



SHURA
ENERJİ DÖNÜŞÜMÜ MERKEZİ



**ENERJİ DÖNÜŞÜMÜNDE
ŞEBEKE VE PİYASA UYUMU
İÇİN KONUMSAL MARJİNAL
FİYATLANDIRMA**

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Hakkında

Avrupa İklim Vakfı (ECF), Agora Energiewende ve İstanbul Politikalar Merkezi (IPC) tarafından Sabancı Üniversitesi'nde kurulan SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, yenilikçi bir enerji dönüşümü platformu aracılığı ile enerji sektörünün karbonsuzlaşmasına katkıda bulunmaktadır. Türkiye enerji sektörünün teknolojik, ekonomik ve politik boyutlarının tartışılması için sürdürülebilir ve geniş çapta tanınan bir platform ihtiyacını karşılamak için çalışmaktadır. SHURA, gerçeklere dayalı analizleri ve bulunabilen en doğru verileri kullanarak enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji vasıtasıyla düşük karbonlu bir enerji sistemine geçiş üzerindeki tartışmaları desteklemektedir. Birçok paydaşın konuya ilişkin bütün bakış açılarını dikkate alarak bu geçişin ekonomik potansiyeli, teknik fizibilitesi ve ilgili politika araçlarına yönelik bir anlayışın oluşturulmasına katkıda bulunmaktadır.

Yazarlar: Alkım Bağ Güllü, Hasan Aksoy, Sena Serhadlıoğlu (SHURA), Osman Bülent Tör (EPRA), Ayda Shaker, Saaed Alp.

Teşekkürler

Bu raporun taslak bulguları, Kasım 2024 tarihinde TEİAŞ ve EPIAŞ, Temmuz 2025 tarihinde TENMAK ve Eylül 2025 tarihinde TEİAŞ uzmanları ile gerçekleştirilen paydaş istişare toplantılarında değerlendirilmiştir. İlgili paydaş istişare toplantılarında sağlanan tüm değerli değerlendirme ve geri bildirimler için teşekkür ederiz. Çalışmada uygulanan metodolojiye ilişkin değerli görüşleri ve uluslararası uygulamaların gözden geçirilmesine yönelik taslak çalışmaya yaptığı katkılar için Dominic Scott'a (RAP) ve tavsiyeleri için Bram Claeys'e (eski RAP çalışanı) teşekkür ederiz.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, Crux Alliance'ın bu rapor için sağladığı cömert finansmana müteşekkirdir.

Bu rapor, www.shura.org.tr sitesinden indirilebilir.

Daha ayrıntılı bilgi almak veya geri bildirimde bulunmak için info@shura.org.tr adresinden SHURA ekibiyle temasa geçiniz.

Tasarım

Tasarımhane Tanıtım Ltd. Şti.

Telif Hakkı © 2026 Sabancı Üniversitesi

Sorumluluk Reddi

Bu rapor ve içeriği, çalışma kapsamında göz önünde bulundurulan kabuller, senaryolar ve Aralık 2024 sonu itibarıyla mevcut olan piyasa koşulları doğrultusunda hazırlanmıştır. Bu kabullerin, senaryolar ve piyasa koşullarının değişime açık olması nedeniyle, rapor kapsamındaki gelecek dönem öngörülerinin, gerçekleşecek sonuçlarla aynı olacağı garanti edilemez. Bu raporun hazırlanmasına katkı yapan kurum ya da kişiler, raporda sunulan öngörülerin gerçekleşmemesi ya da farklı şekilde gerçekleşmesinden dolayı oluşabilecek ticari kazanç ya da kayıplardan sorumlu tutulamazlar.

**ENERJİ DÖNÜŞÜMÜNDE
ŞEBEKE VE PİYASA
UYUMU İÇİN
KONUMSAL MARJİNAL
FİYATLANDIRMA**

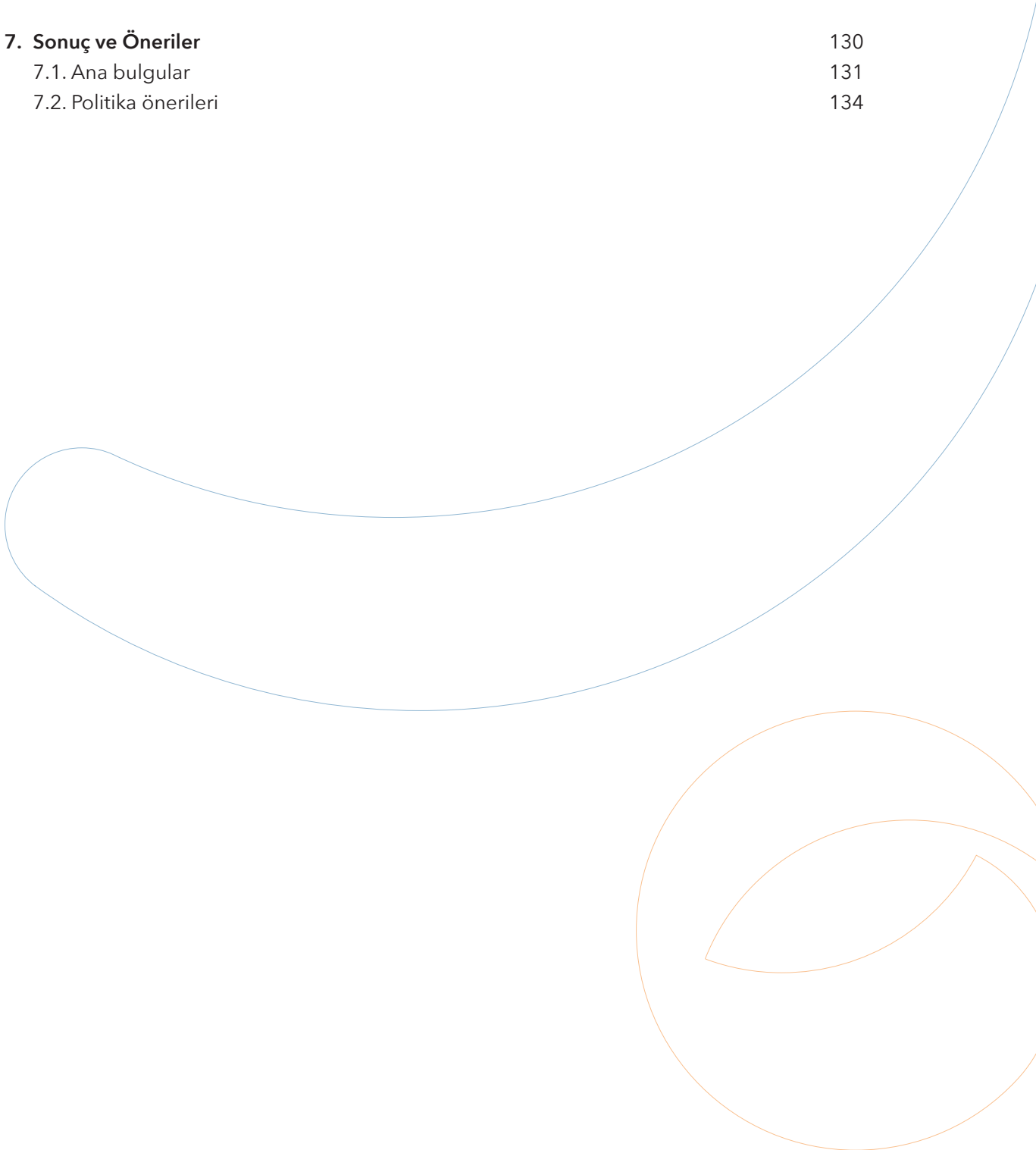


İÇİNDEKİLER

Şekil Listesi	5
Tablo Listesi	6
Kısaltmalar	7
Ana Mesajlar	9
1. Giriş	11
2. Uluslararası Elektrik Piyasalarının Temel Tasarım İlkeleri ve Uzlaştırma Mekanizmaları	15
2.1. Planlama ve sıralama	17
2.1.1. Merkezi planlama	18
2.1.2. Kendi kendine planlama	18
2.2. Uzlaştırma ve fiyatlandırma	19
2.2.1. Ulusal fiyatlandırma	20
2.2.2. Bölgesel uzlaştırma	21
2.2.3. Düşüm bazlı uzlaştırma	22
2.3. Ulusal ve düşüm bazlı fiyatlandırma yöntemlerinin örneklemeli karşılaştırması	23
2.3.1. İletim kısıtının olmadığı ve rüzgâr enerji santralının devre dışı olduğu senaryo	26
2.3.2. İletim kısıtının 50 MW olduğu ve rüzgâr enerji santralının devre dışı olduğu senaryo	26
2.3.3. İletim kısıtının 50 MW olduğu ve rüzgâr enerji santralının tam kapasite işletildiği ancak G2 ünitesinin zorunlu olmadığı senaryo	26
2.3.4. İletim kısıtının 50 MW olduğu, rüzgâr enerjisi santralının tam kapasite çalıştığı fakat G2 ünitesinin çevrimde olmak zorunda olduğu senaryo	27
2.3.5. Çıkarımlar	27
3. Türkiye Elektrik Piyasasının Mevcut Durumu	29
3.1. Piyasa yapısı ve düzenleyici çerçeve	30
3.2. Gün öncesi piyasası mekanizmaları ve uzlaştırma süreçleri	31
3.2.1. Uzlaştırma süreçleri	31
3.3. Gün İçi Piyasası ve dengeleme mekanizmaları	32
3.3.1. Gün İçi Piyasası	32
3.3.2. Dengeleme Güç Piyasası	33
3.4. İkili anlaşmalar ve fiyatlandırma etkileri	33
3.5. Mevcut fiyatlandırma ve uzlaştırma süreçlerindeki zorluklar	34
3.5.1. İletim kısıtları	34
3.5.2. Tek fiyat modelinin sistem işletimine olan etkileri	34
3.5.3. Genel çıkarımlar	35

4. Küresel Elektrik Piyasalarındaki Uygulamalar	37
4.1. Düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçiş süreci	39
4.1.1. Avrupa	39
4.1.2. Birleşik Krallık	39
4.1.3. Kuzey Amerika	41
4.1.4. Yapısal değişiklikler ve önlemler	44
4.1.5. Avrupa'da düğüm bazlı fiyatlandırma uygulamasının politik zorlukları	46
4.2. Bölgesel fiyatlandırmaya geçiş	48
4.2.1. Birleşik Krallık	48
4.2.2. Avrupa Teklif Bölgesi İncelemesi	49
4.2.3. İtalya	49
4.2.4. Almanya ve Hollanda	51
4.2.5. İsveç	52
4.2.6. Önemli çıkarımlar	57
4.3. Türkiye'ye benzer piyasa örnekleri	59
5. Metodoloji ve Varsayımlar	60
5.1. Senaryolar	62
5.2. Piyasa ve şebeke simülasyonu	66
5.3. Uzlaştırma mekanizmaları ve fiyatlandırma	69
5.3.1. Ulusal fiyatlandırma	69
5.3.2. Düğüm bazlı fiyatlandırma	70
5.3.3. Bölgesel (zonal) fiyatlandırma	70
5.4. Modelleme ve varsayımlar	71
5.4.1. Talep ve yük profilleri	71
5.4.2. İletim şebekesi	73
5.4.3. Yeni santral lokasyonları	74
5.4.4. Merit order	76
5.4.5. İşletme kısıtları	77
5.4.6. Esneklik modelleme	79
6. Bulgular ve Değerlendirme	82
6.1. Senaryoların işletme koşulları açısından farklılıkları	83
6.2. Düğüm bazlı fiyat dinamikleri	87
6.3. Bölgesel fiyat oluşumu	91
6.3.1. Veri odaklı analitik yaklaşım	92
6.3.2. Şebeke endeksi tabanlı analitik yaklaşım	93
6.3.3. Bölge bazlı sonuçlar	94
6.3.4. Bölgesel özellikler	96
6.4. Piyasa ve sistem etki değerlendirilmesi	100
6.4.1. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın kısıtlar üzerindeki etkisi	100
6.4.2. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın yenilenebilir enerji kesintisi üzerindeki etkisi	104

6.4.3. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın yenilenebilir enerji konumlandırılması üzerindeki etkisi	111
6.4.4. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın üretim geliri üzerindeki etkisi	114
6.4.5. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın sosyal refah üzerindeki etkisi	119
6.4.6. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın batarya depolama işletimi ve yerleşimi üzerindeki etkisi	124
6.4.7. Düğüm bazlı uzlaştırmanın ENTSO-E ile ticaret üzerindeki etkisi	127
7. Sonuç ve Öneriler	130
7.1. Ana bulgular	131
7.2. Politika önerileri	134



ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1. Basitleştirilmiş referans bir sistem	24
Şekil 2. G2 üretim biriminin teklif eğrisi	24
Şekil 3. Türkiye Elektrik Piyasası	30
Şekil 4. Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası uzlaştırma süreci	32
Şekil 5. Beş yıllık periyotlarda İzlanda hariç OECD ülkelerinde izlenen piyasa tasarımı seçeneklerinin dağılımı	38
Şekil 6. 2025-2040 dönemi için ulusal piyasa tasarımına kıyasla düğüm bazlı fiyatlandırmayı dikkate alan piyasa tasarımının toplam fayda-maliyet değerlendirmesi (LtW [NOA7] senaryosu)	40
Şekil 7. Ontario ve diğer piyasalarda TWh başına öngörülen fayda seviyeleri	42
Şekil 8. Piyasa yapısı ve ve planlamaya yönelik uluslararası yaklaşımlar	45
Şekil 9. Bölgesel piyasa tasarımının ulusal piyasa tasarımına göre toplam fayda-maliyet değerlendirmesi (2025-2040)	49
Şekil 10. İtalya teklif bölgeleri konfigürasyonu: 2020 (A) ve 2021 sonrası (B)	50
Şekil 11. Almanya ve Hollanda için potansiyel teklif bölgesi bölünmeleri	51
Şekil 12. Kasım 2008 itibarıyla İskandinav teklif bölgeleri ve enterkonneksiyonların şematik görünümü	53
Şekil 13. 2022 itibarıyla İskandinav ve Baltık teklif bölgeleri haritası	54
Şekil 14. NordPool Gün Öncesi Piyasası'nda yıllık ortalama fiyatlar (öre/kWh)	55
Şekil 15. 2012-2022 döneminde SE1-SE4 gün öncesi piyasasındaki ticaret değerleri (milyar SEK)	56
Şekil 16. ACER tarafından önerilen teklif bölgesi yapıları	57
Şekil 17. Metodoloji ve analiz adımları	62
Şekil 18. Senaryolara göre kurulu güç	65
Şekil 19. Ardışık piyasa ve şebeke simülasyonunun şematik gösterimi	66
Şekil 20. Piyasa simülasyonunun ana hatları	67
Şekil 21. Şebeke simülasyonunun şematik gösterimi	68
Şekil 22. Saatlik çözünürlükte talep profilleri (2023 yılı gerçekleşen ve 2035 Net Sıfır Senaryosu)	72
Şekil 23. E-mobilite yüklerinin birikimli şarj profili (Hafta içi)	73
Şekil 24. Güneş ve rüzgâr santrallerinin Türkiye şebekesi üzerindeki dağılımı	75
Şekil 25. Çalışmada dikkate alınan temsili merit order	76
Şekil 26. Ana üretim teknolojilerinin piyasa ve şebeke simülasyon sonuçları	85
Şekil 27. Ulusal ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmaları çerçevesinde elde edilen fiyat değişkenlikleri	87
Şekil 28. Türkiye iletim şebekesi genelinde LMP noktaları. Yenilenebilir enerji üretim payının fazla olduğu tipik gün (12 Mayıs 2035, saat 15:00)	89
Şekil 29. Üretim Portföyü - Yenilenebilir enerji üretim payının fazla olduğu tipik gün (12 Mayıs 2035, saat 15:00)	90
Şekil 30. Düğüm bazlı fiyatların ulusal fiyata göre standart sapması	90
Şekil 31. Fiyat bölgelerinin optimum sayısını belirlemeye yönelik veri odaklı yaklaşım	92
Şekil 32. Veriye dayalı yaklaşıma göre her senaryoda optimum fiyat bölgesi sayısı	93
Şekil 33. Türkiye şebekesinin kısıt haritası: a) geleneksel üretim b) güneş ve rüzgâr üretimi	94
Şekil 34. Ortaya çıkan bölgeler: a) Referans Senaryo b) Net Sıfır Senaryosu	95

Şekil 35. Referans Senaryo kapsamında fiyat bölgelerinin özellikleri	97
Şekil 36. Net Sıfır Senaryosu kapsamında fiyat bölgelerinin özellikleri	99
Şekil 37. Net Sıfır Senaryosunda 400 kV iletim hatlarında oluşan kısıtlar	101
Şekil 38: Farklı uzlaştırma senaryolarında yıllık kısıt miktarı karşılaştırmaları - Net Sıfır Senaryosu	103
Şekil 39. Farklı uzlaştırma senaryolarında yıllık kısıt miktarları - Referans Senaryo	104
Şekil 40. Türkiye elektrik piyasasında ardışık piyasa aşamaları	105
Şekil 41. Farklı piyasa uzlaştırma yaklaşımlarının yıllık yenilenebilir enerji kesintileri üzerindeki etkisi (Net Sıfır Senaryosu)	107
Şekil 42. Durum 5 altında G2'nin teklif eğrisi	110
Şekil 43. Trafo merkezlerinin yıllık kapasite faktörüne göre güneş ve rüzgâr enerjisi santrallerinin yerleşimleri	112
Şekil 44. Düğüm bazlı fiyatlandırmanın güneş (sol) ve rüzgâr (sağ) santrali yerleşimi üzerindeki etkisi	113
Şekil 45. Farklı uzlaştırma mekanizmaları altında üretim geliri (Net Sıfır Senaryosu)	114
Şekil 46. Teknoloji bazında üretim gelir değişimi - ulusal uzlaştırma fiyatına oranla	115
Şekil 47. Doğal gaz çevrim santrallerinin düğüm bazlı uzlaştırma sisteminde gelir değişimi	116
Şekil 48. Düğüm bazlı uzlaştırmaya geçişle birlikte doğal gaz çevrim santrallerinin gelir değişimi	116
Şekil 49. Kapasite ödemesi alan doğal gaz santrallerinin coğrafi dağılımı	117
Şekil 50. Düğüm bazlı fiyat sinyallerine göre doğal gaz santrallerinin kapasite ödeme ihtiyacındaki azalma	118
Şekil 51. Elektrik piyasalarında sosyal refah kavramı	119
Şekil 52. Farklı uzlaştırma mekanizmaları kapsamında yük ve üretim fazlası (Net Sıfır Senaryosu)	120
Şekil 53. Farklı uzlaştırma mekanizmaları altında sosyal refah (Net Sıfır Senaryosu)	121
Şekil 54. Farklı uzlaştırma mekanizmaları altında sosyal refah (Referans Senaryo)	122
Şekil 55. Bölgesel uzlaştırma altında sosyal refah	123
Şekil 56. Düğüm bazlı uzlaştırma kapsamında sosyal refah değişimi	123
Şekil 57. Batarya depolama konumları - temel yerleşim	125
Şekil 58. Düğüm bazlı fiyatlandırmanın, ulusal fiyatlandırmaya kıyasla batarya gelirleri ve işletme maliyetlerinin yüzdesel değişimi (temel yerleşim - 2035 yılı)	125
Şekil 59. Modellenen batarya enerji depolama ünite yerleşimleri	126
Şekil 60. Trakya bölgesindeki konvansiyonel ünitelerin merit order maliyet sıralaması	127
Şekil 61. Farklı durumlar altında düğüm bazlı fiyatların ENTSO-E ile ticaret üzerindeki etkisi (2035)	128

TABLO LİSTESİ

Tablo 1. Farklı senaryolar için gerçekleşen sonuçlar	25
Tablo 2. Çalışmada 2035 yılı için oluşturulan senaryolar	63
Tablo 3. Minimum açma/kapama süreleri ve güç artırma/azaltma kısıtları için varsayımlar	79
Tablo 4. Piyasa ve şebeke simülasyon sonuçları (2035 yılı)	84
Tablo 5. Durum 4 ve Durum 5 için simülasyon sonuçlarının özeti	109

KISALTMALAR

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
AC	Alternatif Akım (Alternative Current)
ACER	Avrupa Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
B2B	Eşleştirilmiş (Back to Back)
BT	Bilişim Teknolojisi
BZR	Teklif Bölgesi İncelemesi (Bidding Zone Review)
CAD	Kanada Doları
CAISO	Kaliforniya Sistem Operatörü
CCGT	Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali
DC	Direkt Akım (Direct Current)
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DSO	Dağıtım Sistemi Operatörü
EA	Elektrikli Araç
EEA	Avrupa Ekonomik Alanı (European Economic Area)
ENTSO-E	Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Ağı (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	Elektrik Piyasaları İşletme A.Ş.
ERCOT	Texas Sistem Operatörü
ETKB	T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EUR	Avro (Euro)
FTR	Finansal İletim Hakkı (Financial Transmission Rights)
GA	Global Düzenleme (Global Adjustment)
GBP	İngiliz Sterlini
GİP	Gün İçi Piyasası
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
GW	Gigavat
HVDC	Yüksek Gerilim Doğru Akım (High Voltage Direct Current)
Hz	Hertz
ISO NE	New England Şebeke Operatörü
İSO	İletim Sistemi Operatörü
JRC	Ortak Araştırma Merkezi (Joint Research Center)
KPI	Temel Performans Göstergesi (Key Performance Indicator)
kW	Kilovat
kWh	Kilovatsaat
kV	Kilovolt
Li-ion	Lityum İyon Batarya
LMP	Konumsal Marjinal Fiyat (Locational Marginal Price)
MISO	Midcontinent Sistem Operatörü
MW	Megavat
MWh	Megavat-saat
NEM	Ulusal Elektrik Piyasası (National Electricity Market)

NETA	Yeni Elektrik Ticaret Düzenlemeleri (New Electricity Trading Arrangements)
NTC	Net Transfer Kapasitesi (Net Transfer Capacity)
NYISO	New York Bağımsız Sistem Operatörü
OECD	Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OTC	Tezgah Üstü Piyasası (Over-the-counter)
öre	İsveç Kronu Alt Birimi (1 SEK = 100 öre)
PCR	Bölgesel Fiyat Eşleştirme (Price Coupling of Regions)
PJM	Pensilvanya-Jersey-Maryland Sistem Operatörü
PPA	Elektrik Satın Alım Anlaşması (Power Purchase Agreements)
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
REMA	Enerji Piyasaları Düzenleme Reformu (Reform of Energy Markets Arrangements)
RoCoF	Frekans Değişim Hızı (Rate of Change of Frequency)
RTO	Bölgesel İletim Sistemi Operatörü (Regional Transmission Operator)
SCUC	Güvenlik Kısıtlı Ünite Taahhüdü (Security-Constrained Unit Commitment)
SEK	İsveç Kronu
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
SoC	Doluluk Oranı (State of Charge)
SPP	South West Power Pool Şebeke Operatörü
SRMC	Kısa Dönemli Marjinal Maliyet (Short-run Marginal Cost)
SvK	Svenska Kraftnät - İsveç Elektrik Sistem Operatörü
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TM	Trafo Merkezi
TWh	Terawatt-saat
USD	Amerikan Doları
WCSS	Küme İçi Kareler Toplamı (Within-Cluster Sum of Squares)
YAL/YAT	Yül Al/Yük At

Ana Mesajlar

- Elektrik piyasaları, arz ve talebin dengelenmesi, elektrik sisteminin etkin ve güvenli şekilde işletilmesi, operasyonel kararların alınması ve yatırımların yönlendirilmesi açısından kritik bir rol oynamaktadır. Elektrik sistemi, teknolojik gelişmelerle birlikte daha yüksek yenilenebilir payına sahip, dağıtık, dijital ve tüketici odaklı bir yapıya dönüşmektedir. Üretimden tüketime uzanan değer zincirindeki bu değişim, yeni operasyonel ve yatırım ihtiyaçlarını beraberinde getirirken, sistem dinamiklerini ve esneklik ihtiyaçlarını daha iyi yansıtacak zamansal ve konumsal fiyat sinyalleri önemli olacaktır.
- Fiyat sinyallerinde konum bazlı detayların artırılması durumunda, şebeke kısıtları, sistemin farklı bölgelerindeki esnekliğin değeri ve sistemsel maliyetler daha doğru yansıtılabilmektedir. Bunun yanında üretim, enerji depolama, elektrolizörler ve talep tarafı katılımının en verimli şekilde konumlandırılmasını sağlayarak, maliyetli YAL/YAT talimatlarının (redispatch) azalmasına destek olacaktır. Böylece bu fiyatlandırma yapısı uzun vadede yatırımların doğru bölgelere yönlendirilmesinde katkı sağlayabilir.
- Türkiye’de uygulanan ulusal gün öncesi piyasası (GÖP) fiyatı (Piyasa Takas Fiyatı - PTF), sistem kısıtlarını ve bölgesel farklılıkları yeterince yansıtmadan oluşmaktadır. Bu durum, özellikle artan yenilenebilir enerji kapasitesi ve şebeke yoğunlukları dikkate alındığında, önümüzdeki dönemde sistem işletimi açısından önemli zorluklar yaratabilir. 2035 yılı için gerçekleştirilen analizlerde, bölgesel uzlaştırma modelinde (zonal pricing), 14,6 TWh’lik kısıtın 12,4 TWh’lik kısmının bölgesel fiyat sinyalleriyle GÖP’te çözümlenebileceğini göstermiştir. Düğüm bazlı (nodal) uzlaştırmada ise kısıtların neredeyse tamamı (14,5 TWh) konumsal fiyatlandırma sayesinde piyasada giderilmektedir. Böylece şebeke kısıtları PTF’ye yansıtılabilmekte, fiziksel gerçeklerle uyumlu ve yüksek verimli bir piyasa yapısı sağlanabilmektedir. Bu durumda, sistem işletmecisinin rolü yalnızca öngörülemeyen dengesizliklerin yönetimiyle sınırlı kalırken, her düğüm (node) kendi gerçek marjinal maliyeti üzerinden fiyatlandırılmaktadır.
- 2035 yılı için yürütülen modelde, ulusal tek fiyat sisteminde yıllık 6,2 TWh seviyesinde oluşan yenilenebilir enerji kesintilerinin büyük bölümü, sistem işletmecisinin gerçek zamanlı müdahalesini gerektiren plansız kesintilerden oluşmaktadır. Bölgesel (zonal) uzlaştırma modelinde plansız kesintiler 0,9 TWh’ye düşerken 5,1 TWh’lik kısım piyasa içinde planlı olarak yönetilmektedir. Düğüm bazlı fiyatlandırmada ise plansız müdahale ihtiyacı 0,2 TWh’ye gerilemektedir. Böylece şebeke kısıtları ve bölgesel arz fazlası konumsal fiyatlara yansıtılarak piyasa fiziksel sistemle uyumlu ve yüksek verimli bir yapıya ulaşmaktadır.
- Bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma, gelirleri konumsal maliyetlere göre şekillendirerek üreticileri sisteme sağladıkları gerçek katkı doğrultusunda ödüllendirmekte ve yatırımları düşük kısıt riski ile yeterli iletim kapasitesi sunan bölgelere yönlendirmektedir. Üretimin konumsal ve operasyonel değerini fiyatlara yansıtan bu yapı piyasa şeffaflığını, operasyonel verimliliği ve yatırım disiplini güçlendirirken, dış müdahale ihtiyacını azaltmaktadır. Bununla birlikte, bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma üretici ve tüketici gelir/giderlerinin yeniden dağılımına yol açmaktadır. Ulusal model %100 kabul edildiğinde, bölgesel uzlaştırmada üretici faydası %86’ya gerilerken tüketici faydası %134’e yükselmektedir. Toplam sistem refahı ise bölgesel

uzlaştırmada %109'a, düğüm bazlı uzlaştırmada %123'e çıkmaktadır. Bu artış iletim kapasitesinin daha etkin kullanılması, YAL/YAT maliyetlerinin azalması ve üretim ile tüketimin konumsal fiyat sinyallerine daha doğru tepki vermesinden kaynaklanmaktadır.

- Ulusal fiyatlandırma yapısı, batarya depolama sistemlerinin etkin şekilde işletilmesi için gerekli teşvikleri sunamamakta, gerçek şebeke kısıtlarını ve esnekliğin bölgesel değerini yansıtamamaktadır. Model sonuçlarına göre bataryaların düğüm bazlı bir piyasada toplam %42 daha fazla kâr elde edilebilecekleri değerlendirilmektedir. Artan kârlılık, depolama birimlerini şebekenin en çok kısıt olan yerlerde işletmeye yönlendiren güçlü konumsal fiyat sinyallerinden kaynaklanmaktadır. Öte yandan, bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma, enterkonneksiyon kapasitesinin ve sınır ötesi ticaretin ekonomik değerini daha doğru yansıtmaktadır. Bu sayede piyasa katılımcıları, üretim, talep ve iletim koşullarını gerçek zamanlı olarak yansıtan fiyat sinyalleri alacaktır.



BÖLÜM 1

Giriş

Türkiye enerji sektörü dönüşümünün temel itici gücü, Türkiye'nin 2021 yılında onayladığı Paris Anlaşması kapsamında taahhüt ettiği, 2053 yılına kadar net sıfır emisyonlu ekonomiye geçiş hedefidir. Türkiye'nin net sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçiş sürecinde özellikle elektrik sektöründeki iddialı yenilenebilir enerji hedefleriyle birlikte önemli bir ivme yakalanmıştır. Türkiye elektrik sektörü, uluslararası taahhüt ve ulusal iklim hedeflerinin yanı sıra teknolojik ilerlemelerin de etkisiyle enerji sisteminin en hızlı dönüşen bileşeni haline gelmiştir. Bu süreçte elektriğin üretimi, iletimi, dağıtımı ve tüketimi köklü bir dönüşümden geçmekte ve bu durum hem şebekenin fiziksel yapısını hem de piyasanın işleyişini etkileyen kurumsal ve ekonomik çerçeveleri yeniden şekillendirmektedir. Son yıllarda önemli gelişmeler sağlanmış olsa da, Türkiye'nin uzun vadeli karbonsuzlaşma hedeflerine ulaşması, elektrik piyasasının yapısal olarak iyileştirilmesi gereksinimini gündeme getirmektedir. Elektrik sektörünün dönüşümünde elektriğin nasıl, ne zaman, nerede üretildiği ve tüketildiği giderek daha önemli hale gelmektedir. Bu bağlamda, elektrik sistemindeki dönüşümü destekleyen, üretici ve tüketicileri doğru yönlendiren etkin bir piyasa işleyişine ihtiyaç duyulmaktadır.

SHURA Enerji Dönüşüm Merkezi, 2023 yılında "Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası¹" raporunu yayınlamıştır. Raporunda, 2035 yılında Türkiye'nin toplam güneş ve rüzgâr enerjisi kapasitesinin 97 gigavata² (GW) ulaşacağı öngörülmektedir. Yapılan analizlerde, Türkiye'nin iklim hedeflerine ulaşmasında enerji verimliliğinin ekonominin tüm sektörlerinde artırılmasının yanı sıra temiz elektrifikasyonun artırılması yer almaktadır. Temiz elektrifikasyonun sağlanabilmesi için ise yüksek oranda değişken yenilenebilir enerji kapasitesinin elektrik sistemine entegrasyonu gerekmektedir. Değişken üretimin artması, elektrik sisteminin daha dağıtık ve dijital bir yapıya evrilmesiyle birlikte, güvenilir ve uygun fiyatlı elektriğe erişimde elektrik piyasalarının rolü kritik hale gelmiştir. Piyasaların bu dönüşüme ayak uyduramaması durumunda, elektrik sistemlerinin, işleyişi daha belirsiz ve daha yüksek maliyetli bir yapıya evrilmesi mümkündür.

Türkiye'de elektrik piyasası mevzuatının temeli 2001'de atılmış olup, mevcut yapıyı düzenleyen Elektrik Piyasası Kanunu³ 2013'te yürürlüğe girmiştir. Bu süreçte, Türkiye toptan elektrik piyasası tasarımında çeşitli düzenleyici ve operasyonel iyileştirmeler yapılmış olsa da, günümüzde piyasada hâlâ saatlik uzlaştırma dönemleri için tek bir ulusal fiyat uygulaması kullanılmaktadır. Mevcut durumda geçerli olan ulusal tek fiyat modeli, üreticilerin ürettikleri elektriği perakendecilerden tüketicilere kadar geniş bir tüketici yelpazesine satabilmesini sağlasa da, piyasada oluşan fiyatlar çeşitli kısıtlar nedeniyle oluşan bölgesel farklılıkları yansıtmamaktadır. Başka bir deyişle toptan elektrik piyasası fiyatı, gün öncesi piyasasında (GÖP) arz ve talebin dengelendiği tek bir ulusal saatlik fiyat kapsamında belirlenmektedir. Türkiye elektrik şebekesi dikkate alındığında, farklı teknik özelliklere ve dinamiklere sahip bölgelerin bulunduğu ve önümüzdeki dönemde tek bir ulusal elektrik fiyatının sistemin fiziksel ve operasyonel gerçeklerini yeterince yansıtamayacağı değerlendirilmektedir.

Küresel ölçekte elektrik piyasalarına bakıldığında ABD'de işletilen PJM, NYISO, CAISO gibi gelişmiş elektrik piyasaları düğüm bazlı lokasyonel marjinal fiyatlandırma (LMP, Locational Marginal

¹ SHURA. (2023). Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası. <https://shura.org.tr/net-sifir-2053-turkiye-elektrik-sektoru-icin-yol-haritasi/>

² 57,4 GW güneş ve 39,2 GW rüzgâr enerjisi kurulu kapasitesi şeklinde ayrılmıştır.

³ 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, <https://mevzuat.gov.tr/mevzuatmetin/1.5.6446.pdf>

Pricing) sistemi kullanmaktadır. İtalya, İsveç, Norveç gibi çeşitli Avrupa ülkelerinde ise bölgesel fiyatlandırma mekanizmalarını benimsemiştir. Bu sistemlerde fiyatlar, arz-talep dengesi, iletim şebekesi kısıtları ve kayıplar dikkate alınarak zamana ve buldukları bölgeye göre farklılaşmaktadır. Bu bağlamda fiyat sinyalleri, sistemin işletilmesi sürecinde karşılaşılan unsurları ve bölgesel dinamikleri dikkate alarak oluştuğundan, şebeke koşulları fiyatlara yansıtılabilmektedir. Böylelikle, hem işletme verimliliği artmakta, hem de uzun vadeli yatırım kararları yönlendirilebilmektedir.

Türkiye’de özellikle hem değişken yenilenebilir enerji entegrasyonunun hızlanması, hem de dağıtım sistemine bağlı enerji kaynaklarının artması, mevcut ulusal fiyatlandırma mekanizmasının değişen fiyat sinyallerini yakalamadaki etkinliğinin tartışılmasına sebep olmaktadır. Rüzgâr ve güneş kapasitesinin çoğunlukla belirli coğrafi bölgelerde yoğunlaşması, şebeke kısıtlarını ve buna bağlı esneklik ihtiyacını artırmaktadır. Bu durum tek fiyat mekanizmasının etkinliğini de sınırlandırabilir. Bu nedenlerle bölgesel veya düğüm bazlı fiyatlandırma uygulamalarının, şebekenin anlık durumunu daha doğru yansıtma, etkin dağıtım (dispatch) stratejileriyle yenilenebilir enerji kesintilerini (curtailment) azaltmada ve yeni üretim ile altyapı yatırımlarını daha etkin bir şekilde yönlendirmede yardımcı olabileceği tartışılmaktadır.

Bu çerçevede çalışma, Türkiye elektrik piyasasında mevcut ulusal uzlaştırma yaklaşımına alternatif olarak bölgesel ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizması uygulamalarının olası etkilerini incelemeyi hedeflemektedir. Çalışmada özellikle, bölgesel şebeke koşulları ve bölgesel arz-talep dengeleri dikkate alınarak, farklı fiyatlandırma mekanizmalarının iki temel senaryo çerçevesinde piyasadaki ve sistem işletimi kapsamındaki etkileri analiz edilmektedir:

- **Referans Senaryo:** Mevcut durumda güneş ve rüzgâr enerjisi kapasitesindeki kademeli artışı yansıtan, orta düzeydeki değişken yenilenebilir enerji kapasitesi kurulum senaryosu.
- **Net Sıfır Senaryosu:** SHURA Net Sıfır 2053 model çalışması⁴ kapsamında dikkate alınan, yüksek değişken yenilenebilir enerji kapasitesi kurulum senaryosu.

Analiz kapsamında her iki senaryo için de 2035 yılı projekte edilmiş ve Türkiye elektrik piyasası ile iletim şebekesi simüle edilerek, ulusal, bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma mekanizmaları çerçevesinde oluşacak uzlaştırma sonuçları değerlendirilmiştir. Çalışma, hem piyasa (fiyatlar, maliyetler, gelirler, refah) hem de sistem işletimi (kısıt yönetimi, değişken yenilenebilir enerji entegrasyonu, yenilenebilir enerji kesintileri ve sistem güvenilirliği) perspektifinden farklı kriterler dikkate alınarak gerçekleştirilmiştir.

Bu raporda ele alınan temel konular aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- Bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma mekanizmalarının Türkiye elektrik piyasasında uygulanabilirliğinin incelenmesi
- Bölgesel fiyatlandırma mekanizması için oluşabilecek azami ve asgari fiyat bölgesi sayısının belirlenmesi ve bu bölgelerin belirlenmesinde dikkat edilmesi gereken kriterlerin değerlendirilmesi
- İletim şebekeleri (154 kV ve 400 kV) bağlamında düğüm bazlı fiyat gelişiminin değerlendirilmesi
- Bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırmanın ulusal tek fiyat uygulamasına göre değerlendirilmesi

⁴ Raporda kısaca NZ2053 olarak da bahsedilmektedir.

ve negatif fiyatların oluşumunun analiz edilmesi

- Bölgesel ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmalarının aşağıdaki unsurlar üzerindeki olası etkileri:
 - İletim hatlarının yüklenmesi ve kısıtlar
 - Optimum değişken yenilenebilir enerji üretim tesisi ve enerji depolama tesis konumlandırmaları
 - Değişken yenilenebilir enerji üretimindeki kesintiler (curtailment)
 - Batarya enerji depolama tesis işletimi ve konumlandırmaları
 - Enerji üretim ve tüketim maliyetleri
 - Sosyal refah üzerindeki etkiler
 - Kapasite mekanizması

Rapor kapsamında, yukarıda belirtilen konular dikkate alınarak, Türkiye’de bölgesel ya da düğüm bazlı marjinal fiyatlandırma uygulamasının olası etkileri analiz edilmiş ve bu mekanizmaların değişken üretimli yenilenebilir enerji kapasitesinin sistem entegrasyonuna olan etkileri değerlendirilmiştir. Raporda ayrıca, bölgesel ve düğüm bazlı marjinal fiyatlandırma mekanizmalarının elektrik sisteminin verimli ve güvenilir işletimine katkıları ile maliyet etkin elektrik arzı üzerindeki etkileri de incelenmiştir.

Raporda ele alınan konular şu şekilde tasarlanmıştır:

- Bölüm 2’de, uluslararası elektrik piyasalarındaki farklı uzlaştırma mekanizmalarına ilişkin arka plan sunulmaktadır.
- Bölüm 3’te, Türkiye elektrik piyasasının mevcut durumu özetlenmektedir.
- Bölüm 4’te, çalışmada kullanılan modelleme metodolojisi ve temel varsayımlar detaylandırılmaktadır.
- Bölüm 5’te, analiz sonucunda elde edilen temel bulgular değerlendirilmektedir.
- Bölüm 6’da ise mevcut elektrik piyasası tasarımı dikkate alınarak çeşitli politika önerileri sunulmaktadır.



BÖLÜM 2

Uluslararası Elektrik
Piyasalarının
Temel Tasarım
İlkeleri ve Uzlaştırma
Mekanizmaları

1980'li yıllarda ivme kazanan ekonomik reformlar ve serbestleşme hamleleri, elektrik piyasası tasarımlarının da değişen ihtiyaçlar doğrultusunda evrimleşmesine yol açmıştır. Pek çok ülkede politika yapıcılar özel mülkiyet ve rekabetin sistem verimliliği ve hizmet kalitesini artırma potansiyeli nedeniyle, kilit sektörlerde kamunun baskın rolünü azaltmayı hedeflemiştir. Uzun yıllar boyunca doğal bir tekel olarak kabul edilen elektrik sektörü, özellikle üretim safhasının piyasa mekanizmalarına açılmasıyla birlikte yeniden tanımlanmıştır. Böylelikle, teknoloji ve maliyet açısından çeşitlilik gösteren üretim tarafı, rekabetin odağı hâline gelmiş ve bu sayede verimli üreticilerin gelişmesi, daha az verimli olanların ise piyasadan çıkması mümkün olmuştur.

Piyasa yapısından bağımsız olarak, elektrik sistemleri fizik kurallarına tabidir ve bu sistemlerin işletimi, geniş şebekeler boyunca çoklu üretici ve tüketici arasında gerçek zamanlı oluşan sürekli bir koordinasyona dayanır. Bu nedenle elektrik sektörü, hiçbir piyasa kuralının yadsıyamayacağı mutlak fiziksel sınırlar içinde faaliyet göstermek zorundadır. Bu bağlamda dikkate alınması gereken iki temel kısıt bulunmaktadır:

- **Arz ve talep sürekli dengede olmalıdır:** Şebeke genelinde, elektrik üretimi her an tüketimle eşit olmalıdır. En küçük dengesizlikler dahi nominal 50 Hertz'lik (Hz) frekanstan sapmalara yol açarak, sistem kararlılığını tehdit eder ve potansiyel olarak geniş çaplı elektrik kesintilerine neden olabilir. Elektriğin büyük ölçeklerde kolaylıkla depolanamaması nedeniyle, gerçek zamanlı denge sağlanması gerekliliği vazgeçilmez bir zorunluluktur.
- **Elektrik akışları sözleşmelere değil, fizik kurallarına uyar:** Alternatif akım (AC) sistemlerinde elektrik, ticari sözleşme ve işlemlere göre değil, hatların empedansına göre tüm mevcut iletim hatları boyunca kendiliğinden dağılır. Bir üretici, ürettiği elektriği belirli bir alıcıya yönlendiremez. Bunun yerine elektrik akışı tüm şebeke geneline yayılır. Bu durum, piyasa işlemleri aksini gösterse de, şebekenin bazı kısımlarında kısıtlara (congestion) yol açabilir.

Bu iki ilke, elektrik sistemleri için geçerli temel fizik kuralları olup, sistemde uygulanan düzenleme, politika ya da piyasa tasarımıyla değiştirilemezler. Bu nedenle dünyadaki tüm elektrik sistemleri (serbestleşmiş, dikey entegre tekel piyasalar v.b.) sistem kararlılığı ve güvenilirliği sağlamak amacıyla bir İletim Sistemi Operatörüne (İSO) ihtiyaç duyar. İSO'nun temel görevleri aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- Elektrik santrallerinin üretimlerini gerçek zamanlı olarak yöneterek, sistemin kararlılığını sağlamak.
- Rüzgâr veya güneş enerjisi üretiminde ani bir düşüş, üretim santrali arızası veya bir iletim hattının devre dışı kalması gibi beklenmedik durumlarda hızla devreye alınabilecek "rezerv kapasite" kaynaklarını planlamak.
- Piyasa işlemlerinde farklı bir sonuç öngörülse dahi, iletim şebekesi üzerindeki fiziksel akışların güvenli sınırlar içinde kalmasını sağlamak.
- Artan bir şekilde sistemde talep tarafı esnekliğinin⁵ kullanımını sağlamak. Örneğin, şebeke kısıtlarının olduğu bölgelerde sanayi tüketicileri, elektrik kullanımlarını kaydırmaya veya

⁵ NESO, (t.y.). Demand Flexibility Service explained. <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/demand-flexibility-service/demand-flexibility-service-explained>

azaltmaya teşvik edilerek, kısıtların önüne geçilmesi sağlanabilir. Talep tarafı esnekliğinin etkin kullanımı, sistem kısıtlarını yönetmek için ilave üretim birimlerini devreye almakla aynı dengeleyici faydayı sağlayabilir.

Şebekede arz ve talebin anlık dengelenmesi, şebeke işletimi sırasında eşzamanlı bir şekilde yapılamadığı için, şebeke dengelenmesinde önceden planlama ve programlama yapılması gerekir. Bu süreçlerin en kritik halkasını Gün Öncesi Piyasası (GÖP) oluşturur. GÖP, üretimi ayarlanabilen santrallerin, yenilenebilir enerji santrallerinin, depolama ünitelerinin ve esnek talebin ertesi güne ait yük tekliflerini sunduğu ve saatlik talebin nasıl karşılanacağını belirlediği temel platformdur. Oluşturulan saatlik program yalnızca öngörülen arz ve talebi eşleştirmekle kalmamalıdır. Bunlarla birlikte, şebeke kısıtlarını ve sayaç arkası üretim tesislerinin teknik sınırlarını da gözetmelidir.

Bu bağlamda, çalışma kapsamında elektrik piyasası tasarımının iki temel unsuruna odaklanılmaktadır:

- 1. Planlama ve Sıralama⁶ (Scheduling and Dispatch):** Özellikle GÖP dikkate alınarak, elektrik santralleri ve esnek kaynakların talebi güvenilir ve maliyet etkin bir şekilde karşılamak üzere nasıl kullanılacağını planlanması ve uygulanması süreçlerini kapsar.
- 2. Uzlaştırma ve Fiyatlandırma⁷ (Settlement and Pricing):** Elektrik ticaretinin nasıl fiyatlandırılacağını ve maliyetler ile gelirlerin üretici, tüketici ve diğer piyasa katılımcıları arasında nasıl dağıtılacağını belirlediği finansal çerçeveyi kapsar.

Birlikte ele alındığında, bu süreçler elektrik piyasası tasarımının bel kemiğini oluşturmaktadır. Bu süreçler birlikte, hem sistemin kısa vadeli işletimini şekillendirir, hem de daha esnek, güvenilir ve karbonsuz bir elektrik sektörüne geçişe yönelik uzun vadeli yatırım sinyallerini belirlerler.

2.1. Planlama ve Sıralama

Her elektrik piyasasının temel işlevlerinden biri, hangi elektrik üretim santrallerinin (enerji depolama ya da esnek talep gibi diğer kaynakları da içerecek şekilde) ne zaman ve hangi üretim seviyesinde çalışacağını belirlemektir. Planlama ve sıralama (Scheduling and Dispatch) olarak adlandırılan bu süreç, piyasa işleyişi ile elektrik sisteminin fiziksel işletimi arasındaki "uygulama" bağlantısıdır. Bu süreç olmadan arz ve talebin hassas dengesi korunamaz ve iletim şebekesi güvenli bir şekilde işletilemez.

Genel olarak, dünya elektrik piyasalarında kullanılan iki temel yaklaşım vardır: merkezi planlama (centralized scheduling) ve kendi kendine planlama (self-scheduling).

- Merkezi planlamada piyasa işletmecisi, üreticilerden ve talep tarafı katılımcılarından bilgi toplayarak genellikle bir gün önceden koordine bir program oluşturur.
- Kendi kendine planlamada ise üretim tesisleri, piyasa fiyatları ve teknik limitlere bağlı olarak ne zaman ve nasıl çalışacaklarına kendileri karar verirler.

⁶ Wood, Allen J., Bruce F. Wollenberg, and Gerald B. Sheblé. (2013). Power generation, operation, and control. John Wiley & Sons.

⁷ Conejo, Antonio J., Miguel Carrión, and Juan M. Morales. (2010). Decision making under uncertainty in electricity markets. Vol. 1. New York: Springer.

Uygulamada modern elektrik piyasalarının çoğu, gün öncesi (day-ahead) için bir tür merkezi planlama yöntemi kullanırlar. Gün öncesi zaman dilimi, ertesi günkü şebeke işletiminin fiziksel olarak uygulanabilir ve ekonomik açıdan etkin işletilmesinin en güvenilir ve en verimli yoludur. Kendi kendine planlamada ise daha az serbestleşmiş piyasalarda ya da ikili anlaşmaların baskın olduğu ve merkezi koordinasyonun daha az etkin olduğu piyasalarda yaygın olarak kullanılmaktadır.

2.1.1. Merkezi Planlama

Merkezi planlama (centralized scheduling) kapsamında piyasa işletmecisi, genellikle Gün Öncesi Piyasası (GÖP) aracılığıyla ertesi gün için saatlik veya daha kısa periyotlu (15 dk ya da 30 dk) ayrıntılı bir işletme planı oluşturur. Bu süreçte üreticiler, fiyat tekliflerinin yanı sıra rampalanma hızları ve asgari-azami kapasite kısıtları gibi teknik verileri de sisteme sunarlar. Bazı sistemlerde talep tarafı ve depolama tesisleri de yük kaydırma veya azaltım teklifleriyle sürece katılırlar. Piyasa işletmecisi, tüm bu verileri bir optimizasyon sürecinden geçirerek toplam maliyeti minimize etmeyi amaçlar. Ancak işletmeci, bu ekonomik hedefin yanı sıra ünite kısıtları, sistem dengesi ve kararlılık için gerekli minimum üretim seviyeleri gibi kritik operasyonel faktörleri de gözeterik uygulanabilir bir program hazırlar.

Düşük maliyetli üretimin, iletim kısıtları nedeniyle iletiminin sınırlandırılması sistem işletimi sırasında sıkça karşılaşılan bir zorluktur. Bu zorluklar gerçek zamanda İSO tarafından ele alınır. Örneğin, bir bölgede yüksek miktarda rüzgâr veya güneş üretimi olabilir, ancak bu üretime karşılık yeterli seviyede talep veya iletim kapasitesi bulunmayabilir. Bu gibi durumlarda İSO, düşük maliyetli enerji üretiminin bir kısmını kısıtlamak ve bunun yerine talep merkezlerine daha yakın bulunan daha pahalı santralleri devreye almak zorunda kalabilir. Bu durum, toplam sistem maliyetini artırsa da, şebekenin aşırı yüklenmesini önleyerek elektriğin güvenilir şekilde iletilmesini sağlar. Güvenlik Kısıtlı Ünite Taahhüdü (Security-Constrained Unit Commitment, SCUC) olarak bilinen bu dengeleme süreci, aşağıdaki amaçları kapsar:

- Ekonomik Verimlilik: Toplam sistem maliyetini en aza indiren kaynakların seçilmesi.
- Güvenlik: Oluşturulan kaynak programının şebeke kısıtlarına uygun ve şebekenin hem normal yükte hem de stres altında güvenilirliğini sağlamak.

2.1.2. Kendi Kendine Planlama (Self-Scheduling)

Bazı elektrik piyasalarında merkezi planlamanın aksine, üretim ve tüketim planlamasında piyasa işletmecisinin yerine sorumluluğun bireysel piyasa katılımcılarına ait olduğu kendi kendine planlama yöntemi kullanılmaktadır. Bu piyasa tasarımında, her bir üretici, tedarikçi veya büyük tüketici, belirlenen kapı kapama (gate closure) zamanı öncesinde, bir sonraki dönem için planladığı işletim programını piyasa işletmecisine sunmaktadır. Böylelikle, kapı kapama anında tüm katılımcılar, her bir uzlaştırma döneminde ne kadar elektrik üretmeyi veya tüketmeyi planladıklarını bildirmiş olurlar. Bu bilgiler sunulduktan sonra da, İSO elektrik sisteminin operasyonel kontrolünü sağlar. İSO daha sonra, sistemin gerçek zamanlı olarak dengeli ve işletimin fiziksel açıdan mümkün olmasını sağlamak için planlanan zamanlamalarda (schedule) düzenlemeler yapabilir. Bu ayarlamalar aşağıdaki uygulamalarla yapılabilir:

- **Dengeleme mekanizması (Balancing mechanism):** İSO'nun işlettiği ve üreticilerden üretim artırma veya azaltma; tüketicilerden ise talep ayarlama tekliflerini değerlendirdiği piyasadır.
- **İkili yan hizmet sözleşmeleri (Bilateral ancillary service contracts):** Toptan elektrik piyasası dışında sağlanan rezerv kapasite, gerilim kontrolü, frekans tepki hizmeti ve diğer güvenilirlik hizmetlerine ilişkin anlaşmaları kapsamaktadır.

Kendi kendine planlama piyasalarında piyasa işletmecisi, ileri dönemli zamanlama sürecinde sınırlı bir rol oynadığından, katılımcıların üretim ve tüketim planlarını sistem ihtiyaçlarıyla uyumlu hale getirmeleri için güçlü teşvikler sağlamaktadır.

Kendi kendine planlama uygulamasının belirleyici özelliği, katılımcıların sözleşmeyle taahhüt ettikleri üretim ve tüketim tahminlerinin gerçek üretim veya tüketimleri ile uyumlu olmasını zorunlu kılan dengesizlik fiyatlandırmasıdır. Her bir dengeleme döneminde (saatlik, 30 dakikalık vb), katılımcıların sözleşme hacimlerinin, gerçekleşen üretim veya tüketimleriyle eşleşmesi gerekmektedir. Öngörülen ve gerçekleşen üretim ve tüketimler, dengesizlik fiyatı⁸ üzerinden uzlaştırılır. Bu uygulamada, üretim ve tüketimlerin doğru tahmin edilmesi ve bu tahminlere göre sözleşme yapılması teşvik edilmektedir. Kendi kendine planlama uygulaması, sistemin kendi içinde dengede kalmasına yardımcı olur ve arz ile talebin her an eşleşmesi gerektiğine ilişkin temel fizik gerekliliğini destekler. Ancak, kendi kendine planlama uygulamasında, çoğu zaman şebekenin mevcut fiziksel koşulları değerlendirilmemektedir.

2.2. Uzlaştırma ve Fiyatlandırma

Planlama ve sıralamanın (scheduling and dispatch) yanı sıra, elektrik piyasalarının bir diğer önemli tasarım noktası, piyasa fiyatlarının oluşum yöntemlerinin belirlenmesi ve hangi coğrafi çözünürlükte (düğüm bazlı, bölgesel, ulusal) uygulanacağına karar verilmesini kapsar. Bir başka ifadeyle, piyasada tüm sistem için tek ve ortak bir fiyatın mı uygulanacağı, yoksa belirlenen bölgelerin her biri için ayrı fiyatların mı belirleneceği ya da şebekenin her noktasındaki koşulları yansıtan ayrıntılı konumsal fiyatlara mı geçileceği konusunda bir tercih yapılması gerekmektedir. Fiyatlandırmadaki konumsal çözünürlük derecesi, yatırım sinyallerini, tüketici maliyetlerini, yenilenebilir enerji entegrasyonunu ve şebeke kullanımının verimliliğini şekillendiren önemli bir etmendir. Genel olarak, uluslararası düzeyde uzlaştırma ve fiyatlandırma konusunda üç temel model benimsenmiştir:

- **Ulusal (tekil) fiyatlandırma:** Tüm piyasa alanı için tek bir elektrik fiyatı⁹ geçerlidir. Her üretici ve tüketici, konumdan bağımsız olarak her uzlaştırma döneminde oluşan fiyata maruz kalır.
- **Bölgesel fiyatlandırma (zonal):** Piyasa, belirli sayıda bölgeye ayrılır. Bir bölgedeki tüm katılımcılar aynı fiyata tabidir ancak fiyatlar, arz-talep koşulları ve bölgeler arası iletim kapasitesine bağlı olarak bölgeler arasında farklılık gösterir. Bu yöntemi İsveç, İtalya, Norveç gibi bazı Avrupa ülkeleri kullanmaktadır.

⁸ Chaves-Avila v.d. (2013). The interplay between imbalance pricing mechanisms and network congestions - Analysis of the German electricity market. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957178713000738>

⁹ Türkiye'de de bu yöntem kullanılmaktadır.

- **Düğüm bazlı fiyatlandırma (nodal):** Fiyatlar, iletim sistemi üzerindeki her bir düğüm (veriş veya çekiş noktası) için hesaplanır. Her düğüm (node), üretim maliyetleri, şebeke kayıp ve kısıtları göz önünde bulundurularak, talebin karşılanmasında oluşan gerçek yerel maliyetleri yansıtır. Bu sistem ise ABD organize elektrik piyasalarının çoğunda kullanılmaktadır.

Bu üç yaklaşım, sadelik ve şeffaflıktan (ulusal fiyatlandırma) hassasiyet ve verimliliğe (düğüm bazlı fiyatlandırma) uzanan bir yapı olarak görülebilir. Her bir model, farklı elektrik piyasalarında kullanmakla birlikte, her birinin kendine özgü güçlü ve zayıf yönleri bulunmaktadır.

2.2.1. Ulusal fiyatlandırma

Ulusal fiyatlandırma, tekil (uniform) fiyatlandırma olarak da adlandırılan en basit uzlaştırma tasarımı olmakla birlikte, günümüzde yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu tasarım, Türkiye'nin yanı sıra Almanya, Fransa ve İspanya gibi ülkelerde de kullanılmaktadır. Bu sistemde, her uzlaştırma dönemi için genellikle gün öncesi piyasası (GÖP) ile belirlenen ve tüm piyasada uygulanan tek bir toptan elektrik fiyatı geçerlidir.

Ulusal bir piyasada, üreticiler elektrik satmak için teklif verir ve tüketiciler (veya onların adına hareket eden tedarikçiler) elektrik satın almak için taleplerini sunarlar. İhale, talep tahminine göre eşleşir ve marjinal santral, yani talebi karşılamak için devreye alınacak son üretim birimi, fiyatı belirler. Tüm katılımcılar, konumlarından bağımsız olarak bu tek uzlaştırma fiyatı (piyasa takas fiyatı - PTF) üzerinden gelir elde eder veya ödeme yaparlar.

Ulusal fiyatlandırma uygulaması, üretim ve tüketim noktalarının konumları dikkate alınmadığından ticaret açısından oldukça basittir. Piyasa katılımcılarının, sözleşme yaparken iletim kısıtlarını veya bölgesel arz-talep dengelerini dikkate almalarına gerek yoktur. İşletmedeki bu sadeliğe karşın, şebekenin fiziksel kısıtları dikkate alındığında, piyasada oluşan üretim-tüketim programı her zaman fiilen uygulanabilir olmayabilir. Bu sorunu çözmek için İletim Sistemi Operatörü (İSO) kapı kapanışından sonra devreye girmektedir. Planlanan üretim sıralaması iletim sisteminin bazı kısımlarını aşırı yükleyecek olursa İSO, başta dengeleme mekanizması olmak üzere, üretim ve talebi gerçek zamanlı olarak ayarlamak için çeşitli piyasa araçları kullanır. Dengeleme mekanizmasında piyasa katılımcıları, ünitelerine ve konumlarına özgü olmak üzere, üretimi artırma veya azaltma, ya da tüketicilerin talep değişikliğine gitmelerine yönelik istekliliklerini ve fiyatlarını içeren teklif ve taleplerini sunarlar. İSO daha sonra, iletim kısıtlarına göre, toplam sistem maliyetini en aza indiren kombinasyonu seçer.

Bu süreç genellikle "devreye alma" veya "devreden çıkarma" olarak (Yük al/Yük at - YAL/YAT) tanımlanır:

- Bir üretici, ulusal ihalede eşleşmemiş olsa bile sistem kısıtları nedeniyle üretimini artırması için ödeme alabilir (constrained-on).
- Buna karşılık, ulusal ihalede eşleşmemiş olsa bile bir üreticiden üretimini azaltması istenebilir (constrained-off).

Gerçekleşen bu YAL/YAT talimatı maliyetleri, genellikle sistem bedelleri yoluyla tüketicilerden tahsil edilir. Bu bağlamda ulusal fiyatlandırma iki aşamalı bir sürece dayanır:

- İletim şebekesinin kısıtlarının dikkate alınmadığı basit tek fiyatlı bir ihale,
- Sistemi fiziksel olarak uygulanabilir hale getirmek için İSO'nun uygulayacağı dengeleme talimatları.

Bu model uygulaması şeffaf ve kolay idare edilebilirdir. Ancak, yenilenebilir enerjinin belirli bölgelere yoğunlaştığı veya iletim kısıtlarının sık yaşandığı sistemlerde giderek daha verimsiz hale gelebilir.

2.2.2. Bölgesel fiyatlandırma

Bölgesel fiyatlandırma uygulamasında piyasa, her birinin kendi içinde fiyatlandırıldığı belirli sayıda bölgeye ayrılır. Bir bölge içinde tüm katılımcılar aynı fiyata tabidir. Ancak bölgeler arası fiyatlar, arz-talep dengeleri ve bölgesel iletim bağlantılarının kapasitesi doğrultusunda farklılık gösterir. Teorik olarak toplam bölge sayısı şebekedeki düğüm (trafo merkezi) sayısına kadar çıkabilir. Ancak uygulamada, çoğu piyasada 10'dan az bölge bulunmaktadır. Bölgesel uzlaştırma yöntemi kullanan piyasalara örnek olarak, Avustralya Ulusal Elektrik Piyasası (NEM) ve İtalya'nın yanı sıra, Norveç, İsveç, Finlandiya, Danimarka ve Baltık ülkelerini kapsayan İskandinav NordPool sistemi verilebilir.

Bölgesel fiyatlandırma, hem kendi kendine (self-scheduling) planlama hem de merkezi planlama (centralized scheduling) ile birleştirilebilir:

- NordPool gibi kendi kendine planlama kullanan piyasalarda, her bölge içindeki piyasa katılımcıları planladıkları üretim/tüketim programlarını taahhüt ederler. Bölgeler arası ticaret ise, iletim kapasitesinin doğrudan rezerve edilmesiyle veya bölgesel spot fiyatları belirlerken kapasiteyi dolaylı olarak tahsis eden bir piyasa eşleştirme (market coupling) algoritması kullanılarak gerçekleştirilir.¹⁰
- Merkezi planlama kullanılan piyasalarda piyasa işletmecisi, hem üretici hem de bölgesel iletim kısıtlarını dikkate alarak bir optimizasyon yapar. Bu işlemde sonra fiyat ve uzlaştırmalar bölgesel bazda hesaplanmaktadır.

Bölgesel uzlaştırma yönteminde bölgeler arası fiyat farkları, şebeke kısıtlarını ve arz-talep dengesizliklerini ortaya koyduğundan, ulusal fiyatlandırmaya¹¹ göre daha güçlü konumsal sinyaller sağlamaktadır. Bu durumda, üretimin talebe daha yakın konumlanmasının teşvik edilmesi veya hangi bölgelerde şebekenin güçlendirilmesi gerektiğine yönelik sinyaller sağlanabildiğinden, bölgesel fiyatlandırma uygulaması yatırım kararlarını yönlendirebilir.

¹⁰ Nordpool Spot. (t.y.) Explicit and implicit capacity auction.

https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/pcr/how-does-it-work_explicit-and-implicit-capacity-auction.pdf

¹¹ Eickle, A. ve Schittekatte, T. (2022). Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2022/02/MITEI-WP-2022-01.pdf>

Bununla birlikte bölgesel uzlaştırma uygulamasının da çeşitli zorlukları bulunmaktadır:

- İletim şebekeleri ve talep yapıları zaman içinde değiştiğinden, sabit bölge sınırları geçerliliğini yitirebilir. Bölgelerin yeniden çizilmesi ise hem politik hem de teknik açıdan karmaşık bir süreçtir.
- Bir bölgenin içinde de iletim kısıtları meydana gelebilir. Her bölge içindeki katılımcıların tamamı aynı piyasa fiyatına tabi olduğu için, bu kısıtlar piyasada görünmez. Sonuç olarak ISO, çoğu zaman bölgeler içinde de YAL/YAT talimatı vermek zorunda kalabilir ve bu durum ek maliyetler oluşturabilir ve sistem işlemini karmaşıktırabilir.

