



TÜRKİYE İÇİN BATARYA ENERJİ DEPOLAMA SEÇENEKLERİ

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: Alkim Bağ Güllü, Hasan Aksoy, Sena Serhadlıoğlu (SHURA), Kenan Sitti, Mevlüt Akdeniz, Yıldız Durukan (MRC Türkiye)

Teşekkürler

Raporun hazırlanmasına katkı sağlayan Zsuzsanna Pato'ya (RAP) teşekkür ederiz. Bu raporun taslak sonuçları, Nisan 2024 tarihinde TEİAŞ Ar-Ge Müdürlüğü ve EPDK Enerji Dönüşümü Dairesi ile gerçekleşen paydaş istişare toplantılarında değerlendirilmiştir; sağlanan tüm geri bildirimler için teşekkür ederiz. Ayrıca, Mayıs 2024 tarihinde düzenlenen paydaş danışma toplantısında çalışmanın taslak sonuçlarını değerlendiren enerji ve batarya sektörlerinin değerli paydaşlarına da teşekkür etmek istiyoruz. Sağlanan tüm incelemeler, görüşler ve geri bildirimler için teşekkür ederiz.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, BMWK'nin 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 © 2024 Sabancı Üniversitesi

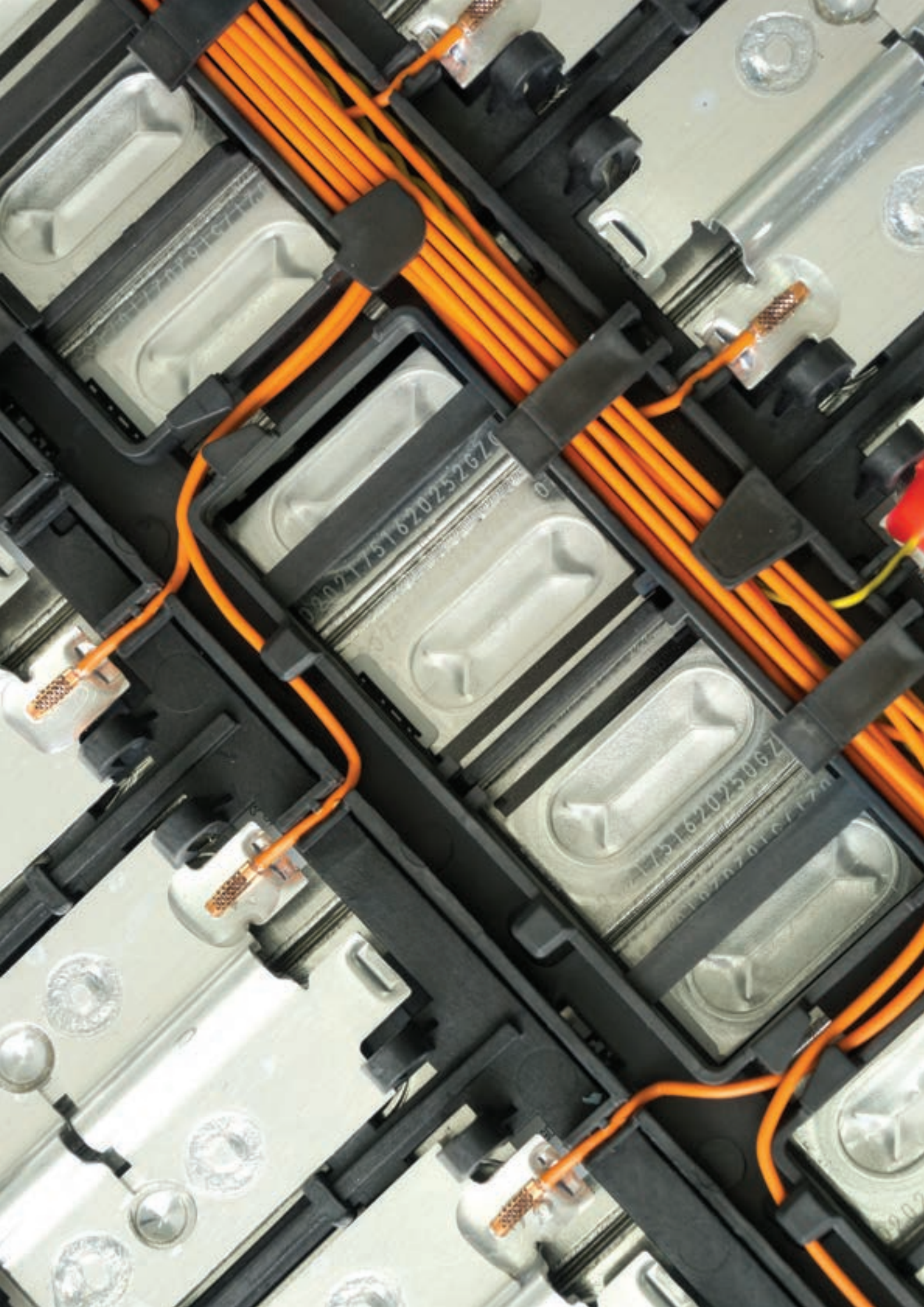
Sorumluluk Reddi

Bu rapor ve içeriği, çalışma kapsamında göz önünde bulundurulmuş kabuller, senaryolar ve 2023 yıl sonu itibarıyla mevcut olan piyasa koşulları doğrultusunda hazırlanmıştır. Bu kabullerin, senaryolar ve piyasa koşullarının değişime açık olması nedeniyle, rapor kapsamındaki gelecek dönem öngörülerinin, gerçekleşecek sonuçlarla aynı olacağı garanti edilemez. Bu raporun hazırlanmasına katkı yapan kurum ya da kişiler, raporda sunulan öngörülerin gerçekleşmemesi ya da farklı şekilde gerçekleşmesinden dolayı oluşabilecek ticari kazanç ya da kayıplardan sorumlu tutulamazlar.



**TÜRKİYE İÇİN
BATARYA ENERJİ
DEPOLAMA
SEÇENEKLERİ**





İÇİNDEKİLER

Şekil Listesi	5
Tablo Listesi	8
Kısaltmalar	9
Ana Mesajlar	12
1. Giriş	13
2. Batarya Enerji Depolama Sistem Teknolojileri	17
2.1. Küresel batarya enerji depolama kapasitesi ve gelişmeler	17
2.2. Mevcut batarya enerji depolama teknolojileri	21
2.2.1. Lityum-iyon (Li-iyon) bataryalar	22
2.2.2. Kurşun asit bataryalar	25
2.2.3. Sodyum-Kükürt (NaS) bataryalar	26
2.2.4. Sodyum-Nikel-Klorür (NaNiCl ₂) bataryalar	27
2.2.5. Akış bataryalar (VRFB)	28
3. Batarya Enerji Depolama Sistemlerinin Kullanım Alanları	29
3.1. Yatırımcıya yönelik hizmetler	29
3.1.1. Fiyat arbitrajı	29
3.1.2. Yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik depolama uygulamaları	30
3.1.3. Dengeleme Güç Piyasası (DGP)	31
3.1.4. Dengesizlik maliyetlerinin azaltılması	32
3.2. Tüketimi destekleyecek hizmetler	32
3.2.1. Yük kaydırma	32
3.2.2. Enerji güvenliği	33
3.3 Yan hizmetler	33
3.3.1. Primer Frekans Kontrol (PFK) Rezervi	34
3.3.2. Sekonder Frekans Kontrol (SFK) Rezervi	36
3.3.3. Reaktif güç desteği (Gerilim regülasyonu)	38
3.3.4. Oturan sistemin toparlanması (Black-start)	39
3.4. İletim şebekesi destek hizmetleri	40
3.4.1. Güç salınımlarının söndürülmesi	40
3.4.2. Özel koruma sistemi (SPS)	41
3.4.3. Asgari atalet kapsamında dinamik kararlılık ve gereksinimler	42
3.4.4. İletim sisteminde kısıt yönetimi	44
3.5. Kullanım alanlarına uygun teknolojiler	45

4. Bataryaların Şebekeye Etkileri ve Konumlandırma Optimizasyonu	47
4.1. Analizde kullanılan genel kabuller	47
4.2. Kurulu kapasite gelişim projeksiyonları	48
4.3. İletim şebekesi analizleri	51
4.3.1. İletim şebekesinin mevcut durum değerlendirmesi	51
4.3.2. Puant yük projeksiyonları	54
4.3.3. Şebeke gelişim modellemesi	58
4.3.4. Batarya enerji depolama sistemlerinin konumlandırılması	66
4.3.5. Şebeke etki analizi sonuçları	68
5. Fayda Maliyet Analizi	73
5.1. Fayda maliyet analizi için kullanılan temel parametre ve varsayımlar	73
5.1.1 Teknik parametreler	73
5.1.2 Batarya yatırım maliyetleri	74
5.1.3 Elektrik piyasası fiyat projeksiyonu	75
5.1.4 Seviyelendirilmiş hizmet maliyeti (LCOS)	77
5.2. Fiyat arbitrajına yönelik uygulamalar	77
5.2.1 Müstakil depolama - 10 MW kurulu kapasite	77
5.2.2 Müstakil depolamanın yenilenebilir enerji üretim kesintisine (Curtailment) etkisi	82
5.3. Yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik depolama sistemi uygulaması	85
5.3.1 10 MW Yenilenebilir enerji santraline bütünleşik depolama tesis (10 MW/40 MWh) kurulumu	85
5.3.2 Yenilenebilir enerji santraline bütünleşik depolama tesislerinin üretim kesintilerine etkisi	90
5.4. Sayaç arkası batarya depolama uygulamaları	93
5.4.1 Meskenlerde depolama tesis kurulumu	93
5.4.2 Çatı üstü GES ve batarya depolama kurulumu	96
5.5. Yan Hizmetler Piyasası'nda bataryaların fayda maliyet analizi	105
5.5.1 Primer Frekans Kontrolü (PFK)	105
5.5.2 Sekonder Frekans Kontrolü (SFK)	106
5.5.3 Reaktif güç desteği (Gerilim regülasyonu)	107
5.5.4 Oturan sistemin toparlanması (Black-start)	108
5.5.5 Özel Koruma Sistemi (ÖKS)	108
5.6. Dengesizlik maliyetlerinin azaltılması	109
5.7. İletim seviyesinde kısıt yönetimi	109
5.8. İletim şebekesinde yatırımların ertelenmesi	110
6. Batarya Enerji Depolama Politikaları, Hedef ve Stratejiler	115
6.1. Türkiye'de batarya enerji depolama ile ilgili mevcut mevzuat, politika ve hedefler	116
6.1.1 Depolama konusundaki mevcut mevzuat	116

6.1.2 Türkiye’de enerji depolamaya ilişkin hedefler ve izlenen politikalar	120
6.2. Avrupa Birliği’nde enerji depolama	121
6.2.1 AB’de enerji depolamaya ilişkin öne çıkan konular	122
6.2.2 Enerji depolamanın değerlendirildiği AB mevzuatları	123
7. Temel Sonuçlar ve Politika Önerileri	129
7.1. Şebekeye etki analizi sonuçları	130
7.2. Fayda maliyet analizi sonuçları	132
7.3. Bataryaların sisteme sağladığı faydalar	135
7.4. Politika önerileri	136
Kaynaklar	140
Ekler	146
A.1. Batarya enerji depolama teknolojilerinin teknik özellikleri, kullanım avantajları ve dezavantajları	146
A.2. Gelişmekte olan batarya enerji depolama teknolojileri	154
A.2.1. Gelişmiş Lityum-İyon Bataryalar	154
A.2.2. Lityum-Kükürt (Li-S) Bataryalar	154
A.2.3. Katı Hal Bataryalar	154
A.2.4. Metal - Hava (M-hava) Bataryaları	155
A.2.5. Sodyum-İyon (Na-iyon) Bataryalar	156
A.3. Uluslararası puant yük değişimleri	157
A.4. 2035 yılına kadar mevcut şebeke modeline eklenen yeni 400kV trafo merkezlerinin listesi	158
A.5. TEİAŞ Yatırım Planında yer alan ve 2035 Şebeke Modelinde Modellenen YG Hat/Kablo Projeleri	159
A.6. Avrupa Konseyi’nin depolamaya ilişkin Tavsiyesi’nin özeti	160

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1. Elektrik sektöründe yıllık olarak BEDS kapasite artışlarının küresel dağılımı	17
Şekil 2. Şebeke ölçekli yeni batarya kurulumlarının küresel olarak kullanım alanları	18
Şekil 3. ABD’de şebeke ölçekli batarya depolamanın kullanım alanları	19
Şekil 4. Hücre tabanlı batarya enerji depolama sistemlerinin çalışma prensibi	22
Şekil 5. Lityum-iyon batarya teknolojilerinin şarj/deşarj prensibi	23
Şekil 6. Batarya depolama sistemleri ve fosil yakıtlı enerji santralleri bazında PFK yan hizmeti performans grafiği	34

