneklik gereksinimlerinin artmasına yol açacaktır. Önceki SHURA çalışmasının sonuçları, Türkiye'de YEK'in artan payını göstermesi açısından umut vericidir. Bununla birlikte, bir devam eden enerji dönüşümü ışığında Türk enerji sisteminin dinamiklerinin hızla değiştiği göz önüne alındığında çalışmanın güncellenmesine ihtiyaç duyulmaktadır.

Bu rapor, 2030 yılına ve küresel karbonsuzlaştırma yolları için önemli ara adımlara bakan Türkiye şebekesi üzerine yeni bir çalışmanın sonuçlarını ve temel çıktıları sunmaktadır. Bu çalışma, SHURA'nın öncelikli alanları vurgulayan ve enerji planlamacılarını, sistem operatörlerini, karar vericileri ve kilit piyasa oyuncularını 2016-2026 yılları arasında daha yüksek YEK paylarının sonuçları ve bunun Türkiye'deki iletim yatırımları ve entegrasyon stratejileri için ne anlama geleceği konusunda bilgilendiren 2018 tarihli bir önceki çalışmasını güncellemektedir. Yeni çalışma, Türkiye'nin en son şebeke yatırım planlarının yanı sıra daha iddialı dönüşüm yollarını da dikkate alarak 2020-2030 dönemi için sonuçları güncellemektedir. Çalışma, iletim şebekesi planlamasının nasıl ayarlandığını ve artan YEK'in kademeli bir kömürden çıkış altında ne anlama geleceğini ele almayı amaçlamaktadır.

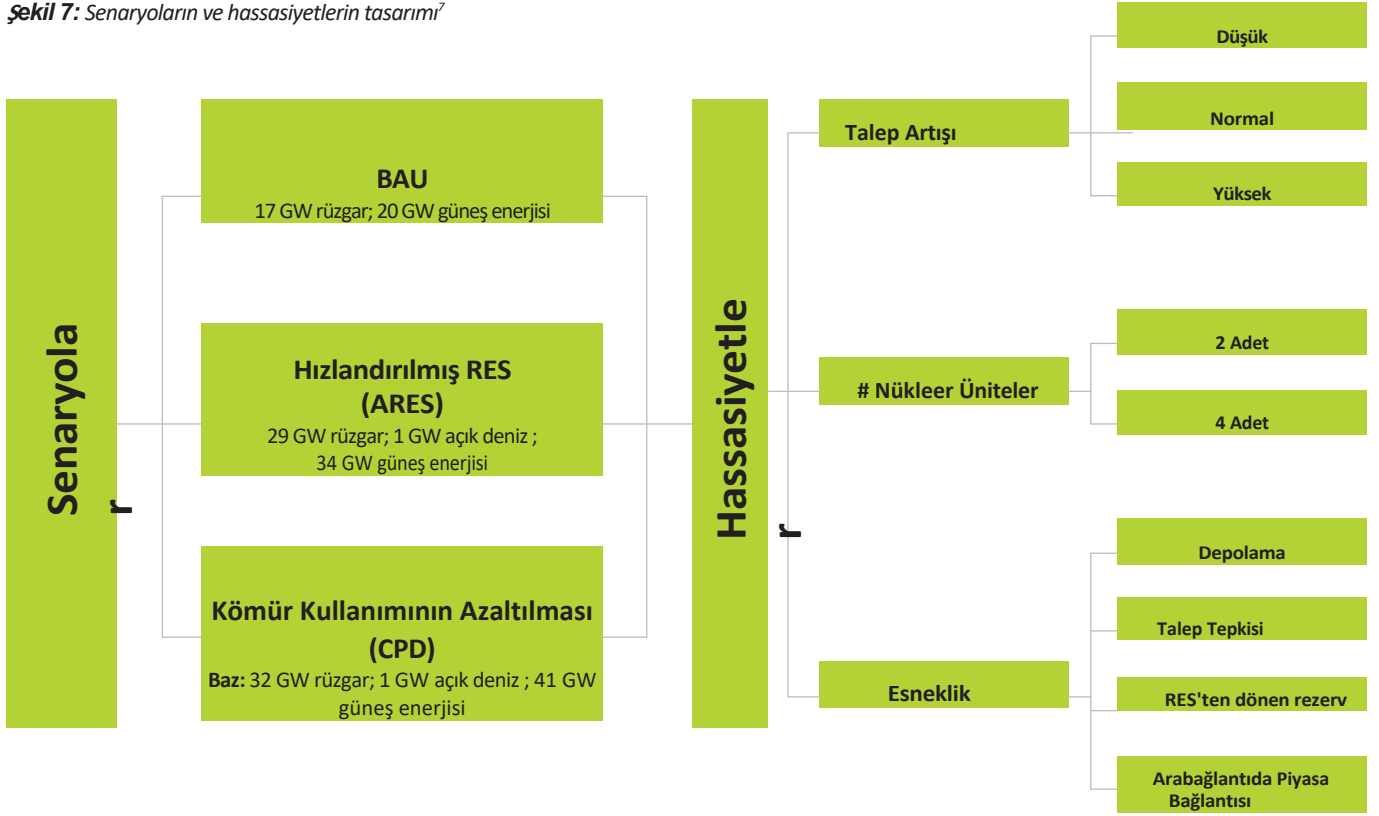
Bu çalışma üç ana senaryoyu incelemektedir: 1) Her Zamanki Gibi İş (BAU); 2) Hızlandırılmış YEK (ARES); ve 3) Kömürden Arınma (CPD). Her bir senaryo için, piyasa ve şebeke simülasyonları hedef yıl olan 2030 için saatlik çözünürlükte (yani 8.760 saat) gerçekleştirilmiş ve Türkiye iletim sistemindeki herhangi bir düğümde şebeke kısıtları altında yılın herhangi bir saatinde talebin karşılanması sağlanmıştır. Buna ek olarak, senaryoya özgü stres testleri, alternatif talepler gibi çok sayıda duyarlılık analizi aracılığıyla uygulanmıştır. geliştirme, farklı hızlarda nükleer ünitelerin faaliyete geçmesi ve Şekil 7'de gösterildiği gibi farklı tür ve seviyelerde esneklik seçenekleri.

Üç ana senaryonun belirlenmesinde kilit bir faktör, özellikle rüzgar ve güneş enerjisi olmak üzere YEK'in payı olmuştur. Bu pay, TEİAŞ ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı gibi Türkiye'deki kilit kamu paydaşlarının öngörü ve varsayımlarını temsil eden BAU senaryosunda (güneş+ rüzgar: 37 GW) en düşük seviyededir. Kombine güneş ve rüzgar ARES senaryosunda kurulu kapasite 64 GW (29 GW rüzgâr, 1 GW açık deniz rüzgârı ve 34 GW güneş) iken, CPD senaryosunda kömürle çalışan kapasitenin yenilenebilir enerji kaynaklarıyla değiştirilmesiyle YEK'in payı 74 GW'a ulaşmaktadır (32 GW rüzgâr, 1 GW açık deniz rüzgârı ve 41 GW güneş).

⁵Ocak 2022 itibarıyla Kaynak: TEİAŞ raporu: <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/kurulu-guc-raporlari>

⁶SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'nin Güç Sisteminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payının Artırılması. Mayıs 2018 (<https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/>)

Şekil 7: Senaryoların ve hassasiyetlerin tasarımı⁷



Bu çalışmada ardışık piyasa ve şebeke simülasyonları gerçekleştirilmiştir. Piyasa simülasyonları Türkiye'deki gün öncesi toptan satış piyasasını temsil etmektedir. Piyasa simülasyonlarının ana çıktıları arasında birim taahhüdü ve üretim dağıtımı yer almaktadır. İyikat sırası varsayımı altında santraller. Üretim filosu her senaryo için ayrı ayrı modellenmiştir. Yeni enerji santrallerinin, aşağıdakilerle karşılaştırıldığında maliyet etkin olduğu varsayılmaktadır aynı teknolojiye sahip mevcut santrallere dönüştürülmelidir. Enerji santrallerinin sistemden çıkarılmasını belirlemek için (örneğin, CPD senaryosundaki fosil yakıt bazlı enerji santralleri) öncelik, ana talep merkezlerinden uzakta bulunan eski enerji santrallerinin devreden çıkarılmasıdır. Buna ek olarak, öncelik nispeten düşük kapasite faktörüne sahip santrallerin kapatılmasıdır. Aşırı yüklenme ve N-1 beklenmedik durum da dahil olmak üzere şebeke kısıtları, Türkiye'deki mevcut gün öncesi toptan satış piyasasında olduğu gibi piyasa simülasyonlarında göz ardı edilmiştir.

Piyasa simülasyonlarının sonuçları, şebeke kısıtlarını ölçmek ve önceki Shura çalışmasındaki yaklaşıma dayalı olarak enerji santrallerinin yeniden dağıtımı, şebeke yatırımları ve esneklik önlemleri dahil olmak üzere uygun çözümlerin ticaretini ele almak için şebeke simülasyonlarında bir girdi olarak verilmektedir. Fayda-maliyet analizleri (FMA) senaryolarda ele alınan esneklik çözümlerinin değerini ve şebeke yatırım gereksinimlerini karşılaştırmaktadır. Şebeke planlarının ve esneklik çözümlerinin yatırım ve işletme maliyetleri, merit-order varsayımı altında piyasa takas (PTF) dayalı yeniden sevk maliyetleri, YEK'in kesinti maliyetleri, düşük kapasite (kullanım) faktörüne sahip (bir eşik varsayımının altında) ancak esneklik (rampa yukarı/aşağı) sağlama açısından şebeke için kritik olan gaz santrallerine yapılan kapasite ödemeleri ve karbon fiyatı dahil olmak üzere TBA'da dikkate alınmıştır. Faydalar, çözümlerin ortalama PTF üzerindeki etkileri ve farklı senaryolar arasında çözümlerin ortalama maliyetlerindeki EUR/MWh cinsinden nispi değişim açısından ölçülmüştür.

⁷Bu çalışmada dikkate alınan senaryoların ve hassasiyetlerin ayrıntıları için Ek 1'e bakınız.

Rapor aşağıdaki şekilde düzenlenmiştir. Bölüm 2'de çalışmada dikkate alınan metodoloji sunulmaktadır. Çalışmada ele alınan senaryolar ve hassasiyetler Bölüm 3'te özetlenmiştir. Modelleme detayları ve çalışmada yapılan temel varsayımlar Bölüm 4'te açıklanmaktadır. Çalışmanın sonuçları Bölüm 5'te açıklayıcı tablolar ve şekiller aracılığıyla incelenmiştir. Çalışmadan  ıkarılan sonuçlar ve temel tavsiyeler Bölüm 6'da özetlenmiştir. Senaryoların temel varsayımlar açısından karşılaştırılması

Ek 1'de sunulmuştur. Düşük kapasite (kullanım) faktörüne sahip ancak esneklik rampa yukarı/aşağı yeteneği) sağlaması açısından şebeke için kritik olan santraller için kapasite ödeme mekanizmasının modellenmesinde yapılan varsayımlar Ek 2'de verilmiştir.

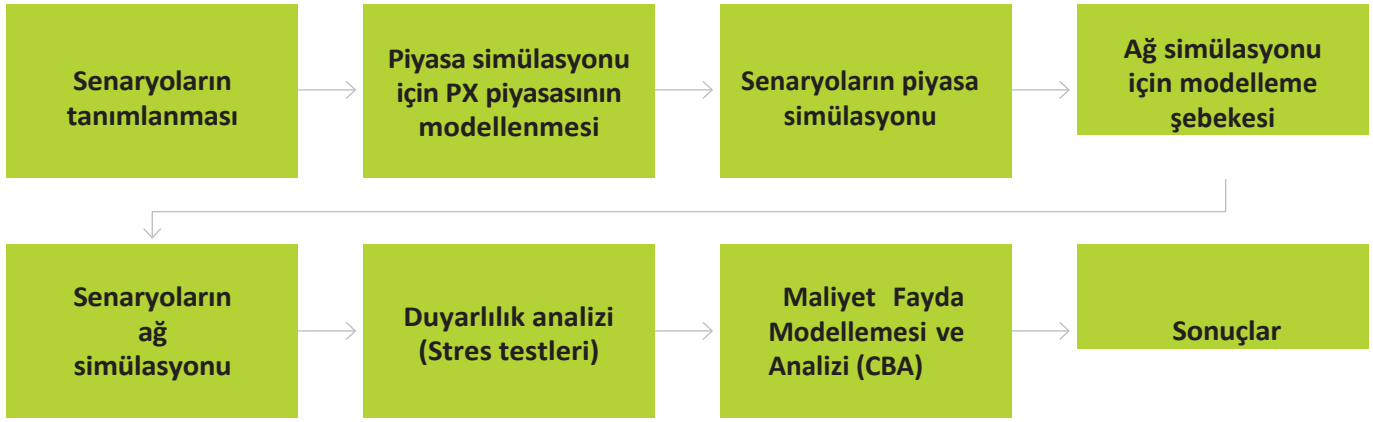


2. Metodoloji

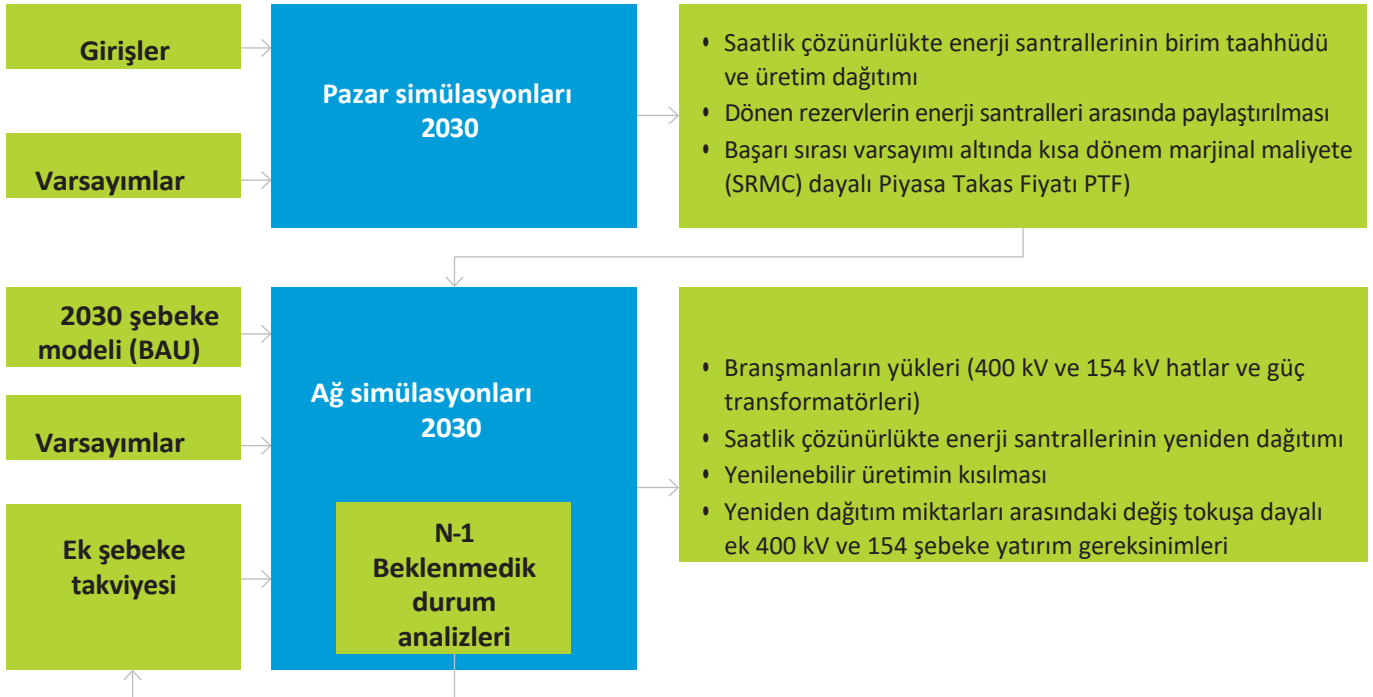
Metodolojideki ilk adım, Şekil 1'de gösterildiği gibi senaryoların belirlenmesidir.

8. Bunu sırasıyla Türkiye'deki gün öncesi toptan satış piyasasının modellenmesi ve piyasa simülasyonları takip etmektedir. Piyasa ve şebeke simülasyonları, Türkiye'de metodoloji (Şekil 9). Her senaryo için piyasa simülasyon sonuçları, varsa şebeke kısıtlarını ölçmek ve kısa vadeli operasyonel çözümlerin ticaretine dayalı etkili çözümler sağlamak için şebeke simülasyonunda bir girdi olarak verilir (örn, konvansiyonel enerji santrallerinin yeniden sevkıyatı) ve uzun vadeli planlama çözümleri (örneğin, şebeke yatırımları). Bunun için yatırım maliyeti (EUR/km/yıl) ve kısıtlı enerji maliyeti (EUR/km/yıl) karşılaştırılmıştır. CBA'da benimsenen yaklaşımın ayrıntıları önceki SHURA çalışmasında sunulmuştur⁸. Senaryoların piyasa ve şebeke simülasyonlarını duyarlılık analizleri takip etmektedir. CBA son adımdır. CBA analizlerinin ayrıntıları ve çalışmada dikkate alınan temel göstergeler Bölüm 4'te açıklanmaktadır.

Şekil 8: Modelleme ve analiz sürecinin akış şeması



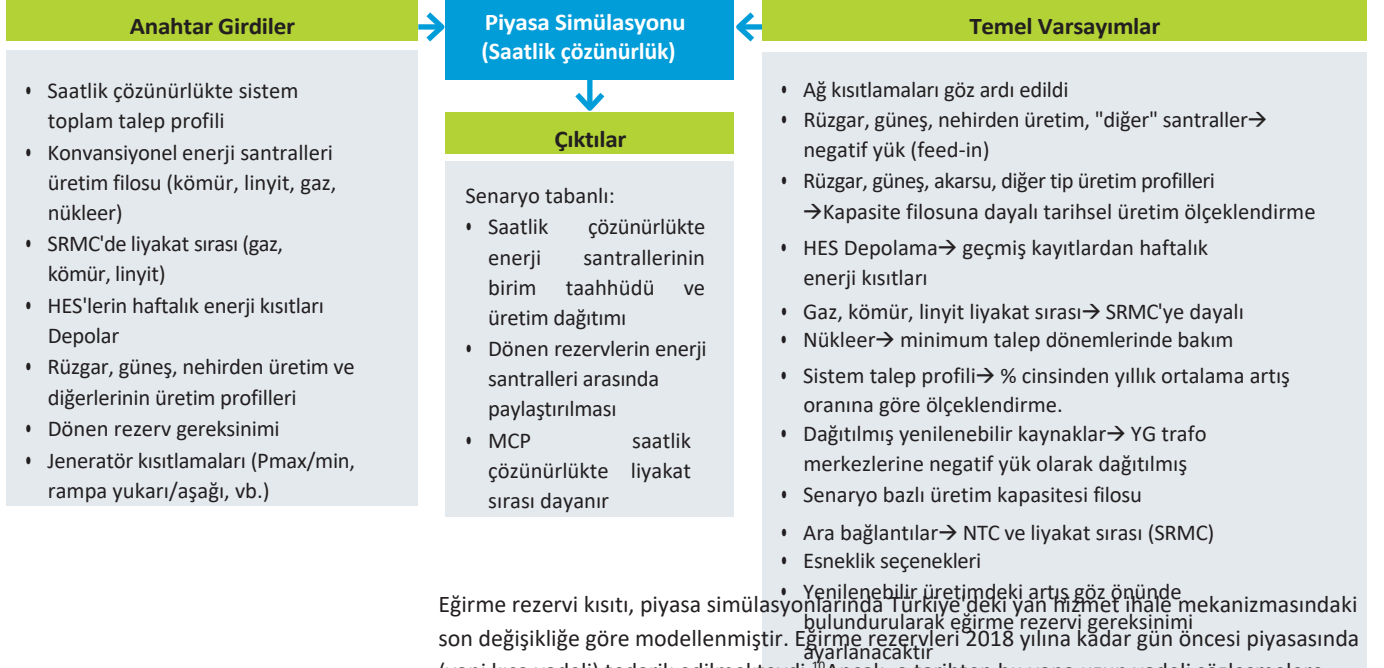
Şekil 9: Pazar ve ağ simülasyonları



⁸SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payının Artırılması. Mayıs 2018 (<https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/>)

Çalışmadaki piyasa simülasyonları Türkiye'deki gün öncesi toptan satış piyasasını temsil etmektedir (yani, şebeke kısıtları göz ardı edilerek piyasa takası)⁹. Piyasa simülasyonlarının temel girdileri, varsayımları ve çıktıları Şekil 10'da özetlenmiştir. Temel girdiler arasında türlerine göre toplam santral kapasitesi, konvansiyonel santrallerin liyakat sırası, hedef yıl (yani 2030) boyunca şebekenin saatlik toplam talep profili ve eğirme rezervi kısıtları yer almaktadır.

Şekil 10: Piyasa simülasyonlarının temel girdileri, varsayımları ve çıktıları



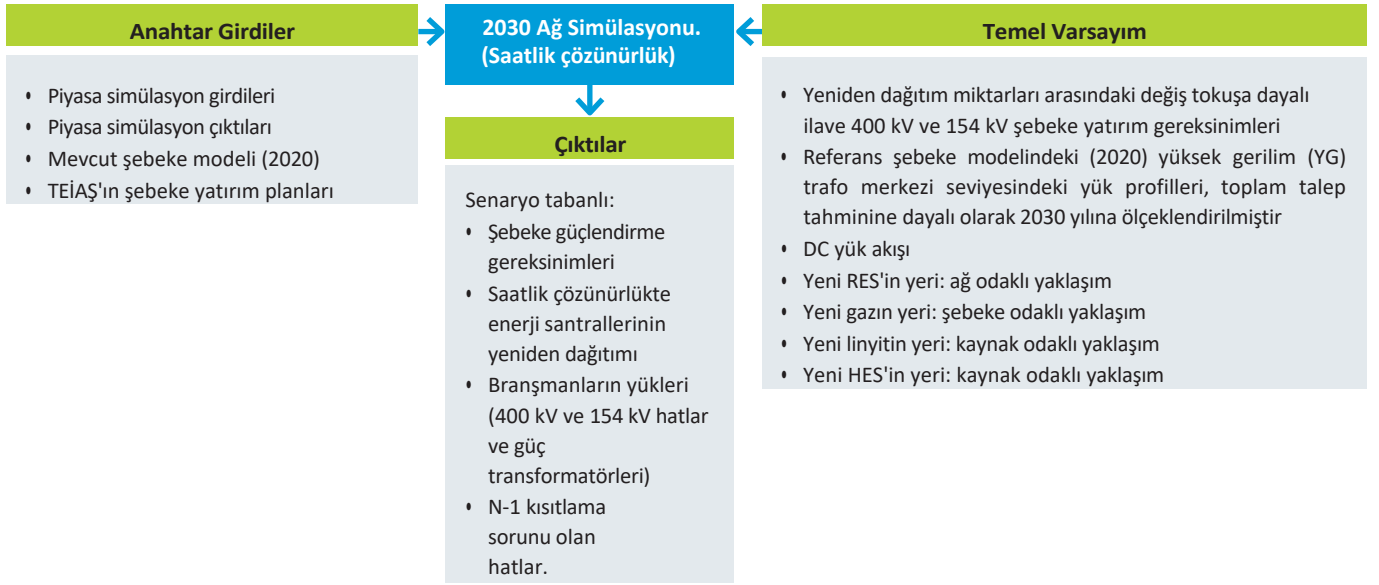
Eğirme rezervi kısıtı, piyasa simülasyonlarında Türkiye'deki yan hizmet inale mekanizmasındaki son değişikliğe göre modellenmiştir. Eğirme rezervleri 2018 yılına kadar gün öncesi piyasasında (yani kısa vadeli) tedarik edilmekteydi.¹⁰ Ancak, o tarihten bu yana uzun vadeli sözleşmelere dayalı olarak tedarik edilmektedir. Bunun temel nedeni, gün öncesi piyasasında yan hizmetler için verilen yüksek teklif fiyatlarını azaltmaktır.

Bu yaklaşım altında, sonuçlarda tartışıldığı gibi toplam yeniden sevk emirleri miktarı azaltılır.

⁽⁹⁾ M. E. Cebeci, O. B. Tor, et. al., "Consecutive market and network simulations to investigate investment and operational requirements for RES penetration scenarios," IEEE Trans. on Sus. Ener., Cilt 10, No: 4, Ekim 2019.

⁽¹⁰⁾ Bu nedenle, Shura'nın önceki çalışmasında, şebeke simülasyonunda eğirme rezervi kısıtı modellenmiştir.

Şekil 11: Ağ simülasyonlarının temel girdileri, varsayımları ve çıktıları



Piyasa simülasyonlarının sonuçları, şebeke kısıtlarını ölçmek ve hızlı enerji santrallerinin yeniden dağıtımı ve şebeke yatırımları dahil olmak üzere etkili çözümler bulmak için şebeke simülasyonlarında bir girdi olarak verilmektedir. Şebeke simülasyonlarının temel girdileri, varsayımları ve çıktıları Şekil 11'de özetlenmiştir. Şekilde de belirtildiği gibi, yeni YEK ve gaz santrallerinin konumu, önceki SHURA çalışmasının¹¹önemli bir bulgusu olan ve bugün Türkiye'de YEKA mekanizmaları aracılığıyla uygulanmakta olan sistem ihtiyaçları tarafından yönlendirilmektedir.

¹¹SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payının Artırılması. Mayıs 2018 (<https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/>)



3. Senaryolar ve Hassasiyetler

Bu çalışmada üç ana senaryo ele alınmıştır. YEK'in, özellikle de rüzgar ve güneş enerjisinin payı, her bir senaryo arasındaki farklılaşmada kilit faktördür.

- **Her Zamanki Gibi İş (BAU):** Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı¹²ve TEİAŞ gibi Türkiye'deki farklı kamu paydaşlarının projeksiyonlarını ve varsayımlarını bir araya getirmektedir. BAU 2030 senaryosundaki temel rakamlar 2020 rakamlarıyla karşılaştırmalı olarak Tablo 1 ve Şekil 12'de özetlenmiştir. Kurulu güç Rüzgar ve güneş enerjisi kapasiteleri, 2030 BAU senaryosunda sırasıyla yaklaşık 17 GW ve 20 GW'tır.
- **Hızlandırılmış YEK (ARES):** ARES senaryosunda YEK'in toplam üretimdeki payı BAU senaryosuna göre daha yüksektir; rüzgar ve güneş enerjisi kurulu güçleri 2030'da 30 GW ve 34 GW'a ulaşmaktadır. BAU senaryosuyla karşılaştırıldığında, arz fazlasını azaltmak için termik santrallerin (gaz, linyit ve ithal kömür) toplam kurulu kapasiteleri azaltılmıştır (Şekil 12). Buna ek olarak, toplam talebin BAU senaryosuna göre 40 TWh daha az olacağı ve bunun da daha fazla enerji verimliliği iyileştirmelerini yansıtacağı varsayılmıştır.
- **Kömürün aşamalı olarak azaltılması (CPD):** CPD senaryosunda (Yol 1 ve 2¹³), BAU senaryosunda dikkate alınan kömüre dayalı elektrik üretim kapasitesinin büyük bir kısmı kullanılmamakta ve ortaya çıkan arz farkı yenilenebilir enerji kaynakları tarafından sağlanmaktadır. Bu senaryoda, rüzgar ve güneş enerjisinin birleşik kurulu güç kapasitesi en yüksek seviyesine (74 GW) ulaşmaktadır. Toplam elektrik talebinin ARES senaryosundaki ile aynı olduğu varsayılmıştır.

Tablo 1: 2020 şebekesi ile karşılaştırmalı olarak BAU Baz senaryosuna göre 2030'daki kilit rakamlar

Parametre	2020	2030 BAU Temel senaryo
Yıllık tüketim (brüt) (TWh)	303	460
Tepe talep (MW)	45,210	72,000
Toplam Kurulu kapasite (MW) ¹⁴	93,207	128,541
Nükleer	0	4,800
Doğal Gaz	25,632	25,845
İthal Kömür	8,967	10,267
Yerel Kömür	811	918
Linyit	10,097	11,993
HES (BARAJ+ Nehir akışı)	29,790	31,700
Rüzgar	8,077	16,679
Güneş PV	6,361	19,796
Jeotermal	1,515	2,884
Biyokütle	869	3,289
Diğer ¹⁵	1,088	370

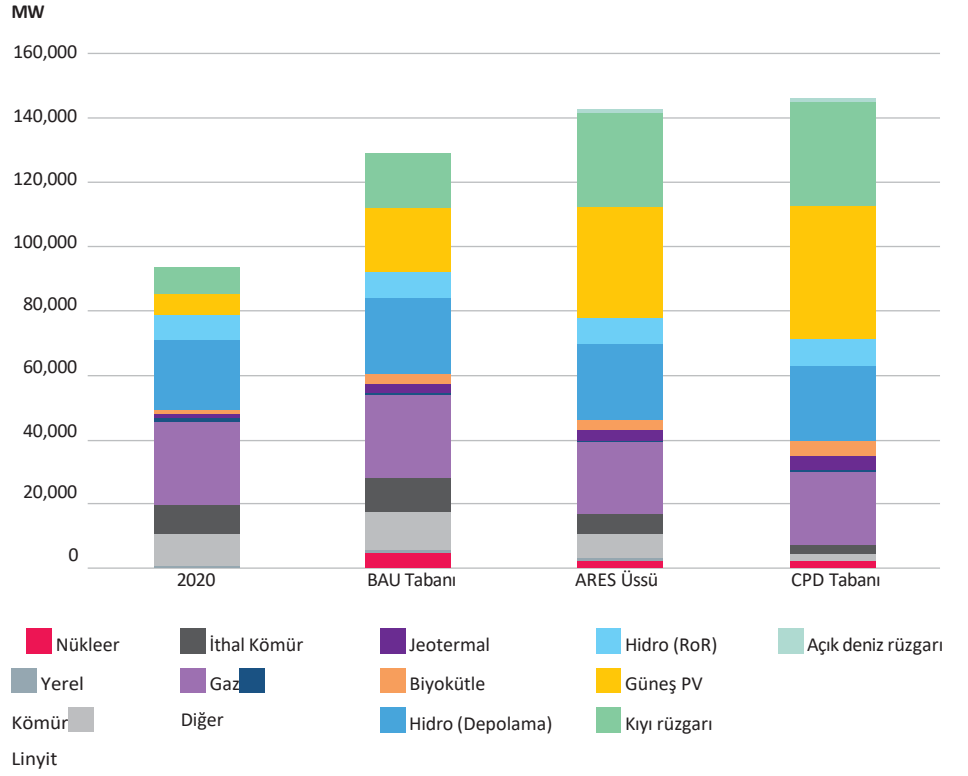
¹²2019 - 2023 Stratejik Planı. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı https://sp.enerji.gov.tr/ETKB_2019_2023_Stratejik_Planı.pdf

¹³CPD Baz, CPD Yol 1 ve Yol 2 ithal kömür, linyit, jeotermal ve biyokütle kurulu kapasitesi açısından farklılık göstermektedir. Ayrıntılar için Ek 1'e bakınız.

¹⁴TEİAŞ Kurulu Kapasite Raporu - Eylül 2020 (<https://www.teias.gov.tr/tr-TR/kurulu-guc-raporlari>)

¹⁵Diğer türlere kojenerasyon, asfaltit, fuel oil, LNG ve nafta dahildir.

Şekil 12: Türlerine göre toplam kurulu kapasite (2020, 2030 BAU, 2030 ARES Baz ve 2030 CPD Baz)



Senaryolara ve hassasiyetlere genel bir bakış Şekil 13'te sunulmuştur. BAU senaryosundaki hassasiyet analizleri, BAU Baz senaryosuna göre düşük talep koşulları altında stres testleri olarak tasarlanmıştır; 1) "Düşük Talep" ; 2) NTC'de Esneklik Yok" hassasiyeti düşük talep altında enterkonneksiyonların net transfer kapasitesinde (NTC) esneklik olmadığı varsayılmıştır; 3) "Daha Fazla RES" hassasiyeti; ve 4) "Daha Az Gaz PP" hassasiyeti ("Daha Fazla RES" hassasiyeti ile karşılaştırıldığında gaz kurulu kapasitesi azaltılmıştır). Bu hassasiyetler TEİAŞ'ın raporunda özetlenen zorlu senaryolara karşılık gelmektedir, özellikle de RES üretiminin en yüksek olduğu minimum yükleme saatlerinde ve şebekenin esneklik seviyesine bağlı olarak RES üretiminin kısılması kaçınılmaz olabilir.

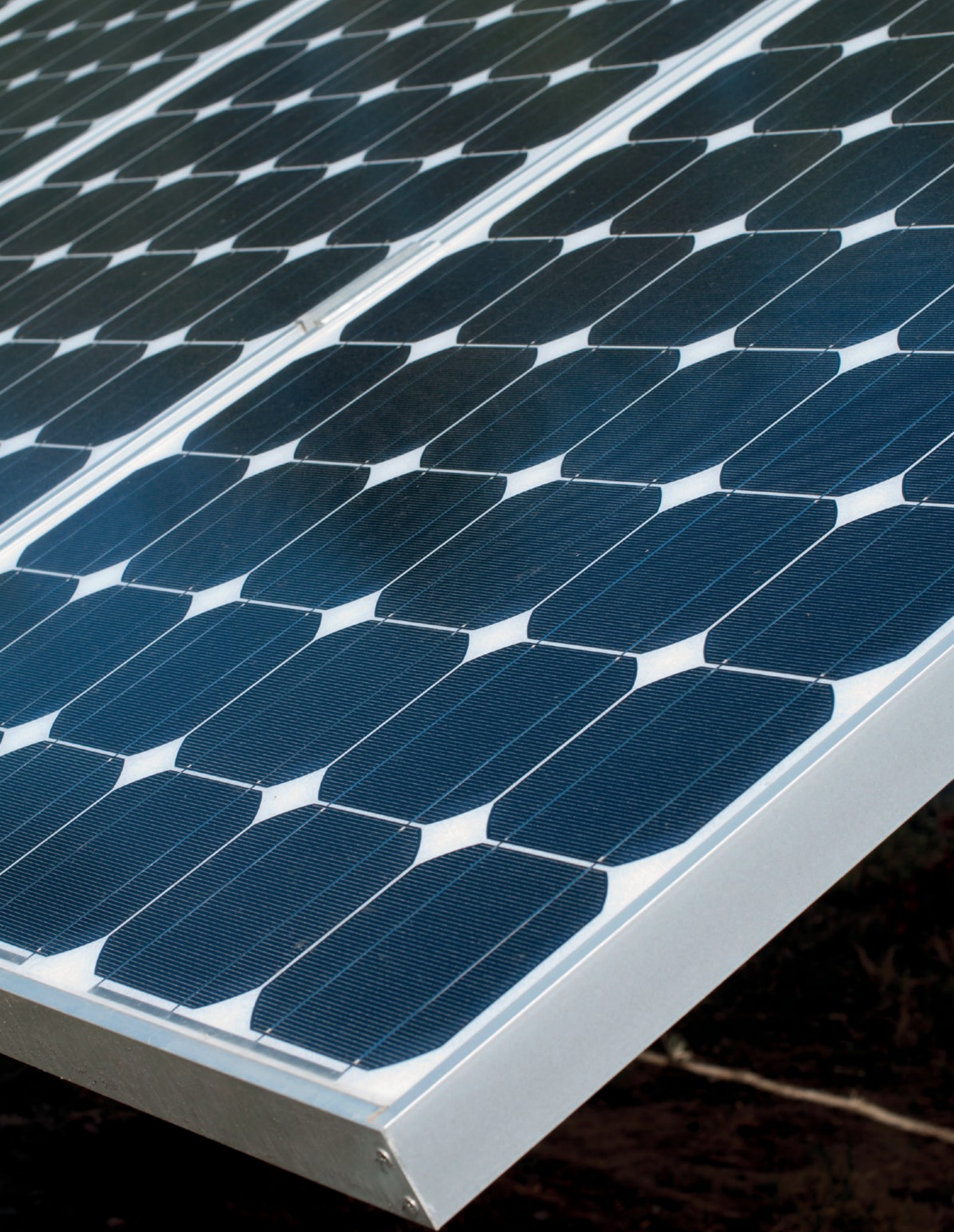
ARES senaryosundaki duyarlılık analizlerinin ardındaki mantık, ARES Baz senaryosuna göre şebekenin esnekliğini kademeli olarak artırmaktır. Bu analizler Şebeke esnekliğindeki artışın, BAU'dan daha fazla YEK kapasitesine sahip olan ARES senaryosu altında yeniden sevkiyat ve YEK kesinti gereksinimlerini nasıl etkilediğini görmeyi amaçlamaktadır. Son olarak, CPD senaryosundaki duyarlılık analizleri, farklı gaz enerjisi ve RES kapasitesi seviyeleri altında kömürün aşamalı olarak azaltılması için iki farklı yolu temsil etmektedir (yani CPD Baz senaryosuna göre CPD Yolu 1 ve CPD Yolu 2⁽¹⁶⁾). Bir karşılaştırma Temel varsayımlar açısından senaryolar ve duyarlılıklar Ek 1'de verilmiştir. Senaryolarda ve duyarlılık analizlerinde kullanılan temel varsayımların ayrıntıları bir sonraki bölümde açıklanmaktadır.