Genel olarak bölgesel fiyatlandırma, düğüm bazlı fiyatlandırmadan daha kolay uygulanabilse de, daha düşük oranda sistem verimliliği ve yatırım sinyalleri sunmaktadır. Bununla birlikte, sistem işletmesinde ISO müdahalelerini tamamen ortadan kaldıramamaktadır.

2.2.3. Düğüm bazlı fiyatlandırma

Uygulamadaki en yüksek konumsal çözünürlüğü düğüm bazlı fiyatlandırma (Locational Marginal Pricing - LMP) mekanizması sağlamaktadır. Bu yöntemde fiyatlar, iletim şebekesi üzerindeki her bir düğüm (node) için hesaplanmaktadır. Bu tasarım, Yeni Zelanda ve Singapur gibi ülkelerde ve Amerika Birleşik Devletleri'ndeki neredeyse tüm organize elektrik piyasalarında (PJM, NYISO, ISO-NE, SPP, CAISO ve ERCOT dahil) kullanılmaktadır.

Düğüm bazlı fiyatlandırma, belirli bir uzlaştırma döneminde, sistemin her düğümünde ek bir birim elektriğin sağlanmasının gerçek yerel maliyetini yansıtır. Bu yerel maliyet üç ana faktöre bağlıdır:

1. **Üretim maliyetleri:** Mevcut üreticilerin sunduğu teklifler dikkate alınarak hesaplanır.
2. **Şebeke kısıtları:** Elektriğin, şebeke boyunca aktarılabilmesi için yeterli iletim kapasitesi olup olmadığına göre belirlenir.
3. **Kayıplar:** Elektriğin uzun mesafelere taşınması sırasında oluşan enerji kayıpları dikkate alınarak hesaplanır.

Sonuç olarak düğüm bazlı fiyatlar konuma göre farklılık göstermektedir. Bu farklılıklar genel olarak aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- Üretim fazlasının maliyet etkin ve talebin sınırlı olduğu bölgelerde fiyatlar düşük olma eğilimindedir.
- Talebin yüksek, yerel üretimin sınırlı veya şebeke kısıtlarının sık olduğu bölgelerde fiyatlar daha yüksektir.

İletim altyapısının, mevcut üretim ve talep dağılımını kısıt oluşturmaksızın karşılayabildiği sistemlerde, düğümlerde oluşan fiyatlar düşük seviyelerde gerçekleşmekte ve ağırlıklı olarak şebeke kayıplarını yansıtmaktadır. İletim kısıtlarının olduğu durumlarda ise, iletim kapasitesindeki sınırlamalar nedeniyle düğümler arasında belirgin fiyat farklılıkları meydana gelmektedir. Fiyatlardaki bu ayrışma, yatırım ve işletme kararlarına yön veren güçlü bir konumsal sinyal niteliği taşımaktadır.

Düğüm bazlı (nodal) fiyatlandırmada, GÖP merkezi bir rol oynar. Piyasa işletmecisi, iletim kısıtları ve üretim birimi sınırlamalarını dikkate alarak, arz ve talebin eş zamanlı olarak dengelendiği sınırlı bir optimizasyon yürütmektedir. Bu sürecin sonucunda, bir sonraki güne ilişkin üretim sıralaması ve her bir düğümde talebin karşılanması marjinal maliyetini yansıtan düğüm bazlı fiyatlar belirlenmektedir. Söz konusu fiyatlar mali açıdan bağlayıcı nitelikte olup, piyasa uzlaştırmalarının esasını oluşturmaktadır.

Şebekenin gerçek zamanlı işletmesinde, sistem koşullarının değişimine bağlı olarak ISO üretimde gerekli ayarlamaları yürütmektedir. Ancak düğüm bazlı fiyatlandırmada, GÖP'te oluşan sıralama iletim kısıtlarını dikkate aldığından, gerekli YAL/YAT talimat (redispatch) miktarı, ulusal veya bölgesel (zonal) fiyatlamaya uygulamalarına kıyasla genellikle daha sınırlı düzeyde kalmaktadır. Bu yapıda, şebeke kısıtı (congestion) ve iletim kayıplarına ilişkin maliyetler piyasa fiyatlarına tam olarak yansıtılabildiğinden, düğüm bazlı fiyatlamaya ekonomik açıdan en etkin piyasa tasarımı olarak tanımlanabilir.

Bununla birlikte, bu yapının önemli bir zorluğu işletimdeki karmaşıklığıdır. Düğüm bazlı fiyatlandırma, gelişmiş optimizasyon araçlarının kullanılmasını, iletim şebekesinin ayrıntılı şekilde modellenmesini ve yüksek düzeyde veri şeffaflığını gerektirmektedir. Ayrıca, her bir uzlaştırma döneminde binlerce farklı düğüm bazlı fiyatın oluşması, piyasa katılımcıları ve politika yapıcılar açısından yorumlama ve değerlendirme güçlükleri doğurabilmektedir. Buna rağmen, piyasa sonuçlarının fiziksel sistem gerçekleriyle en doğru biçimde uyumlaştırılmasını sağlayan yöntem olarak genellikle, düğüm bazlı fiyatlamaya kabul edilmektedir.

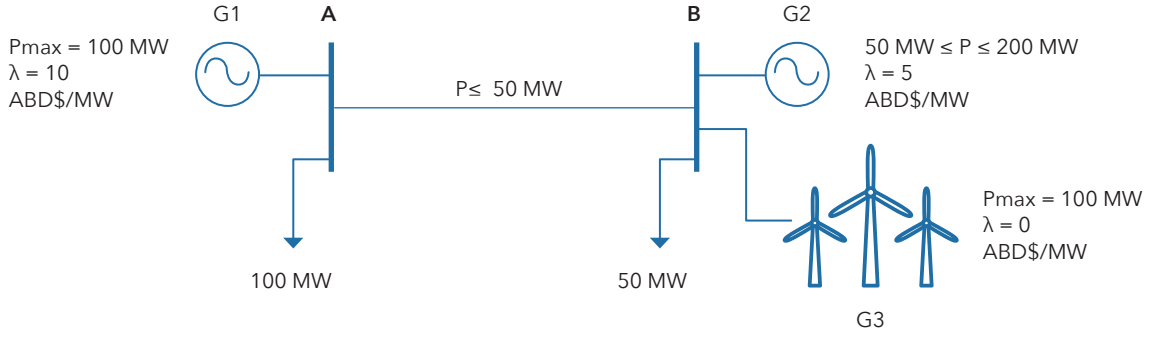
2.3. Ulusal ve Düğüm Bazlı Fiyatlandırma Yöntemlerinin Örneklemeli Karşılaştırması

Ulusal (uniform) ile düğüm bazlı marjinal fiyatlandırma (LMP) arasındaki farkların daha iyi anlaşılabilmesi amacıyla, Şekil 1'de basitleştirilmiş örnek bir elektrik sistemi verilmektedir. Söz konusu şebeke, kapasitesi sınırlı bir iletim hattı üzerinden birbirine bağlanan üç üretim birimi ve iki talep düğümünden (node) oluşmaktadır.

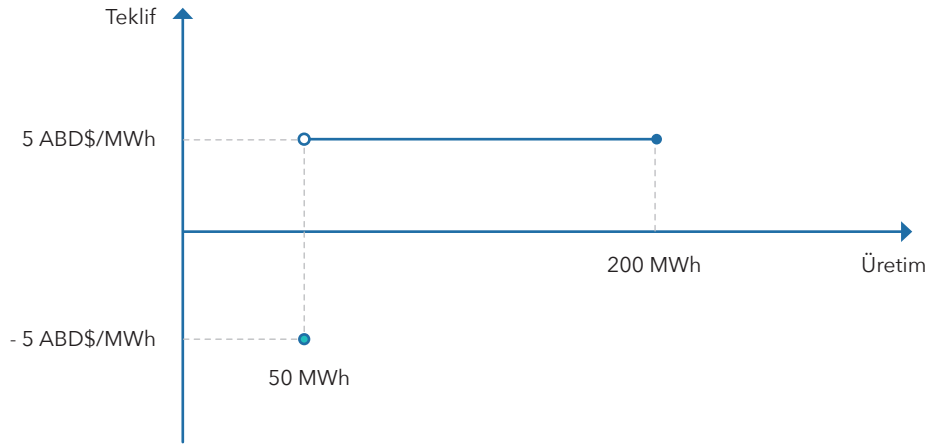
- **Üretim Birimi G1:** Talep Düğümü A'ya yakın bir konumda yer almakta olup, marjinal maliyeti megavat saat başına 10 ABD Doları (10 ABD\$/MWh) seviyesindedir.
- **Üretim Birimi G2:** Talep Düğümü B'de konumlu olup, 50 MW ile 200 MW aralığında üretim yapabilmektedir. G2 birimi, kademeli bir teklif eğrisi (50 MW seviyesinde -5 ABD\$/MWh; 200 MW'a kadar olan üretim için ise 5 ABD\$/MWh) sunmaktadır. Bu durum, söz konusu ünitenin teknik nedenlerle sürekli çevrimde kalması gerektiğini göstermektedir. G2 biriminin teklif eğrisi Şekil 2'de gösterilmiştir.
- **Üretim Birimi G3:** Talep Düğümü B'ye yakın bir konumda yer alan bir rüzgâr enerjisi santrali olup, marjinal maliyeti sıfır olarak kabul edilmektedir.

Her bir talep düğümündeki (node) toplam talebin 150 MW olduğu ve bu talebin şebeke genelinde dağıldığı varsayılmaktadır. İki bölgeyi birbirine bağlayan iletim hattının kapasitesi ise 50 MW ile sınırlıdır.

Şekil 1. Basitleştirilmiş referans bir sistem



Şekil 2. G2 üretim biriminin teklif eğrisi



Bu örnek, dört farklı işletme durumu ve iki uzlaştırma yaklaşımıyla (ulusal uzlaştırma ve düğüm bazlı uzlaştırma) fiyatların ve uzlaştırmaların nasıl farklılaştığını göstermektedir. Farklı senaryolar için oluşan sonuçlar Tablo 1’de özetlenmektedir.

Tablo 1. Farklı senaryolar için gerçekleşen sonuçlar

Durum	Koşul	Üretim (MW)				Teklif (ABD\$/MWh)			Üretim Maliyeti (ABD\$)		Yük Ödemesi (ABD\$)		Sistem Operatörü Gölge Fiyatı (ABD\$)
		PG1	PG2	PG3	Toplam	Ulusal	Konumsal		Ulusal	Konumsal	Ulusal	Konumsal	
							LMP A	LMP B					
1	İletim Kısıtı Yok, Rüzgâr Devre Dışı	0	150	0	150	5	5	5	$150 \times 5 = 750$	$(0 \times 5) + (150 \times 5) = 750$	$150 \times 5 = 750$	$(100 \times 5) + (50 \times 5) = 750$	0
2	İletim Kısıtı = 50 MW, Rüzgâr Devre Dışı	50	100	0	150	10	10	5	$150 \times 10 = 1500$	$(50 \times 10) + (100 \times 5) = 1000$	$150 \times 10 = 1500$	$(100 \times 10) + (50 \times 5) = 1250$	250
3	İletim Kısıtı = 50 MW, Rüzgâr tam kapasite, G2 zorunlu değil	50	0	100	150	10	10	0	$150 \times 10 = 1500$	$(50 \times 10) + (100 \times 0) = 500$	$150 \times 10 = 1500$	$(100 \times 10) + (50 \times 0) = 1000$	500
4	İletim Kısıtı = 50 MW, Rüzgâr tam kapasite, G2 çevrimde kalmak zorunda	50	50	50	150	10	10	-5	$150 \times 10 = 1500$	$(50 \times 10) + (100 \times -5) = 0$	$150 \times 10 = 1500$	$(100 \times 10) + (50 \times -5) = 750$	750 (500 ABD\$ Ekonomik Fazlalık 250 ABD\$ Yenilenebilir talimat ödemesi)

2.3.1. İletim kısıtının olmadığı ve rüzgâr enerji santralının devre dışı olduğu senaryo

İlk durumda, iletim hattında herhangi bir kısıt bulunmamaktadır ve rüzgâr enerji santrali devre dışıdır. Toplam 150 MW'lık sistem talebi, G1 tarafından 50 MW ve G2 tarafından 100 MW olacak şekilde karşılanmaktadır.

- Ulusal uzlaştırmada, tüm düğümlerde 5 ABD\$/MWh seviyesinde tek bir fiyat geçerlidir.
- Düğüm bazlı uzlaştırma (LMP) durumunda da aynı sonuç elde edilmektedir. Her iki düğümde LMP 5 ABD\$/MWh olarak gerçekleşmektedir, çünkü iletim hattında herhangi bir kısıt bulunmamaktadır.

Toplam üretim maliyeti 750 ABD\$ seviyesinde oluşmakla birlikte, her iki uzlaştırma mekanizması da aynı sonuçları vermektedir.

2.3.2. İletim kısıtının 50 MW olduğu ve rüzgâr enerjisi santralının devre dışı olduğu senaryo

İkinci durumda da yine rüzgâr enerjisi santrali devre dışı olmakla birlikte, bu sefer, iletim hattının kapasitesinin 50 MW ile sınırlı olduğu varsayılmıştır. Bu durumda, G1 ünitesi hattın kapasitesiyle sınırlı olarak 50 MW üretim yaparken, kalan 100 MW talebin, yerel olarak G2 ünitesinden karşılanması gerekmektedir.

- Ulusal uzlaştırmada, sistem genelinde piyasa eşleşme fiyatı 10 ABD\$/MWh seviyesindedir.
- Düğüm bazlı uzlaştırma yönteminde ise fiyatlar farklılık göstermektedir. Düğüm A'da, G1 ünitesinin marjinal maliyeti olan 10 ABD\$/MWh LMP fiyatı oluşurken, Düğüm B'de G2 ünitesinin teklifi olan 5 ABD\$/MWh LMP fiyatı olarak gerçekleşir.

Bu durum, her düğümdeki tüketiciler için farklı maliyetler ortaya çıkarırken, iletim hattındaki kısıtların varlığını da göstermektedir. Bir diğer önemli nokta ise, iletim sistemi işletmecisinin (İSO) 250 ABD\$ seviyesinde bir gelir elde etmesidir. Bu durum, iletim kapasitesi kısıt yönetiminin mali değerini de yansıtmaktadır.

2.3.3. İletim kısıtının 50 MW olduğu ve rüzgâr enerjisi santralının tam kapasite işletildiği ancak G2 ünitesinin zorunlu olmadığı senaryo

Üçüncü durumda, rüzgâr enerjisi santrali tam kapasite ile çalışmaktadır. G1 ünitesinden 50 MW ve rüzgâr enerjisi santralinden 100 MW olmak üzere toplam 150 MW talep, G2 ünitesine ihtiyaç duyulmadan karşılanabilmektedir.

- Ulusal uzlaştırma yönteminde sistem genelinde 10 ABD\$/MWh seviyesinde tek bir fiyat oluşur.
- Düğüm bazlı uzlaştırma yönteminde ise farklı fiyatlar gözlemlenir. Düğüm A'da LMP 10 ABD\$/MWh, Düğüm B'de ise talep rüzgâr enerjisi santrali ile yerel olarak karşılandığından LMP 0 ABD\$/MWh olarak gerçekleşir.

Bu fark, düğüm bazlı fiyatların yenilenebilir enerji kaynaklarının etkilerini ve şebeke kısıtlarını yansıtmadaki başarısını ortaya koymaktadır. ISO, üretim fazlası rüzgâr enerjisinin iletiminin, hattın iletim kapasitesinin sınırlı olmasından dolayı 500 ABD\$ ekonomik bir tasarruf elde eder.

2.3.4. İletim kısıtının 50 MW olduğu, rüzgâr enerjisi santralının tam kapasite çalıştığı fakat G2 ünitesinin çevrimde olmak zorunda olduğu senaryo

Dördüncü durumda, rüzgâr enerjisi santrali yine tam kapasite ile çalışmakta, ancak sistem kararlılığı nedeniyle (örneğin atalet desteği, gerilim desteği vb) G2 ünitesi de çevrimde kalmak zorundadır. G2 ünitesi, asgari stabil üretim seviyesi için 50 MW'a karşılık -5 ABD\$/MWh seviyesinde, yani negatif bir fiyatla teklif vermektedir. Bu durum, G2 ünitesinin çalışmasını durdurmasının teknik olarak maliyetli olmasından dolayı, çevrimde kalabilmek için ödemeye razı olduğu tutarı göstermektedir.

- Ulusal uzlaştırma altında, fiyat yine sistem genelinde 10 ABD\$/MWh olarak gerçekleşir.
- Düğüm bazlı uzlaştırma altında, Düğüm A'da LMP 10 USD/MWh, Düğüm B'de LMP -5 USD/MWh olarak belirlenir. Bu durum, G2 ünitesinin zorunlu çalışma durumunu (must-run) ve yerel arz fazlasını yansıtmaktadır.

Bu senaryoda, konumsal fiyat farkı oluşmuştur. Düğüm B'deki tüketiciler fiilen negatif fiyatlarla karşılaşırken, Düğüm A'daki tüketiciler daha yüksek maliyetlere maruz kalmaktadır. Sistem operatörünün elde edeceği toplam tasarruf 750 ABD\$ seviyesindedir. Bu miktarın 500 ABD\$'lık kısmı kısıt yönetiminden, kalan 250 ABD\$'lık kısmı ise rüzgâr enerjisi kesintilerini (curtailment) yönetmek/telafi etmek için diğer santralin yaptığı ödemelerden elde edilecektir.

2.3.5. Çıkarımlar

Yukarıda betimlenen örnek çerçevesinde, aşağıda özetlenen noktalar öne çıkmaktadır:

- 1. Ulusal uzlaştırma, konumsal farklılıkları maskeleymektedir:** Şebeke kısıtı ya da yenilenebilir enerji üretim seviyesi ne düzeyde olursa olsun, ulusal fiyatlandırma sisteminde tek bir fiyat geçerli olmaktadır. Bu yaklaşım, fiyatlandırmayı sadeleştirse de, oluşacak fiziksel şebeke kısıtlarını göz ardı eder ve sistem operatörünün bu kısıtları çözmek için talimat (YAL/YAT) vermesini gerektirir.
- 2. Düğüm bazlı uzlaştırma yönteminde şebeke koşulları noktasal olarak detaylandırılabilir:** Fiyatlar, şebeke kısıtları ve yenilenebilir enerjinin kullanılabilirliğine göre düğüm (node) bazında farklılaşmaktadır. Bu durum, talep tarafı katılımı, enerji depolama veya iletim seviyesindeki yeni yatırımların uygulanabileceği yerlere yönelik şeffaf sinyal sunmaktadır.
- 3. Düğüm bazlı uzlaştırmada şebeke kısıtları ve yönetim talimatı (YAL/YAT) maliyetleri azalmaktadır:** LMP mekanizmasında iletim sistemi operatörleri, iletim hatlarının sınırlı kapasitesi ve bu kapasitenin yönetilmesine yönelik oluşan ek maliyetlere katlanmadıkları için bir gelir oluşmaktadır. Ulusal fiyatlandırma mekanizmasında ise, YAL/YAT talimatı maliyetleri ulusal fiyatın dışında kalmaktadır ve bu maliyet çoğu zaman tüketicilere yansıtılmaktadır.

4. **Çalışması zorunlu (must-run) üretim birimleri negatif fiyatlara neden olabilir:** Teknik gereklilikler nedeniyle bazı üretim santrallerinin sürekli çalıştırılması gerekebilir ve bu durumda ilgili üretim birimleri piyasada negatif fiyatlarla teklif verebilirler. Sonuç olarak, buldukları düğümlerde LMP değerleri negatif olabilir. Bu durum, modern elektrik piyasalarında esneklik ve sistem hizmetlerinin kritik önemini ortaya koymaktadır.



BÖLÜM 3

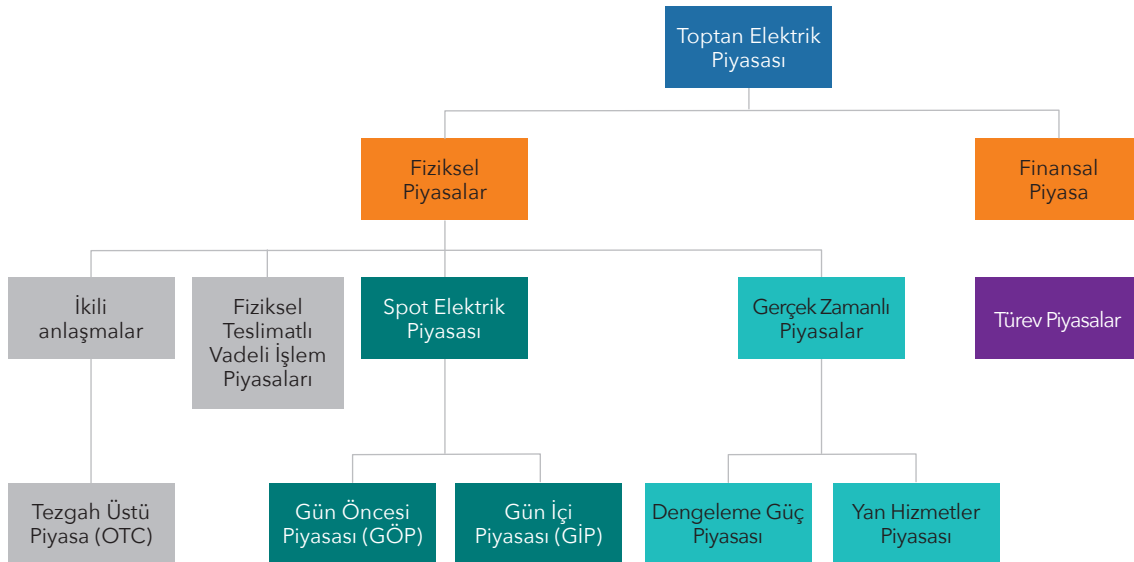
Türkiye Elektrik Piyasasının Mevcut Durumu

3.1. Piyasa yapısı ve düzenleyici çerçeve

Son yirmi yıl içinde Türkiye elektrik piyasası, artan talep, ithalat bağımlılığının azaltılmasına yönelik hedefler ve serbestleşme yönündeki uluslararası eğilimlerin etkisiyle kapsamlı bir reform sürecinden geçmiştir. Geçmişte Türkiye elektrik sektörü üretim, iletim, dağıtım ve perakendeden sorumlu kamuya ait kuruluşlar tarafından merkezi olarak yönetilmekteydi. Bu yapı, dikey entegre (vertically integrated) özellikte merkezi bir kontrol mekanizması sağladığından, özel sektör yatırımları ve piyasa rekabeti için sınırlı bir alan tanımaktaydı.

2001 yılında 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesiyle birlikte belirleyici bir dönüşüm ve köklü bir serbestleşme programı başlatılmıştır. Kanun genel hatlarıyla şeffaf, rekabetçi ve diğer uluslararası elektrik piyasalarıyla entegre bir piyasa oluşturmayı hedeflemiştir. Elektrik Piyasası Kanunu ile getirilen reformlar hem yapısal hem de uygulamaya yönelik niteliktedir. Yapısal olarak Kanun, elektrik sektörünün dikey bütünleşmiş yapısını üretim, iletim, dağıtım ve tedarik fonksiyonları olacak şekilde birbirinden ayırmıştır. Bu düzenleme ile, özel şirketlerin üretim, dağıtım ve perakende alanlarına girmesine olanak tanınırken, iletim şebekesinin doğal tekel niteliği nedeniyle düzenlemeye tabi olarak kamuda kalması sağlanmıştır. Kanun aynı zamanda, toptan elektrik ticareti için çerçeveyi oluşturarak, rekabetçi elektrik piyasasının kurulmasını sağlamıştır. Yıllar içinde hayata geçirilen reformlar, günümüzde Türkiye elektrik sektörünü tanımlayan çok katmanlı bir piyasa mimarisinin oluşmasını sağlamıştır (Şekil 3). Bu mimarinin merkezinde rekabete dayalı bir toptan elektrik piyasası yer almaktadır.

Şekil 3. Türkiye Elektrik Piyasası



3.2. Gün Öncesi Piyasası Mekanizmaları ve Uzlaştırma Süreçleri

Türkiye'nin toptan elektrik ticaretinin merkezinde, Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPIAŞ) tarafından işletilen Gün Öncesi Piyasası (GÖP) yer almaktadır. GÖP, elektrik arz ve talebinin bir gün öncesinden eşleştirildiği, kısa vadeli piyasa işleyişine ve uzun vadeli yatırım sinyallerine yön veren piyasa fiyatlarının oluştuğu temel platformdur.

GÖP'te piyasa katılımcıları, her gün bir sonraki gün için saatlik bazda alıŖ ve satıŖ tekliflerini sisteme sunmaktadır. Tüm tekliflerin EPIAŞ'a iletilmesi gereken kapı kapanıŖ saati 12:30'dur. Kapı kapanıŖından sonra EPIAŞ, arz tekliflerini en düşük fiyattan en yüksek fiyata doğru sıralayan "merit order" esasına dayalı bir optimizasyon algoritması uygulamakta ve bu teklifleri taleple eşleŖtirmektedir. Arz ve talep eğrilerinin kesiŖimi sonucunda her bir saat için Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ile birlikte iŖlem hacimleri belirlenmektedir.

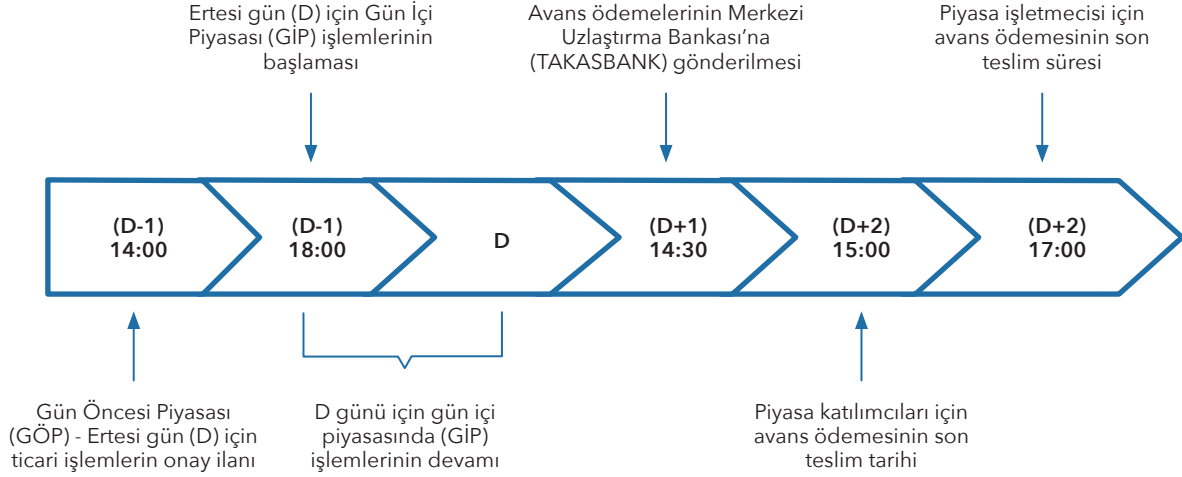
Bu süreç iki temel amaca hizmet eder:

1. Talebin, teknik kısıtlar dikkate alınarak en düşük maliyetle karŖılanması sağlanır.
2. Dengeleme piyasasında, ikili sözleşmeler ve vadeli piyasalar için referans teşkil eden, saatlik fiyatların Ŗeffaf bir Ŗekilde oluşması temin edilir.

3.2.1. Uzlaştırma süreçleri

GÖP'te gerçekteŖtirilen ticari iŖlemler günlük bazda uzlaştırılmakta ve enerji teslimatını takip eden iŖ günü, alacak ve borçlar karŖılanmaktadır (Ŗekil 4). Bu hızlı uzlaştırma döngüsü, karŖı taraf riskini azaltmakta ve tüm piyasa katılımcıları için nakit akıŖlarının öngörülebilir ve güvenilir olmasını sağlamaktadır.

Piyasa mekanizmaları ile uzlaştırma süreçleri arasındaki bu koordinasyon, GÖP'ü yalnızca Türkiye'de günlük elektrik ticaretinin temel yapıtaŖı yapmakla kalmayıp, aynı zamanda sistem güvenilirliği ve yatırımcı güveninin de teminatı olan bir platform haline getirmektedir. Ŗeffaf fiyat oluşumu, günlük uzlaştırma ve geniŖ tabanlı katılım sayesinde GÖP, Türkiye elektrik piyasasının hem verimli hem de güvenilir ve de bütünlüklü bir Ŗekilde iŖlemesini sağlamaktadır.

Şekil 4. Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ve Gün İçi Piyasası (GİP) uzlaştırma süreci

3.3. Gün İçi Piyasası ve Dengeleme Mekanizmaları

GÖP ile atılan temel üzerine inşa edilen Türkiye elektrik piyasası, arz ve talebin gerçek zamana yaklaştıkça dengede kalmasını sağlamak için ilave mekanizmalar da kullanmaktadır. Teknik açıdan en iyi tahmin algoritmaları kullanılsa da, anlık gerçek üretim ve tüketim, gün öncesi programlardan kaçınılmaz olarak sapma gösterir. Değişken yenilenebilir enerji üretimdeki dalgalanmalar, talepte oluşan ani değişiklikler veya santrallerdeki beklenmedik arıza gibi durumlar, şebekenin kararlı kalabilmesi için hızla düzeltilmesi gereken dengesizlikler yaratmaktadır.

Bu zorlukları gidermek için Türkiye piyasası birbirini tamamlayan iki mekanizmaya dayanmaktadır: Gün İçi Piyasası (GİP) ve Dengeleme Güç Piyasası (DGP). Bu iki mekanizma birlikte belirsizliklerin yönetilmesi, sapmaların asgari seviyeye indirilmesi ve şebekenin güvenli işletiminin sürdürülmesi için gereken esneklik ve tepki kabiliyetini sağlamaktadır.

3.3.1. Gün İçi Piyasası

Dengeleme Güç Piyasası sistemin nihai ve gerçek zamanlı dengelemesini yönetirken, Gün İçi Piyasası katılımcılarına ek bir esneklik katmanı sunmaktadır. GİP, katılımcıların teslimata daha yakın bir zamanda pozisyonlarını güncel bilgilere göre ayarlamasına imkan tanımaktadır. Örneğin, gün öncesi programını sunduktan sonra beklenenden daha yüksek rüzgâr hızları gerçekleşen bir rüzgâr enerjisi üreticisi, gerçekleşen ek üretimi satmak için GİP'i kullanabilir. Benzer şekilde, müşterilerinin daha yüksek tüketim yapmasını öngören bir tedarikçi, dengesizlik uzlaştırmasını beklemek yerine GİP aracılığıyla ek elektrik satın alımı gerçekleştirebilir.

Gerçek zamana bir saat kala kapı kapanışı yapılan GİP'te, olası DGP'ye yansiyacak sapmaların hacmi azaltılabilmektedir. Bu durum yalnızca genel sistem verimliliğini artırmakla kalmaz, aynı zamanda TEİAŞ'ın gerçekleştirdiği gerçek zamanlı yürütülen YAL/YAT talimat ihtiyacını da azaltarak dengeleme maliyetlerinin düşmesini sağlar.

3.3.2. Dengeleme Güç Piyasası

Dengeleme Güç Piyasası (DGP), TEİAŞ tarafından Ulusal Yük Tevzi Merkezi aracılığıyla işletilen, Türkiye'nin gerçek zamanlı dengeleme yapısının temel taşıdır. DGP, gün öncesi piyasasında oluşan sıralama ile sistemin gerçek zamanlı fiziksel işletme koşulları arasında operasyonel bir köprü oluşturur.

DGP'nin temel rolü, sistem koşullarına bağlı olarak birkaç dakika içinde yukarı yönlü ya da aşağı yönlü dengeleme kaynaklarını devreye almaktır:

- Arz açığı oluşması durumunda, üretim tesislerinin üretimlerini artırmaları veya talep tarafı katılımcılarının tüketimlerini azaltmaları,
- Arz fazlası oluşması durumunda, üretim tesislerinden üretimlerini azaltması veya tüketicilerden taleplerini artırmaları istenir.

DGP'ye sunulan teklifler fiyatlarına göre sıralanmaktadır. Yukarı yönlü düzenleme gerektiğinde, kabul edilen teklif en yüksek fiyatlı teklif, Sistem Marjinal Fiyatını (SMF) belirlemektedir. Buna karşılık, aşağı yönlü düzenlemede ise, kabul edilen en düşük fiyatlı teklif SMF'yi oluşturur. Bu fiyatlandırma yapısı, dengeleme faaliyetlerinin şeffaf ve piyasa temelli olmasını sağlarken, katılımcılar için gün öncesi aşamada doğru tahmin ve programlama yapmalarını teşvik eden finansal teşvikler yaratır.

SMF, daha sonra dengesizlik uzlaştırmasında kullanılır. Sözleşmeye tabi pozisyonlarından sapma gösteren katılımcılar, SMF esas alınarak hesaplanan dengesizlik maliyetlerine maruz kalır. Bu mekanizma, yetersiz tahmin ve programlamayı cezalandırırken, doğru ve isabetli tahminleri ödüllendirir. Böylece, piyasa davranışları sistem güvenilirliği ihtiyaçlarıyla uyumlu hale getirilir. Bu çerçevede DGP, yalnızca teknik bir dengeleme aracı değil, aynı zamanda katılımcıların genel sistem verimliliğine katkı sağlamaları için ekonomik bir mekanizma niteliği taşımaktadır.

3.4. İkili anlaşmalar ve fiyatlandırma etkileri

EPİAŞ tarafından işletilen organize spot piyasaların yanı sıra, Türkiye elektrik piyasasında ikili sözleşmeler de yapılabilmektedir. Alıcılar ve satıcılar arasında doğrudan müzakere edilerek yapılan bu anlaşmalar, katılımcıların fiyat riskini yönetmelerine, öngörülebilir gelir sağlamalarına ve piyasa volatilesine maruziyetlerini azaltmalarına olanak sağlayarak, kısa vadeli piyasa mekanizmalarını tamamlarlar.

Üreticiler açısından ikili sözleşmeler, teslimattan önce gelirlerini güvence altına almaya olanak sunarak finansmanı ve istikrarlı işletme koşullarını desteklerler. Tüketiciler, özellikle büyük sanayiler için ise toptan elektrik fiyatlarındaki dalgalanmalara karşı koruma sağlayarak, maliyetin öngörülmesine yardımcı olmaktadır. Bu nedenle ikili anlaşmalar, gün öncesi, gün içi ve dengeleme piyasaları ile birlikte Türkiye'nin çok katmanlı piyasa yapısının temel bir unsuru niteliğindedir.

3.5. Mevcut fiyatlandırma ve uzlaştırmada süreçlerindeki zorluklar

Türkiye’de, GÖP, GİP, DGP ve ikili anlaşmalar gibi gelişmiş piyasa mekanizmalarının tesis edilmesiyle, Türkiye elektrik piyasasının serbestleştirilmesi yönünde önemli ilerlemeler kaydedilmiştir. Bununla birlikte, piyasanın fiyatlama ve uzlaştırma tasarımında çeşitli zorluklar bulunmaktadır. Bu zorluklardan biri, piyasa fiyatlarının iletim sistemi kısıtlarını (constraints) ve konumsal arz-talep dengesini yansıtan bölgesel farklılıkları içermemesidir.

Aşağıda belirtilen altbaşlıklar bu kapsamda öne çıkan kritik iki sorunu ele alınmaktadır.

3.5.1. İletim kısıtları

Türkiye elektrik sisteminin karşı karşıya olduğu en önemli işletme zorluklarından biri, iletim şebekesi kısıtlarıdır. Elektrik talebinin artması ve değişken yenilenebilir enerji üretiminin yaygınlaşmasıyla birlikte, iletim şebekesinin tüketim bölgeleri arasında elektriği verimli ve güvenilir bir şekilde taşıma kapasitesi giderek daha fazla zorlanmaktadır.

- İletim hattının fiziksel kapasitesi yetmediği durumlarda darboğazlar ortaya çıkmaktadır. Bu durum, özellikle düşük maliyetli değişken üretimli yenilenebilir enerji kaynaklarından tam anlamıyla faydalanılamamasına yol açarak fırsat kayıplarına ve verimsizliklere neden olmaktadır. Sonuç olarak, daha pahalı yerel üretim kaynaklarının devreye alınması gerekmekte ve bu durum, sistemin toplam maliyetini artırmaktadır.
- Türkiye’de birçok iletim koridoru, özellikle yenilenebilir enerji kaynağı açısından zengin bölgeler (örneğin rüzgâr ağırlıklı Batı Anadolu) ve İstanbul başta olmak üzere diğer yüksek talep merkezlerinin bağlandığı hatlar genel olarak yüksek yük altında işletilmektedir. Bu hatlar yüklenme sınırlarına ulaştığında iletim kısıtları oluşmaktadır. Bu gibi durumlarda sistem operatörü oluşan kısıtları yönetebilmek için yüksek maliyetli olan YAL/YAT talimatlarını kullanırlar.
- Talebin, dağıtım veya iletim kapasitesini aştığı durumlarda ilgili sistem operatörü kısıtın olduğu bölgelerdeki üretimi, düşük maliyetli olmasına rağmen, kısmak zorunda kalmaktadır. Bu durum sistem maliyetlerini artırmanın yanı sıra, yenilenebilir enerji yatırımcıları için üretim kesintisi kaynaklı gelir azalması riskini artırmakta ve yatırımcı güvenini zedelemektedir. Uzun vadede, kalıcı iletim kısıtları, yenilenebilir enerji potansiyelinin yüksek olduğu bölgelerde yatırımları caydırıcı bir etkiye neden olabilmektedir.

3.5.2. Tek fiyat modelinin sistem işletimine olan etkileri

Bir diğer önemli konu, ulusal ölçekli tek fiyat modellerinin sistem işletimine olan etkileridir. Bu model uygulamanın sade ve şeffaf olmasını sağlamakla birlikte, elektrik sisteminin konuma bağlı işletim süreçlerini ve oluşan maliyetleri yansıtamamaktadır. Bu modelin işletmedeki temel etkileri aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- Mevcut sistemde, her bir uzlaştırma dönemi için ülke genelinde tek bir toptan elektrik satış fiyatı belirlenmektedir. Bu yaklaşım, bölgesel arz-talep dengelerini veya iletim kısıtlarının şebekeye olan etkilerinin fiyatlara yansıtmakta yetersiz kalmaktadır. Sonuç olarak piyasa fiyatları genel olarak istikrarlı görünse de, şebekenin anlık olarak maruz kaldığı gerilim ve verimsizlikler fiyat sinyalleri tarafından gizlenmektedir.
- Piyasada oluşan fiyatların konuma bağlı olarak farklılaşmaması nedeniyle, yatırımcıların yeni üretim ve depolama ya da talep tarafı katılımı gibi esneklik yatırımlarının nerelerde daha yüksek değer yaratacağına yönelik sinyal almaları mümkün olamamaktadır. Örneğin, halihazırda iletim kısıtları bulunan bölgelerde daha fazla değişken yenilenebilir enerji üretim tesisi kurulması yerine, bu yeni tesislerin talebe daha yakın bölgelere kaydırılması, fiyat sinyalleriyle sağlanabilir. Benzer şekilde, düğüm bazlı fiyatlandırma ile iletim kısıtlarını azaltabilecek şebeke güçlendirme yatırımları da piyasa fiyatları aracılığıyla teşvik edilebilir.
- Konuma bağlı fiyatlandırma yönteminin uygulanması sayesinde, iletim kısıtları nedeniyle düşük maliyetli yenilenebilir enerji üretiminin kesilmesinin (curtailment) ve talep merkezlerinde maliyeti yüksek enerji üretiminin kullanılmasının önüne geçilebilir. Şebeke kısıtlarının oluşumu, tüketiciler için maliyetleri artırır, toplumsal refahı azaltır ve piyasanın verimliliğini zayıflatır. Zaman içinde bu verimsizlikler, enerji dönüşümünü yavaşlatan ve karbonsuzlaşmanın toplam maliyetini artıran yapısal sorunlar da yaratabilir.

3.5.3. Genel çıkarımlar

Ulusal fiyat uygulamalarının şebeke işletimi açısından genel etkileri arasında yukarıda da anlatıldığı üzere iletim kısıtları ve uzun vadeli yatırım planları için yeterli sinyalin oluşmaması olarak özetlenebilir. Bu etkilerden kısa vadeli olan şebeke kısıtları, iletim sistemi operatörünün YAL/YAT talimatlarıyla, maliyetleri sonradan son tüketicilere yansıyan yöntemlerle çözümlenmektedir.

İşletmede karşılaşılan bu zorluklar, Türkiye elektrik sisteminin enterkonneksiyon hatlarıyla bölgesel piyasalara entegrasyonu arttıkça daha da belirgin hale gelmektedir. Türkiye, ENTSO-E ile senkron bağlantısı sayesinde halihazırda Avrupa elektrik sisteminin bir parçasıdır. Batı Avrupa'da uzun süredir düşük, hatta zaman zaman negatif seviyelerde seyreden elektrik fiyatları ile Doğu Avrupa'daki yüksek fiyatlar arasındaki farkın giderek açılması, Doğu Avrupa'da yeni piyasa eşleştirme (market coupling) girişimleri yaratmıştır. Bu gelişmeler, Türkiye'nin gelecekteki sınır ötesi elektrik ticareti olanaklarını önemli ölçüde etkileyebilecektir. Daha ileri düzeyde bir piyasa eşleştirilmesi, bölgesel elektrik fiyatlarının birbirine yaklaşmasını sağlayacaktır. Ancak bunun gerçekleşebilmesi için, Türkiye iletim şebekesinin fiziksel yapısını ve bölgesel farklılıklarını daha doğru yansıtan yerel fiyatlandırma mekanizmalarının uygulanması da değerlendirilmelidir.

Türkiye özelinde bölgesel kısıtlar, sınırlı iletim kapasitesi ile ülkenin en büyük yük merkezlerinden birinin sistemin geri kalanına bağlandığı Trakya bölgesinde oluşmaktadır. Mevcut ulusal fiyatlandırma uygulaması, bu tür bölgesel darboğazları fiyat sinyallerine tam olarak yansıtmakta yetersiz kalabilmektedir.

Ayrıca, Türkiye’de hız kazanan enerji dönüşüm süreci de elektrik sisteminin konumsal ve operasyonel dinamiklerini yeniden şekillendirmektedir. Çatı üstü güneş enerjisi sistemleri, sayaç arkası batarya depolama ve talep tarafı esnekliği gibi dağıtık enerji kaynaklarının artmasının yanı sıra, planlanan büyük ölçekli “yenilenebilir enerji adaları” (örneğin, 20 GW kapasiteli Taşeli Projesi), bölgesel ve düğüm bazlı fiyat uygulamalarına olan ihtiyacı da etkileyecektir. Paralel olarak, elektrikli araç (EA) entegrasyonu ve toplayıcılık gibi gelişen mekanizmalar aracılığıyla dağıtım sistemi operatörleri (DSO) daha etkin aktörler haline gelirken, merkezi ve dağıtık kaynaklar arasındaki denge de değişmektedir.

Bu gibi operasyonel zorlukların ele alınabilmesi için, şebekenin fiziksel durumu ve Türkiye’nin bölgesel enterkonneksiyon kapasiteleri ile daha uyumlu fiyatlandırma ve uzlaştırma reformları da değerlendirilmelidir. Bu bağlamda bölgesel veya düğüm bazlı fiyatlandırma gibi uygulamalar, şebekelerin operasyonel verimliliğini artırabilir, lokasyon bazlı yatırım sinyallerini güçlendirebilir ve Türkiye’nin net sıfır emisyon hedefine ulaşmasının daha maliyet etkin bir şekilde desteklenmesini sağlayabilir.





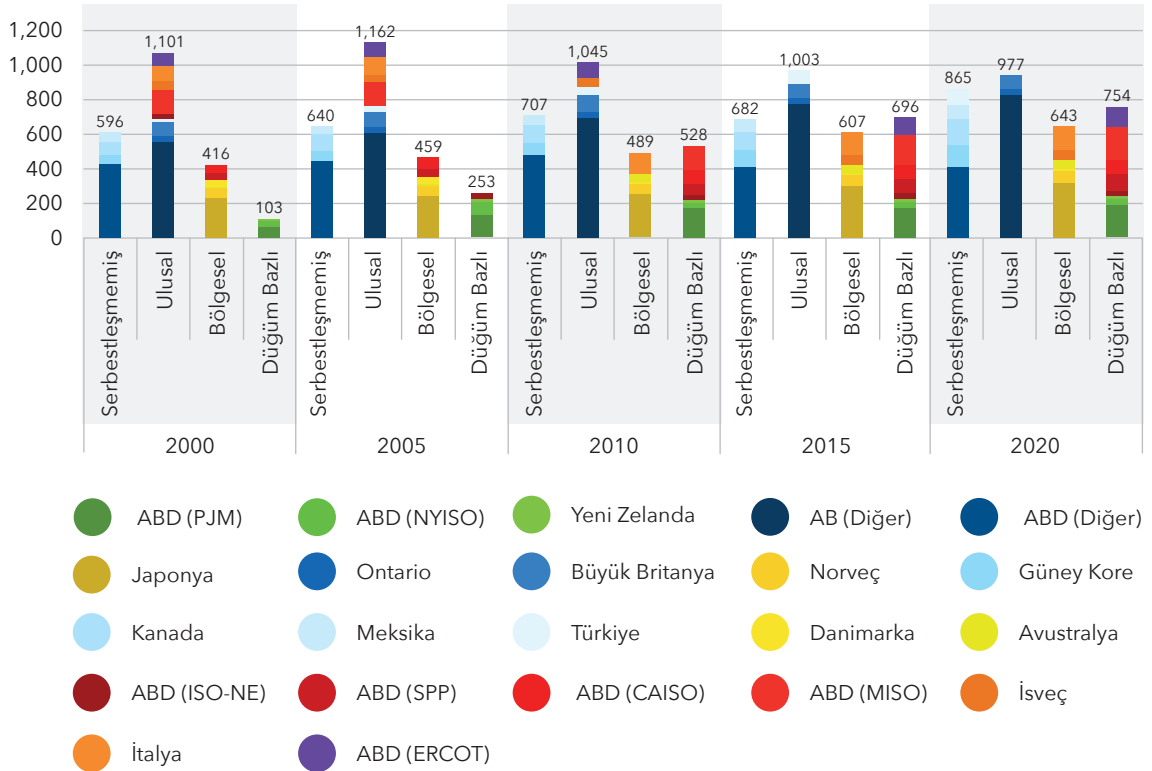
BÖLÜM 4
Küresel Elektrik
Piyasalarındaki
Uygulamalar

Küresel elektrik piyasalarında fiyat oluşum mekanizmaları genellikle ulusal (tek fiyatlı), bölgesel (zonal) ve düğüm bazlı (nodal) fiyatlandırma yaklaşımları olarak sınıflandırılmaktadır. Raporun bu bölümünde, uluslararası iyi uygulamalar düğüm bazlı ve bölgesel fiyatlandırmaya geçiş perspektifiyle ele alınmaktadır. Fiyat oluşum mekanizmalarına yönelik bu tür reformların sağlayabileceği potansiyel faydalar, uygulamalardan çıkarılan dersler, yönetim boyutları ve Türkiye ile benzer yapısal özelliklere sahip ülkelerdeki deneyimler de kapsamlı biçimde değerlendirilmektedir.

Düğüm bazlı fiyatlandırma reformuna ilişkin çıkarımlar, ağırlıklı olarak Kuzey Amerika'daki uygulamalardan elde edilen deneyimlere dayanmaktadır. Günümüzde düğüm bazlı fiyatlandırma, başta New England (ISO NE), SouthWest Power Pool (SPP), Kaliforniya ve komşu bölgeler (CAISO), Midcontinent (MISO) ve Teksas (ERCOT)¹² olmak üzere birden fazla bağımsız sistem operatörü tarafından uygulanmaktadır (Şekil 5). Bu kapsamda ayrıca, Kanada'da ve Avrupa'da, özellikle de Birleşik Krallık'ta, düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçişi değerlendirmek ve teşvik etmek amacıyla yapılan ileriye dönük analizler de incelenmiştir. Türkiye, ulusal (tek fiyatlı) GÖP uzlaştırma sistemi uygulamaktadır. Fakat Şekil 5'te referans alınan rapor, piyasa işleyişinin tamamen serbestleşmediği piyasaları Serbestleştirilmemiş (non-liberalised) kategorisinde değerlendirmektedir.

Şekil 5. Beş yıllık periyotlarda İzlanda hariç OECD ülkelerinde izlenen piyasa tasarımı seçeneklerinin dağılımı¹³

Kapasite (GW)



¹² Pennsylvania-Jersey-Maryland (PJM) ve NY ISO iletim sistemi operatörleri yüzyıla girerken düğüm bazlı sistemde çalışıyorlardı.

¹³ FTI & Energy Systems Catapult. (2023). Assessment of locational wholesale electricity market design options in GB. <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-10/FINAL%20FTI%20Assessment%20of%20locational%20wholesale%20electricity%20market%20design%20options%20-%202027%20Oct%202023%205.pdf>

4.1. Düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçiş süreci

4.1.1. Avrupa

Avrupa Komisyonu'nun araştırma kurumu olan Joint Research Centre (JRC), Avrupa'da konumsal (locational) fiyatlandırma reformuna ilişkin değerlendirmesini Ekim 2025 tarihinde yayımlamıştır¹⁴. Bu çalışma, mevcutta yaklaşık 50 teklif bölgesi yerine 1.024 düğüm tanımlanması durumunda, toplam sistem maliyetlerinin yıllık 26 ile 61 milyar EUR arasında azalabileceğini ortaya koymuştur. Yapılan analizler, senaryoya bağlı olarak modellenen coğrafi düğümlerin (node) %62-90'ında tüketicilerin daha ayrıntılı (granüler) fiyatlandırmadan fayda sağladığını göstermektedir. Bir diğer önemli bulgu ise, MWh başına 5 EUR'yu aşan fiyat artışlarının düğümlerin en fazla %1,2'sinde görüldüğü tespit edilmiştir.

Çalışmada ayrıca, reformun hayata geçirilmemesi durumunda sistem güvenliği açısından ciddi risklerin ortaya çıktığı, özellikle de yetersiz veri nedeniyle piyasanın verimsiz işletilmesinden kaynaklanan yük kesintisi risklerini artırdığı gösterilmiştir. Bu durumun, depolama ve talep tarafı katılımı gibi esneklik kaynaklarının verimsiz işletilmesine ve piyasada mevcut şebeke kısıtlarına ilişkin yeterli bilginin piyasa eşleşme (clearing) sürecine yansıtılamamasına dayandığı belirtilmiştir. Modellenen güvenilirlik kazanımları ve ekonomik verimlilikteki kayda değer artış dikkate alındığında JRC, tüm ilgili yatırım mekanizmalarında konumsal yatırım sinyallerinin uygulanmasını ve Avrupa hedef modelinin bir unsuru olarak konumsal marjinal fiyatlandırmanın (LMP) devreye alınmasını önermektedir.

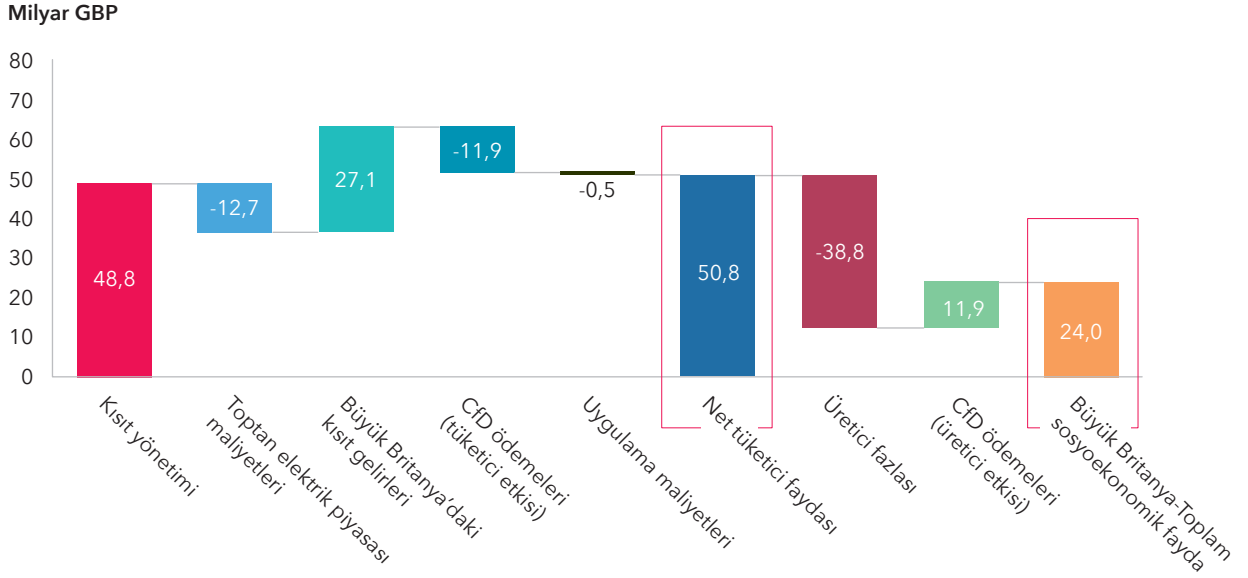
4.1.2. Birleşik Krallık

Şekil 6'da Birleşik Krallık'ta yaklaşık 850 düğümün (node) tanımlandığı bir konumsal marjinal fiyatlandırma sisteminin uygulanması halinde öngörülen net tüketici faydası gösterilmektedir. Düğüm bazlı fiyatlandırmanın devreye alınmasıyla birlikte, 16 yıllık dönem boyunca öngörülen toplam 24 milyar GBP tutarındaki sosyoekonomik tasarruf, yıllık bazda yaklaşık 1,5 milyar GBP'ye (yaklaşık 1,85 milyar ABD doları) karşılık gelmektedir. Bu tutar, Kuzey Amerika için yapılan tahminlerin yaklaşık sekiz katına denk gelmekte olup, değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının artan payı ve elektrifikasyonun hız kazanmasıyla birlikte konumsal fiyatlandırmanın önemini daha da belirgin hale getirmektedir¹⁵.

¹⁴ Thomassen, G. ve Fuhrmanek, A., (2025). Locational Price Signals in Europe - Future-proofing the European power market, Publications Office of the European Union, Luxembourg, <https://data.europa.eu/doi/10.2760/7466842>, JRC142047

¹⁵ Bu husus, ABD'deki Southwest Power Pool (SPP) yetki alanı için yapılan daha güncel analizlerle daha da güçlenmektedir. Söz konusu analizler, arz ve talep belirsizliği ile aşırı hava olaylarının arttığı koşullarda, gerçek iletim maliyetlerini doğru şekilde yansıtan fiyat sinyallerinden elde edilen değerlerin de arttığını ortaya koymaktadır. Başka bir ifadeyle, konumsal marjinal fiyatlandırma (LMP) kapsamında doğru maliyet yansıtımı sağlayan fiyat sinyalleri, belirsizlik ve sistem stresinin yüksek olduğu durumlarda çok daha kritik hale gelmektedir. (Brattle, 2023, Analysis of the Incremental Value of Rooftop Community Solar + Storage in California.)

Şekil 6. 2025–2040 dönemi için ulusal piyasa tasarımına kıyasla düğüm bazlı fiyatlandırmayı dikkate alan piyasa tasarımının toplam fayda-maliyet değerlendirmesi (LtW (NOA7) senaryosu) ¹⁶



Öngörülen faydalar aşağıdaki gibi kategorize edilebilir:

- **Kısıt (constraint) yönetimi:** Tasarrufların en büyük bileşeni, sistem işletmecisi tarafından üstlenilen ve nihai olarak tüketicilerden tahsil edilen kısıt yönetimi maliyetlerindeki azalıştan kaynaklanmaktadır. Düğüm bazlı fiyatlandırmada, toptan elektrik fiyat sinyalleriyle iletim kısıtlarının piyasa tarafından çözülmesi sağlanabilir.
- **Piyasa maliyetleri:** Düğüm bazlı fiyatlandırma, tüketicilerin karşılaştığı toptan elektrik piyasası fiyatlarını değiştirecektir. Bu sistemde, daha önce kısıtların yönetimi kapsamında sistem işletmecisi tarafından üstlenilen maliyetlerin bir kısmı, piyasa tasarımı gereği toptan fiyatlara yansıtılmaktadır. Bu nedenle, söz konusu etki analizde "ters tasarruf" (dis-savings) olarak değerlendirilmektedir.
- **Kısıt gelirleri:** İhracat yönünde kısıt bulunan bir bölgede üretilen elektrik, görece düşük bir fiyat üzerinden fiyatlanırken, şebeke kapasitesi elverdiği ölçüde bu elektriğin bir kısmı iletim şebekesi üzerinden daha yüksek yerel fiyata sahip bölgelere taşınarak, buradaki tüketiciler tarafından daha yüksek fiyattan satın alınmaktadır. İlgili analizde, bu gelirlerin uluslararası uygulamalarda yaygın olduğu üzere tüketicilere geri dağıtıldığı varsayılmaktadır.
- **Fark sözleşmesi (Contract for Difference - CfD) ödemelerinin tüketiciye etkisi:** Bu noktada, üreticilere yapılan CfD sübvansiyon ödemeleri değerlendirilmektedir. Modelleme sonuçları, İngiltere'nin kuzeyi ve İskoçya'da toptan elektrik fiyatlarının düştüğü ve bu bölgelerde bulunan üreticilere yapılan destek ödemelerinin arttığı, bununla beraber diğer bölgelerdeki destek

¹⁶ FTI & Energy Systems Catapult. (2023). Assessment of locational wholesale electricity market design options in GB.

ödemelerinde azalma olsa da, ulusal ölçekte baskın etkinin destek ödemelerinin artış yönünde olduğunu ortaya koymaktadır. Genel olarak CfD kapsamındaki santrallerin gelirleri öngörü dönemi içinde değişmemektedir. Bu santraller, sözleşme kapsamında belirlenen kullanım fiyatları (strike price) seviyesinde gelir elde etmeye devam etmektedir.

- **Uygulama maliyetleri:** İlgili çalışmada, düğüm bazlı fiyatlama sisteminin devreye alınmasına ilişkin toplam uygulama maliyetlerinin yaklaşık 0,5 milyar İngiliz Sterlini (GBP) olacağı değerlendirilmiştir.
- **Net tüketici faydaları:** Tüketicilerin elde ettiği toplam tasarrufu yansıtan bu kalem, yukarıda belirtilen tüm etkilerin toplamı olarak hesaplanmaktadır. Buna göre, tüketicilerin toplamda 50 milyar GBP tutarında fayda sağlaması beklenmektedir.
- **Üreticilerin gelir değişimi:** Tüketicilerin elde ettiği faydaların bir bölümü, sistem tasarımındaki değişim sonucunda üreticilerin önceki duruma kıyasla kârlılık seviyelerinin azalması yoluyla ortaya çıkmaktadır.
- **CfD ödemelerinin üreticilere etkisi:** Bu kalem, CfD mekanizmasının, CfD'ye tabi olan üreticilerin gelirleri açısından karşılaştıkları nötr etkinin düzeltilmesini amaçlar. Bu durum, üretici refahındaki net azalışı sınırlayıcı bir etki yaratmakta olup, üretici refahındaki toplam kaybın yaklaşık 20 milyar GBP düzeyinde gerçekleşebileceği değerlendirilmektedir.
- **Sosyoekonomik etki:** Bu gösterge, net tüketici faydası ile net üretici gelir kaybının toplamını, yani CfD ödemelerinin etkisi dikkate alındıktan sonraki net etkiyi yansıtır. Yapılan analizlerde sosyoekonomik etkinin yaklaşık 24 milyar GBP düzeyinde olabileceği hesaplanmaktadır.

4.1.3. Kuzey Amerika

Şekil 7'de sunulan Kuzey Amerika piyasa reformlarına ilişkin genel görünüm, düğüm bazlı fiyatlandırmanın devreye alınmasıyla teravat saat (TWh) başına yıllık yüz binlerce Kanada Doları (CAD) düzeyinde önemli verimlilik artışları ve tüketici faydaları sağlanabileceğini ortaya koymaktadır.¹⁷

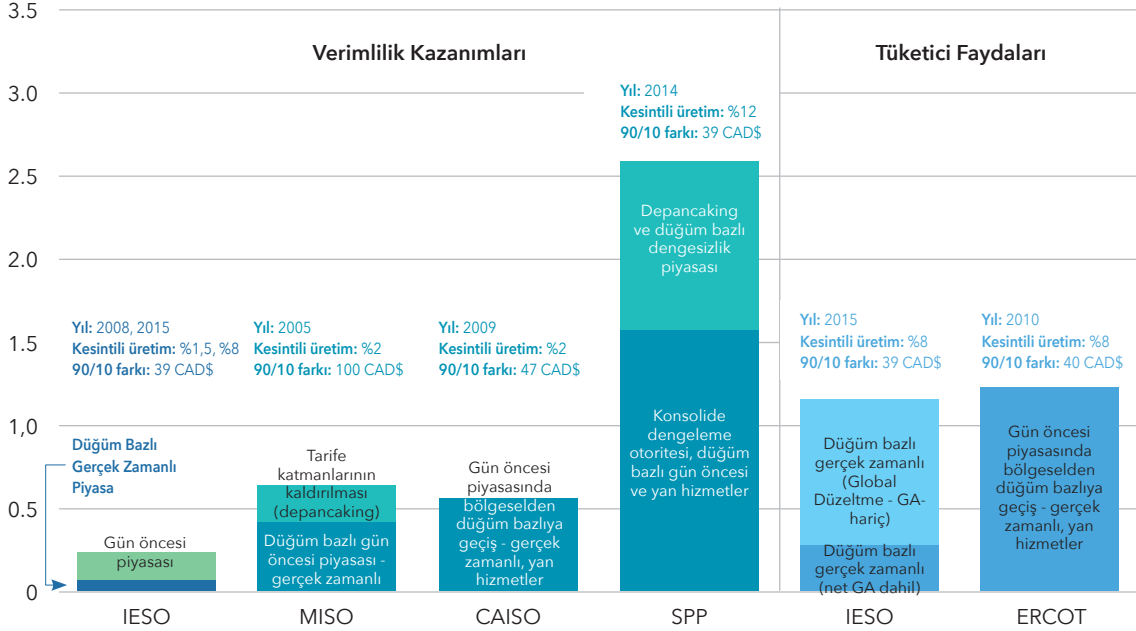
Belirlenen faydalar arasında, iletim kısıtlarının daha etkin yönetimi, şebeke güvenilirliğinde iyileşme, perakende piyasasında artan erişim ve rekabet, işlem maliyetlerinde azalma, planlama süreçlerinin geliştirilmesi ve düzenleyici kurumlarla daha güçlü koordinasyon yer almaktadır.¹⁸

¹⁷ 2023 yılında Türkiye toplam elektrik tüketimi 330 TWh seviyesinde gerçekleşmiştir. Bu veriye göre, TWh başına 1 milyon CAD seviyesinde verimlilik faydası sağlanabileceği varsayılırsa, Türkiye yılda yaklaşık 330 milyon CAD (230 milyon ABD doları) tasarruf sağlayabilir. (<https://www.pwc.com.tr/sectorler/enerji/2024/overview-of-the-turkish-electricity-market-2023.pdf>)

¹⁸ Eto, J. H., Lesieutre, B. C. ve Hale, D. R., (2005). A Review of Recent RTO Benefit-Cost Studies: Toward More Comprehensive Assessments of FERC Electricity Restructuring Policies.