Şekil 7. Yıllara sari saatlik ortalama PFK rezerv kapasitesi	35
Şekil 8. Ortalama Saatlik SFK Rezerv Miktarı	37
Şekil 9. EPIAŞ Şeffaflık Platformu verilerine göre 01/01/22 - 20/04/24 dönemi için illere göre kısıt yönetimi toplam maliyeti (milyon TL)	45
Şekil 10. Elektrik üretiminde yenilenebilir ve değişken üretimli (rüzgâr ve güneş) yenilenebilir enerji kaynaklarının oranları ve enerji depolama sistemlerinin kurulu kapasite gelişimi	48
Şekil 11. 2023 yılı sonu itibarıyla bölgelere göre GES ve RES kurulu güç dağılımı	48
Şekil 12. SHURA net sıfır karbon yol haritası model çalışması sonuçları - Kurulu kapasite gelişimi	49
Şekil 13. 2035 yılı şebeke modeli - Bölgesel GES kurulu kapasite dağılımı	50
Şekil 14. 2035 yılı şebeke modeli - Bölgesel RES kurulu kapasite dağılımı	50
Şekil 15. 2035 yılı şebeke modeli - Bölgesel elektrolizör kurulu kapasite dağılımı	51
Şekil 16. Türkiye 400kV elektrik iletim sistemi	52
Şekil 17. Türkiye 400kV elektrik iletim sisteminin konvansiyonel gelişimi	53
Şekil 18. Bölgeler bazında brüt elektrik tüketimi yüzdeleri (2013-2022 yılları ortalaması)	54
Şekil 19. SHURA Net Sıfır 2053 senaryosuna göre yıllara sari toplam elektrik tüketim projeksiyonu	56
Şekil 20. 2035 yılı Ağustos ayı şebeke puant günü saatlik yük eğrisi	57
Şekil 21. 2035 yılı şebeke puant günü - Üretim kaynaklarının dağılımı	58
Şekil 22. Şebeke modelinin gelişim metodolojisi	59
Şekil 23. 2035 şebeke modelinde kullanılan geleneksel puant yük talep projeksiyonları	61
Şekil 24. 2035 yılında devreye alınması öngörülen yeni 400 kV'luk trafo merkezlerinin (kırmızı) şebekedeki konumları	63
Şekil 25. Planlanan yeni YG denizaltı hatlarındaki elektrik akışı	64
Şekil 26. 400kV şebekede devreye alınması öngörülen yeni trafo merkezleri	65
Şekil 27. Batarya kapasitesinin konumlandırılmasında kullanılan algoritma	67
Şekil 28. Şebeke modeli kapsamında modellenen bölgesel batarya toplam kapasiteleri	68
Şekil 29. 2035 yılı yaz dönemi şebeke yükleme koşulları - Puant gün	69
Şekil 30. Baz senaryo kapsamında konumlandırılmış bataryalar (a) ve ilave 500MW kurulu güçteki bataryanın Konya'ya taşındığı (b) senaryo sonuçları - Yaz mevsimi ve gündüz yüklenmesi durumu	70
Şekil 31. Baz senaryo kapsamında konumlandırılmış bataryalar (a) ve ilave 500MW kurulu güçteki bataryanın Konya'ya taşındığı (b) senaryo sonuçları - Yaz mevsimi ve gece yüklenmesi durumu	71

Şekil 32. Lityum-iyon bataryaların birim yatırım maliyet projeksiyonu	75
Şekil 33. 2023 yılı için yıllık ortalama PTF (saatlik bazda) gerçekleşmesi ile 2030 ve 2035 yılları için PTF tahminleri	76
Şekil 35. 2025-2035 yılları arasında arbitraj amaçlı müstakil depolama kullanımında teknoloji bazında LCOS projeksiyonları	79
Şekil 35. 4 saatlik şarj/deşarj kapasitesi ile 10 MW LFP batarya depolama tesisi için şarj/deşarj hacimleri (MWh) - Saatlik bazda yıllık ortalamalar	80
Şekil 36. LFP lityum-iyon bataryanın 4 saatlik şarj/deşarjı kapsamında LCOS ve gelir seviyelerinin projeksiyonu	82
Şekil 37. 2035 yılı müstakil depolamanın (2.160 MW/8.640 MWh) kâr maksimizasyonu için çalıştırıldığı durum (saat bazında)	83
Şekil 38. 2035 yılı müstakil depolamanın yenilenebilir elektrik kesintisini asgari seviyeye indirmede kullanıldığı durum (2.160 MW/8.640 MWh)	84
Şekil 39. Yenilenebilir enerji santraline bütünleşik depolama tesisleri için LCOS projeksiyonu	87
Şekil 40. 10 MW GES tesisine bütünleşik 10 MW/40 MWh LFP depolama tesisinin şarj-deşarj hacimleri (MWh) - Saatlik bazda yıllık ortalamalar	88
Şekil 41. 10 MW GES tesisine bütünleşik 10 MW/40 MWh LFP batarya için LCOS ve birim gelir projeksiyonları	89
Şekil 42. GES tesisine bütünleşik 1 saat kapasiteli LFP batarya için LCOS ve birim gelir projeksiyonu	90
Şekil 43. 2035 yılı yenilenebilir enerji santraline bütünleşik depolamanın azami kâr için çalıştırıldığı durum analizi (4.320 MW- 4 saat) - Saatlik bazda yıllık ortalama	91
Şekil 44. 2035 yılında depolama (LFP batarya 4.320 MW-4 saat) tesisinin yenilenebilir enerji santralindeki kesintiyi en aza indirecek şekilde çalıştığı durum - Saatlik bazda yıllık ortalama	92
Şekil 45. 2035 yılı depolama kapasitelerine göre önlenen yenilenebilir enerji kesinti (curtailment) miktarı	93
Şekil 46. Sayaç arkası NMC bataryanın mesken kullanımında LCOS ve birim gelir karşılaştırması	94
Şekil 47. Meskenlerde sayaç arkası batarya depolama ünitesi şarj-deşarj hacimleri (NMC 0,4 kW/4 saat)	95
Şekil 48. Sayaç arkası NMC batarya kurulumu için LCOS vedeşarj hacmi başına gelir karşılaştırması	97
Şekil 49. Mesken çatı GES (2 kW) ve NMC batarya (0,4 kW/1,6 kWh) kullanımı için saatlik profiller (yıllık bazda saatlik konsolide)	98
Şekil 50. Sanayi tüketicisi için sayaç arkası LFP bataryası için LCOS ve birim gelir karşılaştırması	101
Şekil 51. Sanayi tüketicisi için çatı üstü GES (1 MW) ve depolama (288 kW/4 saat) kurulumu örneğinde şarj-deşarj hacimleri (yıllık bazda saatlik konsolide)	102

Şekil 52. 2035 yılında toplam kapasitesi 720 MW olan sayaç arkası depolama (4 saat) uygulamasının saatlik olarak konsolide çalışma analizi (GWh)	103
Şekil 53. Sayaç arkası bataryaların 2035 yılındaki saatlik enerji tüketimi (720 MW)	104
Şekil 54. Yıllık ortalama PFK fiyatları (2020 - 2024)	106
Şekil 55. 2021 - 2024 yılları arasında aylık ortalama SFK fiyatları	107
Şekil 56. Batarya kapasitesindeki azalışa bağlı ilave şebeke kayıpları	110
Şekil 57. Radyal bağlantılı tipik 154kV trafo merkezleri	111
Şekil 58. Marmaris-Datça iletim hattı (Normal çalışma koşulları)	111
Şekil 59. Bir hattın hizmet dışı kaldığı durum ve sonraki hat akışı (N-1 beklenmedik durum)	112
Şekil 60. Datça bölgesi örneği kapsamında incelenen hat yüklenmeleri	112
Şekil 61. Batarya depolama tesisinin kurulduğu ve kurulmadığı durumlardaki hat yükleme profilleri (MW)	113

TABLO LİSTESİ

Tablo 1. Hizmet alanlarına göre kullanılabilir uygun batarya enerji depolama sistemi teknolojileri	46
Tablo 2. Türkiye iletim şebekesinin hat/kablo varlıkları (km)	53
Tablo 3. 2010-2023 yılları arasında şebekedeki puant güç, tüketim ve güç/enerji oranları	55
Tablo 4. Şebeke brüt puant talep projeksiyonu	57
Tablo 5. Tüketime göre hesaplanan ve model girdisi olarak kullanılmış bölgesel puant yük verileri	61
Tablo 6. 2053 yılı Türkiye şebeke modeline eklenen yeni iletim hatları	65
Tablo 7. Fayda maliyet analizlerinde esas alınmış batarya teknik parametreler	73
Tablo 8. Fayda maliyet analizinde kullanılan yatırım (CAPEX) ve işletme (OPEX) maliyetleri	74
Tablo 9. Batarya teknolojilerine göre yıllık ortalama çevrim sayısı projeksiyonları	78
Tablo 10. Batarya tiplerinin yıllık deşarj hacimleri (GWh)	79
Tablo 11. LFP lityum-iyon bataryaların yıllara sari toplam şarj sayısı projeksiyonu (4 saat kapasite)	81
Tablo 12. Batarya teknolojilerine göre yıllık ortalama çevrim sayısı projeksiyonu (GES:10 MWp/10 MWe - Depolama: 10 MW/40MWh)	86
Tablo 13. GES tesisine bütünleşik batarya teknolojilerinin yıllık deşarj hacimleri (GWh)	86
Tablo 14. Meskenler için NMC batarya kullanımı analizi sonuçları (Depolama: 0,40 kW-4 saat)	94

Tablo 15. Meskenlerde çatı üstü GES ve NMC batarya kurulum sonuçları (GES: 2 kW ve Depolama: 0,4 kW/4saat)	97
Tablo 16. Sanayi tüketicisi için depolamalı çatı üstü GES senaryosu sonuçları (Çatı GES:1 MWp ve Depolama: 288 kW/4saat)	100

KISALTMALAR

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ABD\$	Amerikan Doları
AC	Alternatif akım (Alternative Current)
AG	Alçak gerilim
AGC	Otomatik üretim kontrolü (Automatic Generation Control)
AVR	Otomatik voltaj regülatörü (Automatic Voltage Regulator)
BEDS	Batarya enerji depolama sistemi
BMS	Batarya yönetim sistemi (Battery Management System)
CAPEX	Yatırım maliyeti (Capital Expenditure)
CESA	Kıta Avrupası Senkron Bölgesi (Continental Europe Synchronous Area)
CfD	Fark sözleşmeleri (Contract for Difference)
Co	Kobalt
COP28	Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Taraflar Konferansı
CRM	Kapasite ücretlendirme mekanizması (Capacity Renumeration Mechanism)
ÇŞİDB	T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı
DGP	Dengeleme güç piyasası
DSG	Dengeden sorumlu grup
EASE	Avrupa Enerji Depolama Birliği (The European Association for Storage of Energy)
EC	Avrupa Komisyonu (European Commission)
EDAŞ	Elektrik Dağıtım A.Ş.
EED	Enerji verimliliği direktifi (Energy Efficiency Directive)
EKAP	Elektronik Kamu Alımları Platformu
ENTSO-E	Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EPDK	T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	T.C. Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
ETKB	T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETV	Elektrik tüketim vergisi
FCR	Primer frekans kontrolü (Frequency Containment Reserve)

FFR	Hızlı frekans rezervi (Fractional Flow Reserve)
GES	Güneş enerji santrali
GIS	Gaz yalıtımlı şalt (Gas insulated switchgear)
GİP	Gün içi piyasası
GÖP	Gün öncesi piyasası
GSYİH	Gayri safi yurt içi hasıla
GTŞ	Görevli Tedarik Şirketleri
GW	Gigavat
GWh	Gigavat-saat
HDVC	Yüksek voltajlı doğru akım (High voltage direct current)
HES	Hidroelektrik enerji santrali
Hz	Hertz
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
KDV	Katma değer vergisi
km	Kilometre
KOBİ	Küçük ve orta büyüklükte işletme
kV	Kilovolt
kW	Kilovat
kWh	Kilovat-saat
LCO	Lityum kobalt oksit bataryalar
LCOS	Seviyelendirilmiş hizmet maliyeti (Levelised Cost of Service)
LFP	Lityum demir fosfat bataryalar
Li-iyon	Lityum-iyon bataryalar
LMO	Lityum manganez oksit bataryalar
LTO	Lityum titanat bataryalar
m ²	Metrekare
m ³	Metreküp
MCM	Dairesel mil (Thousands of circular mils)
Mn	Manganez
mFRR	Manuel frekans yenileme rezervi (Manual Frequency Restoration Reserve)
MVAR	Milyon Volt-Amper-Reaktif
MW	Megavat
NaS	Sodyum-kükürt bataryalar
NCA	Lityum nikel kobalt alüminyum bataryalar
Ni	Nikel
NMC	Nikel manganez kobalt bataryalar
NREL	ABD Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (National Renewable Energy Laboratory)
NTK	Net transfer kapasitesi
OG	Orta gerilim
OPEX	İşletme giderleri (Operational Expenditure)
OSOS	Otomatik sayaç okuma sistemi
ÖKS	Özel koruma sistemi