¹⁶CPD Baz, CPD Yol 1 ve Yol 2 ithal kömür, linyit, jeotermal ve biyokütle kurulu kapasitesi açısından farklılık göstermektedir. Ayrıntılar için Ek 1'e bakınız.

Şekil 13: Senaryolara ve hassasiyetlere genel bakış¹⁷

Senaryolar ve Hassasiyetler												
Her Zamanki Gibi İş (BAU)					Hızlandırılmış RES (ARES)					Kömür Aşamasının Düşürülmesi (CPD)		
BAU Tabanı	Düşük Talep	Flex yok. NTC'den	Daha Fazla RES	Daha Az Gass PP	ARES Üssü	4 Nükleer Ünite	Daha Fazla Esneklik	Talep Tepkisi	Daha fazla Flex. NTC'de	CPD Tabanı	CPD Yol 1	CPD Yol 2
- Gaz≈ 26 GW - Güneş ve Rüzgar≈ 37 GW - Linyit≈ 12 GW - İthal Kömür≈ 10 GW - Talep 460 TWh - Jeotermal ≈ 2,8 GW ≈ 3.3 GW - Esnek NTC 1.200 MW	"BAU Tabanı" Düşük ile: 360 TWh Gaz	"BAU Düşük Talep" ile: - Esneklik yok- lity'den NTC	"BAU Low Talep" ile: - Daha Fazla Güneş & Rüzgar (≈64 GW)	"BAU Talep" ile: talep - Daha Az PP (≈16 GW)	- Gaz≈ 23 GW - Güneş ve Rüzgar≈ 64 GW - Linyit≈ 7,5 GW - İthal Kömür≈ 6 GW - Talep 420 TWh - Jeotermal ≈ 2,8 GW ≈ 3.3 GW 2 Adet Akkuyu NGS 1000 MW Pompa Depolama - Esnek NTC 1.200 MW	"ARES Üssü" ile: Akkuyu NGS'de 4 ünite	"ARES Üssü" ile: 600MW Akü - Rezerv Solar'dan & Rüzgar	"ARES Daha Esneklik" ile: - Talep yanıt	"ARES Demand Response" ile birlikte: Daha esnek NTC (2.750 MW)	- Gaz≈ 23 GW - Güneş ve Rüzgar≈ 74 GW ≈ 1,8 GW - İthal Kömür≈ 3,2 GW - Talep 420 TWh - Jeotermal ≈ 4 GW - Biyokütle≈ 5 GW 2 Adet Akkuyu NGS - Esneklik: "ARES NTC'de Daha Fazla Esneklik"	"CPD Tabanı" ile: - Gaz≈ 26 GW - Güneş ve Rüzgar≈ 74 GW ≈ 1,8 GW - İthal Kömür≈ 3,2 GW - Jeotermal ≈ 2,8 GW ≈ 3.3 GW	"CPD Yolu 1" ile: - Gaz≈ 26 GW - Güneş ve Rüzgar≈ 64 GW - Linyit≈ 5 GW - İthal Kömür ≈ 0 GW - Jeotermal ≈ 2,8 GW ≈ 3.3 GW
BAU Duyarlılıkları (Stres testleri)					ARES Hassasiyetleri (Esneklikte kademeli artış)					CPD Hassasiyetleri (Değişken yollar)		

¹⁷Varsayımlardaki değişiklikler yeşil renkle gösterilmektedir



4. Modelleme ve Temel Varsayımlar

Bu bölüm, senaryoların ve hassasiyetlerin yapılan temel varsayımların ayrıntılarını sunmaktadır.

4.1. Sistem talep projeksiyonu ve profili

TEİAŞ'ın toplam yıllık brüt talebe (teknik kayıplar dahil) ilişkin projeksiyon rakamları, çalışmada yapılan talep projeksiyonlarıyla karşılaştırmalı olarak Tablo 2^{(18)d}e sunulmaktadır. BAU Baz senaryosunda 2030 yılında toplam brüt tüketimin 460 TWh olacağı varsayılmıştır, Bu da son Shura raporundaki temel varsayımlarla tutarlıdır.¹⁹ ARES ve CPD talep projeksiyonunun, BAU Baz senaryosuna göre daha fazla enerji verimliliği²⁰ göz önünde bulundurularak 420 TWh olacağı varsayılmaktadır. BAU Baz senaryosu ile karşılaştırıldığında, enerji verimliliğindeki iyileştirmeler ve hızlandırılmış son kullanım elektrifikasyonu, ARES ve CPD senaryolarında toplam talebi sırasıyla -48 TWh ve +8 TWh etkilemektedir. Bu nedenle, ARES ve CPD senaryolarındaki toplam talep, BAU Baz senaryosundan 40 TWh (-48+8) daha azdır. Toplam talebin, TEİAŞ'ın düşük talep benzer şekilde, BAU senaryosu altındaki düşük talep duyarlılıklarında 360 TWh olacağı varsayılmaktadır. Tablo 2'de görüldüğü üzere, bu çalışmada ele alınan farklı senaryo ve duyarlılıklardaki talep projeksiyonları TEİAŞ'ın yüksek ve düşük talep projeksiyon aralığını kapsamaktadır.

TEİAŞ'ın 2030 yılı brüt talep projeksiyonları (TWh)			Çalışmada 2030 yılı için talep projeksiyonları (TWh)			
Düşük	Normal	Yüksek	BAU Tabanı	BAU (Düşük talep hassasiyetleri)	ARES (Baz ve hassasiyetler)	CPD (Temel ve sensitivitelere)
360	396	454	460 (TEİAŞ yüksek senaryosuna yakın)	360 (TEİAŞ düşük senaryosu ile aynı)	420 (BAU Tabanına göre daha fazla verimlilik)	

Elektrifikasyon, elektrikli araçlardan (EV) gelen şarj yüklerini içerir. Toplam 19 milyon otomobilden 1 milyonunun 2030 BAU Baz senaryosunda elektrikli araç olacağı . Bu, otomobil filosunun neredeyse %5'ine karşılık gelmektedir. Son Shura raporundaki elektrikli araçların şarj yük profillerine atıfta bulunarak,²¹2030 yılında elektrikli araçların yıllık elektrik talebinin BAU Baz senaryosuna göre 2 TWh olacağı varsayılmıştır. Tipik bir günde elektrikli araçların toplu şarj profili, BAU Baz senaryosu için Şekil 14'te gösterilmektedir. Akıllı şarjın yanı sıra gece saatlerinde evde şarj (alternatif akım tipi yavaş şarj) da bir dereceye kadar varsayılmaktadır. Ancak, elektrikli araç şarj yükünün büyük bir kısmının gündüz saatlerinde (doğru akım tipi hızlı şarj) gerçekleşeceği varsayılmaktadır. ARES ve CPD senaryolarında toplam elektrikli araç sayısının 2,5 milyon olduğu varsayılmaktadır (yani, 2,5*2=5 TWh). Diğer sektörlerdeki elektrifikasyon nedeniyle yükte ilave 5 TWh artış olduğu varsayıldığında, ARES ve CPD'deki toplam elektrifikasyon yükü 3 (EV)+ 5 (diğer sektörler)= BAU Baz senaryosuna göre 8 TWh daha fazladır. Bu artışa rağmen, ARES'teki toplam talep, enerji verimliliği iyileştirmeleri nedeniyle BAU'ya göre 40 TWh daha azdır.

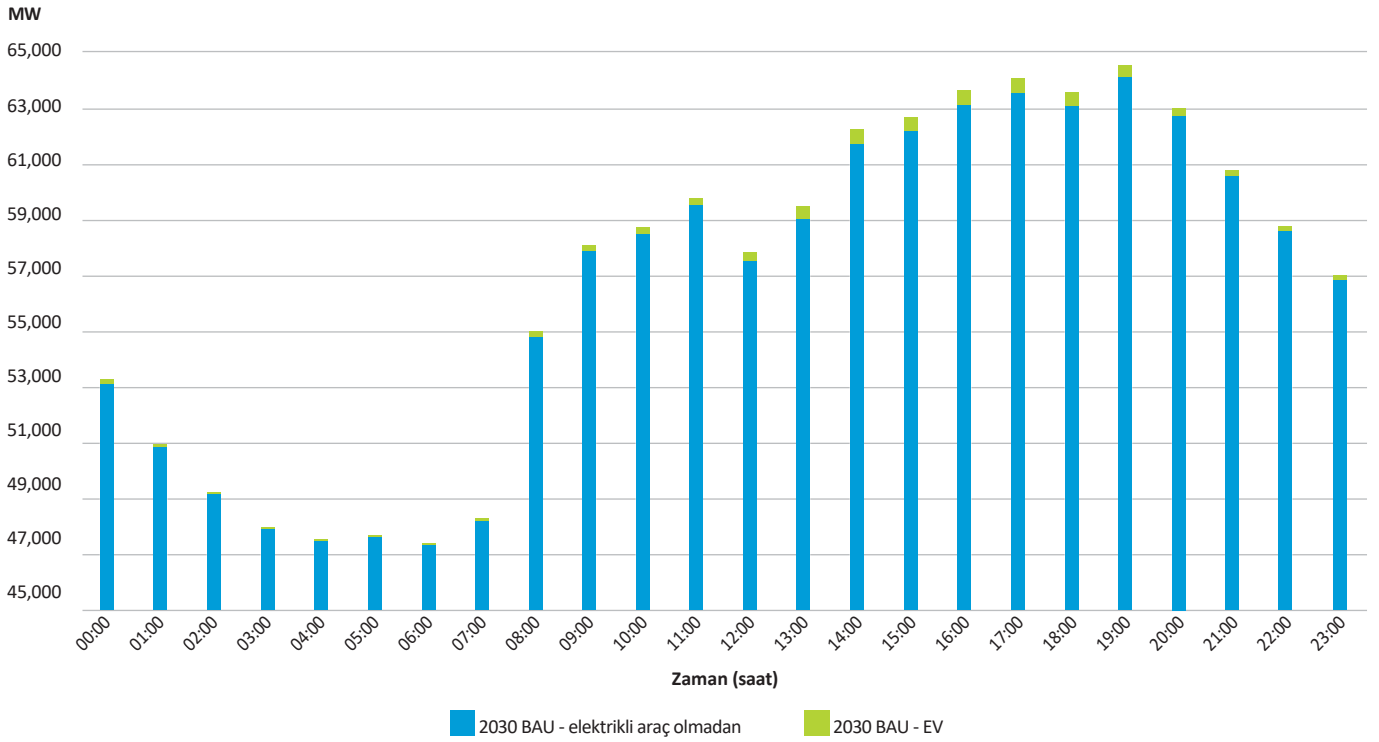
¹⁸TEİAŞ 10 yıllık talep projeksiyonu raporu (2021-2030) (<https://webapi.teias.gov.tr/file/538d66ee-4d9e-4711-a29c-1e31dae54e8f?download>)

¹⁹Shura Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye için 2030'a doğru optimum elektrik üretim kapasitesi karışımı. Temmuz 2020 (www.shura.org.tr/wp-content/uploads/2020/09/ExecutiveSum.pdf)

²⁰Shura Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'nin Enerji Sistemi için En Ekonomik Çözüm: Enerji Verimliliği ve İş Modelleri. Ekim 2020 (https://www.shura.org.tr/wp-content/uploads/2020/10/SHURA_Exum.pdf)

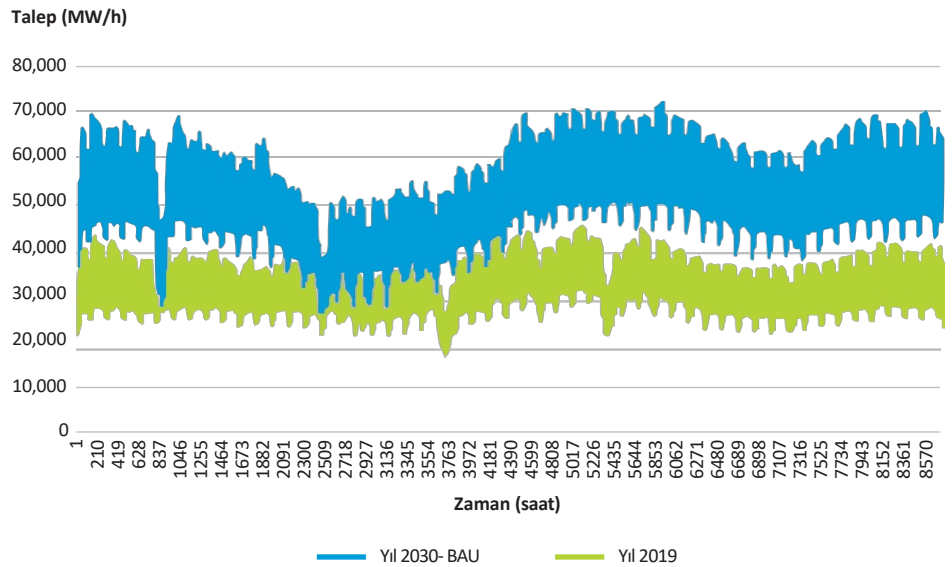
²¹Shura Transition Center, "Ulaştırma sektörü dönüşümü: Elektrikli araçların Türkiye'nin dağıtım şebekelerine entegre edilmesi," 2019 (https://www.shura.org.tr/transport_sector_transformationintegrating_electric_vehicles_into_turkeys_distribution_grids/)

Şekil 14: Tipik bir günde elektrikli araçların toplu şarj profili (2030-BAU)



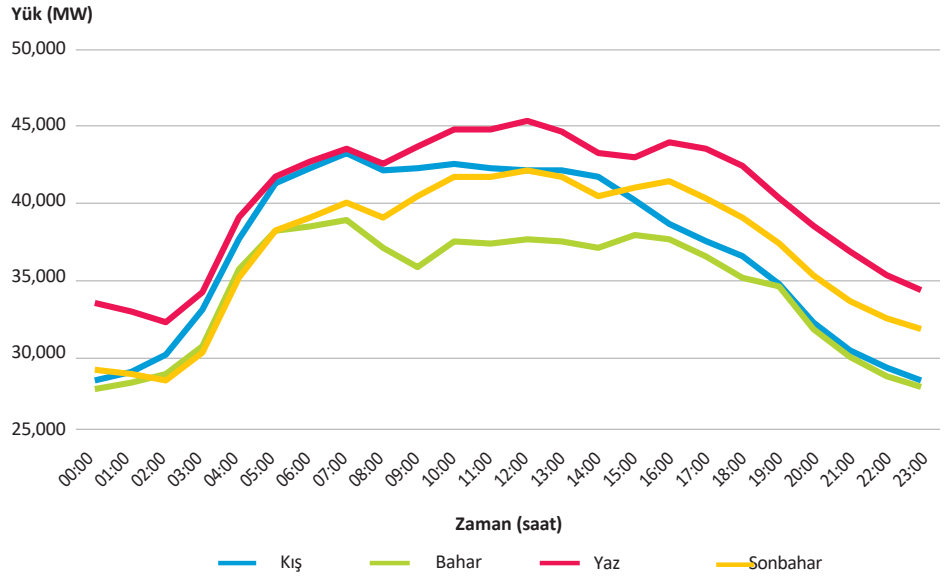
Piyasa ve şebeke simülasyonlarını gerçekleştirmek için 2030 yılındaki toplam sistem talebinin saatlik çözünürlükte profili çıkarılmıştır. Bunun için, 2019 yılındaki saatlik bazlı yıllık talep profili²², Şekil 15'te gösterildiği gibi Türkiye'deki dini bayramlardaki yıllık on günlük değişim dikkate alınarak 2030 yılına ölçeklendirilmiştir. Tipik mevsimsel günlerdeki günlük talep eğrileri Şekil 16'da daha yüksek bir çözünürlükte sunulmaktadır. Günlük yük profilleri, hem sabah hem de gece saatlerinde önemli bir yük artış ve azalışı (5 GW/saatten fazla) olduğunu göstermektedir.

Şekil 15: Saatlik çözünürlükte talep profilleri (2019 ve 2030-BAU Baz)



²²Covid-19 nedeniyle 2020 yılındaki yük profili referans alınmamıştır.

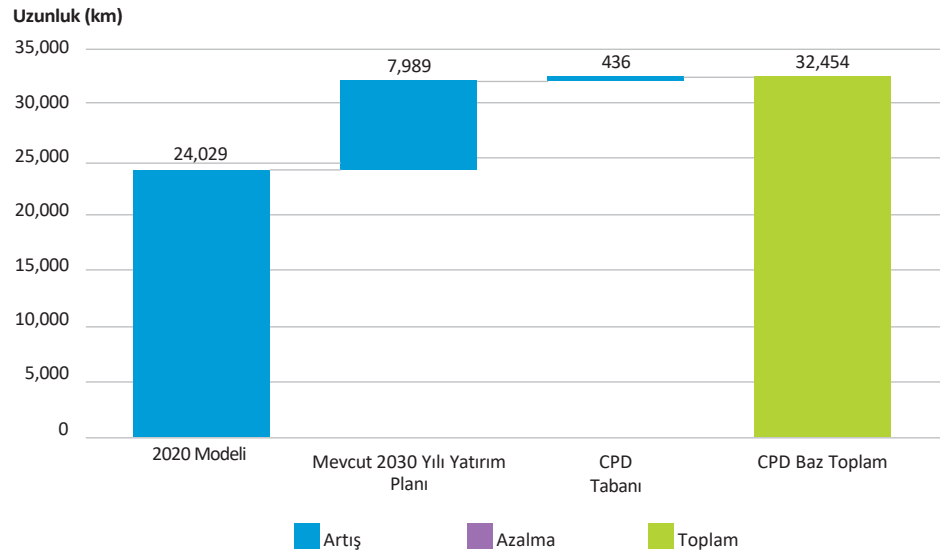
Şekil 16: Her mevsim için tipik günlük yük eğrileri (2019)



4.2. İletim Şebeke

Türkiye'nin son şebeke haritasında ana hatlarıyla belirtilen 400-kV şebeke yatırım planları, toplamda 7.989 km yeni iletim hattı ekleyecektir ve 2030 yılına kadar tamamlanacağı varsayılmaktadır (Şekil 17). Bu, 2020-2030 yılları arasında yılda ortalama 800 km yeni iletim hattının eklenmesine karşılık gelmektedir. Önceki SHURA çalışmasında²³da baz senaryoda ortalama 800 km/yıl yeni hat . 2017 ve 2019 yılları arasında yılda yaklaşık 750 km iletim hattı eklenmiştir.²⁴400 kV'luk bir şebeke için yılda 800 km yeni hat önemli bir hedef olmakla birlikte, TEİAŞ'ın son uygulamalarıyla karşılaştırılabilir.

Şekil 17: 400-kV iletim hatları, mevcut yatırım planı

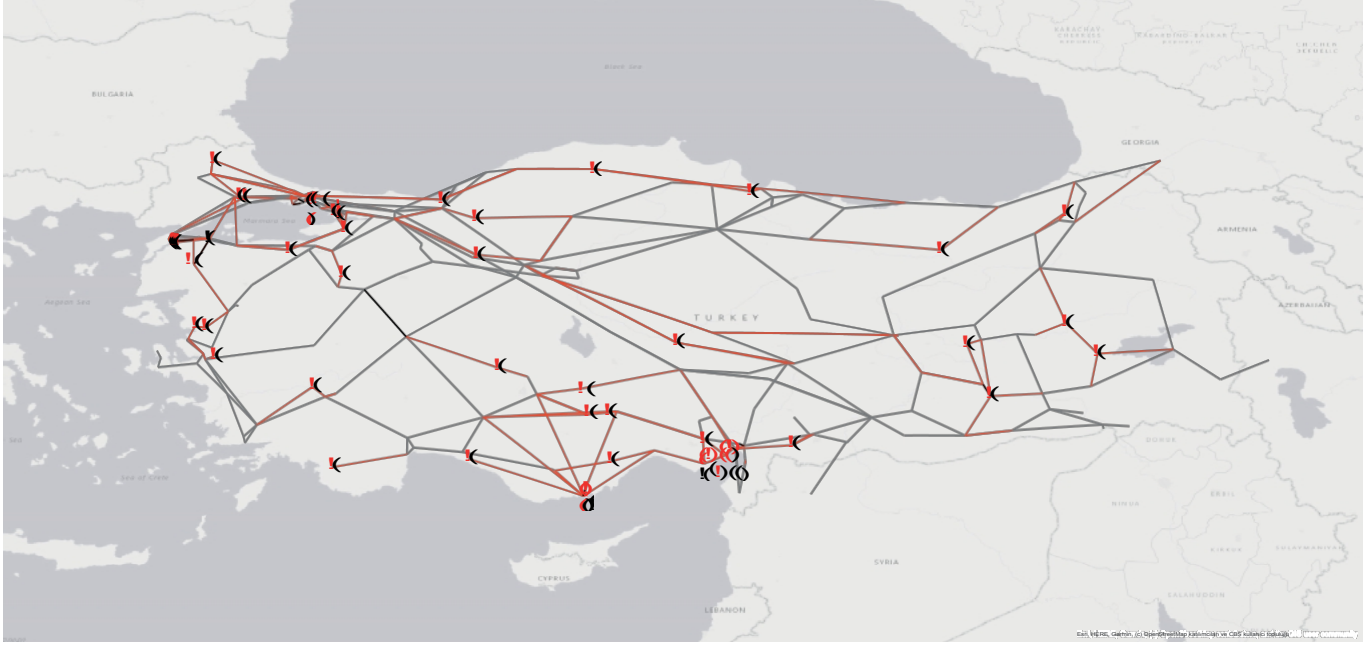


²³SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payının Artırılması, Mayıs 2018 (<https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/>)

²⁴TEAS Faaliyet Raporu 2020, 2019 ve 2018 (<https://www.teias.gov.tr/tr-TR/faaliyet-raporlari>)

49 yeni 400-kV trafo merkezi ile birlikte 7.989 km iletim hattı yatırımını içeren 400-kV iletim şebekesi modeli, tüm senaryolarda ve duyarlılıklarda "temel şebeke modeli" olarak kabul edilmektedir (Şekil 18). Yukarıdaki Metodoloji Bölümünde açıklandığı gibi şebeke simülasyonlarında ölçülen ek iletim hattı takviyeleri, her senaryoda tüm şebeke modelini tamamlamaktadır.

Şekil 18: Güncellenmiş on yıllık (2021-2030) ileriye dönük şebeke geliştirme planına göre mevcut (gri çizgiler) ve planlanan (kırmızı çizgiler ve noktalar) 400-kV iletim şebekesi haritası



Daha düşük bir baz talep projeksiyonu (360 TWh, Tablo 2) için bile 400-kV şebekeye önemli bir yatırım yapıldığının altını çizmek gerekir. Bu, şebeke simülasyon sonuçlarında görüleceği üzere, gerekli yeniden sevkیات ve RES üretim kesintisi de dahil olmak üzere yeni üretim ve talebin entegrasyonunu kolaylaştırmaktadır.

154-kV şebeke için mevcut yatırım planları sadece önümüzdeki beş yıl için yapılmıştır (400-kV şebeke projeksiyonları için on yılın aksine), çünkü 154-kV seviyesindeki şebeke yatırım gereksinimleri esas olarak talep tarafından yönlendirilmektedir. Bu nedenle, Şekil 18'de gösterilen 400-kV şebeke gibi 2030 yılı için bir 154-kV şebeke yatırım planı bulunmamaktadır. Bu nedenle, 154-kV şebeke yatırım gereksinimleri çalışmada farklı bir yaklaşım kullanılarak ele alınmıştır. İnşa edilecek olan yeni 154-kV trafo merkezleri 2020 ve 2030 yılları arasında, N-1 beklenmedik durum kriterlerine dayalı olarak mevcut 154-kV şebekeye bağlanacağı varsayılmaktadır. Güçlendirmeye yönelik yatırım gereksinimlerini ele almak için

Yeni trafo merkezleri ve mevcut trafo merkezlerindeki talep artışı nedeniyle mevcut 154-kV omurga şebekesindeki yük artışının, trafo merkezlerindeki mevcut 154-kV gereksinimiyle ölçeklendirildiği varsayılmaktadır. Böyle bir yaklaşım göz önüne alındığında, çalışmada belirlenen 154-kV şebeke yatırımları, yeni 154-kV iletim trafo merkezlerini ve bunların şebekeye bağlantılarını değil, mevcut omurga şebekesi için güçlendirme gereksinimlerini içermektedir. Bu nedenle, çalışmada 154-kV şebeke için belirlenen şebeke yatırım gereksinimi miktarı (yani BAU senaryosunda 2020 ve 2030 yılları arasında ortalama 84,7 km/yıl) TEİAŞ'ın yıllık yatırım rakamlarından (yani de 375 km) daha azdır.

4.3. Enerji üretimi teknolojileri

Bu bölümde, enerji üretim teknolojilerinin modellenmesinde yapılan temel varsayımlar sunulmaktadır.

4.3.1. Yeni enerji santrallerinin yerleri

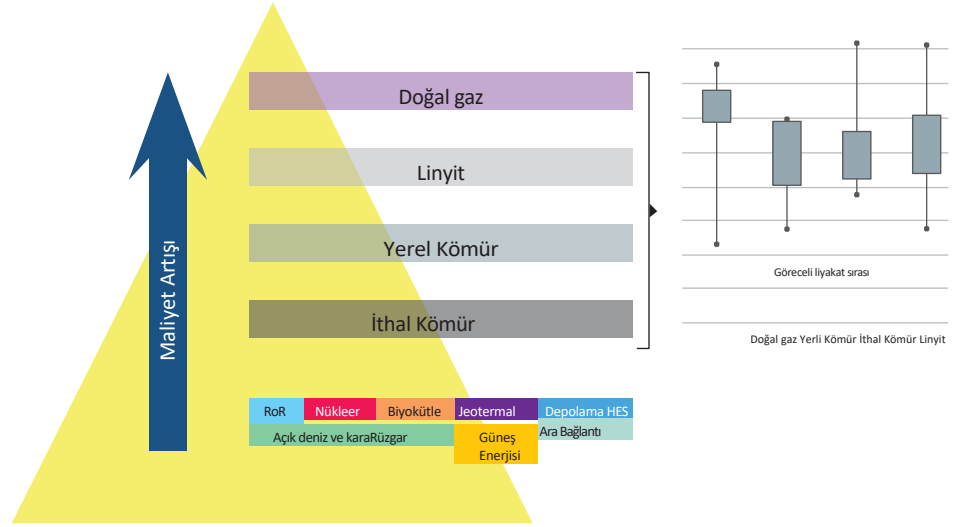
Önceki SHURA çalışmasındaki²⁵ yaklaşımda olduğu gibi, YEK (güneş, rüzgar ve biyokütle) santrallerinin yerleri belirlenirken sistem odaklı yaklaşım dikkate alınmıştır. Yani, şebekeyle güçlü bağlantıları olan büyük yük öncelik verilmiştir. Yeni jeotermal ve hidroelektrik santrallerinin yerleri belirlenirken kaynak mevcudiyeti dikkate alınmıştır.

4.3.2. Merit sipariş

Yürütülen çalışmadaki liyakat sırası varsayımı Şekil 19'da gösterilmektedir. Varsayılan merit sıralamasında, rüzgar, güneş, hidro, biyokütle ve jeotermal gibi üretim teknolojilerinin sıfıra yakın kısa dönem marjinal maliyeti (SRMC) merit sıralamasının en altına yerleştirilmiştir. Burada, bir nükleer enerji santrali de uzun vadeli alım garantisi sözleşmeleri (ilk iki ve son iki ünitenin sırasıyla %70 ve %30 üretimi) nedeniyle en alt seviyede değerlendirilmektedir. Konvansiyonel enerji santralleri (ithal kömür, yerli kömür, linyit ve doğal gaz) için en ucuzdan en pahalıya doğru sıralama şu şekildedir: ithal kömür, yerli kömür, linyit ve doğal gaz teknolojileri. Bu sıralama, ortalama verimlilikler ve yakıt maliyetleri temel alınarak varsayılmıştır. Ancak, farklı enerji santrallerinin yaş ve verimliliklerindeki farklılıklar nedeniyle liyakat blokları arasında örtüşme vardır. Bu tür çakışmalar, Türkiye elektrik piyasasını daha iyi temsil etmek için değerlerin ayarlanmasını gerekli kılmaktadır. Bunu yapmak için, 2019 ve 2020 yıllarında gerçekleşen yıllık üretim dökümü, farklı teknolojiler için modellemede belirlenen liyakat sırasını doğrulamak için kullanılmıştır. Simülasyon sonuçları 2019 ve 2020 yıllarındaki gerçek üretim ile karşılaştırılmıştır. Hesaplanan ve gerçekleşen üretim değerleri arasındaki farka dayanarak, merit düzen varsayımları yinelemeli olarak revize edilmiştir. Hesaplanan ve gerçekleşen sevkıyat değerleri arasındaki tolere edilebilir hatayı karşılayan uygun liyakat konfigürasyonu elde edildiğinde, bu liyakat sırası 2030 senaryoları için kullanılır. Türkiye elektrik piyasasını temsil eden konvansiyonel enerji santrallerinin nihai göreceli liyakat sırası Şekil 19'un sağ tarafında gösterilmektedir.

²⁵SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payının Artırılması. Mayıs 2018 (<https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/>)

Şekil 19: Çalışmadaki liyakat sırası varsayımı



4.3.3. Operasyonel kısıtlamalar

Enerji santrallerinin operasyonel kısıtlarının modellenmesine yönelik yaklaşımlar aşağıda açıklanmaktadır:

- **Depolama tipi hidroelektrik santrallerin (HES) enerji kısıtları:** Depolama tipi HES'in üretimi, güç sistemi dışındaki farklı faktörler tarafından kısıtlanır. Bunlar arasında taşkın kontrolü ile ilgili işletme kısıtları; konut, tarımsal ve endüstriyel su tedarik ihtiyaçları; nakliye ve çevresel yer almaktadır. Bunlar genellikle depolama tipi HES'lerdeki uzun vadeli enerji kısıtlamaları olarak adlandırılır. Kademeli hidro enerji ve su kaynağı sistemlerinin uzun vadeli planlamasının amacı, su değerini optimize etmek ve rezervuarların her aşamada depolanması ve dökülmesi. Bu çalışmada, enerji santrallerinin geçmiş verilerine dayalı olarak modellenen haftalık enerji kısıtları, depolama tipi HES'ler için dikkate alınmıştır. HES'lerin haftalık enerji kısıtlarının modellenmesine ilişkin ayrıntılar önceki SHURA çalışmasında bulunabilir.²⁶
- **Run-of-River (RoR) tipi HES'ler:** RoR HES'ler negatif yük olarak modellenmiştir ve ilgili üretim profilleri EPIAS'tan alınan geçmiş verilere dayanarak hesaplanmıştır²⁷.
- **Nükleer güç santrali (NGS) ünitelerinin rampa kapasitesi:** Akkuyu NGS'deki her bir ünitenin kurulu gücü 1.200 MW olup, minimum işletme seviyesi 600 MW'tır. Çalışmada her bir ünite için 100 MW/saat rampa kapasitesi varsayılmıştır.²⁸ Yani, nükleer üniteler çıkış güçlerini altı saat içinde maksimum seviyeden (1.200 MW) görece minimum seviyeye (600 MW) düşürebilir (ve tersi de geçerlidir). NGS'nin bu esnekliği hem piyasa hem de şebeke simülasyonlarında modellenmiştir.
- **Enerji santrallerinin bakım planlaması:** Şekil 20'de gösterilen bakım planı geleneksel enerji santralleri için düşünülmüştür. Bir bakım planına sahip olmanın ana nedeni, çalışma saatlerinin gerçek dünya koşullarını simüle etmektir konvansiyonel enerji santralleri için. Şekil 20'den de görülebileceği gibi, konvansiyonel enerji santrallerinin bakımı yıl boyunca dağılım göstermektedir. Bununla birlikte iki zaman aralığında, hizmet dışı kalan konvansiyonel enerji santrallerinin sayısı

²⁶SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payının Artırılması. Mayıs 2018 (<https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/>)

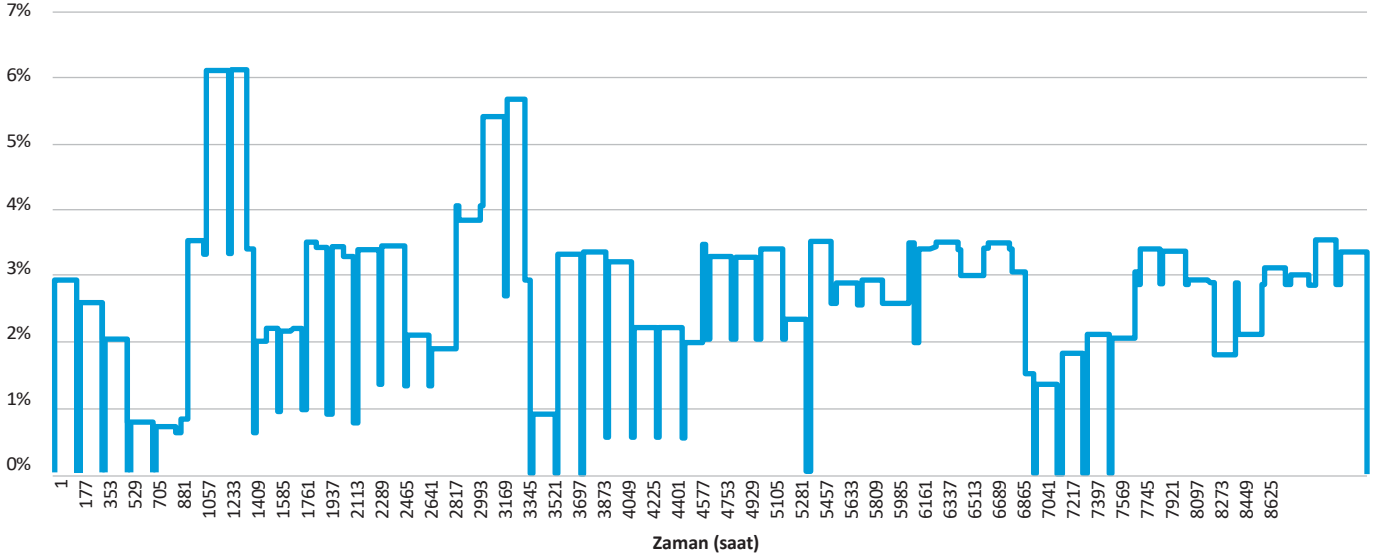
²⁷EPIAS raporu: <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>

²⁸Nükleer ünitelerin artış/azalış oranları Türkiye Nükleer Düzenleme Kurumu'ndan alınmıştır.

artmaktadır. Bu iki bir haftalık zaman dilimi, Türkiye'deki dini bayram dönemlerini temsil etmektedir; bu dönemlerde talep (özellikle endüstriyel ve ticari faaliyetlerden kaynaklanan) yıllık minimum seviyede olduğundan, başta NGS olmak üzere önemli sayıda konvansiyonel enerji santrali planlı bakımlarını gerçekleştirebilmektedir.