Şekil 7. Ontario ve diğer piyasalarda TWh başına öngörülen fayda seviyeleri¹⁹

Tasarruf (mil. CAD\$'21/TWh)



Amerika Birleşik Devletleri'nde (ABD) bölgesel (zonal) sistemden düğüm bazlı (nodal) fiyatlandırma sistemine geçiş yapan bölgelerde, bu geçişten sağlanan tasarrufların uygulama maliyetlerini daha ilk yılda aştığı görülmüştür.²⁰ Söz konusu maliyetlerin en büyük bileşenleri arasında uzman bilgi teknolojisi (BT) yazılım ve donanım ihtiyacı ve eğitim gibi personel maliyetleri bulunmaktadır.

ABD'de düğüm bazlı fiyatlandırmanın devreye alınma sürecinde önemli dersler çıkarılmıştır. Aşağıda, ABD bölgesel iletim operatörleri (RTO) genelinde düğüm bazlı fiyatlandırmanın devreye alınmasından öğrenilen derslerin özeti sunulmaktadır²¹. Burada dikkat edilmesi gereken önemli bir faktör, düğüm bazlı fiyatlandırmanın çoğu zaman kapasite piyasaları gibi diğer reformlarla eş zamanlı olarak devreye alınmış olmasıdır.

• Kaynaklar ve zaman çizelgeleri

- Gerçekçi programların belirlenmesi, etkili proje yönetiminin sağlanması ve oluşabilecek sorunların önceden değerlendirilmesi için entegrasyon testlerinin programlara dahil edilmesi.
- Tasarım kararlarını anlamak ve riskleri yönetmek için kurum içi eğitimlerin sağlanması.
- Piyasa tasarımı ve teknik şartname aşamalarında yeterli katılımın sağlanması daha ileriki aşamalarda kapsam veya çözüm değişikliklerinin önlenmesine yardımcı olabilir. Net karar alma yetkisi ve sorunları hızlı çözmek için süreçlerin belirlenmiş olması önemlidir. Kural geliştirilme süreci de zaman alacağından detaylı planlama oldukça önemlidir.

¹⁹ Brattle. (2017). The Future of Ontario's Electricity Market A Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project, https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2017/10/7193_benefits-case-assessment-market-renewal-project-clean-20170420.pdf

²⁰ Neuhoff, K. ve Boyd, R., (2011). International experiences of nodal pricing implementation, <https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/12/Nodal-Pricing-Implementation-QA-Paper.pdf>

²¹ Brattle. (2017). The Future of Ontario's Electricity Market A Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project

- **'Olmazsa olmaz' unsurların önceliklendirilmesi**
 - Henüz kanıtlanmamış veya entegrasyonu zaman alan teknik özelliklerin ayrı bir programa dahil edilerek daha sonraki bir aşamada uygulanması.
 - Temel sistemler tam olarak çalışır hâle geldikten sonra özelleştirilmiş fonksiyonların sisteme entegre edilmesi.
 - Tasarımın, gelecekte yeni özelliklerin eklenmesine imkan verecek esneklikte planlanması.
 - Piyasanın kısa ve uzun vadeli başarısı ve piyasanın düzgün işleyişi açısından kritik kabul edilen temel tasarım gereksinimleri veya önceden kararlı bir tedarikçi çözümü bulunan ve arzu edilen tasarım öğelerinin önceliklendirilmesi önemlidir. Diğer geliştirmeler, özelleştirme gerektiren ve/veya diğer piyasalarda nispeten daha az test edilmiş olan tasarım öğeleri, daha sonra ayrı olarak uygulanabilir. Kısacası, piyasa planlamasına önemli gecikme veya risk yaratabilecek fonksiyonlar daha sonraki bir zamana ertelenebilir.

- **Sonradan geri alınması gerekebilecek işleyiş prensiplerinden kaçınılması**
 - Aynı maliyetlerin birden fazla defa oluşmaması için, ilk uygulamada uygun işleyişin sağlanması.
 - Tüm tasarım değişikliklerinin tek seferde gerçekleştirilmesi daha maliyet etkin bir çözüm olacaktır. Yeni bir piyasa tasarımı tanıtıldığında paydaşlar bu yeni tasarıma göre iş kararlarını ve yaklaşımlarını geliştirdiklerinden, piyasada daha sonra değişiklik yapmak zorlaşmaktadır.
 - CAISO örneği dikkate alınır, yetki alanlarında piyasa uzlaştırma sürelerinin 15 dakikadan, 5 dakikaya indirilmesi ve bölgesel (zonal) fiyatlama sisteminden, düğüm bazlı (nodal) sisteme geçişin eşzamanlı planlaması yürütülebilir.

- **Tedarikçiler ve esnek çözümler**
 - Tedarikçilerle, gelecekte altyapının iyileştirilmesine olanak tanınmasını sağlayacak şekilde birlikte çalışılması.
 - Çoklu tedarikçi çözümlerinin entegrasyon maliyetleri, tek tedarikçi çözümlere kıyasla önemli oranda yüksek olabilir.
 - Özel/bespoke tasarımlar yerine, iyi kurulmuş ve kanıtlanmış piyasa tasarımı ve protokollerinin kullanılması.

- **Paydaşların sürece dahil edilmesi**
 - Paydaşların sürecin her adımında dahil olması önemlidir. Böylelikle, paydaşlar da kendi sistemlerini geliştireceklerinden piyasanın değişme süreci daha başarılı yürütülebilecektir.
 - Paydaşların yeni piyasa kurallarını anlamalarının sağlanması için gerçek zamanlı koşullar ile piyasada oluşan çıktılar arasındaki bağlantının şeffaf bir şekilde açıklanması önemlidir.
 - Piyasa katılımcılarını yeni tasarım konusunda eğitmek zaman alacaktır.

4.1.4. Yapısal değişiklikler ve önlemler

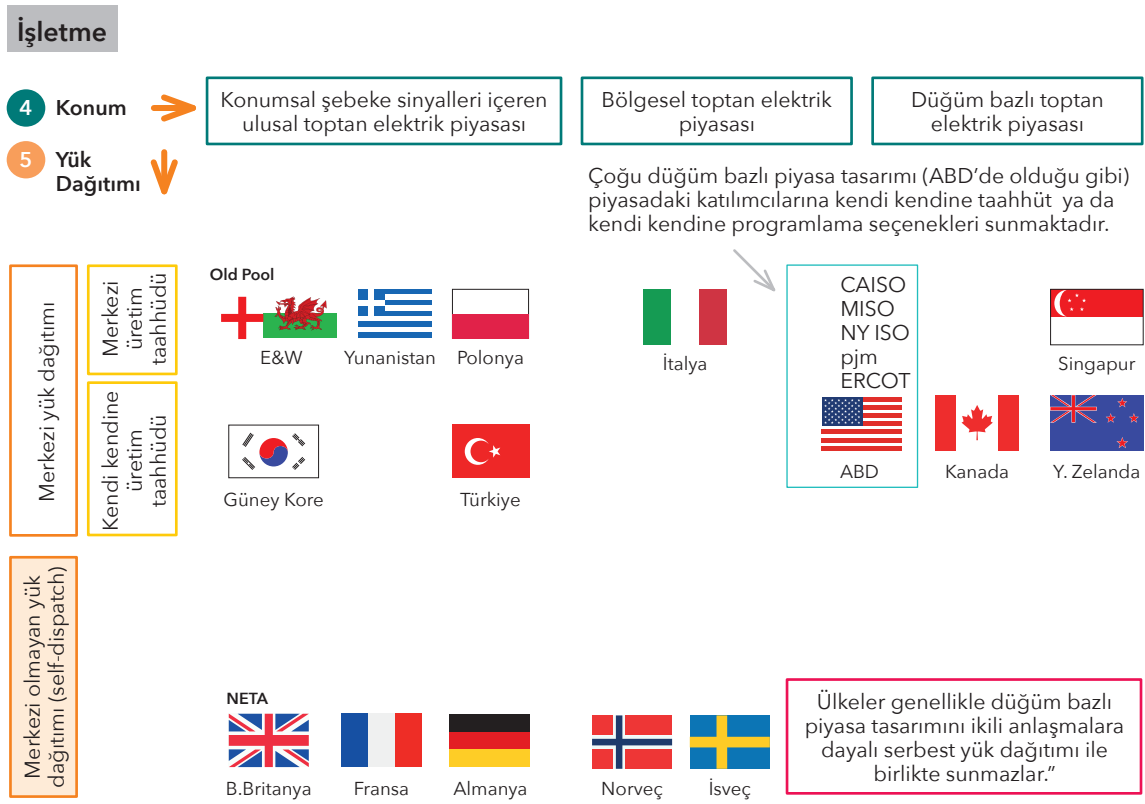
Avrupa'daki mevcut durum, düğüm bazlı (nodal) fiyatlandırmaya geçiş için gerekli reformların hayata geçirilmesinde hem yapısal dönüşümlerin hem de geçiş dönemi önlemlerinin önemine işaret etmektedir. Avrupa Birliği (AB) üye ülkelerinde halihazırda düğüm bazlı fiyatlandırma uygulanmamaktadır. Bununla birlikte, bu modele geçişe yönelik olarak Avrupa düzenleyici çerçevesi önemli yapı taşlarını ortaya koymaktadır:

- **Gerçek zamanlı düğüm bazlı optimizasyon mekanizmasının uygulanması:** Gerçek zamanlı mekanizmanın doğru şekilde kurulması, düğüm bazlı optimizasyonun temelini oluşturmaktadır. Bu mekanizmanın kullanımı ulusal düzeyde başlayabilir ancak ideal olarak tüm ülkelerin eş zamanlı olarak düğüm bazlı yapıya geçmesi piyasanın daha verimli çalışması sağlanacaktır. Gün Öncesi Piyasasını (GÖP) Avrupa Birliği (AB) halihazırda "Euphemia" algoritmasını kullanarak, bölgeler arası şebeke kapasitesini dikkate alan akış bazlı piyasa birleştirme (flow-based market coupling) yöntemiyle işletmektedir. Bu algoritma²² halihazırda Avrupa'da yaklaşık 40 bölge için fiyatların belirlenmesinde kullanılmakla birlikte, teorik olarak gerçek zamanlı düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçilmesi halinde gün öncesi dönem için düğüm bazlı fiyatların oluşturulmasını sağlayacak şekilde uyarlanabilir.
- **Teklif yapılarının daha ayrıntılı konum (lokasyon) bilgisi içerecek şekilde uyarlanması:** Bu yaklaşım, portföy bazında toplulaştırılmış bilgilerin yerini daha ayrıntılı, konumsal olarak hassas tekliflerin almasını sağlayacaktır.
- **Çoklu teklifler yoluyla maliyetlerin detaylandırılmasına imkan tanıyacak teklif formatlarının uyarlanması:** Bu düzenleme ile piyasa katılımcılarının karmaşık maliyet yapılarının tek bir fiyata (örneğin, ulusal fiyat) indirgenmesinin önüne geçilebilecektir. Söz konusu tek fiyat uygulaması çoğu zaman birden fazla zaman dilimini kapsayan blok teklifler nedeniyle kısıtlayıcı olabilmektedir. Bu uygulamanın uplift (tamamlayıcı) ödemeleriyle desteklenmesi gerekebilir.
- **Finansal havuz mekanizmasının kullanımı:** Bu mekanizma, belirli bir kaynak portföyünün, her bir ünitesi için ilgili gerçek zamanlı düğüm fiyatı esas alınarak, düğüm bazlı merkezi planlama (merkezi yük alma) sürecinden kaynaklanan tüm üretim sapmalarının toplamının hesaplanmasını ve bu tutar üzerinden grubun sorumlu tutulmasını sağlar.
- **Merkezi (central dispatch) planlama:** Merkezi planlamada, sistem işletmecisi yaklaşan gerçek zamanlı dönem için santrallerin öngörülen işletme profillerini planlamaktan sorumludur. Şekil 8, düğüm bazlı fiyatlandırma uygulanan yerlerde bu yapının, merkezi planlama ile birlikte kullanıldığını göstermektedir. Türkiye'de halihazırda merkezi planlamanın uygulanıyor olması, bu açıdan bakıldığında Türkiye'nin düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçiş konusunda Birleşik Krallık, Fransa veya Almanya'ya kıyasla daha avantajlı bir konumda olduğunu göstermektedir.

²² PCR (Price Coupling of Regions - Bölgesel Fiyat Eşleştirme) projesi dokuz elektrik piyasası tarafından yürütülmektedir: EPEX SPOT, GME, HenEx, Nasdaq, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE ve TGE. PCR, Avusturya, Belçika, Çekya, Danimarka, Estonya, Finlandiya, Fransa, Almanya, Macaristan, İtalya, Letonya, Litvanya, Lüksemburg, Hollanda, Norveç, Polonya, Portekiz, İrlanda, Romanya, Slovakya, Slovenya, İspanya, İsveç ve Birleşik Krallık piyasalarını eşleştirmektedir. Projenin temel unsurlarından biri, tek bir fiyat eşleştirme algoritması olan EUPHEMIA'dır (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm). <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>

- **Diğer değişiklikler:** Birleşik Krallık Enerji Sistem Operatörü, düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçişte değişiklik gerekecek altı önemli alan tanımlamıştır. Bu alanlar arasında, veri alışverişi, ölçüm, gün öncesi piyasası, yan hizmetler ve şebeke konfigürasyonu için optimizasyon süreçleri, uzlaştırma, gerçek zamanlı süreçler ve sistem frekansını korumak için gerekli otomasyon süreçleri bulunmaktadır. Belirtilen konuların her biri, sektör ve tedarikçilere danışmak, kaynak tahsis ve eğitimlerinin sağlanması, ilave sistem kabiliyetlerinin (mevcut BT sistemlerine eklemeler ya da yeni sistemler) devreye alınmasını gerektirmektedir.

Şekil 8. Piyasa yapısı ve ve planlamaya yönelik uluslararası yaklaşımlar²³



Düğüm bazlı fiyatlandırma, rol ve sorumlulukların dağılımı gibi yönetim konularını da gündeme getirmektedir. Bu hususlar, Türkiye’nin düğüm bazlı fiyatlandırmaya ilişkin seçeneklerini değerlendirmede de önem arz etmektedir. Bu kapsamda öne çıkan başlıklar aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- **Piyasa işletmecisinin denetlenmesi:** Düğüm bazlı fiyatlandırma, toptan elektrik üretim kaynaklarının marjinal maliyetini ve elektrik şebekesinin Kirchhoff yasalarına tabi fiziksel kısıtlarını birlikte dikkate alarak fiyatların oluşturulması temeline dayanır. Bu durum, piyasa işletimi ile sistem işletiminin düğüm bazlı fiyatlandırma mekanizmasında birleştirilip birleştirilmeyeceği sorusunu gündeme getirmektedir. ABD’deki bağımsız sistem işletmecileri (PJM, MISO, CAISO, NYISO, ISO-NE, ERCOT) genellikle bu iki işlevi birlikte yürütmektedir. Avrupa’da ise düğüm bazlı fiyatlandırma uygulanmadığından, dengeleme ve toptan elektrik piyasalarında piyasa işletimi genellikle ayrıştırılmış yapıdadır.

²³ Bu şekil, 2022 yılında Birleşik Krallık’ta düzenlenen “Operation Market Design: Dispatch and Location” sektör çalıştayı için FTI tarafından hazırlanan bir slaytın düzenlenmiş ve değiştirilmiş versiyonudur.

- **İletim sistemi işletmecisi ile iletim varlık sahibinin (transmission owner) ayrıştırılması:** Düşüm bazlı fiyatlandırma, bu işlevlerin mevcut durumda birlikte yürütülmesinden kaynaklanan sorumlulukların kesişmesine ilişkin sorunları artırabilir. Buradaki temel zorluk, piyasa işletmecisi ile sistem işletmecisinin entegre olduğu bir yapının varlığıdır. Bu yapıda sistem işletmecisi aynı zamanda iletim şebekesi faaliyetlerini de yürütmektedir. Bu durum, düşüm fiyatlarının oluşumu ile şebeke planlaması süreçlerinin, sistem ve piyasa işletimini birlikte yürüten yapı çerçevesinde iletim şebekesinden kaynaklanan ticari çıkarların kesişme riskini oluşturmaktadır. Bu risk, söz konusu yapının düşüm bazlı fiyatlandırma ile çalışması durumunda daha belirgin hale gelmektedir.
- **Komşu ülkelerle enterkonneksiyon ve piyasa eşleştirme:** Gerçek zamanlı piyasalarda en uygun eşleştirme yönteminin belirlenmesi, karşılaşılan en büyük zorluklardan biridir. Neuhoff vd. (2024)²⁴ farklı teknik yaklaşımları özetlemektedir. Bu çalışmada, enerji ya da enerji dengeleme ile iletim kapasitesinin tek bir entegre Avrupa algoritması kapsamında birlikte eşleştiği (joint clearing) gerçek zamanlı bir piyasanın tesis edilebilmesi için Euphemia algoritmasında büyük ölçekli değişikliklerin gerekli olacağı değerlendirilmektedir. Alternatif modellerde ise, düşüm bazlı piyasalar ile diğer Avrupa bölgesel piyasalarının ayrı ayrı eşleştirilip daha sonra birbirine bağlanması değerlendirilmektedir. Bu durumda, döngüsel akışların (loop flows) uygun şekilde yansıtılmasını ve ticaretin kolaylaştırılmasını sağlayacak kurallar gereklidir. Komşu piyasa bölgeleri arasındaki döngü akışlarının yönetimi ayrıca ele alınması gereken bir konudur. ABD’de bu alanda uygulanan yaklaşımlar genel olarak tatmin edici sonuçlar vermiştir. Bu bağlamda, iletim hatlarının döngü akışlarına maruz kalan kullanımları için gölge fiyatların (shadow prices) uygulanarak erişimin önceliklendirilmesi ve karşılıklı kullanımın ücretlendirilmesi sağlanmaktadır. Bu uygulamalar ileriye dönük araştırmalar için de bir referans sunmaktadır.²⁵
- **Düşüm bazlı fiyatlandırma ortamında piyasa gözetiminin önemi:** Düşüm bazlı fiyatlandırmada, piyasa gücünün kötüye kullanımı daha görünür hale gelebilmektedir. Yani piyasa gücüne yönelik sorunların önceden (ex ante) bir yaklaşımla ele alınabilmesi mümkün olmaktadır. Bu çerçevede, piyasa gözetiminin hangi kurum tarafından yürütüleceğine karar verilmesi gerekmektedir. Piyasa gözetimi fonksiyonu, bağımsız sistem işletmecisi bünyesinde, düzenleyici otorite nezdinde veya yarı kamusal nitelikte yeni ve bağımsız bir yapı tarafından yürütülebilir. Ayrıca, bu faaliyetin etkin şekilde yürütülebilmesi için ilave kaynak tahsisi de gerekli olacaktır.

4.1.5. Avrupa’da düşüm bazlı fiyatlandırma uygulamasının politik zorlukları

Birleşik Krallık’taki REMA (Reform of Energy Market Arrangements) tartışmaları, hem düşüm bazlı fiyatlandırma hem de bölgesel fiyatlandırma seçeneklerinin gündemden çıkarılmasıyla sonuçlanmıştır. Bağımsız enerji düzenleyicisi Ofgem için yapılan analizler düşüm bazlı fiyatlandırma ile tüketicilerin önemli ölçüde fayda sağlayacağı ve tüketicilerin hiçbirinin olumsuz bir şekilde etkilenmeyeceği gösterilmektedir. Bu bağlamda, düşüm bazlı²⁶ fiyatlandırmayı devreye almaya yönelik

²⁴ Neuhoff, K. v.d., (2024). EU power market reform toward locational pricing: Rewarding flexible consumers for resolving transmission constraints, ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg

²⁵ Neuhoff v.d., (2024) bölgesel ve düşüm bazlı piyasa bölgeleri arasındaki arayüzlerde ticaret düzenlemelerini tanımlama konusundaki kalan zorluğun, teklif veya nominasyonların önceden taranması, kısıt yönetim maliyetlerinin tahsil edilmesi veya toplam net ihracat fonksiyonunun kullanılmasıyla çözülebileceğini öne sürmektedir.

²⁶ Mann, J., (2024). Locational pricing: The REMA debate so far and a way forward (FTI, EPRG)

isteksizliğin, üretici gelirlerinde öngörülen kayıplarla bağlantılı olabileceği değerlendirilmektedir. Söz konusu kaybın 16 yıllık dönem için yaklaşık 40 milyar GBP (50 milyar ABD\$) seviyesinde olacağı tahmin edilmekte olup bu durum, sektörün düğüm bazlı fiyatlandırmaya karşı bir tutum sergilemesine yol açmakta ve reformların hayata geçirilmesini önemli ölçüde zorlaştırmaktadır. Bu tablo, fiyatlandırma reformlarına geçiş sürecini kolaylaştıracak önlemlerin önemine işaret etmektedir. Bu durum piyasa reformlarının uygulanması sonucunda olumsuz etkilenecek tarafların maruz kalacağı etkileri azaltmak veya dengelemek amacıyla geçiş dönemi düzenlemelerinin ("grandfathering"²⁷) gibi mekanizmalar) reform sürecinin yönetiminde önemini göstermektedir.

Bu bağlamda, düzenleyici kurumun değerlendirmesine sunulmak üzere önerilen çözümler aşağıda özetlenmiştir:

1. Almanya'da, Eğitim ve Araştırma Bakanlığı tarafından koordine edilen "Kopernikus Projesi"²⁸ kapsamında, düğüm bazlı fiyatlandırmanın uygulanmasına dair gerekçe²⁹ ve yol haritası³⁰ sunulmuştur. Çalışmada Almanya'daki mevcut tek ulusal fiyat mekanizmasının, artan düzeyde yenilenebilir enerji entegrasyonu ve talep tarafı esnekliğinin fiyatlara yeterince yansıtmadığı gerekçesiyle terk edilmesi gerektiği savunulmaktadır. Ayrıca mevcut bölgelerin kademeli olarak bölünmesi yerine, konuma duyarlı marjinal fiyatların tek adımda uygulanması önerilmektedir. Bu önerinin arkasında, bölgelerin belirli sürelerde tekrar tekrar bölünmesinin hem tekrarlayan tartışmalara hem de kısa ve uzun vadeli istikrarsızlıklara neden olması bulunmaktadır. Buna karşın Almanya, düğüm bazlı ve hatta bölgesel fiyatlandırmayı benimsemekte isteksiz görünmekte ve bunun yerine belirli kaynaklar³¹ için şebeke bağlantı ücretlerini düzenlemeyi önermektedir. Reformun bazı tüketicileri olumsuz yönde etkileyebileceğine ilişkin kaygılar, önemli bir engel olarak öne çıkmaktadır.
2. Polonya sistem işletmecisi ise yakın zamanda gerçek zamanlı piyasalarda düğüm bazlı fiyatlandırmayı uygulamayı denemiştir. Polonya, kendinden programlama (self-dispatch) yerine merkezi programlama yaklaşımını kullanmaktadır. Düğüm bazlı fiyatlandırmanın uygulandığı tüm piyasalarda merkezi planlama yöntemi kullanıldığından, bu durumun düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçişi kolaylaştıracağı düşünülmektedir. Buna rağmen girişim sonuçsuz kalmış ve uygulamadan vazgeçilmiştir. Bu kararda aşağıdaki faktörlerin etkili olduğu düşünülmektedir:
 - Daha gelişmiş bir şebeke modeli gerekliliği ve beraberinde ek kaynak ihtiyacının doğması.
 - Düğüm bazlı piyasanın komşu piyasalara entegrasyonu, uzlaştırma dönemlerinin farklılığı ve farklı piyasalar arasında fiyatların ne zaman alınacağı (ex post, ex ante) gibi henüz çözüme kavuşmamış konular.

²⁷ Yeni bir kanun ya da düzenleme hayata geçirilirken, düzenleme öncesinde kişi veya kurumların mevcut haklarının korunmasını sağlayan mekanizmaların oluşturulması

²⁸ Bu araştırmaya, Alman Ekonomi Araştırmaları Enstitüsü (DIW Berlin), Köln Üniversitesi (EWI), Finans ve Bilgi Yönetimi Araştırma Merkezi ile İş ve Bilgi Sistemleri Mühendisliği Proje Grubu (FIM/FIT), Fraunhofer, Lüksemburg Üniversitesi, Münih Teknik Üniversitesi ve Leibniz Avrupa Ekonomi Araştırma Merkezi dahildir.

²⁹ Ashour Novirdoust, A., v.d., (2021). Electricity Market Design 2030-2050: Moving Towards Implementation, <https://doi.org/10.24406/fit-n-640928>.

³⁰ Ashour Novirdoust, A., v.d., (2021). Electricity Market Design 2030-2050: Moving Towards Implementation, <https://doi.org/10.24406/fit-n-640928>.

³¹ Kyllmann, C. (2014). German grid agency explores lowering connection costs for batteries, electrolyzers in renewable-rich areas. <https://www.cleanenergywire.org/news/german-grid-agency-explores-lowering-connection-costs-batteries-electrolyzers-renewable-rich-areas>

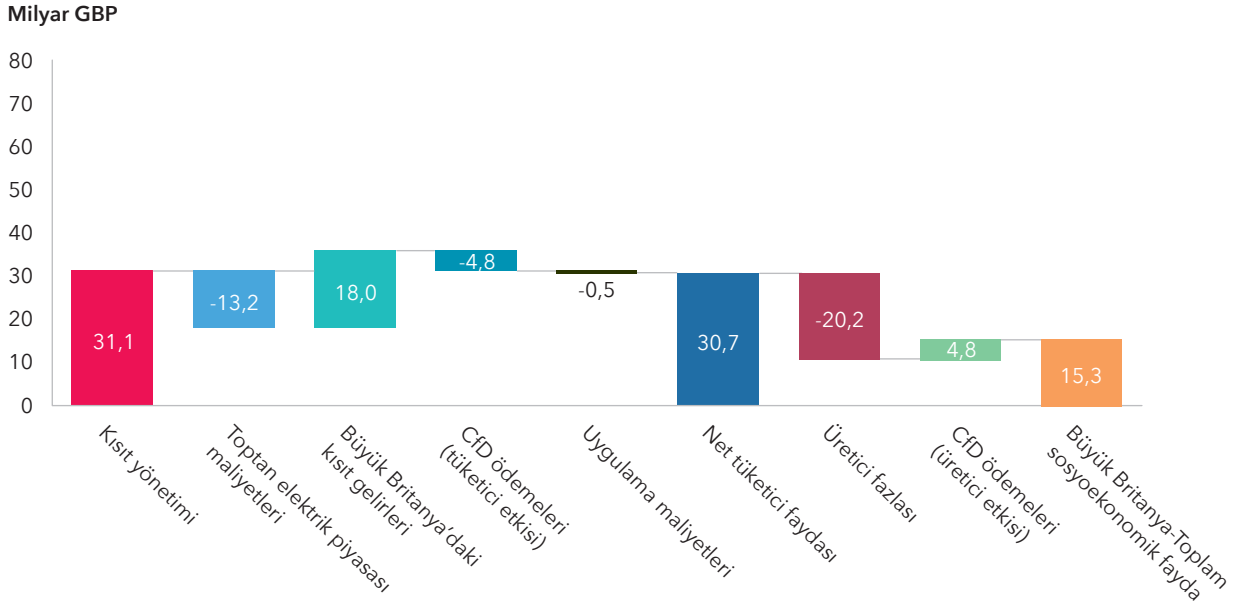
- Bazı Avrupa Birliği düzenlemelerinin engel teşkil etme olasılığı da değerlendirilen konular arasındadır. Örneğin, kapasite tahsis (capacity allocation) ve kapasite yönetimi (capacity management) düzenlemeleri, her teklif bölgesindeki üreticilere her piyasa zaman biriminde aynı fiyatın verilmesini şart koşmakta ve bu durum "uplift/make-whole" ödemelerini engellemektedir. Ayrıca, Avrupa'nın dördüncü enerji paketinde dengeleme (balancing) eylemleri ile kısıt yönetimi (congestion management) eylemleri arasında ayırım yapılması zorunluluğu, düğüm bazlı fiyatlandırmanın mantığına aykırıdır. Bu durum, MARI ve PICASSO modellerinin geliştirilmesini şekillendiren faktörlerden biri olmuştur.³²

4.2. Bölgesel fiyatlandırmaya geçiş

4.2.1. Birleşik Krallık

Birleşik Krallık elektrik düzenleyicisi Ofgem için yapılan analizler, yedi bölgeye dayalı bölgesel (zonal) fiyatlandırmanın, düğüm bazlı fiyatlandırma ile öngörülen faydaların önemli bir kısmını açığa çıkarabileceğini göstermektedir. Analizler, yaklaşık 31 milyar GBP tüketici faydasına ve 15 milyar GBP civarında sosyo-ekonomik fayda yaratımına işaret etmektedir (Şekil 9). Düğüm bazlı fiyatlandırmaya kıyasla bölgesel fiyatlandırma için öngörülen faydaların daha düşük olmasının başlıca nedeni, bölgesel sistemde fiyatların lokasyonel ayrıntı düzeyinin daha düşük olmasıdır. Bu durum, bölgesel fiyatlandırmada kısıt yönetimi tasarruflarının görece daha az olmasından kaynaklanmaktadır. Oluşan faydalar düğüm bazlı analizde olduğu gibi, temel olarak kısıt yönetimi maliyetlerindeki azalmadan ve iletim kısıt gelirlerinden kaynaklanmaktadır. Bu faydalar, bazı konumlarda toptan maliyetlerin artması (iletim kısıt maliyetlerinin konuma dayalı toptan fiyatlara yansımaları) ve hem bölgesel hem de düğüm bazlı fiyatlandırma rejimlerinde CfD (farka dayalı sözleşme) destek ödemelerinin artmasıyla kısmen dengelenmektedir. İlgili çalışma kapsamında ulaşılan öngörüler, bölgesel fiyatlandırma uygulanmasına ilişkin tek seferlik maliyetlerin 0,5 milyar EUR seviyesinde olabileceği değerlendirilmektedir. Bu tutar ise düğüm bazlı fiyatlandırma için öngörülen maliyetlerle benzerdir.

³² Scott, D. (2024). Mechanics of implementing nodal pricing in European wholesale markets. <https://blueprint.raponline.org/deep-dive/implementing-nodal-pricing/>

Şekil 9. Bölgesel piyasa tasarımının ulusal piyasa tasarımına göre toplam fayda-maliyet değerlendirmesi (2025-2040)

4.2.2. Avrupa teklif bölgesi incelemesi

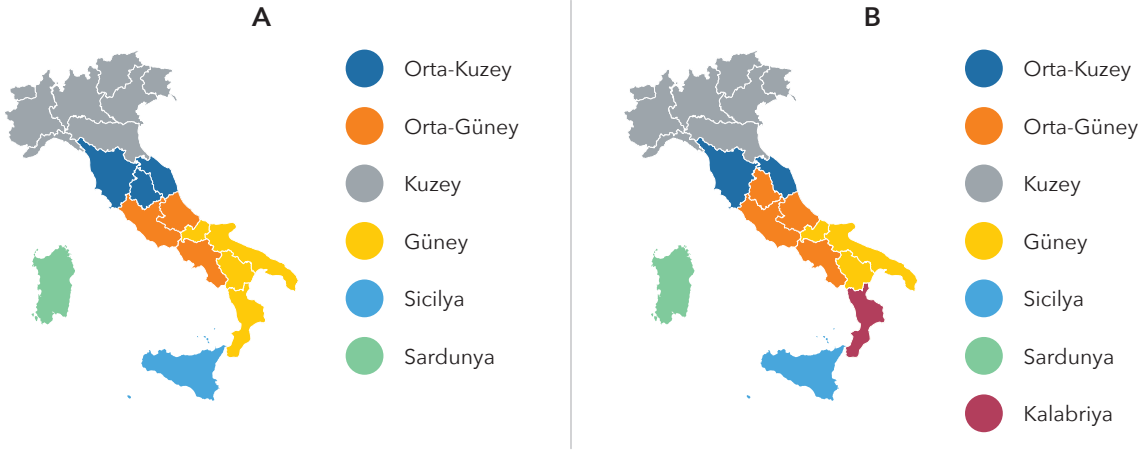
2019 yılında kabul edilen AB Temiz Enerji Paketi (EU Clean Energy Package), Avrupa Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı (ACER) tarafından enerji piyasası verimliliğinin değerlendirilmesi ve mevcut teklif bölgesi yapılandırmasının her üç yılda bir gözden geçirilmesini zorunlu kılmaktadır. Verimsizlik tespit edilmesi durumunda ACER, iletim sistem operatörlerinden, alternatif bir teklif bölgesi yapılandırmasını değerlendirmelerini ve öneriler sunmalarını talep edebilir. Mevcut durumda, ekonomik verimliliği artırmak ve bölgeler arası ticareti geliştirmek amacıyla beş teklif bölgesi incelemesi (Bidding Zone Review, BZR) yürütülmektedir. Bu incelemelerden geçen ülkeler Almanya, Hollanda, İsveç, Fransa ve İtalya'dır.

Bu arada JRC tarafından yapılan yakın tarihli bir analiz³³, Avrupa'daki teklif bölgesi sayısının yaklaşık iki katına çıkarılarak 101 bölgeye yükseltilmesinin etkilerini incelemiştir. Bu durumda, yıllık 10 ile 37 milyar EUR mertebesinde sistem maliyeti tasarrufu yaratılabileceği analiz edilmiştir. Bu, düşük bazlı fiyatlandırmanın öngörülen faydasının yaklaşık olarak yarısına işaret etmektedir.

4.2.3. İtalya

2021 yılında İtalya, altı bölgeden oluşan mevcut yapılandırmasını yedi bölge olarak güncellemiştir (Şekil 10).

³³ Thomassen, G. ve Fuhrmanek, A. (2025). Locational Price Signals in Europe - Future-proofing the European power market, Publications Office of the European Union, Luxembourg. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/7466842, JRC142047>

Şekil 10. İtalya teklif bölgeleri konfigürasyonu: 2020 (A) ve 2021 sonrası (B)³⁴

Bölge sayısının artırılması sürecinde İtalya'nın deneyimlerinden çıkarılan dersler aşağıdaki şekilde özetlenmiştir³⁵:

- Bölgelerin, yapısal kısıtları daha iyi yansıtacak şekilde yeniden tanımlanması toplam bölge sayısını önemli ölçüde değiştirmeden daha fazla fayda sağlanmasına yol açmaktadır. Analiz, bölgesel yapılandırmanın sosyal faydayı artırdığını ve kısıt yönetimi maliyetlerini azalttığını, böylece piyasa verimliliğini yükselterek likiditeyi artırdığını ortaya koymaktadır. Bununla birlikte analizde, bölge sayısındaki değişimle elde edilebilecek mutlak faydaya ilişkin EUR cinsinden nicel bir tahmin sunulmamaktadır.
- Analiz, bölgesel konfigürasyondaki iyileştirmenin düğüm bazlı fiyatlandırma ile ilişkilendirilen piyasa verimliliği kazanımlarının önemli bir bölümünü yakalayabildiğini ortaya koymaktadır. Bu bağlamda, şebeke kısıtlarının dağılımındaki sapmaların ideal düğüm bazlı temsile göre %25-30'dan yaklaşık %20'ye düşürülebileceği belirtilmektedir.
- Analiz aynı zamanda, bölgesel fiyatlandırma modelinin düğüm bazlı fiyatlandırmaya göre bir dezavantajına da dolaylı olarak işaret etmektedir. Bölgesel fiyatlandırma mekanizması düzenli olarak yeniden yapılandırma gerektirmektedir. Bu durum, mevzuat açısından risk yaratabilir ve sermaye maliyetini artırabilir. Oluşması muhtemel ek maliyetlerin ise tüketici tarafından karşılanması muhtemeldir.

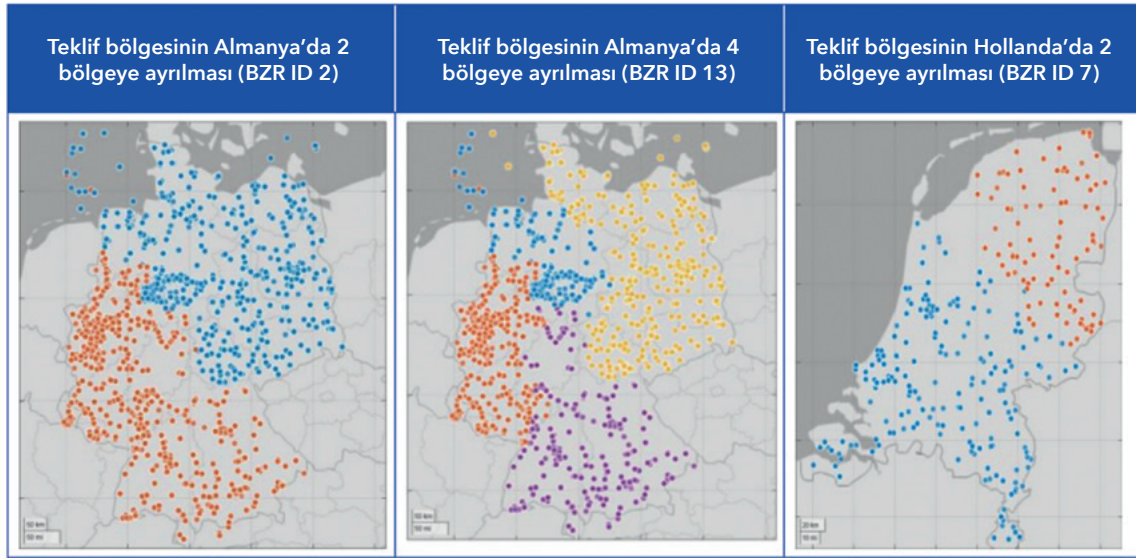
³⁴ Wu Hu., v.d. (2024). Performance Assessment of Electricity Market Zones Reconfiguration: the Italian Case, IEEE, 22nd Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON). <https://ieeexplore.ieee.org/document/10608713>

³⁵ Wu Hu., v.d. (2024). Performance Assessment of Electricity Market Zones Reconfiguration: the Italian Case, IEEE, 22nd Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON). <https://ieeexplore.ieee.org/document/10608713>

4.2.4. Almanya ve Hollanda

2024 yılında Hollanda hükümeti, potansiyel teklif bölgesi bölünmelerine yönelik Almanya ve Hollanda'yı kapsayan bir çalışma yürütmüştür³⁶. Bu analiz, Avrupa Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı (ACER) tarafından belirlenen potansiyel yeni bölgelere dayanmaktadır. Mevcut durumda, her iki ülke de ulusal fiyat uygulamasını kullanmaktadır (Şekil 11). Hollanda hükümeti, ilgili alternatif teklif bölgesi konfigürasyonlarını orta vadede, farklı talep ve arz senaryoları çerçevesinde değerlendirmektedir.

Şekil 11. Almanya ve Hollanda için potansiyel teklif bölgesi bölünmeleri³⁷



Çalışma, Almanya için önerilen iki alternatif yapılandırma³⁸ kapsamında, 2035 yılı itibarıyla Avrupa Birliği ülkeleri açısından ilave ve kayda değer sosyo-ekonomik refah artışları sağlandığını ortaya koymaktadır. Net sosyo-ekonomik refah etkileri ise şu şekilde özetlenmektedir:

- DE2 teklif bölgesi konfigürasyonu: yılda 2,1 - 2,5 milyar EUR
- DE4 teklif bölgesi konfigürasyonu: yılda 4,0 - 4,6 milyar EUR
- NL³⁹ teklif bölgesi konfigürasyonu: yılda 0,2-0,3 milyar EUR aralığındadır.

Gösterilen sosyo-ekonomik refah rakamlarına, teklif bölgesi yapılandırmalarının uyarlanması için iletim ve dağıtım operatörleri, piyasa altyapı sağlayıcıları ile toptan ve perakende segmentindeki paydaşlar açısından ortaya çıkacak tek seferlik "geçiş maliyetleri" dahil edilmemiştir. Geçiş maliyetlerine ilişkin ilk tahminler⁴⁰:

³⁶ TNO. (2024). Study on the effects of alternative German and Dutch bidding zone configurations on socioeconomic welfare and CO2 emissions. <https://open.overheid.nl/documenten/19840fa2-432a-42eb-a903-b44ecdf21396/file>

³⁷ TNO. (2024). Study on the effects of alternative German and Dutch bidding zone configurations on socioeconomic welfare and CO2 emissions. <https://open.overheid.nl/documenten/19840fa2-432a-42eb-a903-b44ecdf21396/file>

³⁸ Almanya'nın iki teklif bölgesine ayrıldığı DE2 ve dört teklif bölgesine ayrıldığı DE4 senaryoları

³⁹ Hollanda'nın iki bölge olarak değerlendirildiği senaryo

⁴⁰ Compass Lexecon (2023). Transition costs of bidding zone reconfigurations, a study for ENTSO-E. https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-on-bidding-zone-review/user_uploads/240719_entso-e_transition_costs_report_vf_for_p-consultation.pdf

- Almanya DE2 yapılandırması: 1,2 - 1,55 milyar EUR
- Almanya DE4 yapılandırması: 1,25 - 2,25 milyar EUR
- Hollanda NL2 yapılandırması: 50 - 450 milyon EUR yönündedir.

İlgili maliyetler tek seferlik olup, sosyo-ekonomik refah faydaları yıllık olarak tekrar eden kazançlardır. Yapılan analiz, reformun önemli net faydalarına işaret etmektedir. Reformdan elde edilecek faydaların, Almanya için bir yıl veya daha kısa sürede, Hollanda için ise yaklaşık bir-iki yıl içinde tek seferlik geçiş maliyetlerini aşmasının muhtemel olduğunu göstermektedir. Özetle, Hollanda ve Almanya için yapılan bu ileriye dönük analiz, bölgesel fiyatlandırmanın devreye alınmasından önemli faydalar sağlanabileceğine işaret etmektedir.

4.2.5. İsveç

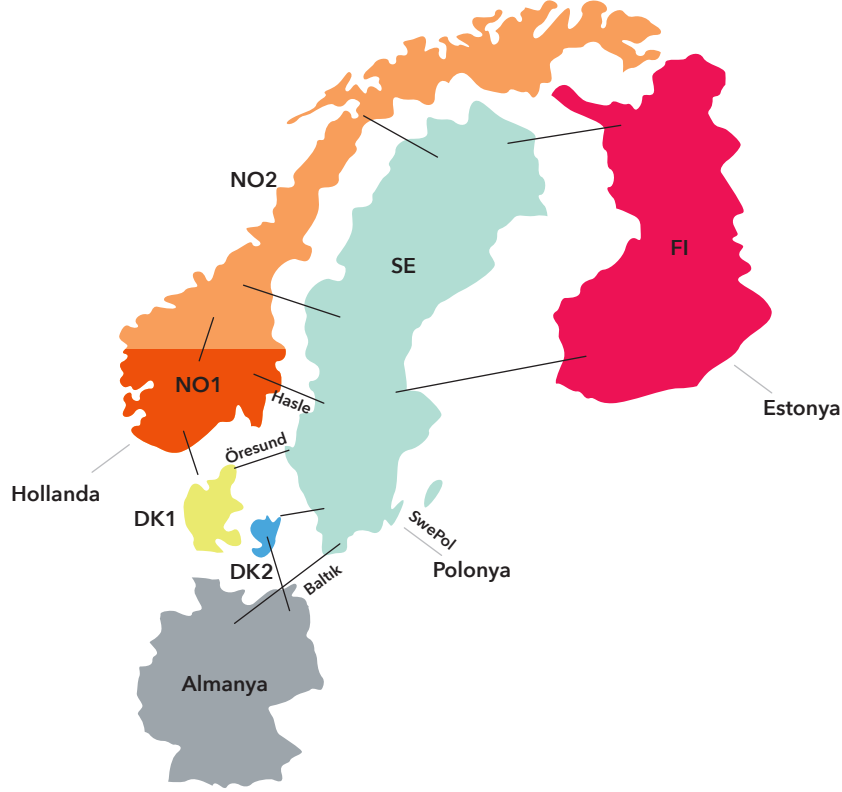
2006 yılında Danimarka'da faaliyet gösteren ticari ve profesyonel enerji şirketlerini temsil eden bir kuruluş olan Dansk Energi, Svenska Kraftnät'in (SvK), güney İsveç ile doğu Danimarka arasındaki Öresund bağlantısında iletim kapasitesinin düzenlenmesine ilişkin davranışları hakkında Avrupa Komisyonu'na, şikayette bulunmuştur. O dönemde İsveç, ulusal fiyatlandırma yaklaşımı uygulamaktaydı (Şekil 12). Yapılan şikayet sonucunda Komisyon, Haziran 2009 tarihli değerlendirmesinde SvK hakkında aşağıdaki kanaatlere varmıştır:

- İç kısıtlar nedeniyle İsveç ile komşu AB üyesi ülkeler ve EEA (Avrupa Ekonomik Alanı) Sözleşmesi tarafları arasındaki iletim kapasitesini kısıtlayarak ihracatı engellemek ve İsveç içindeki müşteriler ile İsveç'ten elektrik ithal eden Üye Devletler ile EEA Sözleşmesi taraf müşterileri arasında ayrımcılık yapmak.
- Müşteriler arasında ikamet ettikleri yere göre ayrımcılık yapılması, AB Adalet Divanı içtihadına göre, TFEU'nun 102. maddesinin ihlali anlamına gelen "hakim durumun kötüye kullanılması" olarak değerlendirilmektedir.

Komisyon'un ön değerlendirmesine göre SvK, söz konusu davranışların objektif olarak gerekçelendirildiğini ortaya koyacak yeterli kanıt sunamamıştır. Bunun üzerine SvK, Komisyon'un rekabet endişelerini gidermek için Eylül 2009'da bazı taahhütlerde bulunmuştur. Bu taahhütler uyarınca SvK, İsveç iletim sistemini iki veya daha fazla teklif bölgesine ayırmayı ve en geç 1 Temmuz 2011 tarihine kadar İsveç iletim sistemini bu esaslara göre işletmeyi kabul etmiştir. Teklif bölgelerinin yapılandırılması kapsamında İsveç iletim sisteminde gelecekte öngörülen veya öngörülemeyen elektrik akış davranışlarında değişikliklere uyum sağlayacak şekilde yeterli esnekliğin olması şartı konulmuştur. Teklif bölgelerinin yürürlüğe girdiği tarihten itibaren SvK, enterkonnektörlerdeki ticaret kapasitesini kısıtlamaksızın, İsveç iletim sistemi içindeki kısıtları yönetecektir.

⁴¹ European Commission. (2010). Commission Decision of 14.4.2010 relating to a proceeding under Article 102 the treaty on the functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement. (Case 39351 - Swedish Interconnectors). https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_4.pdf

Şekil 12. Kasım 2008 itibarıyla İskandinav teklif bölgeleri ve enterkonneksiyonların şematik görünümü⁴²



İsveç elektrik sisteminin birden fazla bölgeye ayrılmasına yönelik öneri, iç kısıtların (darboğazların) giderilmesine yardımcı olacak yapısal bir çözümün hayata geçirilmesinin yanı sıra, İsveç sistem işletmecisinin Danimarka sınırında ihracatı kısıtlamasına yönelik endişeleri gidermek için de bir girişim olarak değerlendirilebilir (Şekil 13). Komisyon, söz konusu taahhütlerin görece üstünlüklerine ilişkin olarak ilgili üçüncü taraflardan görüş almıştır. Bu kapsamda, ulusal düzenleyici ve rekabet otoriteleri, Komisyon tarafından dile getirilen endişeleri gidereceği kanaatiyle, önerilen taahhütleri genel olarak memnuniyetle karşılamıştır. Komisyon, taahhütlerin ön değerlendirmede ifade edilen rekabet endişelerini karşılamak için yeterli olduğu sonucuna varmıştır.

Sonuç olarak İsveç, Kasım 2011’de dört teklif bölgesini devreye almıştır. Bu düzenleme, bölgesel arz ve talep koşullarını daha iyi yansıtmak, iletim sistemindeki darboğazları hafifletmek ve piyasa verimliliği ile rekabeti teşvik eden AB mevzuatıyla uyum sağlamak amacıyla hayata geçirilmiştir.

⁴² European Commission. (2010). Commission Decision of 14.4.2010 relating to a proceeding under Article 102 the treaty on the functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement. (Case 39351 - Swedish Interconnectors). https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_4.pdf

Şekil 13. 2022 itibarıyla İskandinav ve Baltık teklif bölgeleri haritası⁴³



Aşağıda, İsveç'te yapılan reformun etkilerine ilişkin genel bir değerlendirme⁴⁴ sunulmaktadır:

- Yeniden yapılandırma sonrasında, güney bölgelerdeki fiyat artışlarının kuzey bölgelere kıyasla daha yüksek olduğu görülmektedir. Buna göre fiyatlar, SE4'te %8 ve SE3'te %6 oranında artarken, SE1 ve SE2 bölgelerinde fiyat artışı yalnızca %4,7 seviyesinde kalmıştır. Bu durum, hem kısıt maliyetlerini hem de daha yüksek marjinal üretim maliyetlerini yansıtmaktadır.
- Komisyon'un C142/28 sayılı kararı, net ihracattaki belirgin artış ve dört bölge arasında fiyat farklılaşmasının, İsveç'teki fiyatları olumlu yönde etkilediğini belirtmektedir.
- Çalışma ayrıca iletim kısıtlarının mevcut olduğu durumlarda, hem tüketici hem de üretici faydalarının bölgesel fiyatlandırmaya kıyasla düğüm bazlı fiyatlandırmada daha yüksek olacağını ortaya koymaktadır.

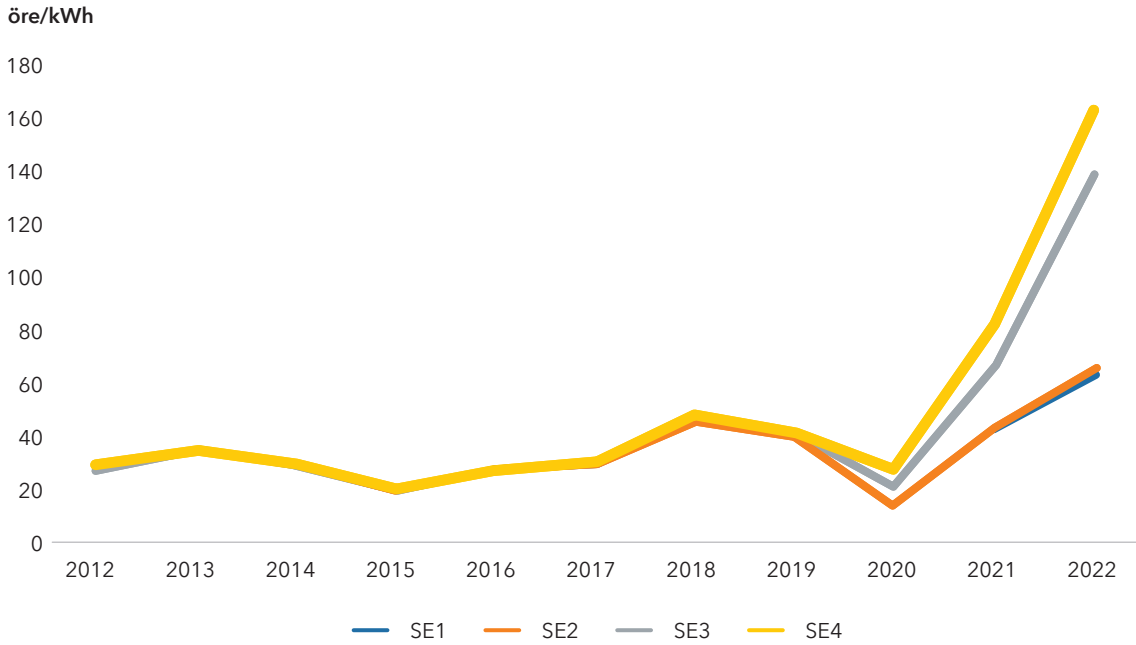
⁴³ Holmberg, P. ve Tangerås, T.P. (2022). The Swedish electricity market - today and in the future. https://www.riksbank.se/globalassets/media/rapporter/pov/artiklar/engelska/2023/230512/2023_1-the-swedish-electricity-market--today-and-in-the-future.pdf

⁴⁴ Loiacono, L., Rizzo, L., ve Stagnaro, C. (2025). Impact of bidding zone re-configurations on electricity prices: Evidence from Sweden. *Energy Economics*, Vol: 141. 108106. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988324008156>

- Reformun etkileri komşu ülkelere de yayılma (spill-over) gösterdiğinden, bu etkilerin analize dahil edilmemiş olması, Avrupa iç enerji piyasası üzerindeki toplam etkinin tam olarak ortaya konulamaması anlamına gelmektedir. Bu nedenle yapılan analiz kısmi niteliktedir.

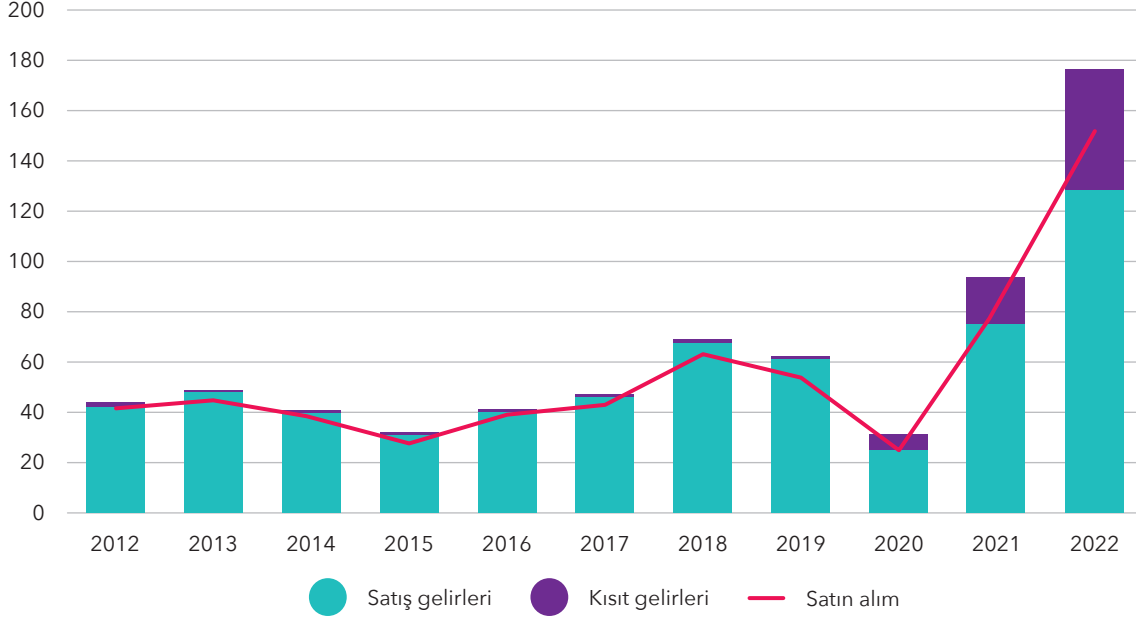
Dört bölgedeki fiyatlar, 2020 yılına kadar yaklaşık olarak aynı seviyelerde seyretmiştir (Şekil 14). Bu tarihten sonra SE3 ve SE4 bölgelerindeki bölgesel fiyatlar, kuzey bölgelerine kıyasla belirgin biçimde daha yüksek hale gelmiş ve aradaki fark giderek artmıştır. 2022 yılında SE4'teki ortalama fiyat, 2020 yılına kadarki ortalamanın yaklaşık beş katına ulaşmıştır (Şekil 14). Bu gelişmenin başlıca nedenlerinden biri, Avrupa⁴⁵ ile artan entegrasyonun sonucu olarak SE3 ve SE4 bölgelerinde elektrik fiyatlarını yükselten enerji arz eksikliğidir.

Şekil 14. NordPool Gün Öncesi Piyasası'nda yıllık ortalama fiyatlar (öre/kWh)⁴⁶



⁴⁵ Holmberg, P. ve Tangerås, T.P. (2022). The Swedish electricity market - today and in the future. https://www.riksbank.se/globalassets/media/rapporter/pov/artiklar/engelska/2023/230512/2023_1-the-swedish-electricity-market--today-and-in-the-future.pdf

⁴⁶ Holmberg, P. ve Tangerås, T.P. (2022). The Swedish electricity market - today and in the future. https://www.riksbank.se/globalassets/media/rapporter/pov/artiklar/engelska/2023/230512/2023_1-the-swedish-electricity-market--today-and-in-the-future.pdf

Şekil 15. 2012-2022 döneminde SE1-SE4 gün öncesi piyasasındaki ticaret değerleri (milyar SEK)⁴⁷

Kısıt yönetimi gelirleri son yıllarda dramatik biçimde artmıştır (Şekil 15). 2022 yılında SvK, yalnızca ülke içi kısıtlardan yaklaşık 49 milyar SEK tutarında gelir elde etmiştir. İlgili tutar dolaylı olarak elektrik sistemindeki tüm tüketim noktaları tarafından karşılanmıştır. Bu durum, SvK aracılığıyla iletim şebekesinin sahibi olan devlet lehine, tüketicilerden devlete doğru önemli bir gelir sağlamıştır.

Tüm bu bulgular daha fazla iletim hattı yatırımı yapılmasının önemine ve bölgesel fiyatlandırmanın ilave hat yatırımlarının hangi noktalara en çok değer katabileceğinin belirlenmesinde yardımcı olabileceğine işaret etmektedir. Nitekim SvK, şebeke yatırımlarını altı yıl öncesine göre beş kat artırmayı planlamaktadır. 2018 yılında 2 milyar SEK'in biraz üzerinde olan şebeke yatırım tutarının 2024 yılında 10 milyar SEK'in üzerine çıkması hedeflenmiştir. SvK, 2040'a kadar yaklaşık 15 yıl boyunca yüksek yatırım hızını korumayı öngörmektedir.⁴⁸

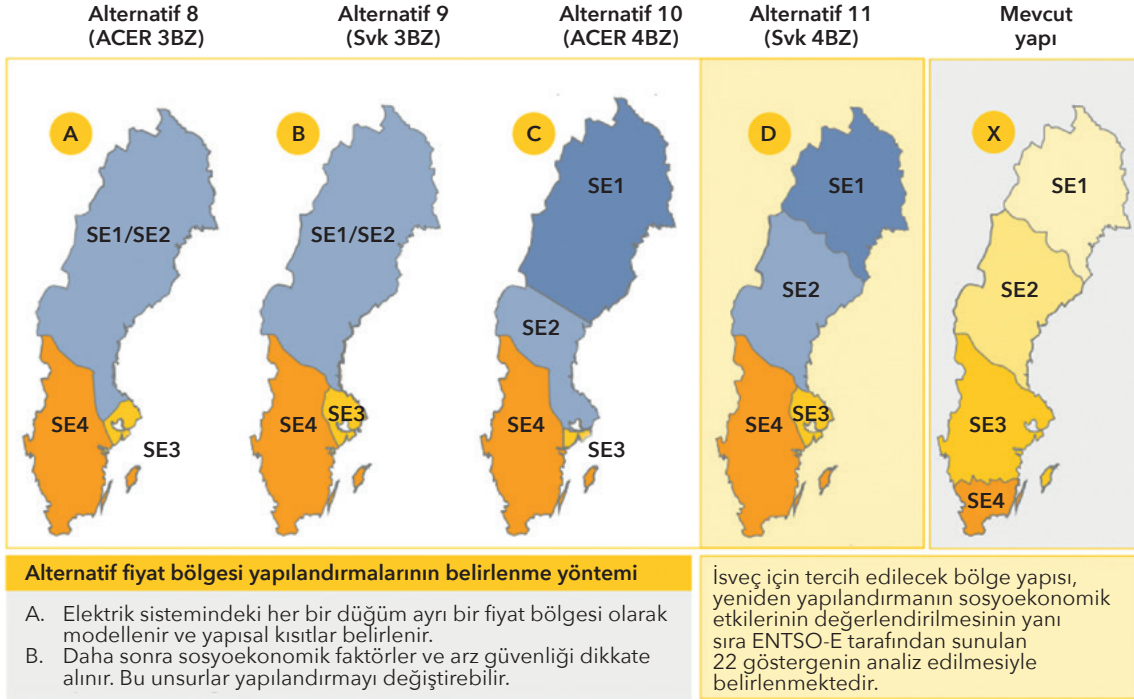
Bununla birlikte, teklif bölgeleri içinde de kısıtlar ortaya çıkabilmekte ve sistemin dengesini korumak için kısıt yönetimi gerektirmektedir. Bu durum, özellikle SE3 bölgesinde Stockholm çevresi ve SE4 bölgesinde Malmö çevresi için geçerlidir. Söz konusu husus, İsveç'in dört teklif bölgesinin yeniden gözden geçirilmesine yönelik mevcut sürecin temel itici gücünü oluşturmaktadır.⁴⁹ 2025 yılında hayata geçirilmesi muhtemel değişikliklerin değerlendirildiği analizlerde, Stockholm ve çevresinde bölgede arz-talep dengesizliğini yansıtacak şekilde fiyat artışları da dikkate alınmıştır.⁵⁰

⁴⁷ Holmberg, P. ve Tangerås, T.P. (2022). The Swedish electricity market - today and in the future. https://www.riksbank.se/globalassets/media/rapporter/pov/artiklar/engelska/2023/230512/2023_1-the-swedish-electricity-market--today-and-in-the-future.pdf

⁴⁸ Holmberg, P. ve Tangerås, T.P. (2022). The Swedish electricity market - today and in the future. https://www.riksbank.se/globalassets/media/rapporter/pov/artiklar/engelska/2023/230512/2023_1-the-swedish-electricity-market--today-and-in-the-future.pdf

⁴⁹ Aurora Energy Research. (t.y). Swedish bidding zone review. <https://auroraer.com/insight/swedish-bidding-zone-review/>

⁵⁰ Holmberg, P. ve Tangerås, T.P. (2022). The Swedish electricity market - today and in the future. https://www.riksbank.se/globalassets/media/rapporter/pov/artiklar/engelska/2023/230512/2023_1-the-swedish-electricity-market--today-and-in-the-future.pdf

Şekil 16. ACER tarafından önerilen teklif bölgesi yapıları

Yapılan değerlendirmelere göre, İsveç'in fiyatlandırma stratejisinden çıkarılabilecek temel sonuçlar aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- Fiyat bölgelerinin (zone) oluşturulması, komşu ülkelerle enterkonneksiyon bağlantılarının ve elektrik ticaretinin daha verimli olmasını sağlamada bir araç olarak kullanılabilir.
- Bölgesel fiyatlandırma, iletim şebekesi yatırımlarının, özellikle yeni hatların, şebekede en fazla katma değer sağladığı noktaların belirlenmesinde yardımcı olabilir.
- Bölgesel bir yaklaşımın periyodik olarak yeniden yapılandırmalara tabi olması beklendiğinden, bu durum düzenlemeler açısından çeşitli riskler barındırmaktadır.