ÖTV	Özel tüketim vergisi
PHES	Pompaj depolamalı hidroelektrik enerji santrali
PFK	Primer frekans kontrolü
PTF	Piyasa takas fiyatı
RES	Rüzgâr enerji santrali
RoCoF	Frekans değişim hızı (Rate of Change of Frequency)
SBB	T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı
SCADA	Gözetleyici kontrol ve veri toplama sistemi (Supervisory Control and Data Acquisition)
SFK	Sekonder frekans kontrolü
SMF	Sistem marjinal fiyatı
sn	Saniye
SPS	Özel koruma sistemi (Special Protection System)
STATCOM	Statik senkron kompensatör (Static Synchronous Compensator)
SVC	Statik VAR kompensatörü (Static VAR Compensator)
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TL	Türk Lirası
TTFO	Toprak teli fiber optikli
TW	Teravat
TWh	Teravat-saat
UEP	Ulusal Enerji Planı
UPS	Kesintisiz güç kaynağı (Uninterruptible Power Supplies)
VAR	Volt-amper reaktif
VPL	Sanal Güç Hattı (Virtual power lines)
VRFB	Vanadyum redoks akış bataryalar
YAL	Yük Al
YAT	Yük At
YEKA	Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM	Yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması
YG	Yüksek gerilim
°C	Santrigrat derece

Ana Mesajlar

- Net sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçiş sürecinde, fosil yakıtlı enerji santrallerin yerini yenilenebilir enerji santrallerinin alacağı öngörülmektedir. Batarya enerji depolama sistemleri, elektrik sistemine esneklik sağlayarak değişken üretime sahip rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin şebekeye entegrasyonunu hızlandırmaktadır.
- Türkiye’de batarya enerji depolama sistemlerinden azami seviyede faydalanabilmek için bataryaların hizmet edecekleri alanlara yönelik, en uygun teknoloji ve sistemsel konumların belirlendiği bir yol haritasının oluşturulması elektrik sektörü açısından çok yönlü faydalar sağlayacaktır.
- Batarya enerji depolama sistemlerinin elektrik sisteminde optimum şekilde konumlandırılması ile toplam şebeke kayıplarında azalmalar meydana gelmektedir. Böylece, şebeke kayıplarının ve 400kV hat yüklenmelerinin belirli seviyelere kadar azaltılabilmesi mümkün olabilir.
- Batarya enerji depolama sistemleri, gündüz saatlerinde üretimleri fazla olan güneş enerjisi santrallerinden gelen ihtiyaç fazlası elektriği depolayarak yenilenebilir enerji kesintisini (curtailment) engelleyebilirler. Analizde 2035 yılındaki toplam 7,2 GW/28,8 GWh batarya kapasitesinin 6,9 TWh yenilenebilir enerji kesintisini önleyebileceği hesaplanmıştır. Bu sayede 2035 yılında doğalgaz tüketimi yaklaşık 11,7 TWh azaltılmış olacak ve 369 milyon ABD\$ seviyesinde doğal gaz ithalatı engellenebilecektir. Böylelikle 2035 yılında toplam 2,3 milyon ton karbon emisyon azaltımı sağlanacaktır.
- Batarya enerji depolama sistemleri yenilenebilir enerji kesintisi azaltımının yanı sıra Yan Hizmetler Piyasası’nda fosil yakıtlı enerji santrallerine olan ihtiyacı da zamanla azaltacak ve orta-uzun vadede asgari seviyelere indirebilecektir. Yaklaşık 350-400 MW seviyesinde olan Primer Frekans Kontrolü ihtiyacı ve 1.200 MW civarındaki Sekonder Frekans Kontrolü ihtiyacı bataryalar tarafından karşılanabilir. Ayrıca bataryaların, santrallerdeki oturan sistemin toparlanması (black-start) hizmetine yönelik dizel generatörlerin yerini alacağı da öngörülmektedir.

1. Giriş

Küresel olarak etkileri günden güne artarak devam eden iklim değişikliği, başta Avrupa ülkeleri olmak üzere dünyadaki pek çok ülkenin sera gazı emisyonlarını azaltma konusunda eyleme geçme ve bu doğrultuda ekonomilerini karbonsuzlaştırma için yol haritaları hazırlama ihtiyacını doğurmuştur. Süregelen iklim krizinin yanı sıra, Covid-19 salgını ile etkileri daha da derinleşmiş enerji krizi, küresel enerji fiyatlarında hızlı bir yükseliş trendini tetiklemiş ve 2022 yılında başlayan Rusya-Ukrayna savaşı ile birlikte enerji fiyatları benzeri görülmemiş yeni seviyelere ulaşmıştır (SHURA, 2024). Bu durum, özellikle enerjide dışa bağımlı ülkeler için hem arz güvenliği hem de ekonomik sorunları gündeme getirmiştir. Küresel enerji krizi göstermiştir ki, ülkelerin enerji arz güvenliğini ve enerjiye ekonomik erişimi sağlamanın en etkin yolu, fosil yakıtlardan yerli ve temiz enerji kaynaklarına geçiş olacaktır. Bu bağlamda başta Avrupa Birliği (AB) olmak üzere, Paris İklim Anlaşması'na taraf olan çoğu ülke, iklim-nötr bir ekonomiye geçiş için daha hırslı hedefler belirlemeye başlamıştır.

Kasım 2023 tarihinde Dubai'de düzenlenmiş 28. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Taraflar Konferansı'nda (COP28) toplam 138 ülke, Paris İklim Anlaşması hedeflerine paralel olarak, 2030 yılına kadar küresel yenilenebilir enerji kapasitesini 3 katına çıkarma konusunda birlikte çalışma taahhüdünde bulunmuşlardır (COP28, 2023). Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) ayrıca yüzyıl ortasına kadar küresel olarak net sıfır emisyon hedeflerine ulaşılmasında, 2030 yılı ara hedeflerin önemini vurgulamaktadır. Özellikle yenilenebilir enerji kapasitesi hedefi, ülkelerin elektrik sistemlerinin esnekliğinin de hızlıca artırılması gerekliliğini öne çıkarmaktadır.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi'nin Şubat 2023 tarihinde yayınladığı "Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası" raporu kapsamında yürütülmüş modelleme çalışması, Türkiye'nin 2053 yılına kadar enerji yoğunluğundaki azalma sayesinde ekonomik büyüme ve refahtan fedakarlık etmeden iklim-nötr bir ekonomiye geçebileceğini göstermiştir. Analizden çıkan bir diğer önemli sonuç ise, yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki payının 2053 yılına kadar %90 seviyesine ulaşmasıdır. Değişken üretime sahip rüzgâr ve güneş enerjisinin toplam elektrik üretimi içindeki payı 2053 yılında %77 seviyesine çıkmaktadır. Değişken üretimin elektrik sistemi içindeki payının bu denli artması şebeke esnekliği opsiyonlarının da sisteme dahil edilmesini gerektirmektedir. Bu bağlamda, model sonuçlarına göre Türkiye'nin 2053 yılına kadar 30 GW/120 GWh'lik batarya enerji depolama kapasitesine, 3,2 gigavat (GW) pompaj depolamalı hidroelektrik santrali kapasitesine ve toplam 70 GW seviyesinde elektrolizör kapasitesine ihtiyacı olacaktır. Elektrolizörler özellikle güneş ve rüzgâr enerjisi santrallerinden üretilen fazla enerjinin e-yakıtlara dönüştürülmesi ve üretilen yakıtların mevsimsel olarak depolanmasını sağladıklarından, uzun dönemli depolama

için de kullanılabilir (SHURA, 2023). Şebekenin daha kısa süreli (saatlik) dengeleme ihtiyaçlarını karşılamak için ise batarya enerji depolama sistemleri ve pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri (PHES) gibi esnek kaynaklar öne çıkmaktadır. Enerji depolamada kurulu güç bakımından dünyada önde gelen teknoloji PHES'ler olsa da, teknolojik gelişmeler, kurulum kolaylığı ve düşen maliyetlerle birlikte batarya enerji depolama sistem yatırımları da hızla artmaktadır.

Batarya enerji depolama sistemleri yatırımcı ve sistem işletmecisi için çeşitli faydalar sağlamaktadır. Sistem işletmecisi açısından değerlendirildiğinde bataryalar, frekans düzenlemesi ve bölgesel kısıtların yönetimi gibi uygulamalarda sistemin etkin çalışmasında rol alabilirler. Frekans yönetimi kullanım alanında Yan Hizmetler ve Dengeleme Güç Piyasaları'na katılımlarıyla ilgili piyasalarda daha az esnek termik ve hidroelektrik santrallerin (HES) kullanım saatleri azaltılabilir ve böylelikle maliyetler düşürülebilir (SHURA, 2022). Sistem işletmecisi için önemli diğer kullanım alanı ise bölgesel kısıtların yönetimidir. Türkiye iletim şebekesi düşünüldüğünde, Kuzey Marmara bölgesinde talebin fazlalığına karşın arzın düşük kalması; doğu bölgelerinde ise talebin nispeten düşük olmasına karşın hidroelektrik kaynaklı arzın yüksek oluşu ve Batı Anadolu bölgesinde de rüzgâr enerjisinin yoğun olması iletim sisteminde çeşitli kısıtlar meydana getirmektedir. Sistem işletmecisi oluşan bölgesel kısıtların yönetilmesinde Dengeleme Güç Piyasası'nda Yük Al (YAL) ve Yük At (YAT) talimatları vermekte ve bu durum ilave maliyetler yaratmaktadır (SHURA, 2022). Batarya depolama tesislerinin doğru yerlerde kurulmasıyla sistemin işletilmesinde karşılaşılan kısıtların yönetimi kolaylaşabilir ve aynı zamanda oluşan maliyetlerin düşmesi sağlanabilir.

Yatırımcılar nezdinde ise batarya teknolojileri, hem değişken yenilenebilir enerji üretiminin dengelenmesinde hem de arbitraj ve piyasalara katılım yoluyla gelir amaçlı kullanılabilirdiğinden, son yıllarda yatırımların odağında olmuştur. Arbitraj, toptan elektrik piyasası fiyatlarının saatlik bazda değişimlerinden yararlanarak kazanç elde edilmesi prensibine dayanmaktadır. Bataryalar gün içinde elektrik fiyatlarının düşük olduğu ya da üretim tesisine bütünleşikse, üretimin tüketimi geçtiği saatlerde elektriği depolarken, elektrik fiyatlarının yüksek olduğu ya da arz ihtiyacında depolanan elektriği şebekeye verebilirler. Böylelikle, yatırımcılar için ek bir gelir sağlayabilirler. Özellikle değişken üretime sahip rüzgâr (RES) ve güneş enerjisi santrallerine (GES) bütünleşik kurulacak bataryalarla, üretim tesislerinin dengesizliklerini yönetme imkanı da sağlanmış olacak ve bu tesislerin şebekeye entegrasyonu kolaylaşacaktır.

Batarya enerji depolama teknolojilerinde kullanılan farklı elektrokimyasal malzemelerin kullanım alanlarına göre farklı avantaj ve dezavantajları bulunmaktadır. Dolayısıyla, batarya enerji depolama sistemleri, planlanan

coğrafi alanlar ve kullanım amacı (arbitraj, üretim tesisi dengesizliklerini yönetme, frekans düzenleme vb.) doğrultusundaki ihtiyaçları karşılayacak şekilde planlanmalı ve tasarlanmalıdır. Bu bağlamda çalışma; Türkiye’de yenilenebilir enerji potansiyelinden azami seviyede yararlanılmasını sağlayacak esneklik opsiyonlarından biri olan bataryalardan etkin olarak faydalanılması için, Türkiye genelinde batarya teknolojilerinin konumsal dağılımını, hangi hizmetlerde kullanılabileceğini ve iletim şebekesine olan etkilerini analiz etmeyi amaçlamaktadır.

Rapor şu şekilde tasarlanmıştır: Bölüm 2’de günümüzde küresel olarak batarya enerji depolama teknolojilerinin görünümü, ticari olarak kullanılan batarya teknolojileri; Bölüm 3’te batarya enerji depolama sistemlerinin potansiyel kullanım amaçları; Bölüm 4’te batarya enerji depolama sistemlerinin nümerik bir model ile simüle edilerek şebeke üzerine etkilerinin değerlendirilmesi; Bölüm 5’te öne çıkan batarya enerji depolama sistemlerinin farklı kullanımları için yürütülmüş fayda-maliyet analiz sonuçları; Bölüm 6’da, Türkiye’de mevcut durumda bataryalar ile ilgili mevzuat ve politikalar üzerine değerlendirmeler ele alınmakta; son bölümde ise sonuçlar ve Türkiye için politika önerileri özetlenmektedir.