Şekil 20: Konvansiyonel enerji santralleri için yıllık bakım planı

Konvansiyonel enerji santrali için yıllık bakım planı



- **Enerji santrallerinin minimum açma/kapama süresi ve rampa yukarı/aşağı kısıtlamaları:** Tablo 3, minimum açma/kapama süresi ve rampa yukarı/aşağı için yapılan varsayımları göstermektedir geleneksel enerji santrallerinin kısıtları. SHURA'nın önceki çalışmasındaki kısıtlar bu çalışmada da dikkate alınmıştır.

Tablo 3: Minimum açma/kapama süresi ve rampa yukarı/aşağı kısıtlamaları için varsayımlar

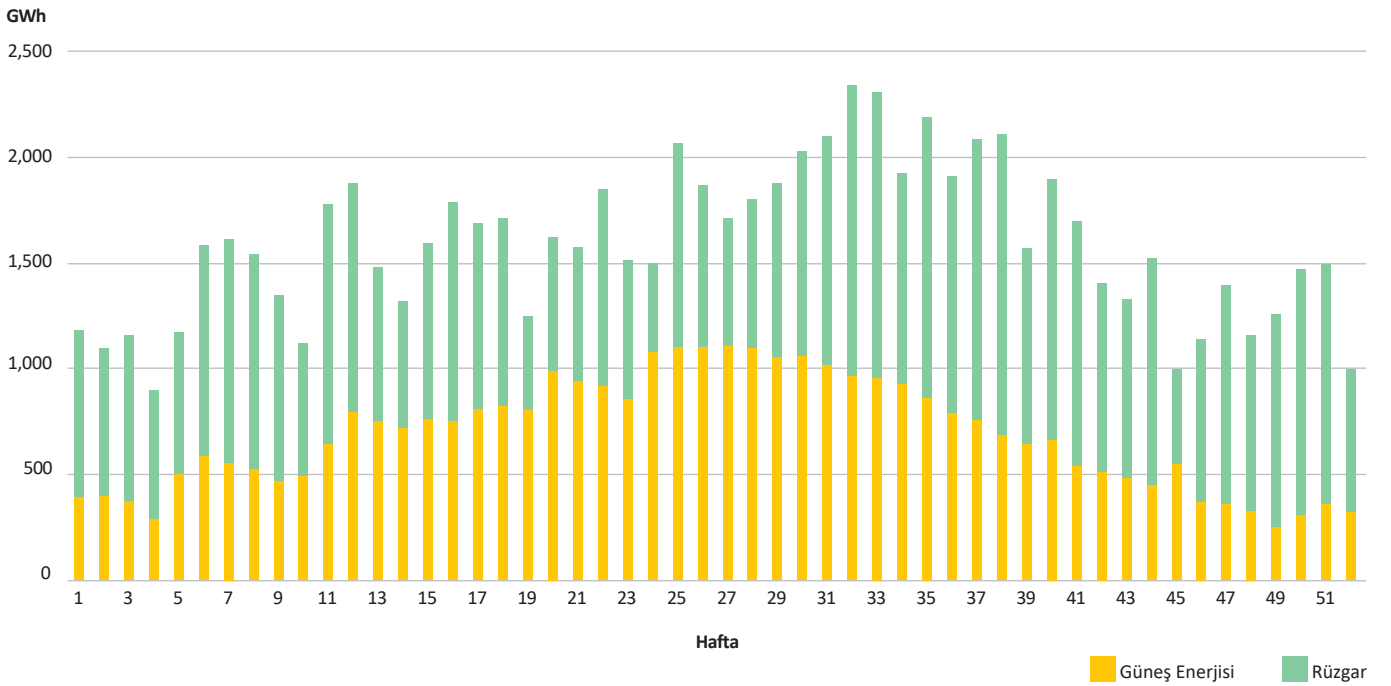
Nesil Teknolojisi	Pmin aralıkları (%)	Minimum açma/kapama süresi (saat)	Hizmet içi rampa yukarı/aşağı (saat başına %)
Gaz	0%	1	100%
Kömür	20%-40%	3	100%
Linyit	50%-70%	6	100%
Nükleer	50%	8	8.3%
Jeotermal	0%-40%	1	100%
Biyokütle	0%-60%	1	100%
Hidro (Depolama)	50%	1	100%

4.3.4. RES üretimi profilleri

Bu çalışmada, önceki SHURA şebeke çalışmasından (Bölüm 3.5)²⁹ alınan RES üretim profilleri dikkate alınmıştır. Burada, RES dağıtımı için sistem odaklı yaklaşım dikkate alınmaktadır. Daha önce tartışıldığı gibi, YEK üretiminin kaynak odaklı dağılımı daha yüksek bir YEK üretim payı ile sonuçlansa da, şebeke üzerinde ekstra stres yaratmaktadır. Bu nedenle, sistem odaklı bir yaklaşım şebeke işletimi açısından daha rasyoneldir. Türkiye'de YEKA mekanizmasının uygulanması sistem odaklı yaklaşımı desteklemektedir.

Açık deniz rüzgar enerjisi santralleri, BAU senaryosunun Daha Fazla RES ve Daha Az Gaz PP duyarlılıklarında ve ARES ve CPD senaryolarının tüm baz ve duyarlılıklarında dikkate alınmıştır. Ege Denizi'nde 1.152 GW kapasiteli açık deniz rüzgar santrallerinin yer aldığı ve kara tipi rüzgar santrallerine kıyasla daha yüksek bir kapasite faktörüne sahip oldukları varsayılmaktadır.³⁰ Rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinin birleştirilmiş enerji üretim profilleri Şekil 21'de (BAU Baz senaryosu) haftalık çözünürlükte gösterilmektedir. Güneş ve rüzgar enerjisi santrallerinin coğrafi dağılımı Şekil 22'de (ARES Baz senaryosu) gösterilmektedir.

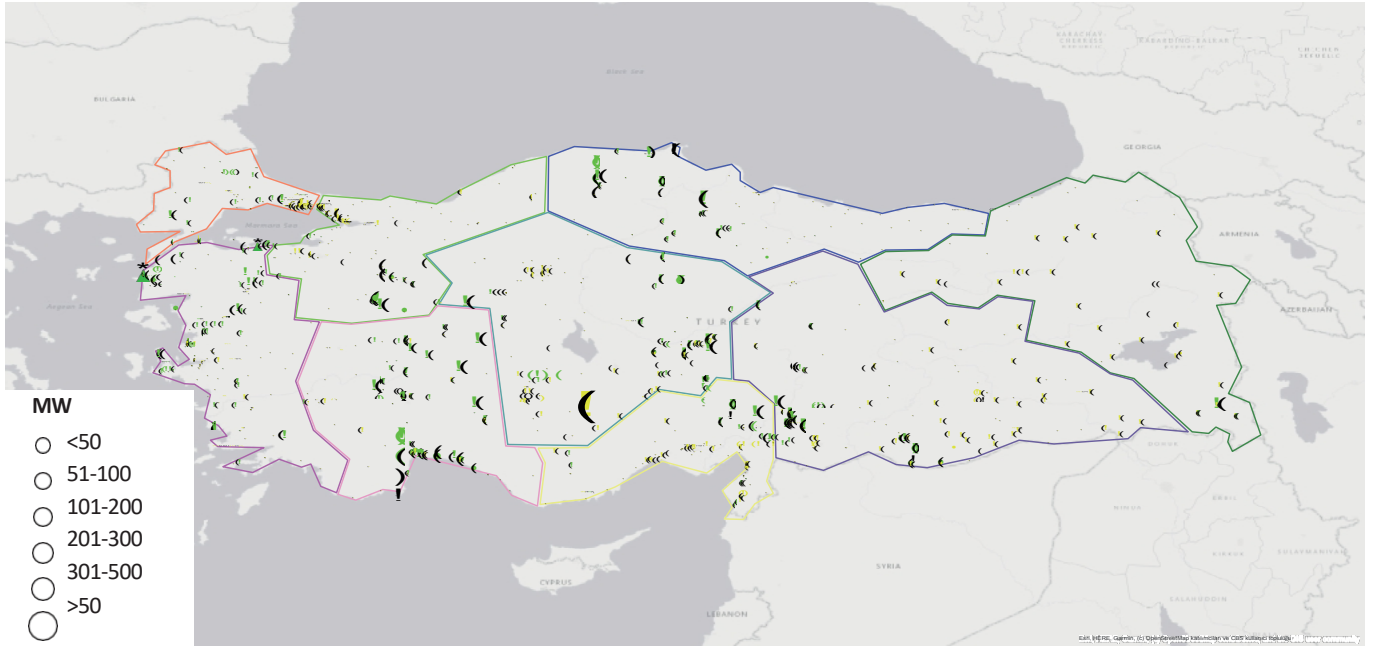
Şekil 21: Rüzgar ve güneş santrallerinin birleştirilmiş üretim profilleri (haftalık çözünürlük) (BAU Baz senaryosu)



²⁹SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payının Artırılması. Mayıs 2018 (<https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/>)

³⁰Calı, Umit, Nuh Erdogan, Sadık Kucuksari, and Mehmet Argin. "Türkiye'deki yüksek potansiyelli açık deniz rüzgar santrali lokasyonlarının tekno-ekonomik analizi." Enerji stratejisi incelemeleri 22 (2018): 325-336.

Şekil 22: Güneş ve rüzgar enerjisi santrallerinin coğrafi dağılımı (sarı daire: ; yeşil daire: kara ; yeşil üçgen: açık deniz rüzgarı) (ARES Base)

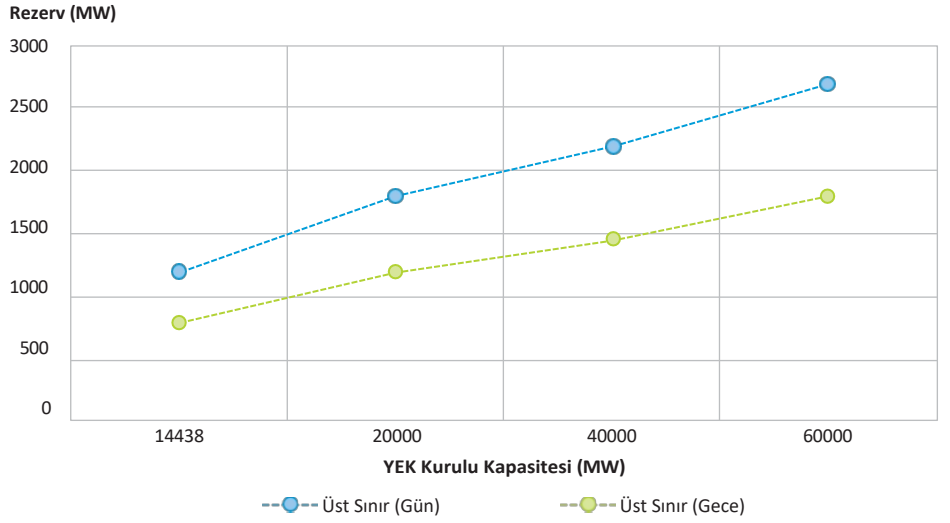


4.4. Eğirme rezervi gereksinimi

Dönen rezerv kapasitesini koruyarak, güç sistemi gün öncesi planlamadan sapma durumunda veya beklenmedik durumlarda (örneğin, enerji santralinin devreden çıkması) güvenli operasyonları sürdürebilir. Şebekenin eğirme rezervi ihtiyacının kurulu YEK kapasitesi miktarıyla birlikte arttığı varsayılmaktadır. RES kurulu kapasitesine göre eğirme rezervi gereksinimi, Şekil 23'te gösterildiği gibi önceki SHURA şebeke çalışmasından³¹ elde edilmiştir. Minimum ve maksimum eğirme yedeği miktarı 2020'de sırasıyla 800 MW ve 1.200 MW olmuştur. Minimum yedek ve maksimum değerlerinin, 2030 ARES senaryosunda rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinin toplam kurulu gücü 60 GW olduğunda sırasıyla 1.800 MW ve 2.700 MW'a yükseleceği varsayılmaktadır.

³¹SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payının Artırılması. Mayıs 2018 (<https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/>)

Şekil 23: Kurulu RES kapasitesi ile birlikte eğirme rezervi gereksinimi



4.5. Esneklik seçenekler

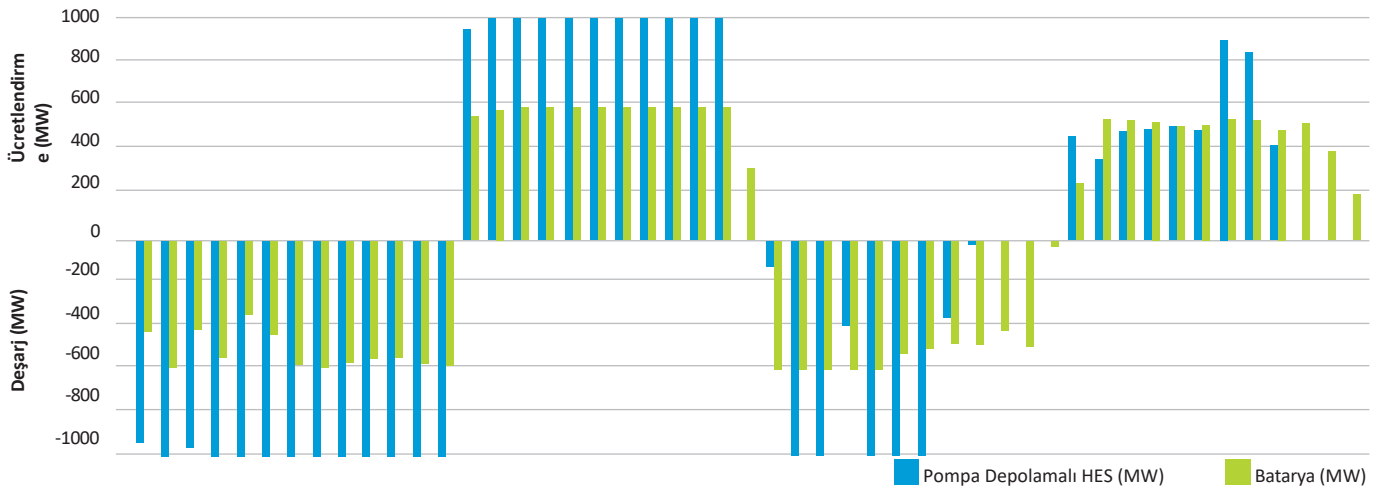
Şebeke esnekliği çözümlerinin modellenmesi bu bölümde açıklanmaktadır. Bu çalışmada ele alınan esneklik çözümleri; enerji depolama sistemleri (pompa depolamalı hidroelektrik ve batarya), belirli bir seviyede dönen rezerv sağlayan rüzgâr ve güneş (1 GW Karapınar GES) santralleri, talep tarafı tepkisi olarak puant tasarruf ve piyasa kuplajı yoluyla enterkonneksiyonlar yoluyla kazanılan şebeke esnekliğidir.

4.5.1. Depolama sistemleri

Çalışmada dikkate alınan depolama sistemleri, Gökçekaya HES'teki 1 GW pik kapasiteli bir pompa-hidroelektrik santrali ve 154-kV trafo merkezlerine dağıtılan toplam 600 MW pik Li-ion batarya kapasitesidir (öncelik nispeten daha büyük talebe sahip trafo merkezlerine verilmiştir). Depolama cihazlarının şarj/deşarj profilleri piyasa ve şebeke simülasyonları ile belirlenmektedir. Tipik bir 48 saatlik dönem örneği Şekil 24'te gösterilmiştir. Bu örnekte, depolama sistemleri şarj olur (yani yüklenir)

Yüksek güneş enerjisi üretimi senaryosu altında yük üretim dengesini desteklemek için gece boyunca boşaltma (yani üretim) gündüz boyunca gerçekleşir.

Şekil 24: Depolama ünitelerinin şarj/deşarj modeli (1 GW pompa depolama ve 600 MW batarya)^[32]

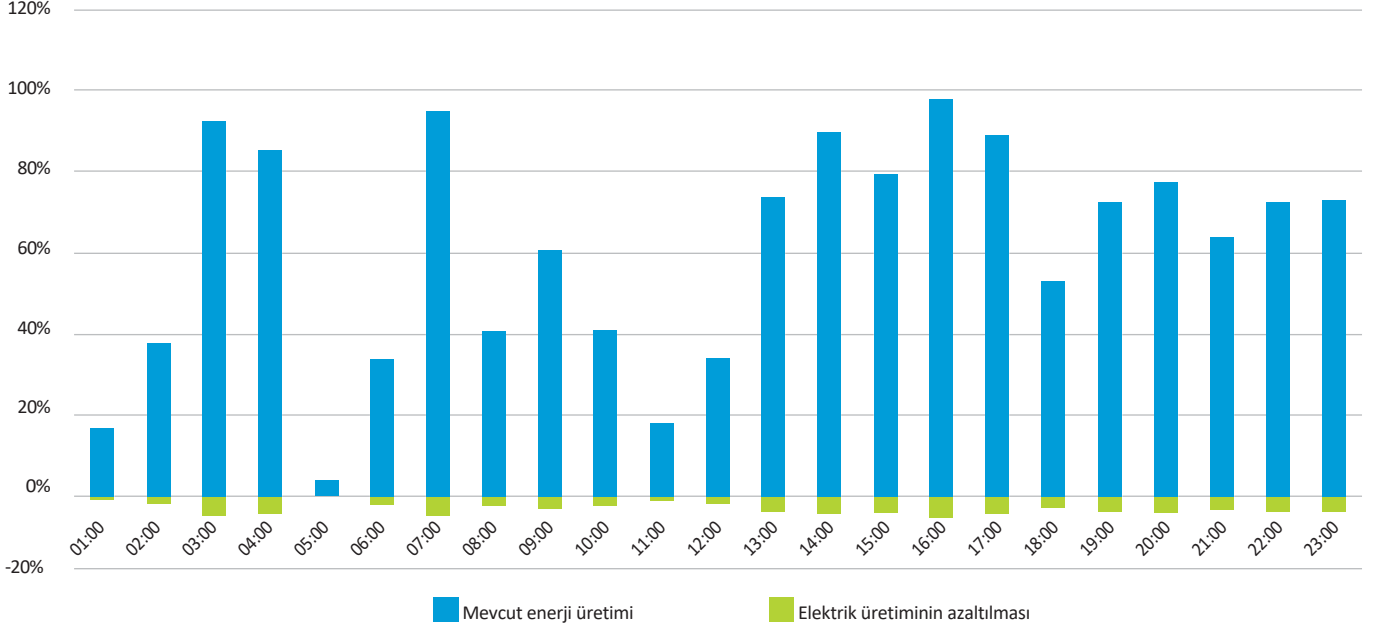


³²Bu şarj/deşarj profili ARES "Daha Fazla Esneklik", "Talep Yanıtı" ve "NTC'de Daha Fazla Esneklik" hassasiyetlerine ve tüm CPD senaryolarına/hassasiyetlerine karşılık gelmektedir.

4.5.2. RES'ten dönen rezerv karşılığı

Bazı duyarlılık analizlerinde (örneğin ARES - Daha Fazla Esneklik), 50 MW veya daha büyük kapasiteli rüzgar enerjisi santrallerinin yanı sıra YEKA bölgesindeki 1 GW kapasiteli şebeke ölçekli güneş enerjisi santralının eğirme rezervi sağladığı varsayılmıştır. Herhangi bir saatte sağlanabilecek eğirme rezervi miktarının, o mevcut üretimin %5'i olduğu varsayılmıştır. Bu, Şekil 25'te gösterildiği gibi her bir saatte %5'lik bir üretim azalması varsayımı ile modellenmiştir. Şekil aynı zamanda rüzgar üretiminin kesintili olduğunu ve üretimin bir saat içinde etkileyici bir şekilde dalgalanabileceğini göstermektedir (bkz. Şekil 25'te 4:00, 5:00 ve 6:00).

Şekil 25: Tipik bir rüzgar santralinden sağlanan eğirme rezervinin modellenmesi (ARES More Flexibility)

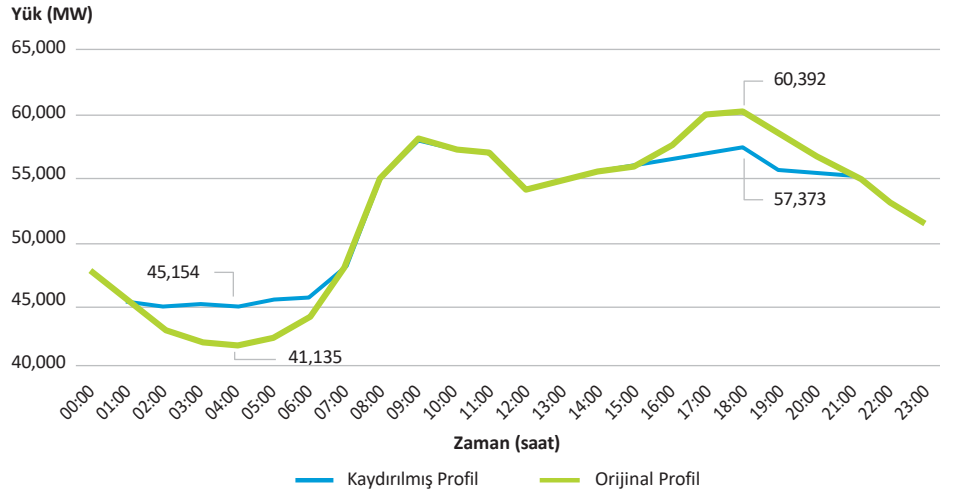


4.5.3. Tepe tıraşlama

Yükün puant yükleme saatlerinden puant dışı yükleme saatlerine kaydırılması anlamına gelen puant azaltma, ARES senaryosunun Talep Yanıtı ve Daha Fazla Esneklik duyarlılıklarında (CPD Baz senaryosu ve yollarında olduğu gibi) talebe yanıt olarak esnekliğin bir ölçüsüdür. Herhangi bir gündeki pik yükün, pik yükleme saatinde %5'e kadar azaltılabileceği varsayılmaktadır³³. Bu azaltma pik saatte± 2 saat boyunca yapılabilir. Bu saatlerdeki enerji tüketimindeki toplam azalmanın gece pik dışı saatlere kaydırılacağı varsayılmaktadır. Tipik bir kış günü için puant tasarrufunun modellenmesi Şekil 26'da gösterilmektedir. Puant yükteki azalma %5 olmasına rağmen, puant tasarrufunun yıl boyunca her gün gerçekleşmesi halinde tüm yıl boyunca kaydırılan toplam enerji miktarı yaklaşık %0,6'dır (yani ARES ve CPD'deki 420 TWh'nin 2,52 TWh'si).

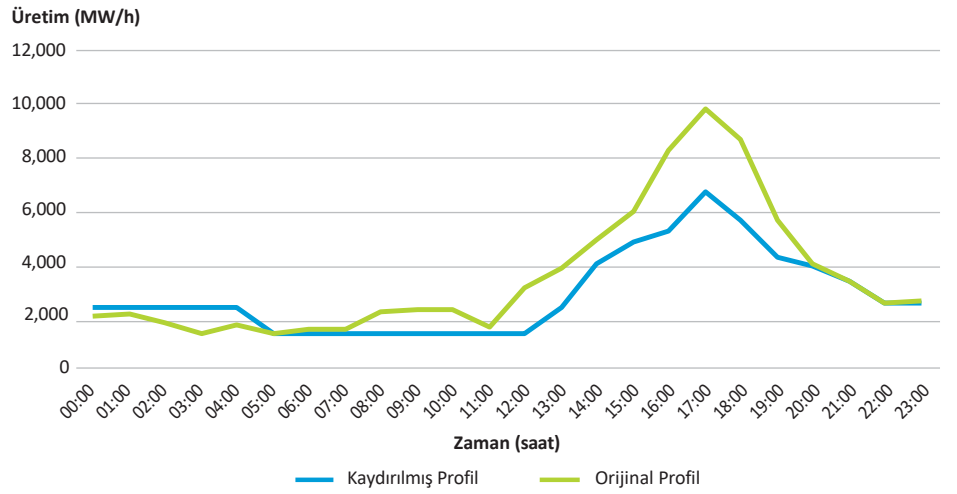
³³Shura Enerji Dönüşümü Merkezi, "Rüzgar ve güneş enerjisinin şebekeye entegrasyonu için sektör birleşimi," Mayıs 2021 (https://www.shura.org.tr/sector_coupling_for_grid_integration_of_wind_and_solar/)

Şekil 26: Tipik bir kış gününde talep şişkinliği (2030 ARES)



Şekil 27'de gösterildiği gibi, puant tasarrufundan elde edilen ana fayda, puant yükleme saatlerinde marjinal santrallerden yapılan üretimin azaltılmasıdır. Talep tarafı katılımı için puant düşürme politikasının puantı azalttığını ve liyakat sıralamasının en üstündeki santrallere enerji sevk etme ihtiyacını azalttığını unutmayın. Ancak bu, belirli saatlerde talep rampasını değiştirmeyebilir (hatta artırabilir) ve bu da YEK kesintisine yol açabilir. Bu çalışmada böyle bir etki gözlemlenmiş ve Sonuçlar Bölümünde tartışılmıştır.

Şekil 27: Puant tasarrufunun gaz santrallerine enerji sevkiyatı üzerindeki etkisi (tipik kış günü, ARES)

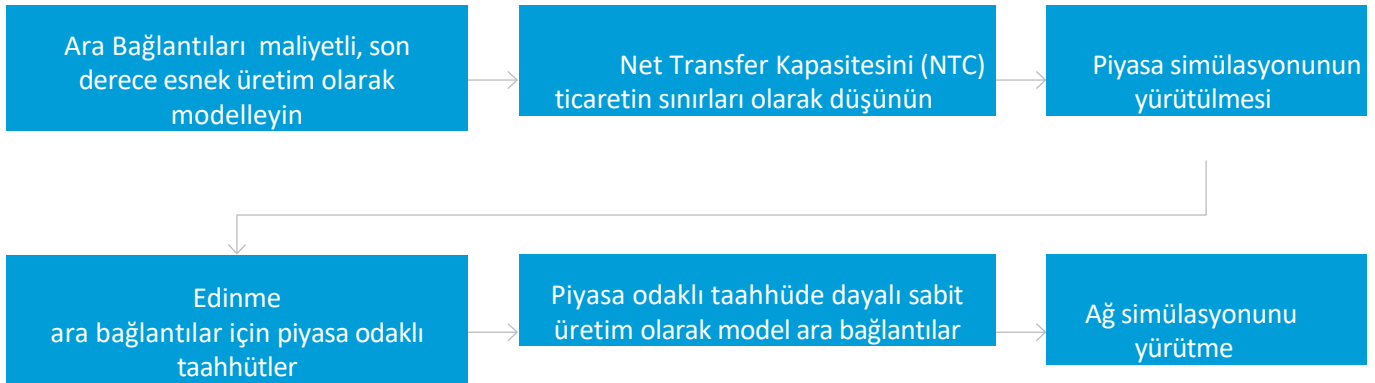


4.5.4. Ara bağlantılardan gelen esneklik

Türkiye şebekesi, Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı (ENTSO-E) şebekesi ile senkron ara bağlantıya ve Gürcistan şebekesi ile Yüksek Gerilim Doğru Akım Arka Arkaya (HVDC B2B) ara bağlantıya sahiptir. Net transfer kapasitesi (NTC) 700 MW'tır (maksimum).³⁴ İran şebekesi ile bir HVDC B2B enterkonneksiyon projesi devam etmektedir. Şu anda enterkonneksiyonlar üzerindeki ticaret, NTC'lerin bir kapasite ihale mekanizması aracılığıyla tüccarlara tahsis edilmesine dayanmaktadır.³⁵ Tarifeli güç işlemleri TEİAŞ'ın otomatik üretim kontrol (AGC) sistemi aracılığıyla kontrol edilmektedir. Komşu ülkelerdeki spot piyasalarla henüz bir piyasa bağlantısı olmadığından, enterkonneksiyon hatlarının esnekliği sınırlıdır.

Çalışmada enterkonneksiyonların sağladığı esnekliğin piyasa kuplajı ve dengesizlik netleştirmesi dahil uygun piyasa mekanizmaları yoluyla azami düzeye çıkarılacağı varsayılmaktadır. Ara bağlantılardan kaynaklanan esnekliğin modellenmesine yönelik yaklaşım Şekil 28'de gösterilmektedir. Her bir ara bağlantı noktasında sıfıra yakın bir SRMC ve önceden tanımlanmış NTC'nin iki katı değerinde yüksek esnekliğe sahip bir jeneratör bulunmaktadır. Buna ek olarak, ara bağlantı noktasında önceden tanımlanmış NTC'ye eşit bir yük göz önünde bulundurulur. Bu nedenle, söz konusu santralin üretiminin maksimum seviyede olduğu zamanlarda enterkonneksiyon hatlarından NTC'ye kadar güç aktarımı sağlanabilmektedir. Transfer edilecek enerjinin miktarı ve yönü piyasa tarafından belirlenmiş olup şebeke simülasyonları. Piyasa simülasyonunda saatlik bazda belirlenen ticaret miktarları şebeke simülasyonunda sabit kabul edilir.

Şekil 28: Ara bağlantılara dayalı esneklik modelleme yaklaşımı



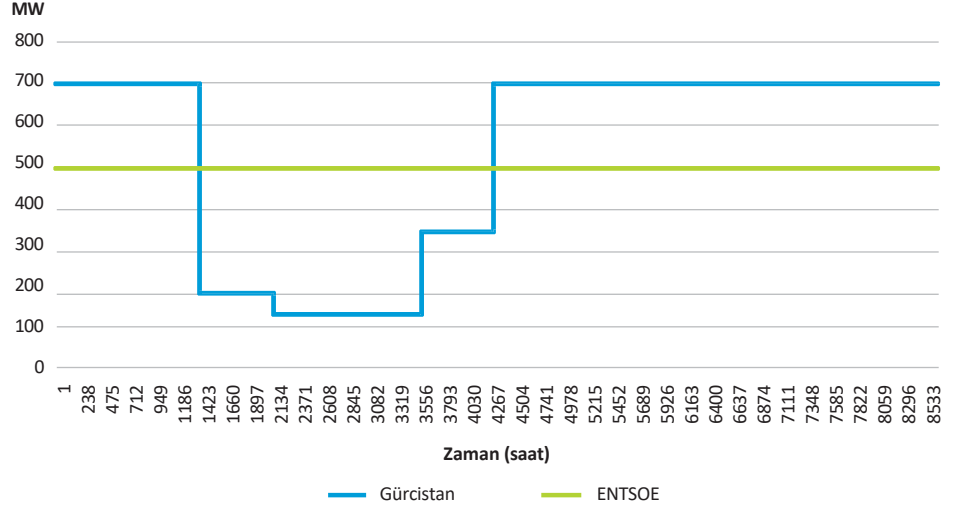
NTC için limitler belirlendikten sonra, saatlik sevkiyatı elde etmek için bir piyasa simülasyonu yürütülür. Piyasa simülasyonundaki temizlenmiş taahhütler şebeke sabitlenir. Başka bir deyişle, enterkonneksiyon noktalarındaki jeneratörler şebeke simülasyonları sırasında daha önce piyasa simülasyonu tarafından belirlenen sabit üretim miktarlarına sahip olacaktır.

³⁴Gürcistan ile enterkonneksiyonun NTC'si mevsime bağlıdır ve bölgedeki her iki ülkede de hidro bazlı üretim nedeniyle ilkbaharda minimum ve yazın ilk dönemidir.

³⁵TEİAŞ raporu: <https://tcat.teias.gov.tr/>

Gürcistan ile enterkonneksiyon hatlarındaki NTC'lerin mevsimsel değişiminin TEİAŞ'ın mevcut yaklaşımıyla tutarlı olduğu düşünülmektedir. İletim şebekesi kısıtları göz önüne alındığında, Türkiye'nin Kuzeydoğu bölgesindeki hidroelektrik santrallerinin yüksek üretimi nedeniyle ithal yöndeki NTC ilkbahar ve erken yaz dönemlerinde azalmaktadır. BAU senaryosundaki mevcut maksimum NTC'ler Şekil 29'da sunulmuştur. Bu rakamlar 2020'deki mevcut NTC seviyelerine karşılık gelmektedir.

Şekil 29. BAU senaryosunda BAU senaryosunda mevcut maksimum NTC'ler



4.6. Maliyet-Fayda Analizi (CBA)

Esneklik çözümlerinin değerini ve senaryolarda ele alınan şebeke yatırım gereksinimlerini karşılaştırmak için fayda-maliyet analizleri (CBA) yapılmıştır. Aşağıdaki kalemlerin ortalama maliyetleri (EUR/MWh cinsinden) şekilde hesaplanmıştır:

- **Ortalama PTF:** 2030 yılının tamamında PTF'lerin yıllık ortalaması, CBA'da kullanılan göstergelerden biridir. Saatlik PTF'lerin merit-order varsayımı dikkate alınarak belirlendiği unutulmamalıdır (ayrıntılar için yukarıdaki 3. Bölüme bakınız).
- **Ortalama sabit ve değişken işletme & bakım (O&M) ve yatırım maliyetleri:**
 - o İletim şebekesi yatırımları
 - o Batarya depolama yatırımları
 - o Pompaj depolamalı yatırımlar
 - o Pik azaltma mekanizması (mekanizmayı uygulamak için gerekli altyapı dahil)

İletim şebekesi, batarya depolama ve pompaj depolamanın yatırım ve işletme maliyetleri önceki SHURA çalışmasından⁽³⁶⁾ alınmıştır (Tablo 4). Puant tasarrufunun maliyeti, uygulamaya yönelik altyapı ve İşletme ve Bakım maliyetlerini içermektedir. Puant tasarrufunun maliyet hesaplamalarında kullanılan varsayımlar Tablo 5'te özetlenmiştir.