4.2.6. Önemli çıkarımlar

Almanya, Avusturya ve Lüksemburg teklif bölgesinin oluşması ve İskandinav deneyimlerine dayanan 2018 yılında yürütülen analizler⁵¹, ulusal fiyatlandırmadan bölgesel (zonal) fiyatlandırmaya geçişin likidite sorunu yaratmayacağına işaret etmektedir. Analiz, yeni bir teklif bölgesinin devreye alınmasının ardından bölgeler arası fiyat korelasyonunun yüksek seyretmesi halinde, bölgeler arası hedging (korunma) ürünlerine yönelik talebin sınırlı düzeyde kalabileceğini göstermektedir. Örneğin, Avusturya vadeli piyasasının likiditesi, Almanya-Lüksemburg bölgesinden ayrılmasının ardından keskin biçimde düşmüş olsa da, Almanya ve Avusturya'daki aylık ortalama gün öncesi piyasa fiyatları arasındaki korelasyon %94 gibi çok yüksek bir seviyede gerçekleşmektedir. Bu nedenle, Avusturyalı piyasa katılımcıları hedging amacıyla Alman ürünlerini bir vekil (proxy)

⁵¹ Eickle, A. ve Schittekatte, T. (2022). Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2022/02/MITEI-WP-2022-01.pdf>

olarak kullanabilmiş ya da Almanya teklif bölgesinde işlem gören bir vadeli sözleşmeyi finansal iletim hakkı (Financial Transmission Right - FTR) ile birleştirebilmiştir. Dolayısıyla, Avusturya'da finansal ürünlerin gelişimini engelleyen temel unsur, bu ürünlere olan ihtiyacın azalması olmuştur.

Bununla birlikte, fiyat korelasyonları azaldığında, bu ürünlerin önemi artmakta ve bu durum likiditeyi destekleyebilmektedir. Analiz, 2020 yılından itibaren İsveç'te bölgesel fiyatlar arasındaki korelasyonun azaldığını, buna karşılık korunma (hedge) araçları piyasasındaki likiditenin arttığına işaret etmektedir. Çalışma, bu piyasaların gelişiminin zaman alabileceğini ortaya koymakla birlikte, kısa vadeli fiyat dalgalanmalarındaki artışın, ihtiyaç duyulduğunda daha fazla likidite sağlayacağına dair herhangi bir kanıt bulunmadığına işaret etmektedir.

Düğüm bazlı (nodal) fiyatlandırmanın aksine, bölgesel (zonal) fiyatlandırma yaklaşımında şebeke kısıtları nedeniyle fiziksel olarak uygulanamaz güç akışlarını yönetmek için, gün öncesi piyasa işlemlerinden sonra dengeleme (YAL/YAT, redispatch) mekanizmasının uygulanmasını gerektirmektedir. Bölgesel fiyatlandırma mekanizmasında, aynı bölge içindeki her nokta tek bir fiyatla temsil edildiğinden, bölge içindeki şebeke kısıtları tam olarak fiyata yansımamaktadır.

Bununla birlikte, piyasa temelli YAL/YAT (redispatch) mekanizması, toptan elektrik piyasası ile dengeleme piyasası arasında stratejik davranışları (gaming) teşvik etmektedir. "Inc-dec⁵²" stratejisi (inc-dec game) olarak adlandırılan bu durumda, bazı üreticiler şebeke kısıtından dolayı devreye alınacaklarını bildikleri için teklif fiyatlarını yükseltirken, bazı üreticiler ise YAT talimatı kaynaklı gelir sağlamak amacıyla teklif fiyatlarını düşürmektedir. Bölgesel (zonal) piyasalarda bu tür stratejik davranışları azaltmanın bir yolu, maliyet bazlı YAL/YAT mekanizmasının uygulanmasıdır. Ancak bu yaklaşım, değişken maliyetlerin belirlenmesi zor olan esnek talep ve depolama gibi piyasa katılımcılarının sistem hizmetleri sunmasını önemli ölçüde sınırlandırmaktadır. Bu nedenle Avrupa Komisyonu, piyasa temelli YAL/YAT yöntemlerini teşvik etmektedir.⁵³

Ampirik çalışmalar⁵⁴ bu tür stratejik davranışların, 2017-2018 döneminde İtalya elektrik piyasasında üretim maliyetlerini önemli ölçüde artırdığını göstermektedir. Söz konusu çalışmalarda, bir üretim tesisinin gerçek zamanlı dengeleme piyasasında, gün öncesi üretim planı dikkate alındığında üretim artış ihtimalindeki değişimin, gün öncesi piyasada verdiği teklif fiyatlarını nasıl etkilediği incelenmiştir. Analizlere göre, gerçek zamanlı piyasada üretimin artırılma olasılığı 0,1 yükseldiğinde, gün öncesi piyasa teklif fiyatları ortalama 5 EUR/MWh artmaktadır. Bu etkinin yıllık bazda önemli sonuçlar doğurabileceği belirtilmekte olup, dengeleme maliyetlerinin, gün öncesi fiyatlarla hesaplanan toplam enerji tüketim maliyetinin yaklaşık %15'ine denk geldiği ifade edilmektedir.

⁵² Inc-dec stratejisi (increment-decrement strategy), özellikle elektrik piyasalarında üreticilerin farklı piyasa zaman dilimlerinde (örneğin gün öncesi ve dengeleme piyasası) karşıt yönlü pozisyon alarak fiyat farklarından kazanç elde etmeye çalıştıkları bir ticaret davranışıdır.

⁵³ Eickle, A. ve Schittekatte, T. (2022). Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2022/02/MITEI-WP-2022-01.pdf>

⁵⁴ Graf, C., Quaglia, F., ve Wolak, F., (2020). Simplified Electricity Market Models with Significant Intermittent Renewable Capacity: Evidence from Italy (No. W27262). National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA. <https://doi.org/10.3386/w27262>

Yapılan analizlerde iki farklı piyasa tasarımında kilit bir konumun yarattığı mali avantajların kötüye kullanıldığı durumda bölgesel piyasalardaki stratejik davranışların, düğüm bazlı (nodal) piyasalardakine kıyasla daha sorunlu olabileceğine dair güçlü bulgular ortaya koymaktadır.⁵⁵

4.3. Türkiye'ye benzer piyasa örnekleri

Güney Kore, tek ulusal fiyat ve merkezi planlama yapısına sahip olması bakımından Türkiye ile benzer temel özellikleri paylaşmaktadır.⁵⁶ Güney Kore, sistem faydalarını artırmak için daha konuma dayalı fiyat sinyallerinin devreye alınmasını içeren bir reformu değerlendirmektedir. Yapılması değerlendirilen reformla ilgili olarak:

- Düğüm bazlı (nodal) ya da bölgesel (iki veya beş bölge) bir fiyat yapısına geçişi içeren bir reformla, piyasa genelinde fiyatlarda yaklaşık %5-%7 oranında bir düşüşün kaçınılmaz olduğu analiz edilmiştir.
- Fiyat düşüş dağılımının homojen olmayacağı, etkinin özellikle başkent dışındaki bölgelerde daha belirgin olacağı değerlendirilmektedir.
- İki bölgeli bir yapının devreye alınması, beş bölgeli bir yapıya geçişle elde edilebilecek faydanın büyük bölümünü sağlamaktadır.
- Düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçiş durumunda, üreticilerin yaklaşık %70 - %90'ının piyasada elde ettikleri gelirden azalış yaşaması muhtemeldir.

Çalışma, öncelikle iki bölgeli bir modele, ardından düğüm bazlı fiyatlamaya geçilmesini önermektedir. İletim ve perakende faaliyetlerinin tekel niteliği taşıdığı bir iletim sistemi işletmecisi (Transco) açısından ortaya çıkabilecek potansiyel çıkar çatışmalarını azaltmak için, elektrik sisteminin güvenilirliğine ilişkin projelerin önceliklendirilmesi ve hayata geçirilmesinde bağımsız bir yapının sürece dahil edilmesinin faydalı olabileceği ifade edilmektedir. Bu yaklaşım, yatırım kararlarının tarafsızlıkla alınmasını sağlayarak, toplam sistem verimliliğine ve toplumsal refahın azami düzeye çıkarılmasına katkı sunabilir.

⁵⁵ Eickle ve Schittekatte (2022) sunumunda, bölgesel piyasada piyasa gücü olmasa bile manipülasyonun mümkün olduğu vurgulanmaktadır, böylece piyasa gücü problemi daha da şiddetlendirecektir. İkinci olarak, bölgesel piyasada manipülasyon, zaten arz fazlası olan bölgelerde yatırım teşvikleri sağlayacağından, bu durum şebeke kısıtlarını daha da kötüleştirebilir. Ayrıca, düğüm bazlı toptan piyasalarda piyasa gücünün izlenmesinin, bölgesel sistemlerdeki yeniden dağıtım piyasalarına kıyasla daha kolay olabileceği savunulmaktadır. Son olarak, hukuki bir konu olarak "inc-dec manipülasyonu" potansiyel olarak yasadışı olmamasına rağmen, toptan piyasalarda piyasa gücünün kötüye kullanılmasını sağlayabilir ve bu açık bir rekabet hukuku ihlalidir. (Detaylı analiz için, <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2022/02/MITEI-WP-2022-01.pdf>)

⁵⁶ Kwag, K., v.d. (2025). Quantifying the Impact and Policy Implications of Transitioning to Zonal and Nodal Pricing in the Electricity Market: A South Korean Case Study, MDPI, <https://www.mdpi.com/2076-3417/15/2/716>



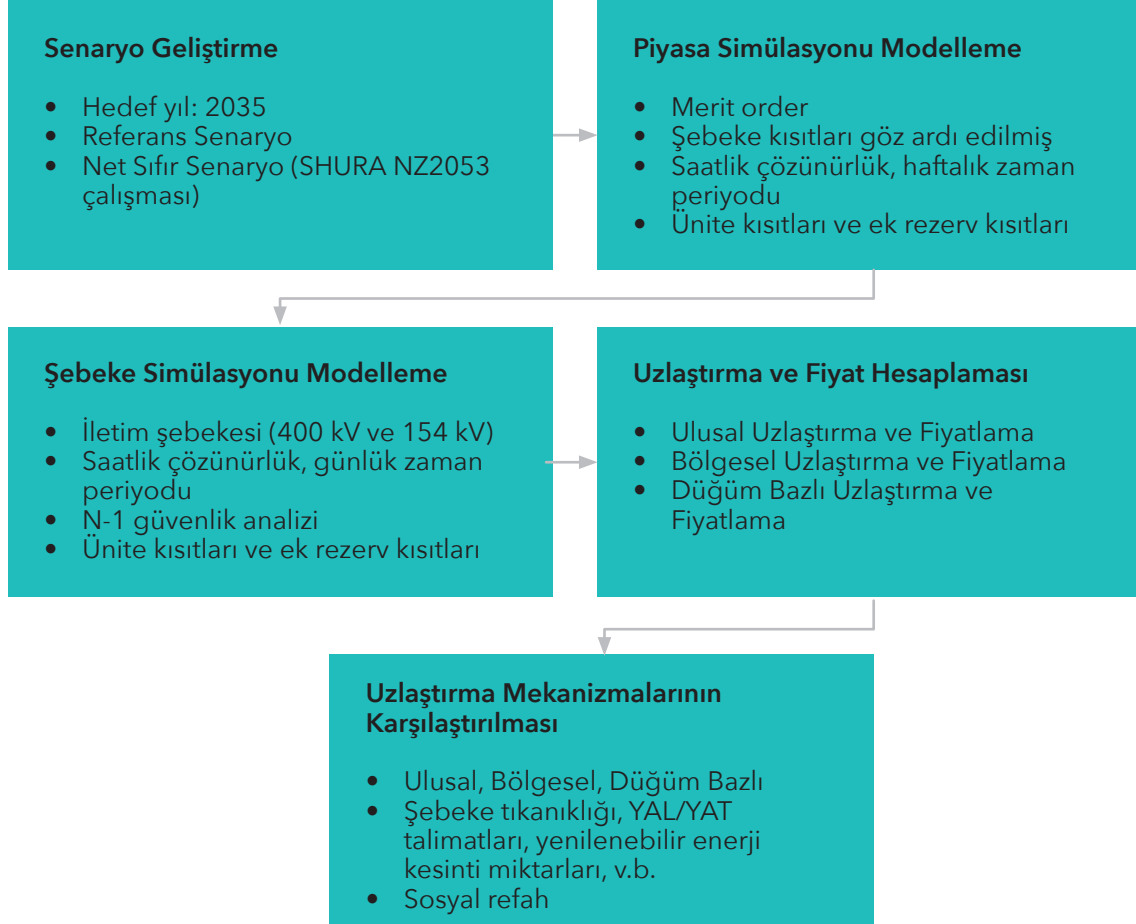
BÖLÜM 5 Metodoloji ve Varsayımlar

Bu çalışmada benimsenen metodoloji, senaryo tasarımı, piyasa ve şebeke simülasyonları ile uzlaştırma mekanizmalarının karşılaştırmalı değerlendirilmesini bir araya getiren yapılandırılmış bir çerçeveye dayanmaktadır. Şekil 17’de özetlendiği üzere, 2035 hedef yılı için talep ve üretim senaryoları SHURA Net Sıfır Yol Haritası çalışması ile uyumlu referans ve net sıfır senaryoları kurgulanmıştır.

Senaryolar üzerine inşa edilen çalışmada hem piyasa hem şebeke simülasyon modelleri kullanılmıştır. Piyasa simülasyonları, basitleştirilmiş sistem koşulları altında arz ve talep “merit-order” esasına göre saatlik çözünürlük kullanılarak temsili haftalık dönemler için yürütülmüştür. Bu aşama, sistem dengesinin ve rezerv gereksinimlerinin incelenmesine olanak sağlamaktadır. Tamamlayıcı şekilde, şebeke simülasyonları iletim şebekesinin teknik kısıtlarını 400 kV ve 154 kV seviyelerinde, günlük bazda ve saatlik çözünürlükte modele dahil etmektedir. N-1 güvenlik analizi ve rezerv kısıtlarını dikkate alan bu aşama, sistem kısıtları ile sistem yeterliliğine ilişkin gerçekçi bir değerlendirme sunmaktadır. Bu iki modelleme katmanı birlikte ele alındığında, sistem performansına hem ekonomik hem de teknik bir bakış açısı kazandırmaktadır.

Bu simülasyonlardan elde edilen çıktılar daha sonra uzlaştırma ve fiyat oluşum aşamalarına girdi olarak kullanılmaktadır. Bu noktada, aynı yükleme ve şebeke koşulları için ulusal, bölgesel ve düşük bazlı uzlaştırma yaklaşımı uygulanmaktadır. Bu sayede, fiyatlandırmada konumsal ayrıntı seviyesinin üreticiler, tüketiciler ve sistem işletmecileri açısından etkileri sistematik bir şekilde karşılaştırılmaktadır. Son olarak, karşılaştırmalı değerlendirmede söz konusu mekanizmaların şebeke kısıtlarının yönetimi, YAL/YAT talimatlarına duyulan ihtiyaç, yenilenebilir üretimde yaşanan kesintiler ve toplam sosyal refah üzerindeki etkiler gibi temel çıktıları analiz edilmektedir.

Şekil 17. Metodoloji ve analiz adımları



5.1. Senaryolar

Çalışma kapsamında oluşturulan senaryolar, SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi'nin önceki çalışmalarının⁵⁷ çıktılarını temel almakta ve sistem esnekliği ile uzlaştırma mekanizmalarının değerlendirilmesi açısından önem taşıyan ilave varsayımları içermektedir. Bu kapsamda, 2035 yılı için iki farklı senaryo ele alınmaktadır:

- Referans Senaryo: Mevcut eğilimlerin devam edeceğini dikkate alan senaryo.
- Net Sıfır Senaryosu: SHURA'nın "Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası" çalışmasına dayanan senaryo.

Tablo 2'de her iki senaryo kapsamında talep, kurulu güç, esneklik seçenekleri ve uluslararası enterkonneksiyonlara ilişkin varsayımlar, karşılaştırma için 2023 baz yılı ile birlikte ayrıntılı şekilde sunulmaktadır.

⁵⁷ SHURA. (2023). Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası. <https://shura.org.tr/net-sifir-2053-turkiye-elektrik-sektoru-icin-yol-haritasi/>

Tablo 2. Çalışmada 2035 yılı için oluşturulan senaryolar

Senaryo	2023	2035	
		Referans Senaryo	Net Sıfır Senaryo
Toplam Tüketim (TWh - Gross)	330	479	474
Diğer Yükler (TWh)	330	475	400
Elektrikli Araçlar (TWh)	-	4	36
Elektrolizörler (TWh)	0	0	38,5
Esneklik Seçenekleri			
Pompaj Depolamalı HES (GW)	-	0	0
Batarya (GW)	-	3,5	7,2
Elektrolizörler (GW)	-	-	5,5
Kurulu Güç (GW)	109	136,6	184,7
Nükleer	0	4,8	4,8
Doğal Gaz	25	26	30
İthal Kömür	10	10	10
Taş Kömürü	1	0	0
Linyit	10	10	1
Barajlı HES	24	24	24
Nehir tipi HES	8	8	11
Rüzgâr (Kara)	12	23	38
Rüzgâr (Denizüstü)	0	0	1
Güneş	14	26	57
Jeotermal	2	2	2
Biyokütle	2	2	5
Diğer	1	0	0
Enterkonneksiyonlar (NTC)	1400 MW (Esnek Olmayan)	1400 MW (Düşük Düzey Esnek)	1400 MW (Orta Düzey Esnek)
ENTSO-E	Esnek Olmayan: 700 MW Esnek: 0 MW	Esnek Olmayan: 500 MW Esnek: 200 MW	Esnek Olmayan: 200 MW Esnek: 500 MW
Gürcistan	Esnek Olmayan: 700 MW Esnek: 0 MW	Esnek Olmayan: 700 MW Esnek: 0 MW	Esnek Olmayan: 700 MW Esnek: 0 MW

Brüt elektrik tüketiminin 2023 yılında 330 TWh seviyesinden, 2035 yılında Referans Senaryo çerçevesinde yaklaşık 480 TWh'ye, Net Sıfır Senaryosunda ise yaklaşık 474 TWh'ye yükseleceği projekte edilmektedir. Net Sıfır Senaryosunda toplam talebin Referans Senaryoya göre bir miktar daha düşük olması, artan enerji verimliliği ve ekonomideki yapısal dönüşümleri yansıtmaktadır. Toplam talep düzeyinin ötesinde, talep bileşimindeki değişim özellikle önemlidir. Elektrikli araç talebi 2035 yılı itibarıyla Referans Senaryoda yıllık yaklaşık 4 TWh, Net Sıfır Senaryosunda ise yıllık yaklaşık 36 TWh ilave elektrik tüketimi yaratacağı projekte edilmektedir. Bu durum, e-mobilitenin

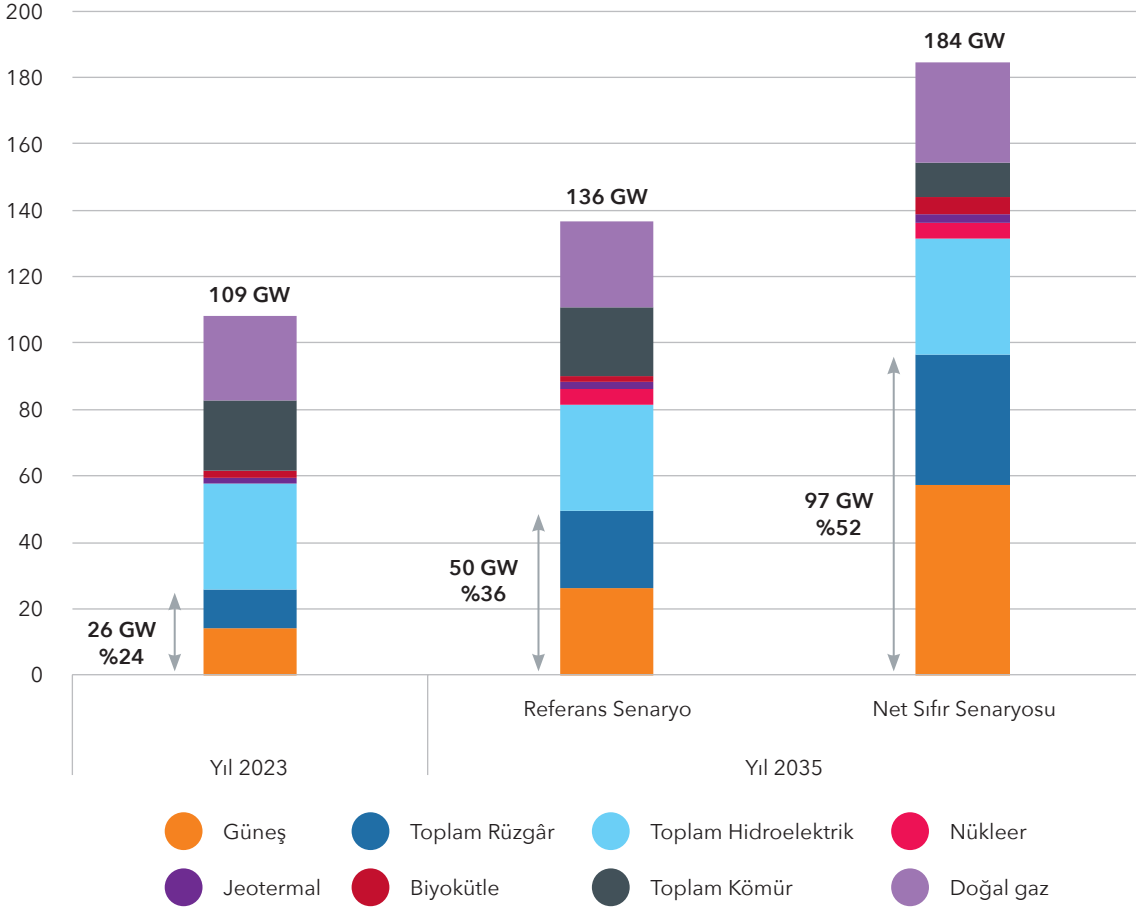
hızlanan yayılımını yansıtmaktadır. Benzer şekilde, elektroliz yoluyla hidrojen üretimine yönelik elektrik talebi, Net Sıfır Senaryosunda 38,5 TWh seviyesine ulaşırken, Referans Senaryo'da ihmal edilebilir düzeyde kalmaktadır. Bu gelişmeler, elektrik talebinin artık yalnızca geleneksel tüketim kalıplarına değil, aynı zamanda ulaşım ve sanayi elektrifikasyonu ile alternatif bir yakıt ve enerji taşıyıcısı olan hidrojen yoluyla karbonsuzlaşmaya bağlandığını ve sektörler arası entegrasyonun artan rolünü ortaya koymaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynakları kapasite artışına hakim olurken, fosil yakıtlı santrallerin gelişimi senaryolar arasında farklılık göstermektedir. Sistem esnekliği sağlayan teknolojiler, senaryoların bir diğer önemli bileşenidir. Bu esneklik yatırımları, değişken yenilenebilir enerji üretimini yenilenebilir enerji kesintilerini azaltmak ve yüksek yenilenebilir payına sahip bir sistemde güvenilirliğin ve kararlılığın sağlanması açısından kritiktir.

Kapasite gelişmelerinin ötesinde uluslararası enterkonneksiyonlar da modellenmektedir. Net Transfer Kapasitesi (NTC), esnek olmayan ve esnek bileşenlere ayrılmaktadır. Esnek olmayan durum, ENTSO-E ve Gürcistan ile olan enterkonneksiyonların günümüzdeki işletme yaklaşımına benzer şekilde, sınırlı biçimde kullanımını yansıtmaktadır. Esnek durum ise, enterkonneksiyonların piyasa eşleştirmesi ve dengesizlik netleştirme mekanizmaları aracılığıyla dengelemeye dinamik olarak katkı sağladığı daha bütünleşik bir işletmeyi varsaymaktadır. Her iki senaryoda da toplam NTC 1.400 MW olmakla birlikte, esneklik sağlanıp sağlanmamasına bağlı olarak işlevsel rolü değişmektedir. Bu ayırım, artan enterkonneksiyon esnekliğinin piyasa verimliliğini nasıl artırabileceğini, şebeke kısıtlarını nasıl azaltabileceğini ve yenilenebilir enerjinin sisteme daha etkin entegrasyonunu nasıl destekleyebileceğini değerlendirmeye imkan vermektedir.

Şekil 18. Senaryolara göre kurulu güç

Kurulu Güç (GW)



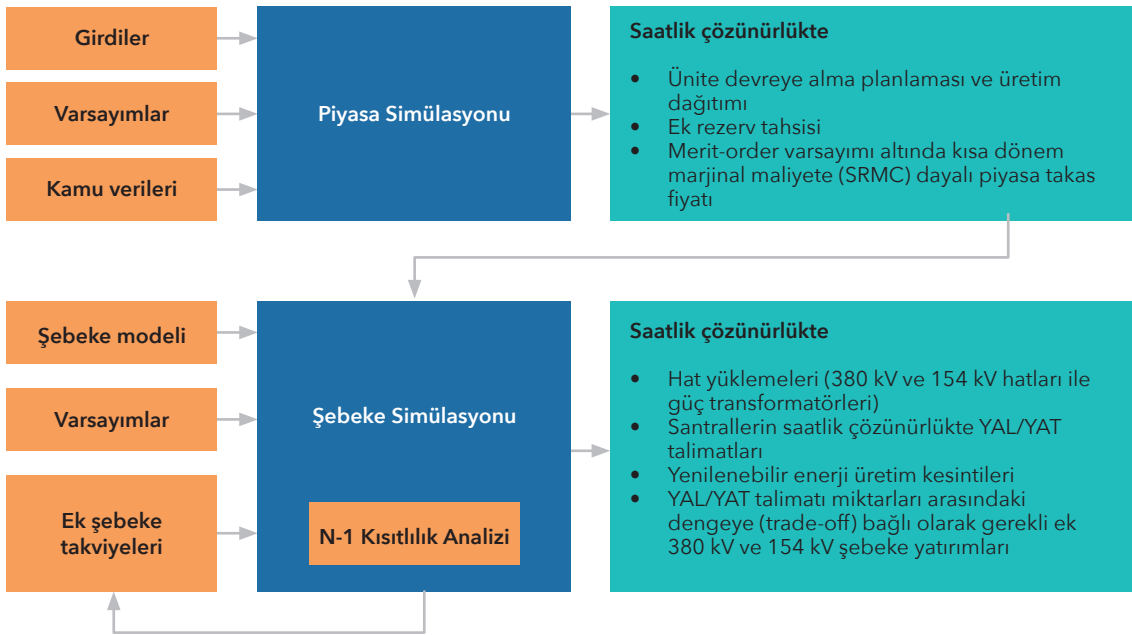
Şekil 18, dönüşümün ölçeğini özetlemekte ve aynı zamanda gerekli yatırımların mutlak büyüklüğünü de ortaya koymaktadır. Bu durum, gerekli yeni yenilenebilir enerji yatırımları, depolama teknolojilerinin entegrasyonu ve sınır ötesi iş birliğinin güçlendirilmesi yoluyla Türkiye elektrik sektörünün yeniden şekillendirilmesi için önemli bir fırsata işaret etmektedir.

Özetle senaryolar, sonraki analizler için bir temel sağlamaktadır. Talep projeksiyonları, sektörel elektrifikasyon, kapasite artışı, esneklik teknolojileri ve enterkonneksiyon varsayımları tek bir bütüncül çerçevede bir araya getirilmektedir. Senaryoların her bir bileşeni için detaylı modelleme varsayımları Bölüm 5.4'te açıklanmaktadır.

5.2. Piyasa ve şebeke simülasyonu

Senaryoların işletme açısından fizibilitesini değerlendirmek ve farklı uzlaştırma mekanizmalarının işleyişini anlamak için, mevcut analize piyasa ve şebekeden oluşan iki aşamalı bir simülasyon yaklaşımı uygulanmaktadır. Bu yaklaşım, Türkiye elektrik sektöründeki kurumsal yapıyı yansıtmakta olup, piyasa faaliyetlerinin gün öncesi piyasa işletmecisi (EPIAŞ) tarafından yönetilirken, şebeke güvenliği ve güvenilirliği iletim sistem işletmecisi (TEİAŞ) tarafından sağlanması esasına dayanmaktadır. Her iki bakış açısının birlikte ele alınması sayesinde, fiyat oluşumu ve uzlaştırma sonuçlarının hem ekonomik dağıtım (dispatch) hem de teknik fizibiliteye dayanması güvence altına alınmaktadır. Ardışık piyasa ve şebeke simülasyonunun şematik gösterimi Şekil 19’da sunulmaktadır. Bu yaklaşımın ayrıntıları, SHURA’nın “Yenilenebilir Enerjinin Türkiye Elektrik Sistemine Entegrasyonu” çalışmasında detaylı olarak sunulmuştur.⁵⁸

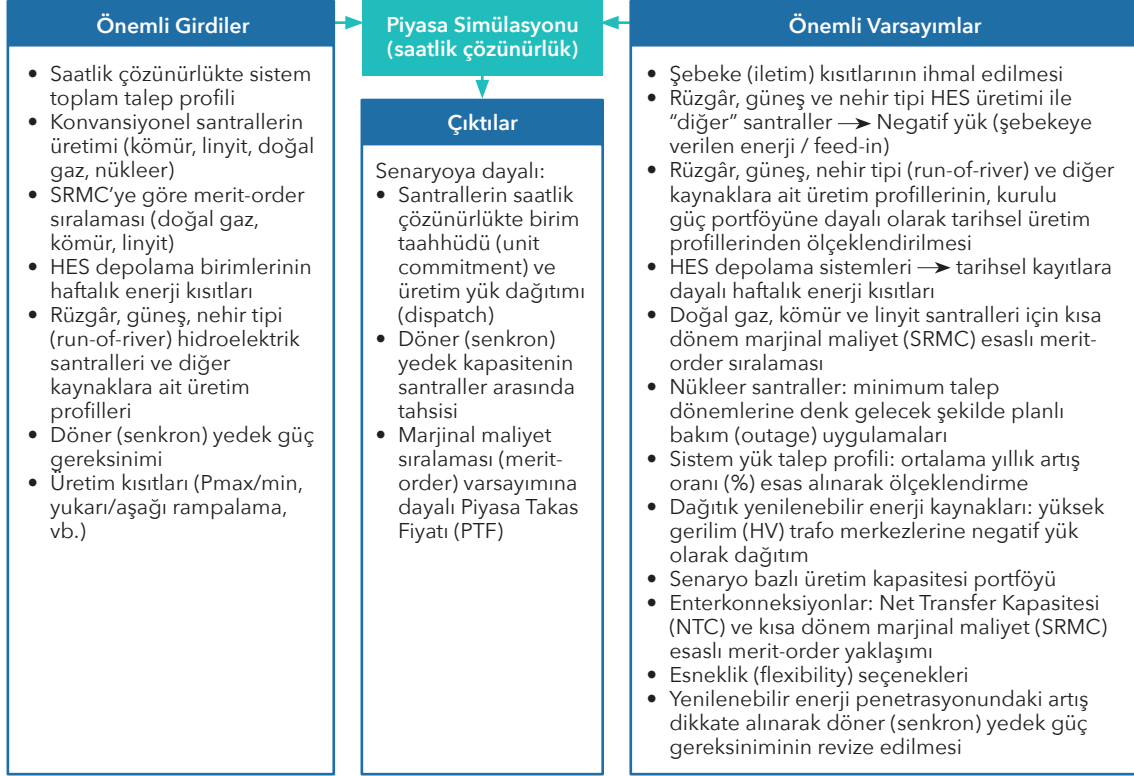
Şekil 19. Ardışık piyasa ve şebeke simülasyonlarının şematik gösterimi



Piyasa simülasyonu, Türkiye gün öncesi piyasasının işleyişini temsil edecek şekilde kurgulanmıştır. Tüm yıl için saatlik çözünürlükte yürütülmekte olup, kısa dönemli sistem dinamiklerinin ayrıntılı biçimde modellenmesine imkan tanımaktadır. Bu aşamadaki temel girdiler arasında elektrik talebi senaryoları, üretim portföyünün bileşimi, yakıt fiyatları, yenilenebilir üretim profilleri ve enterkonneksiyonlar bulunmaktadır. Bu girdiler bir arada, senaryo çerçevesinde tanımlanan sınır koşullarını yansıtmaktadır. Birimlerin teknik kısıtlarına ilişkin varsayımlar (minimum açık/kapalı kalma süreleri, rampalama oranları, primer/ek rezerv gereksinimleri vb.) da gerçekçi sıralama sonuçlarını güvence altına almak için modele girdi olarak eklenmektedir. Piyasa simülasyonunun şematik gösterimi Şekil 20’de sunulmaktadır.

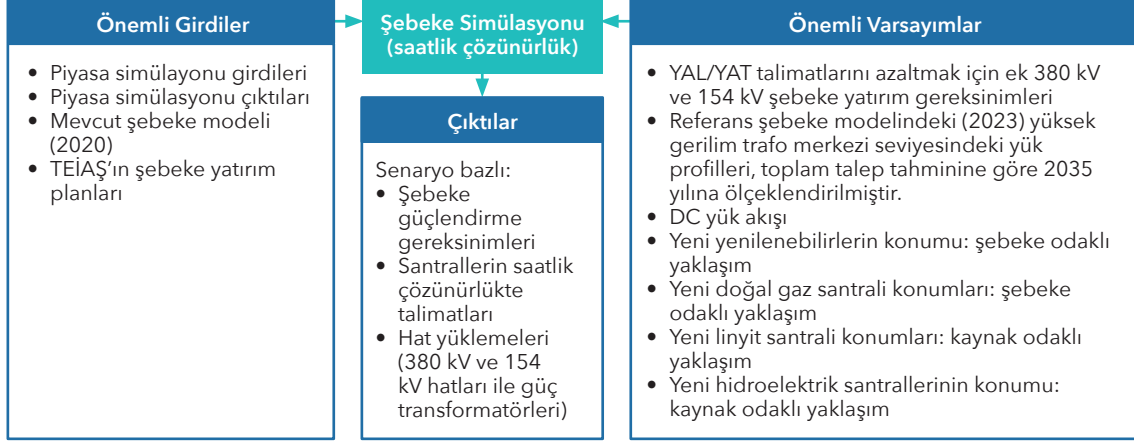
⁵⁸ SHURA. (2022). Türkiye Elektrik Sistemine Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Entegrasyonu. <https://shura.org.tr/turkiye-elektrik-sistemine-yenilenebilir-enerji-kaynaklarinin-entegrasyonu/>

Şekil 20. Piyasa simülasyonunun ana hatları



Piyasa simülasyonunun temelini gün öncesi arz ve talep dengesi oluşturmaktadır. Model, her bir saat için, kısa dönem marjinal maliyetleri yansıtan bir merit order sıralamasına dayalı yük dağıtım yaklaşımıyla hangi üretim ünitelerinin devrede olacağını ve ne kadar üretim yapacaklarını belirlemektedir. Aynı zamanda model, tahmin hataları ve ani arızalar karşısında işletme güvenliğini sağlamak üzere primer/ek rezerv tahsis etmektedir. Bu aşamanın başlıca çıktıları arasında ünite üretim sıralaması, ek rezerv tahsisi ve sistem genelinde piyasa takas fiyatı (PTF) bulunmaktadır. PTF, gün öncesi piyasa tasarımıyla uyumlu olarak, tam rekabet ve kısa dönem marjinal maliyet fiyat varsayımları ile belirlenmektedir. Çıktılar aynı zamanda, teknoloji bazında toplam üretim, saatlik arz-talep dengesi ve termik üretimden kaynaklanan emisyonlar gibi göstergeleri de içermektedir. Bu şekilde piyasa simülasyonu, her bir senaryonun işletme ve ekonomik özelliklerine ilişkin kapsamlı bir değerlendirme sunmaktadır.

Piyasa simülasyon sonuçları daha sonra, iletim şebekesinin teknik işletimini temsil eden şebeke simülasyonuna girdi oluşturmaktadır. Bu aşama, TEİAŞ'ın fiziksel güç akışlarını yönetme, güvenilirlik standartlarına uyum sağlama ve iletim kısıtlarını yönetme sorumluluklarını yansıtmaktadır. Piyasa simülasyonuna benzer şekilde şebeke modeli de saatlik çözünürlükte uygulanmakta olup, odak noktası 400 kV ve 154 kV iletim şebekesi üzerindeki elektrik güç akışlarıdır. Bu aşamanın temel girdileri arasında, piyasa simülasyonundan elde edilen üretim sıralaması, iletim şebekesinin topolojisi ve elektriksel karakteristikleri ile özellikle N-1 kontenjan standardı başta olmak üzere güvenilirlik kriterlerine ilişkin varsayımlardır. İlave girdiler arasında beklenen şebeke güçlendirme yatırımları ve enterkonneksiyon işletimine (esnek veya esnek olmayan) ilişkin varsayımlar bulunmaktadır. Şebeke simülasyonunun şematik gösterimi Şekil 21'de sunulmaktadır.

Şekil 21. Şebeke simülasyonunun şematik gösterimi

Şebeke simülasyonu, piyasa temelli yük sıralamasının şebeke kısıtları altında fiziksel olarak mümkün olup olmadığını değerlendirmektedir. Bu kapsamda, iletim hatları ve transformatörlerin yüklenme seviyeleri kontrol edilmekte, kısıtlar tespit edilmekte ve YAL/YAT talimatlarının gerekliliği belirlenmektedir. YAL/YAT talimatı, iletim sınırlarına uyumu sağlamak üzere, genellikle kısıt yaşanan bölgelerdeki bazı santrallerin üretiminin azaltılması ve diğer bölgelerde artırılmasını ifade etmektedir. Simülasyon ayrıca, şebeke kapasitesinin yetersiz olması nedeniyle yenilenebilir enerji üretiminin kısıtlanmak zorunda kaldığı durumları da belirlemektedir. Kısa vadeli işletme önlemlerinin yanı sıra model, sürekli kısıt görülen bölgeleri belirleyerek ilave şebeke yatırımlarına yönelik uzun vadeli içgörü sunmaktadır. Bu aşamanın temel çıktıları arasında, hat yüklenmeleri, YAL/YAT talimat hacimleri, yenilenebilir üretim kesinti seviyeleri ve 380 kV - 154 kV şebekeleri için gösterge niteliğinde yatırım gereksinimleri yer almaktadır.

Birlikte ele alındığında piyasa ve şebeke simülasyonları, senaryolar çerçevesinde sistem işletimine ilişkin kapsamlı bir görünüm sunmaktadır. Bir yandan yük sıralama programı ve fiyatlandırma sonuçlarının merit order'a dayalı ekonomik prensiplerle tutarlı olması sağlanırken, diğer yandan bu sonuçların gerçek iletim şebekesinde fiziksel olarak uygulanabilirliğini değerlendirmektedir. Bu sonuçlar, farklı teknolojilerin kapasite faktörleri, YAL/YAT talimatları ve yenilenebilir enerji kesinti düzeyi ile rezerv yeterliliği gibi temel performans göstergelerini (KPI) vermektedir. Çıktı olan bu KPI'lar, her bir senaryonun hem piyasa hem de teknik açıdan fizibilitesinin ve dayanıklılığının değerlendirilmesini sağlamaktadır.

Piyasa ve şebeke simülasyonlarından elde edilen çıktılar, izleyen uzlaştırma analizinin temelini oluşturmaktadır. Farklı uzlaştırma mekanizmaları (ulusal, bölgesel veya düğüm bazlı) altında oluşan toptan elektrik fiyatları, sistemin temel işletim koşullarına bağlı olduğundan, bu fiyatların hem piyasa hem de şebeke gerçekliklerinin tutarlı bir temsiline dayanarak oluşması önemlidir. Bu iki katmanın bir araya getirilmesiyle, yük sıralamasının ekonomik mantığı ile şebeke işletiminin teknik mantığı birlikte ele alınmaktadır. Böylece, sonraki fiyatlandırma sonuçlarının sağlam, gerçekçi ve politika açısından anlamlı olması sağlanmaktadır.

5.3. Uzlaştırma mekanizmaları ve fiyatlandırma

Her senaryo için piyasa ve şebeke simülasyonları tamamlandıktan sonra, bir sonraki adımda toptan elektrik fiyatlarının alternatif uzlaştırma mekanizmaları çerçevesinde nasıl oluşacağını belirlemesidir. Uzlaştırma, elektrik üretim maliyetlerinin, tüketicilerin karşılaştığı fiyatlara ve üreticilerin elde ettiği gelirlere nasıl yansıtıldığını tanımlamaktadır. Bu çalışmada ulusal, bölgesel (zonal) ve konumsal (locational/nodal) olarak toplam üç uzlaştırma mekanizması ele alınmaktadır. Bu mekanizmaların her biri aynı temel simülasyon sonuçlarını kullanmakta, ancak fiyat oluşumu açısından bu sonuçları farklı biçimlerde yorumlamaktadır.

Temel olarak toptan elektrik fiyatı, belirli bir saat için talebin karşılanmasında gerekli olan son üretim biriminin marjinal maliyetine karşılık gelmektedir. Toptan fiyat, belirli bir zaman ve konumda ilave bir megavat-saat (MWh) elektrik üretiminin maliyeti olarak ifade edilebilir. Diğer bir deyişle, talebi karşılamak için devreye alınan son üretim biriminin marjinal maliyeti olarak değerlendirilmektedir. Uygulamada ise bu marjinal maliyetin fiyatlara nasıl yansıtıldığı, seçilen uzlaştırma mekanizmasına bağlıdır. Farklı uzlaştırma mekanizmaları, iletim şebekesinin rolünün ve konumsal kısıtlılığın fiyat oluşumuna etkisini yansıtmaya derecesi bakımından farklılaşmaktadır.

5.3.1. Ulusal fiyatlandırma

Ulusal uzlaştırma mekanizması en temel fiyatlandırma yaklaşımı olmakla birlikte, EPIAŞ tarafından işletilen mevcut Türkiye gün öncesi piyasası (GÖP) tasarımıyla büyük ölçüde örtüşmektedir. Bu sistemde Türkiye tek bir teklif bölgesi olarak ele alınmakta ve ülke genelinde geçerli tek bir toptan elektrik fiyatı uygulanmaktadır. İletim darboğazları ve bölgesel farklılıklar fiyat oluşum sürecinde dikkate alınmamaktadır. Bu yaklaşımda toptan elektrik fiyatı, tüm şebeke genelinde 1 MW ilave elektrik üretiminin fiyatını ifade etmektedir.

Her bir saat için toptan elektrik fiyatı, toplam talebin, kısa dönem marjinal maliyetlerine (SRMC) göre sıralanarak oluşturulan üretim arz eğrisi ile eşleştirilmesiyle belirlenmektedir. Sisteme kabul edilen son üretim biriminin, yani marjinal birimin fiyatı, piyasa takas fiyatını (PTF) oluşturmaktadır. Sıralanan tüm üreticilere, kendi maliyetlerinden bağımsız olarak, bu tek fiyat üzerinden ödeme yapılmaktadır. Benzer şekilde, tüm tüketiciler de buldukları konumdan bağımsız olarak aynı fiyatı ödemektedir. Bu mekanizma basit ve şeffaf olmakla birlikte, şebeke kısıtlarını dikkate almamaktadır.

Bu raporun hazırlandığı tarih itibarıyla, Türkiye elektrik piyasasında negatif teklifi verilmesine olanak sağlayan bir mekanizma bulunmamaktadır. Türkiye Elektrik Şeffaflık Platformu'ndan⁵⁹ elde edilen mevcut verilere göre, toptan piyasa takas fiyatlarının pozitif kaldığı ve yılın yalnızca bazı saatlerinde sıfıra yaklaştığı analiz edilmiştir. Bu nedenle, ulusal fiyatlandırma mekanizması simülasyonunda yalnızca pozitif kısa dönem marjinal maliyet değerleri merit order prensibine uygun şekilde dikkate alınmıştır.

⁵⁹ <https://seffaflik-prp.epias.com.tr/>

5.3.2. Düşüm bazlı (nodal) fiyatlandırma

Düşüm bazlı fiyatlandırma mekanizması, ulusal modelin tersine bir yaklaşım izlemektedir. Mekanizmada, tüm ülke genelinde tek bir fiyat yerine, iletim şebekesindeki her bir düşüm (ya da bara) için ayrı bir fiyat belirlenmektedir. Bu fiyat, Konumsal Marjinal Fiyat (Locational Marginal Price, LMP) olarak adlandırılmakta olup, yalnızca üretimin marjinal maliyetini değil, aynı zamanda o noktadaki iletim kapasitesinin değerini ve iletim kayıplarını da yansıtmaktadır. Tanım gereği, her bir düşümde oluşan LMP, ilgili düşümde 1 MW ilave elektirik üretmenin maliyetini göstermektedir. Şebekede herhangi bir kısıt bulunmadığı durumda, düşüm bazlı fiyatlar tüm baralarda aynı olmakta ve sistem ulusal modele benzemektedir. Ancak kısıtların olduğu durumlarda, düşüm bazlı fiyatlar ayrışmakta, kısıtlı bölgelerde elektrik fiyatları yükselirken, üretim fazlası bulunan bölgelerde daha düşük seviyelerde oluşmaktadır.

Bu çalışmada düşüm bazlı fiyatlar, hat yüklenmeleri, yeniden yük dağıtımı (redispatch) gereksinimleri ve N-1 güvenlik analizi altında yenilenebilir enerji kısıntılarını dikkate alan şebeke simülasyonu sonuçlarından doğrudan hesaplanmaktadır. Örneğin şebeke simülasyonu, iletim kısıtları nedeniyle Ege kıyılarından İstanbul çevresindeki sanayi bölgelerine elektrik akışının serbest bir şekilde sağlanamadığını gösteriyorsa, İstanbul'daki düşüm bazlı fiyatlar Ege'deki fiyatların üzerinde oluşacaktır. Fazla üretime sahip bölgelerdeki üreticiler kesintiye uğrayabilirken, arz açığı bulunan bölgelerdeki tüketiciler daha yüksek fiyatlarla karşılaşacaktır. Düşüm bazlı uzlaştırmanın temel avantajı, kısa vadeli işletme ve uzun vadeli yatırım kararları açısından en doğru fiyat sinyallerini sağlamasıdır. Yatırımcılar, üretimin tam olarak nerede en değerli olduğunu görebilirken, sistem işletmecileri de fiyatların kısıtları yansıtmasına izin vererek yeniden sıralama (YAL/YAT talimat) maliyetlerini azaltabilmektedir. Bununla birlikte, bu mekanizma aynı zamanda en karmaşık yapıya sahiptir ve ayrıntılı şebeke modellerinin kullanımını gerektirmektedir.

5.3.3. Bölgesel (zonal) fiyatlandırma

Bölgesel (zonal) fiyatlandırma mekanizması, ulusal ve düşüm bazlı yaklaşımlar arasında bir ara çözüm niteliği taşımaktadır. Bu modelde sistem, her birinin kendine ait toptan elektrik fiyatı bulunan sınırlı sayıda bölgeye (zone) ayrılmaktadır. Bir bölge içerisindeki fiyatlar üniform iken, bölgeler arasındaki iletim kısıtlarının varlığı durumunda bölgeler arasında fiyatlar birbirlerinden farklılaşmaktadır.

Bu çalışmada bölgesel fiyatlandırma, simülasyonlarda gözlemlenen şebeke özellikleri ve kısıt örüntülerine dayalı olarak bölgelerin tanımlanmasında bir kümeleme yaklaşımı kullanılması nedeniyle özellikle önemlidir. Bu yaklaşım, tam kapsamlı düşüm bazlı fiyatlandırma uygulaması yerine kullanılarak Türkiye elektrik sisteminin temel yapısal kısıtlarının yakalanmasında yardımcı olabilir. Örneğin, simülasyon sonuçları Batı Anadolu ve İç Anadolu arasında kalıcı bir iletim kısıtlarının olduğunu ortaya koyuyorsa, kümeleme algoritması bu bölgeleri farklı bölgeler olarak tanımlayabilir. Bu durumda, yenilenebilir enerji entegrasyonunun yüksek olduğu bölgelerde fiyatlar daha düşük seviyelerde oluşurken, talebin daha yüksek olduğu İç Anadolu'da fiyatlar daha yüksek olabilmektedir. Kümeleme sonuçları ve bölge sayısına ilişkin bulgular Bölüm 6.3'te sunulmaktadır.

Bölgesel yaklaşım, düğüm bazlı fiyatlandırmaya kıyasla daha basit bir yapıya sahip olması açısından önemli bir avantaja sahiptir. Bu yaklaşımda, binlerce düğüm bazlı fiyat, sınırlı sayıda bölgesel fiyata indirgenirken, sistem işletimindeki temel bölgesel farklılıklar yansıtılmaya devam edilmektedir.

5.4. Modelleme ve varsayımlar

Bu çalışmada geliştirilen modelleme çerçevesi, hedef yıl olan 2035 itibarıyla Türkiye elektrik sisteminin işletme ve yapısal özelliklerini birlikte tanımlayan ayrıntılı varsayımlar ve verilere dayanmaktadır. Bu varsayımlar, piyasa ve şebeke simülasyonlarının farklı senaryolar çerçevesinde Türkiye elektrik sektörünün gerçekçi işletme koşullarının yansıtılmasını sağlamaktadır. Modelleme yaklaşımı üç temel konuyu birlikte ele almaktadır:

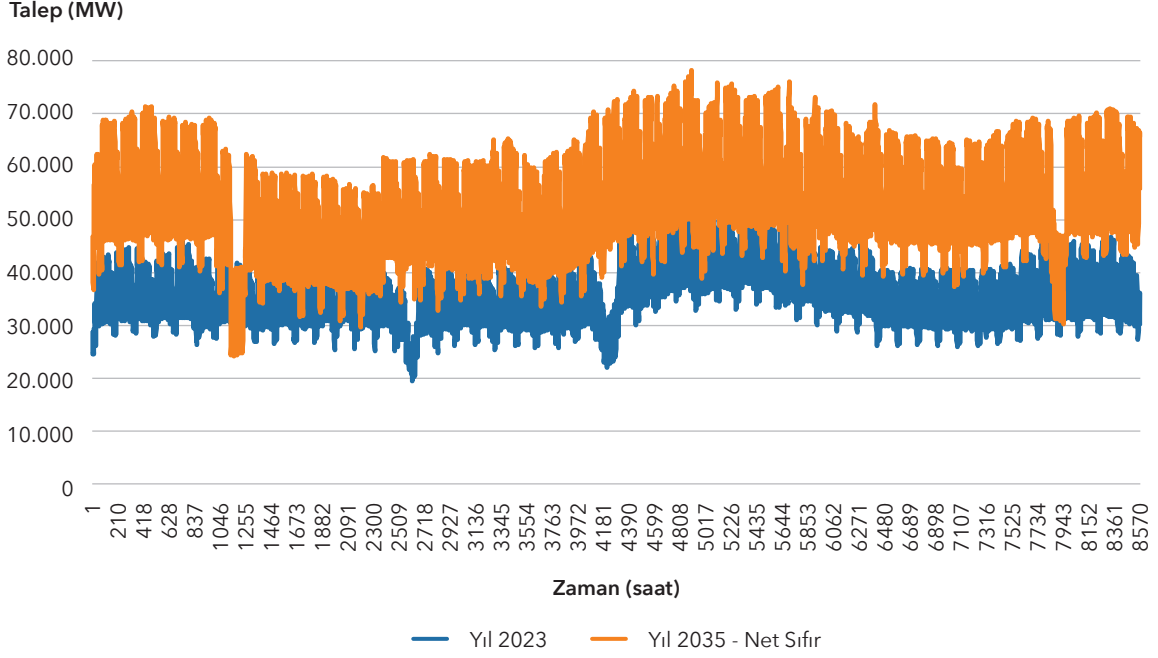
- 1. Sistem Temsili:** Talep, arz ve iletim şebekesinin mekansal ve zamansal olarak nasıl tanımlandığının belirlenmesi.
- 2. İşletme Gerçekçiliği:** Piyasa kararlarının ve şebeke güç akışlarının, fiziksel kısıtlara, rezerv kapasite gereksinimlerine ve yenilenebilir enerjinin değişkenliğine uygun olması sağlanır.
- 3. Esneklik ve Güvenlik:** Sistemin belirsizliklere karşı tepki verebilmesi ve kararlılığını korumasını sağlayan primer/ek rezervler, depolama sistemleri ve sınır ötesi enterkonneksiyonlar gibi mekanizmaların modele dahil edilmesi.

Modelleme varsayımları, her bir bileşenin diğerleriyle tutarlı bir etkileşim kurmasını sağlayacak biçimde kurgulanmıştır. Örneğin, talep ve üretim profilleri saatlik piyasa sıralamasını (merit order) belirlemekte ve bu sıralama, iletim şebekesindeki güç akışlarını tanımlamaktadır. Esneklik ve rezerv kapasite gereksinimleri ise işletme güvenilirliğini sağlarken, merit order ve maliyet varsayımları ise fiyat oluşumunu şekillendirmektedir.

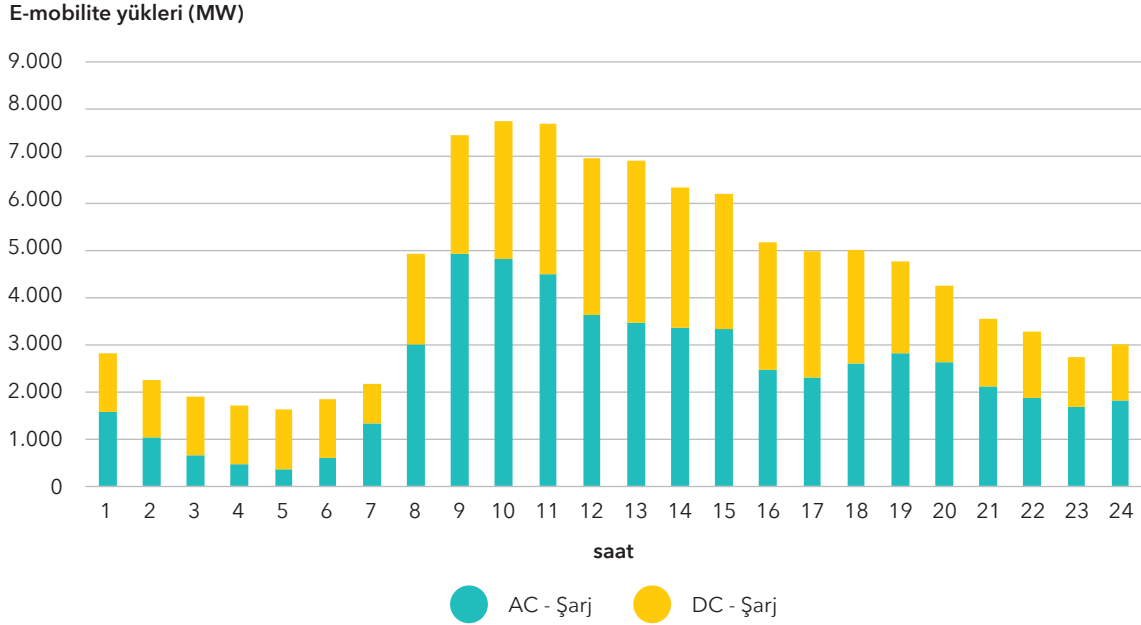
5.4.1. Talep ve yük profilleri

Tablo 2’de gösterildiği üzere, her bir senaryodaki toplam elektrik talebi üç ana bileşenden oluşmaktadır. Bunlar geleneksel yükler, e-mobilite yükleri ve elektrolizör (yeşil hidrojen) kaynaklı yüklerdir. Bu talep bileşenlerinin toplam değerleri ve dağılımları önceki modelleme çalışmalarının çıktıları kullanılarak oluşturulmuştur. Ancak bu değerlerin, piyasa ve şebeke simülasyonlarında kullanılabilmesi için, konumsal ayrıntı içerecek şekilde saatlik yük profillerine dönüştürülmeleri gerekmektedir. Talebin zamansal ve konumsal temsili, sistem işletiminin önemli bir belirleyicisi olup özellikle bölgesel ve düğüm bazlı fiyat oluşumunu güçlü biçimde etkilemektedir.

2035 yılına yönelik gerçekçi talep-zaman serilerinin oluşturulmasında, 2023 yılına ait gerçekleşen saatlik yük profilleri temel alınmıştır. Bu veri mevsimsel değişimleri, hafta içi-hafta sonu farklılıklarını ve gün içindeki tipik yük oluşum profillerini (pattern) yansıtarak Türkiye elektrik sisteminin yıl boyunca sergilediği zamansal davranışı temsil etmektedir. 2023 yılına ait bu profil, her senaryonun yıllık enerji projeksiyonlarına göre 2035 yılına ölçeklendirildiğinden, karakteristik günlük ve mevsimsel profiller korunmaktadır. Ayrıca, takvim yılı içerisindeki yük dağılımını etkileyen dini bayram tarihlerindeki yıllık yaklaşık on günlük kayma da dikkate alınmaktadır. Şekil 22, simülasyonlarda kullanılan ve 2035 yılı için ölçeklendirilmiş saatlik yük eğrisi ile yıl içinde talep değişimini göstermektedir.

Şekil 22. Saatlik çözünürlükte talep profilleri (2023 yılı gerçekleşen ve 2035 Net Sıfır Senaryosu)

E-mobilite talep bileşeni, SHURA'nın ulaştırma sektörünün elektrifikasyonuna ilişkin önceki analizlerine dayanmakta olup, 2035 yılı itibarıyla yaklaşık 11 milyon elektrikli ve hafif ticari aracın işletmede olacağını öngörmektedir. Bu araç filosuna ilişkin şarj talebi, sistem yüküne yeni ve yüksek derecede esnek bir unsur kazandırmaktadır. Bu çalışmada şarj yükü, hafta içi ve hafta sonu şarj davranışlarına ilişkin ampirik ve modellenmiş verilere dayanarak zamansal olarak dağıtılmaktadır. Hafta içi günlerde akşam saatlerindeki şarj faaliyetleri baskın olup, bu durum konutlardan gelen talep zirveleriyle çakışmaktadır. Hafta sonlarında şarj aktivitesi, araçların daha uzun süre park halinde olduğu gündüz saatlerine kaymaktadır. Şekil 23, e-mobilite talebi için tipik hafta içi yük profillerini göstermektedir. Bu profiller, bölgesel nüfus dağılımı ve araç sahipliği örüntüleriyle orantılı olacak şekilde konumsal olarak dağıtılmış olup, bölgesel talep artışının gerçekçi bir biçimde temsil edilmesini sağlamaktadır.

Şekil 23. E-mobilite yüklerinin kümülatif şarj profili (Hafta içi)

Hidrojen talebi, 2035 yılı senaryolarında toplam yükün ana bileşenlerinden birini temsil etmektedir. Analizde, elektrolizörlerin toplam elektrik tüketiminin sanayi ve ulaştırma kaynaklı olacağı dikkate alınmıştır. Modelleme çerçevesinde elektrolizör işletimi, hidrojen üretim maliyetlerini asgari seviyeye indirmek ve kullanım oranını azami seviyeye çıkarmak amacıyla, neredeyse sürekli çalıştığı varsayılan sabit bir baz yük olarak ele alınmaktadır.

Her senaryo için toplam sistem yükü, konvansiyonel yük, e-mobilite ve hidrojen bileşenlerinin her birine ait zamansal ve mekansal profiller dikkate alınarak bir arada hesaplanmaktadır. Bu kapsamlı temsil, Türkiye'nin elektrik talep yapısındaki dönüşümü yalnızca toplam büyüklük açısından değil, aynı zamanda değişkenlik, esneklik ve lokasyonel özellikler bakımından da doğru şekilde yansıtılmasını da sağlamaktadır. Söz konusu yük profilleri, 2035 yılı elektrik talebinin karşılanmasında üretim kaynaklarının ve esneklik seçeneklerinin ne ölçüde etkin kullanılabileceğini belirlemekle birlikte, piyasa eşleştirme ve şebeke güç akış analizleri için de kritik bir girdi oluşturmaktadır.

5.4.2. İletim şebekesi

Türkiye'nin iletim şebekesinin temsili, bölgeler arasındaki elektrik akışlarının ne şekilde gerçekleştiğini ve farklı uzlaştırma mekanizmaları kapsamında sistem kısıtlarının fiyat oluşumunu nasıl etkilediğini belirlediğinden, modelleme çerçevesinin kritik bir bileşenini oluşturmaktadır. Bu çalışmada iletim şebekesi, ağırlıklı olarak 400 kV seviyesinde modellenmiştir. Modelde, üretim kümelerinin veya bölgesel yük merkezlerinin bağlanmasında kritik rol oynayan seçili 154 kV trafo merkezleri de dikkate alınmıştır. Simülasyonlarda kullanılan 2035 yılı şebeke topolojisi, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)'nin öngörülen şebeke genişleme planlarını yansıtmakta ve piyasa sonuçları ile şebeke kısıtları arasındaki etkileşimin değerlendirilmesi için gerçekçi bir temel sunmaktadır.

TEİAŞ'ın en güncel iletim sistemi gelişim planlarına göre, Türkiye'nin 400 kV iletim şebekesi önümüzdeki on yıl içinde önemli ölçüde güçlendirilecek ve genişletilecektir. Öngörülen yatırımlar kapsamında 2035 yılına kadar yaklaşık 7.989 km uzunluğunda yeni iletim hattının devreye alınması dikkate alınmıştır⁶⁰. Bu durum, 2025-2035 döneminde yıllık ortalama yaklaşık 750 km'lik bir hat genişleme hızına karşılık gelmektedir. TEİAŞ'ın yıllık faaliyet raporları⁶¹ dikkate alındığında, 2016-2024 arasındaki tarihsel genişleme hızının yılda yaklaşık 600 km olduğunu hesaplanmaktadır. Bu değerlendirme, çalışmada varsayılan şebeke gelişim hızının geçmiş gelişim hızıyla uyumlu ve mevcut politika ile yatırım eğilimleri dikkate alındığında iddialı olmakla birlikte, ulaşılabilir bir seviyede olduğunu göstermektedir.

400 kV sistem planlarından farklı olarak, 154 kV şebekesine ilişkin mevcut yatırım planları yalnızca önümüzdeki beş yıllık dönemi kapsamaktadır. Daha kısa olan bu planlama dönemi, 154 kV seviyesindeki yatırım gereksinimlerinin ağırlıklı olarak talep odaklı olmasından yani, yerel tüketim artışına ve yeni bağlantı ihtiyaçlarına yanıt verecek şekilde belirlenmesinden kaynaklanmaktadır. Bu nedenle, 400 kV şebeke projeksiyonlarına benzer biçimde 2035 yılına kadar uzun vadeli 154 kV yatırım planı bulunmamaktadır. Bu durumu ele almak üzere, çalışmada 154 kV şebekesi için farklı bir modelleme yaklaşımı benimsenmektedir.