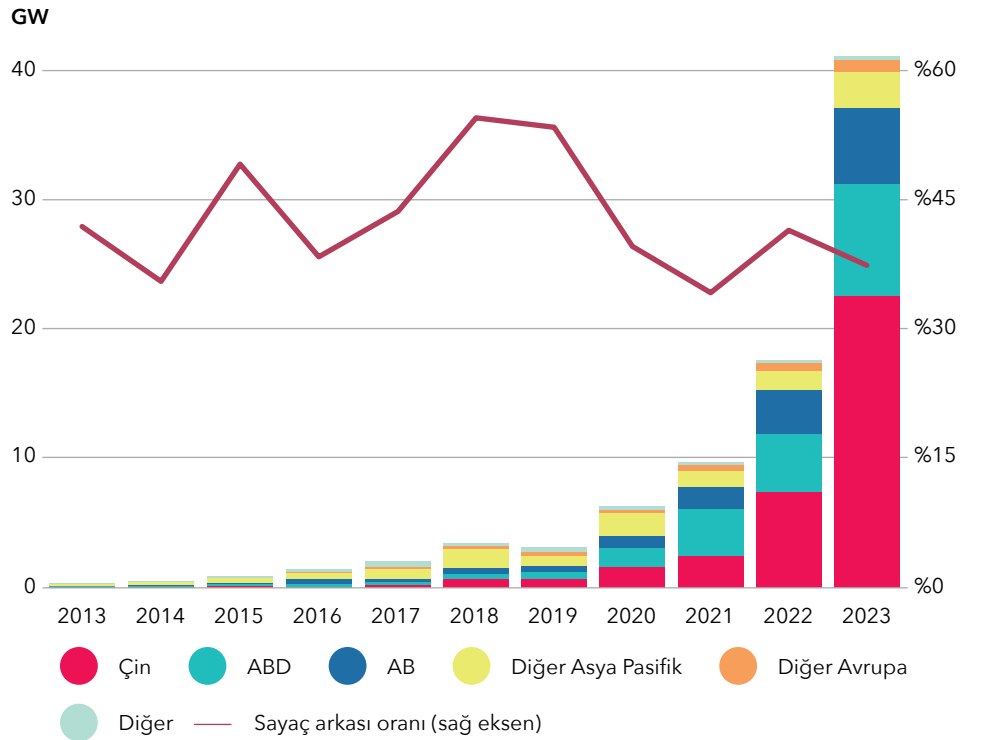


2. Batarya Enerji Depolama Sistem Teknolojileri

2.1. Küresel batarya enerji depolama görünümü

Küresel olarak batarya enerji depolama sistemlerinin (BEDS) yatırım maliyetlerinin düşmesi, güneş enerjisi alım garantilerinin sona ermesi ve çok zamanlı tarife uygulamalarının yaygınlaşması, batarya yatırımlarının önünü açan önemli faktörlerdendir. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından Nisan 2024 tarihinde yayımlanan analizlere göre, 2023 yılında elektrik sektöründe küresel olarak toplam 40 gigavatı (GW) aşan (~90 GWh) batarya kapasitesi eklenmiştir (IEA, 2024). Yıllara sarı batarya kapasite artışları Şekil 1'de gösterilmektedir. 2023 yılında eklenen 40 GW'lık kapasitenin %65'i (26 GW) şebeke ölçeğinde ve kalan kısmı (%35) sayaç arkası kurulumlardır. Son durumda, küresel olarak elektrik şebekesindeki toplam batarya kapasitesi 190 gigavat-saate (GWh) ulaşmıştır.

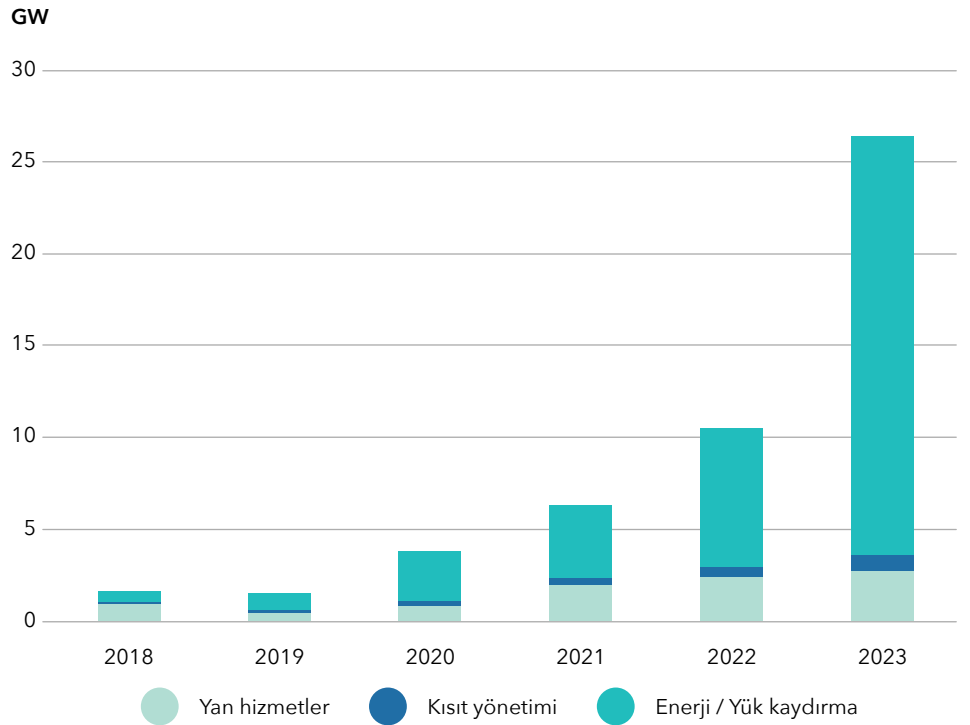
Şekil 1. Elektrik sektöründe yıllık olarak BEDS kapasite artışlarının küresel dağılımı



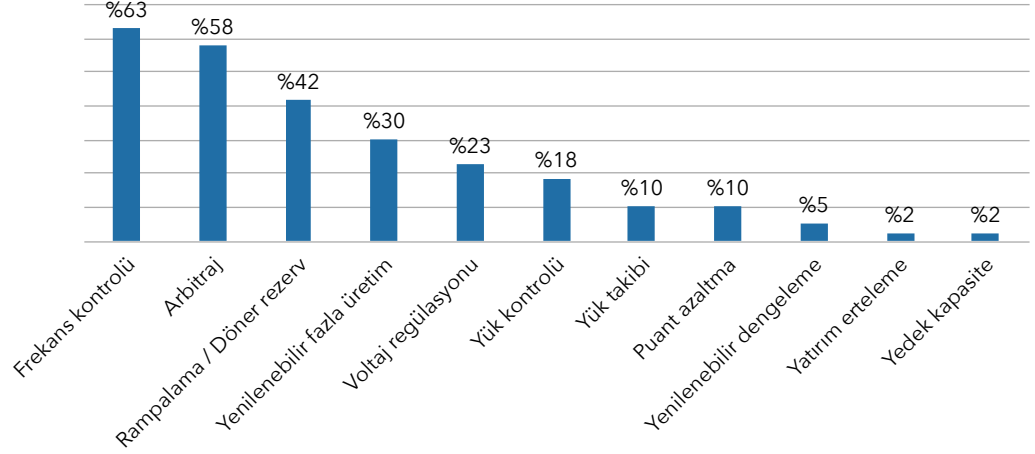
Kaynak: IEA (2024)

Batarya depolama sistemleri elektrik piyasasında farklı gelir fırsatlarının değerlendirilmesi ya da teknik olarak elektrik sisteminde esneklik gereksinimlerinin karşılanması gibi çeşitli amaçlarla kullanılabilir. 2023 yılında eklenmiş şebeke ölçekli yeni batarya kurulumlarının %85'i yük kaydırma amacıyla kurulmuştur (IEA, 2024). Bataryaların ilk aşamada genellikle yan hizmet amaçlı kurulumları öne çıkmaktayken, devreye alınan yeni kapasiteler daha çok enerji/yük kaydırma amaçlıdır (Şekil 2).

Şekil 2. Şebeke ölçekli yeni batarya kurulumlarının küresel olarak kullanım alanları



2021 yılında Amerika Birleşik Devletleri'nde (ABD) kurulu BEDS kullanım alanları Şekil 3'te gösterilmektedir (EIA, 2023; EIA, 2023b). ABD'de de depolama tesislerinin daha çok frekans kontrolü amacıyla kurulduğu anlaşılmaktadır. Bataryaların birden fazla hizmet alanında kullanılması nedeniyle Şekil 3'teki toplam %100'ü geçmektedir.

Şekil 3. ABD’de şebeke ölçekli batarya depolamanın kullanım alanları

Batarya teknolojilerinin kısa tepki süresi sayesinde, şebekede primer frekans kontrolü (FCR) hizmetinden daha hızlı olan hızlı frekans rezervi (FFR) hizmeti de sağlayabilmektedir. Avrupa’da özellikle İsveç sistem operatörü Svenska Kraftnat, İrlanda’da EirGrid ve Birleşik Krallık’taki SONI ve National Grid, FFR hizmetini bataryalardan sağlamaktadırlar (Avrupa Komisyonu, 2023c).

IEA (2024) verilerine göre, 2023 yılında elektrik sektöründe kullanılan bataryaların piyasa hacmi neredeyse 40 milyar ABD\$ seviyesine ulaşmıştır. Bu hacmin %90’ını Çin, Avrupa Birliği (AB) ve ABD oluşturmaktadırlar. Çin, küresel batarya kurulum dağılımındaki %55’lik payıyla lider konumdadır ve 2023 yılında şebekesine toplam 23 GW gücünde batarya eklemiştir (IEA, 2024). Bu kapasitenin üçte ikisini şebeke ölçeği kurulumları oluşturmaktadır. Çin’de batarya kurulumlarının artışıdaki en önemli etmenin, hükümetin kurulacak yeni rüzgâr ve güneş santrallerinin depolamalı olarak kurulması zorunluluğunu getirmesi olduğu değerlendirilmektedir (IEA, 2024). IEA’ya göre, Çin’deki sayaç arkası kurulumlarının çoğunluğu büyük ölçekli ticarethane aboneleri tarafından yapılmaktadır. Bu kapsamdaki yatırımları teşvik eden temel etkenlerin ise, uygulanan sübvansiyonlar ve çok zamanlı tarifelerin yaygınlaştırılmasıdır.

2023 yılındaki bir diğer önemli gelişme ise ABD’de gözlemlenmiştir. ABD’de 2023 yılında bir önceki yılın yaklaşık iki katı kadar, yani toplam 8 GW kapasiteli batarya kurulumu gerçekleşmiştir. Bu kapasitenin ise yaklaşık %90’ını şebeke ölçeği kurulumları oluşturmaktadır. ABD’de batarya kurulumlarının artmasındaki temel motivasyonlardan biri de eyaletlerin net-sıfır hedefleri ve bu doğrultuda yaptıkları ya da yapmaya başlayacakları vergi indirimleridir (IEA, 2024).

AB'nin 2030 yılı enerji depolama kapasite hedefi 45 GW'dır. AB'de 2023 yılındaki enerji depolama kapasitesi yaklaşık 6 GW seviyesinde gerçekleşmiştir. 2023 yılında kurulan bu kapasitenin %90'ını sayaç arkası bataryalar oluşturmaktadır. Özellikle Almanya ve İtalya'daki yüksek perakende elektrik fiyatları, batarya kurulumları için vergi indirimleri ve düşük faizli krediler, depolamalı güneş enerjisi sistemi (GES) kurulumlarını artırmıştır. 2023 yılında Almanya ve İtalya'daki çatı üstü GES'lerin %80'i depolamalı olarak kurulmuştur. AB'de İsveç, İspanya, İtalya ve Almanya depolama tesislerinin vergi ve şebeke bedeli ödemelerinin çift yönlü (alış ve veriş olarak) alınmaması için gerekli düzenlemeleri yapmışlardır.

Avustralya'da ise 2023 yılında kurulan yeni batarya kapasitesi bir önceki yılın 2,5 katı olarak gerçekleşerek 1,3 GW seviyesine çıkmıştır (IEA, 2024). Kurulan yeni kapasitenin %60'lık kısmı şebeke ölçeğindedir. Avustralya'daki şebeke ölçeğindeki batarya kapasitesinde gözlemlenen bu artışta, saatlik elektrik fiyatlarındaki yüksek arbitraj imkânı ve yüksek yan hizmet ücretleri yatırımlar için teşvik oluşturmuştur. Mesken aboneleri için depolamalı çatı üstü GES'lerde sağlanan finansal teşvikler, sayaç arkası gelişiminin omurgasını oluşturmaktadır. Avustralya, batarya kurulum yatırımlarını hızlandırmak için "Kapasite Yatırım Planı"¹ kapsamında depolama tesislerini de içeren 32 GW seviyesinde yeni dağıtık enerji kapasitesi kurulumunu planları arasına almıştır.

Benzer bir uygulama ile Hindistan'da da kısa-orta vadede batarya kapasitesinin artması mümkün olduğu değerlendirilmektedir (IEA, 2024). IEA'nın yaptığı analizlere göre depolamalı GES yatırımlarının mevcut durumda yeni kömür santrali yatırımlarına göre daha maliyet etkindir (IEA, 2024).