³⁶Shura Enerji Dönüşümü Merkezi, "Rüzgar ve güneş enerjisinin şebekeye entegrasyonu için sektör birleşimi," Mayıs 2021 (https://www.shura.org.tr/sector_coupling_for_grid_integration_of_wind_and_solar/)

Tablo 4: Yatırım ve İşletme ve Bakım maliyet rakamları

Öge	Maliyet Varsayımları
400-kV iletim şebekesi	260.000 EUR/km yatırım maliyeti İşletme ve bakım maliyeti: yatırım maliyetinin %33'ü
154-kV iletim şebekesi	173.000 EUR/km yatırım maliyeti İşletme ve bakım maliyeti: yatırım maliyetinin %33'ü
İki güç transformatörlü 400-kV trafo merkezi	İşletme ve bakım maliyeti dahil 4 milyon Euro/alt istasyon
Pompa depolama (1 GW-peak kapasite)	İşletme ve Bakım maliyeti dahil yıllık 83.000 EUR/MW (kullanım ömrü boyunca)
Li-ion Batarya (600 MW şebekeye dağıtılmış)	104.000 EUR/MW İşletme ve Bakım maliyeti dahil (kullanım ömrü boyunca)

Tablo 5: Puant düşürme mekanizması için gerekli altyapı maliyetinin hesaplanmasına yönelik varsayımlar

Sektör	2030'da traşlanmış GWh/yıl	%	Ortalama Maliyet (EUR/MWh)
Ticari ısıtma	842	33%	53.89
Konut ısıtma	1,015	40%	70.53
EV Çalışması	221	9%	72.46
Ana Sayfa EV	442	18%	79.40
Toplam	2,520	100%	Ortalama: 66.69

- **Ortalama yeniden üretim ve RES kısıntı maliyeti:** Yeniden sevkiyat maliyetleri, saatlik PTF değerlerinin yıl boyunca ilgili saatteki yeniden sevkiyat miktarı ile çarpılmasıyla belirlenir. Benzer şekilde, YEK kısıntı maliyeti de saatlik PTF değerinin tüm yıl için YEK kısıntı miktarıyla çarpılmasıyla hesaplanır. Hem yeniden üretim hem de YEK kesintisi, aşırı yükler ve N-1 beklenmedik durum kriterleri de dahil olmak üzere şebekedeki teknik kısıtlamaları azaltmak için sistem operatörünün operasyonel çözümleridir.
- **Ortalama kapasite mekanizması maliyeti:** Düşük kapasite (kullanım) faktörüne sahip, ancak esneklik sağlama rampa yukarı/aşağı kapasitesi) açısından şebeke için kritik öneme sahip santrallere, düşük kapasite faktörleri altında şebekede bulunmalarını sağlamak için yapılan ödemelerin maliyeti. Kapasite ödeme mekanizmaları, liyakat sıralamasındaki nispeten yüksek konumları nedeniyle düşük kullanım faktörüne sahip santrallerin (örneğin bazı gaz santralleri) karşılaştığı zorlukları ele almaktadır. Bu santraller, özellikle yeterli geri ödemeyi sağlayacak fiyat zirvelerinden kaçınan tavan fiyatlı toptan satış piyasalarında, genel giderlerini karşılayamama riskiyle karşı karşıyadır. Sistemdeki YEK üretim kapasitesi ne kadar yüksek olursa, fosil yakıtlı santrallerin kullanım faktörü o kadar düşük olur.

- **Ortalama karbon maliyeti:** Fosil yakıt bazlı enerji santrallerinden kaynaklanan CO₂ emisyonlarının ortalama maliyeti, karbon emisyonlarının toplam maliyetinin her bir senaryodaki yenilenebilir enerjiler dahil toplam üretime bölünmesiyle hesaplanır. Fosil yakıt bazlı enerji santralleri tarafından üretilen CO₂ emisyonlarının miktarını belirlemek için Tablo 6'da sunulan dönüşüm faktörleri dikkate alınmıştır. Karbon maliyetinin 25 EUR/ton CO₂ olduğu varsayılmıştır. Avrupa ülkelerinde mevcut karbon fiyatı 60 EUR/ton CO₂'nin üzerinde olduğu için bu oldukça muhafazakar bir varsayımdır.³⁷ Çalışmada minimum karbon maliyeti seviyelerinde bile karbon fiyatlarından elde edilen tasarrufun görülmesi amaçlanmıştır.

Tablo 6: Mt CO₂/TWh⁽³⁸⁾ye dönüştürmek için katsayılar

	Diğer	Taş Kömürü	İthal Kömür	Linyit	Doğal Gaz
Mt CO ₂ /TWh	0.50	1.03	0.96	1.19	0.40

Faydalar, çözümlerin ortalama PTF üzerindeki etkileri ve farklı senaryolar arasında çözümlerin ortalama maliyetlerindeki nispi değişiklikler açısından ölçülmüştür. Bu amaçla, yıllıklandırılmış maliyetler her bir senaryodaki toplam üretim miktarına bölünmüştür. Referans noktası olarak BAU Baz senaryosundaki ortalama PTF ve yatırım çözümlerinin ortalama maliyeti alınmıştır.

³⁷Shura Enerji Dönüşümü Merkezi. Türkiye'de elektrik üretimi, ısıtma ve karayolu taşımacılığında fosil yakıt kullanımının dış maliyeti. Aralık 2020 (<https://www.shura.org.tr/the-external-cost-of-fossil-fuel-use-in-power-generation-heating-and-road-transport-in-turkey/>)

³⁸Bora Kat, "Türkiye elektrik sektöründe yenilenebilir enerjiye geçiş: Yüksek çözünürlüklü bir güç genişleme modeli ile teknolojik bir analiz, TR-Power," Şubat 2021. mit.edu/sites/default/files/MITJPSPGC_Rpt346.pdf

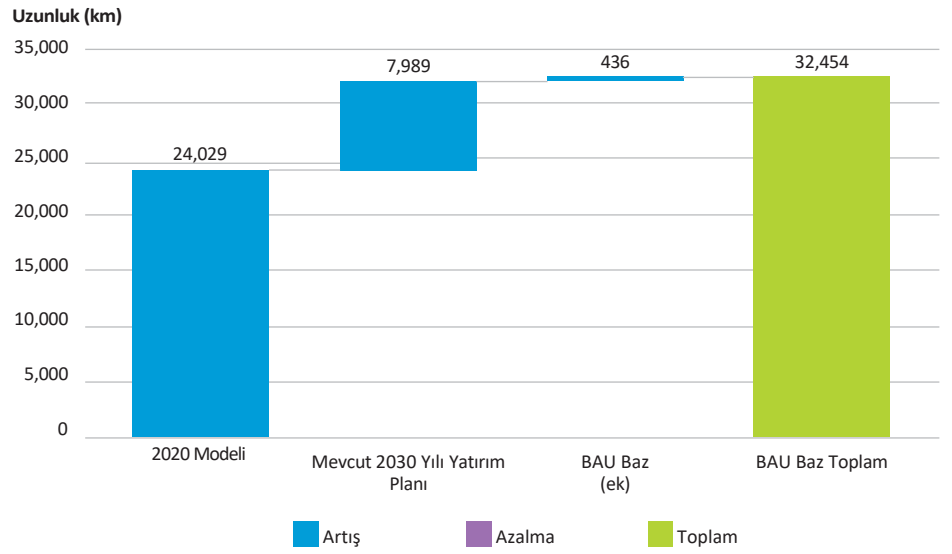
5. Sonuçlar

Çalışmanın sonuçları bu bölümde sunulmuştur. Senaryolar ve duyarlılıklar arasında karşılaştırılan temel parametreler arasında iletim şebekesi yatırımları, teknolojiye göre yıllık üretim dağılımı, santral kapasite faktörleri, redispatch ve RES kesinti miktarları ve CBA sonuçları yer almaktadır.

5.1. BAU senaryosu

400-kV şebeke yatırım gereksinimleri ve mevcut yatırım planı Şekil 30'da sunulmuştur. Temel gözlemlerden biri, Türkiye'nin 400-kV şebekeye halihazırda önemli yatırımlar yapmış olmasıdır; bu da nispeten az miktarda ek yatırım gereksinimi ile sonuçlanmıştır (örneğin, BAU Baz senaryosunda 436 km).

Şekil 30: 400-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve BAU)

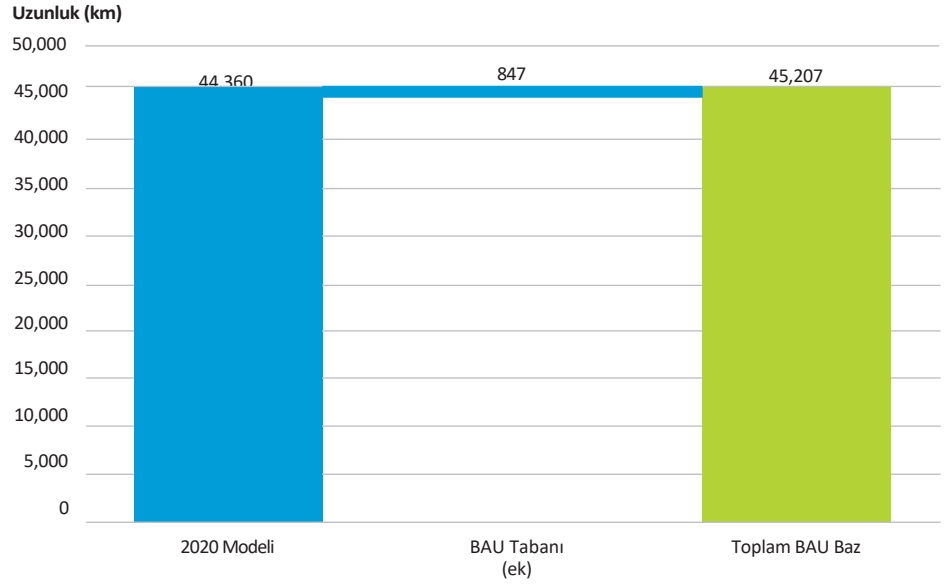


Şebeke simülasyonlarından belirlenen 154-kV şebeke yatırım gereksinimleri Şekil 31'de sunulmuştur. 154-kV şebeke yatırım gereksinimlerinin, yerleri bilinmediği için 2020 ve 2030 yılları arasında gerçekleşecek olan yeni 154-kV trafo merkezlerinden gelen bağlantıları içermediğini unutmayın. Bununla birlikte, bu yeni 154-kV trafo merkezleri esasen mevcut 154-kV omurga şebekesi üzerindeki yükü artıracaktır, bu da talep artışının mevcut trafo merkezlerinde gerçekleşeceği varsayılarak ölçülebilir.

Bu yaklaşım göz önüne alındığında, bu çalışmadaki 154-kV şebeke yatırım gereksinimleri, mevcut 154-kV omurga şebekesindeki takviyelere karşılık gelmektedir. Bu nedenle, bu miktar TEİAŞ'ın 154-kV şebeke için yıllık yatırım rakamlarından (2020'de 375 km/yıl⁽³⁹⁾) daha az olabilir.

³⁹TEİAŞ 20202019 ve 2018 Faaliyet Raporları (<https://www.teias.gov.tr/tr-TR/faaliyet-raporlari>)

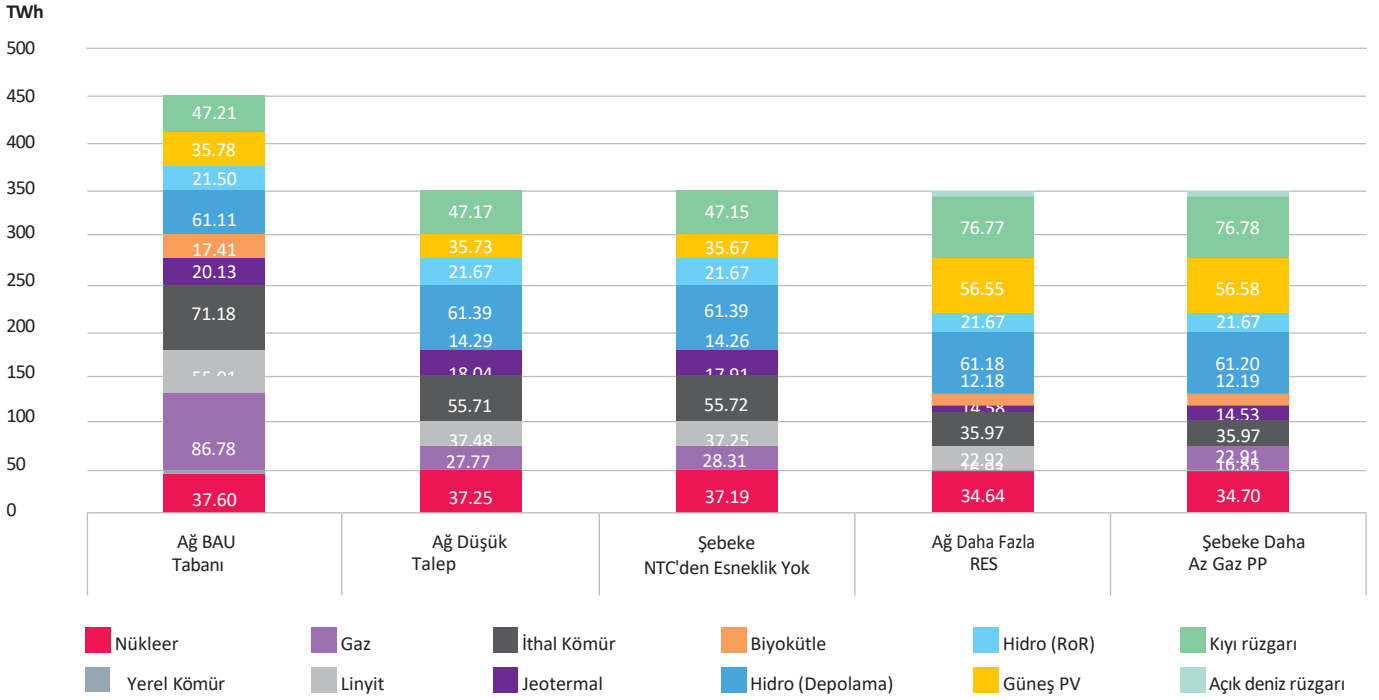
Şekil 31. 154-kV 154-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve BAU Baz)⁴⁰



BAU senaryosu altında en kritik hassasiyetler için yıllık üretim dağılımı Şekil 32'de sunulmuştur. Şekilde gösterildiği gibi, BAU Baz senaryosundan Düşük Talep duyarlılığına kadar gaz, ithal kömür ve linyit teknolojilerinde önemli bir düşüş gözlenmektedir. Bunun temel nedeni, BAU Düşük Talep duyarlılığında talebin BAU Baz senaryosuna göre daha düşük olmasıdır.

YEK tarafından sağlanmaktadır. Dolayısıyla, Düşük Talep duyarlılığında üretimin düşük payı konvansiyonel enerji santrallerine ayrılmıştır. Gaz santrallerinin üretiminde büyük bir düşüş gözlenmektedir ve bu da Şekil 33'te gösterildiği gibi yıllık ortalama %12'lik bir kapasite faktörü düşüşüne neden olmaktadır.

Şekil 32. Yıllık (2030) Yıllık (2030) üretim dağılımı (BAU senaryoları ve duyarlılıklar - Kritik Değişiklikler)



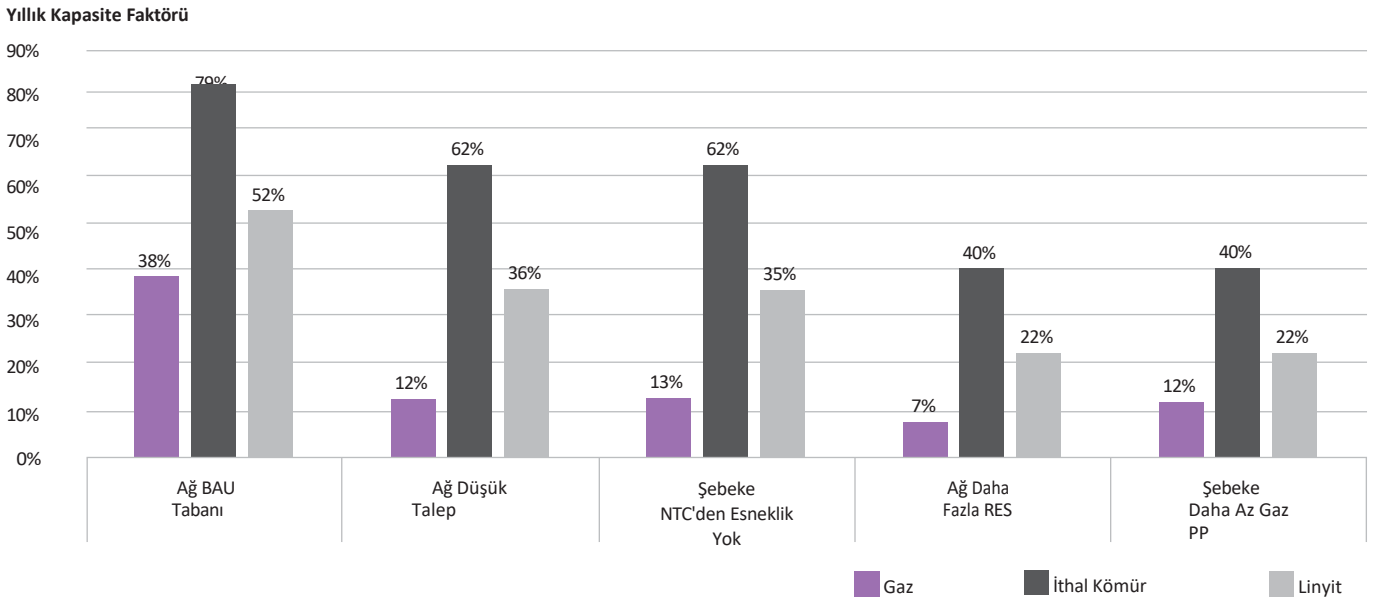
⁴⁰154-kV şebeke yatırım gereksinimleri, mevcut 154-kV omurga şebekesinin güçlendirilmesine karşılık gelir ve 2020 ile 2030 yılları arasında gerçekleşecek olan yeni 154-kV trafo merkezlerinin bağlantılarını hariç tutar.

Düşük Talep duyarlılık analizinde, enterkonneksiyonlardan kaynaklanan şebeke esnekliği yoksa (yani NTC'den Esneklik Yok duyarlılığı), gaz üretiminde hafif bir artış gözlenmektedir (Şekil 33), bu da Düşük Talep duyarlılığında enterkonneksiyonlar yoluyla elde edilen esneklik (yani şebeke birleştirme, dengesizlik netleştirme) ihtiyacını telafi etmek içindir.

Gaz santrallerinin yıllık ortalama kullanım faktörünün 2020 yılında %30 civarında olduğuna dikkat edilmelidir. Yıl içinde gaz kullanım faktöründeki artışın nedeni 2030 yılına kadar talep önemli ölçüde artarken (2020'de 302 TWh'den 'da 460 TWh'ye), BAU senaryosunda (Şekil 33'te görüldüğü gibi %38) gaz santrallerinin kurulu kapasitesinin hafifçe arttığı (yaklaşık 213 MW) varsayılmaktadır.

Düşük talep altında YEK kurulu gücü artıyorsa (yani Daha Fazla YEK duyarlılığı), gaz, ithal kömür ve linyit teknolojilerinin üretim ve kapasite faktörleri daha da düşmektedir (Şekil 33). Daha fazla YEK duyarlılığında, ne piyasa ne de şebeke simülasyonlarında taahhüt edilmeyen çok sayıda gaz santrali vardır. Bu nedenle, Daha Az Gaz PP duyarlılığında gaz teknolojilerinin kurulu gücü azalmaktadır. Üretim dağılımı Şekil 32'de gösterildiği gibi değişmemiş olsa da, gaz santrallerinin ortalama kapasite faktörü %7'den %12'ye yükselmiştir (Şekil 33). Bununla birlikte, gaz santrallerinin kapasite faktörü Düşük Talep duyarlılıklarında önemli ölçüde azalmaktadır.

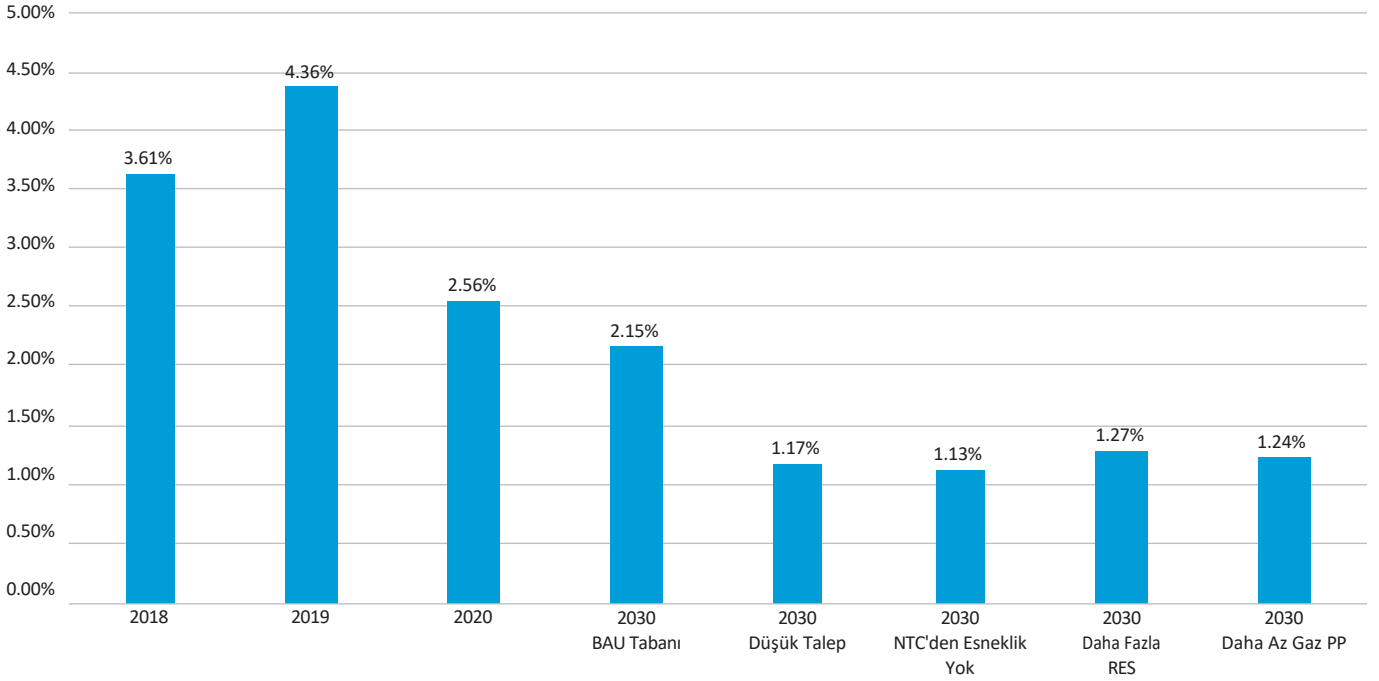
Şekil 33: Geleneksel enerji santrali teknolojilerinin yıllık (2030) kapasite faktörleri (BAU ve duyarlılıklar)



BAU Baz senaryosundaki toplam yeniden üretim miktarı 10 TWh civarındadır ve bu da toplam talebin %2,15'ine (460 TWh) karşılık gelmektedir. Bu miktar, Şekil 34'te gösterildiği gibi TEİAŞ'ın yakın zamandaki yeniden sevkiyat sipariş rakamlarıyla karşılaştırıldığında makuldür. Bu durum, mevcut şebeke yatırım planının BAU Baz senaryosunda ve hassasiyetlerde yeniden sevkiyat miktarını azaltma açısından önemli fayda göstermektedir.

Şekil 34: Yıllık yeniden sevkiyat rakamları⁴¹

Yeniden Sevkiyat/Toplam Talep (%)

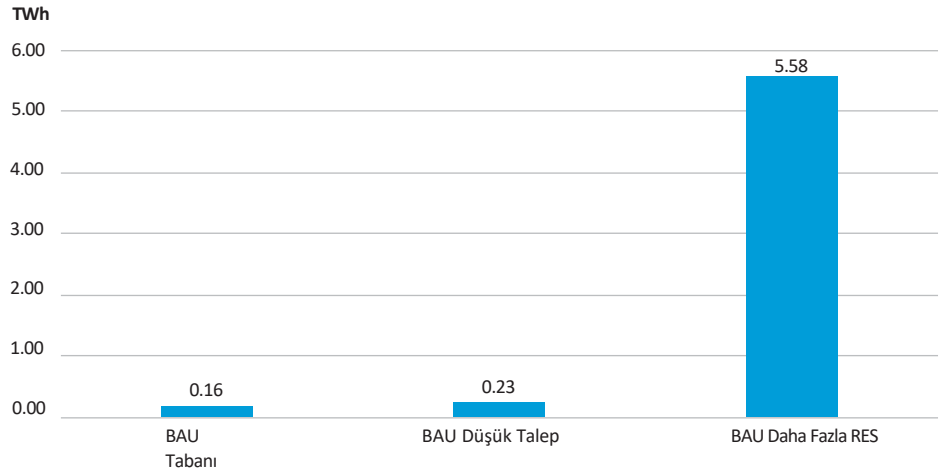


YEK kesinti miktarları Şekil 35'te sunulmuştur. Düşük Talep duyarlılığındaki YEK kesinti miktarı, şekilde gösterildiği gibi BAU Bazına kıyasla biraz daha büyüktür. Düşük talep koşullarında bile bu kadar önemsiz bir artışın temel nedeni, bu çalışmada YEK üretiminin yük merkezlerinde önceliklendirilmesidir (yani, sistem odaklı yaklaşım). Ancak, YEK kurulu kapasitesi artırılırsa (örn.

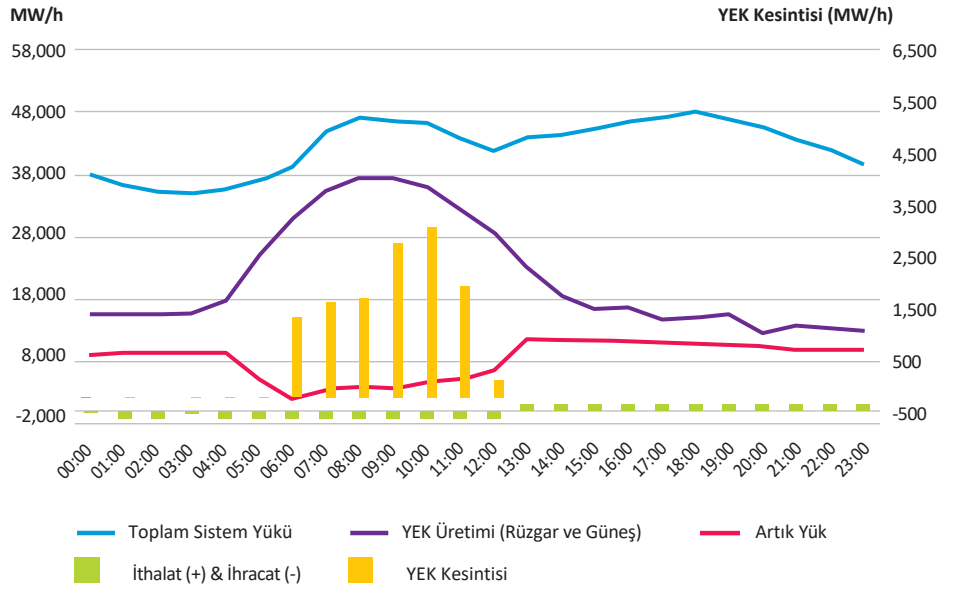
YEK duyarlılığı), düşük talep koşullarında YEK kesinti miktarı daha da artmaktadır (Şekil 35'te daha fazla YEK duyarlılığı). Sistem odaklı yaklaşıma rağmen, bazı saatlerde YEK üretimini kısmaktan başka bir çözüm yoktur. Böyle bir örnek Şekil 36'da gösterilmektedir. Şekilden de görülebileceği gibi, YEK kesinti miktarı artık yükteki (talep eksi 'ten üretim) azalmaya bağlı olarak artmaktadır. Burada artık yük, geleneksel enerji santralleri (gaz, kömür, linyit, depolama tipi HES ve nükleer) tarafından karşılanması gereken yükün kalan kısmıdır. Şekil 36'daki YEK kesintisi tipik bir bahar gününde, yani pik dışı dönemde gerçekleşmektedir. Daha fazla YEK duyarlılığındaki toplam YEK kesintisi miktarı 5,58 TWh'dir (YEK üretiminin yaklaşık %4'ü). YEK kesintisini en aza indirmek için enterkonneksiyon hatlarındaki güç aktarımının ihracat yönünde olduğunu unutmayın.

⁴¹EPIAS: <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>

Şekil 35: Yıllık RES kesinti miktarları (BAU Baz ve Hassasiyetler)

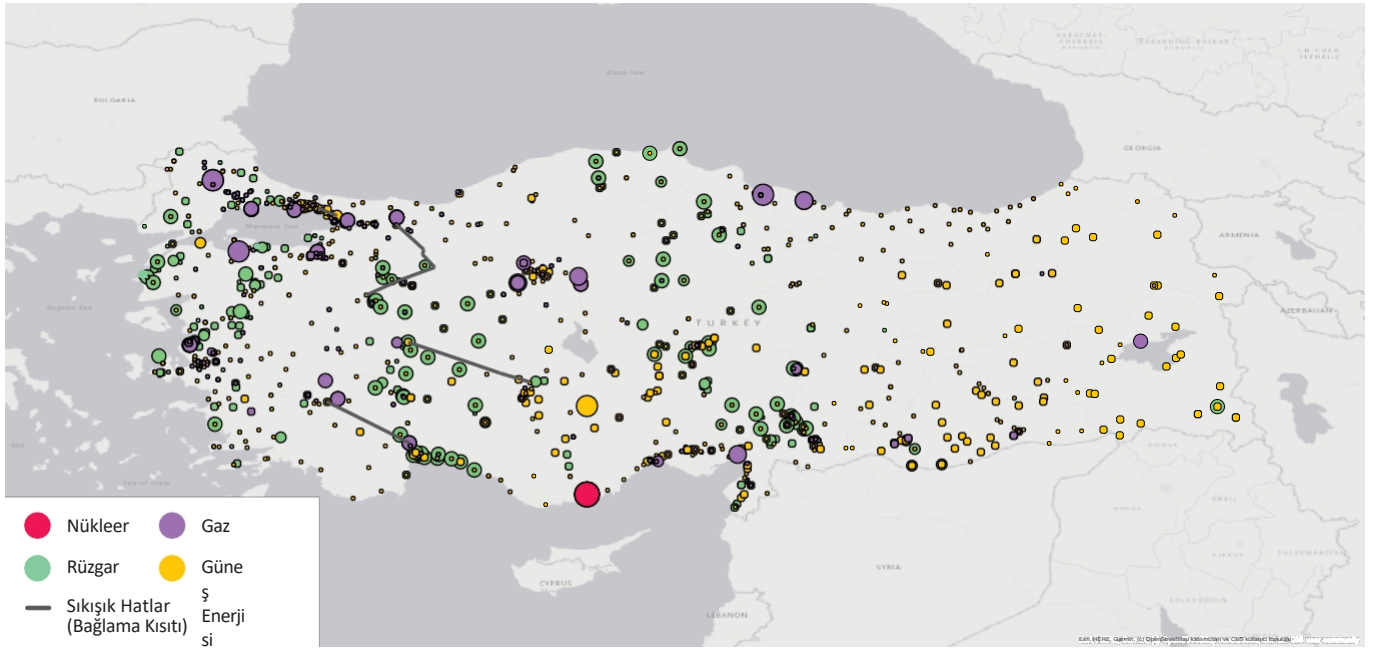


Şekil 36: RES kesintisinin gerekli olduğu bir gün örneği (BAU - Daha fazla RES hassasiyeti)



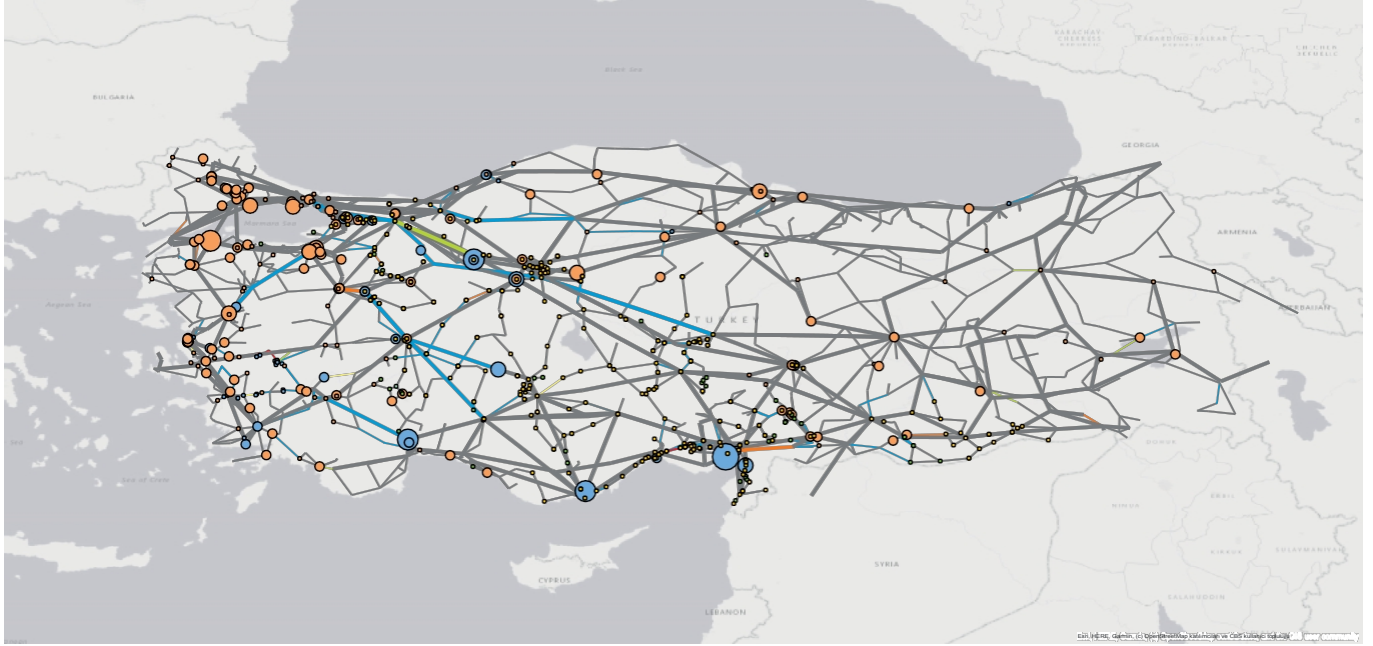
Şekil 36'da gösterilen RES kesintisi daha detaylı incelendiğinde, kısıtlamaya maruz kalan 400-kV iletim hatları olduğu görülmektedir (Şekil 37). Tıkanıklığın ana nedeni güneyden kuzeye ve kuzeydoğuya doğru olan güç akışıdır. Bu tıkanıklıklar nükleer enerjinin yeniden dağıtılmasıyla (aşağı yönde) bir ölçüde giderilmektedir. Ancak nükleer santralin 100 MW/saatlik bir rampa düşürme kısıtı vardır. Bu ve diğer jeneratör kısıtları önüne alındığında, özellikle güney bölgesinde bazı RES üretimlerinin kısılması gerekmektedir. Bu örnek, YEK üretiminin yüksek olduğu minimum yükleme koşullarında şebeke üzerindeki stresi göstermektedir.