2025-2035 arasında inşa edilmesi öngörülen yeni 154 kV trafo merkezlerinin (TM), N-1 süreklilik kriterine uygun olacak şekilde mevcut 154 kV şebekesine bağlanacağı varsayılmaktadır. Güçlendirme ihtiyaçları, mevcut TM'lerdeki yük artışının ölçeklendirilmesi ve buna bağlı olarak transformatör kapasiteleri ile hat akım taşıma sınırlarının güncellemesi yoluyla belirlenmiştir. Bu yaklaşım kapsamında model tarafından belirlenen 154 kV şebeke yatırımları, tamamen yeni trafo merkezleri ya da uzantılardan ziyade, artan talep karşısında güvenilirliği korumak için mevcut 154 kV şebekesinin güçlendirilmesini ifade etmektedir.

Simülasyonlarda kullanılan nihai şebeke topolojisi, mevcut altyapı ile planlanan yatırımları bir araya getirerek Türkiye'nin 2035 yılında öngörülen iletim sistemi konfigürasyonunu temsil etmektedir. Model, bu sayede şebeke simülasyonunun ulusal, bölgesel ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmaları kapsamında şebeke kısıtlarını, YAL/YAT talimatı ihtiyaçlarını ve fiyatların konumsal farklılaşmasını gerçekçi bir şekilde değerlendirebilmesini sağlamaktadır. Ayrıca, söz konusu genişlemelerin modele dahil edilmesiyle, yüksek yenilenebilir enerji kapasiteli, uzun mesafeli iletme dayanan ve aynı zamanda sistem güvenilirliğini korumayı hedefleyen Türkiye elektrik sisteminin değişen işletme koşullarının da çalışmaya yansıtılmasını sağlamıştır.

5.4.3. Yeni santral lokasyonları

Yeni üretim kapasitesinin mekansal dağılımı, Türkiye elektrik sisteminde elektrik akış trendlerinin, kısıtların ve bölgesel fiyat farklılıklarının belirlenmesinde en etkili parametrelerden biridir. Bu çalışmada yeni elektrik üretim santrallerinin konumları, yenilenebilir entegrasyonu ve sistem planlamasına ilişkin önceki SHURA analizlerinde⁶² kullanılan metodoloji ile uyumlu olarak sistem

⁶⁰ SHURA (2022). Türkiye Elektrik Sistemine Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Entegrasyonu, <https://shura.org.tr/turkiye-elektrik-sistemine-yenilenebilir-enerji-kaynaklarinin-entegrasyonu/>

⁶¹ <https://www.teias.gov.tr/faaliyet-raporlari>

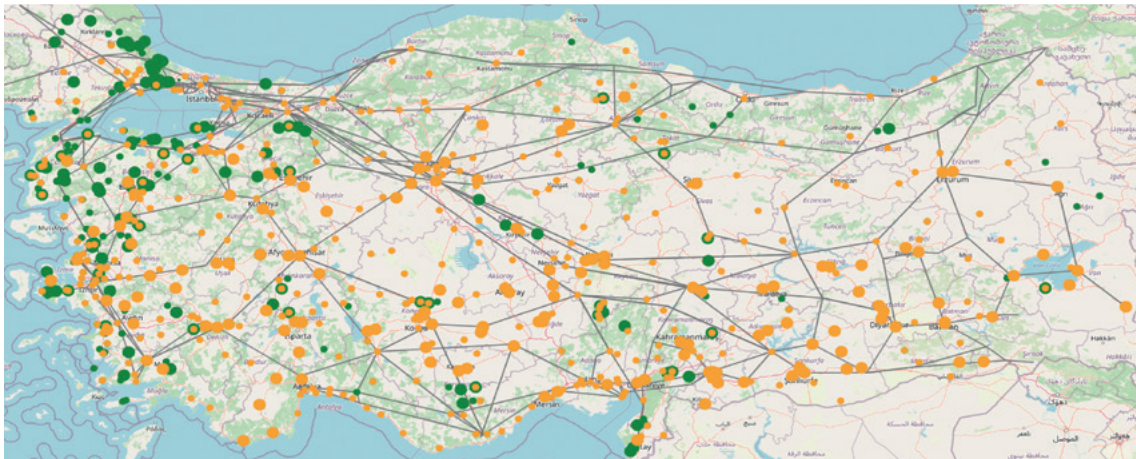
⁶² SHURA (2022). Türkiye Elektrik Sistemine Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Entegrasyonu, <https://shura.org.tr/turkiye-elektrik-sistemine-yenilenebilir-enerji-kaynaklarinin-entegrasyonu/>

odaklı bir yaklaşım izlenerek belirlenmiştir. Bu yaklaşım, yeni yatırımların yalnızca kaynak açısından yeterli olmasını değil, aynı zamanda şebeke kapasitesi ve yük merkezlerine yakınlık bakımından da uyumlu olmasını temin ederek, iletim darboğazları ve üretim kısıntı (curtailment) risklerini en aza indirmeyi amaçlamaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynakları, özellikle güneş, rüzgâr ve biyokütle kaynakları için yeni santral konumları, teknik potansiyel, şebekeye erişim ve başlıca yük merkezlerine yakınlık unsurlarının bir arada değerlendirilmesiyle belirlenmiştir. Değerlendirmenin ilk aşamasında, bölgesel güneşlenme ve rüzgâr hızı verileri kullanılarak, maliyet etkin üretim için en yüksek potansiyele sahip iller tanımlanmıştır. İkinci aşamada, bu potansiyel sahalar mevcut ve planlanan 400 kV ve 154 kV iletim şebekesi topolojisi çerçevesinde değerlendirilmiş, güçlü şebeke bağlantılarının ve ilave üretim kapasitesini entegre edebilecek trafo merkezlerinin bulunduğu bölgelere öncelik verilmiştir. Son olarak bölgesel talep yoğunluğu dikkate alınmış, yenilenebilir üretimin, mümkün olduğunca yakındaki tüketim merkezlerini beslemesine imkan veren yerleşim bölgelerine öncelik verilmiştir. Böylece iletim kayıpları ile uzun mesafeli güç transferi ihtiyacı azaltılmıştır.

Şekil 24'te gösterildiği üzere, ortaya çıkan dağılım, güneş enerjisi projelerinin ağırlıklı olarak hem güneş ışınımının hem de şebeke erişiminin elverişli olduğu İç Anadolu, Ege ve Güneydoğu Anadolu bölgelerinde yoğunlaştığını göstermektedir. Rüzgâr santralleri ise Ege ve Marmara kıyılarındaki yüksek rüzgâr potansiyeli ve güçlü 400 kV şebekesinin varlığı nedeniyle büyük ölçüde Batı Anadolu ve Marmara bölgelerinde yer almaktadır. Biyokütle santralleri ise hammadde erişimine bağlı olarak tarım ve sanayinin yoğun olduğu Güney Marmara, İç Anadolu ve Akdeniz bölgelerinde konumlanmıştır.

Şekil 24. Güneş ve rüzgâr santrallerinin Türkiye şebekesi üzerindeki dağılımı



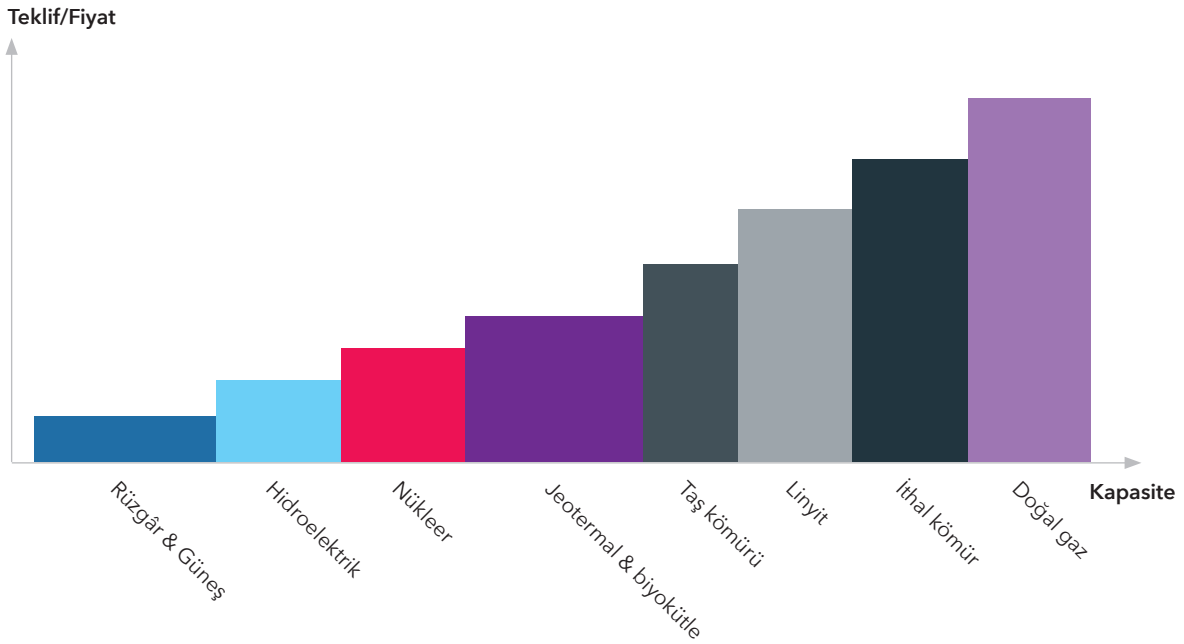
● Güneş ● Rüzgâr

Diğer yenilenebilir teknolojilerinin yerleşimleri için kaynak spesifik kriterler kullanılmıştır. Jeotermal santraller, jeotermal rezerve sahip olan Batı Anadolu'da Aydın, Denizli ve Manisa bölgelerinde yoğunlaşmıştır. Barajlı ve nehir tipi (run-of-river) hidroelektrik santraller ise, topografik ve hidrolojik koşulların ilave gelişime imkan tanıdığı Doğu Anadolu ve Karadeniz bölgelerinde ağırlıklı olarak konumlanmaktadır. Yeni biyokütle ve jeotermal santrallerin yerleri, bölgesel kaynak değerlendirmelerine ve mevcut kurulu tesislerle uyumlu olacak şekilde halihazırda var olan tedarik zincirleri ve altyapıdan faydalanılacak biçimde seçilmiştir.

5.4.4. Merit order

Merit order, üretim teknolojilerinin kısa dönem marjinal maliyetlerine (SRMC) göre sıralanmasını ifade etmekte olup, bu çalışmadaki piyasa simülasyonunun temelini oluşturmaktadır. Merit order, sistem talebinin en düşük maliyetle karşılaması için santrallerin hangi sırayla devreye alınacağını belirlemektedir. Şekil 25, çalışma kapsamındaki modelleme çerçevesinde kullanılan merit order öngörüsünü göstermektedir.

Şekil 25. Çalışmada dikkate alınan temsili merit order



Oluşturulan merit order içerisinde, yenilenebilir ve düşük marjinal maliyetli teknolojiler merit order sıralamasının ilk basamaklarında yer almaktadır. İlgili teknolojiler arasında, yakıt maliyetleri ihmal edilebilir düzeyde olan ve bu nedenle kısa dönem marjinal maliyetleri (SRMC) sıfıra yakın kabul edilen rüzgâr, güneş, hidro, biyokütle ve jeotermal santralleri yer almaktadır. Türkiye bağlamında bu kaynaklar, alım garantili üretim (feed-in generation) olarak ele alındığından, piyasadaki teklif davranışlarından ziyade yalnızca üretim değişkenliği veya şebeke kısıtları nedeniyle kullanımları değişmektedir ve mevcut oldukları her durumda sisteme alınmaktadır. Ekonomik önceliklerine ek olarak yenilenebilir üretim, sistem kararlılığı gereklilikleri nedeniyle teknik olarak da kısıtlanabilmektedir. ENTSO-E tarafından önerilen frekans değişim hızı (Rate of Change of

Frequency, RoCoF) dayanım seviyesi⁶³ dikkate alınarak bu çalışmada, RoCoF sınırı 0,8 Hz/sn dikkate alınmıştır. Bu değer, sistemde her zaman en az 15 GW konvansiyonel senkron üretimin çevrimiçi kalmasını gerektirmektedir. Bu koşul, ani dengesizlikler sırasında yeterli sistem ataletinin ve frekans kararlılığının sağlanmasını temin etmektedir. Dolayısıyla, yenilenebilir üretimin tam kapasiteyle çalışmasına yalnızca bu konvansiyonel üretim eşiği sağlandığında izin verilmektedir. Aksi durumda, sistem kararlılığını korumak için yenilenebilir enerji üretimi kısıtlanmaktadır. Piyasa simülasyonuna gömülen bu işletme kuralı, gerçek zamanlı işletimde yenilenebilir enerjinin ekonomik olarak tercih edilir olduğu durumlarda dahi, atalet kısıtlarının yenilenebilir entegrasyonunu sınırlandırabileceğini gerçekçi biçimde yansıtmaktadır.

Nükleer üretim de merit order'ın alt sıralarında yer almaktadır. Bu durum, Akkuyu Nükleer Güç Santrali'nin tam kapasiteyle devreye alınmasının ardından faaliyet göstereceği uzun vadeli alım garantisi sözleşmelerini yansıtmaktadır. Bu durum, nükleer üretimin modelde baz yük karakteristiği göstermesine yani, istikrarlı bir üretim profiline sahip olmasına neden olmaktadır. Böylelikle, nükleer santral kısa dönemli fiyat sinyallerine sınırlı esneklikte bir tepki gösterecektir.

Yenilenebilir ve nükleer üretimin sonrasında yer alan konvansiyonel termik üretim teknolojileri ise, yakıt fiyatları ve çevrim verimlilikleri ile belirlenen değişken üretim maliyetlerine göre sıralanmıştır. Bu sıralama, üretim teknolojileri genelindeki ortalama işletme karakteristiklerini yansıtmakla birlikte, santral yaşı, teknoloji tipi ve bakım durumu gibi santrallere özgü farklılıklar, merit order blokları arasında örtüşmelere yol açmaktadır. Örneğin, yüksek verimliliğe sahip modern gaz kombine çevrim santralleri, bazı eski linyit santrallerine kıyasla daha düşük marjinal maliyetle çalışabilmektedir. Bu örtüşmeleri hesaba katmak için, modelde uygulanan merit order, 2023 ve 2024 yıllarındaki fiili üretim verileri kullanılarak kalibre edilmiştir.

Mevcut piyasa yapısını doğru biçimde simüle edebilmek için ulusal uzlaştırma mekanizması kapsamında yapılan hesaplamalarda, sıfır fiyatlı teklif varsayımı (zero-bidding) benimsenmiştir. Bu varsayımda, üretim teknolojileri SRMC'lerine karşılık gelen teklifler sunmakta, stratejik teklif davranışı veya negatif fiyatlı teklifler yapılamamaktadır. Negatif teklif mekanizmaları, yüksek yenilenebilir payına sahip birçok Avrupa piyasasında yaygın olmakla birlikte, Türkiye elektrik piyasasında henüz yer almamaktadır. Bu nedenle, negatif fiyatlı teklifler modelde dikkate alınmamıştır. Bu yaklaşım, en düşük teklif fiyatının sıfır olduğu ve yük alma sürecinin ağırlıklı olarak maliyet etkinlik esasına dayanan mevcut EPIAŞ gün öncesi piyasası (GÖP) tasarımıyla uyumludur.

5.4.5. İşletme kısıtları

Türkiye elektrik sistemindeki üretim birimlerinin işletme davranışı, her bir teknolojiye ait fiziksel özellikleri ve esneklik sınırlarını yansıtan bir dizi teknik ve operasyonel kısıt kullanılarak modellenmiştir. Bu kısıtlar, piyasa ve şebeke simülasyonlarının hem ekonomik hem de işletme açısından uygulanabilirliği yansıtan, gerçekçi yük alma ve sistem davranışı modellerinin üretilmesini sağlamaktadır. Bu kısıtların modellenmesinde benimsenen yaklaşım ve temel varsayımlar aşağıda açıklanmaktadır:

⁶³ https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_RoCoF_withstand_capability_final.pdf?utm_source=chatgpt.com

- **Barajlı hidroelektrik santrallerin enerji kısıtları:** Depolamalı hidroelektrik santrallerin üretimi, elektrik piyasası dışında birçok faktör tarafından etkilenmektedir. Bunlar arasında taşkın kontrolü, konut, tarım ve sanayi için su temini, ulaşım ve çevresel gereklilikler yer almaktadır. Bu faktörler birlikte, depolamalı hidroelektrik sistemlerin uzun dönemli enerji kısıtlarını tanımlamaktadır. Bu kısıtları modele yansıtma amacıyla, büyük baraj tipi HES'lerin tarihsel işletme verilerine dayalı olarak haftalık enerji kısıtları uygulanmıştır. Bu yaklaşım, yıllık toplam üretim potansiyelini korurken, haftalar arasında su depolama ile elektrik üretimi arasındaki dengenin simüle edilmesini sağlamaktadır.
- **Nehir tipi (Run-of-river) HES'ler:** Nehir tipi hidroelektrik santraller, üretimleri doğal akışlara doğrudan bağlı olan ve yük açısından kontrol edilemeyen (non-dispatchable) kaynaklar olarak modellenmiştir. Simülasyonlarda, nehir tipi HES üretimi negatif yük olarak ele alınmaktadır. Yani, sıralanabilir üretim birimleri tarafından karşılanması gereken net talebi azaltmaktadır. Buna karşılık gelen ilgili saatlik üretim profilleri, EPIAŞ'tan temin edilen tarihsel verilere dayanılarak türetilmiş olup, bu santrallerin mevsimsel ve günlük değişimlerinin doğru bir şekilde temsil edilmesi sağlanmıştır.
- **Nükleer güç santral ünitelerinin yük alma (Ramping) kabiliyeti:** Nükleer üretimin esnekliği sınırlı olmakla birlikte, sistem dengelenmesi açısından önemlidir. Akkuyu Nükleer Güç Santrali'ndeki her bir ünite, 1.200 MW kurulu güce ve 600 MW asgari işletme seviyesine sahip olacak şekilde modellenmiştir. Bu çalışmada, ünite başına 100 MW/saat yük alma (ramping) kabiliyeti varsayılmıştır. Buna göre, bir nükleer ünite yaklaşık altı saat içerisinde maksimum güçten minimum güce (veya tersi yönde) geçiş yapabilmektedir. Bu sınırlı ancak önemli yük alma esnekliğinin modele dahil edilmesi, nükleer santralin günlük yük takibine katkı sağlamasına olanak tanımakta ve özellikle yenilenebilir üretimdeki dalgalanmalar altında sistem işletiminin daha gerçekçi şekilde temsil edilmesini mümkün kılmaktadır.
- **Santral bakım planlaması:** Konvansiyonel santraller için gerçekçi bir bakım planı dikkate alınarak yıllık emreamadelik planları hazırlanmıştır. Planlı bakım faaliyetleri, Türkiye elektrik piyasasında gözlenen tipik işletme uygulamalarına uygun biçimde yıl geneline dağıtılmıştır. Bakımların, özellikle nükleer santraller gibi büyük baz yük üniteleri için, talebin düşük olduğu dönemlerde planlanması, yıl boyunca arz yeterliliğinin korunmasını sağlamaktadır.
- **Termik santrallerin asgari açık/kapalı kalma süreleri ve yük alma kısıtları:** Termik santraller, ünitelerin ne kadar hızlı devreye girebileceğini, devreden çıkabileceğini veya yüklerini değiştirebileceğini sınırlayan asgari çalışma/duruş süreleri ile ramping kısıtlarına bağlıdır. Bu kısıtlar, sistemin kısa vadeli esneklik sınırlamalarının yakalanması ve ünite taahhüt (unit commitment) sürecinde işletme gerçekliğinin sağlanması açısından kritik öneme sahiptir. Bu çalışmada uygulanan varsayımlar, Tablo 3'te özetlenmiş olup SHURA'nın önceki analizlerine dayanmaktadır. Örneğin, kombine çevrim gaz türbinleri (CCGT), linyit veya kömür santrallerine kıyasla daha yüksek rampa kabiliyetine sahip olmakla birlikte, daha yüksek devreye alma (start-up) maliyetleriyle sınırlanmaktadır. Bu teknik ayrıntılar, yük alma sıralamasını ve sistemin ani talep veya yenilenebilir enerji üretim dalgalanmalarına tepki verme kabiliyetini doğrudan etkilemektedir.

Tablo 3. Minimum açma/kapama süreleri ve güç artırma/azaltma kısıtları için varsayımlar

Üretim Teknolojisi	Pmin oranları (%)	Minimum açma/kapama zamanı (saat)	Kademeli güç artırımı/azaltımı hızı (saatlik %)
Doğal Gaz	%0	1	%100
Kömür	%20-%40	3	%100
Linyit	%50-%70	6	%100
Nükleer	%50	8	%8,30
Jeotermal	%0-%40	1	%100
Biyokütle	%0-%60	1	%100
Hidro (Depolama)	%50	1	%100

- **Döner yedek (spinning reserve) gereksinimi:** Gün öncesi programdan beklenmedik sapmalar veya santral arızaları öngörülemeden durumlarda sistemin güvenli işletimi için yeterli döner yedek kapasitenin korunması kritik önemdedir. Bu çalışmada döner yedek gereksinimi, kurulu yenilenebilir kapasite seviyesine bağlı olarak değişen dinamik bir parametre şeklinde modellenmiştir. Bu durum, değişken üretim kaynaklarının sisteme eklediği dengeleme ihtiyacını yansıtmaktadır. Yenilenebilir entegrasyonu ile rezerv gereksinimleri arasındaki ilişki, SHURA'nın önceki şebeke entegrasyon çalışmasından alınmıştır.⁶⁴ 2035 yılı için minimum döner rezerv gereksinimi 2.400 MW, maksimum ise yenilenebilir üretim ve sistem talebine bağlı olarak 3.500 MW olarak belirlenmiştir. Bu yedek kapasite, ağırlıklı olarak esnek termik santraller, hidroelektrik santraller ve batarya enerji depolama sistemleri tarafından sağlanmakta olup, ani dengesizlikler sırasında sistem frekansının kabul edilebilir sınırlar içinde tutulmasını temin etmektedir.

5.4.6. Esneklik modelleme

Sistem esnekliği, özellikle değişken yenilenebilir enerji üretiminin yüksek olduğu senaryolarda, Türkiye elektrik sisteminin güvenli ve maliyet etkin işletimi için kritik bir rol oynamaktadır. Bu çalışmada kullanılan model çerçevesinde, enerji depolama sistemleri ve enterkonneksiyon hatları temel esneklik kaynağı olarak dikkate alınmıştır. Her iki teknoloji de, piyasa ve şebeke simülasyonlarında dengeleme kabiliyeti sağlayan, dinamik ve işletme kısıtlarına tabi sistemler olarak modellenmiştir.

- **Depolama sistemleri:** Çalışmada temsil edilen depolama teknolojileri, lityum-iyon (Li-ion) batarya enerji depolama sistemlerinden oluşmaktadır. Bu sistemlerin Türkiye elektrik şebekesi üzerindeki mekansal dağılımı, SHURA'nın depolama sistemlerinin yaygınlaştırılma potansiyeli ve teknik-ekonomik fizibilitesine ilişkin yaptığı çalışmaya dayanmaktadır.⁶⁵ Her senaryo için varsayılan toplam kurulu kapasite, Tablo 2'de tanımlanan projeksiyonlara göre belirlenmektedir.

⁶⁴ SHURA. (2022). Türkiye Elektrik Sistemine Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Entegrasyonu. <https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2022/04/SHURA-2022-04-Turkiye-Elektrik-Sistemine-Yenilenebilir-Enerji-Kaynaklarinin-Entegrasyonu.pdf>

⁶⁵ SHURA. (2024). Türkiye için Batarya Enerji Depolama Seçenekleri. <https://shura.org.tr/turkiye-icin-batarya-enerji-depolama-secenekleri/>

2035 yılı için Referans Senaryo'da 3,5 GW ve Net Sıfır Senaryosu'nda 7,2 GW batarya kapasitesi modellenmiştir. Modelleme çerçevesinde BESS üniteleri piyasa koşullarına göre hem şarj hem de deşarj yapabilen tamamen çift yönlü kaynaklar olarak modellenmiştir. Yenilenebilir üretimin fazla olduğu veya fiyatların düşük seyrettiği saatlerde bataryalar sistemden elektrik çekerek şarj olurken, talebin yüksek olduğu veya yenilenebilir üretimin kısıtlı olduğu saatlerde şebekeye elektrik vererek, deşarj olmaktadır. Bu işleyiş, bataryaların hem enerji arbitrajına hem de sistem dengelemesine katkı sağlmasına, net yükteki kısa dönem dalgalanmaların ve yenilenebilir enerji üretim kısıntısının azaltılmasına olanak sağlamaktadır. İşletme açısından batarya enerji depolama üniteleri, doluluk oranı (state of charge, SoC), şarj/deşarj verimliliği ve maksimum süre kısıtları ile modellenmiştir. Toplam çevrim verimliliği (round-trip efficiency) yaklaşık %90 olarak varsayılmış ve enerji kapasitesi tam güçle 4 saatlik işleme izin verecek şekilde modellenmiştir. Bu parametreler, depolama sistemlerinin simülasyonlarda gerçekçi davranmasını ve sistem yeterliliğini ve frekans kararlılığının korunmasını sağlamıştır.

- **Enterkonneksiyonlardan gelen esneklik:** Elektrik sistem esnekliğinin bir diğer önemli kaynağı, sınır ötesi enterkonneksiyon hatlarıdır. Türkiye elektrik sistemi halihazırda Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri (ENTSO-E) ile senkron bağlantıya sahip olup, Gürcistan ile yüksek gerilim doğru akım (HVDC) eşleştirilmiş (back-to-back, B2B) bağlantı ile bağlıdır. Bu bağlantılar, sınır ötesi elektrik ticareti ve sistemin dengelenmesini kolaylaştırmakta, ancak Türkiye'ye elektrik sisteminin büyüklüğü ve ihtiyaçları dikkate alındığında bu esneklik sınırlı kalmaktadır. Mevcut durumda sınır ötesi elektrik ticareti, Net Transfer Kapasite (NTC) tahsisli üzerinden kapasite ihaleleri ile yürütülmektedir. Ancak komşu spot piyasalarla piyasa eşleştirmesi (market coupling) bulunmadığından, bu enterkonneksiyon bağlantılarının sunabileceği esneklik potansiyeli tam anlamıyla değerlendirilememektedir.

Bu çalışmada 2035 yılı itibarıyla, Türkiye'nin enterkonneksiyon esnekliğinin, Avrupa ile uyumlu olarak piyasa eşleştirme ve dengesizlik düzenleme mekanizmaları yoluyla artırılacağı varsayılmıştır. Bu nedenle modellemede enterkonneksiyon işletimine ilişkin iki farklı yaklaşım kullanılmaktadır:

- **Esnek olmayan durum:** Mevcut sınırlı sınır ötesi elektrik ticaretini yansıtmaktadır.
- **Esnek durum:** Enterkonneksiyon hatlarının, piyasa ve sistem koşullarına dinamik biçimde yanıt verebildiği, dengeleme ve kısıt yönetimine katkıda bulunduğu bir yaklaşımı temsil etmektedir.

Enterkonneksiyon esnekliğini nicel olarak modellemek için her enterkonneksiyon noktası, neredeyse sıfır SRMC'ye ve yüksek işletme esnekliğine sahip sanal "üretici-yük ikilisi" olarak modellenmiştir. Özellikle, her enterkonneksiyon noktasında:

- **Esnek üretici:** Önceden tanımlanmış NTC'nin iki katı kapasiteye sahip esnek bir üretici olarak modellenmiştir.
- **Sabit yük:** Aynı düğüme, NTC değerine eşit sabit bir yük tanımlanmıştır.

Bu yapı sayesinde, üretici maksimum kapasitede çalışırken (yani " $2 \times \text{NTC}$ üretim - NTC yük"), sistem NTC limiti kadar ithalat yapılabilmesini ve üretici çıkışı sıfır olduğunda (yani " 0 - NTC yük") NTC limiti kadar ihracat yapılabilmesini mümkün kılmaktadır. Bu düzenleme, ithalat ve ihracatın

NTC kısıtlarıyla sınırlı olmasını sağlarken, piyasa simülasyonu aracılığıyla ekonomik optimizasyonu mümkün kılmaktadır. NTC limitleri belirlendikten sonra, piyasa simülasyonu her bir bağlantı noktasında saatlik yük ve güç değişiminin yönünü belirlemektedir. Bu yük dağıtım (dispatch) sonuçları, piyasa işletmecisi tarafından planlanan işletme taahhütlerini temsil edecek şekilde şebeke simülasyonunda sabitlenmektedir. Başka bir deyişle, şebeke modelinde enterkonneksiyon düğümlerinin üretim seviyeleri, piyasa eşleştirme sonuçlarından türetilen sabit giriş veya çekişler olarak ele alınmaktadır.

Türkiye'nin enterkonneksiyon bağlantılarının işletme gerçekçiliğini yakalamak için, Gürcistan HVDC hattındaki NTC'lerin mevsimsel değişimi de modele dahil edilmiştir. TEİAŞ'ın mevcut işletme yaklaşımıyla uyumlu olarak, Türkiye'nin Kuzeydoğu bölgesinde yüksek hidroelektrik üretiminin iletim kapasitesini sınırladığı ilkbahar ve erken yaz dönemlerinde, Gürcistan'dan ithalat kapasitesi düşürülmektedir. Bu mevsimsel kapasite azaltımı (derating), fiziksel iletim kısıtlarını yansıtmakta ve tarihsel işletme verileriyle tutarlılığı sağlamaktadır.

⁶⁶ <https://www.teias.gov.tr/en-US/interconnections>



BÖLÜM 6
Bulgular ve
Değerlendirme

Çalışmada, 'Referans' ve 'Net Sıfır' senaryoları kapsamında gerçekleştirilen piyasa ve şebeke simülasyonlarından elde edilen bulgular birlikte değerlendirilmektedir. Çalışmanın amacı:

- geliştirilen senaryoların işletme açısından uygulanabilirliğini değerlendirmek,
- farklı uzlaştırma mekanizmaları altında elektrik fiyatlandırmasının konumsal (ulusal, bölgesel ve düğüm bazlı) ve zamansal dinamiklerini incelemek,
- ayrıca alternatif fiyatlandırma çerçevelerinin piyasa ve sistem üzerindeki daha geniş kapsamlı etkilerini analiz etmektir.

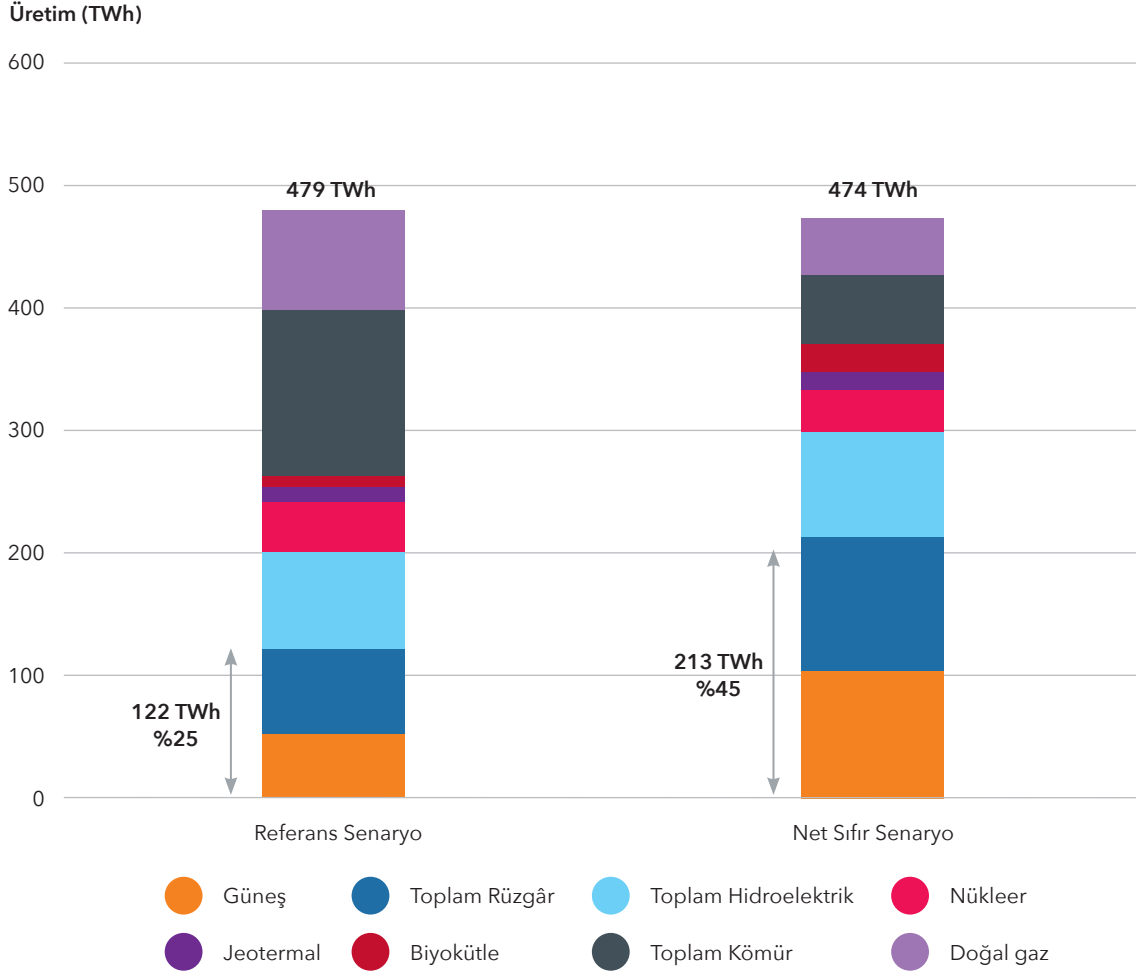
Analizde, piyasa ve şebeke simülasyonlarından elde edilen üretim dağılımı (generation dispatch), kapasite faktörleri, işlem hacimleri ve yenilenebilir enerji kesinti (curtailment) seviyeleri incelenmiştir. Yapılan analiz, sistem performansına ilişkin temel bir çerçeve sunmakta ve her bir senaryo kapsamında 2035 yılında karşılaşılması muhtemel işletme zorluklarını ortaya koymaktadır.

6.1. Senaryoların işletme koşulları açısından farklılıkları

Referans ve Net Sıfır senaryoları için gerçekleştirilen piyasa ve şebeke simülasyonlarının sonuçları Tablo 4'te özetlenmiş ve temel üretim teknolojilerine göre gruplanarak Şekil 26'de gösterilmiştir. Bu sonuçlar birlikte ele alındığında, Türkiye elektrik sisteminin 2035 yılında iki farklı dönüşüm senaryosu kapsamında nasıl işletilebileceğine dair bütüncül bir görünüm elde edilmektedir.

Tablo 4. Piyasa ve şebeke simülasyon sonuçları (2035 yılı)

Teknoloji	Referans Senaryo				Net Sıfır Senaryo			
	Kurulu Güç (GW)	Yıllık Üretim (TWh)		Yıllık Kapasite Faktörü	Kurulu Güç (GW)	Yıllık Üretim (TWh)		Yıllık Kapasite Faktörü
		Piyasa Simülasyonu	Şebeke Simülasyonu			Piyasa Simülasyonu	Şebeke Simülasyonu	
Doğal Gaz	26	79	80	36%	30	40	47	18%
Linyit	10	54	53	60%	1	3	3	41%
İthal Kömür	10	82	82	90%	10	54	54	62%
Taş Kömürü	0	0	0	0%	0	0	0	0%
Barajlı Hidroelektrik	24	60	60	29%	24	60	60	29%
Nehir tipi HES	8	20	20	27%	11	25	25	25%
Nükleer	5	40	40	96%	5	34	34	82%
Rüzgâr (Kara)	23	70	70	34%	38	109	105	32%
Rüzgâr (Denizüstü)	0	0	0	0%	1	5	4	42%
Güneş	26	52	52	23%	57	105	104	21%
Jeotermal	2	12	12	74%	2	15	15	71%
Biyokütle	2	10	10	53%	5	23	23	50%
Toplam	137	479	479	-	185	474	474	-
Toplam Yeniden Yük Dağılım Talimatı	5.9 TWh (Toplam Talebin % 1.2'si)				14.5 TWh (Toplam Talebin %3'ü)			
Toplam Rüzgâr ve Güneş Kesintisi	0.35 TWh (Güneş ve Rüzgâr Üretim Kapasitesinin %0.3'ü)				6.2 TWh (Güneş ve Rüzgâr Üretim Kapasitesinin %2.8'i)			

Şekil 26. Ana üretim teknolojilerinin piyasa ve şebeke simülasyon sonuçları

Referans Senaryoda toplam elektrik talebi yaklaşık 479 TWh seviyesine ulaşırken, Net Sıfır Senaryosunda bu değer 474 TWh seviyesindedir. İki senaryo arasındaki en belirgin fark, toplam üretim içinde yenilenebilir kaynakların payında ortaya çıkmaktadır. Referans Senaryosunda yıllık talebin yaklaşık dörtte biri rüzgâr ve güneş enerjisinden karşılanırken, Net Sıfır Senaryosunda bu oran neredeyse iki katına çıkarak %45'e ulaşmaktadır. Değişken yenilenebilir üretimdeki bu belirgin artış, sistemin işletme yapısını dönüştürmekte, termik santrallere olan bağımlılığı azaltmakta ve tüm üretim teknolojilerinin kullanım profilini değiştirmektedir.

Simülasyonlardan elde edilen kapasite faktörleri, işletme açısından uygulanabilirliğin ve sistem dengesinin önemli bir göstergesi niteliğindedir. Her iki senaryoda da konvansiyonel teknolojilere ait kapasite faktörleri, teknik açıdan gerçekçi aralıklarda ve Türkiye'nin son yıllardaki fiili işletme verileriyle uyumlu seviyelerde kalmaktadır. Örneğin, 2024 yılında yaklaşık 64 TWh⁶⁷ elektrik üretimi gerçekleştiren ve yaklaşık %30⁶⁸ kapasite faktörü ile çalışan doğalgaz santrallerinin, Referans Senaryoda yaklaşık %36 kapasite faktörüne ulaşacağı modellenmiştir. Bu durum, söz konusu santrallerin gün içi talep değişimlerine ve yenilenebilir üretim dalgalanmalarına yanıt

⁶⁷ <https://seffaflik.epias.com.tr/>

⁶⁸ <https://enerjiyajansi.com.tr/turkiyenin-kurulu-gucu/>

veren orta yük (mid-merit) ve esnek üretim kaynakları olarak üstlendikleri rolle uyumludur. Buna karşın, Net Sıfır Senaryosunda doğal gaz santralleri daha az üretim seviyelerine ulaşmakta olup, ortalama kapasite faktörleri yaklaşık %18 seviyesine gerilemektedir. Bu düşüş, sistemin yenilenebilir ağırlıklı yeni yapısını ve doğal gaz santrallerinin baz yükten çok, dengeleme ve rezerv sağlayıcı rolüne kaydığını göstermektedir.

Türkiye’de sistem esnekliğinin omurgasını oluşturan hidroelektrik santraller, her iki senaryoda da istikrar sağlayıcı rolünü sürdürmektedir. Barajlı ve nehir tipi hidroelektrik santraller birlikte değerlendirildiğinde, kapasite faktörlerinin %25 - %30 aralığında gerçekleştiği görülmektedir. Bu durum, hem hidrolojik kısıtları yansıtmakta hem de su kaynaklarının değişken üretimin dengelenmesindeki önemli katkısını göstermektedir.

Modellenen yük tevzii yenilenebilir ve konvansiyonel kaynaklar arasında güvenilir bir işletme dengesi ortaya koymakta ve 2035 yılı için öngörülen üretim portföyünün mevcut teknik sınırlar içinde kararlı şekilde işletilebileceğini göstermektedir. Teknoloji bazında toplam üretim değerleri açısından piyasa modeli ile şebeke simülasyonları arasındaki yakın uyum da sonuçların sağlamlığını güçlendirmektedir.

İşletme koşullarının uygunluğunun bir diğer önemli göstergesi, şebeke kısıtları dikkate alındığında gereken YAL/YAT talimatı (redispatch) ve yenilenebilir üretim kesinti (curtailment) miktarlarıdır. YAL/YAT hacimleri her iki senaryoda da makul düzeylerde kalmaktadır. Referans Senaryoda, toplam YAL/YAT miktarı yaklaşık 5,9 TWh olup, bu değer toplam talebin sadece %1,2’sine karşılık gelmektedir. Net Sıfır Senaryosunda bu değer 14,5 TWh’ye yükselmekte, yani toplam talebin yaklaşık %3’üne denk gelmektedir. Bu oran, TEİAŞ’ın günümüzdeki operasyonel pratiğiyle tamamen uyumlu kabul edilebilecek bir düzeydedir. Ayrıca bu oran, değişken üretimin artması ve yenilenebilir enerji kaynakların coğrafi dağılımının daha yoğunlaşmış olması dikkate alındığında beklenen bir artış olup, mevcut işletme uygulamalarıyla uyumlu bir seviyededir.

Yenilenebilir enerji üretim kesintileri de kabul edilebilir düzeylerde tutulmakta ve modellenen şebeke güçlendirmeleri ile esneklik varsayımlarının planlanan yenilenebilir kapasiteyi entegre etmek için yeterli olduğunu göstermektedir. Referans Senaryosunda kısıntı yapılan toplam enerji miktarı 0,35 TWh olup, bu değer rüzgâr ve güneş üretiminin %0,3’üne karşılık gelmektedir. Net Sıfır Senaryosunda ise, yenilenebilir kaynakların toplam arzın neredeyse yarısını sağlamasına rağmen kesinti 6,2 TWh ile sınırlı kalmakta ve bu miktar toplam rüzgâr ve güneş üretiminin %2,8’ine denk gelmektedir. Bu değerler, halihazırda yüksek yenilenebilir payına ulaşmış diğer elektrik sistemlerinde gözlemlenen değerlerle uyumludur ve dengeli bir entegrasyon stratejisine işaret etmektedir.

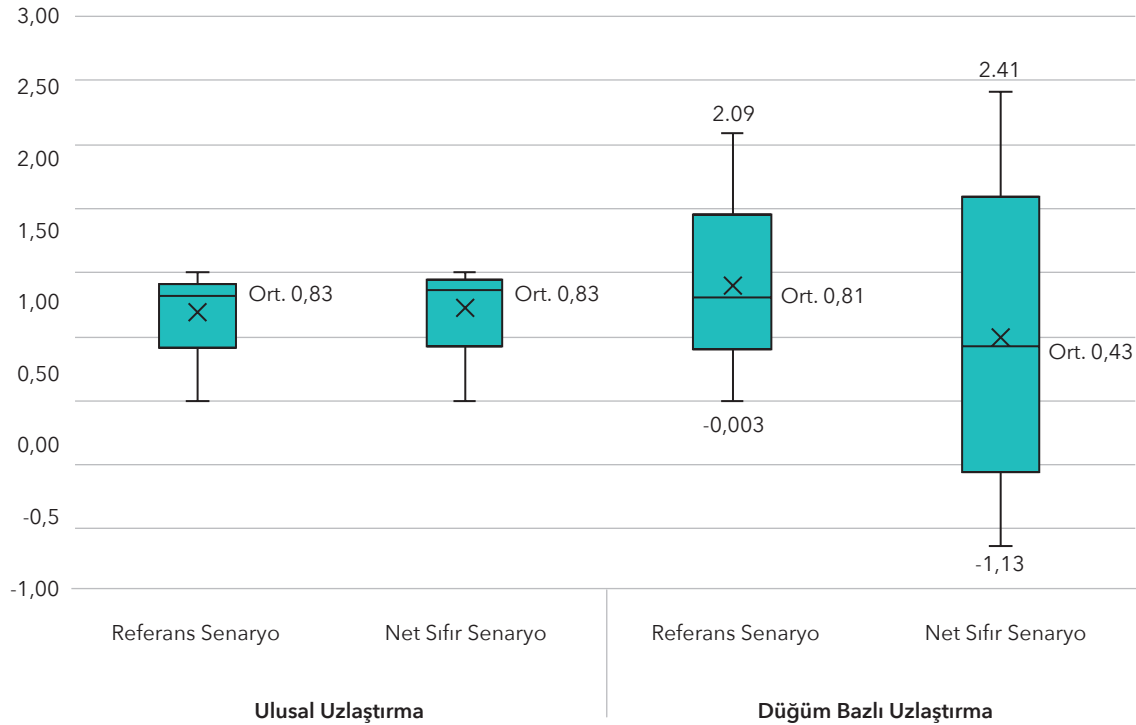
Bu operasyonel değerlendirme, her iki senaryonun da 2035 yılı Türkiye elektrik sistemi için teknik açıdan sağlam ve ekonomik açıdan gerçekçi temsiller olduğunu teyit etmektedir. Konvansiyonel santraller uygulanabilir yük faktörlerinde işletilmekte, YAL/YAT talimatları ve yenilenebilir enerji üretim kesinti seviyeleri operasyonel normlar içinde kalmaktadır. Bu nedenlerle de senaryolarda sistemik güvenilirlik sorunu oluşmamaktadır. Dolayısıyla elde edilen sonuçlar, temel piyasa ve şebeke modellemesinin sağlamlığını teyit etmekte ve izleyen bölümlerde sunulan uzlaştırma mekanizmaları ile fiyat oluşumuna ilişkin analizler için güçlü bir temel oluşturmaktadır.

6.2. Düğüm bazlı fiyat dinamikleri

Şekil 27’de Referans ve Net Sıfır Senaryoları kapsamında ulusal ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmaları çerçevesinde elde edilen fiyat aralıkları ve değişkenliği karşılaştırılmaktadır. Bu fiyatlar, mutlak değer farklılıklarından ziyade göreceli dağılımın karşılaştırılabilmesi amacıyla her bir senaryoda elde edilen azami ulusal fiyata göre normalize edilmiştir.

Şekil 27. Ulusal ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmaları çerçevesinde elde edilen fiyat değişkenlikleri

Fiyat (Azami ulusal fiyata göre normalize edilmiş)



Ulusal uzlaştırma mekanizmasına kıyasla, düğüm bazlı uzlaştırma fiyatlarının her iki senaryoda da çok daha geniş bir aralıkta değiştiği görülmektedir. Referans Senaryosunda düğüm bazlı fiyatlar normalize edilmiş ölçekte -0,003 ile +2,09 arasında değişirken, Net Sıfır Senaryosunda bu aralık genişleyerek -1,13 ile +2,41 seviyesine ulaşmaktadır. Fiyat aralığındaki bu genişleme, Net Sıfır Senaryosunda değişken yenilenebilir üretimin daha yüksek paya ulaşmasının doğrudan bir yansımasıdır. Bu durumda sıklaşan iletim kısıtları ve bölgesel arz-talep dengesizlikleri, konumsal fiyat sapmalarını artırmaktadır. Düğümler genelinde ortalama fiyat seviyeleri ulusal ortalamalara (0,81-0,83) yakın kalmaya devam etse de, bu ortalamalar etrafındaki dağılımın belirgin biçimde artması, piyasa sinyallerinde daha güçlü bir konumsal farklılaşmaya işaret etmektedir.

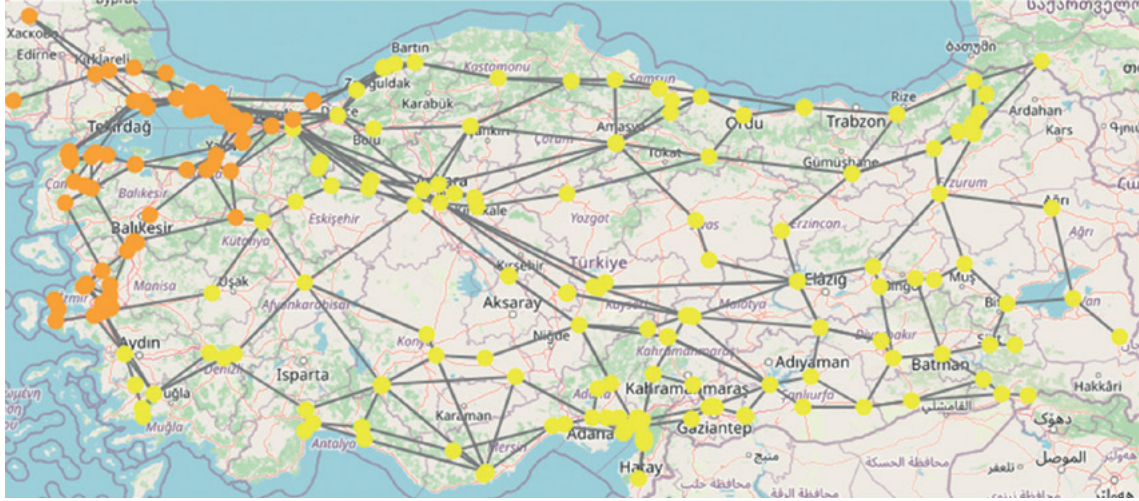
Yenilenebilir enerji üretiminin düğüm bazlı fiyatlar üzerindeki etkisi özellikle Net Sıfır Senaryosunda belirgindir. Güneş ve rüzgâr üretiminin yüksek olduğu dönemlerde, yenilenebilir enerji yoğun bölgelerdeki konumsal marjinal fiyatlar baskılanmakla birlikte, üretimin yerel talebi aşması ve iletim kapasitesinin doygunluğa ulaşması durumunda fiyatlar zaman zaman sıfıra veya negatif

seviyelere gerileyebilmektedir. Bu tür durumlarda sıfır fiyat koşulu, sistem kararlılığının korunması amacıyla yalnızca asgari teknik üretim (must-run) niteliğindeki nükleer, jeotermal veya biyokütle gibi santrallerin asgari üretim seviyesinde devrede kaldığı ve geri kalan talebin ise sıfır veya sıfıra yakın marjinal maliyetli yenilenebilir enerji kaynakları tarafından tamamen karşılandığı saatlere denk gelmektedir. Dolayısıyla sıfır fiyat oluşan zaman dilimleri, yenilenebilir üretimin yüksek olduğu ve sistem esnekliğinin sınırlı olduğunu göstermektedir. Benzer eğilimler, gerçek piyasa koşullarında da gözlemlenmektedir. Türkiye’de, 2025 yılı içindeki yaklaşık 224 saat⁶⁹ boyunca gün öncesi piyasasında sıfır veya sıfıra çok yakın fiyatlar oluşmuştur.

Şekil 28’de yenilenebilir üretimin fazla olduğu tipik bir günü temsilen 12 Mayıs 2035 saat 15:00 (yüksek güneş üretimi olan bir saat) için, Türkiye iletim şebekesi genelindeki düğüm bazlı marjinal fiyatlar (LMP) gösterilmektedir. Şekil 29’de gösterilen eş zamanlı üretim teknolojisi karışımı için toplam sistem üretimi Referans Senaryoda 60,1 GW, Net Sıfır Senaryoda ise 65 GW olarak gerçekleşmiştir. Aynı saatte toplam güneş ve rüzgâr üretimi Referans Senaryoda 25 GW (%42), Net Sıfır Senaryosunda ise 31,2 GW (%48) olarak gerçekleşmektedir. Her iki senaryoda da talep güvenli şekilde karşılanmış olmakla birlikte, bölgesel iletim kısıtları nedeniyle üretim kesintisi meydana gelmiştir. Referans Senaryoda 0,25 GW seviyesinde kalan kesinti, Net Sıfır Senaryosunda 12,5 GW düzeyine ulaşmıştır. LMP haritaları, Net Sıfır Senaryosunda özellikle batı ve güney bölgelerin büyük kısmında sıfır veya negatif fiyatların (açık ve koyu mavi düğümler) görüldüğünü göstermektedir. Buna karşılık talep yoğunluğunun yüksek olduğu İç Anadolu bölgesinde düğüm bazlı fiyatların görece yüksek (sarı ve turuncu düğümler) seyrettiğini göstermektedir. Bu konumsal fiyat farklılaşması, iletim kısıtlarının piyasa sonuçları üzerindeki güçlü etkisini görsel olarak teyit etmektedir.

⁶⁹ <https://seffaflik.epias.com.tr/>

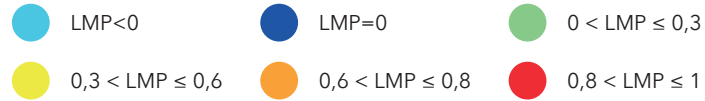
Şekil 28. Türkiye iletim şebekesi genelinde LMP noktaları. Yenilenebilir enerji üretim payının fazla olduğu tipik gün (12 Mayıs 2035, saat 15:00)

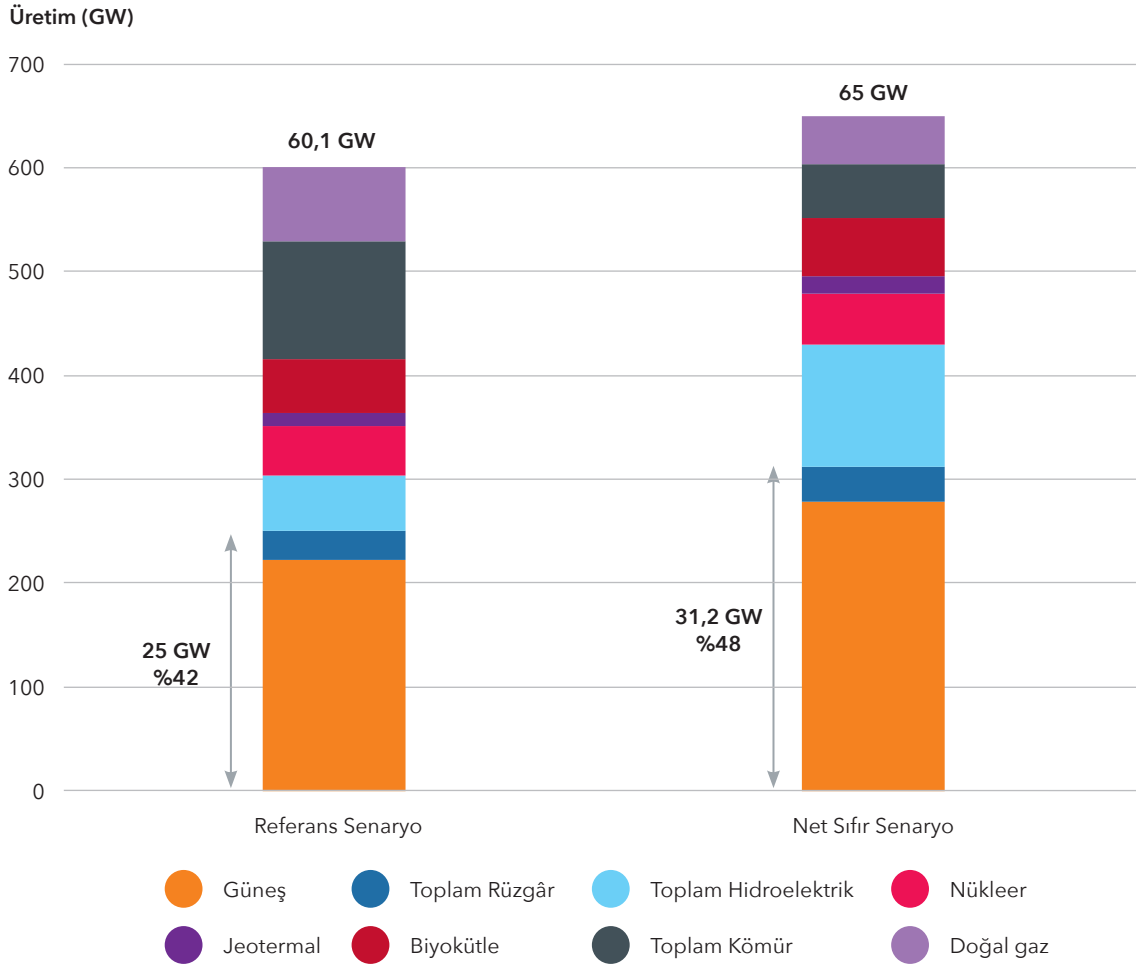


(a) Referans Senaryo

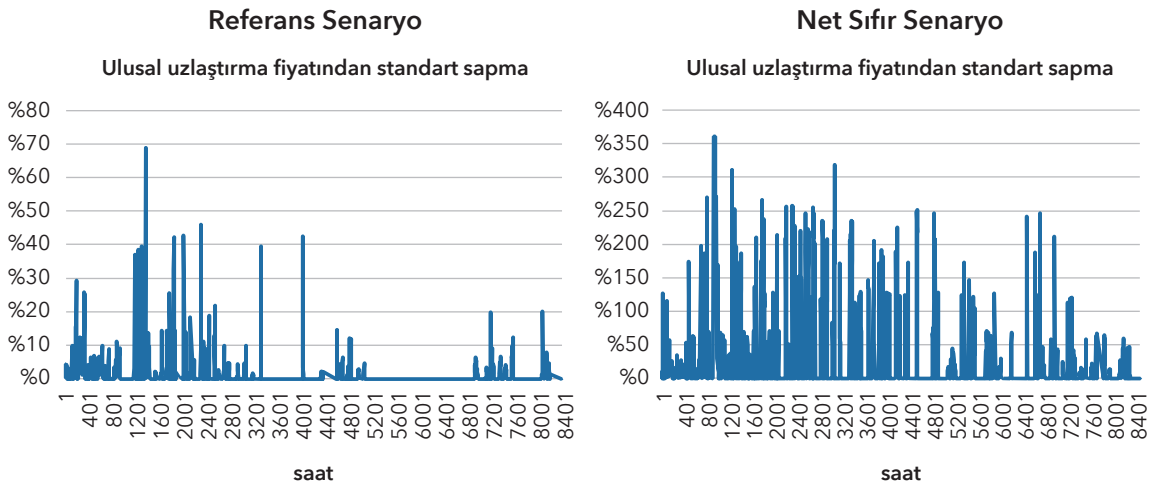


(b) Net Sıfır Senaryo



Şekil 29. Üretim Portföyü - Yenilenebilir enerji üretim payının fazla olduğu tipik bir günde saatlik üretim dağılımı (12 Mayıs 2035, saat 15:00)

Saatlik sonuçlar ayrı ayrı analiz edildiğinde, şebeke genelindeki fiyat farklılaşmasının boyutu daha da belirginleşmektedir. Şekil 30'da sunulan ve düğüm bazlı fiyatların ulusal uzlaştırma fiyatına göre standart sapmasını gösteren analiz, bu zamansal örüntüyü daha net göstermektedir.

Şekil 30. Düğüm bazlı fiyatların ulusal fiyata göre standart sapması

Referans Senaryoda konumsal fiyat ayrışması (farklı düğümlerde farklı fiyatlar) yılın toplam 8.760 saatinin yaklaşık %16'sında gerçekleşmektedir. Yılın geri kalan %84'lük bölümünde ise tüm düğümlerde aynı saatlik piyasa eşleştirme fiyatı oluşmaktadır. Buna karşılık, Net Sıfır Senaryosunda düğüm fiyat farklılaşması yılın yaklaşık %30'unda gözlemlenmekte, kalan %70'lik zamanda ise düğümler genelinde aynı fiyat oluşmaktadır. Fiyat ayrışmasının görülme sıklığındaki bu artış, daha yüksek yenilenebilir enerji üretiminin sistemde olduğunu ve iletim kısıtlarının sistemdeki konumsal fiyat değişikliğini artırdığını göstermektedir. Öte yandan, birçok saat diliminde tüm düğümlerde aynı fiyat oluşsa da, fiyat seviyeleri talep, yenilenebilir enerji üretim miktarı ve yakıt fiyatları gibi sistem genelindeki koşullara bağlı olarak saatlik olarak değişmektedir. Dolayısıyla belirli bir saat için düğümler arası fiyat eşitliği, zamansal fiyat istikrarı anlamına gelmemektedir.

Referans Senaryoda düğüm bazlı fiyat sapmaları genellikle ulusal fiyatın %70 altında kalmakta ve daha yüksek sapmalar, ağırlıklı olarak yüksek yük talebinin görüldüğü kış döneminde veya hidroelektrik üretiminin düşük olduğu dönemlerde gözlenmektedir. Net Sıfır Senaryosunda ise, sapmalar sıklıkla %100'ü aşmakta ve özellikle aşırı güneş/rüzgâr üretiminin gerçekleştiği ya da konvansiyonel üretimde ani düşüşlerin yaşandığı saatlerde ulusal fiyatın %300-400'üne kadar ulaşabilmektedir. Bu dalgalanmalar, sistemin yenilenebilir üretim değişkenliğine karşı artan hassasiyetini ve depolama, enterkonneksiyon ile YAL/YAT talimatı gibi esnek kaynakların değerini göstermektedir.

Düğüm bazlı fiyatlar, net sıfır emisyonlu bir elektrik sistemine geçişte daha yüksek yenilenebilir enerji entegrasyonunu hızlandırmakla birlikte, piyasa fiyatlarının daha güçlü bir konumsal farklılaşmasını da sağlamaktadır. Aynı saat dilimi içinde hem yüksek hem de düşük fiyatlı konumların birlikte var olması, iletim kısıtları ve yerel üretimdeki ihtiyaç fazlası üretimin piyasa fiyat sinyallerine yansımalarını göstermektedir.

6.3. Bölgesel fiyat oluşumu

Bölüm 6.2'de detaylandırılan düğüm bazlı fiyat analizi, konumsal marjinal fiyatlarda (LMP) belirgin mekansal ve zamansal değişkenliklerin önemini göstermektedir. Bu bölümde, söz konusu düğüm bazlı fiyat sinyallerinin anlamlı fiyat bölgeleri halinde birleştirilmesine odaklanmaktadır. Bölgesel fiyatlandırma, düğüm bazlı piyasaların doğruluğu ile ulusal tek fiyat uygulamasının sadeliği arasında pratik bir denge oluşturmaktadır. Şebeke darboğazlarının ve bölgesel dengesizliklerin ortaya çıktığı noktalarda temel konumsal ayrışma korunurken, düğüm bazlı uzlaştırma sistemlerinin karmaşık hesaplama ve idari yükünden kaçınılmasını sağlamaktadır.

Bu bağlamda, 2035 yılı için Türkiye'de fiyat bölgelerinin oluşturulması iki tamamlayıcı yöntemle ele alınmıştır:

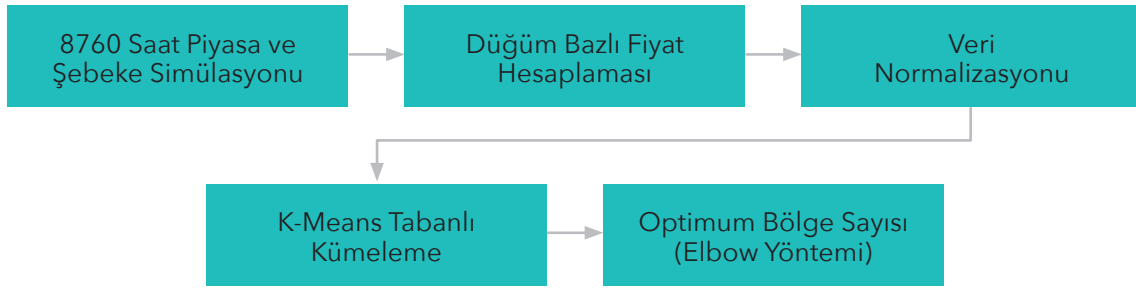
- 1. Veri odaklı analitik yaklaşım:** Düğüm bazlı fiyatların makine öğrenmesi (machine-learning) teknikleri (K-means) kullanılarak istatistiksel olarak kümelendirilmesi ve optimum bölge sayısının Elbow yöntemiyle belirlenmesi.
- 2. Şebeke endeksi (grid-index) tabanlı analitik yaklaşım:** Bölge tanımlarının şebekenin fiziksel yapısı ile çapraz doğrulamasının yapılması. Özellikle, iletim hattı kısıtları, üretim ve yük merkezlerinin konumları ve iletim koridorlarının kullanım oranları dikkate alınmıştır.