Türkiye'de henüz şebeke ölçeğinde kurulu bir bataryalı enerji depolama tesisi bulunmamaktadır. Ancak, depolama tesisi kuran yatırımcılara, yenilenebilir enerji santrali kurma hakkı tanıyan mevzuat değişikliği² depolamalı elektrik üretim tesisi kurmak için başvuruların alınmasını mümkün kılmıştır. Haziran 2024 itibarıyla önlisanslı depolama kapasitesi başvuruları 32 GW seviyesine ulaşmıştır (EPDK, 2024b). Dolayısıyla, Türkiye'nin depolama kapasitesinin yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik olarak artacağı öngörülmektedir.

Batarya enerji depolama teknolojisi için gerekli olan kritik mineraller düşünüldüğünde ise Çin, dünya çapındaki toplam lityum ve kobalt madenlerinin yarısına sahip olduğu için öne çıkmaktadır. Bununla birlikte, Çin ayrıca dünyadaki batarya hücresi üretim kapasitesinin de %85'ine sahiptir (IEA, 2024). Bununla birlikte, özellikle batarya hücre üretimi kapsamında diğer ülkelerde yürütülen yatırımlarla birlikte orta vadede (2030) Çin'in payının toplam kapasitenin üçte ikisine gerileyeceği ve kalan kapasitenin

¹ Capacity Investment Scheme

² Elektrik Piyasası Kanunu, Madde 7/10.

AB ve ABD'ye dağılacağı öngörülmektedir. Böylelikle AB ve ABD kendi iç ihtiyaçlarını tamamen yerli üretimden karşılayabileceklerdir (IEA, 2024).

Lityum-iyon bataryaların fiyatları, 2010 yılında 1.400 ABD\$/kWh seviyesindeyken, 2023 yılında 140 ABD\$/MWh seviyesine gerilemiştir. Teknolojinin gelişmesiyle birlikte bu bataryaların enerji yoğunluklarında da ciddi artışlar yaşanmıştır. Lityum-iyon batarya fiyatlarının 2030 yılına kadar, 2023 yılına göre %40 düşmesi beklenmektedir (IEA, 2024).

Lityum-iyon teknolojilerinden olan lityum-demir-fosfat (LFP), 2022 ve 2023 yıllarında kurulan yeni batarya kapasitesinin sırasıyla %65 ve %80'ini oluşturmuştur (IEA, 2024). LFP kurulumlarının bu kadar kısa sürede hızla artmasında, teknolojinin düşük maliyeti, görece yüksek çevrim sayısı ve güvenli işletiminin bulunduğu değerlendirilmektedir.

2.2. Mevcut batarya enerji depolama teknolojileri

Çalışma kapsamında temel olarak, şebeke ölçekli elektrokimyasal batarya enerji depolama uygulamalarına ve bunların elektrik şebekesi üzerindeki etkilerine odaklanılmaktadır. Bu bağlamda, nispeten olgunlaşmış ve güncel durumda ticari olarak kullanılan aşağıdaki batarya teknolojileri³ öncelikli olarak incelenmiştir:

- Lityum-iyon teknolojileri:
 - Lityum Kobalt Oksit (LiCoO_2) – LCO
 - Lityum Nikel Kobalt Alüminyum Oksit (LiNiCoAlO_2) – NCA
 - Lityum Manganez Oksit (LiMn_2O_4) – LMO
 - Lityum Titanat (Li_2TiO_3) – LTO
 - Lityum Demir Fosfat (LiFePO_4) – LFP
 - Lityum Nikel Manganez Kobalt Oksit (LiNiMnCoO_2) – NMC
- Kurşun-Asit
- Sodyum-Kükürt (NaS)
- Sodyum Nikel Klorür (NaNiCl_2)
- Akış Bataryalar

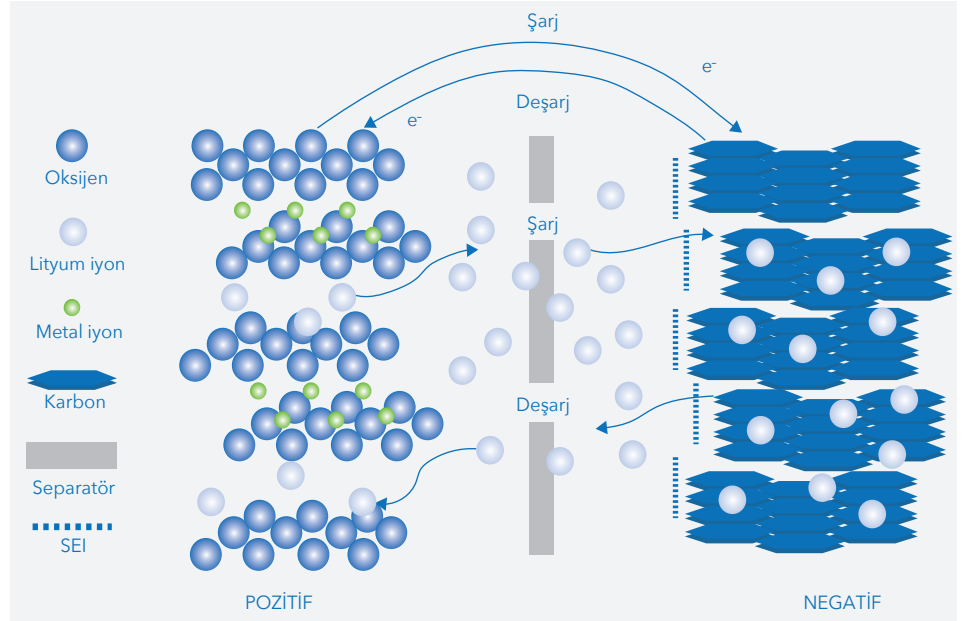
Depolama teknolojileri arasında farklılıklar olmasına rağmen, bataryaların genel çalışma prensibi Şekil 4'te gösterilmektedir⁴.

³ Bu teknolojilerin daha detaylı bir incelemesi, SHURA Enerji Dönüşümü'nün 2019 yılında yayımladığı, "Enerji ve Ulaştırma Sektörlerinde Batarya Teknolojilerinin Rolü: Eğilimler, Fırsatlar ve Yenilikçi Uygulamalar" raporunda bulunmaktadır.

⁴ Gösterilen üst düzey blok şeması bataryaların koruma ve güvenlik bileşenlerini göstermemektedir.

karbon anoda doğru hareket etmesi; burada harici elektronlarla birleşmesine ve lityum atomları olarak karbon katmanları arasında birikmelerine neden olur (Şekil 5). Deşarj sırasında bu süreç tersine dönmektedir.

Şekil 5. Lityum-iyon batarya teknolojilerinin şarj/deşarj prensibi⁶



Li-iyon bataryalar farklı sektörlerde çeşitli amaçlar ve hizmetler için kullanılabilirler. Konut ve ticarethanelerde GES ile birlikte kullanılabilir. Dağıtım sisteminde, akıllı şebekelere gerilim regülasyonu, kapasite ve beklenmedik durum desteği sağlanmasında kullanılabilirler. İletim sisteminde, reaktif güç desteği, frekans kontrolünün sağlanması, oturan sistemin toparlanması vb. yan hizmetlerde kullanılabilirler. Yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeye entegrasyonunda, gerilim ve frekans desteği ile değişken üretimli santrallerdeki yük profilinin düzenlenmesi için de kurulabilirler.

Mevcut durumda, li-iyon bataryaların özgül enerji yoğunluğu 120 - 180 Wh/kg seviyesindedir. Bununla birlikte, yeni nesil li-iyon bataryaların enerji yoğunluğunun 500 Wh/kg seviyelerine kadar çıkarılması hedeflenmektedir. Böylelikle daha yüksek enerji ve düşük maliyetli li-iyon bataryalar geliştirilebilecektir. Bu bağlamda yüksek enerjili hücre üretimi için yüksek kapasiteli Li-metal anot ve nikel-manganez-kobalt-oksit (NMC) veya kükürt (S) bazlı katot kullanılması değerlendirilmektedir. Ticarileşmiş grafit⁷ anotlar, istikrarlı elektrokimyasal performans ve yüksek spesifik kapasite gibi tercih edilen özelliklerinin yanı sıra nispeten düşük kapasiteye sahiptirler. Bu

⁶ EASE veritabanı, <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>

⁷ Doğanın bir karbon malzemesi olan grafit, istikrarlı elektrokimyasal performansı ve yüksek spesifik kapasitesi nedeniyle, son teknoloji ürünü Li-iyon bataryalarda ağırlıklı olarak anot malzemesi olarak kullanılmaktadır.

nedenle de grafit anotlar gelişmiş batarya hücreleri için sınırlayıcı bir faktör olarak görülmektedirler. Geleneksel olarak kullanılan grafit anotun, silikon anotla değiştirilmesi durumunda grafitin hacimsel ve gravimetrik kapasitesi 10 kat artırabilmektedir (PNNL, 2024). Bununla birlikte, silikonun şarj ve deşarj ile genişleşip büzülmesi ve mekanik strese maruz kalması daha kısa çevrim ömrüne neden olmaktadır (Casimir, A. ve diğerleri, 2016).

Maliyet ve enerji yoğunluğu bakımından lityum-demir-fosfat (LFP) bataryalar, şebeke ölçeğinde depolama için tercih edilen bir teknolojidir. Diğer lityum-iyon teknolojilerinden⁸ olan nikel-kobalt-alüminyum (NCA) ve nikel-manganez-kobalt (NMC) konutlarda ve batarya kurulum alanınının kısıtlı olduğu diğer mekanlardaki enerji depolama uygulamalarında sıkça kullanılmaktadır.

Lityum tabanlı bataryalar arasında:

- **Lityum-Kobalt-Oksit (LiCoO₂) - LCO:**

LCO tipi bataryalarda katot kobalt oksit (CoO₂), anot ise grafitten oluşur. Katot katmanlı bir yapıya sahiptir.⁹ Bu teknoloji genellikle cep telefonları, dizüstü bilgisayarlar ve dijital kameralarda kullanılmaktadır.

- **Lityum-Nikel-Kobalt-Alüminyum (LiNiCoAl) - NCA:**

NCA bataryalar, lityum-nikel-oksidin geliştirilmiş versiyonudur. Bileşimindeki alüminyum sayesinde batarya kimyası daha stabil hale getirilmiştir. Genel olarak tıbbi cihazlarda, sanayide ve elektrikli trenlerde¹⁰ kullanılmaktadır (Power Electronics News, 2023).

- **Lityum-Manganez-Oksit (LiMnO₂) - LMO:**

Katot olarak lityum-manganez-oksit içeren bir li-iyon batarya türüdür. Çoğu lityum-manganez bataryalar, özgül enerjiyi iyileştirmek ve takvim ömrünü

⁸ Bataryalarda Nikel (Ni) yüksek kapasite sağlamaktadır. Manganez (Mn) ve Kobalt (Co) bataryanın güvenliğini; Alüminyum (Al) ise bataryanın gücünü artırmaktadır.

⁹ Lityum iyon pilin dört bileşeninden biri olan katot, farklı hammaddelerin bir araya getirilmesiyle yapıldığından farklı yapılarda çeşitli kombinasyonları bulunmaktadır. Katotlar katmanlı, spinel ve olivin yapılarına ayrılabilirler. Katmanlı yapıda, oksijenden yapılmış oktahedral katmanlar ise düzenli yapıda istiflenmektedirler. Katmanlar arasında çok sayıda lityum iyonunu depolamaya yetecek kadar geniş ve düz boşluklar bulunmaktadır. Ayrıca yapının iki boyutlu kanalları, lityum iyonlarının yüksek difüzyon hızına izin verir. Katmanlı bir yapıya sahip yaygın katot malzemeleri arasında lityum kobalt oksit (LCO), lityum nikel manganez kobalt oksit (LNCMO veya NCM) ve lityum nikel kobalt alüminyum oksit (LNCAO veya NCA) bulunur. Spinel yapı oksitlerde yaygındır. Bu yapıya sahip ve yaygın olarak bilinen katotlardan biri lityum manganez oksittir (LMO). Katmanlı yapı iki boyutlu kanallara sahipken, spinel yapı genellikle tetrahedron ve oktahedronlardan oluşan bir kafes oluşturduğundan üç boyutlu kanallara sahiptir. Bu tür özellikler, spinel yapısına yüksek stabilite, yüksek ürün ve lityum iyonlarının yerleştirildiği çeşitli kanallar sağlamaktadır. Olivin yapısı ise altıgendir. Güçlü P-O (fosfat - oksijen) bağı, tüm aktif lityum iyonları dağılsa bile yapıyı korumasını sağladığından yüksek stabiliteye sahiptir. Lityum demir fosfat (LFP) bu yapıya sahip katotlardan biridir.