Şekil 37: Yoğun 400 kV hatlar 06:00 - 12:00 (bkz. Şekil 36)



BAU Baz senaryosunun ve Daha Fazla YEK duyarlılığının sonuçları sırasıyla Şekil 38 ve Şekil 39'daki şebeke haritalarında gösterilmektedir. Her iki durumda da, yeniden sevk emirleri Doğudan batıya iletim koridorlarındaki tıkanıklık, şekillerde görüldüğü gibi Marmara Bölgesi gibi talep merkezlerinde pozitifdir (üretim artışı). Nükleer enerji santralleri önemli miktarda negatif siparişe maruz kalmaktadır. Bu durum, nükleer santrallerin bu çalışmada 100 MW/saat olarak modellenen rampa yukarı/aşağı kapasitesinin önemine işaret etmektedir. YEK kesintisi açısından BAU Baz senaryosu ile Daha Fazla YEK duyarlılığı arasındaki fark şekillerde açıkça görülmektedir. RES kesintisi düşük talep merkezlerinde (örneğin rüzgar için Orta Anadolu ve güneş için Güney Türkiye) daha fazla gözlemlenebilir. Ancak, büyük yük merkezlerinin bulunduğu Batı ve Kuzeybatı Türkiye'de önemsiz miktarlarda RES kesintisi gözlemlenmektedir. Bu durum, özellikle daha fazla YEK duyarlılığı söz konusu olduğunda, YEK entegrasyonu için sistem odaklı yaklaşımın rasyonelliğini desteklemektedir.

Şekil 38: BAU Baz sonuçları (400-kV ve 154-kV şebeke)



Yeniden Sevkiyat Miktarı (MWh)

- <10000
- 10001-100000
- 100001-250000
- 250001-500000
- 500001-<

- Olumsuz Emirler
- Olumlu Siparişler
- Rüzgar Kesintisi
- Güneş Enerjisi Kesintisi

Hat Tıkanıklık Saatleri

- Tıkanıklık Yok
- < 250
- 251 - 500
- 501 - 1000
- 1001 - 2000
- <

- 154 kV Hatlar
- 400 kV Hatlar

Şekil 39: Daha fazla RES duyarlılığı sonuçları (400-kV ve 154-kV şebeke)



Yeniden Sevkiyat Miktarı (MWh)

- <10000
- 10001-100000
- 100001-250000
- 250001-500000
- 500001-<

- Olumsuz Emirler
- Olumlu Siparişler
- Rüzgar Kesintisi
- Güneş Enerjisi Kesintisi

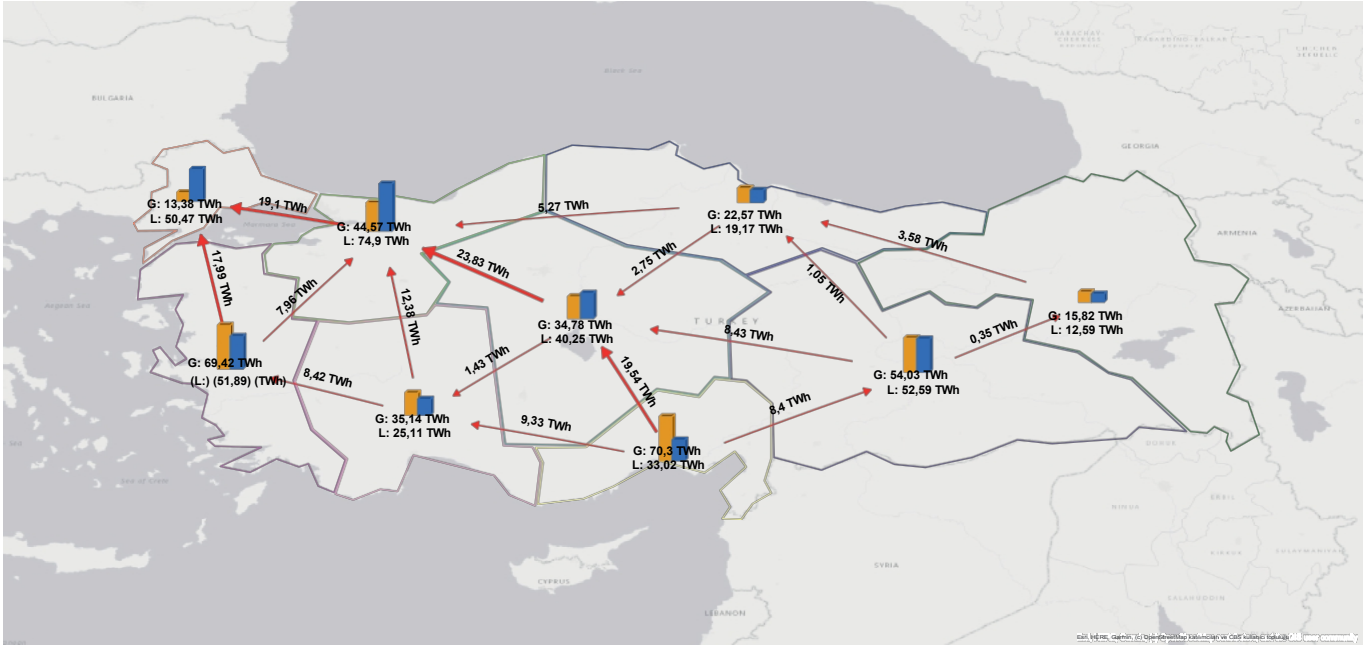
Hat Tıkanıklık Saatleri

- Tıkanıklık Yok
- < 250
- 251 - 500
- 501 - 1000
- 1001 - 2000
- <

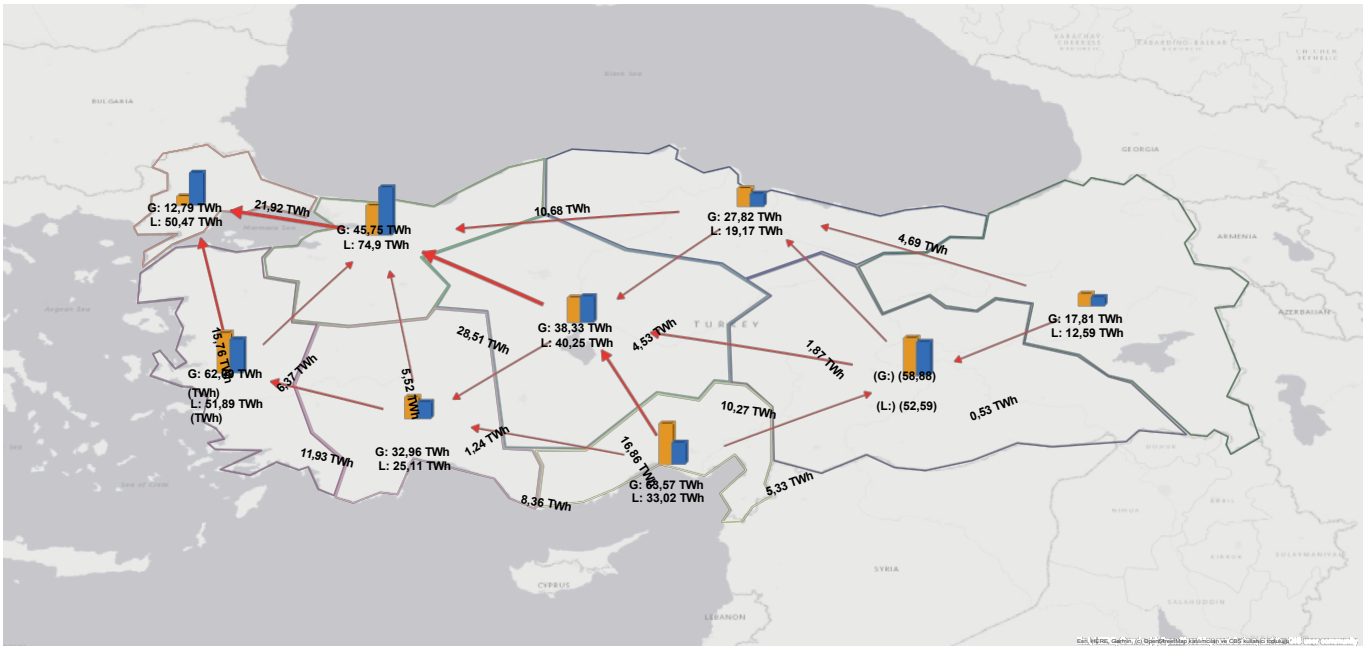
- 154 kV Hatlar
- 400 kV Hatlar

Bölgesel toplam üretim ve taleple birlikte yıllık net enerji akışları, Düşük Talep duyarlılığı (düşük altında 36 GW rüzgar + güneş enerjisi kapasitesi ile) ve Daha Fazla RES duyarlılığı (düşük talep altında 64 GW +güneş enerjisi kapasitesi ile) için sırasıyla Şekil 40 ve Şekil 41'de sunulmaktadır. RES kapasitesindeki artış (yani Daha Fazla RES hassasiyeti), Doğu ve Orta Anadolu'yu Batı ve Kuzeybatı bölgelerine bağlayan iletim koridorları boyunca net enerji akışlarında bir artışa neden olmaktadır. Bu sonuç, bu tür zorlu koşullara (yani yüksek YEK kapasitesi altında düşük talep) uyum sağlamak için bu iletim koridorlarını güçlendirmeye yönelik mevcut şebeke yatırım planının önemini göstermektedir.

Şekil 40: Yıllık net enerji akışları (BAU - Düşük Talep duyarlılığı)

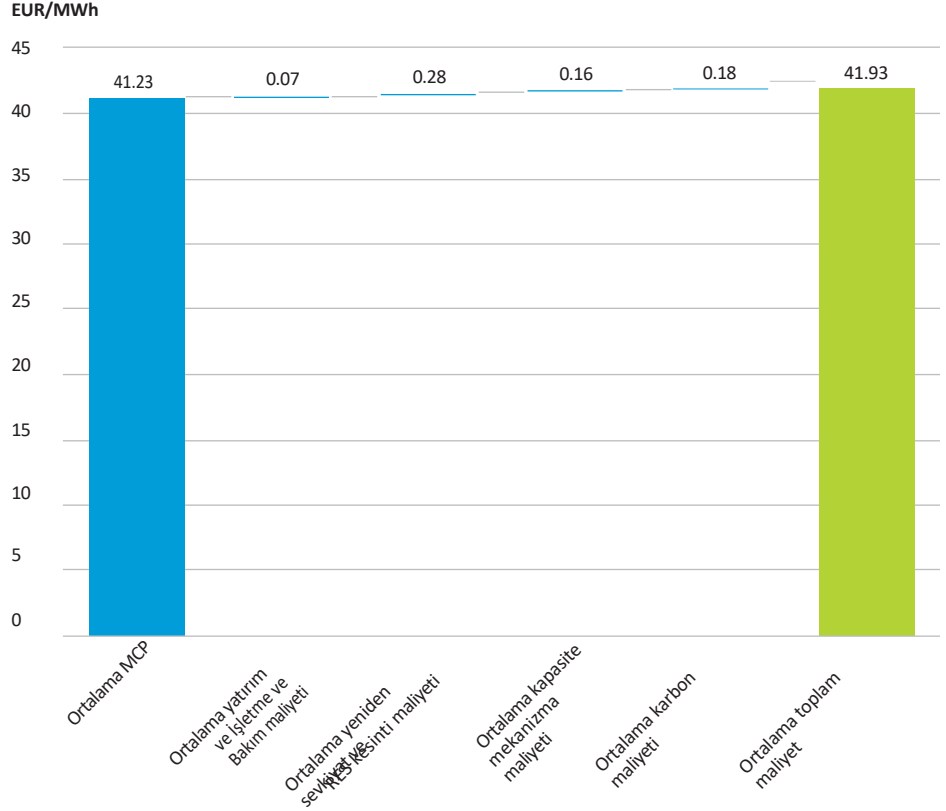


Şekil 41: Yıllık net enerji akışları (BAU - Daha fazla YEK duyarlılığı)



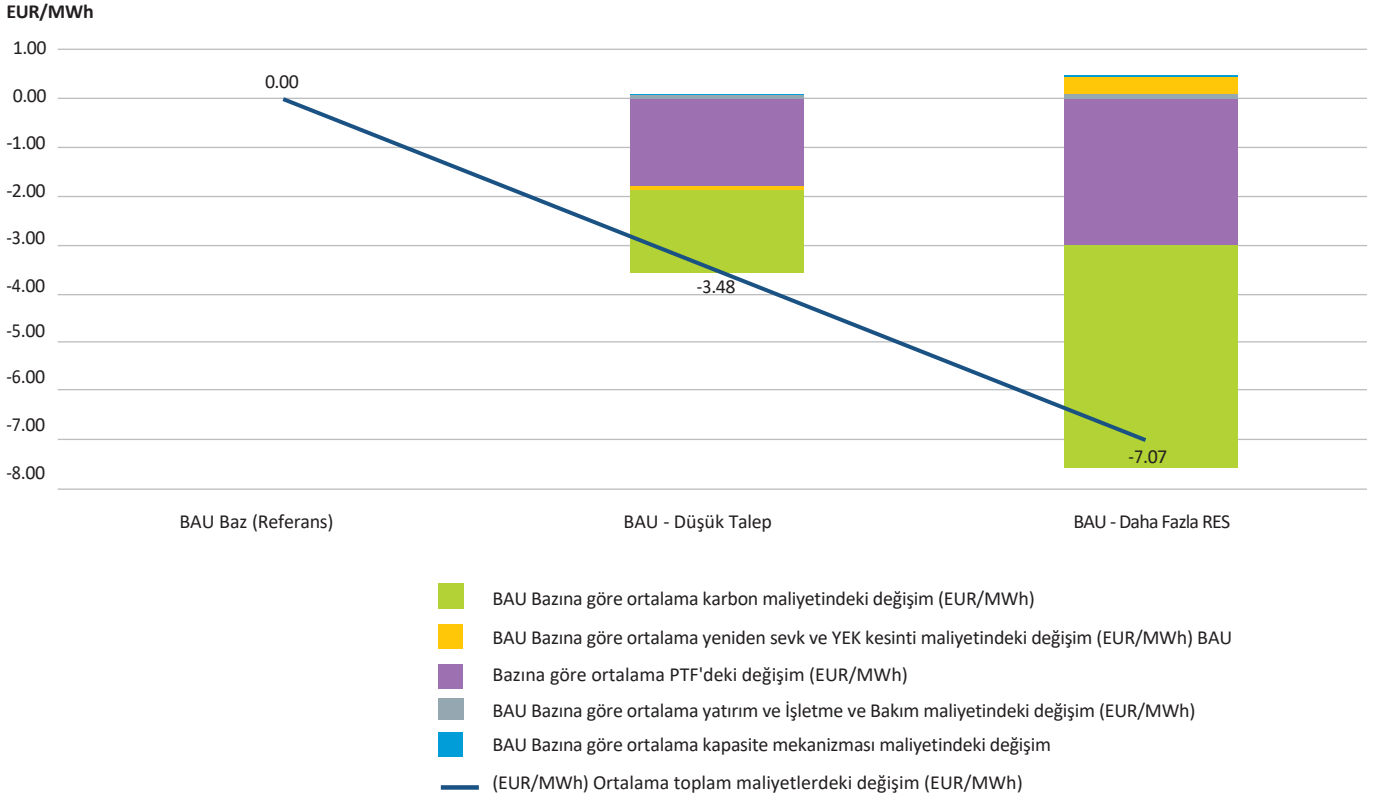
BAU Baz senaryosundaki ortalama maliyet bileşenleri Şekil 42'de sunulmuştur. Yatırım ve İşletme ve Bakım maliyetleri 400-kV ve 154-kV şebekeyi içermektedir. Yeniden sevkiyat maliyetleri, Şekil 34'teki yeniden sevkiyat sonuçları ve Şekil 35'teki YEK kesintisi sonuçları ile tutarlı olarak, toplam yeniden sevkiyat ve YEK kesintisi maliyetinin çoğunluğunu (neredeyse %90) oluşturmaktadır. Maliyetlerin toplamı, ortalama PTF hariç 0,7 EUR/MWh'dir.

Şekil 42: Referans senaryodaki ortalama maliyet bileşenleri (BAU Baz)



BAU senaryosundaki bazı hassasiyetlerin ortalama maliyetleri, BAU Baz senaryosundaki (Şekil 42) ortalama maliyetler referans alınarak Şekil 43'te karşılaştırılmıştır. Düşük Talep duyarlılığında BAU Baz senaryosuna göre ana maliyet düşüşü ortalama PTF ve karbon maliyetinden kaynaklanmaktadır. Toplam talep düşük olduğundan, fosil yakıt bazlı enerji santrallerinin Düşük Talep önemli ölçüde azalmakta (bkz. Şekil 32), bu da BAU Baz senaryosuna kıyasla daha düşük PTF ve daha düşük karbon emisyonu ile sonuçlanmaktadır. Daha Fazla YEK duyarlılığında daha fazla azalma gözlenmektedir. YEK kesinti miktarı ve dolayısıyla YEK kesinti maliyeti Daha Fazla YEK duyarlılığında önemli ölçüde artmaktadır. Ancak bu artış, hem PTF hem de karbon maliyetindeki düşüşten çok daha küçüktür ve BAU Baz senaryosuna kıyasla toplam maliyetlerde (PTF dahil) yaklaşık 7 EUR/MWh'lik bir azalma ile sonuçlanmaktadır (Şekil 43).

Şekil 43: CBA sonuçlarının karşılaştırılması (BAU)

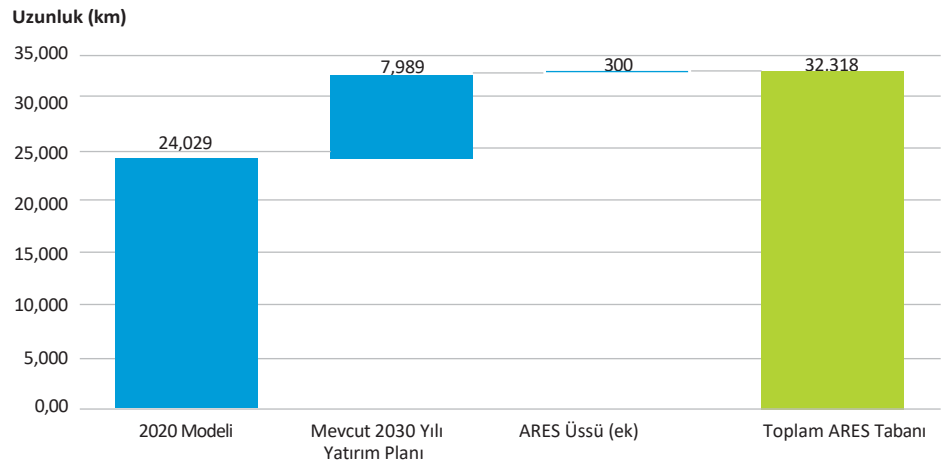


5.2. ARES senaryosu

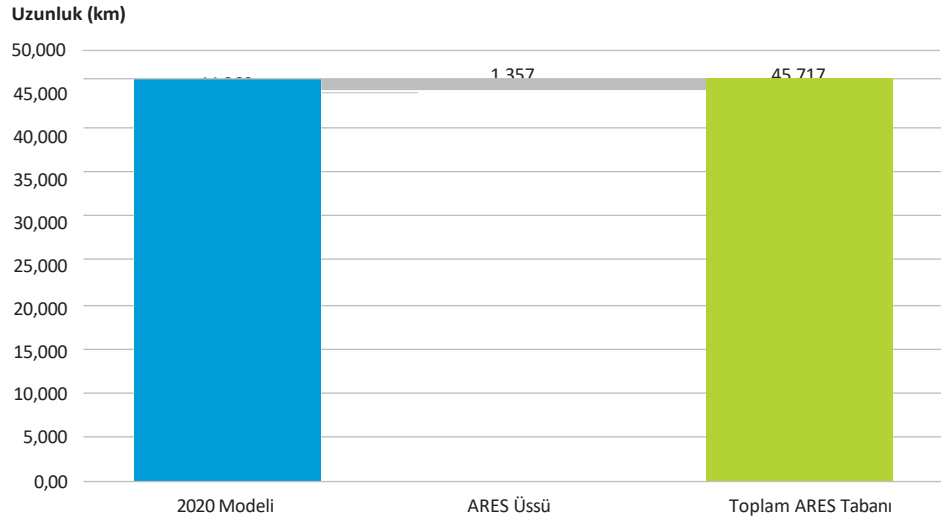
400-kV şebeke yatırım gereksinimi (mevcut plana ek olarak) ARES Baz senaryosunda (Şekil 44) BAU Baz senaryosuna göre azalmaktadır. Bunun ana nedeni, ARES Baz senaryosundaki şebeke yatırım gereksiniminin, 154-kV'a bağlı yüksek RES kapasitesi göz önüne alındığında 154-kV seviyesinde daha baskın olmasıdır.

trafo merkezleri (Şekil 45). Şebeke yatırım gereksinimi, sınırlı yeniden dağıtım ve YEK kesintisi dahilinde esneklik çözümlerinden faydalanmak için ARES Baz ile karşılaştırıldığında Daha Fazla Esneklik duyarlılığında hafifçe artmaktadır (Şekil 47 ve Şekil 48).

Şekil 44. 400-kV şebeke yatırım rakamları 400-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve ARES Baz)

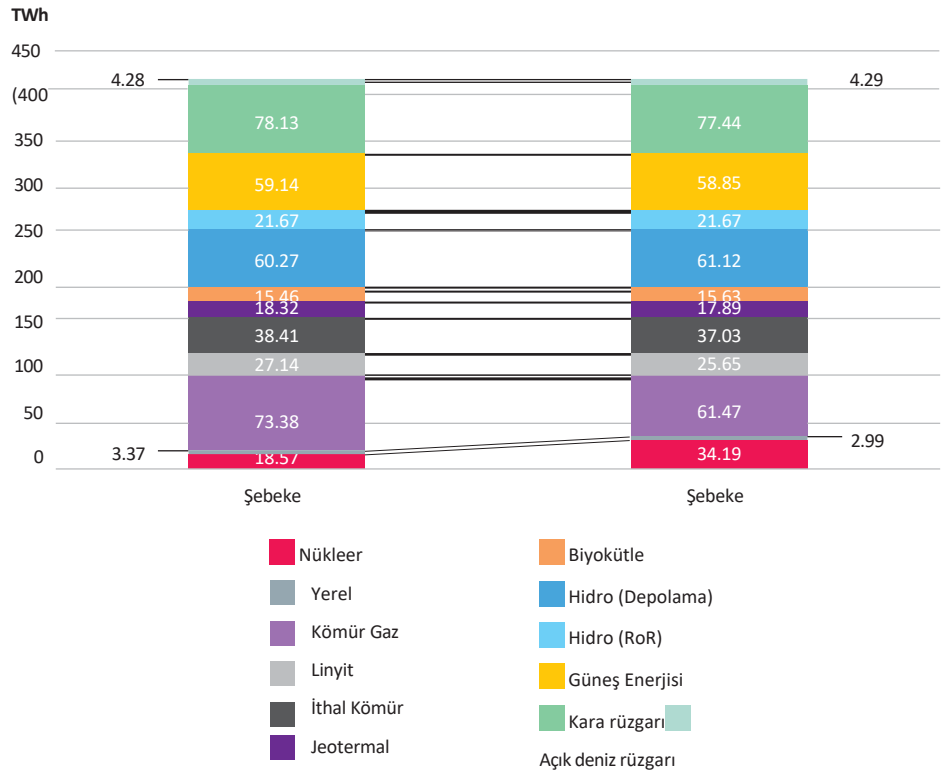


Şekil 45: 154-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve ARES Baz)

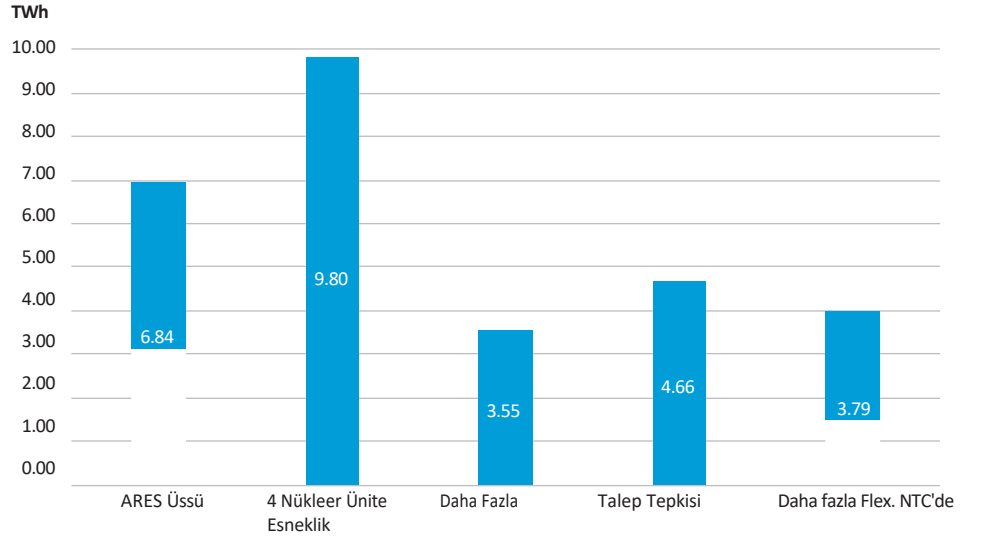


ARES Baz senaryosu ve 4 Nükleer Ünite hassasiyeti için yıllık üretim dağılımı Şekil 46'da karşılaştırılmıştır. Nükleer ünite sayısının ikiden dörde çıkarılmasıyla, ana değişiklik yaklaşık 12 TWh azalmayla gaz santrallerinden elde edilen üretim miktarında gözlenmektedir. Bu da Şekil 47'de gösterildiği gibi yeniden sevk emirlerinde artışa neden olmaktadır. Bu da ARES Baz senaryosuna kıyasla daha yüksek miktarda YEK kesintisi ile sonuçlanmaktadır (Şekil 48).

Şekil 46: Yıllık üretim miktarları (ARES Baz ve ARES 4 Nükleer Ünite Hassasiyeti)



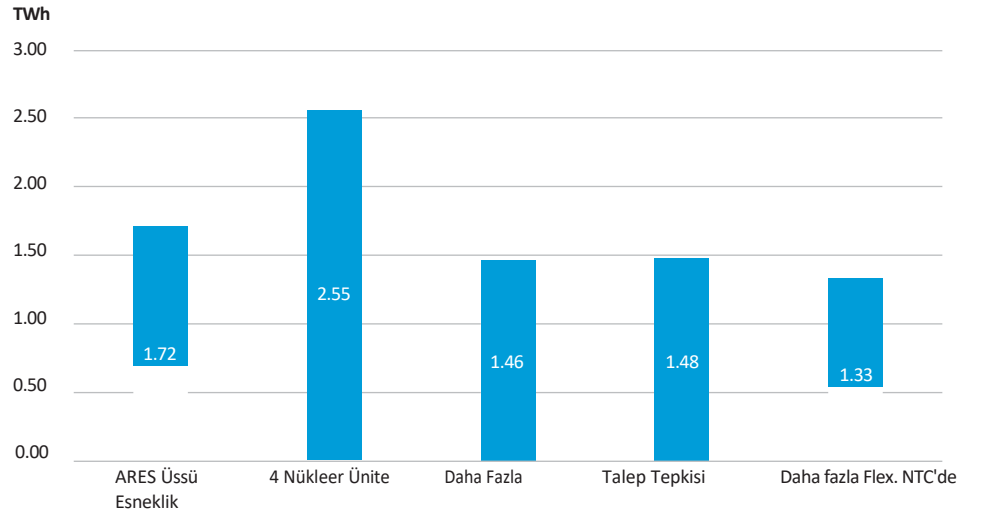
Şekil 47: Yıllık yeniden sevkiyat rakamları (ARES ve hassasiyetler)



ARES Tabanı ve duyarlılıklarının yıllık yeniden sevkiyat rakamları Şekil 47'de karşılaştırılmıştır. En büyük yeniden sevkiyat miktarı yaklaşık 10 TWh ile 4 Nükleer Ünite duyarlılığında görülmektedir (aynı zamanda dört nükleer ünitenin faaliyette olduğunu varsayan BAU senaryosunda olduğu gibi). ARES Baz senaryosuyla karşılaştırıldığında, bu senaryoda daha fazla esneklik bulunmaktadır. İki nükleer ünitenin faaliyette olduğunu varsayan duyarlılıklarda şebeke ancak daha az yeniden sevkiyat.

Daha Fazla Esneklik duyarlılığını ARES Tabanı ile karşılaştırdığımızda, esnekliği artırarak daha az YEK kesintisine sahip olduğumuzu görmekteyiz (Şekil 48'de Daha Fazla Esneklik ve ARES Tabanı). Daha Fazla Esneklik duyarlılığına (yani Talep Yanıtı duyarlılığına) ek bir esneklik çözümü olarak puant tıraşlama eklediğimizde YEK kesintisinde hafif bir artış görmekteyiz. Bu durum, puant azaltma için zorunlu talep tepkisinden kaynaklanmaktadır. Talep tarafı katılımı için puant düşürme politikasının puantı azalttığını ve gösterildiği gibi liyakat sırasının en üstündeki santrallerin sevk edilmesi ihtiyacını azalttığını unutmayın. Ancak, belirli saatlerde talep rampasını değiştirmeyebilir (hatta artırabilir), bu da başka esneklik çözümleri mevcut değilse YEK kesintisine yol açabilir. Örneğin, NTC'yi artırarak (yani NTC duyarlılığında Daha Fazla Esneklik) esneklik artırılır ve bu da Talep Yanıtı duyarlılığıyla karşılaştırıldığında YEK yeniden sevkiyatının azalmasına katkıda bulunur.

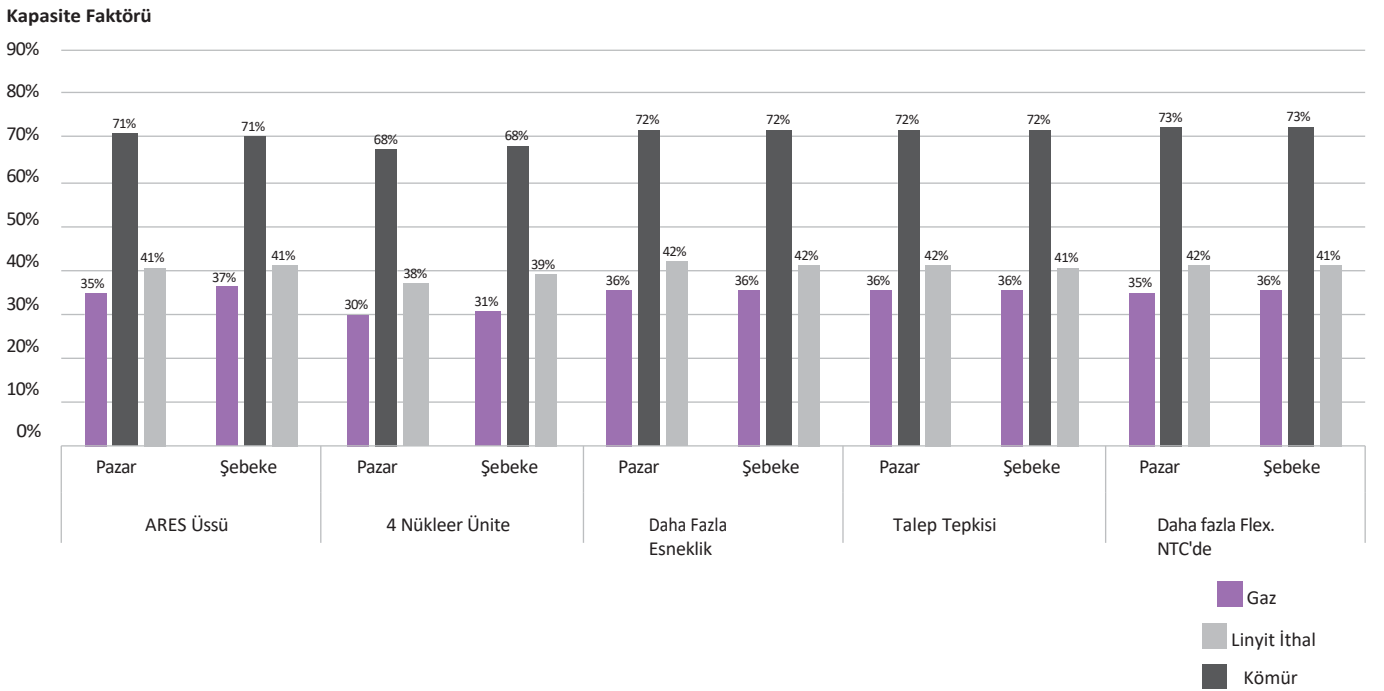
Şekil 48: Yıllık RES kesinti miktarları (ARES ve hassasiyetler)



BAU senaryosuna göre gaz santrali kapasitesinde neredeyse 3 GW daha az olmasına rağmen (aşırı kapasiteye sahip olmamak için) 4 Nükleer Ünite hassasiyetindeki gaz santrallerinin kullanım faktörü yaklaşık %30'a düşmektedir (Şekil 49). Bunun temel nedeni, ARES'te BAU'ya kıyasla daha fazla RES kurulu kapasitesi olduğu varsayımdır.

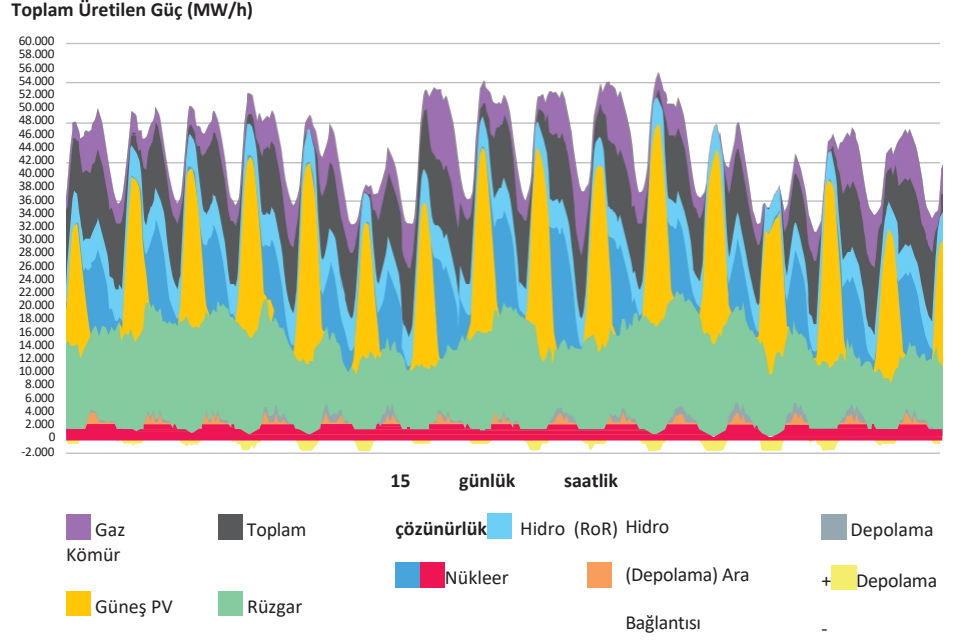
Daha Fazla Esneklik duyarlılığında, gaz santrallerinin kapasite faktörü ARES Baz senaryosuna kıyasla biraz daha düşüktür (Şekil 49'da sütun 1 ve 3). Ancak, puant tasarrufu odaklı talep tarafı katılımı eklendikten sonra kapasite faktörü daha da azalmamaktadır (yani, Daha Fazla Esnekliğe karşı Talep Tarafı katılımı hassasiyeti). Artan esnekliğin NTC üzerindeki etkisi (yani NTC duyarlılığı üzerinde Daha Fazla Esneklik) konvansiyonel santrallerin kapasite faktöründe gözlenmesi de (Talep Tarafı duyarlılığı ile karşılaştırıldığında), ilgili etki yeniden sevk emirleri ve YEK kesintisi açısından belirgindir (sırasıyla Şekil 47 ve Şekil 48).