Ekonomik kümelendirme ve fiziksel doğrulama perspektiflerinin bütünleştirilmesi sayesinde elde edilen bölgesel yapılandırmalar, hem fiyatların istatistiksel tutarlılığını hem de şebeke işletiminin gerçeklerini yansıtmaktadır.

6.3.1. Veri odaklı analitik yaklaşım

Veri odaklı bölgesel fiyat tanımı, 8.760 saatlik piyasa ve şebeke simülasyonlarından elde edilen saatlik düğüm bazlı fiyat verilerine dayanmaktadır. İletim şebekesindeki her bir düğüm (bara) için söz konusu düğümde ilave bir magavatlık talebin karşılanması artan maliyetini temsil eden saatlik bir LMP değeri bulunmaktadır. Bu değer, şebeke kısıtları ve kayıplar dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Çalışma kapsamında, Türkiye genelindeki tüm 400 kV ve 154 kV trafo merkezlerine ait saatlik LMP verileri, hem Referans hem de Net Sıfır Senaryoları kapsamında analiz edilmiştir. Şekil 31’de analitik iş akışı beş aşamada özetlenmiştir.

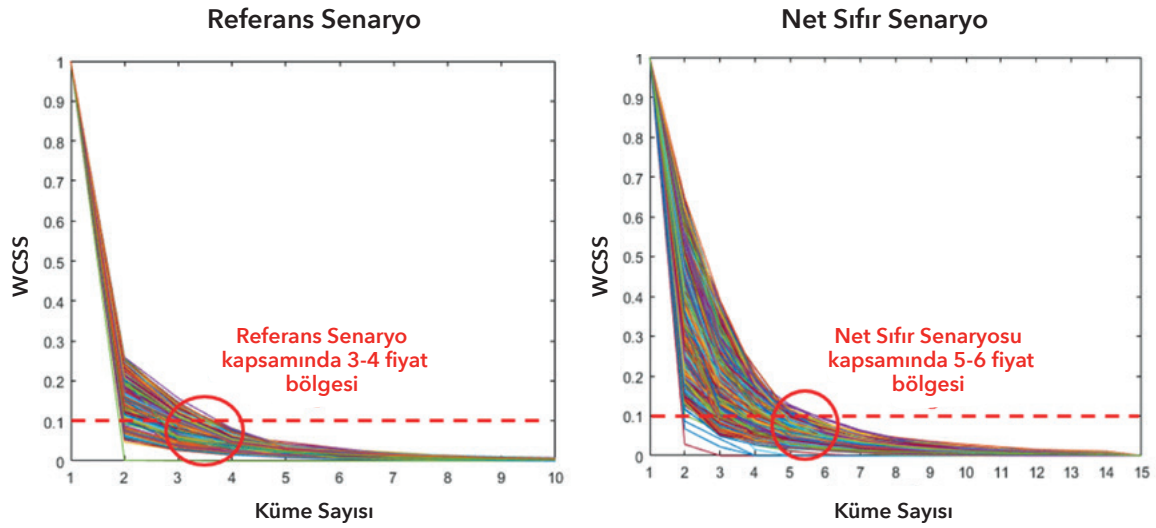
Şekil 31. Fiyat bölgelerinin optimum sayısını belirlemeye yönelik veri odaklı yaklaşım



- **8760 Saatlik Piyasa ve Şebeke Simülasyonu:** Üretim, talep ve iletim kısıtlarındaki mevsimsel ve günlük değişimleri yakalayabilmek için kapsamlı saatlik simülasyonlar yürütülmüştür. Bu çalışmalar sonucunda, düğüm bazlı fiyatlara ilişkin tüm yıla ait zaman serisi üretilmiştir.
- **Düğüm Bazlı Fiyat Hesaplaması:** Her bir düğüm ve her bir saat için LMP değeri hesaplanmış ve ilgili zaman ve düğüm endeksleriyle birlikte veri tabanına kaydedilmiştir.
- **Veri Normalizasyonu:** Mutlak fiyat seviyeleri senaryolar ve saatler arasında farklılık gösterebildiğinden, LMP verileri normalize edilmiştir. Normalizasyon işlemi, kümelendirme analizinin genel piyasa eğilimlerinden ziyade görece mekansal farklılıkları yakalamasını sağlamaktadır. Bu kapsamda, her bir düğümün fiyat profili kendi ortalaması ve standart sapması kullanılarak ölçeklendirilmiştir. Böylece kümelendirme işlemi, aynı mutlak fiyat seviyesine sahip düğümler yerine, benzer fiyat davranışı sergileyen düğümlere odaklanmıştır.
- **K-Means Kümelendirme:** Saatlik fiyat davranışları benzerlik gösteren düğümleri gruplayabilmek amacıyla K-means algoritması kullanılmıştır. K-means, veriyi “k” adet kümeye ayıran ve küme içi kareler toplamını (WCSS) minimize etmeyi amaçlayan gözetimsiz bir öğrenme algoritmasıdır. Bu yaklaşım, 8.760 saat boyunca fiyat davranışı tutarlı olan, başka bir deyişle benzer fiyat dinamikleri, kısıtlar ve yenilenebilir üretim dalgalanmalarına benzer tepkiler veren düğüm gruplarının etkin biçimde belirlenmesini sağlamaktadır.

- **Optimum Bölge Sayısının Belirlenmesi (Elbow Yöntemi):** Optimum küme sayısını belirlemek için Elbow yöntemi uygulanmıştır. Bu yöntemde, WCSS değeri küme sayısına (k) karşı grafiğe aktarılmakta ve küme içi varyans azalımının marjinal faydasının belirgin biçimde düştüğü "dirsek (elbow) noktası" tespit edilmektedir. Bu nokta, model doğruluğu ile yorumlanabilirlik arasında bir denge kurmaktadır.

Şekil 32. Veriye dayalı yaklaşıma göre her senaryoda optimum fiyat bölgesi sayısı



Şekil 32’de gösterildiği üzere, Elbow eğrisi belirli bir “k” değerine kadar keskin bir şekilde azalmakta, ardından WCSS’deki azalış yataylaşmaktadır. Referans Senaryosunda dirsek noktası 3 ile 4 küme arasında çıkarken, Net Sıfır Senaryosunda bu nokta 5 ile 6 küme aralığına kaymaktadır. Bu sonuç, yenilenebilir enerji penetrasyonu arttıkça ve şebeke kısıtları daha bağlayıcı hale gelmekte ve fiyat davranışlarının mekansal olarak daha fazla ayrıştığı, sistemin etkin biçimde temsil edilebilmesi için daha fazla fiyat bölgesine ihtiyaç duyulduğunu göstermektedir.

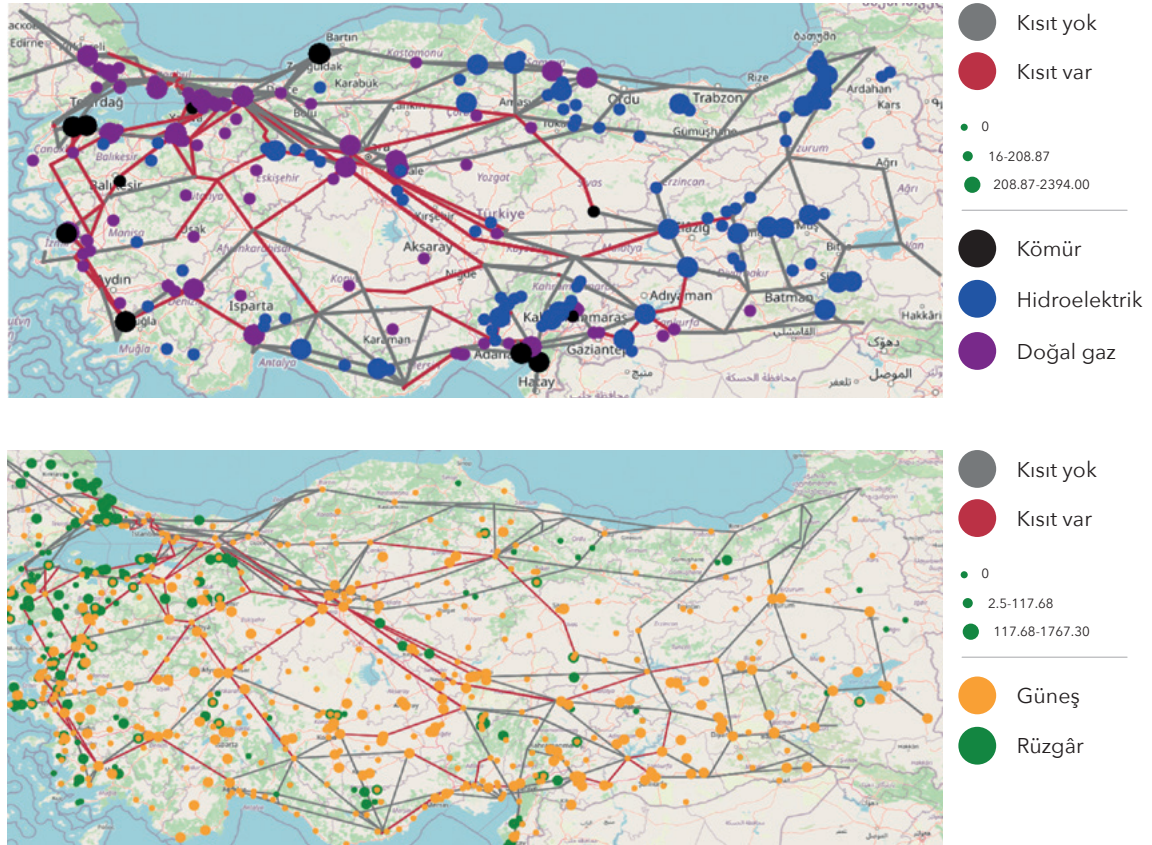
6.3.2. Şebeke endeksi tabanlı analitik yaklaşım

İstatistiksel kümelendirme matematiksel olarak tutarlı bir bölgeleme yapısı sunsa da, yalnızca veri odaklı bir tanımlama her zaman şebeke işletiminin fiziksel gerçekleriyle tam olarak örtüşmeyebilir. Bu nedenle, kümelendirme sonuçları elektrik akışı trendlerini, kısıt oluşum sıklığını ve üretim ile yükün mekansal dağılımını yansıtan şebeke tabanlı endeksler ile, çapraz doğrulama yapılarak gerekli görülen durumlarda iyileştirilmiştir.

Türkiye iletim şebekesi, Şekil 33’te gösterildiği üzere doğu-batı yönlü belirgin bir elektrik akışı yapısı sergilemektedir. Ülkenin doğu kesimi hidroelektrik kurulu kapasitesinin büyük bölümünü içerirken, batı ve kuzeybatı bölgelerinde yüksek sanayi talebi, kentsel yük oluşturmakla birlikte, yoğun şekilde doğal gaz ve ithal kömür santrallerini bulundurmaktadır. Rüzgâr enerjisi üretimi ağırlıklı olarak Ege ve Marmara bölgelerinde konumlanmış olup, güneş enerjisi üretimi ise Güney ve İç Anadolu bölgelerinde yoğunlaşmaktadır. Üretim ve yük arasındaki bu coğrafi uyumsuzluk, doğudan batıya doğru sık ve yüksek hacimli enerji transferlerine neden olmaktadır. Bu durum

başta Keban-Kayseri-Ankara ile Konya-Bursa-İzmir hatları olmak üzere çeşitli ana 400 kV iletim koridorlarında tekrarlayan kısıtların oluşmasına neden olmaktadır.

Şekil 33. Türkiye şebekesinin kısıt haritası: a) geleneksel üretim b) güneş ve rüzgâr üretimi



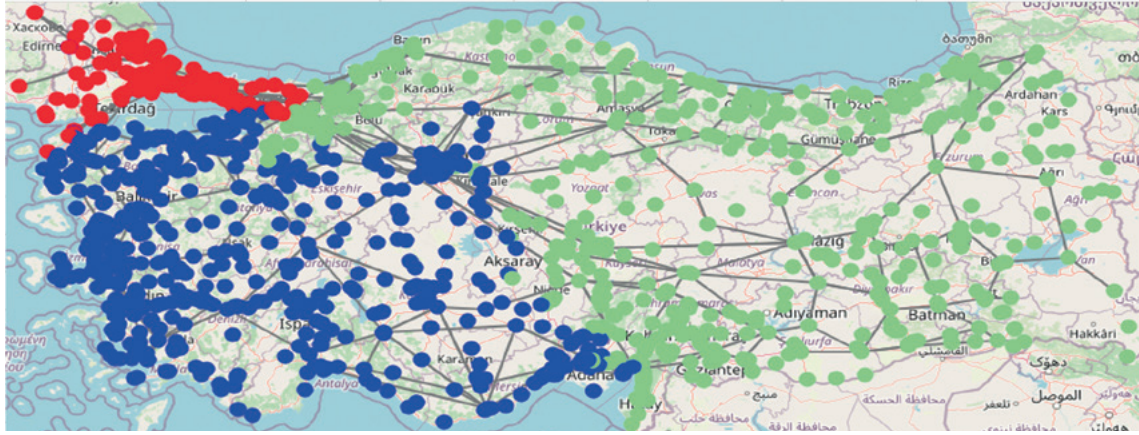
Şebeke simülasyonu sonuçları kullanılarak, tüm 400 kV ve 154 kV iletim hatlarına ait saatlik hat yüklenme oranları analiz edilmiştir. Nominal termik kapasitesinin %90'ının üzerinde işletilen hatlar "kısıtlı" olarak tanımlanmış ve bu durumun yıl boyunca gerçekleşme sıklığı hesaplanmıştır. Şekil 33'te görüldüğü üzere, kısıtlar özellikle İç Anadolu'dan gelen güç akışlarının yüksek sanayi ve mesken talebi ile karşılaştığı batı iletim koridorlarında meydana gelmektedir. Bu kısıt sıklığı endeksi, fiyat ayrışmasının fiziksel bir göstergesi olarak kullanılmaktadır. Sürekli olarak kısıtlı arayüzlerin gerisinde kalan bölgelerin, bölgesel piyasa tasarımında bağımsız fiyat bölgeleri oluşturma olasılığı yüksektir.

Buna paralel olarak, farklı üretim teknolojilerinin ve yük merkezlerinin mekansal dağılımı kısıt haritasıyla birlikte değerlendirilmiştir. Bu adım, oluşturulan bölgelerin yalnızca kısıt yapılarıyla uyumlu olmasını değil, aynı zamanda bölgesel arz-talep dengesini de yansıtmasını sağlamaktadır.

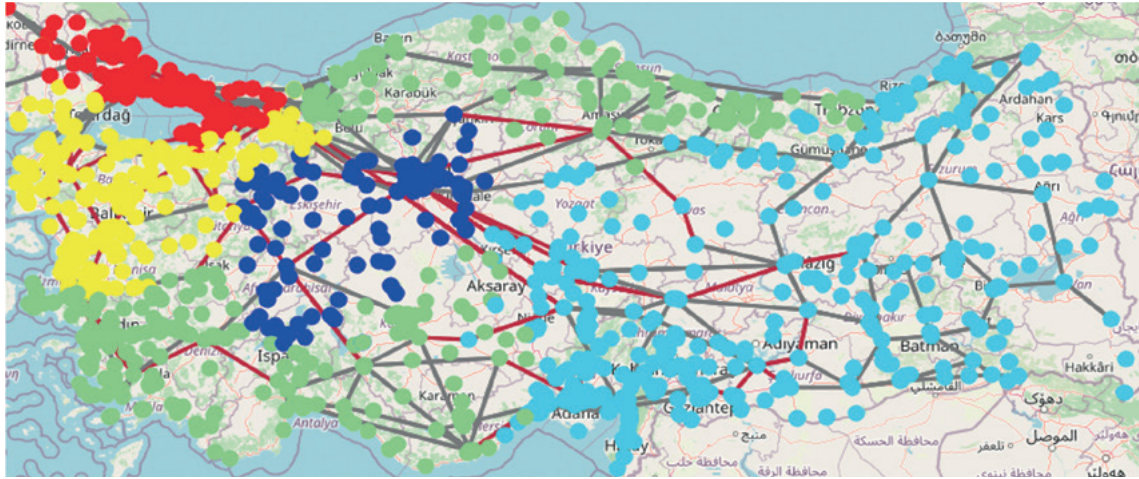
6.3.3. Bölge bazlı sonuçlar

Analizler doğrultusunda ortaya çıkan bölgelerin, Referans Senaryosundan Net Sıfır Senaryosu koşullarına doğru belirgin bir evrim göstermektedir (Şekil 34).

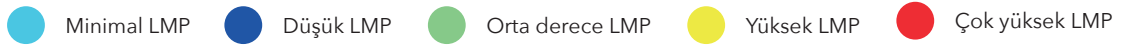
Şekil 34. Ortaya çıkan bölgeler: a) Referans Senaryo b) Net Sıfır Senaryosu



(a)



(b)



Referans Senaryosunda, temel fiyat ayrışmalarını temsil etmek için üç ana bölge yeterli olmaktadır:

- Batı Bölgesi (Marmara-Ege): Yüksek talep ve önemli düzeyde rüzgâr üretimi ile karakterize edilen bölgedir. Dönemsel olarak İç Anadolu'dan elektrik akışı talep etmektedir.
- İç Anadolu Bölgesi: Hem yenilenebilir hem de termik üretim tesislerini barındıran ve ara dengeleme alanı işlevi gören bölgedir.
- Doğu Bölgeleri: Hidroelektrik üretimin baskın olduğu ve genel olarak batı bölgelerine elektrik akışı sağlayan bölgedir.

Net Sıfır Senaryosunda ise sistem, mekansal olarak daha parçalı bir yapıyı yansıtacak şekilde beş ile altı farklı bölgeye ayrılmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının yoğun olduğu yeni alt bölgeler aşağıdaki alanlarda ortaya çıkmaktadır:

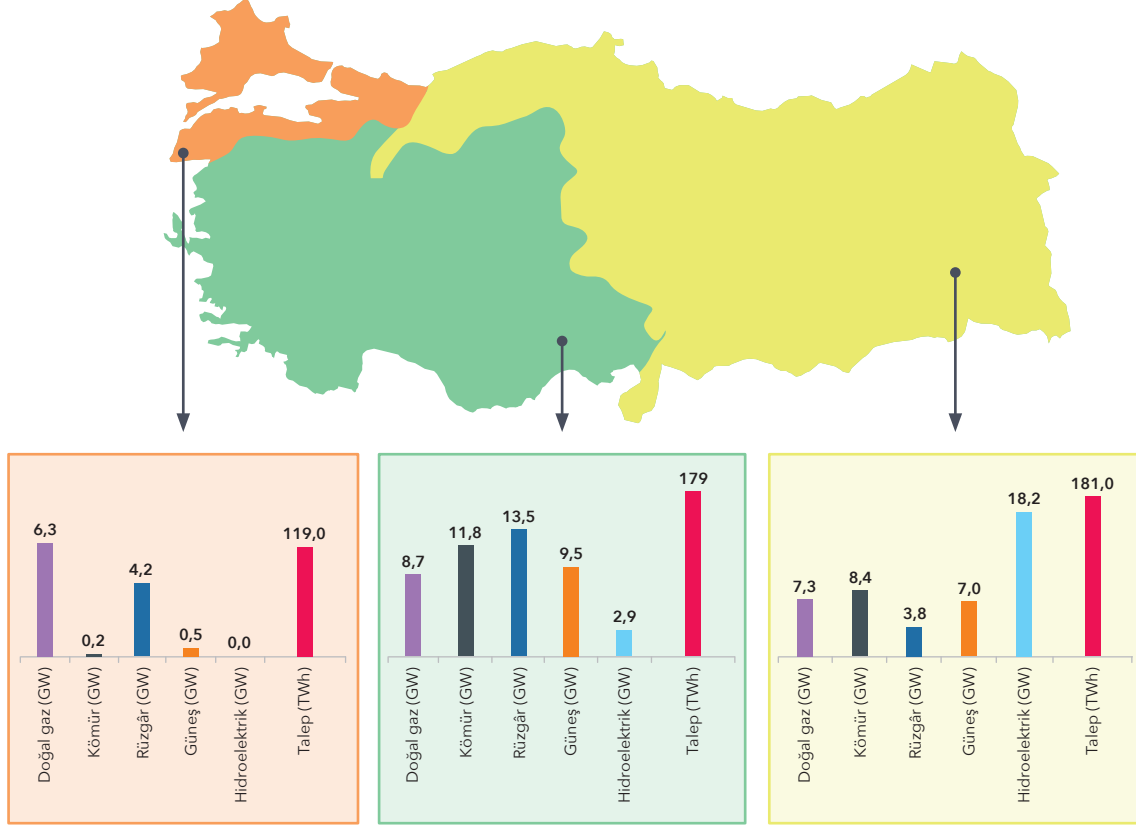
- Güney ve Güneybatı: Güneş enerjisi üretiminin baskın olduğu bölgeler.
- Merkez Bölge: Hibrit üretim yapısı ve belirgin iletim kısıtları ile öne çıkan bölge.
- Kuzeydoğu: Hidroelektrik üretim kapasitesi ve sınırlı iletim altyapısı nedeniyle daha izole fiyat davranışı görülen bölge.

Bu bulgular, yenilenebilir enerji entegrasyonu arttıkça hem fiyat bölgelerinin sayısının hem de fiyat oynaklığının arttığını ve etkin bir sistem işletimi için bölgesel piyasa ayrıştırmasının önem kazandığını göstermektedir.

Veri odaklı kümelendirme ile şebeke endeksi analizini birleştiren ikili metodoloji çerçevesi, bölgesel tanımların hem istatistiksel olarak sağlam hem de fiziksel olarak anlamlı olmasını sağlamaktadır. K-Means sonuçları düğüm bazlı fiyat davranışına dayalı nesnel bir temel sunarken, şebeke tabanlı doğrulama operasyonel uygulanabilirliği teminat altına almaktadır. Referans Senaryosu için üç ile dört bölge, Net Sıfır Senaryosu için ise beş ile altı bölge etrafında iki yaklaşımın yakınsaması, hem metodolojinin güvenilirliğini hem de yüksek yenilenebilir enerji payına sahip bir Türkiye elektrik sisteminde daha ayrıntılı bir piyasa bölgelendirmesine duyulan pratik ihtiyacı göstermektedir.

6.3.4. Bölgesel özellikler

Kümelendirme ve şebeke endeksi yaklaşımlarının birlikte uygulanması sonucunda optimum bölgesel yapı belirlendikten sonra, bir sonraki analitik aşamada her bir bölgenin üretim-talep kompozisyonu incelenmiştir. Şekil 35'te Referans Senaryo kapsamında tanımlanan her bir bölge için başlıca üretim kaynaklarının (doğal gaz, kömür, rüzgâr, güneş, hidroelektrik) konumsal üretim dağılımı ile yıllık elektrik talebi gösterilmektedir.

Şekil 35. Referans Senaryosu kapsamında fiyat bölgelerinin özellikleri

Referans Senaryosu kapsamında, kümelenendirme ve şebeke endeksi analizleri üç bölgeli bir piyasa yapısına yakınsamaktadır. Bu yapı, Türkiye'nin doğu-batı yönlü yük ve üretim akışını yakından takip etmekte olup, hidroelektrik kaynakların doğuda yoğunlaştığı, talep ve termik üretimin ise ağırlıklı olarak batıda konumlandığı mevcut işletme ve iletim gerçekliği ile uyum göstermektedir.

1. Batı Bölgesi (Marmara ve Ege Bölgeleri): Batı bölgesi, Türkiye'nin ekonomik ve sanayi merkezi konumundaki Marmara-Ege koridoruna karşılık gelmektedir. Yaklaşık 119 TWh/yıl seviyesindeki yüksek talep, ağırlıklı olarak 6,3 GW doğal gaz santrali kurulu gücü ile karşılanmaktadır. Buna ilave olarak sınırlı düzeyde kömür (0,2 GW) ve yenilenebilir üretimle (yaklaşık 4,2 GW rüzgâr ve 1,5 GW güneş) bulunmaktadır. Hidroelektrik potansiyelin sınırlı olması nedeniyle bu bölgedeki hidroelektrik kurulu güç ihmal edilebilir seviyedir. Bu bölge net ithalatçı konumunda olup, özellikle sanayi talebinin zirve yaptığı saatlerde İç Anadolu'dan gelen enerji akışlarına önemli ölçüde bağımlıdır. Konumsal marjinal fiyatlar (LMP) çoğunlukla ulusal ortalamaya yakın seyretmekle birlikte, İç Anadolu'dan gelen iletim kapasitesinin azaldığı saatlerde fiyat sıçramaları gözlemlenmektedir. Bu durum, bölgenin ithalata bağımlılığını ve yerel üretim kaynaklarının sınırlı esnekliğini yansıtmaktadır.

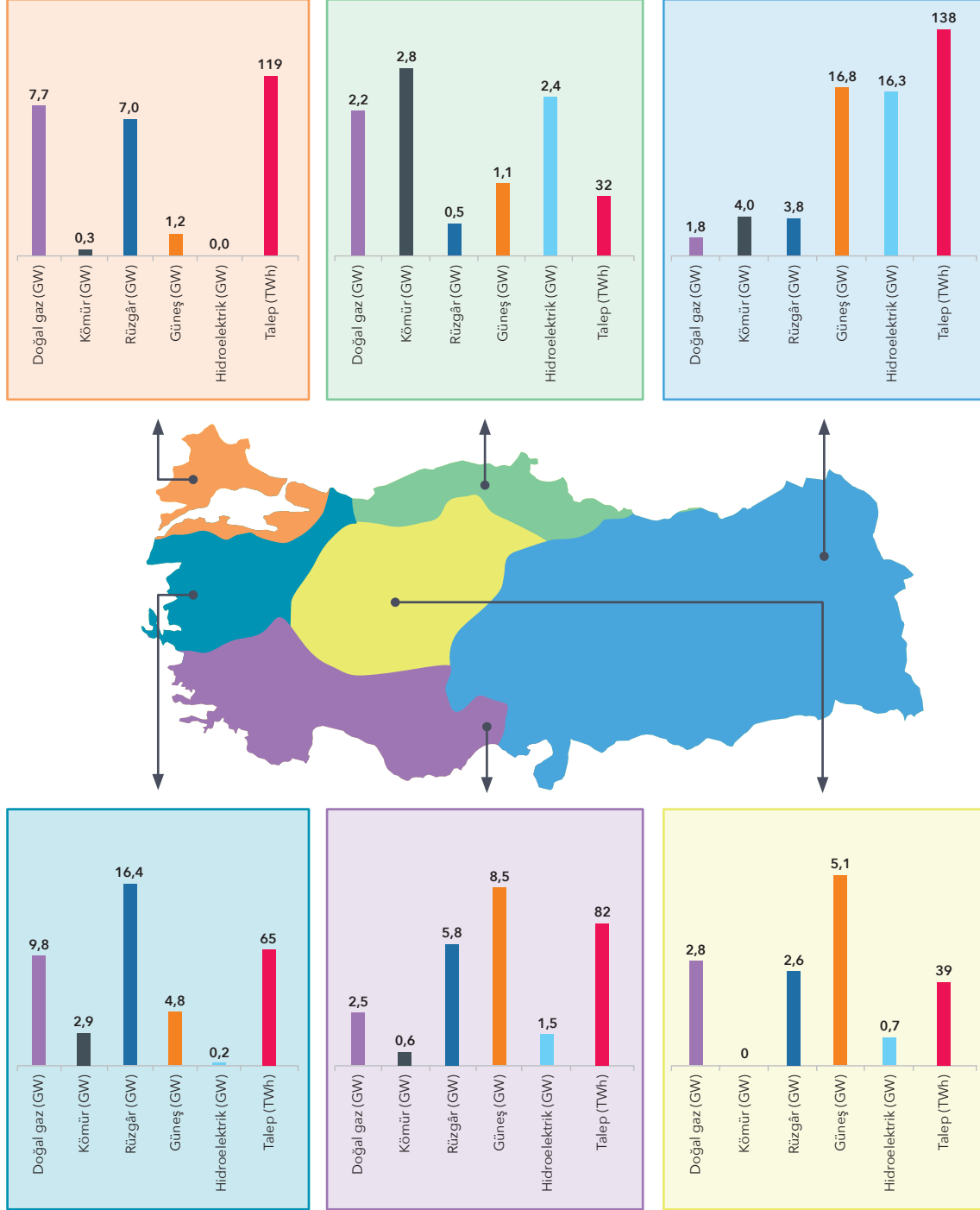
2. İç Anadolu Bölgesi: Eskişehir'den Ankara ve Konya'ya uzanan İç Anadolu bölgesi, hem üretim çeşitliliği hem de iletim merkeziliği açısından sistemin kritik bir alanını oluşturmaktadır. Bölgede 11,8 GW doğal gaz, 13,5 GW rüzgâr, yaklaşık 9,5 GW güneş ve 2,9 GW hidroelektrik kurulu

gücü bulunmaktadır. Yıllık talep yaklaşık 179 TWh seviyesinde olup, ulusal tüketimin önemli bir bölümünü temsil etmektedir. Doğudan gelen düşük marjinal maliyetli hidroelektrik üretimi ve diğer enerji akışlarını alırken, sanayileşmiş batı bölgelerine ihracat gerçekleştirmektedir. Bu rolü nedeniyle bölge içindeki düşük bazlı fiyatlar görece orta düzeyde değişkenlik sergilemekte ve kısıt etkileri sınırlı kalmaktadır. Bu özellikleriyle İç Anadolu, ulusal fiyat oluşumu açısından referans merkez (hub) konumundadır.

- 3. Doğu Bölgesi:** Fırat ve Dicle havzalarındaki hidroelektrik açısından zengin alanları kapsamakta olan ve ülkenin birincil elektrik ihracatçısı konumunda olan bölgedir. 18 GW'ın üzerinde hidroelektrik kurulu gücüne ve yıllık 180 TWh'nin üzerinde elektrik üretimine sahip bu bölge, ulusal sistemde esneklik ve rezerv enerji sağlayarak dengeleyici bir rol üstlenmektedir. Görece düşük talep (yaklaşık 70-80 TWh) ve yüksek hidroelektrik üretimi, bölgesel marjinal fiyatların diğer bölgelere kıyasla sürekli olarak daha düşük olmasına yol açmaktadır. Ancak yüksek hidroelektrik gelirlerinin olduğu dönemlerde, merkeze doğru iletim dar boğazları ortaya çıkabilir ve bölgeyi geçici olarak düşük hatta sıfır marjinal fiyatlarla izole hale getirebilir.

Net Sıfır Senaryosunda (Şekil 36), elektrik sistemi önemli ölçüde daha dağınık bir yapıya dönüşmektedir ve yenilenebilir kaynaklar toplam üretimin yaklaşık %45'ini oluşturmaktadır. Bu köklü dönüşüm, altı farklı fiyat bölgesinin ortaya çıkmasıyla sonuçlanan, yeni mekansal dinamikleri beraberinde getirmektedir. Her bir bölge, yenilenebilir potansiyel, şebeke kısıtları ve yerel talep profiline bağlı olarak kendine özgü özellikler sergilemektedir.

- 1. Kuzeybatı Bölgesi (Marmara):** Marmara bölgesi, yıllık yaklaşık 119 TWh talep ile önemli bir yük merkezi konumundadır. Bölgede 7,7 GW doğal gaz, 7 GW rüzgâr ve 1,2 GW güneş enerjisi üretimi mevcuttur. Kömür kullanımı ise neredeyse kalmamıştır. Güçlü iletim bağlantılarına rağmen, Marmara bölgesi sık sık fiyat ayrışmasına maruz kalmaktadır. Bunun başlıca nedeni diğer bölgelerden elektrik akışına bağımlılık ve bölgesel yüksek elektrik tüketimidir. Öğle saatlerinde sınırlı enerji akışlarıyla düşük bazlı fiyatlar sistem ortalamasının üzerine çıkabilirken, gece saatlerinde stabil doğal gaz üretimi sayesinde fiyatlarda düşüş görülmektedir.
- 2. Batı ve Güneybatı Bölgesi (Ege ve Akdeniz):** Bu bölge, güneş enerjisi üretiminin yüksek olduğu bölgelerden biri olarak öne çıkmaktadır. Bölgede 8,5 GW güneş kapasitesine ek olarak 5,8 GW rüzgâr kurulu gücü bulunmaktadır. Talep yaklaşık 82 TWh seviyesindedir ve doğal gaz yedek kapasitesi 2,5 GW düzeyindedir. Yüksek güneş üretimi ve sınırlı ihracat kapasitesinin birleşimi, öğlen saatlerinde yerel üretim kısıtlarına (curtailment) yol açabilmekte ve düşük bazlı fiyatlar negatif veya sıfıra yakın seviyeleri görebilmektedir. Bu durum, Almanya ve İspanya gibi yüksek yenilenebilir enerji barındıran sistemlerde gözlemlenen davranışlarla tutarlıdır. Buna karşılık, akşam saatlerindeki hızlı talep artışları (ramp-up) ise fiyatların keskin şekilde yükselmesine neden olmakta ve bu durum, esneklik ihtiyacını ve depolama entegrasyonunun hızlanması gerekliliğini göstermektedir.

Şekil 36. Net Sıfır senaryosu kapsamında fiyat bölgelerinin özellikleri

- 3. Güney Orta Bölgesi (Konya-Karaman):** Türkiye'nin güneş kuşağının merkezi konumundaki bu bölge, 5 GW'ın üzerinde güneş üretimi ve 2,6 GW rüzgâr kapasitesine sahiptir. Yıllık yaklaşık 39 TWh talebi olan bu bölge, özellikle gündüz saatlerinde sıkça net ihracatçı konumundadır. Ancak iletim hattı kısıtları nedeniyle fazla üretim her zaman etkin biçimde iletilmemekte ve bu durum yerel üretim kesintilerine ve düşük LMP'lere yol açmaktadır. Bölgedeki fiyatların zamansal değişimi güneş üretim profiliyle yakından örtüşmektedir. Yani bölgede, öğle saatlerinde oluşan düşük veya negatif fiyatlar, akşam saatlerinde yükselmektedir.

- 4. İç Anadolu Bölgesi:** Dengeleme rolünü sürdüren İç Anadolu, yenilenebilir enerji entegrasyonunun arttığı (4,8 GW güneş, 16,4 GW rüzgâr) bir bölge olarak öne çıkmaktadır. Bölgede ayrıca doğal gaz kapasitesi 9,8 GW seviyesinde muhafaza edilmektedir. Yıllık talep yaklaşık 65 TWh seviyesindedir. Çeşitli üretim kaynakları ve güçlü iletim bağlantıları sayesinde, güneş ve rüzgâr yoğun güney bölgeleri ile yüksek talep sahibi kuzey bölgeleri arasında fiyat dengeleyici görevi görmektedir. Fiyat davranışı genellikle daha yatay seyretmektedir ve sistem ortalamasından orta düzeyde sapmalar görülmektedir.
- 5. Doğu Anadolu Bölgesi:** Hidroelektrik ağırlıklı doğu bölgesi, sistem esnekliği açısından kritik önem taşımaktadır. Bölgede yaklaşık 16 GW'ın üzerinde hidroelektrik kapasitesi ve yıllık 16 TWh üretimi bulunurken, bölgesel talep yaklaşık 138 TWh'dir. Yılın büyük bölümünde batıya elektrik ihracatı gerçekleştirilmektedir. Batı ve güneyde yüksek yenilenebilir üretim dönemlerinde, ihracat kısıtlanabilir ve bölge fiyatları sifıra yakın seviyelere düşebilir. Ancak kış mevsiminde ve akşam saatlerinde talep zirveleri görülebilir ve hidroelektrik üretimi sistem dengelemesini desteklediğinde, fiyatlar sistem ortalamasına yaklaşmaktadır.
- 6. Kuzeydoğu Bölgesi (Karadeniz ve kuzeydoğu):** Daha küçük bir bölge olmasına rağmen, bu bölgede 2 ile 3 GW hidroelektrik ve doğal gaz kapasitesi bulunmaktadır. Bölgesel talep 30-40 TWh arasındadır. Orta düzeyde üretim ve sınırlı iletim kapasitesi nedeniyle, bölge zaman zaman komşu bölgelerden farklı fiyat davranışı sergileyebilmektedir.

6.4. Piyasa ve sistem etki değerlendirilmesi

Farklı uzlaştırma mekanizmaları kapsamında gerçekleştirilen piyasa ve şebeke simülasyonu sonuçları, hem piyasa verimliliği hem de sistem işletimi açısından bu bölümde değerlendirilmektedir. Her bir uzlaştırma yaklaşımı, fiyat oluşumunu, üretim ile talep arasındaki etkileşimi ve şebekenin yenilenebilir enerjiyi ne ölçüde entegre edebildiğini doğrudan etkilemektedir. Dolayısıyla, söz konusu etkilerin analiz edilmesi, Türkiye'de gelecekteki elektrik piyasası tasarımında ekonomik verimlilik, arz güvenliği ve yenilenebilir enerji entegrasyonu arasında nasıl bir denge kurulabileceğine dair önemli içgörüler sunmaktadır.

Uzlaştırma yaklaşımlarının karşılaştırılması, hat yüklenmeleri, kısıt oluşma sıklığı, N-1 güvenlik kriterine uyum ve planlanmamış güneş ile rüzgâr üretim kesintilerine odaklanmaktadır. Piyasa performansı açısından ise çalışmada fiyatlandırma mekanizmalarının üretici gelirleri, yenilenebilir enerji yatırım sinyalleri, batarya işletimi ve sosyal refah üzerindeki etkileri değerlendirilmektedir. Son olarak, bölgesel (zonal) tanımların değişmesi ve ENTSO-E ile sınır ötesi enerji ticareti seviyesinin farklılaştırılması durumunda sonuçların nasıl değiştiğini anlamak adına çeşitli duyarlılık analizleri de gerçekleştirilmiştir.

6.4.1. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın kısıtlar üzerindeki etkisi

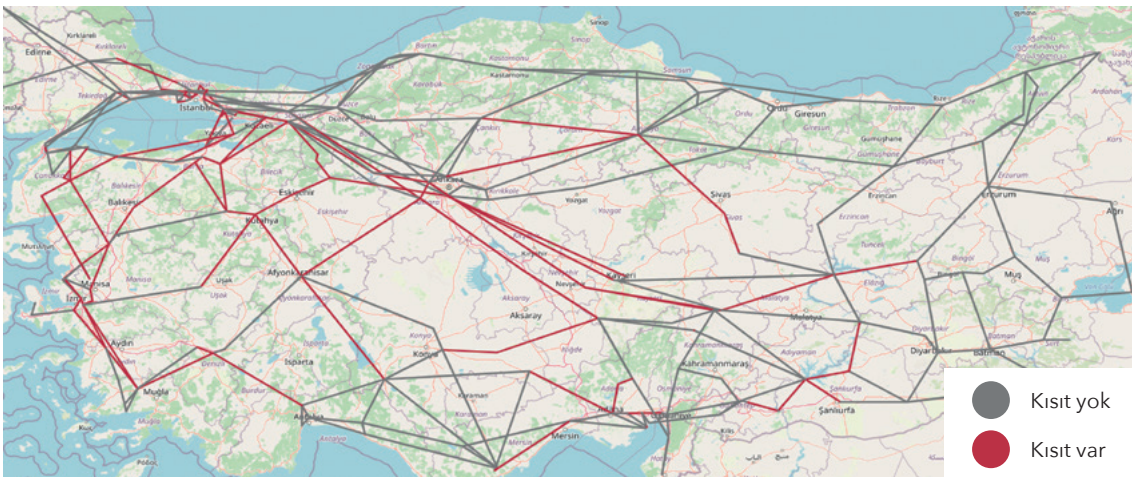
Halihazırda Türkiye elektrik piyasasında uygulanan piyasa takas fiyatı, ülke genelinde tek bir fiyatın geçerli olduğu ulusal uzlaştırma kapsamında gerçekleşmektedir. Bu yaklaşım gün öncesi piyasası (GÖP) eşleştirme sürecinde, iletim şebekesi kısıtlarını dikkate almamaktadır. Sonuç olarak, oluşan

yük tevzi programı, normal işletme (N) koşullarında veya arıza (N-1) senaryolarında iletim hatlarının izin verilen yüklenme limitlerini sıklıkla ihlal etmektedir. Sistem güvenilirliğini korumak ve şebekenin emniyetli işletimini sağlamak amacıyla Türkiye iletim sistemi işletmecisi olan TEİAŞ, bu ihlalleri gün içi işletim aşamasında YAL/YAT talimatları yoluyla yönetmek durumundadır. Uygulamada bu durum, çoğunlukla şebekenin doğu bölgelerinde konumlanan düşük marjinal maliyetli üretim tesislerine üretim azaltımı (YAT/redispach-down) talimatı verilmesi ve böylece iletim kısıtlarının hafifletilmesi anlamına gelmektedir. Buna karşılık, batıdaki yük merkezlerine daha yakın konumda bulunan daha yüksek maliyetli üretim tesisleri, kısıtlı şebeke yapısı içinde arz-talep dengesini korumak için üretim artırımını (YAL/redispach-up) kapsamında devreye alınmaktadır.

Uygulanan YAL/YAT talimatları işletme güvenliği açısından zorunlu olsa da, piyasada önemli verimsizlikler ve ekonomik bozulmalar yaratmaktadır. Bu uygulama, toplam sistem maliyetlerini asgariye indirebilecek daha ucuz üretim kaynaklarının baskılanmasına yol açarken, yalnızca yük merkezlerine yakınlıkları nedeniyle daha yüksek maliyetli santrallerin gelir elde etmesine neden olabilmektedir. Bununla birlikte, kısıtlara fiilen katkısı olup olmadığına bakılmaksızın tüm piyasa katılımcıları aynı ulusal piyasa fiyatı üzerinden uzlaşmaktadır. Bu durum, hem üreticilerin hem tüketicilerin gerçek şebeke koşullarıyla uyumlu davranmalarını teşvik edecek konumsal fiyat sinyallerinden yoksun kalmalarına neden olmaktadır. Ekonomik sinyaller ile fiziksel şebeke kısıtları arasındaki bu uyumsuzluk, kaynakların etkin olmayan şekilde tahsis edilmesine ve kritik iletim koridorlarında kalıcı kısıtların ortaya çıkmasına neden olmaktadır.

Net Sıfır Senaryosu kapsamında 2035 yılı için yapılan değerlendirmede, ulusal uzlaştırma mekanizması çerçevesinde 400 kV iletim hatlarında oluşan enerji kısıtının büyüklüğü ve dağılımı Şekil 37'de gösterilmiştir. Bu senaryoda toplam yıllık kısıtlı enerji miktarı 14,6 TWh seviyesine ulaşmaktadır. Sistemin izin verilen işletme sınırları içerisinde çalıştırılabilmesi için iletim sistemi operatörünün oluşan bu 14,6 TWh'lik kısıtın tamamını gün içinde yapacağı talimatlar (YAL/YAT) ile yönetmesi gerekmektedir. Bu durum, gerçek zamanlı şebeke koşullarını sürekli izlenmesini ve sık bir şekilde YAL/YAT talimatları ile müdahalelerinin yapılmasını zorunlu kılarak sistem işletmecisi üzerinde operasyonel bir zorluk oluşturmaktadır. Aynı zamanda, sistem işletim maliyetleri artmakta ve piyasa verimliliği azalmaktadır.

Şekil 37. Net Sıfır Senaryosunda 400 kV iletim hatlarında oluşan kısıtlar



Bu kısıtların temel nedeni, piyasa fiyatlandırması ve uzlaştırma yapısında konumsal ayrıntı düzeyinin bulunmamasıdır. Fiyatların iletim kısıtlarını, hat kapasitelerini ve bölgesel arz-talep dengesizliklerini yansıtmaması, piyasa katılımcılarının bu kısıtları azaltmaya yönelik yatırım veya işletme kararlarını teşvik edecek ekonomik sinyalleri alamamasına neden olmaktadır. Bu durum, mevcut ulusal fiyatlandırma sisteminin yapısal bir zafiyetini göstermektedir. Bu sistemde fiyat bağlamında tek bir fiyat üzerinden işlemler gerçekleşirken, özellikle yenilenebilir enerji üretiminin ve bölgeler arası enerji transferlerinin arttığı bir ortamda giderek daha kritik hale gelen şebekenin konumsal boyutu göz ardı edilmektedir.

Buna karşın, Şekil 38'de gösterildiği üzere, bölgesel (zonal) veya düğüm bazlı (nodal) uzlaştırma mekanizmalarının devreye alınması bu sorunları önemli ölçüde hafifletebilmektedir. Bölgesel piyasa tasarımında ülke, iletim şebekesindeki başlıca yapısal kısıtlar esas alınarak birden fazla fiyat bölgesine ayrılmaktadır. Her bir bölge içinde tekil bir fiyat geçerli olmakla birlikte, bölgeler arasındaki fiyat farklılıkları, bölgeler arası hatlardaki kısıtların marjinal maliyetini yansıtmaktadır. Bu yaklaşım, tevzi ve yatırım kararlarının ekonomik etkinliğini artırmaktadır. Zira, bölgeler arasındaki fiyat farkları, sistemin hangi noktalarda kısıtlı olduğunu açık biçimde ortaya koymaktadır.

Net Sıfır Senaryosu kapsamında bölgesel uzlaştırma mekanizmasının uygulanması, gün içi işletimde yönetilen kısıt miktarını çarpıcı biçimde azaltmaktadır. YAL/YAT gerektiren toplam enerji kısıt miktarı 14,6 TWh seviyesinden 2,1 TWh seviyesine düşmektedir. Böylelikle, 12,4 TWh'lik kısıt gün öncesi piyasasında bölgesel fiyat sinyalleri aracılığıyla giderilmektedir. Bu azalma, normalde sistem işletmecisi tarafından yönetilmesi gereken kısıtların önemli bir bölümünün, daha doğru konumsal fiyatlandırma sayesinde piyasa mekanizması tarafından ekonomik olarak çözümlendiğini göstermektedir. Geriye kalan kısıtlar ise ağırlıklı olarak bölgeler arası iletim hatlarının kapasite limitlerinden kaynaklanmakta olup, işletme açısından sistem operatörü TEİAŞ tarafından yönetilmektedir.

Buna karşılık, iletim şebekesindeki her bir düğüm için fiyatların ayrı ayrı belirlendiği düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmasında sistem çok daha yüksek bir etkinlik düzeyine ulaşmaktadır. Bu yapıda toplam 14,6 TWh'lik kısıt yaklaşık 14,5 TWh'lik kısmı, konumsal fiyat farklılaştırması yoluyla doğrudan gün öncesi piyasasında çözümlenmektedir. Böyle bir durumda sistem işletmecisinin rolü, öngörülemeyen yük-üretim dengesizlikleriyle ilişkili sistem yönetiminin sağlanmasıdır. Düğüm bazlı (nodal) fiyatlar hem iletim kısıtlarını hem de şebeke kayıplarını tam olarak değerlendirdiğinden oluşan yük tevzi programı, şebekenin fiziksel gerçekliğiyle yüksek düzeyde uyumlu olacaktır. Böylece, her bir üretim ve tüketim birimi, karşı karşıya olduğu gerçek marjinal maliyet üzerinden fiyatlandırılmaktadır.

Sonuçlar, ulusal piyasa yapısından bölgesel ve nihayetinde düğüm bazlı bir piyasa yapısına geçişin YAL/YAT talimatlarında kayda değer bir azalışa, işletme verimliliğinde artışa ve piyasa fiyatlarının maliyetleri daha doğru yansıtmasına yol açtığını göstermektedir. Yenilenebilir enerji entegrasyonunun yüksek olduğu Net Sıfır Senaryosu'nda, bu tür konumsal fiyatlandırma reformları, hem sistem güvenilirliğinin hem de ekonomik verimliliğin sürdürülebilmesi açısından kritik önem taşımaktadır.

Şekil 38. Farklı uzlaştırma senaryolarında yıllık kısıt miktarı karşılaştırmaları – Net Sıfır Senaryosu

Benzer bir eğilim, daha düşük yenilenebilir penetrasyonu, daha sınırlı üretim değişkenliği ve dolayısıyla iletim şebekesi üzerinde daha düşük stres seviyesi ile karakterize edilen Referans Senaryoda gözlemlenmektedir. Bu senaryo konfigürasyonunda, toplam kısıt seviyeleri daha düşük olmakla birlikte, yine de kayda değer ölçüdedir. Şekil 39'da gösterildiği üzere, ulusal uzlaştırma yapısı altında 400 kV iletim sistemi genelinde yıllık toplam kısıt miktarı 5,9 TWh düzeyindedir. Net Sıfır Senaryosunda olduğu gibi, fiyatlandırmada konumsal farklılaşmanın bulunmaması, özellikle üretim yoğun doğu bölgeleri ile talep yoğun batı bölgelerini birbirine bağlayan iletim koridorlarında izin verilen akış limitlerinin sıklıkla aşılmasına yol açan yük tevzi programlarının oluşmasına neden olmaktadır.

Sistem güvenliğinin sağlanabilmesi için iletim sistemi operatörü, söz konusu 5,9 TWh'lik kısıtı gün içi YAL/YAT talimatlarıyla yönetmek zorundadır. Net Sıfır Senaryosuna kıyasla daha kararlı güç akışları ve daha düşük yenilenebilir enerji üretim değişkenliği olan Referans Senaryosunda kısıt sorunları daha sınırlı olmakla birlikte, temel verimsizlikler değişmemektedir. Yük alma (YAT) talimatları doğudaki düşük maliyetli üretimi baskılamaya devam ederken, yük alma (YAL) talimatları batı bölgelerindeki yüksek maliyetli santrallerin üretimini artırmaktadır. Bu işletim dinamiği sistem maliyetlerini yükseltmekte ve ekonomik yük tevzi ile şebekenin fiziksel koşulları arasındaki uyumsuzluğu sürdürmektedir.

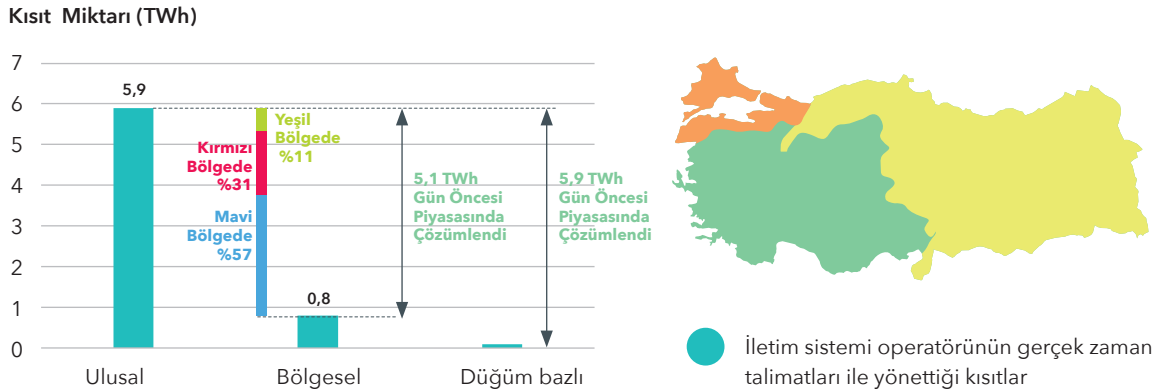
Referans Senaryosu kapsamında bölgesel uzlaştırma mekanizmasının devreye alınmasıyla birlikte, hem kısıt yönetimi hem de piyasa verimliliği açısından önemli bir iyileşme sağlanmaktadır. Gün içi yönetilen kısıt miktarı 5,9 TWh seviyesinden yalnızca 0,8 TWh seviyesine düşmekte ve yaklaşık 5,1 TWh'lik kısıt ise bölgesel fiyat sinyalleri aracılığıyla gün öncesi piyasada (GÖP) giderilmektedir. Bu durum, normalde sistem işletmecisi müdahalesi gerektirecek kısıtların büyük bölümünün, doğrudan piyasa eşleştirme süreci içinde proaktif biçimde çözümlendiği anlamına gelmektedir. Geriye kalan 0,8 TWh'lik kısıt ise büyük ölçüde bölgeler arası iletim kapasite limitlerinden kaynaklanmakta olup, daha detaylı konumsal çözümlükle azaltılabilir niteliktedir.

Düğüm bazlı uzlaştırma tasarımı altında ise verimlilik kazanımları daha da belirgin hale gelmektedir. Bu durumda, toplam 5,9 TWh olan kısıtlı enerjinin neredeyse tamamı gün öncesi piyasası (GÖP) aşamasında çözümlenmekte ve gün içi işletim sürecinde YAL/YAT talimatlarına neredeyse ihtiyaç

kalmamaktadır. Bu sonuç, düğüm bazlı fiyatlandırmanın şebekenin gerçek fiziksel ve ekonomik özelliklerini ne derece doğru yansıttığını açıkça ortaya koymaktadır. Bu yapı altında oluşturulan yük tevzi programı hem toplam sistem maliyetini asgari düzeye indirmekte, hem de fiziksel şebeke kısıtları açısından uygulanabilir nitelik taşımaktadır. Her bir üretim tesisi ve yük düğümü bulunduğu konumda elektrik için marjinal maliyeti, yani hem iletim kısıtlarını hem de şebeke kayıplarını doğrudan içerecek şekilde yansıttığı bir fiyat altında faaliyet göstermektedir.

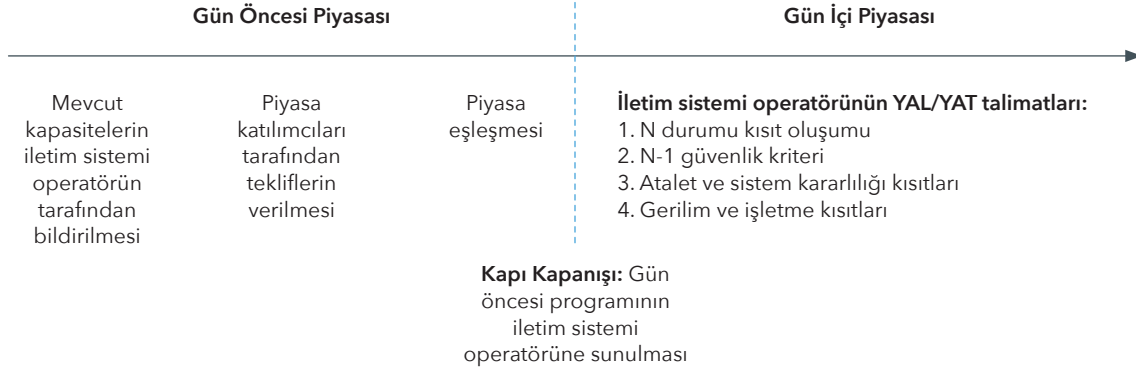
Sonuç olarak yürütülen analizler, ulusal uzlaştırma yapısından bölgesel ve nihayetinde düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmalarına geçişin YAL/YAT talimatı hacimlerini önemli ölçüde azaltabileceğini, sistem işletim maliyetlerini düşürebileceğini ve genel piyasa verimliliğini artırabileceğini göstermektedir. Nicel etkiler, sistem koşullarına ve yenilenebilir enerji entegrasyon düzeyine bağlı olarak değişiklik göstermekle birlikte, nitel kazanımlar her iki senaryoda da tutarlıdır. Bölgesel fiyatlandırma, bölgesel kısıtları yansıtarak önemli bir kazanım sağlarken, düğüm bazlı fiyatlandırma şebekenin fiziksel gerçekliğini en doğru ve en etkin biçimde yansıtarak daha esnek, güvenilir ve ekonomik açıdan verimli bir elektrik piyasasının önünü açmaktadır.

Şekil 39. Farklı uzlaştırma senaryolarında yıllık kısıt miktarları - Referans Senaryo



6.4.2. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın yenilenebilir enerji kesintisi üzerindeki etkisi

Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırma mekanizmalarının güneş ve rüzgâr enerjisi üretim kesintisi üzerindeki etkisini değerlendirmek için öncelikle Türkiye elektrik piyasasının zamansal yapısının yenilenebilir enerji üretim tevzi kararlarını nasıl etkilediğini anlamak gerekmektedir. Şekil 40'ta gösterildiği üzere, Türkiye elektrik sisteminde üretim programlama ve yük tevzi (dispatch) süreci ardışık iki piyasa aşamasında gerçekleşmektedir. Bunlar, gün öncesi piyasası ve gerçek zamanlı piyasadır.

Şekil 40. Türkiye elektrik piyasasında ardışık piyasa aşamaları

Bu zamansal ayırım, bir yenilenebilir enerji santralının her iki aşamada da üretim kesintisine maruz kalabileceği anlamına gelmektedir. Buna göre bir yenilenebilir enerji üreticisi:

1. Gün öncesi aşamasında, piyasa koşulları (örneğin düşük veya negatif fiyatlar) nedeniyle üretim programının sınırlandırılması sonucu kesintiye uğrayabilir.
2. Gün öncesinde üretim programlanmış olmasına rağmen, iletim kısıtları, işletme sınırlamaları veya sistem kararlılığı gereklilikleri nedeniyle gerçek zamanda üretimi düşürülebilir.

Bu çerçevede, Türkiye elektrik piyasasındaki yenilenebilir enerji üretim kesintileri, gerçekleşme zamanı ve nedenine bağlı olarak iki ana kategoriye ayrılabilir. Bu kategoriler, Planlı Kesinti ve Plansız Kesintilerdir. Bu sınıflandırma, kesintinin altında yatan nedenlerin belirlenmesinin yanı sıra, bölgesel (zonal) ve düğüm bazlı (nodal) fiyatlandırma gibi geliştirilmiş piyasa tasarımlarının bu sorunları nasıl azaltılabileceğinin anlaşılması açısından kritiktir.

- **Planlı Kesintiler:** Planlı kesintiler, gerçek zamanlı işletmeden önce, genellikle gün öncesi piyasa (GÖP) aşamasında belirlenmektedir. Bu kesintiler çoğunlukla, mevcut yenilenebilir üretim miktarının sistem talebini veya iletim kapasitesini aşması gibi aşırı üretim (overgeneration) durumlarında ya da piyasa fiyatlarının negatif veya ekonomik olarak cazip olmadığı zamanlarda yenilenebilir santrallerin teklif vermeyi tercih etmediği hallerde ortaya çıkmaktadır. Bu tür kesintiler, piyasa takas (eşleştirme) süreci içinde ekonomik olarak yönetilmekte ve dolayısıyla yenilenebilir üretimde piyasa kaynaklı azalmaları temsil etmektedir. Bu tür durumlarda kesinti kararı, sistem işletmecisinin müdahalesi sonucu değil, piyasanın normal işleyişinin bir sonucudur. Bu anlamda planlı kesinti, piyasa katılımcılarının konumsal veya zamansal fiyat sinyallerine verdiği rasyonel bir tepkiyi yansıtmaktadır.
- **Plansız Kesintiler:** Plansız kesintiler, gerçek zamanlı işletme sırasında ortaya çıkmakta ve doğrudan Türkiye iletim sistemi işletmecisi olan TEİAŞ tarafından yönetilmektedir. Bu kesintiler genellikle beklenmeyen şebeke kısıtları, sistem kararlılığı gereklilikleri (örneğin gerilim veya frekans kontrolü ya da zorunlu çalıştırılması gereken yani must-run termik santraller) ya da konvansiyonel üretim tesislerinin teknik kısıtları (asgari üretim seviyeleri ve yük alma/yük atma hız limitleri v.b.) nedeniyle oluşmaktadır. Planlı kesintilerin aksine, plansız kesintiler piyasa sonucu oluşmamaktadır. Bu kesintiler, sistem işletmecisi tarafından gerçekleştirilen

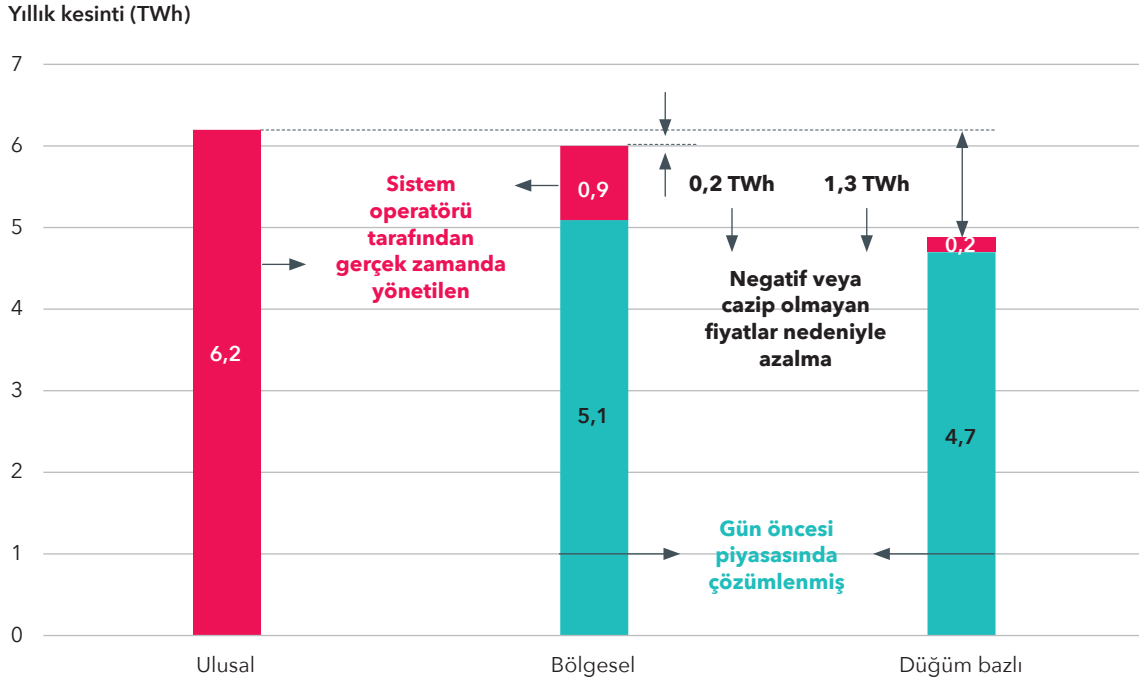
YAL/YAT talimatları (redispatch) işlemleri sonucu oluşur. Planlanan üretimin gerçek zamanlı şebeke koşulları altında uygulanamadığı durumlarda, sistem güvenilirliğini korumak için gerçekleştirilir. Bu tür kesintilerde, gün öncesi aşamasında başarılı bir şekilde tevzi edilen yenilenebilir üretim tesisleri, programlanan miktar için yine de gün öncesi piyasa ödemelerini almaya devam etmektedirler. Ancak gerçek zamanlı işletmede üretimleri kesildiği için, TEİAŞ üretimi kesintiye uğrayan yenilenebilir enerjiyi telafi etmek ve arz-talep dengesini korumak amacıyla, genellikle daha yüksek maliyetli konvansiyonel santrallere yük alma talimatı vermek zorunda kalmaktadır. Bu durum ekonomik açıdan verimsiz bir sonuç doğurmaktadır. Zira, sistem bir yandan kesintiye uğrayan yenilenebilir üretime ödeme yaparken, diğer yandan pahalı termik santrallerini devreye almakta ve böylece toplam sistem maliyetleri artarken yenilenebilir enerji kullanım oranı azalmaktadır.