¹⁰ Elektrikli güç aktarma organları batarya paketinden, güç aktarımı için invertörlerden ve son redüksiyon tahriki aracılığıyla elektrik motorlarından oluşmaktadır (Power Electronics News, 2023).

uzatmak için lityum-nikel-manganez-kobalt-oksit (NMC) bataryalar ile karıştırılarak kullanılırlar. Bu birleşik kullanıldığı tüm sistemlerde iyi performans göstermektedir. Özellikle elektrikli araçlarda LMO (NMC) tercih edilmektedir. Elektrikli araçlarda bataryanın yüzde 30'unu bulan LMO kısmı, aracın hızlanmasında akımı yükseltirken, NMC kısmı uzun menzilli sürüş imkanı sağlamaktadır. Lityum-manganez elektrikli ve tıbbi aletlerde kullanıldığı gibi hibrit ve elektrikli araçlarda da kullanılabilir.

- **Lityum Titanat - LTO:**

Li-titanat, tipik bir lityum-iyon batarya anodu olan grafitin yerine kullanılır ve spinel bir yapı oluşturulur. Katot olarak lityum-manganez-oksit (LMO) veya lityum-nikel-manganez-kobalt-oksit (NMC) kullanılabilir. Tipik kullanım alanları arasında elektrikli tren, kesintisiz güç kaynağı (Uninterruptible Power Supplies - UPS) ve güneş enerjisi kullanan sokak aydınlatması uygulamaları bulunmaktadır.

- **Lityum-Demir-Fosfat (LiFePO₄) - LFP:**

Li-iyon bataryalarda katot olarak demir ve fosfat, anot olarak da grafit-fosfat kullanan bir batarya tipidir. LFP bataryalar, hem sayaç arkası hem de şebeke ölçeğindeki depolama sistemlerinde tercih edilen bir teknolojidir.

- **Lityum-Nikel-Manganez-Kobalt-Oksit (LiNiMnCo) - NMC**

En başarılı li-iyon batarya teknolojilerinden biri de, katot olarak nikel-manganez-kobaltdır (NMC). Nikel (Ni), yüksek özgül enerjisi içeriğine sahip olmasına rağmen daha zayıf bir stabilite sağlamaktadır. Manganez (Mn) düşük iç direnç sağlayan spinel bir yapının oluşturulmasında kullanılmaktadır fakat bu element düşük özgül enerjiye neden olmaktadır. Katotta kullanılan Ni, enerji ve kapasiteyi artırmak; Mn ise stabiliteyi sağlamak ve elektrotları desteklemek için kullanılır. Kobalt (Co) ise stabilite oluşturup deşarj kapasitesini artırır. Bu elementlerin bataryanın kullanım amacına yönelik olarak farklı oranlarda kullanılmasıyla, ilgili bataryanın performansı ve gücü artırılabilir. NMC, yüksek enerji yoğunluğu ve kapasitesi sayesinde elektrikli el aletleri, akıllı telefon, dizüstü bilgisayarlar, elektrikli tren ve bisikletler gibi elektrikli araçlarda sıkça kullanılmaktadır. Bunların yanı sıra, güneş enerjisi ile çalışan depolama tesislerinde de kullanılmaktadırlar.

2.2.2. Kurşun asit bataryalar

Kurşun asit bataryalar katot olarak kurşun dioksit (PbO₂), anot olarak metalik kurşundan oluşmakta ve sülfürik asit çözeltisi elektroliti kullanılmaktadır. Kurşun asit bataryaların temel kullanım alanları ve uygulamaları arasında,

kesintisiz güç kaynağı (UPS), itici güç gerektiren uygulamalar (örneğin forklift), düşük sıcaklıkta yüksek güç gerektiren marş batarya (örneğin, aydınlatma veya ateşleme sistemi) ihtiyacı, şebeke ölçekli depolama ve şebekeden bağımsız depolama (örneğin, konutlarda) bulunmaktadır. Bu bataryanın ana tedarikçileri Çin, ABD ve Japonya'dır.

Kurşun asit bataryaların geliştirme faaliyetleri kapsamında özgül gücün artırılması için aktif malzemelere gelişmiş katkı malzemeleri eklenmesi ve daha düşük dirençli tasarımların oluşturulması bulunmaktadır. Maliyetlerin azaltılması için otomasyon ve süreç iyileştirme gibi yöntemler de uygulanmaktadır. Çevrim ömrünü artırmak için ise korozyona dayanıklı alaşım malzemeler ve yeni şarj stratejileri geliştirilerek akıllı batarya yönetimi gibi tasarım iyileştirme çalışmaları yürütülmektedir. Geliştirilen yeni kurşun-asit batarya konsepti dahilinde:

- Güç kapasitesini artıran çeşitli süper kapasitör benzeri özelliklerin eklenmesi,
- Enerji yoğunluğunu artırmak için yüksek enerjili karbon elektrotların (kurşun-karbon bataryalar) geliştirilmesi ve
- Asit tabakalaşmasıyla ilgili performansı ele almak için gelişmiş elektrolitlerin kullanımı

değerlendirilmektedir. Şebeke ölçekli bataryalar için yüksek güç (MW mertebesinde) değerine sahip ve batarya yönetimini içeren anahtar teslim kurşun-asit batarya sistemleri geliştirilmektedir. Ayrıca kurşun-asit bataryalar, faydaları en üst düzeye çıkarmak ve maliyetleri en aza indirmek için diğer yüksek güçlü depolama teknolojileriyle birlikte hibrit sistemlerle de entegre edilebilirler.

2.2.3. Sodyum-Kükürt (NaS) bataryalar

Sodyum-kükürt (NaS) bataryalarda, katot olarak erimiş kükürt ve anot olarak sodyum kullanılmaktadır. Anot ve katotlar bir elektrolitle ayrılmaktadır. Elektrotlar, aynı zamanda elektrolit görevi de gören ve katı bir seramik olan sodyum beta alümina ile ayrılmaktadır. Elektrotların erimiş halde tutulması için batarya sıcaklığı 300 santigrat derece (°C) ile 360°C arasında tutulmalıdır, yani ısıtma düzeneği batarya sisteminin mutlak bir parçasıdır.

NaS bataryalar genel olarak şebeke ölçekli enerji depolaması için kullanılmaktadır. Dağıtım sisteminde şebekenin desteklenmesi, iletim şebekesinde ise puant yükün tıraşlanması (peak shaving), yük kaydırma, güç kalitesinin bozulmasına yol açan durumların azaltılması, sekonder frekans kontrolü kapsamında "Otomatik Üretim Kontrolü" (Automatic Generation

Control - AGC) sinyallerinin yanıtlanmasında kullanılmaktadır. Yenilenebilir enerji üretim tesislerinde, özellikle rüzgâr ve güneş enerjisi santralleri gibi değişken üretime sahip olan santrallerde üretim profilinin düzenlenmesinde kullanılmaktadır. Şebeke ölçekli kurulmuş NaS bataryaların çoğunluğu Japonya ve ABD'de yer almaktadır. Bununla birlikte Avrupa'da, Reunion Adası (Fransa), Almanya ve Bileşik Krallık'ta da çeşitli projeler yapılmaktadır. NaS bataryalar üzerindeki araştırmalar bu bataryaların hem deşarj aralığı süresinin uzatılması (8 saate kadar) hem de daha uzun çevrim ve takvim ömrünün sağlanması üzerine yoğunlaşmaktadır.

2.2.4. Sodyum-Nikel-Klorür (NaNiCl₂) bataryalar

Temel olarak nikel (Ni) ve sodyum klorürden (NaCl) oluşan bir katot (pozitif elektrot) ve sodyumdan (Na) oluşan anottan (negatif elektrot) oluşmaktadır. Elektrotlar, sodyum iyonları için geçirgen fakat elektronlar için yalıtkan olan beta-alümina seramik duvarla ayrılmaktadır. Kullanılan beta-alümina seramik, elektrolit görevi görerek hücrelerin anot ve katot arasında sodyum iyonlarının iletilmesini sağlamaktadır. Elektrotları erimiş halde muhafaza etmek için ise, batarya sıcaklığı 270°C - 350°C arasında tutulmalıdır. Yani ısıtıcılar NaS bataryalardaki gibi, batarya sisteminin mutlak bir parçasıdır. Sodyum-nikel-klorür (NaNiCl₂) tipi bataryalar önceden Avrupa ve ABD'de üretilmekteyken, mevcut durumda sadece tek bir üretici firma tarafından imal edilmektedir (Lemaire-Potteau ve diğerleri, 2009). Bu tip bataryalar daha çok Avrupa, ABD, Güney Amerika ve Güney Kore'de kullanılmaktadır.

NaNiCl₂ bataryalar konutlarda ve ticari binalarda yük kaydırma veya çok zamanlı tarifelerden yararlanma, öz tüketim amaçlı çatı GES üretiminin fazlasının depolanması ve kesintisiz güç kaynağı (UPS) hizmetleri için tercih edilmektedir. Büyük ölçekli uygulamalarda, iletim şebekesi frekans kontrolü ve yük kaydırma, dağıtım şebekelerinde puant yükün tıraşlanması (peak shaving) ve yük kaydırma, dağıtık enerji üretim fazlasının depolanması ve üretim profilinin optimizasyonu gibi hizmetler kapsamında kullanılmaktadır. Mikro şebekelerde, şebeke-içi (on-grid) ve şebeke dışı (off-grid) uygulamalarda kullanılabileceği gibi akıllı şebekelerin optimum şekilde kontrolü ve çoklu hizmet amacıyla da kullanılabilir.

Laboratuvar ölçeğindeki araştırmalar dahilinde, özgül güç pozitif aktif materyallere çeşitli gelişmiş katkı maddeleri ekleyerek ve katı seramiklerin elektrolit direnci düşürülerek iyileştirilebilmektedir. Maliyetlerde, batarya üretim hacmi artışı ve üretimde uygulanan otomasyon ve süreç iyileştirmeler sayesinde düşüşler sağlanabilmektedir. Bu tip bataryalarda yürütülen bir diğer çalışma konusu da korozyona daha dayanıklı cam malzemelerin kullanımı yoluyla takvim ömrünün uzatılmasıdır.

2.2.5. Akış bataryalar (VRFB)

Akış bataryaları, bir diğer adıyla vanadyum redoks akış bataryalar (VRFB), enerji taşıyıcısı olarak pozitif yüklü ve negatif yüklü olmak üzere iki tip sıvı elektrolit kullanırlar. Elektrolitler, şarj ve deşarj sırasında seçilen iyonların geçmesine ve kimyasal reaksiyonları tamamlamasına izin veren iyon seçici bir membran kullanılarak ayrılmaktadır. Bu teknolojinin en önemli özelliği, güç ve enerji oranlama arasındaki ayrımdır. Güç oranı (power rate), membranın aktif yüzeyi ve hidrolik pompa yönetimi tarafından belirlenmektedir. Enerji kapasitesi ise kullanılan elektrolitlerin sayısına ve tankların kapasitesine bağlıdır. Elektrolitler ayrı tanklarda depolanmakta ve gerektiği durumlarda bataryaya pompalanmaktadır. VRFB'lerin ana tedarikçi firmaları ABD, Avustralya, Çin ve Japonya'da bulunmaktadır.

Akış bataryalar şebeke ölçeğinde depolama, puant tıraşlama ve yük kaydırma gibi hizmetler için kullanılabilir. Bir diğer kullanım alanı, büyük kapasiteli değişken üretimli santrallerde enerji depolanması ve şebeke yük profilinin düzenlenmesidir. Dünyanın en büyük VRFB tesisi 300 MW/120 GWh kapasite ile Temmuz 2022'de Çin'de kurulmuştur. Tesis, şebeke esnekliği ve stabilitesini sağlamanın yanı sıra yük kaydırma ve yük atma gibi hizmetler sağlamaktadır.

VRFB sistemlerinin maliyetlerinin düşürülmesi üzerine çalışmalar devam etmektedir. En büyük maliyet faktörlerinden biri katoda çekilen katyonların değişim membranıdır. Uygun maliyetli yeni membran geliştirmenin yanı sıra yeni redoks çiftlerini (redox-couple) incelemek üzere araştırmalar devam etmektedir. Ek olarak, geliştirilen daha ince ve daha aktif reaksiyon keçeleri hücrenin güç yoğunluğunun artmasına ve bu da batarya boyutunun ve maliyetlerin azaltılmasına yardımcı olacaktır.