Şekil 49. Yıllık kapasite faktörleri Yıllık kapasite faktörleri (ARES ve duyarlılıklar)



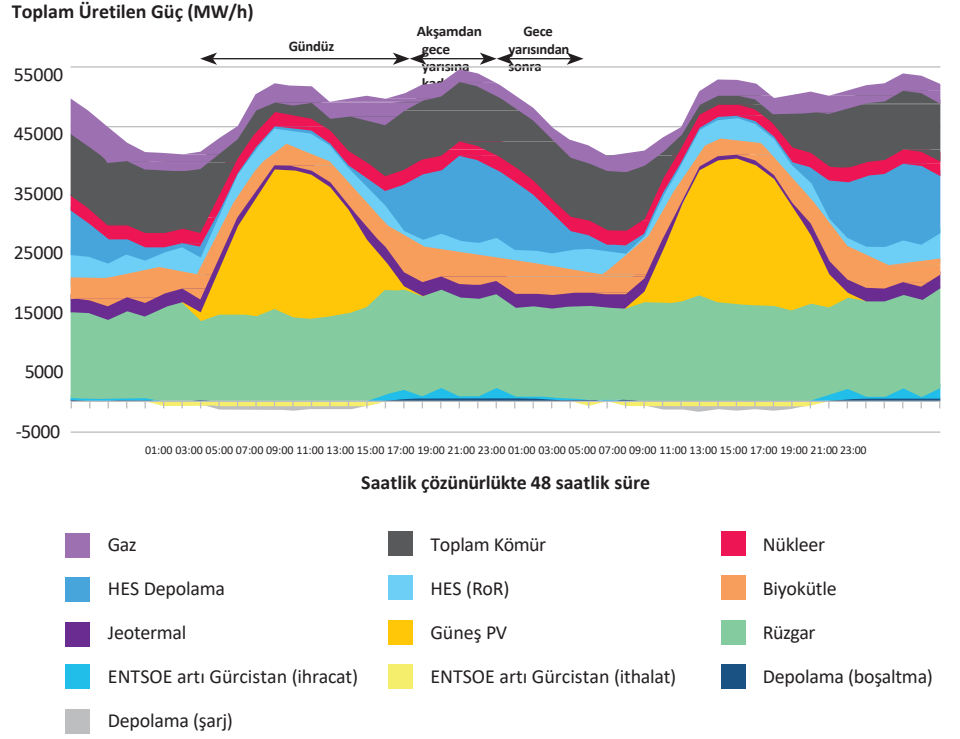
Esneklik önlemlerinin yeniden sevkiyat ve YEK kesintisi rakamları üzerindeki etkisi, enerji santrallerinin sevkiyat miktarlarını ve pompaj depolamalı, bataryalı ve ara bağlantıların esnekliğini içeren esneklik önlemlerinin kullanımını gösteren Şekil 50'de daha belirgindir. Şekil ayrıca bir esneklik çözümü olarak gaz santrallerinde ve depolama-HES'lerde rampa yukarı/aşağı kapasitesinin kullanımını da göstermektedir.

Şekil 50: Bahar aylarındaki tipik günler için ağ simülasyon sonuçları (2030 ARES - Daha Fazla Esneklik)



Şekil 51, Şekil 50'deki verileri daha yüksek bir çözünürlükte (48 saatlik çözünürlük) göstermektedir. Burada, önemli miktarda güneş kaynaklı üretimin mevcut olduğu gündüz saatlerinde, kömür ve hidroelektrik kaynaklı üretim azaltılmaktadır. Ancak, dönen rezerv gerekliliklerini korumak için gaz santrallerinden elde edilen üretimdeki azalma, kömür ve hidroelektrik santrallerinden elde edilen üretimden biraz daha düşüktür. Fazla üretim ihraç edilir veya depolama cihazlarında (depolama pompaları ve bataryalar) depolanır. Akşam ve gece yarısı arasında kömür ve hidroelektrik güneş enerjisi üretiminin yerini alır. Buna ek olarak, depolanan enerji yüke hizmet etmek için boşaltılır. Şekilde ayrıca gece yarısından sonra yükün önemli ölçüde düştüğü ve hidro üretimin yük üretim dengesini korumak için rampa aşağı inerek önemli bir esneklik sağladığı görülmektedir.

Şekil 51: İlkbaharda 48 saatlik bir dönem için ağı simülasyon sonuçları (2030 ARES - Daha Fazla Esneklik)



Akkuyu'da iki nükleer ünitenin işletmede olduğunu varsayan ARES Baz senaryosundaki yıllık net enerji akışları Şekil 52'de, 4 Nükleer Ünite senaryosundaki yıllık net enerji akışları ise Şekil 53'te gösterilmektedir. Esasen, Batı ve Kuzeybatı bölgelerinde nükleer santrallerin bulunduğu Türkiye'nin güneyine bağlanan iletim koridorlarının yüklenme seviyeleri ARES Baz senaryosuna kıyasla 4 Nükleer Ünite duyarlılığında artmaktadır.

The map displays the following data for Turkey's electricity sector in 2017:

Region	Generation (G) [TWh]	Consumption (L) [TWh]
Northwest (Black Sea)	24,53	58,83
Central (Anatolia)	55,67	87,55
Southwest (Mediterranean)	91,4	60,63
East (Mediterranean)	30,64	22,16
South (Mediterranean)	37,71	46,93
Southwest (Mediterranean)	49,33	29,15
Central (Anatolia)	53,15	38,37
South (Mediterranean)	58,93	61,4
East (Mediterranean)	18,11	14,47

Interconnector flows (TWh) shown on the map:

- Northwest to Central: 12,07
- Central to Northwest: 22,24
- Central to Southwest: 12,16
- Southwest to Central: 9,56
- Central to East: 15,62
- East to Central: 4,5
- East to South: 2,26
- South to East: 0,24
- South to Southwest: 1,39
- Southwest to South: 5,15
- Southwest to Central: 7,64
- Central to Southwest: 1,23
- Central to East: 8,4
- East to Central: 4,31

The map displays electricity transmission flows between various provinces in Turkey. The flows are indicated by red arrows with values in TWh. The generation (G) and load (L) for each province are shown as small bar charts.

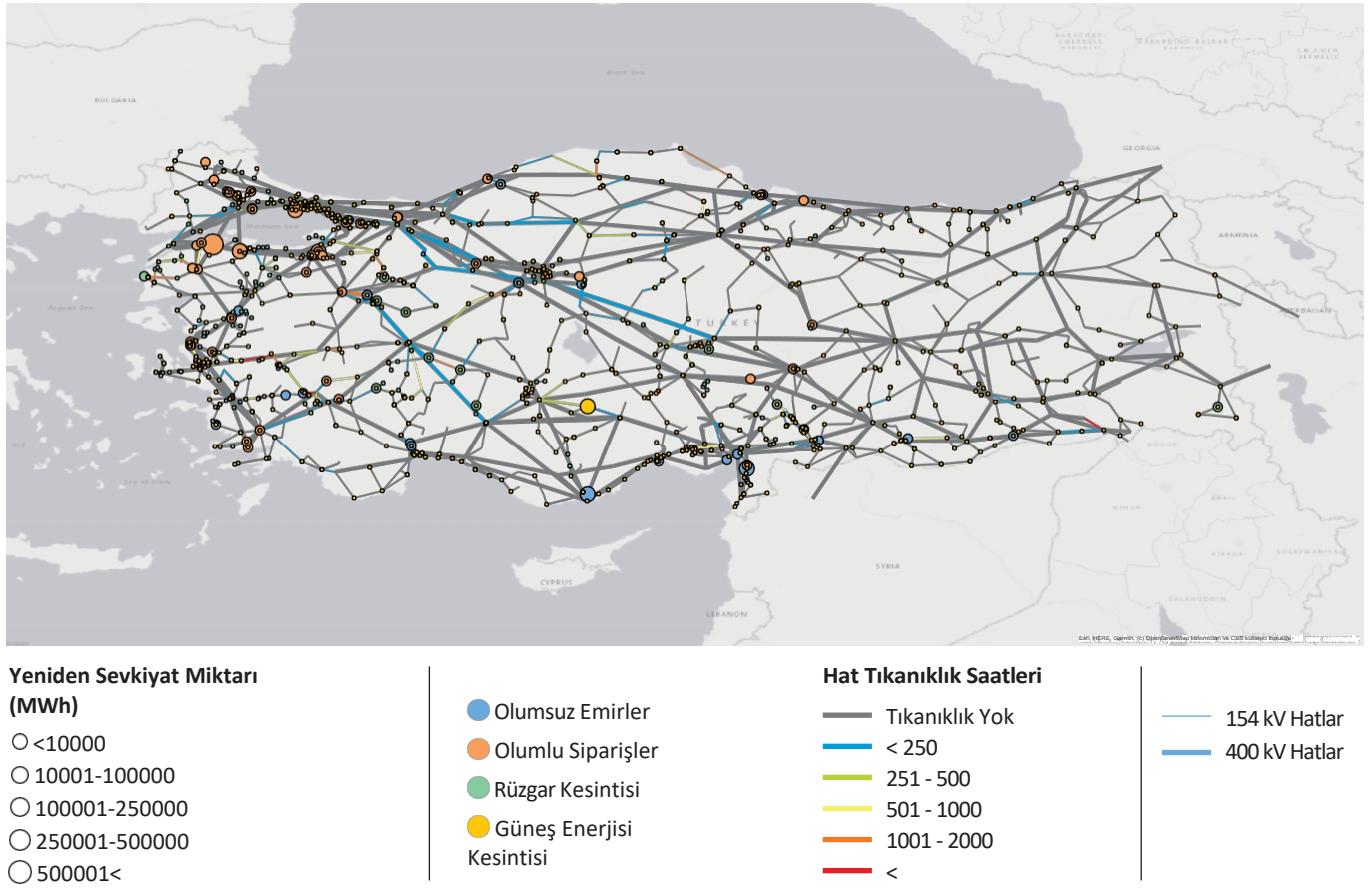
Province	Generation (G) TWh	Load (L) TWh
Bolu	22.94	58.83
Bursa	52.14	87.55
Eskişehir	29.77	22.16
Kocaeli	35.79	46.93
Marmara	48.02	29.15
Izmir	65.44	38.37
Antalya	59.95	61.4
Adana	18.04	14.47

Transmission flows (TWh):

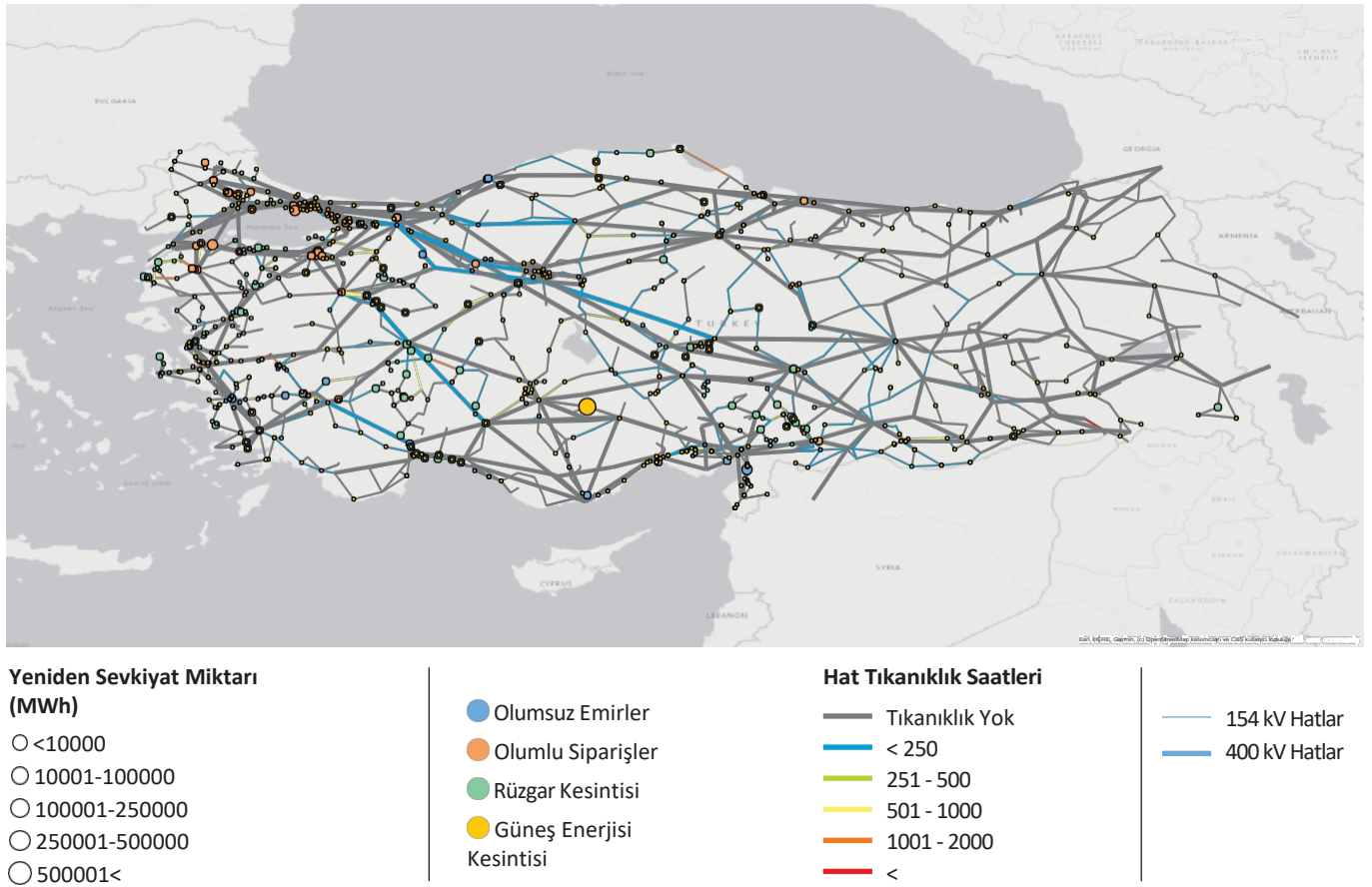
- Bolu to Bursa: 13.82
- Bursa to Eskişehir: 6.99
- Eskişehir to Kocaeli: 2.84
- Kocaeli to Marmara: 0.42
- Marmara to Izmir: 6.74
- Izmir to Antalya: 6.74
- Antalya to Adana: 0.74
- Adana to Bursa: 2.84
- Bursa to Eskişehir: 1.18
- Eskişehir to Kocaeli: 3.89
- Kocaeli to Marmara: 14.24
- Marmara to Izmir: 6.09
- Izmir to Antalya: 6.04
- Antalya to Adana: 7.41
- Adana to Bursa: 2.20
- Bursa to Eskişehir: 1.18
- Eskişehir to Kocaeli: 1.18
- Kocaeli to Marmara: 1.18
- Marmara to Izmir: 1.18
- Izmir to Antalya: 1.18
- Antalya to Adana: 1.18

Yenilenebilir enerjinin Türkiye elektrik sistemine entegrasyonu

Şekil 54: ARES - Temel sonuçlar (400 kV ve 154-kV)



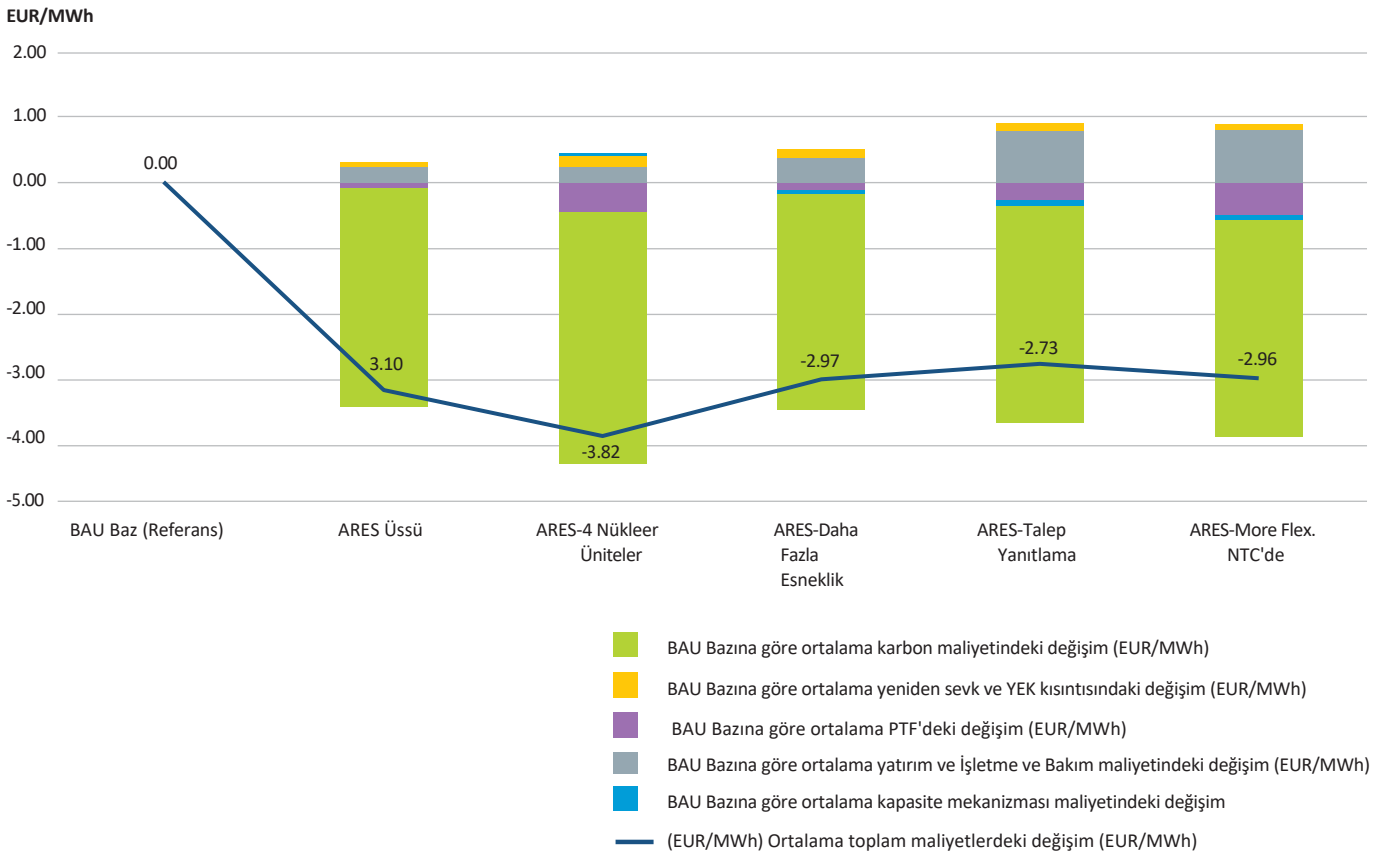
Şekil 55: ARES - More Flex sonuçları (400 kV ve 154-kV)



CBA sonuçlarının BAU Baz senaryosu (yani CBA açısından referans senaryo) ile karşılaştırması Şekil 56'da gösterilmektedir. Buradaki ana gözlem, BAU Baz senaryosuna göre karbon maliyetlerindeki önemli düşüştür. Bu sonuç, nükleer güç ünitelerinden sıfır karbon emisyonu varsayımı nedeniyle 4 Nükleer Ünite hassasiyeti için de geçerlidir. Ortalama maliyetteki düşüş, 4 Nükleer Ünite duyarlılığında aşağıdaki hususların dikkate alınması nedeniyle daha belirgindir

Uzun vadeli alım anlaşmaları göz önüne alındığında, nükleer üniteler liyakat sıralamasının en altında yer almaktadır. Dolayısıyla, karbon emisyon maliyetlerindeki toplam azalma en fazla 4 Nükleer Ünite duyarlılığında gerçekleşmektedir. Bir başka gözlem de esneklik çözümlerinin seviyesi arttıkça ortalama yatırım ve işletme ve bakım maliyetlerinin de . Ancak, yatırım ve İşletme ve Bakım maliyetlerindeki bu artış, NTC'de Daha Fazla Esneklik duyarlılığında (yani en yüksek esnekliğe sahip duyarlılıkta) bile karbon emisyonu maliyetlerindeki düşüşten daha küçüktür. Esneklikteki artış aynı zamanda ortalama PTF'nin de düşmesine neden olmaktadır. CBA sonuçları, YEK kapasitesinin entegrasyonu sistem odaklı bir yaklaşım izlemeye devam ettiği ve uygun esneklik önlemleri dikkate alındığı süreçte, YEK kapasitesinin artırılmasının ve BAU Bazına göre enerji verimliliğinin dikkate alınmasının Türkiye elektrik piyasası için önemli tasarruflar sağlayacağını göstermektedir. Bu sonuç, 2030 yılında hem iki hem de dört nükleer ünite varsayımı altında geçerlidir.

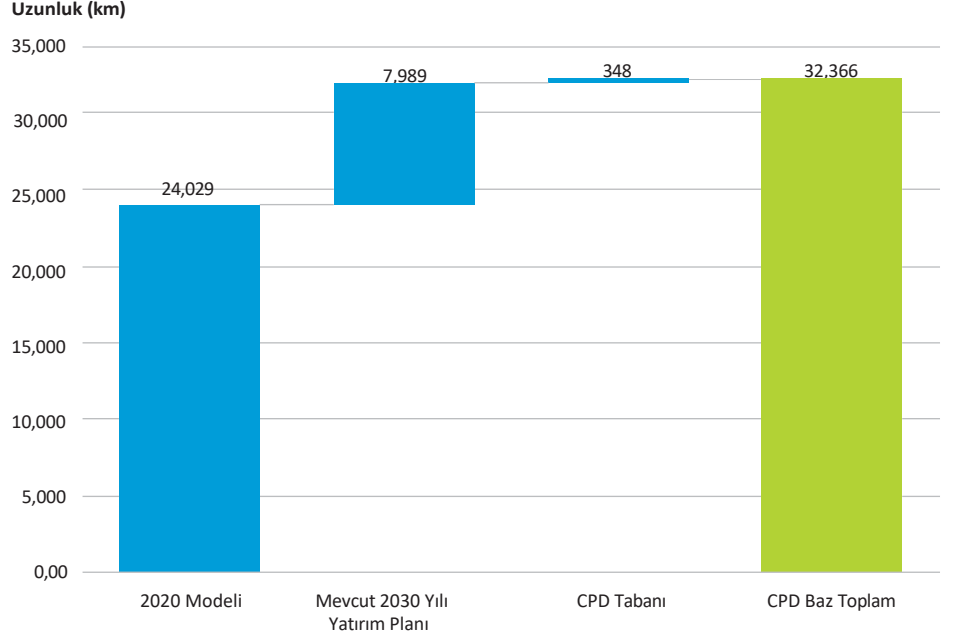
Şekil 56: CBA sonuçlarının karşılaştırılması (ARES)



5.3. Kömürden Arındırma (CPD) senaryosu

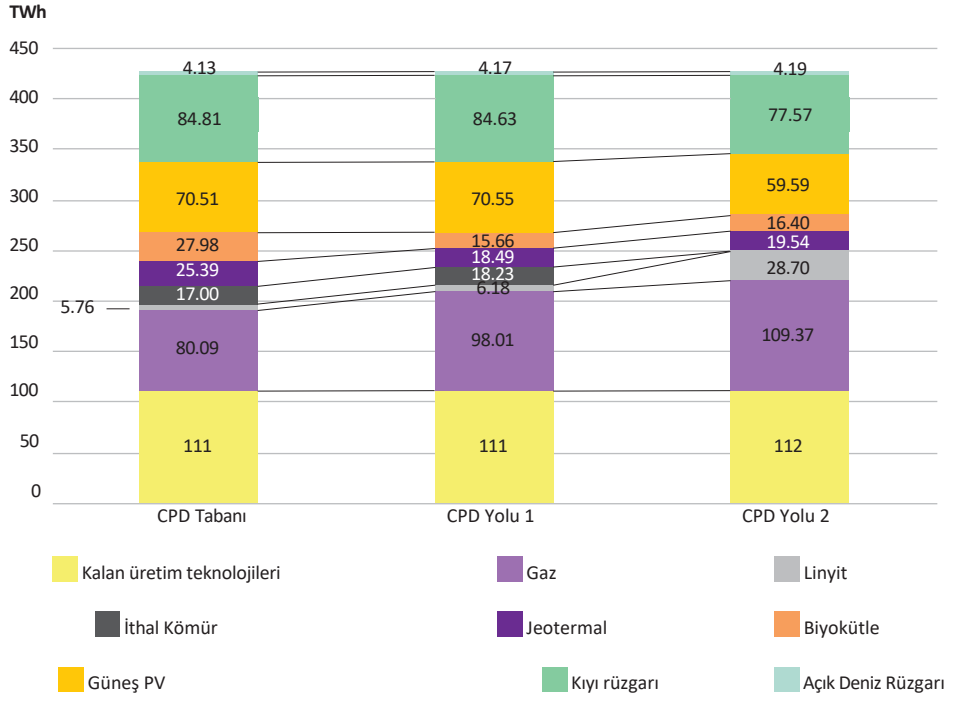
CPD Baz senaryosunda, tüm ithal kömür ve yerli kömür santrallerinin , sadece 5 GW kömür santralinin (3,2 GW ithal kömür ve 1,8 GW linyit) hizmette kalacağı ve gaz kurulu gücünün 23 GW civarında kalacağı varsayılmaktadır (ARES Baz senaryosuna göre). Toplam talep ARES'teki ile aynı kalmaktadır. Mevcut plana ek olarak 400-kV şebeke yatırım gereksinimi de CPD'de BAU'ya göre azalmaktadır (Şekil 57). ARES'te olduğu gibi, 154-kV seviyesinde bağlandığı varsayılan yüksek RES kapasitesi göz önüne alındığında, CPD'deki şebeke yatırım gereksinimi 154-kV seviyesinde daha baskındır.

Şekil 57. 400-kV şebeke yatırım rakamları 400-kV şebeke yatırım rakamları (2020 ve 2030 CPD)

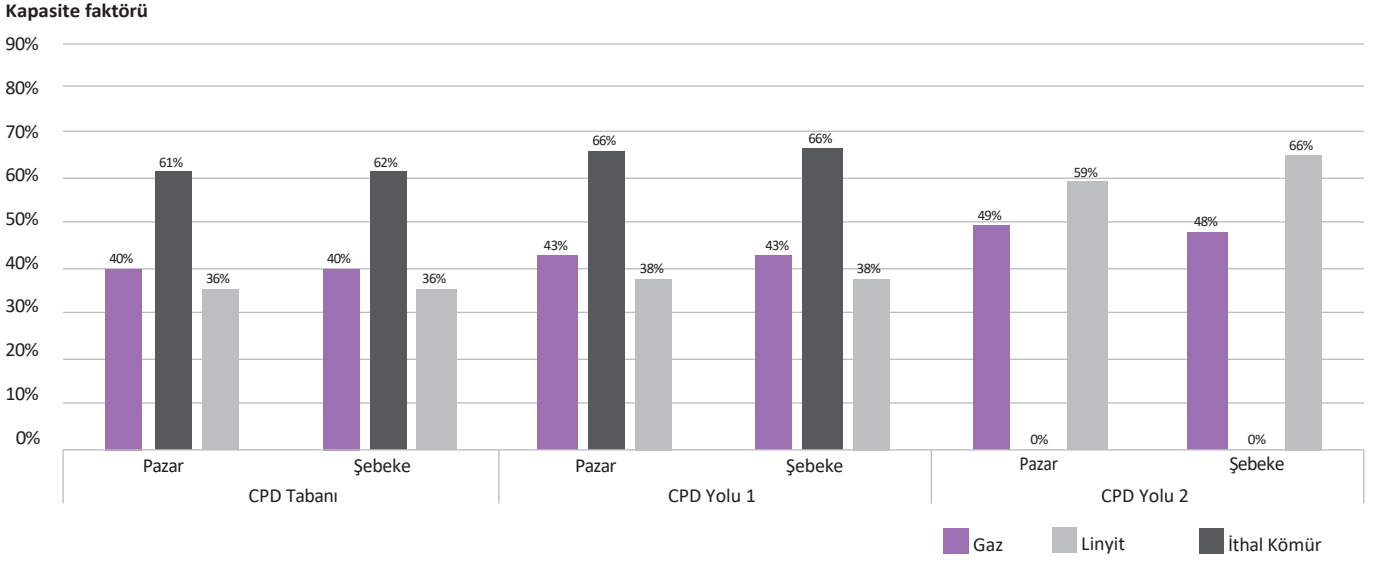


Şebeke simülasyonları açısından yıllık üretim dağılımı Şekil 58'de sunulmuştur. Şekilde görüldüğü gibi, gaz santralleri önemli bir kapasite faktörüyle (Şekil 59'da görüldüğü gibi %48) üretim karışımının çoğunluk payını .

Şekil 58. Yıllık üretim dağılımı Yıllık üretim dağılımı (CPD Baz, Yol 1 ve Yol 2)



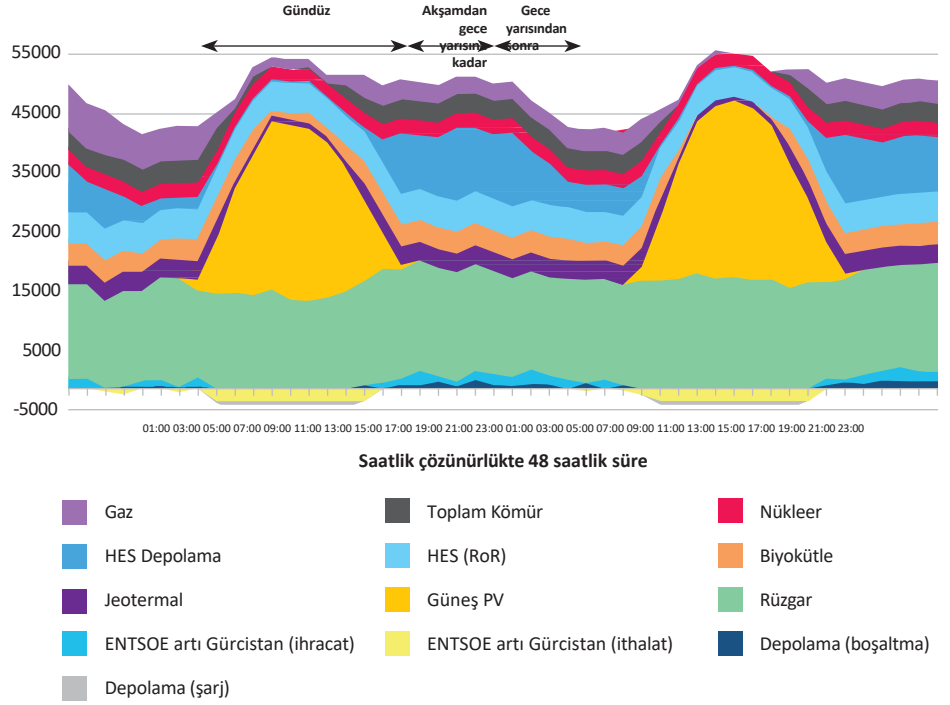
Şekil 59. Yıllık kapasite faktörleri Yıllık kapasite faktörleri (CPD Baz, Yol 1 ve Yol 2)



Şekil 60'ta bahar dönemindeki 48 saatlik şebeke simülasyon sonuçları gösterilmektedir. Şekilden de görülebileceği gibi, kömürlü termik santrallerin çoğu CPD bazında kapatıldığı için kömürlü termik santraller üretim karışımında küçük bir pay almaktadır.

Şekil 60: İlkbaharda 48 saatlik bir dönem için ağı simülasyon sonuçları (2030 CPD Baz)

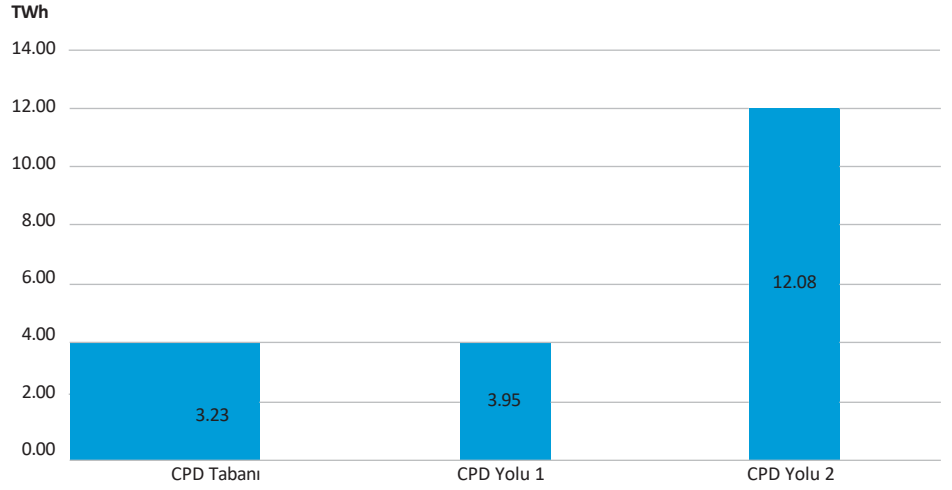
Toplam Üretilen Güç (MW/h)



CPD Baz senaryosunda kömürün devreden çıkarılması, BAU Baz senaryosuna kıyasla önemli ölçüde daha az olan 3,23 TWh yeniden sevk emri ile sonuçlanmaktadır (Şekil 61). Burada, 22 GW gaz kurulu gücüne rağmen gaz santrallerinin kapasite faktörü %40'a düşmektedir. CPD yolu 1 ve 2'de biyokütle ve jeotermal kurulu gücü sırasıyla 3,3 GW ve 2,8 GW'a düşürülmüş, bunun yerine gaz kurulu gücü 25,8 GW'a çıkarılmıştır. CPD Baz senaryosuyla karşılaştırıldığında, CPD Yolu 2 hassasiyetinde güneş ve rüzgar kurulu gücü de 10 GW (çoğunlukla güneş) azalmıştır.