Piyasa tasarımı açısından bakıldığında, plansız kesintilerin sürekliliği mevcut ulusal uzlaştırma mekanizmasında konumsal verimlilik eksikliğini yansıtmaktadır. Bölgesel iletim kısıtlarını dikkate almayan tek bir ulusal fiyat uygulaması, gün öncesi piyasasının şebeke kısıtlarını tam olarak içselleştirememesine neden olmaktadır. Bunun sonucunda dengeleme ve kısıt yönetimi sorumluluğu, sistem operatörünün YAL/YAT talimatları yoluyla müdahale etmek zorunda kaldığı gerçek zamanlı işletmesine dayanmaktadır.

Buna karşılık, bölgesel ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmaları, gerçek şebeke koşullarını daha iyi yansıtan konumsal fiyat sinyalleri oluşturarak plansız kesintilerin sıklığını ve hacmini önemli ölçüde azaltabilmektedir. Bu tür sistemlerde piyasa, bölgeler ya da düğümler arasında farklılaşan fiyatlar aracılığıyla kısıt ve denge sorunlarını öngörebilmekte ve böylece potansiyel kesintilerin önemli bir kısmı, maliyetli gerçek zamanlı müdahalelere gerek kalmadan gün öncesi aşamasında çözülebilmektedir.

Farklı piyasa uzlaştırma yaklaşımlarının yıllık yenilenebilir enerji kesintileri üzerindeki nicel etkisi, Net Sıfır Senaryosu temel alınarak Şekil 41’de gösterilmektedir. Analiz, ulusal, bölgesel ve düğüm bazlı olmak üzere üç farklı piyasa yapısı altında güneş ve rüzgâr üretiminde yıllık enerji kesinti miktarlarını planlı ile plansız kesintiler arasında ayırım yaparak karşılaştırmaktadır.

Şekil 41. Farklı piyasa uzlaştırma yaklaşımlarının yıllık yenilenebilir enerji kesintileri üzerindeki etkisi (Net Sıfır Senaryosu)



Tüm katılımcıların tek bir sistem fiyatına tabi olduğu ulusal uzlaştırma yapısı altında, toplam yıllık yenilenebilir enerji kesintisi 6,2 TWh'ye ulaşmakta olup, bunun neredeyse tamamı gün içi işletme sırasında gerçekleşen plansız kesintilerden oluşmaktadır. Bu yapıda, iletim kısıtları ve bölgesel arz fazlası koşulları gün öncesi aşamada piyasa fiyatlarına yansıtılmamaktadır. Sonuç olarak sistem operatörünün, özellikle güneş ve rüzgâr kapasitesinin yoğunlaştığı Ege ve Güneydoğu bölgelerinde, üretim fazlası olan alanlarda yenilenebilir üretimin azaltılması için gerçek zamanlı müdahalede bulunması gerekmektedir. Bu yaklaşım yalnızca yenilenebilir enerji kullanımını sınırlamakla kalmayıp, aynı zamanda sistem güvenliğinin sağlanması amacıyla daha sık YAL/YAT talimatı verilmesini gerektirdiğinden, sistem işletmecisi üzerinde önemli bir operasyonel yük oluşturmaktadır.

Bölgesel (zonal) uzlaştırma mekanizmasının devreye alınmasıyla birlikte sistem performansı belirgin ölçüde iyileşmektedir. Gün öncesi piyasasında çözümlenen planlı kesinti miktarı 5,1 TWh'ye yükselirken, sistem işletmecisi tarafından yönetilen plansız kesinti miktarı 0,9 TWh'ye düşmektedir. Bu yeniden dağılım, bölgesel fiyat sinyallerinin piyasanın iletim kısıtlarını ve arz fazlası koşullarını daha etkin biçimde öngörmesine imkan sağladığını göstermektedir. Yerel arz fazlası nedeniyle düşük fiyat oluşan bölgelerdeki yenilenebilir enerji üreticileri tekliflerini buna göre revize etmektedir. Böylece, acil işletme müdahaleleri yerine ekonomik temelli üretim azaltımları gerçekleşmektedir. Kalan plansız kesintiler ise ağırlıklı olarak bölgeler arası hat kapasitelerinden kaynaklanmakta olup, bölgesel piyasa yapısı bu kısıtları tam olarak çözümlenememektedir.

Son olarak, düğüm bazlı (nodal) uzlaştırma mekanizması altında ise kesinti seviyeleri daha da düşmektedir. Toplam kesintiye uğrayan enerji seviyesi 4,9 TWh'ye düşmekte ve bunun neredeyse tamamı gün öncesi piyasasında çözümlenmektedir. Yalnızca 0,2 TWh'lik kısmı plansız kesinti olarak kalırken, geri kalan kısmı ise, negatif veya ekonomik açıdan cazip olmayan yerel fiyat koşulları nedeniyle bazı yenilenebilir üretim tesislerinin gönüllü olarak tekliflerini geri çekmesi sonucu gerçekleşen planlı kesintilerden oluşmaktadır. Bu sonuç, düğüm bazlı fiyatlandırmanın hem arz hem de şebeke kısıtlarının konumsal farklılıklarını tam olarak yansıttığını ve piyasanın yenilenebilir üretim ile iletim kapasitesini kapsamlı işletme müdahalelerine ihtiyaç duymadan optimal şekilde dengeleyebildiğini göstermektedir.

Dolayısıyla ulusal uzlaştırmadan bölgesel ve düğüm bazlı uzlaştırma yapısına geçiş, fiziksel şebeke gerçekliklerinin piyasa eşleştirme süreci içerisinde yerleşmesini temsil etmektedir. Ulusal seviyede kesintilerin neredeyse tamamı reaktif ve plansız nitelikteyken, bölgesel seviyede önemli bir kısmı piyasa kaynaklı hale gelmektedir. Düğüm bazlı sistemde ise kısıntı miktarı hem asgari seviyeye inmekte hem de ekonomik açıdan verimli bir yapıya kavuşmaktadır.

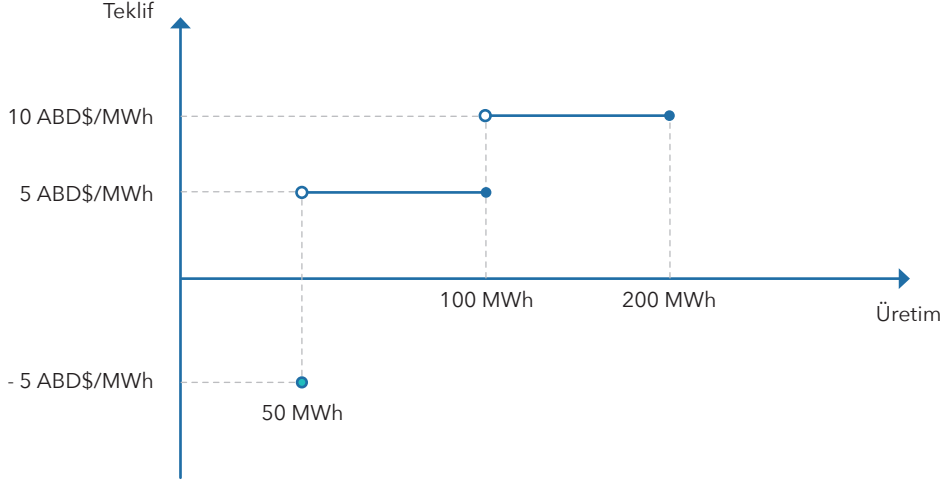
Bölgesel ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmaları altında öne çıkan önemli bir nokta ise, toplam yenilenebilir enerji kesintisi yalnızca iletim kısıtlarının daha iyi öngörülmesi nedeniyle değil, aynı zamanda konumsal fiyatların kendi kendine üretim düşüşlerini teşvik eden ekonomik sinyaller üretmesi sayesinde azalmasıdır. Belirli bir düğümde veya bölgede fiyatın cazip olmaması ya da negatif seviyeye gelmesi durumunda, yenilenebilir enerji üreticileri gelir elde edemeyecekleri veya negatif gelire karşılaştıkları üretimi sürdürmek yerine, üretimlerini gönüllü olarak azaltma stratejisini seçerler. Bu mekanizma, enerji kesintisinin iletim sistemi işletmecisi tarafından verilen zorunlu YAL/YAT talimatlarıyla değil, ekonomik açıdan rasyonel bir piyasa davranışı olarak gerçekleşmesine imkan tanır.

Bu kavram, Bölüm 2'de daha önce sunulan basitleştirilmiş iki düğümlü güç sistemi örneğine dayanan ve Tablo 5'te özetlenen örnek üzerinden daha net bir şekilde anlaşılabilir. Bu sistemde, G2 asgari yükte devrede kalması gereken konvansiyonel bir üretim birimini temsil ederken, G3 50 MW'lık bir iletim kısıtı ile sınırlanan bir bölgede yer alan bir rüzgâr enerjisi santralini temsil etmektedir. Ancak burada, G2'nin teklif eğrisi Şekil 42'de gösterildiği şekilde değiştirilmiştir.

- Durum 4, rüzgâr üretiminin tam kapasite çalıştığı durum,
- Durum 5, rüzgâr santralinin yerel fiyat sinyallerine tepki olarak kendi kendine kısıntı uyguladığı durumdur.

Tablo 5. Durum 4 ve Durum 5 için simülasyon sonuçlarının özeti

Durum	Koşul	Üretim (MW)				Teklif (ABD\$/MWh)			Üretim Maliyeti (ABD\$)		Yük Ödemesi (ABD\$)		Sistem Operatörü Fazlalığı (Gölge Fiyat) (ABD\$)
		PG1	PG2	PG3	Toplam	Ulusal	Konumsal LMP A LMP B		Ulusal	Konumsal	Ulusal	Konumsal	
4	1. Hat kısıtı = 50 MW 2. Rüzgâr santrali tam kapasite ile üretim yapıyor 3. G2'nin işletmede kalmasını zorunlu kılan kısıtlar var	50	50	50	150	10	10	-5	$150 \times 10 = 1500$	$(50 \times 10) + (100 \times -5) = 0$	$150 \times 10 = 1500$	$(100 \times 10) + (50 \times -5) = 750$	750 (500 ABD\$ Ekonomik Fazlalık + 250 ABD\$ Yenilenebilir Kesinti Ödemesi)
5	1. Hat kısıtı = 50 MW 2. Rüzgâr santrali nominal kapasitesine ulaşabilir 3. G2'nin işletmede kalmasını zorunlu kılan kısıtlar var 4. Rüzgâr santrali kendi üretiminde kesinti yapabilir	50	51	49	150	10	10	5	$150 \times 10 = 1500$	$(50 \times 10) + (100 \times 5) = 1000$	$150 \times 10 = 1500$	$(100 \times 10) + (50 \times 5) = 1250$	250 (Yenilenebilir için Ödeme: $49 \times 5 = 245$ ABD\$)

Şekil 42. Durum 5 altında G2'nin teklif eğrisi

Durum 4'te, rüzgâr santralının azami seviyede üretim yapmasıyla birlikte iletim kapasitesi kısıt limitine gelmekte ve sistem işletmecisi bu limitin korunması amacıyla YAL/YAT talimatları uygulamak zorunda kalmaktadır. Bu durumda, rüzgâr enerjisinin bağlı olduğu düğümdeki (Bara B) yerel lokasyonel marjinal fiyat (LMP) -5 ABD\$/MWh seviyesine (negatif) düşmekte olup, bu değer iletimdeki kısıt nedeniyle taşınamayan düşük maliyetli enerji fazlasını göstermektedir. Lokasyonel fiyatlandırma altında toplam sistem maliyeti sıfıra gerilerken, kısıt altında kalan üretim tesisinin telafi edilmesi amacıyla 250 ABD\$ tutarında ilave bir yenilenebilir kesinti ödemesi yapılması gerekmektedir.

Durum 5'te ise rüzgâr santrali üretimini gönüllü olarak 1 MW azaltmakta, böylece sistem işletmecisi müdahalesine gerek kalmadan iletim kısıtı azaltılmaktadır. Bunun sonucunda Bara B düğümündeki fiyat -5 ABD\$/MWh seviyesinden, +5 ABD\$/MWh düzeyine yükselmekte ve pozitif fiyat sinyalleri oluşmaktadır. Böylelikle, piyasa etkinliği de artırılmaktadır. Toplam sistem işletme maliyeti sınırlı bir artışla 1.000 ABD\$ seviyesine yükselirken, yük tarafı ödemesi 1.250 ABD\$'a çıkmakta ve sistem işletmecisinin kazancı 250 ABD\$ seviyesinde korunmaktadır. Daha da önemlisi, yenilenebilir enerji üreticisi ekonomik olarak -5 ABD\$/MWh fiyat seviyesinde negatif gelirle karşılaşmak yerine, üretilen ve iletilen enerji miktarı için +5 ABD\$/MWh fiyatı üzerinden piyasaya katılım sağlayarak pozitif bir gelir elde etmektedir.

Bu basit örnek, konumsal fiyatlandırma mekanizmalarının kendi kendini dengeleyen bir teşvik yapısı oluşturduğunu göstermektedir. Yenilenebilir enerji üreticileri, iletim sistemi işletmecisi tarafından verilecek YAL/YAT talimatları veya kesinti talimatlarını beklemek yerine, ekonomik faydalarını azami seviyeye çıkarmak için üretim seviyelerini kendileri ayarlayabilmektedir. Bu süreçte iletim kısıtları hafifletmekte, piyasa genelinde etkinlik artmakta ve sistem işletme maliyetleri azalmaktadır. Tüm bu ayarlama süreci, ilave manuel müdahale veya ek YAL/YAT talimatı maliyetlerine gerek kalmadan yalnızca piyasa fiyat sinyalleri aracılığıyla gerçekleşmektedir. Benzer bir durum, 2025 yılındaki dini bayram dönemlerinde Türkiye'de de yaşanmıştır. Sistem talebinin düşük seyrettiği bu dönemde, konvansiyonel üretim birimlerine ilişkin işletme kısıtları nedeniyle çok sayıda yenilenebilir enerji santrali enerji kesintisiyle karşı karşıya kalmıştır. Ancak düğüm bazlı bir

fiyatlandırma mekanizmasının yürürlükte olması halinde, üreticiler yerel piyasa koşullarına göre teklif ve işletme stratejilerini uyarlayarak finansal kayıplarını asgari düzeye indirebilir ve sistem işletmecisinin zorunlu kısıntı müdahalelerine duyulan ihtiyacı azaltabilir.

Özetle, bölgesel ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmaları, kesinti yönetimini reaktif ve merkezi kontrollü bir süreçten, proaktif ve piyasa temelli bir optimizasyon yapısına dönüştürmektedir. İletim kısıtlarını piyasa eşleştirme süreci içerisinde içselleştiren ve konuma bağlı farklılaşmış fiyat sinyalleri sunan bu mekanizmalar, hem sistem işletmecisi hem de yenilenebilir üreticiler açısından fiziksel şebeke kısıtlarıyla uyumlu ekonomik teşvikler oluşturarak Türkiye elektrik piyasasında etkinliği, şeffaflığı ve yenilenebilir enerji entegrasyonunu güçlendirmektedir.

6.4.3. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırılmanın yenilenebilir enerji konumlandırılması üzerindeki etkisi

Güneş ve rüzgâr enerji santrallerinin konumsal dağılımı, elektrik sisteminin hem işletme performansını hem de ekonomik verimliliğini etkilemektedir. Bu çalışmada düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmasının yenilenebilir enerji santrali yerleşimi üzerindeki etkisi, yalnızca düğüm bazlı simülasyon sonuçlarından elde edilen piyasa fiyat sinyallerine dayalı olarak değerlendirilmiştir. Arazi uygunluğu, şebeke bağlantı imkanı ve izin süreçleri gibi faktörler bu analiz kapsamında dikkate alınmamıştır. Dolayısıyla elde edilen sonuçlar, tamamen fiyat temelli teorik konumsal tercihleri yansıtmakta ve düğüm bazlı bir piyasa yapısının ekonomik teşviklerle yatırım kararlarını nasıl yönlendirebileceğini göstermektedir.

Mevcut ulusal fiyatlandırma yapısında tüm piyasa katılımcıları, konumdan bağımsız olarak aynı piyasa fiyatından uzlaştırılmaktadır. Bu nedenle yenilenebilir enerji yatırımcıları, şebeke kısıtlarını veya iletim kapasite sınırlamalarını dikkate almaksızın, genellikle en yüksek kaynak kalitesine (yüksek rüzgâr hızları veya güneşlenme süreleri) sahip sahaları tercih etmektedir. Bu yaklaşım, Ege, İç Anadolu ve Güneydoğu Anadolu gibi kaynak potansiyeli yüksek ancak iletim kısıtlarının belirgin olduğu bölgelerde kapasite yığılmasına yol açmaktadır. Bunun sonucu olarak, bu kısıtlı bölgelerde bağlı projeler açısından kesinti riski artmakta ve gerçekleşen gelirler düşmektedir. Çalışma kapsamında temel durum baz alınarak yapılan dağılım yapısı Şekil 43'te gösterilmektedir.

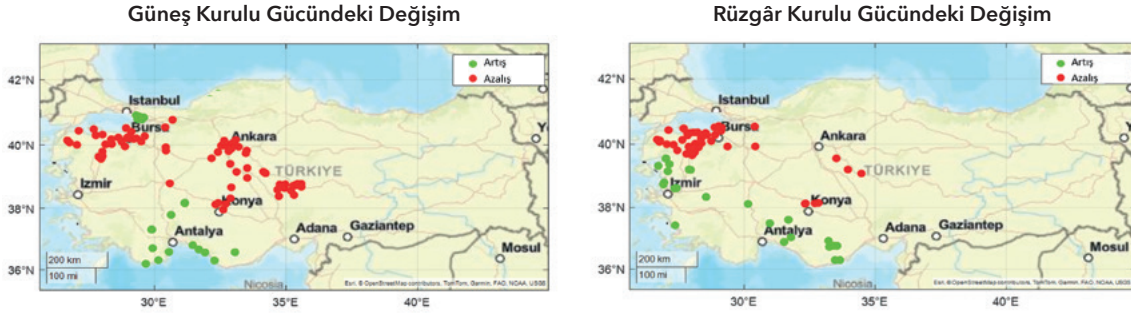
Şekil 43. Trafo merkezlerinin yıllık kapasite faktörüne göre güneş ve rüzgâr enerjisi santrallerinin yerleşimleri



Düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmasının uygulanmasıyla birlikte konumsal fiyatlar (LMP), hem üretim kaynağının ekonomik değerini hem de şebeke kısıtlarını yansıtmaya başlamaktadır. Bu çerçevede yenilenebilir enerji yatırımcıları, yılın büyük bölümünde fiyatların kısa dönem marjinal maliyetlerin (SRMC) üzerinde kaldığı, ortalama LMP seviyesinin yüksek olduğu düğümlerde yatırım yapmaya teşvik edilmiş olur. Buna karşılık, iletim kısıtları veya arz fazlası nedeniyle sık sık düşük ya da negatif fiyat oluşan düğümler yeni kapasite yatırımları açısından ekonomik cazibesini yitirirler.

Net Sıfır Senaryosu simülasyon sonuçları, yaklaşık 4,8 GW rüzgâr ve 6,1 GW güneş kapasitesinin yıllık düğüm fiyatının, yılda 200 saatten fazla süreyle santrallerin teklif fiyatlarının veya kısa dönem marjinal maliyetlerinin (SRMC) altında kaldığı düğümlerde konumlandığını göstermektedir. Bu süre, toplam yıllık işletme saatlerinin yaklaşık %3'üne karşılık gelmektedir. Bu nedenle söz konusu santraller, kârlılıklarını azaltan ve kısıntı riski maruziyetlerini artıran olumsuz fiyat koşullarının olduğu bölgelerde konumlanmıştır. Şekil 44'te gösterildiği üzere oluşan bu fiyat temelli konumsal baskı, düğüm bazlı fiyatlandırma mekanizmasının uygulanması durumunda, yenilenebilir kapasite dağılımını değiştirmektedir. Güneş santralleri açısından Konya ve Afyon çevresi ile Kuzey Ege bölgelerinde (kırmızı noktalar) yatırım cazibesinin azaldığı görülmektedir. Buradaki temel neden, sık yaşanan iletim kısıtları ve düşük düğüm bazlı fiyatların ekonomik fizibiliteyi zayıflatmasıdır. Buna karşılık, özellikle Antalya çevresi ile Güney ve Batı kıyı bölgelerinde (yeşil noktalar) yenilenebilir yatırımlar açısından cazibenin arttığı gözlemlenmektedir. Bu durum, daha yüksek düğüm bazlı fiyat seviyeleri ve yerel üretim-tüketim dengesinin daha uyumlu olması ile ilişkilidir.

Şekil 44. Düşüm bazlı fiyatlandırmanın güneş (sol) ve rüzgâr (sağ) santrali yerleşimi üzerindeki etkisi



Benzer bir eğilim rüzgâr enerjisi santralleri için de gözlenmektedir. Düşüm bazlı uzlaştırmada, iletim kısıtlarından kaynaklanan fiyat baskısı nedeniyle Balıkesir ve Çanakkale gibi Kuzeybatı bölgelerinde kurulu güç açısından cazibenin azaldığı görülmektedir. Buna karşılık, özellikle İzmir ve Antalya çevresi başta olmak üzere batı ve güney kıyı bölgelerinde daha yüksek düşüm bazlı fiyatlar ve yatırım potansiyeli olduğu hesaplanmaktadır. Şekil 44'da gösterilen bu konumsal dağılım, düşüm bazlı fiyat sinyallerinin yenilenebilir enerji kapasitesini hem şebeke koşullarının hem de ekonomik teşviklerin daha elverişli olduğu bölgelere dinamik biçimde yönlendirebileceğini göstermektedir.

Bu sonuç, düşüm bazlı fiyatlandırmanın yenilenebilir enerji yatırımları için sağlayabileceği uzun vadeli konumsal yönlendirme etkisini vurgulamaktadır. Zaman içinde yatırım kararları, yapısal olarak daha yüksek LMP seviyelerine sahip, güçlü yerel talep, yeterli iletim kapasitesi ve düşük kısıt riski ile karakterize edilen düşümlere doğru kayacaktır. Böylece düşüm bazlı bir piyasa yapısı, Türkiye genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarının, şebeke ile daha uyumlu ve ekonomik açıdan daha verimli bir şekilde genişlemesini teşvik etmektedir.

Bununla birlikte, bu analizin yalnızca ekonomik ve fiyat temelli etkileri kapsadığı dikkate alınmalıdır. Arazi uygunluğu, çevresel kısıtlar, şebeke bağlantı imkanı ve bölgesel izin süreçleri gibi yer seçimi kriterleri bu değerlendirmeye dahil edilmemiştir. Bu nedenle sunulan sonuçlar, piyasa dinamikleri tarafından yönlendirilen gösterge niteliğinde konumsal eğilimler olarak yorumlanmalıdır. Uygulamada sürdürülebilir bir yenilenebilir genişleme stratejisinin, fiyat temelli konumsal sinyaller ile lokasyon-tekniik uygulanabilirlik kriterlerini birlikte ele alarak dengeli, gerçekçi ve sistem açısından optimize edilmiş bir plan hazırlanması gerekmektedir.

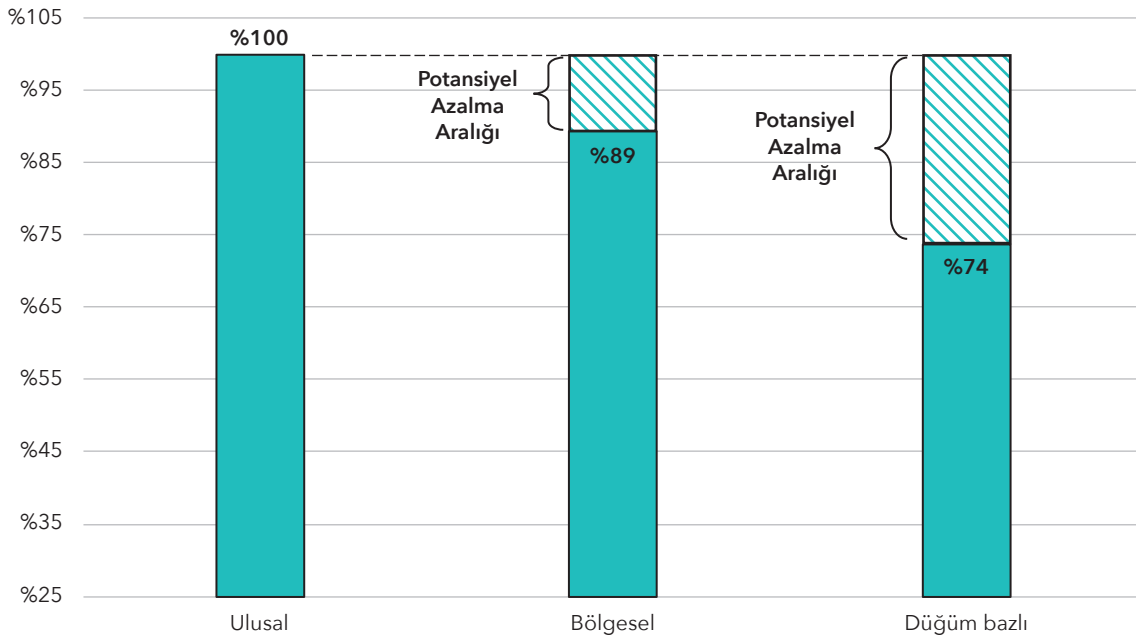
6.4.4. Düşüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmının üretim geliri üzerindeki etkisi

Piyasa uzlaştırma mekanizması, üretim tesislerinin gelir dağılımı üzerinde doğrudan ve önemli bir etkiye sahiptir. Ulusal uzlaştırma yapısında konumdan bağımsız olarak tüm üreticilere tek tip bir sistem fiyatı uygulanırken, bölgesel ve düşüm bazlı uzlaştırma mekanizmaları iletim şebekesi içindeki fiziksel kısıtları ve marjinal maliyetleri daha doğru yansıtan konumsal farklılaştırma getirmektedir. Bu nedenle söz konusu mekanizmalar kapsamında, her bir üretim tesisinin geliri yalnızca ürettiği enerji miktarına değil, aynı zamanda ilgili düşüm veya bölgede piyasa eşleştirme sonucu oluşan konumsal fiyata da bağlıdır.

Şekil 45'te gösterildiği üzere, Net Sıfır Senaryosu kapsamında ulusal uzlaştırma yapısından bölgesel ve düğüm bazlı uzlaştırma yapılarına geçişle birlikte toplam üretim gelirlerinde bir azalış gözlemlenmektedir. Ulusal piyasa yapısı referans değer (100%) olarak alındığında, bölgesel uzlaştırma altındaki toplam gelirler yaklaşık %89'a, düğüm bazlı uzlaştırma altında ise %74'e gerilemektedir. Bu durum, mevcut tek fiyatlı sistemle karşılaştırıldığında üretim gelirlerinde %26'ya varan potansiyel bir azalışa işaret etmektedir. Bu düşüşün temel nedeni, yılın belirli saatlerinde özellikle yenilenebilir penetrasyonunun yüksek ve iletim kapasitesinin sınırlı olduğu bölgelerde sıfır veya negatif konumsal fiyatların oluşmasıdır. Oluşan bu fiyat yapıları, bölgesel ve düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmaları çerçevesinde yerel iletim kısıtları ve arz fazlası koşullarını daha doğru yansıttıklarından, toplam üretim gelirlerini azaltmaktadır.

Bununla birlikte, bu çalışmada kullanılan ulusal uzlaştırma yapısı, 2035 yılı için öngörülen Türkiye piyasa tasarımını yansıtmak üzere modellenmiş olup, bu tasarımda üretim tesislerinin negatif fiyat teklif vermesine izin verilmemektedir. Eğer 2035 yılına kadar Türkiye elektrik piyasasında negatif teklif uygulaması devreye alırsa, ulusal fiyatlandırma mekanizması altında bile üretim gelirleri üzerindeki etkinin daha sınırlı kalması ve bölgesel ile düğüm bazlı fiyatlandırmaya kıyasla gelirlerdeki düşüşün daha düşük gerçekleşmesi beklenmektedir. Bu varsayım, mevcut piyasa uygulamaları ile olası düğüm bazlı veya bölgesel fiyatlandırma mekanizmaları arasında gerçekçi bir karşılaştırma yapılmasını sağlamaktadır.

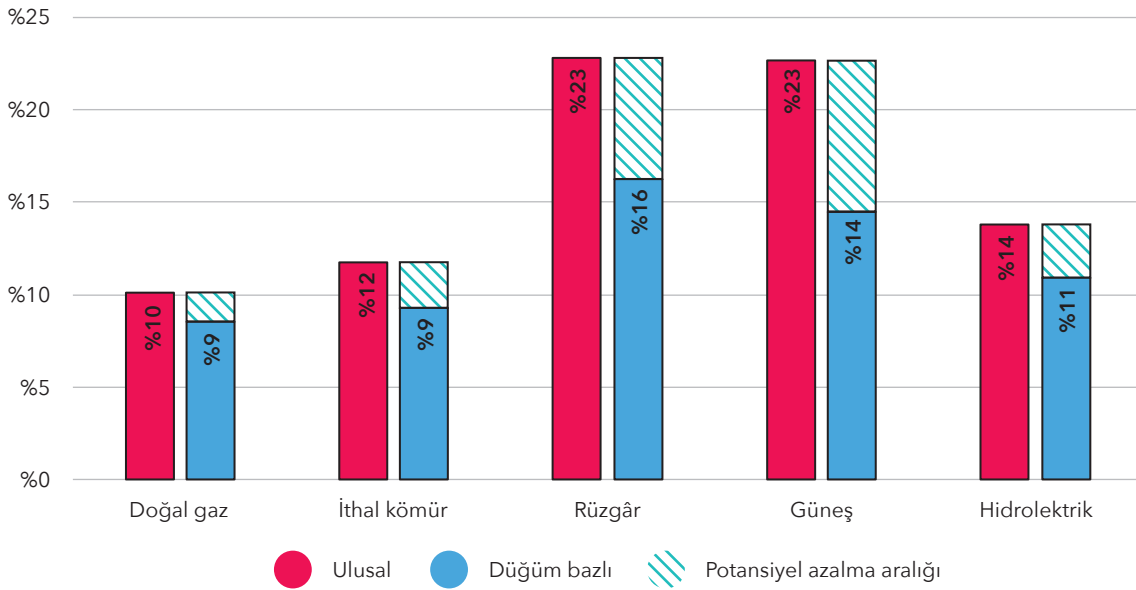
Şekil 45. Farklı uzlaştırma mekanizmaları altında üretim gelir değişimi (Net Sıfır Senaryosu)



Toplam sistem gelirlerindeki genel azalışın ötesinde, düğüm bazlı uzlaştırmanın etkisi üretim teknolojileri arasında belirgin farklılıklar göstermektedir. Şekil 46, Net Sıfır Senaryosu altında her bir üretim teknolojisine toplam üretim geliri içindeki payını, ulusal uzlaştırma çerçevesindeki gelirine göre yüzdesel olarak göstermektedir.

Ulusal fiyatlandırma sisteminde, üreticiler buldukları konumlardan veya şebeke kısıtlarına katkılarında bağımsız olarak, işletmede oldukları her bir saat için aynı tekil piyasa fiyatını (PTF) elde etmektedir. Bu yapı, teknolojiler arasındaki mekansal ve işletme koşullarına ilişkin farklılıkları büyük ölçüde gizlemektedir. Ancak düğüm bazlı fiyatlandırma yapısına geçildiğinde, gelirler her kaynağın gerçek konumsal ve işletme değerini yansıtmaya başlamakta ve üretim portföyü genelinde gelirlerin yeniden dağılımı söz konusu olmaktadır.

Şekil 46. Teknoloji bazında üretim gelir değişimi - ulusal uzlaştırma fiyatına oranla

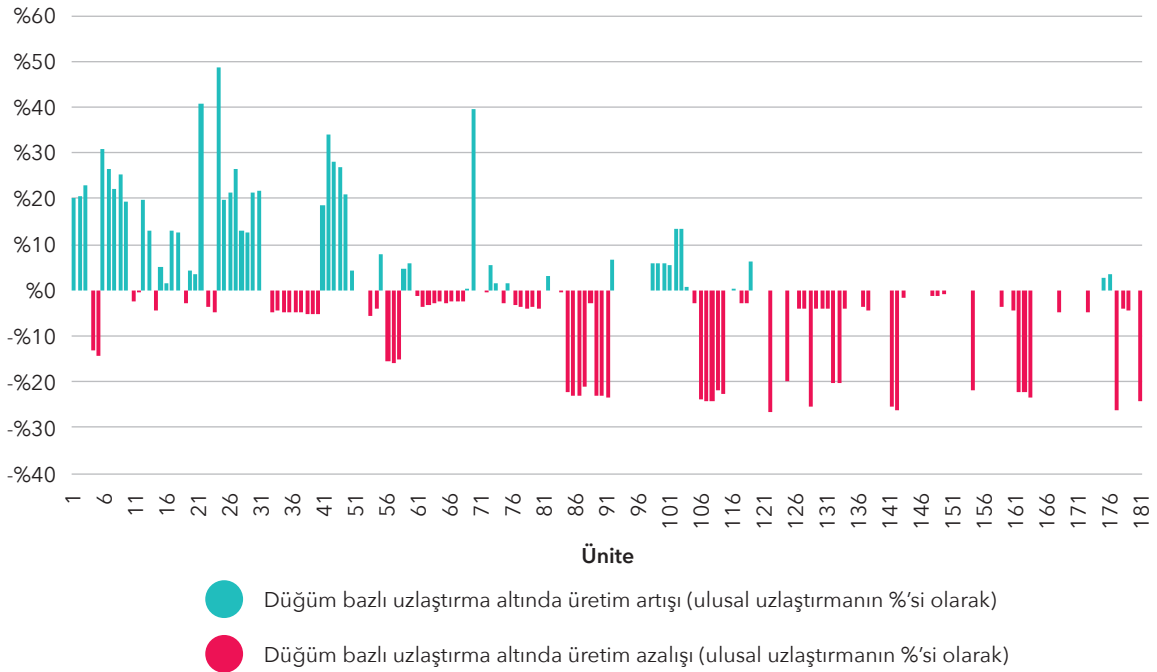


Sonuçlar, ulusal uzlaştırmadan düğüm bazlı uzlaştırmaya geçişte, görece olarak en büyük gelir kaybının yenilenebilir enerji teknolojilerinde yaşandığını göstermektedir. Bu azalışlar, pek çok yenilenebilir enerji santralinin iletim kapasitesi sınırlı ve ihracat yönünde kısıt bulunan bölgelerde yoğunlaşmış olmasından kaynaklanmaktadır. İletim kısıtı meydana geldiğinde, ilgili düğümlerdeki yerel fiyatlar düşmekte ve bu kısıtların gerisinde kalan üretim tesislerinin gelirleri buna bağlı olarak azalmaktadır. Ulusal fiyat uygulamasında bu santraller piyasa ortalama fiyatı üzerinden gelir elde etmeye devam ederken, düğüm bazlı fiyatlandırma mekanizması bu tesisleri buldukları noktadaki enerjinin gerçek marjinal değeri ile karşı karşıya bırakmaktadır.

Buna karşılık doğal gaz çevrim ve ithal kömür santralleri gibi konvansiyonel teknolojilerde gelir azalışı daha sınırlı kalmaktadır. Bu santraller genellikle talep merkezlerine daha yakın konumlanmakta veya şebeke erişiminin istikrarlı olduğu bölgelerde yer almaktadır. Bu gibi bölgelerde iletim kısıtları daha düşük seviyede olmakta ve düğüm fiyatları sistem ortalamasına yakın seyretmektedir. Bu bağlamda, bu santraller için modellenen gelirler sırasıyla doğalgaz için %10'dan %9'a, ithal kömür için ise %12'den %9'a gerilemektedir. Hidroelektrik tesislerindeki gelirler ise %14'ten %11'e gerileyerek daha ılımlı bir gelir azalışı göstermektedir.

Şekil 47 ve Şekil 48’de gösterildiği üzere, düğüm bazlı uzlaştırma kapsamında sistemin toplam üretim geliri azalmakla birlikte, şebekeyi destekleyen, özellikle de büyük talep merkezlerine yakın konumlanan, doğal gaz yakıtlı santrallerin üretimi ve gelirleri artmaktadır. Düğüm bazlı fiyatlandırma yapısı, bu santrallerin üretiminin sistem kararlılığına ve işletme kısıtları altında iletim kısıtlarının giderilmesine doğrudan katkı sağlaması nedeniyle gelirlerinde artış sağlamaktadır. Başka bir ifadeyle, genel piyasa daha rekabetçi hale gelerek toplam gelirler azalırken, esneklik sağlayan ve konumsal açıdan değer üreten santraller daha yüksek düğüm fiyatları aracılığıyla doğal olarak telafi edilmektedir.

Şekil 47. Doğal gaz çevrim santrallerinin düğüm bazlı uzlaştırma sisteminde gelir değişimi



Şekil 48. Düğüm bazlı uzlaştırmaya geçişle birlikte doğal gaz çevrim santrallerinin gelir değişimi



Düğüm bazlı fiyatlandırma altında üretimin mekansal dağılımı incelendiğinde, Orta Anadolu ve Doğu Anadolu bölgelerinde yer alan doğal gaz çevrim santrallerinin üretimlerinde azalma olduğu, buna karşılık İstanbul ve diğer büyük yük merkezlerine daha yakın konumlanan Trakya bölgesindeki santrallerin üretimlerinde belirgin bir artış gerçekleştiği analiz edilmektedir. Üretimin bu konumsal yeniden dağılımı, sistem işletmecisinin iletim kısıtlarını daha etkin şekilde yönetmesine imkan sağlamakta ve doğu-batı elektriksel mesafesini azaltmaktadır. Böylece, doğudaki üretim bölgelerinden batıdaki talep merkezlerine uzun mesafeli enerji iletimi ihtiyacı azalmaktadır. Sonuç olarak elektrik akış verimliliği artmakta, teknik kayıplar azalmakta ve ilave YAL/YAT talimatlarına ihtiyaç duyulmaksızın sistem güvenilirliği artmaktadır.

Bu çerçevede düğüm bazlı uzlaştırma mekanizması yalnızca toplam üretim maliyetlerini azaltmakla kalmamakta, aynı zamanda şebeke işletimini de kolaylaştırmaktadır. Zira iletim kısıtlarının yönetimi, sistem işletmecisinin doğrudan müdahalesini gerektiren bir süreç olmaktan çıkıp, konumsal fiyat sinyallerinin doğal bir sonucu haline gelmektedir. Üreticiler bu piyasa sinyallerine otomatik olarak tepki vererek işletme kararlarını sistem ihtiyaçları ile uyumlu hale getirmekte ve manuel yapılan YAL/YAT talimatları veya piyasa dışı müdahale ihtiyacını asgari seviyeye indirmektedir.

Ayrıca, söz konusu konumsal ve ekonomik sinyaller, Türkiye’de hâlihazırda uygulanan ve puant talep ya da işletme kısıtları dönemlerinde esnek üretim kapasitesinin hazır bulundurulmasını amaçlayan kapasite mekanizmasının yeniden değerlendirilmesinde de kullanılabilir. 2024 yılı itibarıyla doğal gaz santrallerine, işletmeye hazır olma ve şebeke destek kabiliyetlerini güvence altına almak amacıyla yaklaşık 195 milyon EUR tutarında kapasite ödemesi yapılmıştır. Kapasite ödemesi almaya hak kazanan doğal gaz çevrim santrallerinin coğrafi dağılımı Şekil 49’da gösterilmiştir. Ancak düğüm bazlı uzlaştırma yapısında, coğrafi konumun piyasa fiyatlarına etkisi olduğu bir ortamda, ilgili doğal gaz çevrim santrallerinin önemli bir kısmı enerji piyasasına katılım yoluyla yeterli gelir elde edebilecektir.

Şekil 49. Kapasite ödemesi alan doğal gaz santrallerinin coğrafi dağılımı



Simülasyon sonuçları düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmasının, konumsal ve arz yeterliliği teşviklerini doğrudan piyasa fiyatlarına yansıtarak, idari kapasite mekanizmasının yerini kısmen de olsa alabileceğini göstermektedir. Düğüm bazlı piyasada, şebeke açısından stratejik konumda bulunan ve işletme bakımından yüksek değere sahip santrallerde daha yüksek düğüm fiyatları gözlemlenmekle birlikte, arz fazlası bulunan veya iletim kısıtlarının diğer bölgelere akışı azalttığı bölgelerdeki tesisler daha düşük gelirle karşılaşacaktır. Uzun vadede bu dönüşüm, sistem güvenilirliği, esneklik ve yatırım teşviklerinin harici (dış) ödeme mekanizmalarına bağımlı olmaksızın, piyasa bazlı konumsal fiyatlandırma yapısı içerisinde kendinden oluştuğu daha verimli ve kendi kendini sürdürebilen bir piyasa tasarımına geçişi mümkün kılacaktır.

Şekil 50. Düğüm bazlı fiyat sinyallerine göre doğal gaz santrallerinin kapasite ödeme ihtiyacındaki azalma



Genel olarak teknolojiler bazında ortaya çıkan gelir azalışının potansiyel aralığı, konumsal fiyatlandırmanın hem riskler hem de fırsatlar barındırdığını göstermektedir. İletim kısıtlarının yoğun olduğu veya arz fazlası bulunan bölgelerdeki üreticiler daha düşük düğüm fiyatları ve azalan gelirlerle karşılaşırken, talep yönlü kısıtların bulunduğu ya da yüksek konumsal değere sahip bölgelerde yer alan üretim tesisleri daha yüksek fiyatlardan faydalanarak kârlılıklarını artırmaktadır. Düğüm bazlı uzlaştırma altında gelirler mekansal olarak farklılaşmakta ve maliyetleri yansıtan bir yapıya kavuşmaktadır. Böylece, üreticiler sistem verimliliği ve güvenilirliğine sağladıkları gerçek katkıya göre ödüllendirilmektedir. Bu mekanizma, yeni yatırımların konumsal fiyatların istikrarlı veya yüksek seyrettiği düğümlere yönelmesini teşvik ederek, yeni kapasitenin iletim altyapısı imkanları ve bölge talep yapısı ile daha uyumlu şekilde gerçekleşmesini sağlamaktadır.

Politika perspektifinden bakıldığında, bu sonuçlar düğüm bazlı fiyatlandırmanın idari kapasite ödemelerine duyulan ihtiyacı azaltabileceğine işaret etmektedir (Şekil 50). 2024 yılında Türkiye’de doğal gaz çevrim santrallerine arz güvenliğini ve şebeke desteğini sağlamak için yaklaşık 195 milyon EUR kapasite ödemesi yapılmıştır. Ancak, düğüm bazlı uzlaştırma altında destek alan 17 doğal gaz santralinden dördü artan piyasa bazlı gelirleri sayesinde bu ödemelere artık ihtiyacı

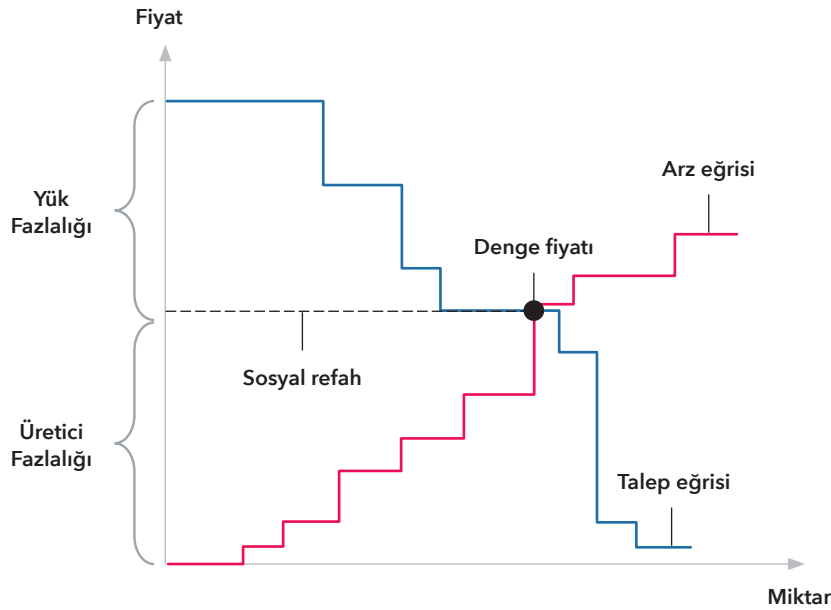
olmayacağı modellenmiştir. Bu durumda toplam kapasite desteğinde yaklaşık 41 milyon EUR (%21) azaltım sağlanabilecektir. Bu çerçevede düğüm bazlı uzlaştırma, üretimin konumsal ve operasyonel değerini piyasa fiyatları kapsamında yakalayarak, fiyatların şebeke koşullarını yansıtmasına imkan tanımakta ve dış müdahale ihtiyacını azaltmaktadır. Zaman içinde bu dönüşüm, piyasa şeffaflığını, operasyonel verimliliği ve yatırım disiplini güçlendirerek, kendi kendini sürdürebilen ve maliyet etkin bir Türkiye elektrik piyasası yapısını destekleyecektir.

6.4.5. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın sosyal refah üzerindeki etkisi

Elektrik piyasalarında sosyal refah kavramı, elektrik üretim ve tüketiminden elde edilen toplam ekonomik faydayı ifade etmektedir. Sosyal refah, piyasa denge fiyatında arz ve talep eğrileri arasında kalan alan olarak tanımlanmakta ve iki temel bileşenden oluşmaktadır (Şekil 51):

- Üretici fazlası, üreticilerin elde ettiği kârı ifade etmektedir ve piyasa fiyatı ile marjinal üretim maliyetleri arasındaki farktan hesaplanmaktadır.
- Tüketici (yük) fazlası, tüketicilerin ödemeye razı oldukları azami bedelin altında bir fiyat ödemeleri sonucunda elde ettikleri faydayı temsil eder.

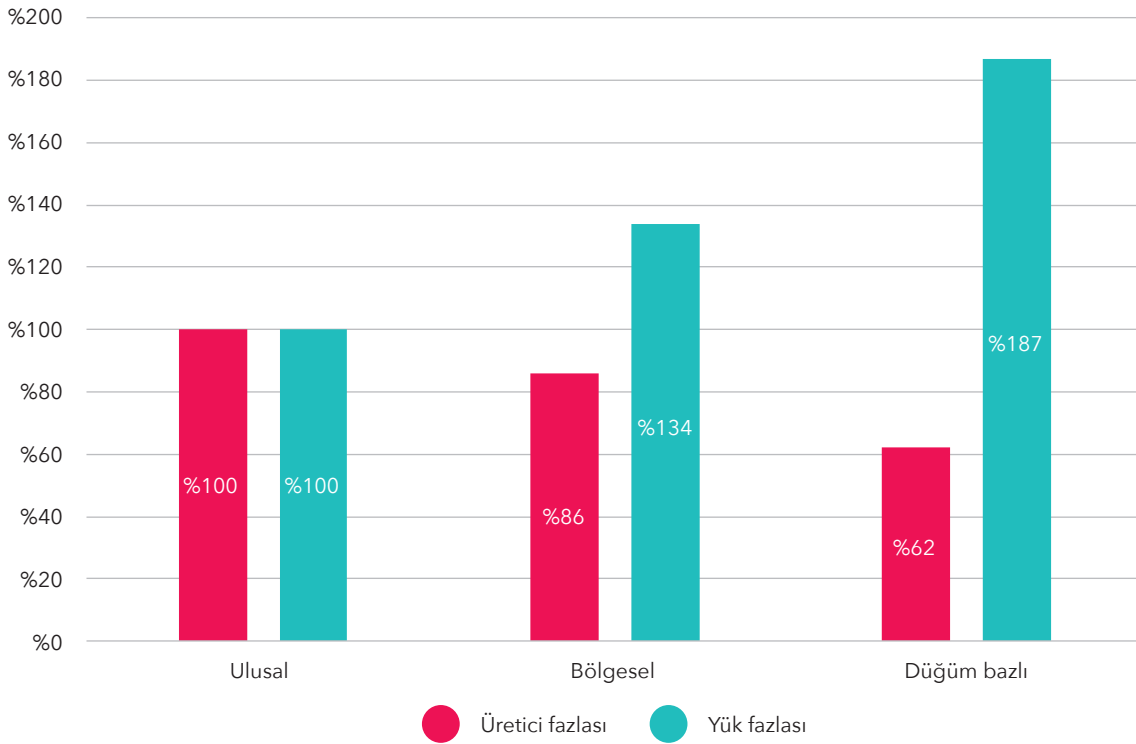
Şekil 51. Elektrik piyasalarında sosyal refah kavramı



Tam rekabetçi ve iletim kısıtlarının bulunmadığı bir piyasada, arz ve talebin denge fiyatında kesiştiği noktada sosyal refah maksimize olur. Ancak şebeke kısıtları, iletim kısıtları ve konumsal sınırlamalar içeren gerçek bir elektrik sisteminde bu denge bozulabilmektedir. Ulusal, bölgesel veya düğüm bazlı uzlaştırma mekanizması tercihi, piyasanın toplam refah potansiyelini ne ölçüde ve etkinlikle yansıtılabileceğini doğrudan etkilemektedir.

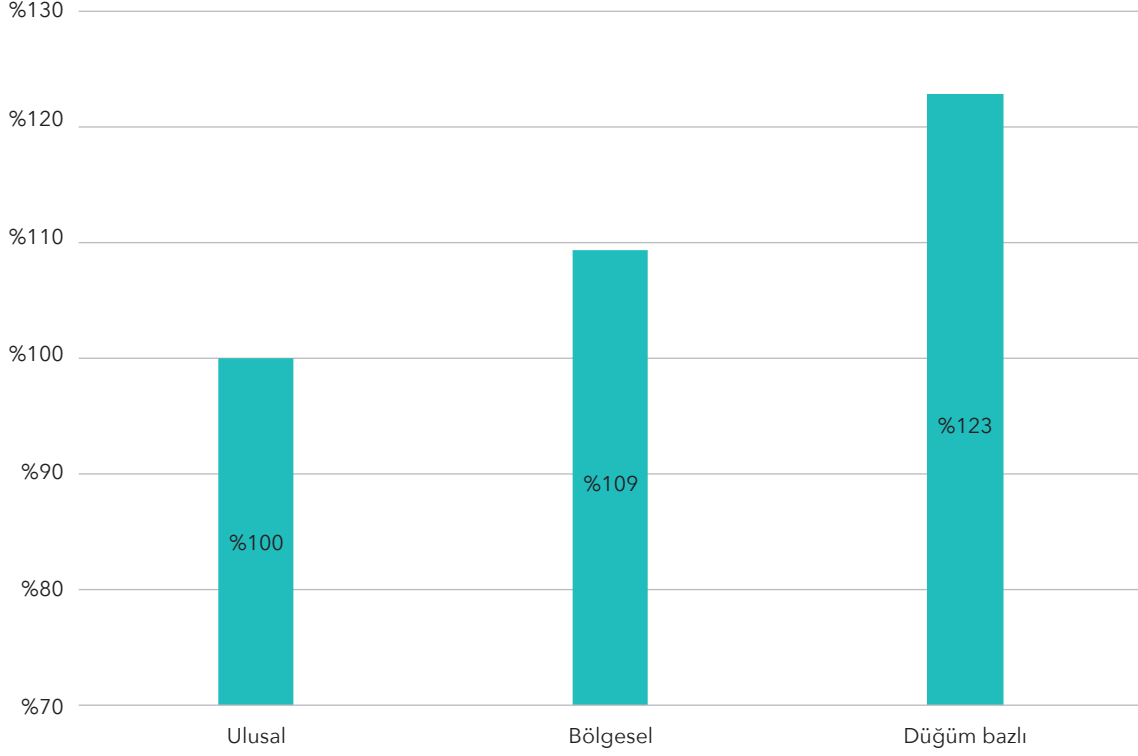
Şekil 52’de gösterildiği üzere, bölgesel veya düğüm bazlı fiyatlandırmanın devreye alınması, üretici ve tüketici fazlalarının yeniden dağılımına yol açmaktadır. Ulusal uzlaştırma mekanizmasında, hem üretici hem de tüketici (yük) fazlası %100 seviyesinde normalize edilmiştir. Piyasanın bölgesel uzlaştırmaya geçmesiyle birlikte, üretici fazlası %86 seviyesine gerilerken, tüketici faydası başlangıç değerinin %134’üne yükselmektedir. Bu durum, ulusal fiyat mekanizmasında örtük şekilde yansıtılan iletim kısıt yönetim maliyetlerinin, bölgesel fiyatlandırma ile birlikte kısmen tüketicilerden üreticilere aktarılmış olduğunu göstermektedir.

Şekil 52. Farklı uzlaştırma mekanizmaları kapsamında yük ve üretim fazlası (Net Sıfır Senaryosu)

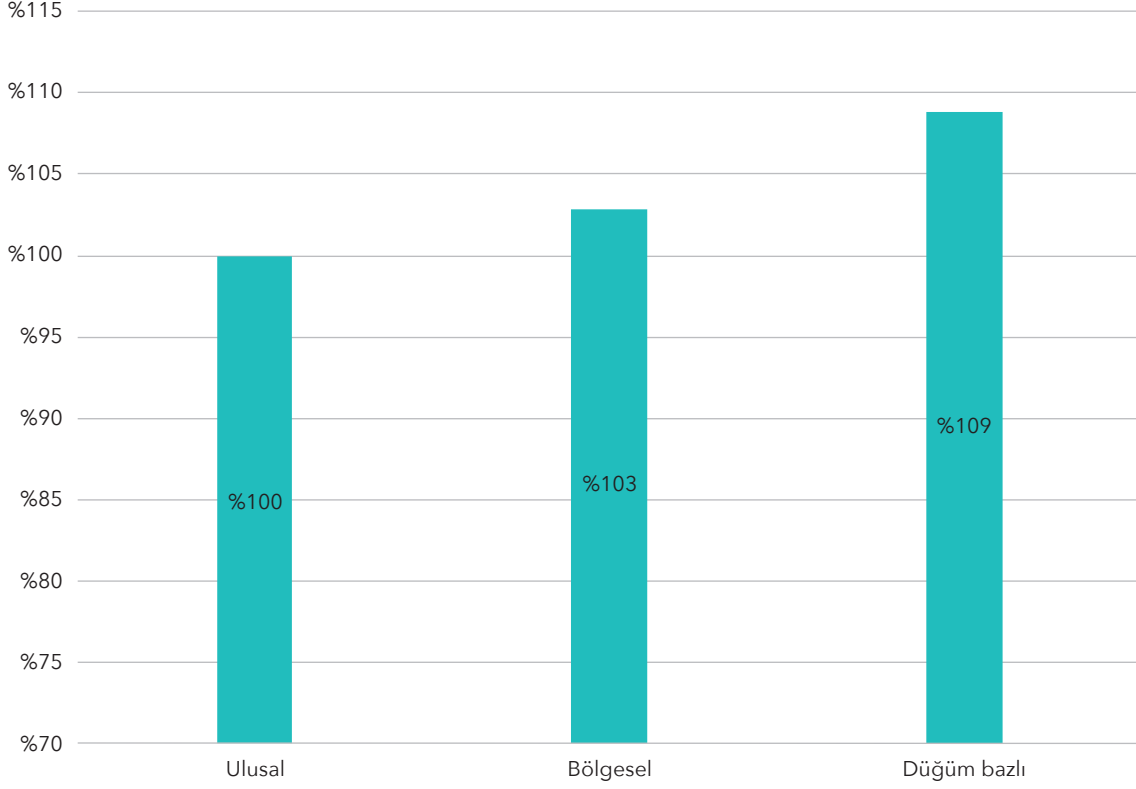


Bu etki düğüm bazlı uzlaştırma altında daha da belirginleşmektedir. Bu durumda üretici fazlası %62 seviyesine kadar gerilerken, tüketici fazlası ulusal referans değere kıyasla %187 seviyelerinde gerçekleşmektedir. Bu yeniden dağılım, konumsal fiyatlandırmanın etkinliğini yansıtmaktadır. İletim kısıtları ve yerel fiyat düşüşleri nedeniyle bazı üreticilerin gelirleri azalırken, tüketiciler sistem genelindeki marjinal arz maliyetlerini daha doğru yansıtan fiyatlardan fayda sağlamaktadır. Başka bir deyişle, bazı üreticilerde ortaya çıkan refah kaybı, tüketicilerin elde ettiği refah artışıyla telafi edilmekte ve toplam sosyal refahta net bir iyileşme sağlanmaktadır.

Bu sonuç, uzlaştırma mekanizmalarının sosyal refah sonuçlarını özetleyen Şekil 53’te gösterilmektedir. Ulusal uzlaştırmanın baz senaryo olarak değerlendirildiği ve %100 olarak dikkate alındığı durumda, bölgesel uzlaştırma mekanizması toplam refahı %109 seviyesine yükseltmekte; düğüm bazlı uzlaştırma ise bu oranı %123’e çıkarmaktadır. Söz konusu refah artışı temel olarak iletim kapasitesinin daha etkin kullanılması, YAL/YAT talimat maliyetlerindeki azalış ve üretim ile tüketimin doğru konumsal fiyat sinyallerine tepki verebilmesini sağlayan gelişmiş piyasa şeffaflığından kaynaklanmaktadır.

Şekil 53. Farklı uzlaştırma mekanizmaları altında sosyal refah (Net sıfır senaryo)

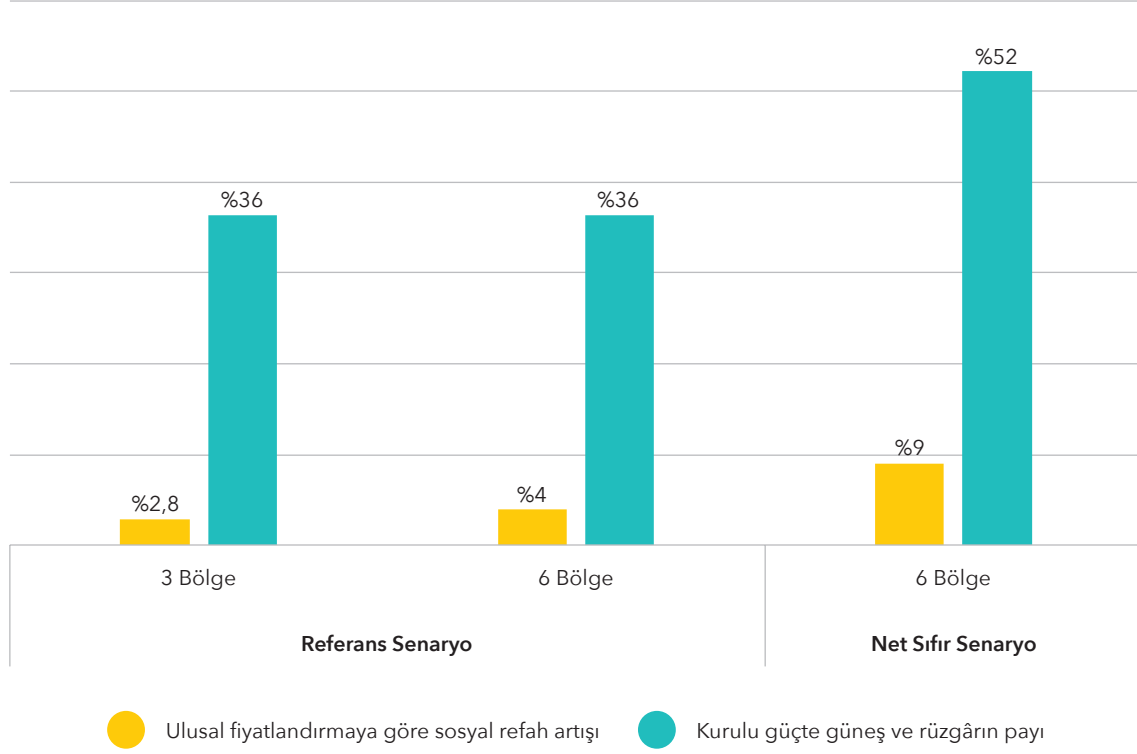
Referans Senaryo kapsamında elde edilen sosyal refah sonuçları, Net Sıfır Senaryosuna kıyasla daha sınırlı bir refah artışına işaret etmektedir (Şekil 54). Ulusal uzlaştırma mekanizmasında toplam refah %100 olarak normalize edilmiştir. Bölgesel uzlaştırmaya geçiş ile birlikte toplam refah %103 seviyesine yükselirken, düğüm bazlı uzlaştırmada bu oran %109'a ulaşmaktadır. Söz konusu kazanımlar pozitif olmakla birlikte, Net Sıfır Senaryosunda gözlemlenen ve toplam refahın %23'e kadar yükseldiği iyileşmeye kıyasla daha düşük seviyededir.