3. Batarya Enerji Depolama Sistemlerinin Kullanım Alanları

Batarya enerji depolama teknolojisinin en çok tercih edilen kullanım alanları arasında yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme entegrasyonunu hızlandırma ve şebeke güvenilirliğini artırma bulunmaktadır. Enerji depolama sistemlerinden sağlanabilecek hizmetler, hem yeni enerji depolama teknolojilerinin gelişimi, hem de enerji sisteminin artan esneklik ihtiyaçları nedeniyle hızla artmaktadır. Batarya enerji depolama sistemleri aşağıdaki hizmetlerde kullanılabilirler:

- Yatırımcı açısından:
 - Fiyat arbitrajı
 - Yenilenebilir enerji santrallerinin sisteme entegrasyonunu hızlandırma
 - Üretim kesintisi yönetimi ve üretim santrali yük profili düzenlemesi
 - Dengesizlik ve dengesizliğe bağlı maliyet yönetimi
- Tüketici açısından:
 - Yük kaydırma (load shifting)
 - Enerji güvenliği (elektrik kesintilerinden tüketicinin korunması)
- Sistem operatörleri açısından:
 - Yan Hizmetler: Primer Frekans Kontrolü (PFK), Sekonder Frekans Kontrolü (SFK), Dengeleme Güç Piyasası (DGP), reaktif güç/gerilim desteği, oturan sistemin toparlanması (Black Start)
 - Yeni Yan Hizmetler: Hızlı Frekans Tepkisi (Fast Frequency Response, FFR), rampalama rezervi, dinamik reaktif güç desteği
 - Şebeke Desteği: Yatırım erteleme, kısıt yönetimi, kararlılık desteği

3.1. Yatırımcıya yönelik hizmetler

3.1.1. Fiyat arbitrajı

Fiyat arbitrajı, piyasa fiyatlarının düşük olduğu saatlerde depolama sisteminin şarj edilmesi ve fiyatlar yüksek olduğunda ise depolanan enerjinin şebekeye geri verilmesi ile kâr elde etmeye dayanmaktadır. Genel olarak arbitraj imkânı, piyasada gün içinde meydana gelen saatlik fiyat farklılıklarına bağlıdır. Arbitraj genel olarak bataryaların şarj-deşarj verimliliğine, depolama ünitesinin maksimum çevrim sayısına ve şebeke maliyetlerine (şebekeye veriş ve alış bedelleri vb.) bağlıdır. Oluşan işletme maliyetleri, piyasadaki fiyat değişiklikleriyle karşılaştırılır ve kârlı bir operasyon olup olmamasına bağlı olarak şarj ya dadeşarj işlemi yapılır.

Fiyat arbitrajı, geleneksel elektrik şebekelerinde aynı zamanda puant yükün de azaltılmasını (peak shaving) sağlamaktadır. Elektrik piyasasında, talebin düşük olduğu saatlerde elektrik fiyatları da düşük; talebin yüksek olduğu saatlerde ise elektrik fiyatları da yüksek olmaktadır. Dolayısıyla, bataryalar

elektrik talebi düşükken şarj edilmekte, talep yüksekken deşarj edilmektedir. Fakat hızla artan güneş enerjisi santral (GES) kapasitesi, elektrik talebinin en yüksek olduğu öğle saatlerinde güneş enerjisi üretimini de en yüksek seviyelere çıkarmakta, dolayısıyla elektrik fiyatlarını baskılamaktadır. Bu durumda bataryalar, talebin en yüksek olduğu saatlerde şarj/dolum yaparak, geleneksel algının aksine puant yükün artmasına sebep olabilmektedir.

Bütün BEDS teknolojileri, teknik olarak fiyat arbitrajı kullanımı için uygundur. Bununla birlikte, şarj-deşarj çevrimi sonucu oluşan enerji kaybı ve teknolojilerin elverdiği maksimum çevrim sayısı gibi değişkenler ilgili depolama sisteminin ekonomik fizibilitesini belirlemektedir.

3.1.2. Yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik depolama uygulamaları

GES ve rüzgâr enerjisi santralleri (RES) değişken üretim profiline sahip tesislerdir. Üretimin değişken olması şebekede dengesizliğe sebep olabilmekte ve bu durum şebekede frekans regülasyonuna ve yedek rezerv kapasitesine olan ihtiyacı artırmaktadır. Yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik olarak kurulan enerji depolama tesisleri, bahsedilen bu dezavantajların pek çoğunu giderebilmektedir.

Bununla birlikte, güneş üretiminin en yüksek olduğu öğlen saatlerinde piyasa fiyatları genellikle en düşük seviyelerindedir. Bu durum, teşviksiz ve piyasa odaklı kurulması planlanan GES yatırım fizibilitesini olumsuz etkileyebilmekte ve yeni GES yatırımlarına olan yatırım iştahını azaltabilmektedir. Bu bağlamda, GES'lere bütünleşik depolama tesisleri kurulumu sayesinde öğlen saatlerinde üretilen enerjinin depolanması ve akşam saatlerinde şebekeye verilmesi ile santralin değişken üretim profili düzenlenebilecek ve gelirleri artırılabilir. Bu nedenle BEDS, GES'lerin ekonomik fizibilitesi için oldukça önemli bir etken olacaktır. Bu durum aslında fiyat arbitrajından yararlanmayı da beraberinde getirebilecektir. Benzer bir senaryo RES üzerinden de değerlendirilebilir. Örneğin, rüzgârın fazla olduğu saatlerde RES üretilen enerjiyi depolayabilecek ve enerji üretiminin durduğu (rüzgârsız) saatlerde depolanmış enerjiyi şebekeye geri verebilecektir. Şebeke kullanım bedelleri haricinde düşünüldüğünde bu durum, müstakil enerji depolama tesisinin elektriği gece saatlerinde (fiyat düşük) depolayıp, puant saatlerde (fiyat yüksek) satmasına benzerdir.

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği Madde 12/14/a uyarınca, yenilenebilir enerji santraline bütünleşik (hibrit) depolama tesislerinden herhangi bir saatte sisteme verilecek elektriğin ana üretim tesisinin (RES/GES) kurulu gücünü (MWe) geçmemesi gerekmektedir (Resmi Gazete, 2022). Örneğin, bir RES 10 MWe kurulu güce sahipse ve ilgili saatte maksimum üretim yapıyorsa, o saatte piyasa fiyatı çok yüksek olsa dahi, daha önce depoladığı enerjiyi ilgili

saatte satması mümkün değildir. Dolayısıyla şebeke maliyetlerinin ihmal edildiği durumda, arbitraj amaçlı kurulacak müstakil enerji depolama tesisinin ekonomik fizibilitesi, yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik depolama tesisinin fizibilitesine oranla daha uygun olabilir.

Türkiye'deki mevcut yönetmeliklerde, depolamalı yenilenebilir enerji santrali kurulumunda, planlanan depolama kapasitesi kadar ilave RES ve GES kurulumuna da izin verilmektedir (Resmi Gazete, 2022). Bu sebeple, mevcut koşullarda tek başına depolama tesisi kurulması çok ekonomik olmasa da, yenilenebilir enerji santraline bütünleşik olması ve üretilen elektriğin alım garantisi sayesinde bütün sistem kârlı hale gelebilmektedir.

3.1.3. Dengeleme Güç Piyasası (DGP)

Sistem dengesizliğinin giderilmesi için PFK ve SFK rezervleri kullanıldıktan sonra, güç artışı veya azalışı ihtiyacının devam etmesi halinde, üretim tesislerinin manuel olarak devreye alınması (yük alma) veya durdurulması (yük atma) gerekecektir. Bu sayede, PFK ve SFK rezervleri bir sonraki sistem dengesizliğinde devreye girmek üzere serbest kalacaktır. Bu amaçla, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından gerçek zamanda (15 dakika içinde) istenilen güç artışını veya azalışını sağlayabilecek olan santrallere (dengeleme birimlerine), DGP kapsamında talimatlar verilmektedir. DGP, gerçek zamanlı bir piyasa olduğundan TEİAŞ tarafından işletilmektedir. DGP'ye katılabilen santraller, Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPIAŞ) tarafından işletilen gün öncesi piyasası (GÖP) kapandıktan sonra DGP'ye katılım için fiyat (TL/MWh) ve miktar (MW) tekliflerini TEİAŞ'a bildirirler. İhtiyaç olması halinde, bu teklifler TEİAŞ tarafından talimatlandırılır.

Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, Madde 22/2'de DGP'ye katılabilecek dengeleme birimi tanımı içerisinde elektrik depolama tesislerine de yer verilmiştir. Dolayısıyla depolama tesisleri de GÖP kapandıktan sonra günlük işletme programları dışında kalan kapasiteleri için Yük Al/Yük At (YAL/YAT) tekliflerini TEİAŞ'a bildirebilirler. Bu bağlamda, talimat geldiği takdirde depolama tesisleri DGP'den ilave gelir elde edebilirler. DGP talimatları toplam arz/talep dengesini sağlamaya yönelik (0 kodlu) olarak ve istisnai olarak da iletim kısıtını giderme (1-kodlu) amaçlı olabilmektedir. İletim kısıtının giderilmesi amaçlı verilen talimatlarda, fiyat seviyesinden ziyade tesisin şebekeye bağlantı noktasının iletim kısıtını giderecek konumda olması önem kazanmaktadır. Bu sebeple, iletim kısıtını giderme amaçlı YAL/YAT teklifleri için fiyat sıralaması yerine, ilgili tesisin teklif fiyatı esas alınmaktadır. Dolayısıyla, konum olarak kısıt bölgelerinde yer alan depolama tesislerinin, bu kısıtları giderecek şekilde 1 kodlu talimatlar olarak daha fazla gelir elde etme imkânı bulunmaktadır.

3.1.4. Dengesizlik maliyetlerinin azaltılması

TEİAŞ tarafından işletilen elektrik piyasasının gerçek zamanla dengede kalabilmesi için hem üreticiler hem de tedarikçilerin gün öncesinde taahhüt ettikleri üretim/tüketim miktarlarının, gerçek zamanda oluşan üretim/tüketim miktarları ile dengede olması gerekmektedir. Üretici ve tüketiciler öncelikle ikili anlaşmalarla gerçek zamanlı üretim/tüketimlerini dengelemekte, geriye kalan dengesizlikler de GÖP ve Gün İçi Piyasası'nda (GİP) giderilmeye çalışılmaktadır.

Üretici ya da tüketicilerin taahhüt ettikleri enerji üretim/tüketim değerlerinde farklılaşmalar olursa piyasada dengesizlik meydana gelir ve bu durum dengesizlik cezalarının uygulanmasına yol açar. Dengesizlik maliyetlerini en aza indirmek için üreticiler, Denge Sorumlu Gruplardan (DSG), GİP veya depolama tesislerinden yararlanabilirler. GİP, gerçek zamandan 1 saat önce kapandığı için bu saatten sonra oluşan dengesizlikler, DSG veya depolama aracılığıyla giderilebilir. Öte yandan, DSG'lerin ülke genelindeki dengeyi sağlarken, bölgesel dengeyi bozabilme ihtimali bulunmaktadır. Bu sebeple, dengesizliklerin giderilmesi için teknik olarak en uygun yöntem enerji depolama tesisleridir.

Depolama tesisleri, hem santral bazlı olarak hibrit depolama tesislerindeki üretim değişkenliğinden kaynaklanan ve tedarikçilerin talep tahmini hatalarından kaynaklanan dengesizliklerin, hem de dengeden sorumlu grupların toplam dengesizliğini sönmölemek için kullanılabilir.

3.2. Tüketimi destekleyecek hizmetler

3.2.1. Yük kaydırma

Ülkemizde düzenlemeye tabi tüketiciler için tek zamanlı tarifenin yanı sıra üç zamanlı tarife¹¹ bulunmaktadır. Üç zamanlı tarifede, her zaman dilimi için farklı fiyatlar uygulanmakta ve tüketimin en uygun fiyatlı zaman dilimine kaydırılması amaçlanmaktadır. Buna ilaveten, tüketimi 950 kWh/yıl'ın üzerinde¹² olan serbest tüketiciler, tedarikçilerle doğrudan ikili anlaşma yapabilmektedir. İkili anlaşma fiyatları da günün saatlerine göre farklılık gösterecek şekilde belirlenebilir veya tedarikçiler, tüketicinin günlük tüketim profiline göre farklılaştırılmış tarife önerileri sunabilirler. Dolayısıyla, enerji tasarrufunun yanı sıra tüketimin düşük fiyatlı saatlere kaydırılması elektrik maliyetlerini düşürmede etkin bir rol oynamaktadır.

¹¹ Üç zamanlı tarife, gündüz (06:00-17:00), akşam (17:00-22:00) ve gece (22:00-06:00) dönemlerinde farklı fiyat uygulamasını ifade etmektedir.

¹² 2024 yılı için serbest tüketici limiti

Bataryalar yardımıyla tüketiciler, günlük rutin enerji tüketim profillerini değiştirmeksizin, şebekeden çektikleri enerjinin seviyesini değiştirebilirler. Tüketim profilinin düzenlenmesi ile tüketicilerin toplam enerji maliyeti düşecektir. Ayrıca, elektrik fiyatına uygulanan vergiler oluşan elektrik bedelinin belirli bir yüzdesi olarak uygulandığından, Katma Değer Vergisi (KDV) tutarı da azalacak ve toplam fatura tutarları düşecektir.

Bunlarla birlikte, tüketicinin çatı üstü GES kurması ve iç tüketime yönelik elektrik üretimi yapması durumunda, kurulacak depolama tesisi enerji üretimi ve tüketimi arasındaki dengeyi sağlamada da kullanılabilir. Bu durumda saatlik elektrik fiyatları ve üretici/tüketici dağıtım bedelleri de dikkate alınarak, güneş enerjisi üretimi şebekeye verilebilir veya daha sonra kullanılmak üzere bataryalarda depolanabilir.