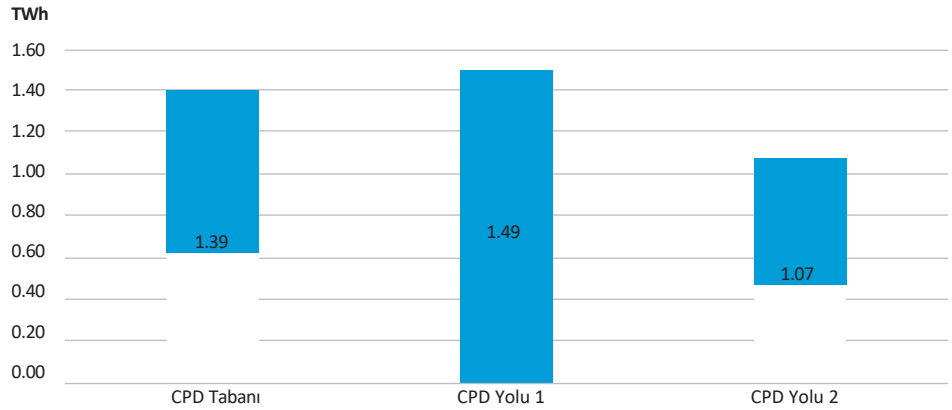
Bu artış, CPD Baz senaryosuna kıyasla hem CPD Yolu 1 hem de 2'deki gaz santrallerinde daha yüksek kapasite faktörüne katkıda bulunmaktadır (Şekil 59). Buna ek olarak, ana talep merkezlerine yakın olan daha fazla jeotermal ve biyokütle santralinin kurulu kapasitesinin azalması nedeniyle CPD Yolu 1'deki yeniden sevk miktarı CPD Baz senaryosundan biraz daha yüksektir. Bu sonuç, jeotermal ve biyokütle tesislerinin esneklik açısından 3 GW'lık gaz kurulu gücünün yerini etkili bir şekilde alabileceğini göstermektedir. CPD'de Yol 2'de, kömür yakıtlı üretim karışımı sadece linyit bazlı santrallerin hizmet vereceği ve tüm ithal kömür santrallerinin kapatılacağı şekilde değiştirilmiştir. Burada, yeniden sevk miktarı önemli ölçüde artarak 12 TWh'ye çıkmaktadır (Şekil 61). Bu büyük miktarda yeniden sevk emri verilmesinin temel nedeni, ana yük noktalarına yakın ithal kömür santrallerinin kapatılmasıdır.

Şekil 61: 2030'da yıllık yeniden sevkiyat miktarları (CPD Baz, Yol 1 ve Yol 2)



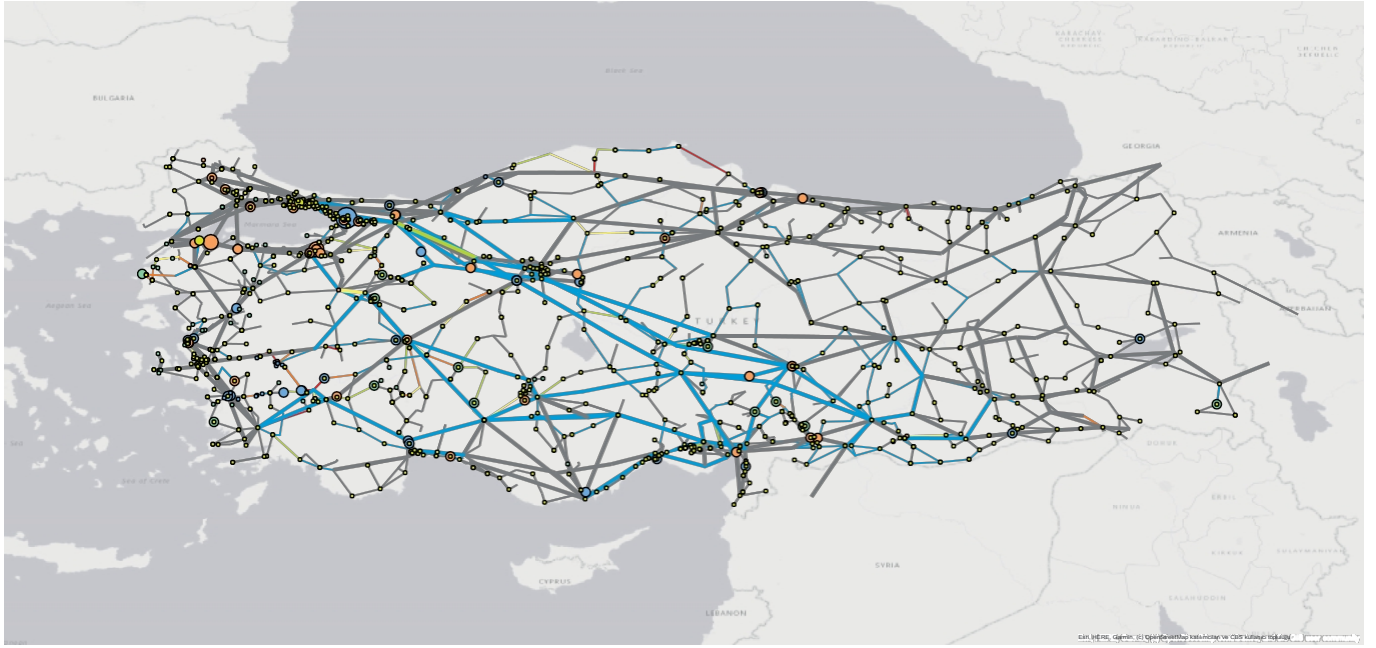
RES kesinti miktarlarının karşılaştırması Şekil 62'de gösterilmektedir. YEK kesintisi, CPD Tabanına kıyasla CPD Yolu 1'de biraz daha fazladır. Bunun ana nedeni, CPD Baz ile karşılaştırıldığında CPD Yolu 1'de rüzgar ve güneş enerjisi kurulu gücündeki (3 GW) artıştır. Bununla birlikte, YEK kesinti miktarı, CPD Baz ile karşılaştırıldığında yaklaşık 10 GW YEK kapasitesinin azalması nedeniyle CPD Yol 2'de azalmaktadır.

Şekil 62: 2030'da yıllık YEK kesinti miktarları (CPD Baz, Yol 1 ve Yol 2)



CPD Baz ve CPD Yol 1'in sonuçları sırasıyla Şekil 63 Şekil 64'teki şebeke haritasında sunulmaktadır. Toplam YEK kesintisi miktarı 1,39 TWh/yıl olup, bu miktar CPD Bazındaki YEK üretiminin neredeyse %1'ine karşılık gelmektedir. Kömürlü termik santrallerin kaldırılması, kömürlü termik santrallerin hakim olduğu bölgelere bağlanan iletim hatlarında tıkanıklığa yol açmaktadır. Ancak, toplam yeniden sevkiyat miktarı BAU ile karşılaştırıldığında, yüksek esneklik çözümleri göz önüne alındığında, CPD Path 2 senaryosu altında bile hala tolere edilebilir. Bu sonuç, esneklik çözümlerinin Türkiye için önemini göstermektedir. kömürlü termik santrallerin YEK ile değiştirilmesi. CPD Baz ve CPD Yol 1 arasındaki temel fark, Şekil 63 ve Şekil 64'te Türkiye'nin Güneybatı şebekesi karşılaştırılarak gözlemlenebilir. Bu bölgedeki tıkanıklık, CPD Tabanı'nda CPD Yolu 1'e kıyasla kurulu gücü artırılan jeotermal enerji santrallerinin yoğunlaşması nedeniyle daha belirgindir.

Şekil 63: CPD - Temel



Yeniden Sevkiyat Miktarı (MWh)

- <10000
- 10001-100000
- 100001-250000
- 250001-500000
- 500001-<

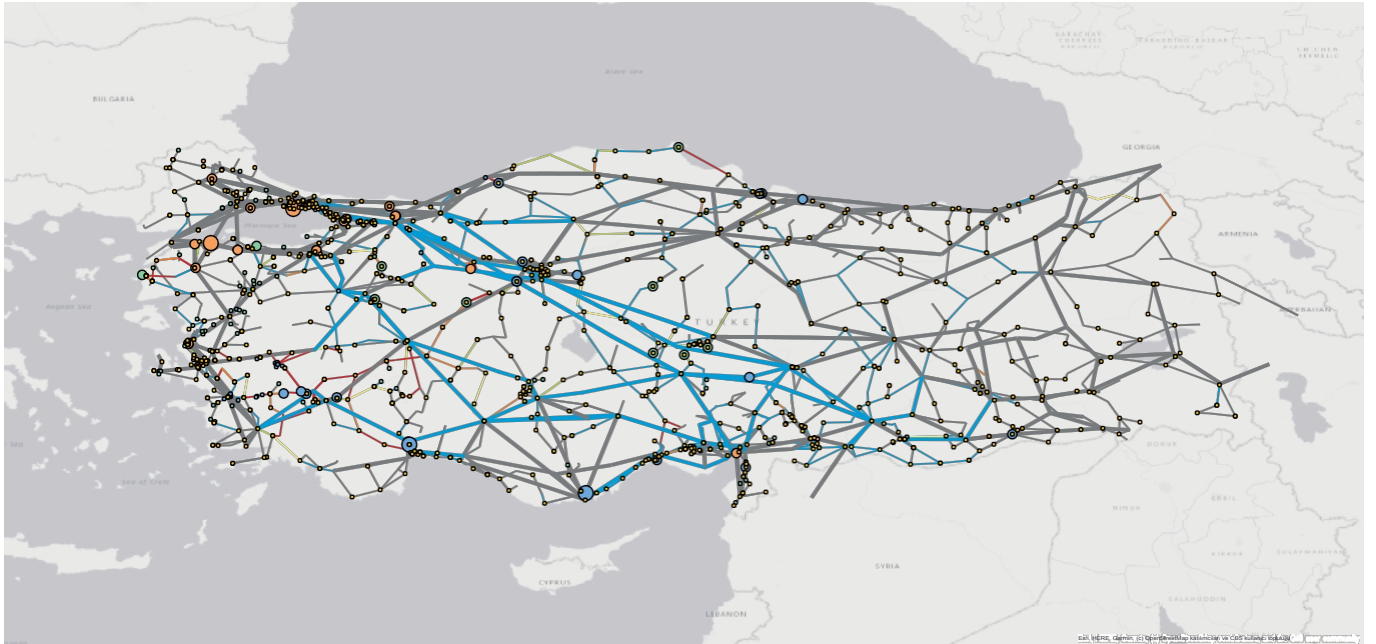
- Olumsuz Emirler
- Olumlu Siparişler
- Rüzgar Kesintisi
- Güneş Enerjisi Kesintisi

Hat Tıkanıklık Saatleri

- Tıkanıklık Yok
- < 250
- 251 - 500
- 501 - 1000
- 1001 - 2000
- <

- 154 kV Hatlar
- 400 kV Hatlar

Şekil 64: CPD - Yol 1



Yeniden Sevkiyat Miktarı (MWh)

- <10000
- 10001-100000
- 100001-250000
- 250001-500000
- 500001-<

- Olumsuz Emirler
- Olumlu Siparişler
- Rüzgar Kesintisi
- Güneş Enerjisi Kesintisi

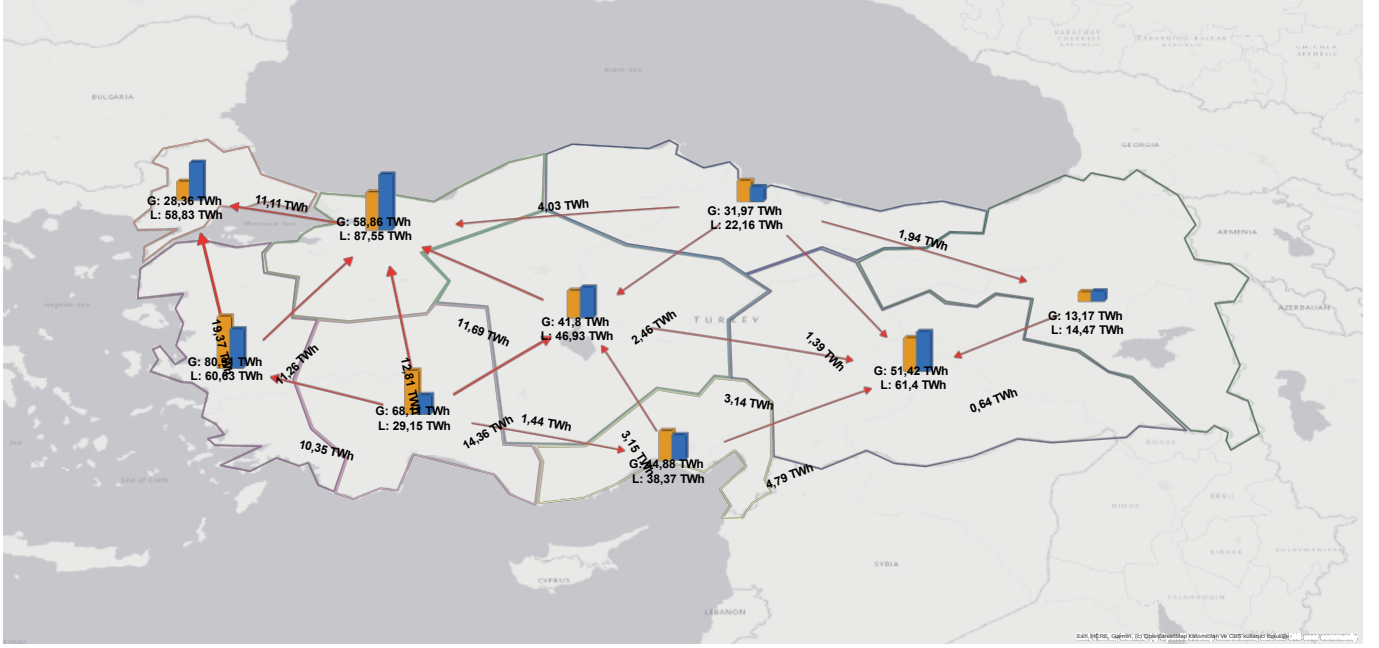
Hat Tıkanıklık Saatleri

- Tıkanıklık Yok
- < 250
- 251 - 500
- 501 - 1000
- 1001 - 2000
- <

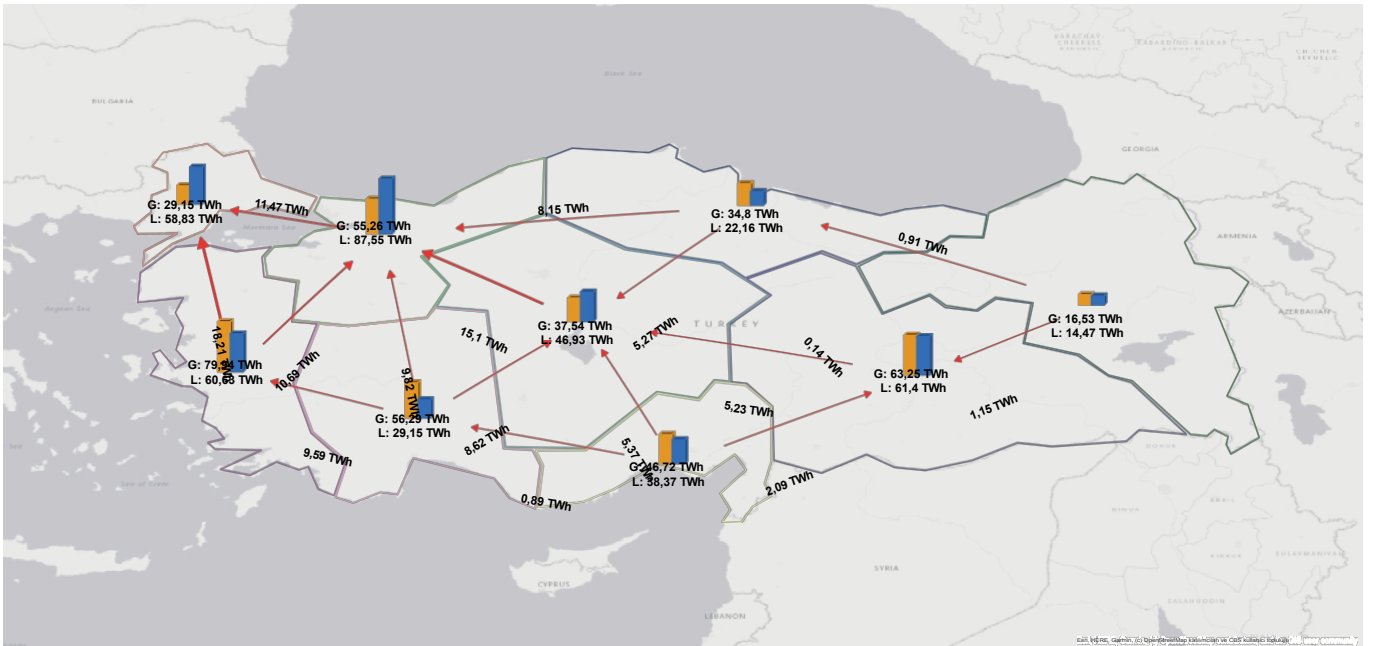
- 154 kV Hatlar
- 400 kV Hatlar

CPD Baz senaryosu, CPD Yol 1 duyarlılığı ve CPD Yol 2 duyarlılığının yıllık net enerji akışları sırasıyla aşağıda sunulmuştur. Burada dikkat edilmesi gereken ana gözlem, Türkiye şebekesinde alışılmadık bir durum olan CPD bazında Güney ve Orta Anadolu'da batıdan doğuya enerji akışlarıdır. Bunun nedeni, CPD Bazında kömürlü termik santrallerin (yerli kömür, ithal kömür ve linyit) toplam kurulu gücünün 2020'de yaklaşık 23 GW iken 2030'da 5 GW'a düşmesi ve bu kapasite düşüşünün sistem odaklı yaklaşım altında YEK (rüzgar, güneş, jeotermal ve biyokütle) ile telafi edilmesidir. Bu sonuç, CPD Tabanındaki minimum yeniden sevkiyat miktarının arkasındaki mantığı desteklemektedir (Şekil 61).

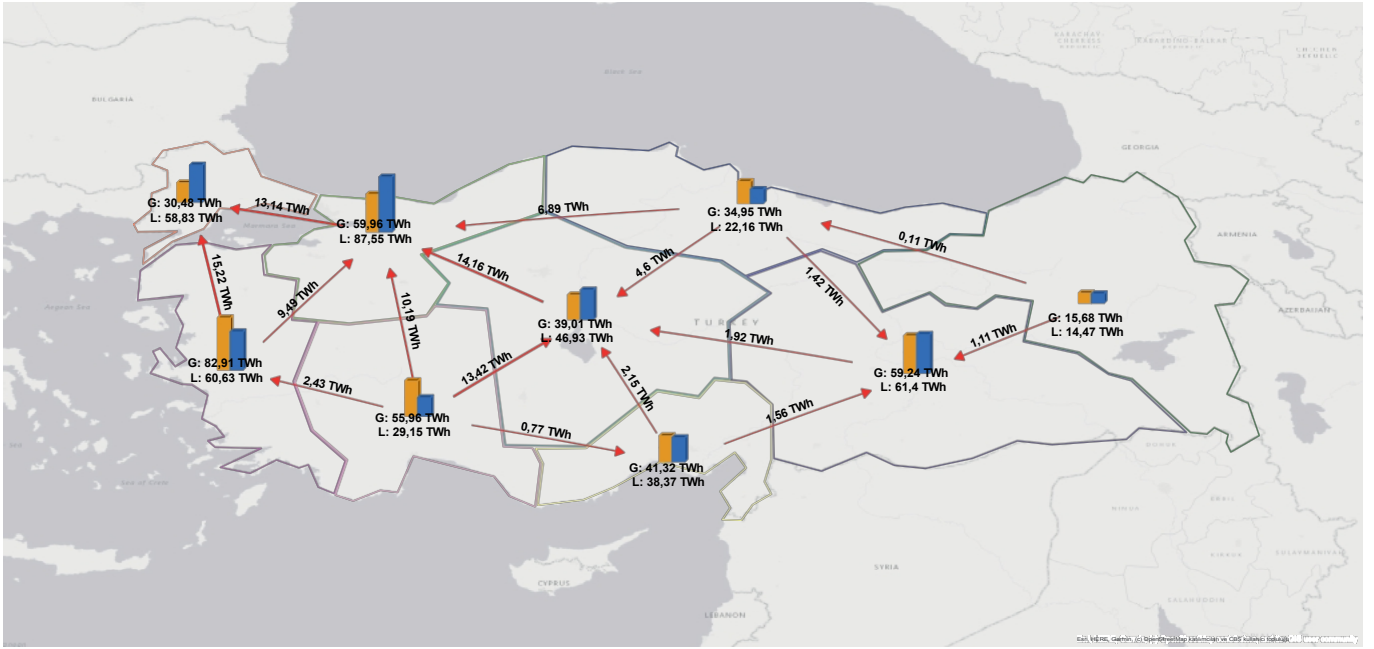
Şekil 65: Yıllık net enerji akışları (CPD Baz)



Şekil 66: Yıllık net enerji akışları (CPD Yolu 1)

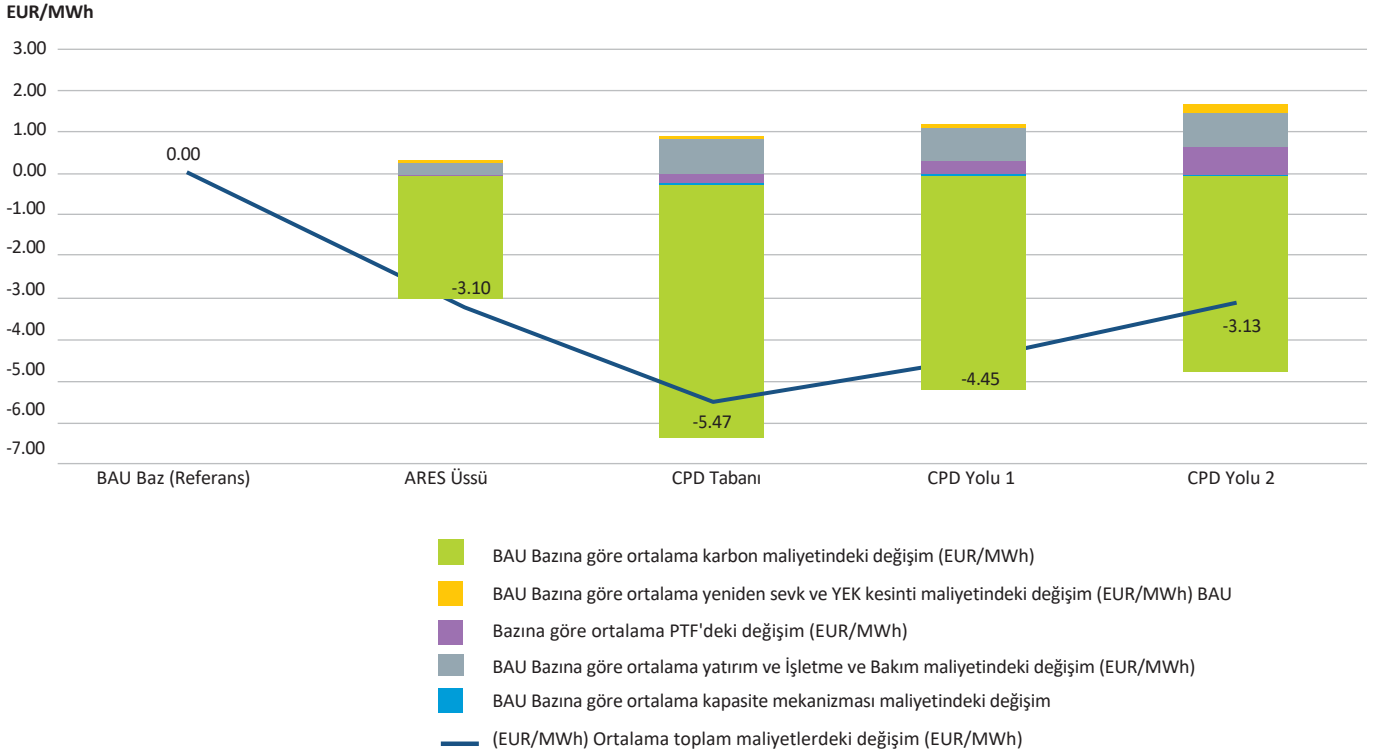


Şekil 67: Yıllık net enerji akışları (CPD Yolu 2)



Şekil 68, BAU Baz (yani referans senaryo) ve ARES Baz senaryosuna göre CBA sonuçlarının bir karşılaştırmasını göstermektedir. Burada dikkat edilmesi gereken ana gözlem, CPD Baz ve ARES Baz senaryolarında karbon maliyeti bileşeninde beklenen azalmadır. duyarlılıklar. CPD Tabanında gaz santrali kurulu gücünün daha da azaltılması ve bu azalmanın jeotermal ve biyokütle santralleriyle telafi edilmesi, CPD Yolu 1 ile karşılaştırıldığında karbon maliyetlerinde daha fazla düşüşe neden olmaktadır. CPD Tabanı ve CPD duyarlılıklarında ortalama yatırım ve işletme ve Bakım maliyeti neredeyse aynı olmasına rağmen, ortalama PTF, referansla (yani BAU) karşılaştırıldığında CPD Tabanında maliyetlerin azalmasına neden olmaktadır. Bu nedenle, BAU Bazına göre en yüksek tasarruf CPD Bazında (ortalama 5,48 EUR/MWh tasarruf) görülmektedir. CBA sonuçları, YEK kapasitesinin entegrasyonunun sistem odaklı bir yaklaşımla devam etmesi ve uygun esneklik önlemlerinin dikkate alınması halinde, karbon aşamalı olarak kaldırılmasının yanı sıra enerji verimliliğinin de dikkate alınmasının Türkiye elektrik piyasasında ek tasarruf sağlayacağını göstermektedir.

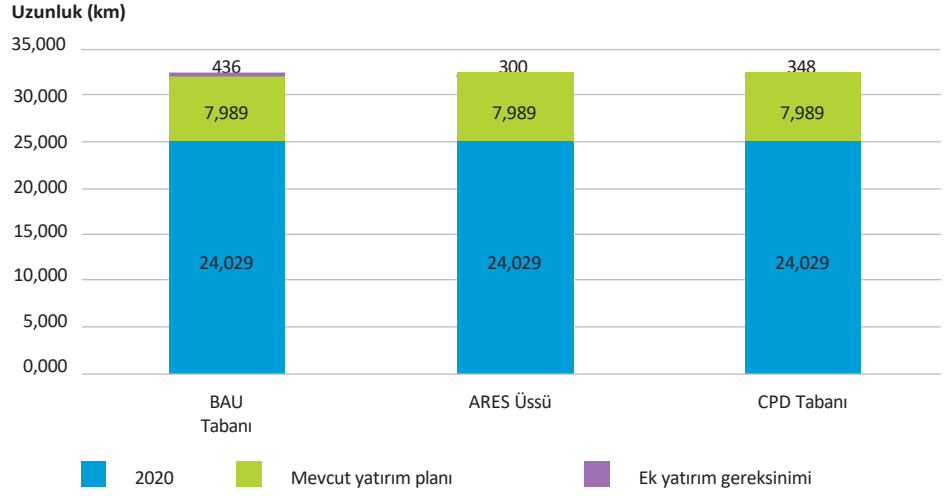
Şekil 68: CBA sonuçlarının karşılaştırılması (CPD ve hassasiyetler)



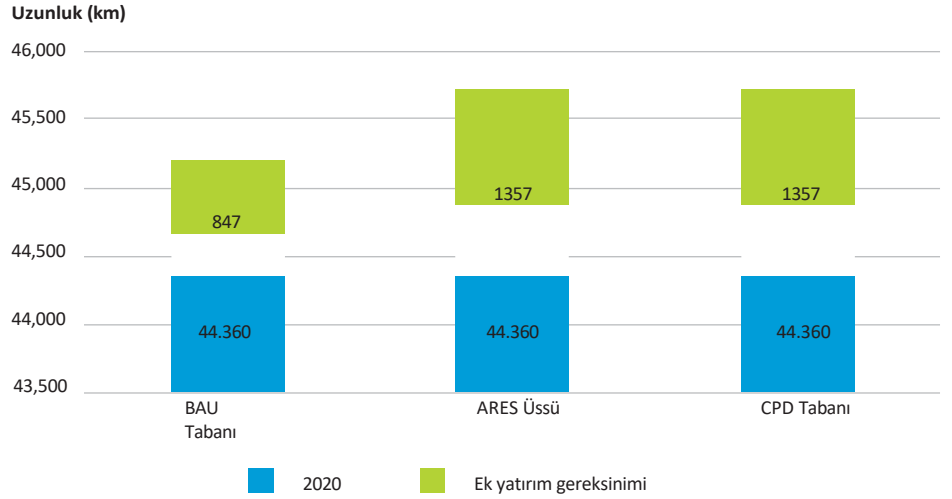
5.4. Üç ana senaryosunun karşılaştırılması

Üç ana senaryonun (BAU Baz, ARES Baz ve CPD Baz) şebeke yatırım gereksinimleri, yıllık yeniden sevk miktarları, YEK kesinti miktarları ve konvansiyonel enerji santrallerinin yıllık kapasite faktörü açısından bir karşılaştırması yapılmıştır. Mevcut şebekeye ek olarak 400-kV iletim şebekesi yatırım gereksinimleri yatırım planı Şekil 69'da sunulmuştur. 154-kV şebeke yatırım gereksinimleri Şekil 70'te sunulmuştur. Şekillerden görüldüğü üzere, mevcut plana ek olarak 400-kV şebeke yatırım gereksinimi ARES Baz senaryosunda BAU Baz senaryosuna göre azalmaktadır. Bunun temel nedeni, ARES Baz senaryosundaki şebeke yatırım gereksiniminin, bu senaryodaki yüksek RES kapasitesi göz önüne alındığında 154-kV seviyesinde daha baskın olması ve bunun da esas olarak 154-kV trafo merkezlerinin uygulanmasına bağlı olmasıdır. Bu sonuç CPD senaryosu için de geçerlidir.

Şekil 69. 400-kV şebeke yatırım rakamları 400-kV şebeke yatırım rakamları (BAU Baz, ARES Baz, CPD Baz)

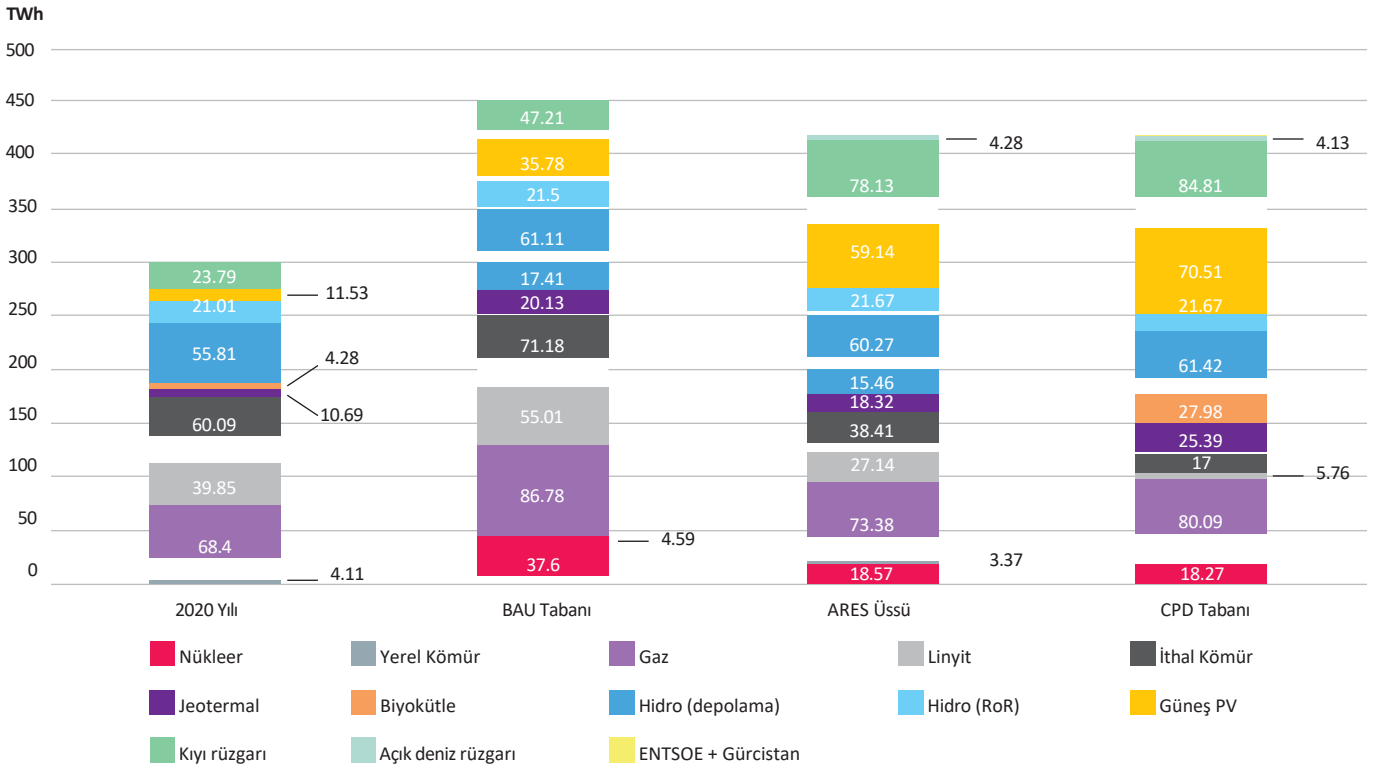


Şekil 70: 154-kV şebeke yatırım rakamları (BAU Baz, ARES Baz, CPD Baz)

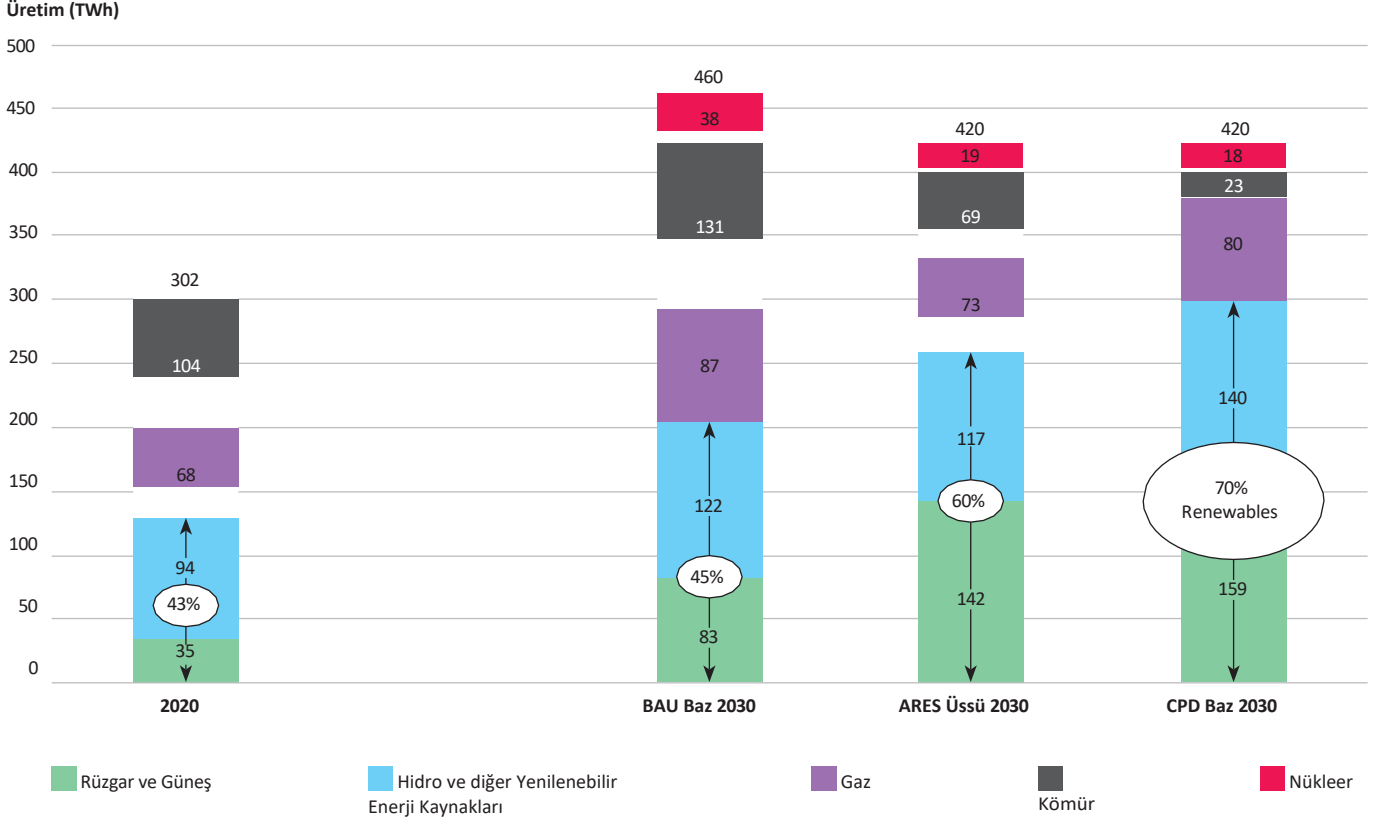


Şekil 71 ve Şekil 72, her bir senaryoda Türkiye'nin 2030 enerji üretim dağılımını özetlemektedir. CPD Baz senaryosunda, ithal (1,8 GW) ve yerli linyit (3,2 GW) kombinasyonundan oluşan sadece 5 GW kömürlü termik santral sistemde kalmaktadır. Rüzgar ve güneş enerjisi kurulu gücü ARES senaryosuna göre yaklaşık 10 GW daha fazla olmasına rağmen, üretimleri nispeten sabit kalmaktadır. Gaz kapasitesi en yüksek kapasite olarak kalırken CPD ve ARES senaryolarında da gaz, kömürün yokluğunda arz esnekliği boşluğunu doldurmakta ve üretim payı ARES'te 73 TWh'den CPD'de 80 TWh'ye çıkmaktadır.