Şekil 54. Farklı uzlaştırma mekanizmaları altında sosyal refah (Referans Senaryo)

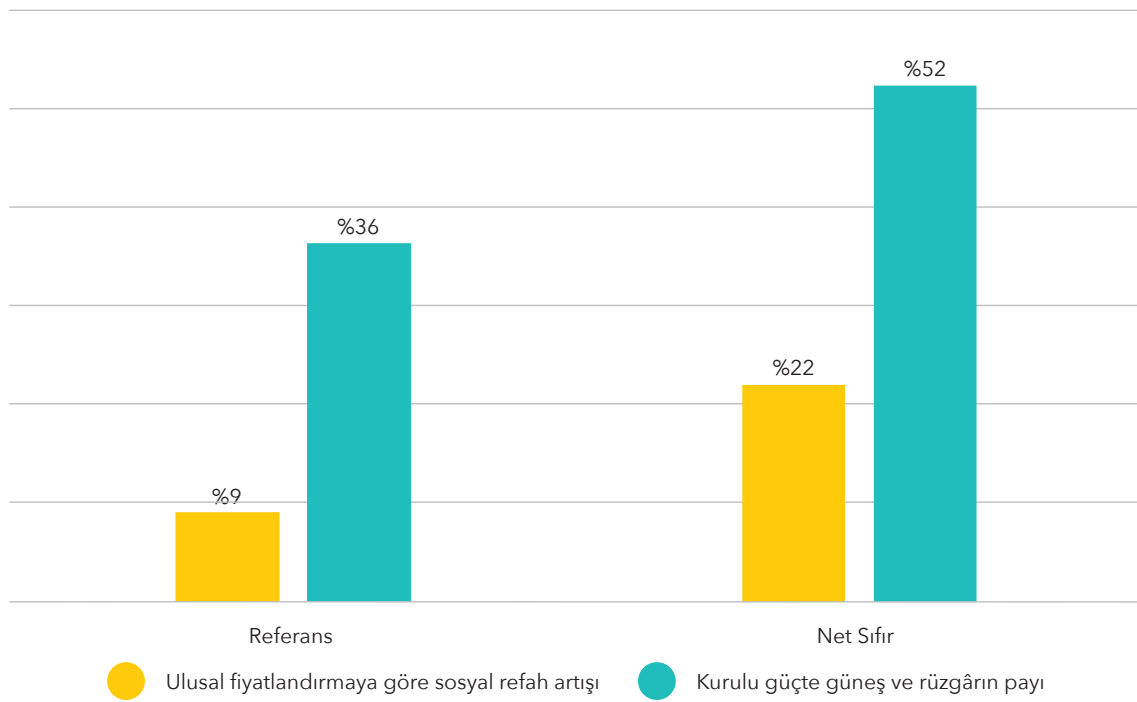
Bu farkın temel nedeni, Referans Senaryodaki yenilenebilir enerji üretim payının daha düşük olmasıdır. Çoğunluğu güneş ve rüzgâr olan değişken yenilenebilir enerji üretiminin daha az olması, sistemde daha az kısıt ve YAL/YAT ihtiyacı ile daha düşük kesinti seviyeleri anlamına gelmektedir. Sonuç olarak, konumsal fiyatlandırmanın devreye alınmasıyla elde edilen verim artışı doğal olarak daha sınırlı kalmaktadır. Başka bir deyişle, sistemdeki yenilenebilir enerji kapasitesi sınırlıyken, düğüm bazlı veya bölgesel fiyatlandırmanın kısıtları azaltma ve YAL/YAT miktarlarını optimize etme açısından sağladığı ekonomik fayda daha az belirgin olmaktadır.

Yenilenebilir enerji entegrasyonunun ve bölgesel dağılımının sosyal refah üzerindeki etkisini daha ayrıntılı incelemek için bir duyarlılık analizi gerçekleştirilmiştir (Şekil 55 ve Şekil 56). Analiz, hem bölgesel hem de düğüm bazlı uzlaştırmalar çerçevesinde, farklı fiyat bölgesi sayıları (3 ve 6) ve farklı yenilenebilir kapasite oranlarını (36% ve 52%) içeren senaryolar dahilinde bir karşılaştırmayı konu almaktadır.

Şekil 55. Bölgesel uzlaştırma altında sosyal refah



Şekil 56. Düğüm bazlı uzlaştırma kapsamında sosyal refah değişimi



Sonuçlar, aynı güneş ve rüzgâr kapasite koşulları altında, fiyat bölgesi sayısının üçten altıya çıkarılmasının sosyal refahı yalnızca %1,2 oranında artırdığını göstermektedir. Bu bulgu, belirli bir bölgesel ayrıntı seviyesinin ötesinde konumsal çözünürlüğün daha da artırılmasının marjinal faydasının sınırlı hale gelebileceğine işaret etmektedir.

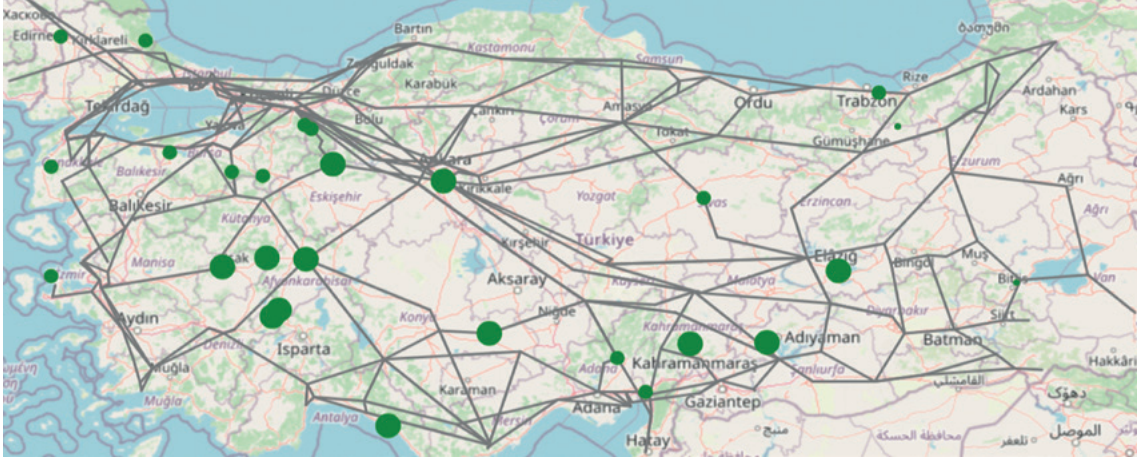
Buna karşın yenilenebilir kapasite artırıldığında (Referans Senaryo'daki %36'lık payın Net Sıfır Senaryo'daki %52'lik paya çıkması durumunda) sosyal refah anlamlı ölçüde artmaktadır. Aynı altı bölgeli konfigürasyonda bu kapasite artışı, sosyal refahta %5'lik bir iyileşme sağlamaktadır. Gözlemlenen bu etki, düğüm bazlı uzlaştırma altında daha da güçlüdür. Düğüm bazlı uzlaştırmada yenilenebilir payındaki aynı artış, sosyal refahı yaklaşık %13 oranında yükseltmektedir.

Şekil 55 ve Şekil 56'da gösterilen bu bulgular, konumsal fiyatlandırmadan elde edilen refah kazanım büyüklüğünün, üretim karışımındaki yenilenebilir enerji payına güçlü bir şekilde bağlı olduğunu açıkça göstermektedir. Yenilenebilir enerji entegrasyonu arttıkça, kısıt oluşumu ve konumsal dengesizlikler daha belirgin hale gelmekte ve bu durum düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın sistem etkinliğini artırma ve sistem maliyetlerini azaltma açısından çok daha etkili olmasını sağlamaktadır.

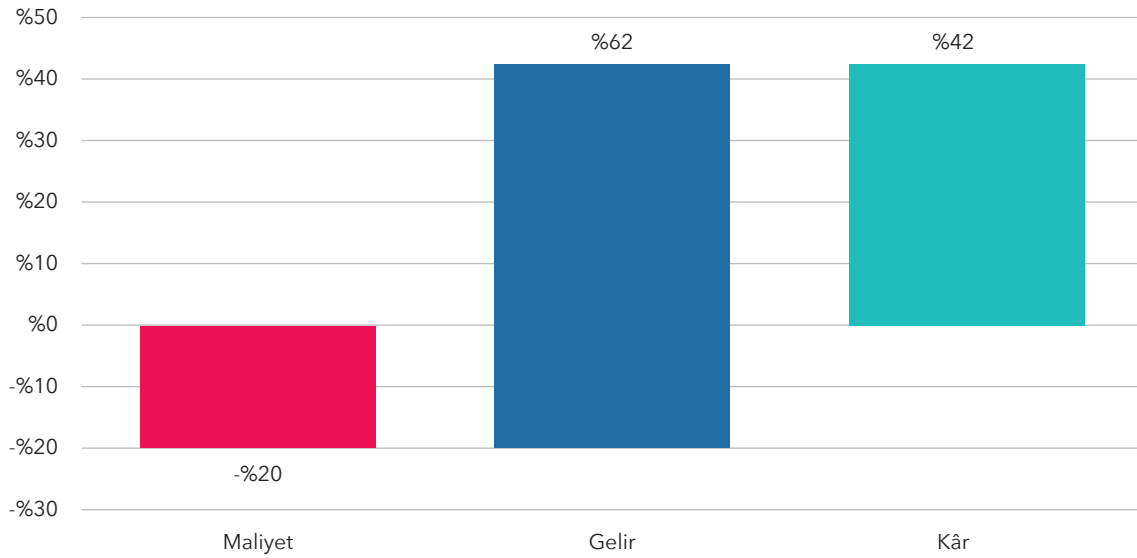
Özetle, konumsal piyasa mekanizmaları her iki senaryoda da refah iyileştirmeleri sağlasa da, etkileri yenilenebilir entegrasyon düzeyi arttıkça anlamlı hale gelmektedir. Daha az yenilenebilir enerji payı içeren Referans Senaryoda sosyala refah kazanımı düğüm bazlı fiyatlandırma altında yaklaşık %9 düzeyinde kalırken, daha yüksek yenilenebilir kapasiteye sahip Net Sıfır Senaryosunda refah %20'nin üzerinde çıkmaktadır.

6.4.6. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın batarya depolama işletimi ve yerleşimi üzerindeki etkisi

Net Sıfır Senaryosunda, 2035 yılı için toplam 7.200MW/ 28.800 MWh batarya depolama kapasitesi öngörülmektedir (Şekil 57). Bu ünitelerden, yenilenebilir enerji santrallerinin yanında konumlandırılanlar üretim dengeleme amaçlı, müstakil şekilde konumlandırılanlar ise şebekede oluşması muhtemel kısıtların yönetimi ve N-1 güvenlik kriterinin sağlanması amaçlı çalıştırılmaktadır. Bataryaların çoğunlukla arbitraj ilkesi kapsamında çalıştırılacağı varsayılarak, piyasada düşük fiyat olduğu zamanlarda şarj olurken, yüksek fiyat dönemlerinde deşarj edilerek modellenmiştir. Maliyetler hesaplanırken, bataryalardaki verimlilik (round-trip efficiency) de dikkate alınmıştır.

Şekil 57. Batarya depolama konumları - temel yerleşim

Fiyatların ülke genelinde tek tip olduğu ulusal uzlaştırma mekanizması kapsamında, konumsal ve zamansal fiyat farkları sınırlı kaldığından, bu fiyatlandırma modelinde bataryaların geliri düğümsel fiyatlandırmaya kıyasla %42 daha az gerçekleşmektedir (Şekil 58). Konumsal fiyat değişikliğinin olmadığı durumlarda, bataryalar çoğu zaman benzer fiyat seviyelerinde şarj ve deşarj edilmektedir. Bu nedenle, ulusal fiyatlandırma yapısı etkin batarya işletimi için yeterli teşvikleri yaratamamakta birlikte, gerçek şebeke kısıtlarını ve esnekliğin bölgesel değerini de yansıtamamaktadır.

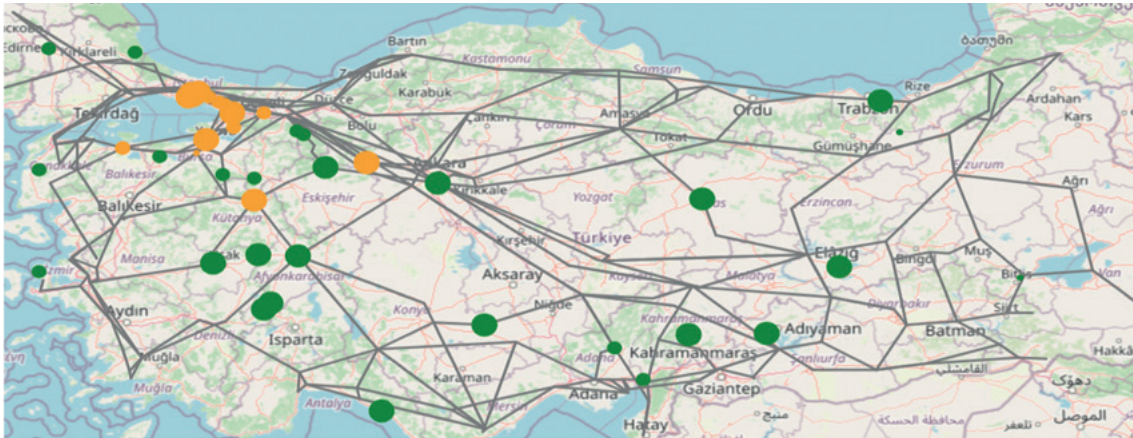
Şekil 58. Düğüm bazlı fiyatlandırmanın, ulusal fiyatlandırmaya kıyasla batarya gelirleri ve işletme maliyetlerinin yüzdesel değişimi (temel yerleşim - 2035 yılı)

Aynı senaryo, düğüm bazlı uzlaştırma çerçevesinde analiz edildiğinde ise önemli iyileşmelere işaret etmektedir. Model sonuçlarına göre bataryaların düğüm bazlı bir piyasada toplam %42 daha fazla kâr elde edilebilecekleri değerlendirilmektedir. Artan kârlılık, depolama birimlerini şebekenin en çok kısıt olan yerlerde işletmeye yönlendiren güçlü konumsal fiyat sinyallerinden kaynaklanmaktadır.

Konumsal etkinin daha ayrıntılı olarak incelenmesi amacıyla iki farklı yerleşim senaryosu değerlendirilmiştir:

- Temel yerleşim (Şekil 57)
- Bataryaların, maksimum arbitraj değerine göre konumlandığı ve düğüm bazlı fiyat sinyallerine dayalı yerleşimi (Şekil 59)⁷⁰.

Şekil 59. Modellenen batarya enerji depolama ünite yerleşimleri



● Düğüm bazlı (LMP) yerleşim ● Temel yerleşim

Bataryaların düğüm bazlı fiyat farklarına göre yeniden konumlandırılması kârlılığı %42'den %48'e çıkararak ilave %6'lık bir iyileşme sağlamaktadır. Bu konfigürasyonda bataryalar, kısıt ve talep değişkenliğinin en yüksek fiyat farklarını yarattığı İzmir, Bursa, Antalya ve Marmara bölgesi çevresindeki batı ve güney yük koridorlarında yoğunlaşmaktadır. Buna karşılık, fiyat dalgalanmalarının ve arbitraj fırsatlarının sınırlı olduğu doğu bölgelerinde daha az birim yer almaktadır.

Genel olarak bu sonuçlar, düğüm bazlı uzlaştırmanın etkin enerji depolama işletimi ve yatırımı için gerekli ekonomik sinyalleri doğal olarak sağladığını göstermektedir. İşletim koşullarını ve yer seçimi kararlarını gerçek şebeke koşullarıyla uyumlu hale getirerek bataryaları pasif piyasa katılımcıları olmaktan çıkarıp, aktif sistem dengeleme varlıklarına dönüştürmektedir. Buna karşılık, tek tip ulusal fiyatlandırma yaklaşımında konumsal farklılaşmanın olmayışı, hem işletme etkinliğini hem de yatırımın fizibilitesini sınırlandırmaktadır.

⁷⁰ Bu analizde belirlenen konumlar yalnızca LMP sinyaline göre belirlenmiştir, arazi uygunluğu dikkate alınmamıştır.

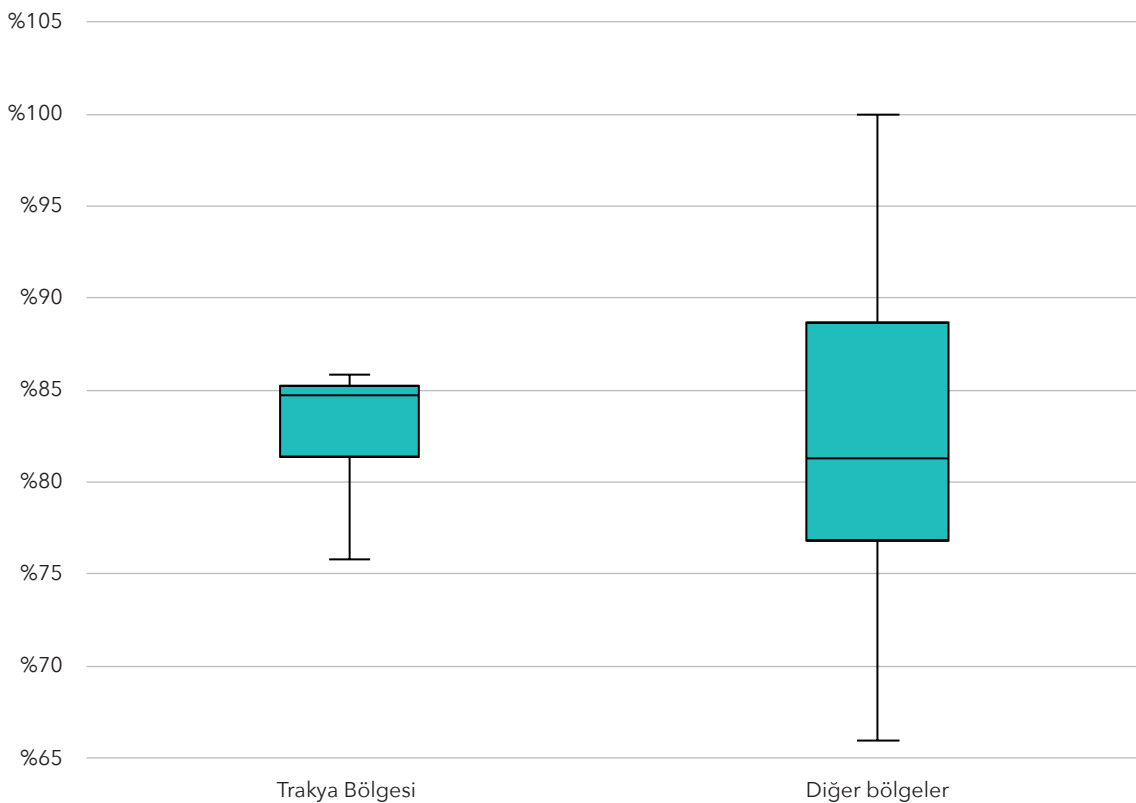
6.4.7. Düşüm bazlı uzlaştırmanın ENTSO-E ile ticaret üzerindeki etkisi

Sınır ötesi elektrik ticareti, özellikle yüksek yenilenebilir enerji üretimi olan elektrik sistemlerinde esnekliği artırmada kritik bir rol oynamaktadır. Türkiye ile ENTSO-E arasındaki enterkonneksiyon, Trakya bölgesinde yer almakta ve Avrupa ile gerçekleşen elektrik ithalat ve ihracatını yerine getirmektedir. Ancak mevcut tek tip ulusal fiyatlandırma mekanizması kapsamında, özellikle yüksek yenilenebilir enerji üretim dönemlerinde iletim kısıtları ve konumsal verimsizlikler nedeniyle ilgili enterkonneksiyonun etkinliğini sınırlamaktadır.

Bu durumu açıklamak için, tipik bir Temmuz günü saat 14:00'e karşılık gelen temsili bir işletme durumu analiz edilmiştir. İlgili saatte toplam sistem yükü, yıllık puant talebin %93'üne karşılık gelen 73.140 MW'a ulaşmakta ve yenilenebilir enerji kaynakları (rüzgâr ve güneş) toplam yükün %66'sını karşılamaktadır. Hem Anadolu şebekesine hem ENTSO-E'ye elektriksel olarak bağlı olan Trakya bölgesinde ise yerel talep 18.124 MW seviyesindedir. Anadolu-Trakya arasındaki toplam transfer kapasitesi 13 GW olup, bu da yalnızca enterkonneksiyondan veya yerel üretimden karşılanabilecek 5 GW'lık bir açık bırakmaktadır.

Şekil 60'ta gösterildiği üzere, Trakya bölgesindeki termik üniteler genellikle merit-order eğrisinin üstünde yer alan sistemdeki pahalı üreticiler arasında yer almaktadır. Buna karşılık, özellikle Orta ve Doğu Anadolu'daki üretim birimleri daha düşük marjinal maliyetlere sahip olmalarına karşın, batıya doğru elektrik akışı iletim kısıtlarıyla karşılaşmaktadır. Tek tip ulusal fiyat mekanizmasında bu gibi kısıtlar piyasaya yansıtılmadığından, ekonomik açıdan verimsiz üretim dağılımlarına ve enterkonneksiyon kapasitesinin etkin olmayan kullanımlarına neden olmaktadır.

Şekil 60. Trakya bölgesindeki konvansiyonel ünitelerin merit order maliyet sıralması



Düğüm bazlı uzlaştırmanın sınır ötesi ticaret etkinliğini nasıl iyileştirebileceğini değerlendirmek için dört işletme durumu incelenmiştir:

- **Durum 1. ENTSO-E merit \geq Trakya ortalama merit:** Avrupa'dan ithal edilen elektriğin, Trakya ortalama fiyatından daha pahalı olduğu dönemleri temsil eder.
- **Durum 2. ENTSO-E merit = Trakya ortalama merit:** İthalat/ihracat kararlarının dengede olduğu ticaret koşullarını yansıtır.
- **Durum 3. ENTSO-E merit \leq Trakya ortalama merit:** Avrupa elektrik fiyatlarının daha düşük olduğu, bölgesel talebin karşılanmasında ithalatın avantajlı hale geldiği durumlar.
- **Durum 4. ENTSO-E merit \leq Trakya ortalama merit ve artırılmış NTC (Net Transfer Kapasitesi):** Düğüm bazlı uzlaştırma ile genişletilmiş enterkonneksiyon kapasitesinin birleşik etkisini değerlendirir.

Ulusal uzlaştırma altında Anadolu-Trakya arasındaki kısıtlar, bölgesel fiyat farklılaşma olmaksızın TEİAŞ tarafından YAL/YAT talimatlarıyla (redispatch) yönetilmektedir. Bu durum, ekonomik açıdan verimsiz sonuçlara⁷¹ yol açmaktadır. Buna karşılık düğüm bazlı uzlaştırmada oluşan konumsal fiyatlarda iletimde gerçekleşen fiziksel kısıtlar yansıtılabildiğinden, sınır düğümünde gerçek marjinal değerler oluşmakta ve buna bağlı olarak ENTSO-E ile ithalat/ihracat fırsatları otomatik olarak değerlendirilebilmektedir.

Analiz edilen dört durum için düğüm bazlı piyasa simülasyonu sonuçları Şekil 61'de özetlenmiştir. İlgili durumlarda, ENTSO-E fiyatları (merit order) ile Trakya bölgesindeki marjinal fiyatların etkileşiminin sınır ötesi ticaret eğilimini, iç kısıtları ve genel şebeke etkinliğini ne şekilde değiştirebileceği incelenmiştir.

Şekil 61. Farklı durumlar altında düğüm bazlı fiyatların ENTSO-E ile ticaret üzerindeki etkisi (2035)

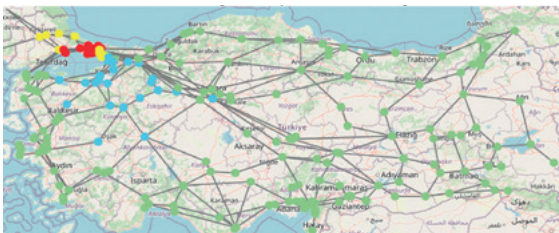
Durum 1: ENTSO-E merit değeri \geq Trakya ortalama merit değeri



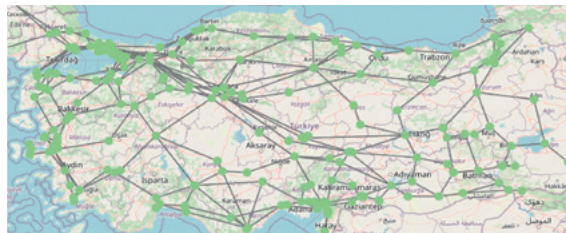
Durum 2: ENTSO-E merit değeri = Trakya ortalama merit değeri



Durum 3: ENTSO-E merit değeri \leq Trakya ortalama merit değeri



Durum 4: ENTSO-E merit değeri \leq Trakya ortalama merit değeri ve artırılmış NTC (6,5 GW) değeri



● Düşük ● Orta ● Yüksek ● Aşırı Yüksek

⁷¹ Anadolu'da bulunan ve düşük maliyetli olan yenilenebilir enerji üretiminin kısıtlanması ve Trakya'da bulunan yüksek maliyetli santrallerin çalışması.

Durum 1 - ENTSO-E Merit \geq Trakya Ortalama Merit: Bu durumda ENTSO-E'den ithal edilen elektrik, Trakya'daki yerel üretimden daha pahalıdır. Sonuç olarak model, bölgedeki santrallerin çalışmasını tercih etmektedir. Harita üzerinde görüldüğü gibi kısıt (kırmızı ile gösterilen hatlar), Batı Anadolu-Trakya koridorlarında devam ederken, Anadolu'daki üreticiler iletim kısıtları nedeniyle ekonomik potansiyelinin altında çalışmaktadır. Ulusal fiyatlandırma altında bu durum, YAL/YAT talimatı (redispatch) maliyetlerine yol açacaktır. Oysa ki düğüm bazlı piyasada, Trakya'daki yüksek konumsal fiyatlar ithalat için caydırıcı nitelik yaratmakta ve arz-talep dengesinin yerel olarak karşılanmasını teşvik etmektedir.

Durum 2 - ENTSO-E Merit = Trakya Ortalama Merit: Elektrik piyasası fiyatlarının Avrupa ve Trakya'da birbirine yakınsadığı bu durumda, sınır ötesi ticaret akışları marjinal denge seviyelerinde istikrar kazanmaktadır. İthalat ve ihracat, gerçek zamanlı fiyat farklılıklarına dinamik olarak tepki vermekte ve kısıt seviyeleri, Durum 1'e kıyasla bir miktar daha az oluşmaktadır. Düğüm bazlı fiyatlandırma mekanizmasında, çok küçük konumsal farklılıkların bile işletmeci müdahalesini gerektirmeden, ekonomik açıdan optimum güç akışlarının gerçekleşmesini sağlamaktadır.

Durum 3 - ENTSO-E Merit \leq Trakya Ortalama Merit: Avrupa elektrik fiyatlarının Trakya'da oluşan fiyatlardan daha düşük gerçekleştiği durumda, ekonomik açıdan ENTSO-E'den enerji ithalatı avantajlı hale gelmektedir. Düğüm bazlı model sonuçları, Türkiye'nin batısındaki konumsal marjinal fiyatların (mavi noktalar) belirgin şekilde azaldığını ve daha düşük maliyetli elektriğin sisteme girmesini sağladığını göstermektedir. Bu durum, bölgesel talebin bir kısmının artık iç transferler yerine ithalatla karşılanması sayesinde Trakya-Anadolu arasındaki kısıtları hafifletmektedir. Aynı zamanda doğu-batı fiyat farkları azalmakta ve ulusal piyasa etkinliği iyileşmektedir. Mevcut ulusal uzlaştırma mekanizmasında bu tür bir optimizasyon, piyasa katılımcıları için görünmez olmakta ve sistem operatörünün YAL/YAT talimatı (redispatch) ile piyasa müdahalesini gerektirmektedir.

Durum 4 - ENTSO-E Merit \leq Trakya Ortalama Merit ve Artırılmış NTC (6,5 GW): ENTSO-E ile Türkiye arasında artırılmış NTC'nin etkisini değerlendirmek için bir duyarlılık testi yapılmıştır. Bu duyarlılık testi, daha yüksek elektrik ticaretine izin veren, enterkonneksiyon kapasitesinin arttığı bir senaryoyu temsil etmektedir. Sonuçlar, artırılmış NTC ile Trakya ve Anadolu arasındaki fiyat yakınsamasının belirgin şekilde iyileştiğini ve iletim hatlarındaki kısıtların neredeyse tamamen ortadan kalktığını göstermektedir. Trakya bölgesi fiyatları ENTSO-E seviyelerine yaklaşmakta ve bu durum Türkiye'nin batısı genelinde daha dengeli bir konumsal fiyat profili ile sonuçlanmaktadır. Ancak belirli seviyelerden sonra NTC'nin daha da artırılması, marjinal getirinin azalmasını göstermektedir. Zira bu durumda, sınır ötesi kapasite yerine Türkiye içindeki şebeke kısıtları ana sınırlayıcı faktör haline gelmektedir.

Genel olarak bu bulgular, düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmasında oluşan konumsal marjinal fiyatların, enterkonneksiyon kapasitesi ve sınır ötesi ticaret kapsamında ekonomik değerini yansıttığını göstermektedir. Bu mekanizmada piyasa katılımcıları üretim, talep ve iletim koşullarını gerçek zamanlı olarak yansıtan fiyat sinyalleri alabilmektedir.



BÖLÜM 7 Sonuç ve Öneriler

7.1. Ana Bulgular

Bu çalışmada iki temel senaryo (Referans ve Net Sıfır) çerçevesinde 2035 yılında, Türkiye'nin mevcut ulusal (uniform) uzlaştırma mekanizmasından, bölgesel (3 ve 6 bölge) ile düğüm bazlı fiyatlandırma yapılarına geçişin, elektrik piyasası performansı, sistem işletimi, yatırım davranışları ve sosyal refah üzerindeki etkileri kapsamlı biçimde değerlendirilmektedir. Model sonuçları, artan yenilenebilir enerji ve elektrifikasyonun etkisiyle dönüşen elektrik sisteminde mevcut ulusal fiyatlandırma yapısının, fiziksel kısıt ve konumsal dinamikleri yansıtmada giderek yetersiz kalabileceğini göstermektedir. Çalışma kapsamında elde edilen temel bulgular aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- **Konumsal Fiyatlandırma ve Şebeke Verimliliği:** Mevcut piyasa çerçevesinde, gün öncesi piyasası eşleştirmesi şebeke kısıtlarını dikkate almamakta, bu durum da iletim hatlarının izin verilen yüklenme seviyelerini sıklıkla aşan üretim programlarına yol açmaktadır. Gerçek zamanlı dengeleme, piyasa kapandıktan sonra TEİAŞ tarafından yürütülen dengeleme güç ve yan hizmetler piyasalarındaki talimatlarla (redispatch) giderildiğinden, sistem maliyetleri artmaktadır. Simülasyon sonuçları 2035 yılında toplam yıllık kısıt miktarının, ulusal uzlaştırma mekanizmasında yaklaşık 14,6 TWh'ye, yani toplam elektrik talebinin yaklaşık %2'sine ulaştığını göstermektedir. Bölgesel uzlaştırma uygulamasında, bölgesel fiyat sinyallerinin üretim ve talebin bölgeler arasında daha dengeli dağılması teşvik edildiğinden, kısıtlı enerji miktarı 2,1 TWh seviyesine düşmektedir. Düğüm bazlı uzlaştırmada ise kısıtlar gün öncesi piyasasında doğrudan çözümlendiğinden, şebeke kısıtlarının konumsal fiyatlara yansması daha verimli bir şekilde sağlanmaktadır.

Simülasyon sonuçları, yüksek yenilenebilir enerji payının dikkate alındığı senaryoda (Net Sıfır Senaryosu), ortalama elektrik fiyatlarının düğüm bazlı uzlaştırmada ulusal uzlaştırmaya kıyasla daha düşük gerçekleşebileceğini göstermektedir. Bu durum verimlilik artışı ve kısıtların azaltılmasının piyasa fiyatları üzerindeki genel etkisini ortaya koymaktadır. İlgili piyasa verimlilik artışları, esas olarak düğüm bazlı fiyatlandırmanın iletim kısıtlarını piyasa takas sürecinde dikkate almasından (yönetmesinden) kaynaklanmaktadır. Ulusal uzlaştırma mekanizmasında şebekenin aşırı yüklenmesi, piyasa kapanışından sonra sistem operatörünün verdiği YAL/YAT talimatlarıyla (redispatch) yönetildiğinden, toplam sistem maliyetleri artmakta ve fiyat sinyalleri bozulabilmektedir. Buna karşılık, düğüm bazlı fiyatlandırmada üretim programları ve fiyatlar eşzamanlı olarak belirlendiğinden, üretim ve talep programları şebeke koşullarına uyum sağlamaktadır. Ortaya çıkan konumsal fiyat farklılıkları, sınırlı iletim kapasitesinin ekonomik değerini temsil eden kısıt gelirlerini (congestion rent) üretmekte ve bu gelirler sistem işletim maliyetlerini dengelemek için kullanılabilir. Sonuç olarak, düğüm bazlı fiyatlandırma kapsamında gözlemlenen toplam sistem maliyeti düşüşü, üretim miktarındaki bir değişimden değil, mevcut şebeke altyapısının daha etkin kullanılmasından ve YAL/YAT (redispatch) maliyetlerinin asgari seviyelere inmesinden kaynaklanmaktadır.

Konumsal farklılaşma yalnızca kısıtların azaltılmasını ve buna bağlı işletme maliyetlerinin düşürmesini değil, aynı zamanda gerçek sistem koşullarının piyasaya daha iyi yansıtılmasını da sağlamaktadır. Konumsal fiyatların varlığı, iletim kısıtı olmayan ya da arz fazlası oluşan bölgelerde

fiyatların düşmesine; talep merkezlerine yakın veya kısıt olan hatlara bağlı bölgelerde ise fiyatların yükselmesine yol açmaktadır. Bu farklılaşma doğal bir dengeleme etkisi yaratmakta, sistem işletiminde YAL/YAT talimat ihtiyacını azaltmaktadır. Ancak, hem düğüm bazlı hem de bölgesel fiyatlandırma mekanizmalarının etkin şekilde uygulanabilmesi için daha gelişmiş bir piyasa altyapısı ve buna bağlı ileri dijitalleşme uygulamaları, veri yönetim sistemleri ve idari süreçler de gerekmektedir.

- **Yenilenebilir Enerji Kesintisi:** Yenilenebilir enerji kesintisine (curtailment) ilişkin analizler, yüksek yenilenebilir enerji olan senaryoda ulusal (uniform) fiyatlandırmanın verimsizliğine işaret etmektedir. Net Sıfır Senaryosu kapsamındaki analizde, ulusal uzlaştırma mekanizmasında toplam yenilenebilir enerji (güneş ve rüzgâr) kesintisi 6,2 TWh düzeyine ulaşmakta ve bu kesintinin büyük kısmı sistem işletmecisi tarafından doğrudan yönetilen “plan dışı kesinti” şeklinde gerçekleşmektedir. Buna karşılık bölgesel fiyatlandırma mekanizmasında, 5,1 TWh’lik kesinti gün öncesi aşamasında piyasanın kendi içinde ekonomik olarak çözülmekte ve işletmeci tarafından yönetilen plan dışı kesinti miktarı sadece 0,9 TWh seviyesine gerilemektedir. Bu durum, toplam yenilenebilir enerji kesinti hacminin hem ulusal hem de bölgesel fiyatlandırma mekanizmalarında yaklaşık aynı seviyelerde gerçekleştiğini, ancak bölgesel fiyatlandırmada kesintinin çok daha büyük bir kısmının gün öncesi piyasasında ekonomik olarak yönetilebildiğini göstermektedir. Böylelikle, gerçek zamanlı işletim sırasında sistem işletmecisi tarafından uygulanan plansız kesintiler azalmaktadır. Bu sayede, sistem operatörünün ani müdahaleleri en aza indirilerek, daha öngörülebilir ve verimli bir piyasa oluşumu desteklenebilir. Düğüm bazlı uzlaştırmada ise konumsal fiyatlar, yenilenebilir enerji üreticilerine arz fazlası ve iletim kısıtları olduğu durumlarda tekliflerini ayarlamaları için yönlendirme sağladığından, plan dışı kesintiler neredeyse tamamen ortadan kalkmaktadır. Bu dönüşüm, kesintiyi reaktif bir işletme zorunluluğu olmaktan çıkarıp proaktif bir piyasa yanıtına dönüştürerek, yenilenebilir enerji kullanımını artırmakta ve sistem işletmecisinin maliyetlerini azaltmaktadır.
- **Yenilenebilir Enerji Santralleri için Yer Seçimi ve Uzun Vadeli Yatırım Sinyalleri:** Yenilenebilir enerji kapasitesinin coğrafi dağılımı, piyasa tasarımının bir diğer kritik sonucudur. Uusal tek (uniform) fiyatlandırma çerçevesinde yatırımcılar, çoğunlukla şebeke kısıtları veya konumsal piyasa değeri yerine, kaynak mevcudiyetini (örneğin güneşlenme süresi, rüzgâr hızı) esas alarak yer seçimi yapmaktadır. Bu durumda ilgili yatırımlar daha çok Ege ve İç Anadolu gibi kaynak potansiyeli yüksek ancak iletim kapasitesi sınırlı bölgelerde yoğunlaşmaktadır. Buna karşılık, düğüm bazlı fiyatlandırmada yatırımlar daha yüksek ve daha istikrarlı konumsal marjinal fiyatlara (LMP) sahip düğümlere yönelmektedir. Böylelikle yatırımlar genellikle talep merkezlerine yakın veya kısıt oluşmayan iletim koridorlarında bulunan düğümlere doğru kayacaktır. Düğüm bazlı fiyatlandırma yeni yatırımları, hem ekonomik hem de elektrik yük olarak optimal noktalara yönlendirerek oluşabilecek dengesizlikleri yönetecektir. Böylece, yenilenebilir enerji santrallerinde uzun vadeli kesinti ve YAL/YAT talimat ihtiyaçları da azaltılabilecektir.
- **Üretim Gelirleri ve Kapasite Ödemeleri:** Konumsal fiyatlandırmanın uygulanması, üretim gelirlerinin teknoloji ve bölgeler arasındaki dağılımını da etkilemektedir. Toplam piyasa gelirleri, ulusal sisteme kıyasla bölgesel uzlaştırmada yaklaşık %11, düğüm bazlı uzlaştırmada ise %26 oranında azalmaktadır. Ancak bu azalma, ekonomik bir gelir kaybını değil, gelirlerin konumsal

ve operasyonel değerlere göre yeniden dağıtılmasını ifade etmektedir. Ayrıca bu çalışmada, 2035 yılı için öngörülen Türkiye elektrik piyasa tasarımı, üretim ünitelerinin ulusal uzlaştırma kapsamında negatif teklif veremeyeceği varsayımı dikkate alınarak modellenmiştir. Türkiye elektrik piyasasında 2035 yılına kadar negatif teklif uygulamasının mümkün hale gelmesi durumunda, düğüm bazlı ve bölgesel fiyatlandırma simülasyonlarında gelirlerde meydana gelmesi öngörülen azalmanın ulusal fiyatlandırmaya kıyasla daha sınırlı düzeyde gerçekleşmesi beklenmektedir.

Düğüm bazlı uzlaştırma kapsamında, elektrik akışının başka bölgelere kısıtlı gerçekleştiği (ya da arz fazlası bulunan) bölgelerdeki üreticiler daha düşük fiyatlarla karşılaşırken, talep merkezlerine yakın konumdaki üreticiler daha yüksek gelir elde edebilmektedir. Örneğin, elektrik akışının Trakya bölgesinde az olması nedeniyle bu bölgede kurulu doğal gaz santralleri daha yüksek gelirler elde ederlerken, İç Anadolu'da kurulu doğal gaz ünitelerinin üretim ve gelirleri azalmaktadır. Bu durumda, sistem istikrarına katkı sağlayan üniteler ödüllendirilken, fiyat sinyallerinin ekonomik verimliliği de artmaktadır.

Bunun sonucunda kapasite mekanizmalarına olan ihtiyaç da azalmaktadır. Kapasite mekanizması kapsamında 2024 yılında Türkiye'de doğal gaz santrallerine yaklaşık 195 milyon EUR destek ödenmiştir. Düğüm bazlı uzlaştırma kapsamında toplam 17 doğal gaz santralının dördü yalnızca piyasa faaliyetlerinden yeterli gelir elde edebilecek duruma gelmekte ve yıllık yaklaşık 41 milyon EUR (%21) tasarruf sağlanmaktadır. Bu sonuç, konumsal fiyatlandırmanın, kapasite mekanizmalarını daha hedefli ve maliyet etkin hale getirdiğini de göstermektedir.

- **Sosyal Refah ve Ekonomik Verimlilik:** Genel olarak sisteme bakıldığında, üretici ve tüketici faydalarının toplamını ifade eden sosyal refah, konumsal fiyatlandırma ile önemli ölçüde artmaktadır. Net Sıfır Senaryosunda toplam sosyal refah, ulusal fiyatlandırmaya kıyasla bölgesel uzlaştırmada %9, düğüm bazlı uzlaştırmada ise %23 oranında yükselmektedir. Referans Senaryosunda ise daha düşük yenilenebilir enerji entegrasyonu nedeniyle kısıt ve YAL/YAT talimat miktarlarının daha az olması, refah artışını sınırlandırmaktadır. Duyarlılık analizi sonuçları, fiyat bölgelerinin sayısının üçten altıya çıkarılmasının toplam refahta yalnızca %1,2'lik artış sağladığını göstermektedir. Buna karşılık, rüzgâr ve güneş enerjisi toplam kapasite payının %36'dan %52'ye çıktığı durumda, bölgesel uzlaştırma kapsamında sosyal refah %5, düğüm bazlı uzlaştırmada ise %13 artış göstermektedir. Bu sonuçlar, konumsal fiyatlandırma mekanizması faydalarının yenilenebilir enerji entegrasyonu ile birlikte ölçüklendiğini göstermekle birlikte, yüksek yenilenebilir enerji payına sahip sistemlerde kısıt ve değişken üretimin önemli işletme faktörleri haline geldiğini vurgulamaktadır.
- **Batarya Depolama Kapasitesi:** Çalışma, batarya enerji depolama sistemlerinin düğüm bazlı fiyatlandırma sisteminde kayda değer bir fayda sağladığına işaret etmektedir. Fiyatların ülke genelinde tek tip olduğu ulusal uzlaştırma mekanizması kapsamında, konumsal ve zamansal fiyat farkları sınırlı kaldığından, bu fiyatlandırma modelinde bataryaların kârı düğüm bazlı fiyatlandırmaya kıyasla %42 daha az gerçekleşmektedir. Depolama tesislerinin yer seçimi, düğüm bazlı fiyat sinyallerine göre optimize edildiğinde kârlılık %48'e kadar yükselmektedir. Bu durum konumsal fiyat sinyallerinin, esneklik kaynaklarının hem işletme etkinliği hem de uzun vadeli yatırım planlaması açısından kritik önemini ortaya koymaktadır.

- **Sınır Ötesi Ticaret ve ENTSO-E ile Entegrasyon:** Türkiye'yi ENTSO-E'ye bağlayan Trakya bölgesi, Anadolu-Trakya arası sınırlı transfer kapasitesi nedeniyle kısıtların olduğu bir bölgedir. Yapılan analizde, yüksek yenilenebilir enerji üretimli temsili bir gün ve saatte⁷² Trakya'da 18 GW'lık talep yerel üretimle karşılanamamaktadır. Bu durumda, enterkonneksiyon ile ithalat ya da Anadolu'dan batıya doğru enerji transferi ihtiyacı doğmaktadır.

Düğüm bazlı uzlaştırma kapsamında, ENTSO-E düğümlerindeki konumsal fiyatlar, ithalat veya ihracatın ekonomik olarak avantajlı olup olmadığını doğal biçimde göstermektedir. Böylece bölgede, YAL/YAT talimatı (redispach) ihtiyacı olmaksızın enterkonneksiyon kapasitesinin optimal kullanımı sağlanmaktadır. Yürütülen simülasyonlar dört farklı durum için, ENTSO-E fiyatları, Trakya bölgesi fiyatlarından düşük olduğunda ithalatın arttığını, kısıtların azaldığını ve doğu-batı bölgeleri arasındaki fiyat farklılıklarının dengelendiğini göstermektedir. Simülasyonlar enterkonneksiyon kapasitesinin (NTC) 6,5 GW'a çıkarıldığı durumda, Türkiye ile ENTSO-E arasında fiyatların neredeyse tamamen yakınsadığını göstermektedir. Bu durum, düğüm bazlı fiyatlandırmanın piyasa eşleştirmesini ve sınır ötesi ticaretin verimli şekilde gerçekleştirilmesini desteklediğini ortaya koymaktadır.

7.2. Politika Önerileri

Toptan elektrik piyasasında konumsal fiyatlandırmaya geçiş, Türkiye elektrik sisteminin köklü bir değişimini ve modernizasyonunu temsil eder. Bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma mekanizmalarına geçiş, şeffaflık, işletme verimliliği ve daha etkin yatırım ortamının sağlanmasında çok yönlü faydalar sunmaktadır. Ancak, bu dönüşümden elde edilecek verimlilik kazanımlarının, sistem güvenilirliği ilkeleriyle uyumlu seyretmesi için stratejik bir takvim, toplumsal katılım ve güçlü bir kurumsal koordinasyonu temel alması elzemdir.

1. Aşamalı ve Yapılandırılmış Piyasa Dönüşümü: Temel politika önerilerinden biri, piyasa reformunun dikkatle yapılandırılmış ve aşamalı bir yaklaşımla hayata geçirilmesi yönündedir. Ulusal bir uzlaştırma sisteminden doğrudan tamamen düğüm bazlı uzlaştırmaya geçiş teknik, kurumsal ve sosyal açıdan önemli zorluklar içermektedir. Bu nedenle çalışma kapsamında, kademeli bir geçiş yolu değerlendirilmektedir. bu bağlamda, kurumsal hazırlık düzeyi ve dijital altyapı olgunluğuna bağlı olarak çeşitli reform uygulamaları değerlendirilebilir:

- **Kademeli olarak yaygınlaştırılarak düğüm bazlı uygulamanın doğrudan uygulanması:** Bu yaklaşımda, konumsal marjinal fiyatlandırmanın (LMP) en baştan devreye alınması değerlendirilmektedir. Bununla birlikte, uygulama kapsamı zaman içinde kademeli olarak yaygınlaştırılacaktır. Örneğin, başlangıçta düğüm bazlı fiyatlandırma yalnızca üreticilere uygulanabilir; tüketiciler ise ulusal tek fiyat kullanmaya devam edebilirler. Sistem yetkinliklerinin, ölçüm altyapısının ve paydaş deneyiminin gelişmesiyle birlikte düğüm bazlı fiyatlandırmanın kapsamı talep tarafını da içerecek şekilde aşamalı olarak genişletilebilir. Bu yaklaşım, ara bir bölgesel fiyatlandırma uygulaması ihtiyacını ortadan kaldırmakta ve reform süreçlerini zorlaştıran veya ekonomik olarak optimum olmayan bölge sınırlarına bağlı kalma riskini azaltmaktadır. Aynı zamanda, potansiyel verimlilik kazanımlarının büyük bir kısmının, geçiş sürecinin erken safhalarında yakalanması mümkün olabilecektir.

⁷² Çalışma kapsamında, Temmuz ayında bir gün saat 14:00 dikkate alınarak hesaplanmıştır.

- **Bölgesel uzlaştırma kapsamında iki aşamalı geçiş:** Alternatif olarak Türkiye, düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçiş öncesinde ara aşama olarak bölgesel fiyatlandırma yapısını uygulayabilir.
 - **Aşama I - Bölgesel uzlaştırmanın uygulanması:** Şebeke yapısı, ana iletim koridorları ve bölgesel kısıt sınırlarıyla uyumlu yaklaşık beş veya altı bölgeye ayrılabilir. Bu yapı, bölgesel fiyat farklılıklarını görünür kılarak, piyasa katılımcılarının bölgesel sinyallere uyum sağlamasına imkân tanıyacak ve piyasa karmaşıklığını yönetilebilir düzeyde tutacaktır.
 - **Aşama II - Düğüm bazlı uzlaştırmaya geçiş:** Bölgesel fiyatlandırma ile sistemin birkaç yıl işletimi, yeterli şebeke verisi, operasyonel deneyim ve dijital yetkinlik birikiminin kazanılmasını sağlayacaktır. Bu aşamadan sonra sistem, tamamen düğüm bazlı fiyatlandırma uygulamasına geçirilebilir. Bu kademeli geçiş yaklaşımı, bölgesel piyasaların tam düğüm bazlı entegrasyona geçişte pratik bir ara adım olarak kullanılabilir.

Her iki yaklaşımın kendilerine ait avantajları bulunmaktadır. Burada önemli olan nokta bu reformların teknik uygulanabilirlik, dijital altyapı ve piyasa kurumlarının gelişim hızı ile dengeli bir şekilde olmasıdır. Düğüm bazlı fiyatlandırma, en yüksek potansiyel refah ve verimlilik kazanımlarını sunmakla birlikte, bu tarz bir piyasaya doğrudan geçiş hem teknik hem de kurumsal açıdan son derece karmaşık olacaktır. Düğüm bazlı bir piyasa ileri düzey dijitalleşme, kapsamlı ölçüm altyapısı ve güçlü paydaş koordinasyonunu gerektirmektedir. Bu nedenle, kademeli uygulamayı hedef odaklı kapasite geliştirme süreçleriyle birleştiren aşamalı bir yaklaşım, Türkiye elektrik piyasası reformu açısından uygulanabilir bir yaklaşımı temsil edebilir.

2. Fiyat Farklılaşmasının Sosyal ve Bölgesel Etkilerinin Yönetilmesi: Konumsal fiyatlandırma uygulamalarındaki önemli endişelerden biri, fiyat farklılaşmasının oluşturacağı sosyal ve bölgesel etkilerdir. Düğüm bazlı veya bölgesel uzlaştırma kapsamında iletim kısıtları, üretim yapısı ve konumsal talep koşulları nedeniyle elektrik fiyatları bölgeler arasında doğal olarak farklılık gösterecektir.

- İletim kısıtı yaşanan veya üretim açığı bulunan bölgelerde (örneğin batı bölgelerindeki kent merkezleri) fiyatların yükselmesi muhtemeldir. Buna karşılık, yenilenebilir enerji kaynakları açısından zengin ve elektriğin başka bölgelere kolayca iletilmesini sağlayan bölgelerde (örneğin, İç Anadolu veya Güneydoğu Anadolu) fiyatların düşmesi olasıdır.
- Geçiş sürecinin ilk aşamasında, yüksek fiyatlı bölgelerdeki kırılğan tüketici veya stratejik öneme sahip sanayiler için çeşitli finansal koruma mekanizmaları oluşturulabilir. Örneğin, konumsal fiyatlandırma mekanizmalarında iletim sistemi operatörlerinin iletim hattı kapasite sınırı ve bu kapasitenin yönetilmesine yönelik oluşan ek maliyetlere katlanmadıkları için elde edecekleri gelir, üretici ve tüketiciler nezdinde tekrar dağıtılması değerlendirilebilir.
- Yeni piyasa yapısının yarattığı konumsal bazlı avantajlardan yararlanmak için, elektrik tüketimi yüksek sanayi tesislerinin düşük fiyatlı bölgelere taşınması ya da yeni yenilenebilir enerji yatırımlarının yüksek fiyatlı bölgelere yoğunlaşmasını sağlayacak yatırım teşvikleri ve bölgesel kalkınma fonları sağlanabilir.

Konumsal fiyatlandırma ile elde edilen sistem düzeyindeki verimlilik kazanımları, bölgesel fiyat artışlarını sınırlamaya yardımcı olabilir. Bu durumda kısıtların yüksek olduğu bölgelerdeki tüketicilerin dahi, oluşacak daha düşük toplam sistem maliyetleri sayesinde net fayda elde edebileceklerine işaret etmektedir. Ayrıca, düğüm bazlı fiyatlandırmanın kademeli bir geçişin parçası olarak başlangıçta yalnızca üretim tarafına uygulanması durumunda, tüketici fiyatlarındaki bölgesel farklılaşma hemen belli olmayacak ve bu durum erken uygulama döneminde sosyal kaygıları önemli ölçüde azaltacaktır.

Çalışma kapsamında incelenen küresel deneyimler, fiyat farklılaşmasının başlangıçta adil görünmese de uzun vadede düşük fiyatlı bölgelere yeni yatırımların yönlendirilmesinde, şebeke dengesini iyileştirmede ve bölgesel ekonomik dayanıklılığı artırmada fayda sağlayarak, uzun vadeli eşitliği teşvik ettiğini göstermektedir.

3. Üretim Gelirlerindeki Azalışların Yönetimi: Analiz sonuçları, düğüm bazlı fiyatlandırma uygulamasında toplam üretim gelirlerinin, ulusal fiyatlandırmaya kıyasla %20-%25 oranında azalabileceğini göstermektedir. Bu durum, üreticiler veya sistem genelinde finansal bir kayıp değildir. Bu fiyatlandırma sisteminde gelirler, konum ve teknoloji bazında daha maliyet yansıtıcı bir şekilde yeniden dağıtılmaktadır. Böylelikle, gelirdeki azalma esas olarak mevcut fiyatlandırma yapısına gömülü olan piyasa dışı YAL/YAT talimatı (redispach) ödemelerinin ve diğer verimsizliklerin giderilmesinden kaynaklanmaktadır. Arz fazlası yaşanan bölgelerdeki bazı üreticiler daha düşük piyasa gelirleriyle karşılaşırken, büyük talep merkezlerine yakın diğer üreticiler daha yüksek konumsal fiyatlardan faydalanmaktadır. Toplamda sistem verimliliği artarken, tüketici maliyetleri azalmakta, piyasanın genel finansal dengesi korunmaktadır. Bununla birlikte, yatırımcı güvenini korumak için bu geçiş dikkatle yönetilmelidir:

- Konumsal fiyatlandırmaya geçişteki ilk dönemlerde mevcut üretim varlıkları için, gelir dalgalanmalarını azaltmaya yönelik geçici bir gelir istikrar mekanizması (örneğin FTR gibi) uygulanabilir.
- Teşvik mekanizmalarının (Fark Sözleşmeleri, prim destekli tarifeler vb.) üreticileri, konumsal sinyallerden tamamen izole etmemesi gerekir. Destekler, yenilenebilir enerji projelerinin sistemin sağladığı gerçek değeri yansıtan konumlarda kurulumunu ve işletimini sağlayacak şekilde tasarlanmalıdır.
- Düğüm bazlı fiyatların sistem güvenilirliği ve esneklik değerlerini yansıtmaya başlamasıyla birlikte, kapasite ödemeleri kademeli olarak azaltılabilir. Kalan destekler ise enerji depolama üniteleri gibi stratejik esnek varlıklara odaklanabilir.
- Üreticiler ve büyük tüketicilerin lokasyonel fiyat riskini yönetebilmesi için Finansal İletim Hakları (Financial Transmission Rights, FTR) veya Kısıt Geliri Hakları (Congestion Revenue Rights, CRR) gibi uzun vadeli sözleşme ve riskten korunma araçlarının devreye alınması değerlendirilebilir. Bu araçlar, düğümler arasındaki kısıt kaynaklı fiyat farkları için piyasa katılımcılarına tazminat sağlayarak, konumsal fiyat farklılığına karşı finansal koruma sağlarlar. FTR ve CRR'lerin tahsisi ve ikincil piyasada alım satımına yönelik şeffaf mekanizmaların kurulması, piyasa likiditesini artırarak, gelir öngörülebilirliğini güçlendirebilir ve konumsal maliyet sinyalleriyle uyumlu uzun vadeli yatırım kararlarını teşvik edebilir.

Uzun vadede konumsal marjinal fiyatlandırma mekanizması, forward sözleşmeleri, ikili anlaşmalar ve enerji tedarik anlaşmaları (PPA) için daha doğru fiyat sinyalleri sağlayarak, finansal piyasaları da güçlendirecektir.

4. Kurumsal ve Teknik Temellerin Güçlendirilmesi: Başarılı bir konumsal piyasa, güçlü kurumsal ve teknik temellere ihtiyaç duyar.

- **Veri ve Şeffaflık:** Düğüm bazlı fiyatlar, kısıt verileri ve YAL/YAT talimatı (redispatch) maliyetlerine açık erişim sağlanmalıdır. Bu şeffaflık, piyasaya güveni artırabilir ve özel sektör yatırımlarını kolaylaştırabilir.
- **Sistem Modelleme ve BT Altyapısı:** Her saat binlerce düğüm fiyatı hesaplamasını yönetebilecek düzeyde şebeke modelleme, gerçek zamanlı eşleştirme optimizasyonu ve tahmin araçları geliştirilmesi önemlidir.
- **Düzenleyici Çerçeve:** Konumsal marjinal fiyatlandırma (LMP) ilkeleriyle uyumlu olacak şekilde piyasa mevzuatı, dengeleme ve uzlaştırma kodları ve bağlantı politikalarının oluşturulması önerilir.
- **Kapasite Geliştirme:** ENTSO-E, PJM, CAISO gibi uluslararası ortaklıklardan yararlanarak piyasa işletmecileri, düzenleyiciler ve piyasa katılımcıları için özel bir teknik eğitim programının geliştirilmesi önerilir.

5. Türkiye Enerji Dönüşümü İçin Fırsatların Değerlendirilmesi: Konumsal fiyatlandırma yapısı, piyasa tasarımına ilişkin teknik bir konu olmanın yanı sıra, Türkiye'nin enerji dönüşümünü hızlandırmak için stratejik bir fırsattır. Hedefe yönelik politika tedbirleriyle birlikte uygulandığında, yenilenebilir enerji entegrasyonunu ve yatırım verimliliğini artırabilir, ayrıca bölgesel enerji işbirliğini derinleştirebilir. Bu fırsatlardan etkin şekilde yararlanılabilmesi için aşağıdaki stratejik eylemler değerlendirilebilir:

- **Yenilenebilir Enerji Entegrasyonunun Kolaylaştırılması:** Yenilenebilir enerji üreticilerinin konumsal fiyat sinyallerine dinamik biçimde yanıt vermesine imkan tanıyan piyasa kuralları ve şebeke kodları geliştirilmelidir. Bu yaklaşım, plansız üretim kesintilerini (curtailment) azaltacak ve sistemde YAL/YAT talimatı kaynaklı maliyetler oluşturmadan, daha yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi üretimlerinin sisteme verilmesini sağlayacaktır. Konumsal verilerin yenilenebilir enerji planlama ve izin süreçlerine entegre edilmesi, yeni projelerin hem üretim potansiyelini hem de sistem değerini maksimize eden bölgelerde konumlandırılmasını sağlayacaktır.
- **Verimli ve Koordineli Yatırımın Teşvik Edilmesi:** Uzun vadeli iletim ve üretim planlamasında konumsal fiyatlandırma sonuçları analitik bir araç olarak kullanılabilir. Böylelikle karar vericiler düğüm veya bölge bazlı fiyat projeksiyonlarını yatırım teşvik programlarına ve şebeke genişleme planlarına dahil edebilirler. Bu durumda ayrıca özel sektör yatırımcıları, şebeke yeterliliğini destekleyen ve kısıtları azaltan bölgelere yönlendirilebilir. Piyasa sinyalleri ile altyapı planlaması arasındaki bu koordinasyon, geçiş sürecinin genel maliyet etkinliğini önemli ölçüde artıracaktır.

- **Bölgesel Piyasa Eşleştirmesi ve ENTSO-E ile Entegrasyonun Artırılması:** Özellikle Trakya-ENTSO-E sınırındaki düşümlerde oluşan konumsal fiyatlar, sınır ötesi piyasa eşleştirmesi ve bölgesel ticaret mekanizmalarında referans olarak dikkate alınabilir. Komşu ülkelerle fiyat koordinasyonunun güçlendirilmesi, ihracat rekabetçiliğini artırarak, sistem dengeleme maliyetlerini azaltabilir ve Türkiye'nin Avrupa elektrik piyasası çerçevesine entegrasyonunu hızlandırabilir.
- **Şebeke Modernizasyonu ve Esneklik Yatırımlarının Hızlandırılması:** Kısıt yoğun bölgelerde enerji depolama, talep tarafı katılımı ve esnek üretimi teşvik edecek politika araçları tasarlanmalıdır. Bu uygulamalar, operasyonel kısıtları hafifletmenin yanı sıra, yenilenebilir enerji odaklı bir gelecekte sistem güvenilirliği ve dayanıklılığını da destekleyecektir. Konumsal marjinal fiyatlandırmanın (LMP) hayata geçirilmesi, piyasa katılımcılarının konumsal sinyallere etkin şekilde yanıt verebilmesini sağlayacak dijitalleşme programları, gelişmiş tahmin araçları ve gerçek zamanlı veri platformlarıyla desteklenmelidir.

Özetle konumsal marjinal fiyatlandırma (LMP) mekanizması, Türkiye'nin daha geniş kapsamlı 2053 Net Sıfır stratejisinin temel taşlarından biri olarak görülebilir. Bu mekanizma ile karbonsuzlaştırma, ekonomik verimliliği ve bölgesel entegrasyonu birbiriyle ilişkilendirebilir. Piyasa teşviklerinin, sistem değeriyle uyumlu hale getirilmesi de bu bağlamda önemli bir adım olacaktır.

6. Talep Tarafı Katılımı ve Tüketici Rolü: Konumsal marjinal fiyatlandırma (LMP), Türkiye'nin mevcut piyasa tasarımında büyük ölçüde etkinleştirilememiş olan talep tarafı katılımı için de yeni fırsatlar sunabilir:

- Yüksek fiyatlı bölgelerdeki tüketiciler, puant yük dönemlerinde tüketimi kaydırma veya azaltma yönünde daha güçlü teşviklerle karşı karşıya kalacaktır. Bu da doğal bir talep tarafı katılımı durumunu yaratacaktır.
- Toplayıcılar (agregatör) da, tüketicilere şebeke desteği sunmaları karşılığında ödeme yaparak, bu esnekliği ekonomik değere dönüştürmede bölgesel dinamiklerden faydalanabilirler.

Bu etkileşimler, puant yükleri azaltarak, kısıtları hafifletecek ve toplam sistem maliyetlerini düşürecektir. Böylece daha dinamik ve talep tarafı katılımının güçlü olduğu bir elektrik piyasası oluşacaktır. Türkiye için bu potansiyelin uygulanması, halihazırda sistem tarafından üstlenilen YAL/YAT maliyetlerinin önemli kısmını telafi edebilir.

7. Adil ve Kapsayıcı Bir Geçişin Sağlanması: Konumsal fiyatlandırma sistem verimliliği açısından çok yönlü faydalar sağlayan bir uygulama olmakla birlikte, reform sürecinin sosyal açıdan da kapsayıcı olması önemlidir. Bu nedenle, geçiş sürecinde:

- Konumsal fiyatlandırmanın amacı ve faydalarını anlatan kamu iletişim ve paydaş katılım süreçleri yürütülerek, tüketiciler ve bölgesel yönetimler nezdinde koordinasyonun güçlendirilmesi,
- Yüksek fiyatlı bölgelerdeki düşük gelirli haneler için hedefli sosyal desteklerin oluşturulması,

- Kamu kurumları arasında koordinasyon sağlanarak, piyasa reformunun yenilenebilir destek mekanizmaları (örneğin YEKDEM, YEKA) ve bölgesel ekonomik kalkınma stratejileriyle uyumlu biçimde yürütülmesi

hususları dikkate alınmalıdır. Sistem genelindeki verimlilik kazanımları, konumsal fiyat farklılıklarından doğacak üretim gelir azalmalarını önemli ölçüde telafi edebilir. Bu sayede tüm tüketiciler, düşük maliyet ve artan şebeke güvenilirliği kapsamında net fayda sağlayabileceklerdir. Bu tür bütünsel yaklaşımlar, konumsal fiyatlandırmanın ekonomik ve çevresel kazanımlarının toplumun tüm kesimlerine adil dağıtımını güvence altına alacaktır.

Sonuç olarak konumsal fiyatlandırmaya geçiş, teknik bir piyasa düzenlemesinin ötesinde, Türkiye'nin elektrik sistemini geleceğe hazırlayan stratejik bir dönüşüm hamlesi olarak değerlendirilmektedir.



İstanbul Politikalar Merkezi

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

European Climate Foundation

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

Agora Energiewende

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



Bankalar Caddesi, No:2, Minerva Han,
Kat:3, 34420 Karaköy/İstanbul
T: 0 (212) 292 49 39
E-posta: info@shura.org.tr
www.shura.org.tr

SHURA Kurucu Ortakları