Şekil 71: Her bir senaryoya göre 2030 yılında Türkiye'nin enerji üretim karması

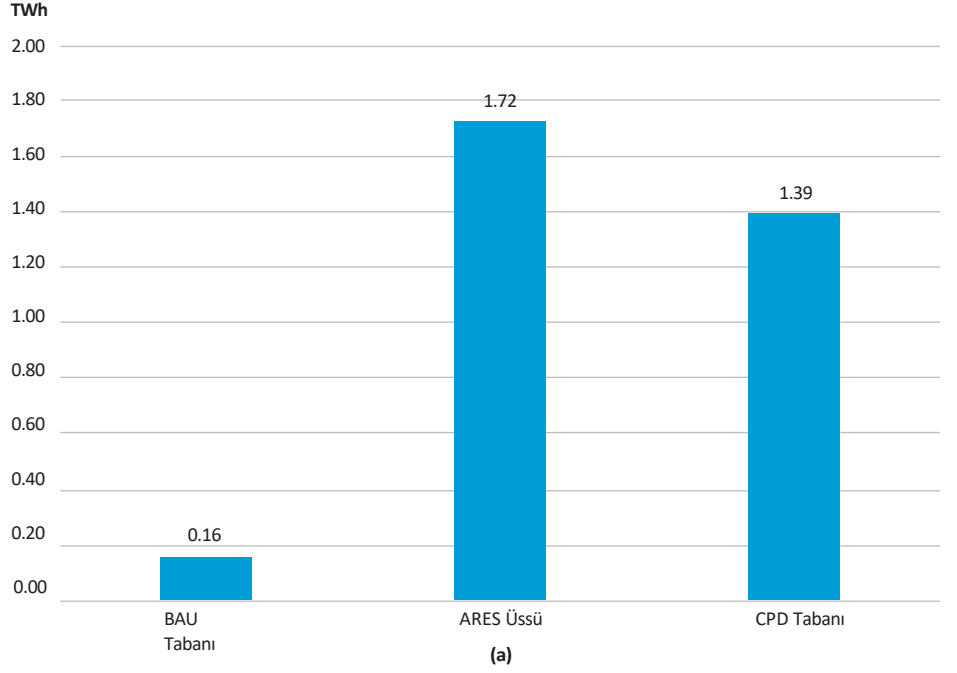


Şekil 72: Her bir senaryoda teknolojiye göre elektrik üretimi

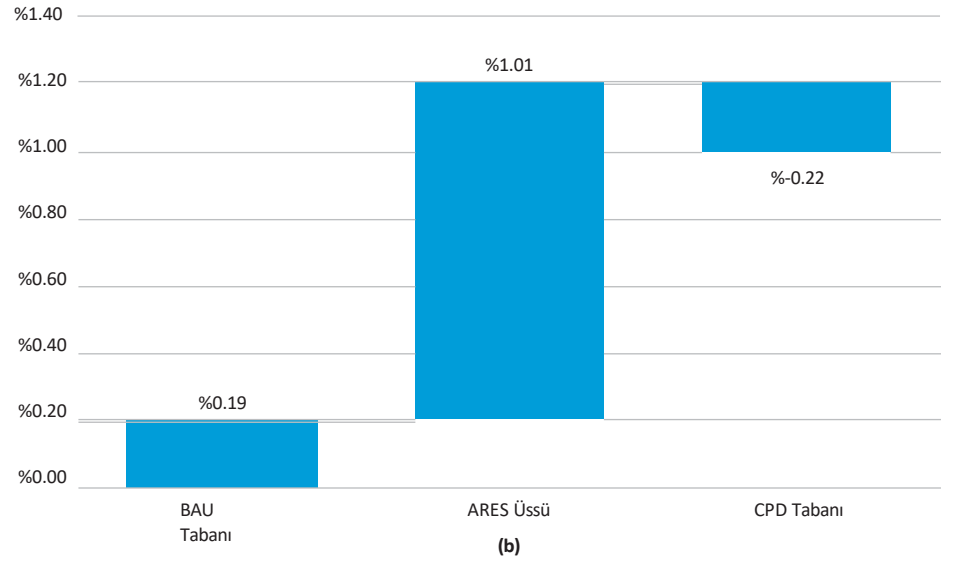


Şekil 73, üç ana senaryonun yıllık YEK kesinti miktarları açısından karşılaştırmasını göstermektedir. Hem ARES Baz hem de CPD Baz senaryolarında, RES kurulu kapasitesi BAU Baz senaryosundan önemli ölçüde daha yüksektir ve bu da sonuç olarak BAU Baz senaryosuna kıyasla daha yüksek RES kesinti miktarlarına neden olmaktadır.

Şekil 73: a) 2030'da TWh cinsinden yıllık YEK (güneş + rüzgar) kesinti miktarları (BAU Baz, ARES Baz, CPD); b) Üç senaryo için toplam yenilenebilir enerji üretiminin yüzdesi olarak yenilenebilir enerji arzının kesintisi.

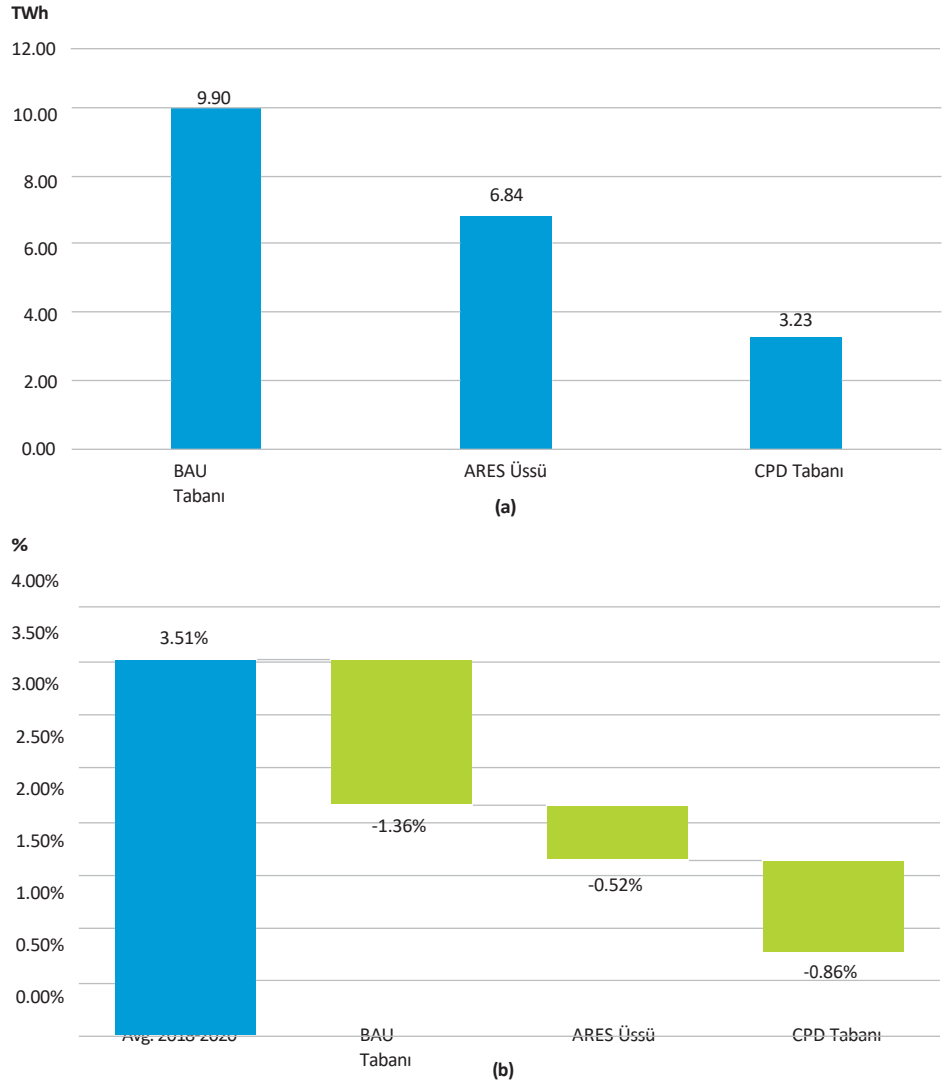


Toplam Yenilenebilir Üretime Göre RES Kısıntısı



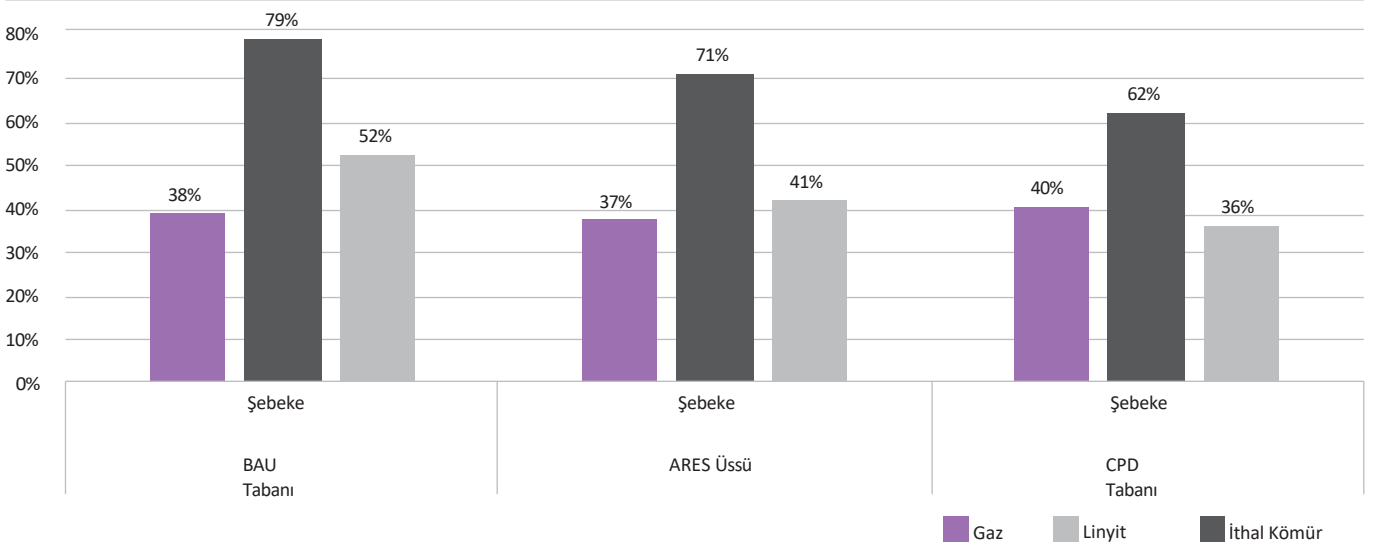
Şekil 74, üç ana senaryonun yıllık yeniden sevkiyat miktarları açısından karşılaştırmasını göstermektedir. ARES Baz senaryosundaki yeniden sevkiyat miktarı BAU Baz senaryosundan daha düşüktür. Bunun ana nedeni, BAU Bazındaki üretimin 400-kV şebekeye daha fazla güç enjekte eden ve şebeke tıkanıklıklarına neden olan daha fazla toplu üretime yönelik olmasıdır. Ancak, ARES Baz senaryosunda üretim 154-kV seviyesindeki yenilenebilir kaynaklar aracılığıyla ana yük merkezlerinde yerleştirilmiştir. Bu nedenle, ARES Baz senaryosunda şebeke BAU Baz senaryosuna daha az strese maruz kalmaktadır. Bu gerçek, ARES Baz senaryosunda BAU Baz senaryosuna kıyasla yeniden sevkiyatın azalmasına da yansımaktadır. Ancak, kömür yakıtlı üretimin kaldırılması yeniden sevkiyat ihtiyacını azaltmaktadır. Bunun temel nedeni, kömürlü termik santrallerin sisteme minimum açma/kapama süreleri gibi katı kısıtlar getirmesi ve bu santrallerin kaldırılmasıyla sistemin daha az kısıtlamaya maruz kalması, dolayısıyla da yeniden sevkiyat miktarının azalmasıdır.

Şekil 74: a) 2030'da yıllık yeniden sevkiyat miktarları (BAU Baz, ARES Baz, CPD); b) Toplam üretime göre yeniden sevkiyat yüzdesi, tarihsel ortalama (2018-2020) ve üç senaryo genelinde.



Son olarak, Şekil 75 üç ana senaryonun konvansiyonel enerji santrallerinin (gaz, linyit ve ithal kömür) yıllık kapasite faktörleri açısından karşılaştırmasını göstermektedir. Gaz santrallerinin yıllık kapasite faktörleri, BAU Baz ve ARES Baz senaryolarına kıyasla CPD Baz senaryosunda en yüksektir. Bunun ana nedeni, CPD Baz senaryosunda ithal kömür santrallerinin aşamalı olarak devre dışı bırakılmasıdır. Yenilenebilir enerji kapasitesindeki artış, BAU Baz senaryosuna kıyasla ARES Baz ve CPD Baz senaryolarında konvansiyonel enerji santrallerinin kapasite faktörünün düşmesine neden olmaktadır.

Şekil 75: Konvansiyonel enerji santrallerinin yıllık kapasite faktörleri (BAU Baz, ARES Baz, CPD Baz)
Kapasite faktörü





6. Sonuçlar

Bu rapor, 2030 yılında Türkiye şebekesi için güncellenmiş piyasa ve şebeke simülasyon çalışmasının sonuçlarını ve temel çıktıları sunmaktadır. Üç senaryo ele alınmıştır: 1) Her Zamanki Gibi İş (BAU); 2) Hızlandırılmış YEK (ARES); ve 3) Kömürden Arındırma (CPD). Her senaryo için piyasa ve şebeke simülasyonları 2030 hedef yılı için saatlik çözünürlükte gerçekleştirilmiştir. Ayrıca, talep artışı, 2030'daki nükleer ünite sayısı, farklı esneklik seçenekleri ve seviyeleri ve karbon aşamalı çıkış yolları duyarlılık analizlerinde dikkate alınmıştır.

BAU senaryosundaki duyarlılık analizleri, TEİAŞ tarafından belirlenen zorlu koşullara karşılık gelen düşük talep koşulları altında, özellikle de YEK üretiminin en yüksek olduğu ve şebekenin esneklik seviyesine bağlı olarak YEK üretim kesintisinin kaçınılmaz olabileceği minimum yükleme saatlerinde stres testleri olarak tasarlanmıştır. BAU'ya kıyasla daha fazla YEK kapasitesine sahip olan ARES senaryosundaki duyarlılık analizlerinin arkasındaki mantık, şebekenin esnekliğini kademeli olarak artırmaktır. Bu analizler, şebeke esnekliğindeki artışın yeniden sevkiyat ve YEK kesinti gereksinimlerini nasıl etkilediğini görmeyi amaçlamaktadır. Son olarak, CPD senaryosundaki duyarlılık analizleri, farklı seviyelerde gaz santrali ve YEK kapasitesi altında kömürün aşamalı olarak azaltılması için iki farklı yolu (yani CPD Yolu 1 ve CPD Yolu 2) temsil etmektedir.

Çalışmanın ana sonuçları aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

- 400-kV şebeke için önemli bir yatırım planı bulunmaktadır. Bu planın 2030 yılında gerçekleştiği varsayıldığında, 2020 ile 2030 ufku arasında ortalama olarak yaklaşık 800 km/yıl yeni iletim hattına karşılık gelmektedir. Bu önemli bir hedef olmakla birlikte, TEİAŞ'ın son uygulamalarıyla karşılaştırılabilir (2017 ve 2019 yılları arasında ortalama 750 km/yıl).
- Mevcut 400-kV yatırım planı, İstanbul ve Çanakkale Boğazları üzerinden Anadolu ve Trakya bölgesini birbirine bağlayan yeni iletim koridorlarını içermektedir. Buna ek olarak, Kuzeydoğu Türkiye ile ülkenin merkezindeki şebeke arasındaki bağlantıyı güçlendiren önemli şebeke yatırımları öngörülmektedir. Bu yatırımlar, büyüyen ve dönüşen bir enerji sisteminin omurgasını oluşturmak için çok değerli olacaktır. Büyüme ve YEK'e mütevazı bir geçiş varsayımı altında planlanmış olsa da, yapılan modelleme analizi, güçlü rüzgar ve güneş büyümesi ve CPD senaryosunda kömür kapasitesini 2030 yılına kadar 5 GW'a düşüren bir kömürden çıkış yolu ile çok daha iddialı enerji geçiş senaryolarını da mümkün kılacağını göstermektedir.
- Çalışmada mevcut plana ek olarak belirlenen şebeke yatırım gereksinimleri, BAU senaryosunda 400-kV iletim şebekesinde daha fazla iken, ARES senaryosu ve CPD senaryosu, 154-kV seviyesinde bağlanan daha yüksek RES kapasitesi nedeniyle 154-kV seviyesinde ek yatırımlar gerektirmektedir.
- Türkiye, coğrafyası ve kısmen komşu güç sistemlerindeki (özellikle Irak ve Suriye gibi) hassas durumlar nedeniyle komşularıyla zayıf enterkonneksiyonlara sahiptir. Bununla birlikte, ENTSO-E sistemi, Gürcistan ve kendi Güneydoğu bölgesi ile NTC'nin artırılması, piyasa bağlantı mekanizmaları ile tamamlandığı takdirde sistem esnekliğini ve güvenliğini artıracaktır. Ancak bu aynı zamanda, piyasa kuplağı ve dengesizlik netleştirilmesi yoluyla enterkonneksiyon hatlarında esneklik kullanımını en üst düzeye çıkarmak için özellikle 400 kV seviyesinde ilgili iç şebeke yatırımlarını da gerektirecektir.

- Mevcut yatırım planı ve bu çalışmada ele alınan esneklik çözümleri göz önüne alındığında, 2030 yılında Türkiye şebekesine sırasıyla 30 GW ve 34 GW sistem güdümlü rüzgar ve güneş enerjisi santrali kabul edilebilir yeniden dağıtım ve YEK kesinti miktarlarıyla entegre edilebilir (son dönemdeki yeniden dağıtım ve YEK kesinti miktarlarıyla karşılaştırıldığında rakamlar). ARES senaryosunda belirtilen 64 GW'lık rüzgar ve güneş enerjisi yatırımları, toplam kurulu kapasitenin %45'ine ve yıllık üretimin %34'üne karşılık gelmektedir. Hidroelektrik, biyokütle ve jeotermal gibi ilave YEK kapasitesi de hesaba katıldığında, ARES senaryosunda YEK'in toplam payı yaklaşık %60'tır. Bu oran CPD Bazında yaklaşık %70'e çıkmaktadır.
- CPD senaryosu, 2020'deki kurulu gaz santrali kapasitesinin 2030'da korunması (CPD Yol 1 ve Yol 2'de 26 GW) veya 3 GW'lık gaz santralinin jeotermal ve biyokütle santralleriyle değiştirilmesi (CPD Baz) koşuluyla, 2020'de yaklaşık 20 GW olan kömür yakıtlı kurulu kapasitenin 2030'da 5 GW'a düşürülmesinin teknik olarak mümkün olduğunu göstermektedir. CPD Path 2 senaryosunda bu durum, BAU ve ARES senaryolarına kıyasla şebekedeki yeniden sevk miktarının artmasına neden olmaktadır. Çoğu talep merkezlerine yakın olan ithal kömür santrallerinin büyük bir kısmının kapatılması bunun ana nedenidir. Bununla birlikte, toplam miktar CPD senaryosundaki yeniden sevkiyat oranı hala BAU Baz senaryosu (460 TWh üretimin yaklaşık 10 TWh'si) ve 2020 rakamları (302 TWh üretimin 7,75 TWh'si) ile karşılaştırılabilir düzeydedir. Kömürün kullanımdan kaldırılması, BAU senaryosuna kıyasla gaz kullanım faktöründe önemli bir artışa yol açacaktır.
- Paris Anlaşmasına göre, karbon emisyonlarının yakın gelecekte önemli bir maliyeti olacaktır. Karbon emisyonlarının maliyeti, 25 EUR/ton CO2 emisyon maliyeti varsayımı altında bile baskındır (AB'de ortalama şu anda yaklaşık 60 EUR/ton CO2). ARES ve CPD senaryolarında gerekli olan ilave şebeke yatırımlarının ve esneklik çözümlerinin maliyeti, karbon emisyonu maliyetindeki azalma ve ortalama PTF'deki düşüş sayesinde -daha da fazla tasarrufla- karşılanacaktır. Sistemin daha fazla YEK'e dönüşümü, şebeke yatırımlarının ve şebekenin esnekliğini artırma maliyetinin bir miktar artmasına rağmen, yüksek karbon bazlı bir sisteme bağlı kalmaktan daha ucuz bir çözüm olacaktır.
- ARES - 4 Nükleer Ünite duyarlılığında dört nükleer ünitenin faaliyette olduğu varsayıldığında gaz santrallerinin üretim miktarı önemli ölçüde azalmaktadır. Bu da gaz santrallerinin esnekliğinin azalmasına ve dolayısıyla ARES Baz senaryosuna kıyasla daha yüksek yeniden sevkiyat ve YEK kesintisine yol açmaktadır.
- Türkiye elektrik sistemine olan talep artmaya devam etmektedir. Ancak, büyümenin hızı ve büyüklüğü konusunda belirsizlikler bulunmaktadır; bu durum yalnızca ekonomik gelişmeye değil, aynı zamanda nihai kullanım sektörlerindeki enerji verimliliği önlemlerinin başarısına ve ulaşım ve bina sektörlerindeki elektrifikasyonun etkisine de bağlı olacaktır. Talep artışının minimum düzeyde gerçekleşeceği varsayılırsa (2030'da 360 TWh; yani yıllık ortalama %1,55 artış), bundan en çok gaz santralleri etkilenecektir. Kullanım oranları, yüksek talepte yaklaşık %40'tan düşük talepte ortalama %10'a düşebilir ki bu da mevcut piyasa rejimi altında bu santrallerin birçoğunun yatırımlarını geri kazanıp kazanamayacağı sorusunu gündeme getirmektedir. Bunlar arasında sisteme rampa yukarı/aşağı kapasitesi sağlamada önemli bir rol oynayan kritik gaz santralleri de bulunmaktadır. Sistem güvenliğini korumak için piyasanın ve düzenlemelerin alternatif esneklik seçeneklerine (depolama, enterkonneksiyon hatlarında daha fazla esneklik, talep tarafı katılımı vb. gibi) yatırım yapmak ya da gaz santrallerini devrede tutmak için yeterli sinyalleri sağlaması gerekecektir, Örneğin, kapasite ödeme mekanizmaları yoluyla. İlgili maliyet ve faydaların dikkatli bir şekilde ağırlıklandırılması gerekmektedir. Mevcut kapasite ödeme mekanizmaları değiştirilmelidir. Şebeke bağlantı noktaları açısından enerji santrallerinin konumları

ve yıllık kapasite faktörleri, kapasite ödeme mekanizmasının değiştirilmesinde dikkate alınması gereken en kritik faktörler arasındadır.

- Bu çalışmada uygulanan model, şebeke simülasyonlarında DC yük akışı yaklaşımı dikkate alındığı için reaktif güç ve gerilimle ilgili endişeleri içermemektedir. 154-kV ve 400-kV iletim şebekesine bağlı RES'lerden gelen reaktif güç desteği şebeke kodunda tanımlanmıştır. Ancak, Dağıtım şebekesine 30 MW'tan daha az katkı sağlayan RES'lerin mevcut mevzuat kapsamında reaktif güç desteği sağlaması gerekmemektedir. Uluslararası standartlar tarafından tavsiye edildiği üzere (IEEE 1547-2018⁴² ve BS EN 50549-2:2019⁴³), kurulu RES kapasitesindeki artışla birlikte bu RES'lerden reaktif güç desteği almak kritik hale gelmektedir. Bu nedenle, Türk şebeke kodu, dağıtım sistemine bağlı YEK'ler için reaktif güç desteği kurallarını ve mekanizmalarını içermelidir.
- Türkiye piyasasındaki eğirme rezervleri simetrik olarak tedarik edilmiştir: yani, yan piyasada eğirme rezervi sağlayan konvansiyonel enerji santralleri, özellikle gaz ve depolama-hidro, yukarı (pozitif) ve aşağı (negatif) yönde eşit miktarda eğirme rezervi sağlamak zorundadır. Ancak, YEK kapasitesi arttıkça simetrik olmayan yedek kapasite tahsis de dikkate alınmalıdır. YEK üretiminin yüksek olduğu minimum yükleme döneminde, biyokütle, jeotermal, rüzgar ve güneş enerjisi santralleri Elektrik şebekesinin rampa aşağı esneklik gereksinimini sağlamak için aşağı yönlü rezervler sağlar. Bu kabiliyet, minimum yükleme ve yüksek RES üretim dönemlerinde önemlidir.
- Aşağı yöne ek olarak, rüzgar ve güneş enerjisi santralleri yukarı de rezerv sağlayabilir. Bu çalışma, rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinden yukarı yönlü rezerv elde etmenin, elektrik şebekesine ve dönen rezerv kısıtlarını karşılamak için kullanılan gaz ve depolama-hidroelektrik santrallerine olan güvenilirliği azalttığını göstermektedir.
- Farklı türdeki esneklik tedbirlerinin maliyet ve faydalarını karşılaştırmak için ayrıntılı CBA'lar yapılmalıdır. Sistem için önemli bir esneklik sağlayan enterkonneksiyonlar yoluyla piyasa bağlantısı gibi en verimli önlemlere öncelik verilmelidir. Ayrıca, enterkonneksiyon hatları boyunca mevcut NTC seviyesi sınırlıdır (ENTSO ile 500 MW ve Gürcistan ile 700 MW). Toplam NTC'deki bir artış, çalışmada gösterildiği gibi şebekenin YEK barındırma kapasitesine esasen katkıda bulunacaktır. Enterkonneksiyonlar boyunca NTC'nin artırılmasının yanı sıra piyasa bağlantı mekanizmalarının uygulanması, esnekliği ve dolayısıyla elektrik şebekesinin YEK barındırma kapasitesini artırmak için en geçerli önlemdir.

⁴²IEEE Std. 1547-2018. Dağıtılmış Enerji Kaynaklarının İlişkili Elektrik Güç Sistemleri Arayüzleri ile Ara Bağlantısı ve Birlikte Çalışabilirliği için IEEE Standardı

⁴³BS EN 50549-2:2019. Dağıtım şebekelerine paralel bağlanacak üretim tesisleri için gereklilikler Bir OG dağıtım şebekesine bağlantı.

Ek 1 - Senaryoların ve hassasiyetlerin temel varsayımlar açısından karşılaştırılması

Senaryo / Hassasiyet	2020	Her Zamanki Gibi İş (BAU)					Hızlandırılmış RES (ARES)					Kömürden Arınma (CPD)		
		BAU Üs	Düşük Talep	NTC'de Esneklik Yok	Daha Fazla Rüzgar ve Güneş	Daha Az Gaz PP	ARES Üs	4 Nükleer Ünite	Daha Fazla Esneklik	Talep Tepkisi	NTC'de Daha Fazla Esneklik	CPO Tabanı	CPO Yolu 1	CPO Yolu 2
Toplam tüketim (TWh - brüt)	303	460	360	360	360	360	420	420	420	420	420	420	420	420
Baz yük (TWh)	303	458	358	358	358	358	458	458	458	458	458	458	458	458
Elektrifikasyon ve Elektrikli Araç (TWh)		2	2	2	2	2	10	10	10	10	10	10	10	10
Verimlilik (TWh)		-					-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48
Esneklik seçenekleri														
Ara bağlantılardan gelen esneklik	-	√	√	-	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Pompa deposu*	-	-	-	-	-	-	√	√	√	√	√	√	√	√
Pii**	-	-	-	-	-	-	-	-	√	√	√	√	√	√
RES'ten dönen rezerv ***	-	-	-	-	-	-	-	-	√	√	√	√	√	√
Talep tarafı müdahalesi ****	-	-	-	-	-	-	-	-	-	√	√	√	√	√
Kurulu üretim kapasitesi (MW)	93,207	128,541	128,541	128,541	156,776	146,856	142,595	144,995	142,595	144,995	142,595	145,898	146,175	136,198
Nükleer	-	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	2,400	4,800	2,400	4,800	2,400	2,400	2,400	2,400
Doğal Gaz	25,632	25,845	25,845	25,845	25,845	15,925	22,741	22,741	22,741	22,741	22,741	22,741	25,845	25,845
İthal Kömür	8,967	10,267	10,267	10,267	10,267	10,267	6,188	6,188	6,188	6,188	6,188	3,135	3,135	-
Yerel Kömür	811	918	918	918	918	918	811	811	811	811	811	-	-	-
Linyit	10,097	11,993	11,993	11,993	11,993	11,993	7,502	7,502	7,502	7,502	7,502	1,842	1,842	5,000
Toplam HES	29,790	31,700	31,700	31,700	31,700	31,700	31,700	31,700	31,700	31,700	31,700	31,700	31,700	31,700
Hidro (Depolama)	21,877	23,540	23,540	23,540	23,540	23,540	23,540	23,540	23,540	23,540	23,540	23,540	23,540	23,540
Hidro (RoR)	7,913	8,160	8,160	8,160	8,160	8,160	8,160	8,160	8,160	8,160	8,160	8,160	8,160	8,160
Toplam Rüzgar	8,077	16,679	16,679	16,679	30,376	30,376	30,376	30,376	30,376	30,376	30,376	33,376	33,376	30,376
Karada	8,077	16,679	16,679	16,679	29,224	29,224	29,224	29,224	29,224	29,224	29,224	32,224	32,224	29,224
Açık Deniz	-	-	-	-	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152	1,152
Güneş PV	6,361	19,796	19,796	19,796	34,334	34,334	34,334	34,334	34,334	34,334	34,334	41,334	41,334	34,334
Jeotermal	1,515	2,884	2,884	2,884	2,884	4,000	2,884	2,884	2,884	2,884	2,884	4,000	2,884	2,884
Biyokütle	869	3,289	3,289	3,289	3,289	5,000	3,289	3,289	3,289	3,289	3,289	5,000	3,289	3,289
Diğer	1,088	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
NTC (MW)														
ENTSO-E	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	1000	1000	1000	1000
Gürcistan	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	1000	1000	1000	1000
Güneydoğu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750

* Gökçekaya HES'te 1000 MW pompa depolama;

** 600 MW Li-Ion;

*** YEK üretiminin %5'inin 50 MW üzeri kapasiteye sahip YEK'ten sağlanması;

**** Talebin yoğun saatlerden yoğun olmayan saatlere kayması

NOTLAR

Sabancı Üniversitesi İstanbul Politikalar Merkezi Hakkında

İstanbul Politikalar Merkezi (İPM), demokratikleşmeden iklim değişikliğine, transatlantik ilişkilerden çatışma çözümü ve arabuluculuğa kadar önemli sosyal ve siyasi konularda uzmanlaşmış küresel bir politika araştırma kurumudur. İPM, araştırmalarını üç ana küme altında organize etmekte ve yürütmektedir: İstanbul Politikalar Merkezi-Sabancı Üniversitesi-Stiftung Mercator Girişimi, Demokratikleşme ve Kurumsal Reform ve Çatışma Çözümü ve Arabuluculuk. İPM, 2001 yılından bu yana karar alıcılara, kanaat önderlerine ve diğer önemli paydaşlara objektif analizler ve yenilikçi politika önerileri sunmaktadır.

Avrupa İklim Vakfı Hakkında

Avrupa İklim Vakfı (ECF), Avrupa'nın düşük karbonlu bir toplumun gelişimini teşvik etmesine ve iklim değişikliğinin azaltılmasında daha da güçlü bir uluslararası liderlik rolü oynamasına yardımcı olmak amacıyla büyük bir hayırseverlik girişimi olarak kurulmuştur. ECF, düşük karbonlu geçişin "nasıl"ını ideolojik olmayan bir şekilde ele almayı amaçlamaktadır. ECF, ortaklarıyla işbirliği içinde, bu geçişteki temel yol bağımlılıklarını ve farklı seçeneklerin sonuçlarını vurgulayarak tartışmaya katkıda bulunmaktadır.

Agora Energiewende Hakkında

Agora Energiewende, Almanya, Avrupa ve dünyanın geri kalanında temiz enerji dönüşümünün başarısını sağlamak için kanıta dayalı ve politik olarak uygulanabilir stratejiler geliştirmektedir. Bir düşünce kuruluşu ve politika laboratuvarı olarak Agora, siyaset, iş ve akademi dünyasındaki paydaşlarla bilgi paylaşmayı ve verimli bir fikir alışverişi sağlamayı amaçlamaktadır. Temel olarak hayırsever bağışlarıyla finanse edilen ve kâr amacı gütmeyen bir vakıf olarak Agora, dar kurumsal veya siyasi çıkarlara değil, iklim değişikliğiyle mücadele taahhüdüne bağlıdır.



Bankalar Caddesi, Minerva
Han, No:2, Kat:3 34420
Karaköy / İstanbul Tel: +90
212 292 49 51
E-posta: info@shura.org.tr
www.shura.org.tr

SHURA şu kişiler tarafından kurulmuştur