3.2.2. Enerji güvenliği

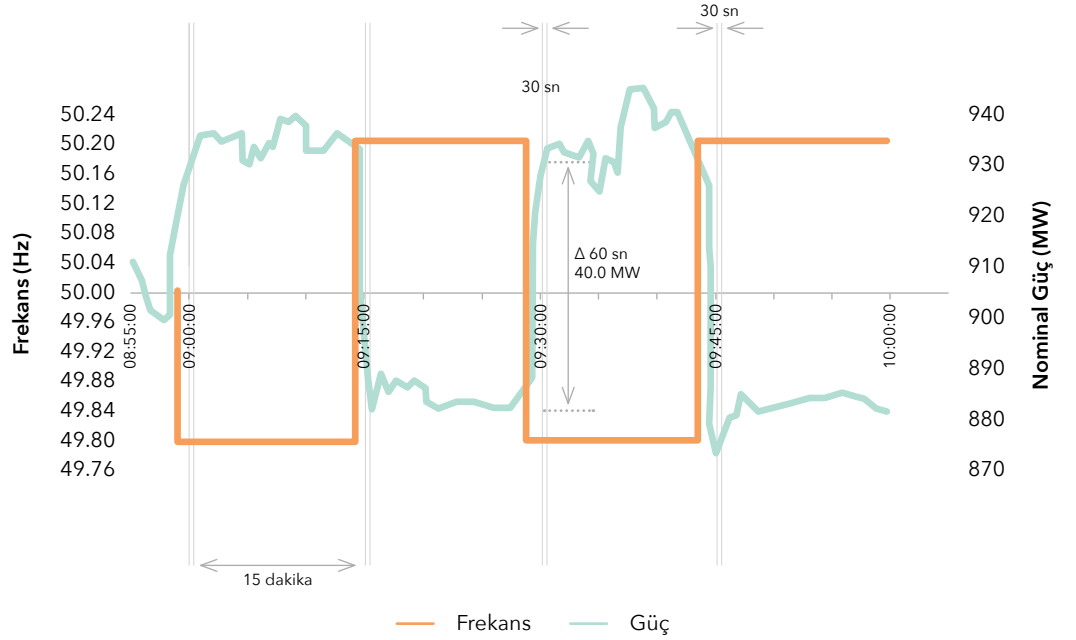
Elektrik kesildiğinde kullanılan jeneratörler gibi, aynı hizmet için bataryalar da kullanılabilir. Fosil yakıt kullanılmaması ve işletme sırasında oluşan ses seviyesinin jeneratörlere göre daha düşük olması nedeniyle, bataryalar jeneratörlere göre daha uygun bir alternatiftir.

3.3. Yan hizmetler

Yan hizmetler, elektrik şebekesinin istikrarlı ve güvenilir çalışmasını sağlamak için kullanılan hizmetler olarak tanımlanabilir. Geleneksel enerji sistemlerinde, elektrik enerjisi depolanmadığı için sistem genelinde üretim ve tüketim dengesinin anlık olarak korunması gerekmektedir. Anlık üretim ve tüketim değerleri birbirleriyle uyumlu olduğunda, birincil enerji kalite parametreleri olan "frekans" ve "gerilim" değerleri, şebeke işleticisi tarafından belirlenen limitler içerisinde kalabilmektedir.

Mevzuata göre bataryalar, hem PFK Rezervi hem de SFK Rezervi için yan hizmetler piyasasına katılım gösterebilirler. Özellikle PFK kontrolü açısından bataryalar, senkron makinelerle göre daha başarılıdır (Şekil 6).

Şekil 6. Batarya depolama sistemleri ve fosil yakıtlı enerji santralleri bazında PFK yan hizmeti performans grafiği¹³



Ülkeler, enerji üretimlerinde değişken üretimli yenilenebilir enerji kaynaklarının payını artırmak için piyasa reformları yaptıkça, yan hizmetlere olan ihtiyaç da artacaktır. Bataryalar, hızlı PFK, PFK, SFK, güvenilir kapasite vb. kullanım alanlarında rekabetçi fiyatlarla daha iyi hizmet sunabilmektedir. Bu durum, bataryaların gelişimi ve yaygınlaştırılması için yeni fırsatlar yaratmaktadır.

3.3.1. Primer Frekans Kontrol (PFK) Rezervi

PFK (Frequency Containment Reserve - FCR) hizmeti ile Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı (ENTSO-E) kıta Avrupası senkron bölgesi (CESA) dahilinde tüm iletim sistemlerindeki üretim ve tüketim arasındaki anlık denge sağlanmaktadır. PFK, birbirine bağlı bütünleşmiş sistemleri işleten iletim sistemi operatörleri gibi tüm tarafların ortak eylemiyle, senkron bölgenin enerji sisteminin operasyonel güvenilirliğini korumayı hedeflemektedir. Bunu yaparken de, zaman içinde oluşabilecek bir bozulma veya olaydan sonra sistem frekansını saniyeler içinde sabit bir değere getirmek amaçlanmaktadır. Bu müdahaleler yapılırken de sistem frekansının ve enerji değişimlerinin referans değerlerine döndürülmemesi amaçlanmaktadır.

Eylül 2010 tarihinden bu yana Türkiye elektrik sistemi ENTSO-E CESA ile

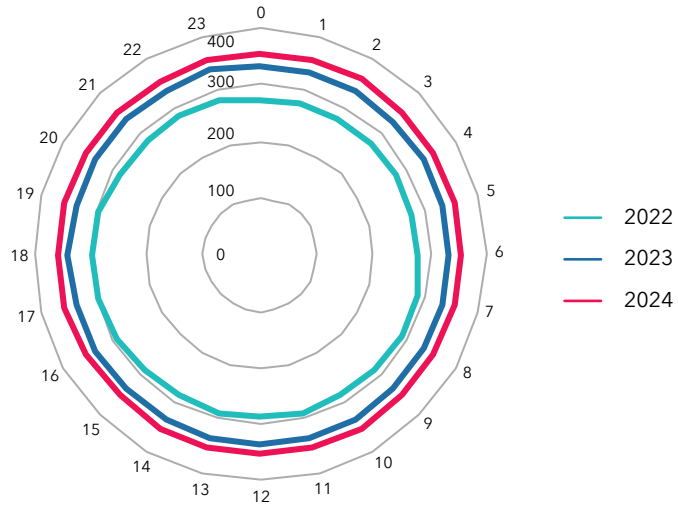
¹³ Energy Transition, 2015. How batteries can stabilize the grid. <https://energytransition.org/2015/06/batteries-stabilize-the-grid/>

senkron ve paralel olarak çalışmaktadır. Bu nedenle TEİAŞ, Türkiye'deki iletim sistemi operatörü olarak ENTSO-E CESA sisteminin tüm kural ve düzenlemelerine uymakla yükümlüdür.

PFK, senkron bölge için maksimum anlık güç saptmasını karşılamak üzere 3.000 MW olarak tanımlanmıştır (ENTSO-E, t.y.). Belirlenen bu limit, sistem güvenilirliği ve yüklerin büyüklüğü ile ilgili operasyonel özelliklere ve Fransa'da bulunan nükleer santralin en büyük iki üretim ünitesinin (her biri 1.500 MW kapasitesinde) ani kesintisi ihtimaline dayanmaktadır. Her ülke/sistem, sistem boyutuyla orantılı olarak yük kaybı veya üretim kesintisi durumunda frekans kontrolüne katkıda bulunmak için rezerv gerekliliklerini yerine getirmelidir. Bu bağlamda, TEİAŞ'ın 2024 yılı ilk yarısında PFK hizmeti satın alma miktarı ortalama 348 MW olarak gerçekleşmiştir (EPIAŞ, 2024).

Ülkemizde PFK hizmetleri, TEİAŞ tarafından işletilen Yan Hizmetler Piyasası yoluyla tedarik edilmektedir. PFK piyasasına, PFK hizmeti sunabilme kabiliyetine sahip olduğu sertifikalandırılan santraller katılabilmektedir. Piyasadaki en düşük teklif miktarı ± 1 MW'tır. Aşağıdaki şekil, TEİAŞ'ın 2022-2024 yılları arasında saatlik olarak tedarik ettiği ortalama PFK hizmetini göstermektedir.

Şekil 7. Yıllara sari saatlik ortalama PFK rezerv kapasitesi (MW)¹⁴



Gece boyunca azalan atalet nedeniyle frekans değişim hızı (RoCoF¹⁵) artacak; dolayısıyla sistemin frekans kararsızlığı riski artacaktır. Bu bağlamda batarya enerji depolama sistemleri, özellikle geceleri hızlı artış hızı gerektiren yüksek frekanslı kararsızlıkların olduğu alanlarda, PFK sağlamak için kullanılabilirler (ENTSO-E, 2020).

¹⁴ 2024 yılı değerleri 01/04/2022 tarihine kadardır.

¹⁵ RoCoF (Rate of Change of Frequency): Frekans değişim hızı, güç sistemi frekansının zamana göre türevidir. RoCoF değeri, elektrik şebekesinin sağlamlığını nitelendiren önemli bir parametredir (ENTSOE, 2020).

TEİAŞ'ın yayımladığı "Elektrik Depolama Tesislerinin Şebekeye Bağlanması ve Yan Hizmetlerde Kullanılmasına İlişkin Teknik Kriterler" dokümanının 15. Maddesi'ne göre, PFK hizmetine katılım için gerekli kriterler aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- Depolama tesisinin kurulu gücü en az 10 MW olmalıdır.
- Enerji kapasitesinin rezerv kapasiteye oranı en az 1,25 olmalıdır.
- 10 mHz ölü bant uygulanmalıdır.

Elektrik depolama sistemlerinin PFK hizmetine katılması durumunda, sağladığı PFK rezervi nedeniyle tesisin depolanmış enerji seviyesini %50'ye getirmesini gerektirmektedir.

Şebeke işletmecileri bataryaların, İngiltere'de dinamik FCR olarak adlandırılan Hızlı Frekans Yanıtı (Fast Frequency Response - FFR) özelliğini, frekansın kararlılığını sağlamak için kullanabilir. Bu amaç için bataryalar frekans sapmasını takiben olayın başlangıcından itibaren 2 saniye içinde yanıt vermeli ve bunu en az 8 saniye boyunca sürdürmelidir. Bataryalar şarj ve deşarj özelliği ile enerji üretiminde artış ya da talepte azalma sağlayabilirler (EASE, 2020).

3.3.2. Sekonder Frekans Kontrol (SFK) Rezervi

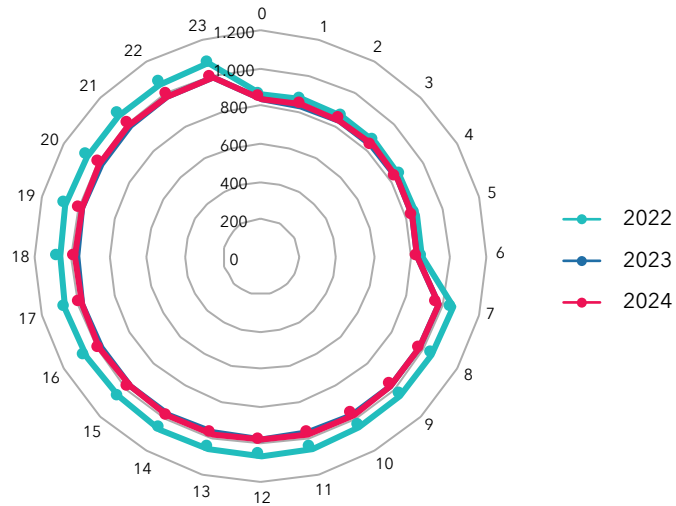
SFK (Automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR) olarak adlandırılan "Otomatik Frekans Restorasyon Rezervi", bir dengesizlik olduğu durumda sistem frekansını ve senkronize olarak birbirine bağlı komşu sistemlerin bağlantı hatları üzerindeki güç akış değişimlerini; planlanan hedef değerlerine geri döndürmek için üretim birimlerinin aktif güç üretimlerinin ayarlanmasını sağlayan hizmettir. Yani PFK frekans kararlılığını sağlarken, SFK frekansı tekrar referans değerine, yani 50 Hertz (Hz) seviyesine getirmektedir. ENTSOE-CESA frekans kontrolü kurallarına göre, yükü ve üretimi dengede tutmak her bir kontrol alanının sorumluluğundadır. Dolayısıyla, SFK sadece dengesizliğin olduğu kontrol alanında bulunan üretim birimleri ile sağlanmaktadır. Türkiye, sistem boyutu itibarıyla tek bir kontrol alanı olarak tanımlanmıştır. Balkan ülkeleri ise birlikte bir kontrol alanını oluşturmaktadırlar. TEİAŞ, Gözetleyici Kontrol ve Veri Toplama Sistemindeki (SCADA) sistemindeki Enerji Yönetim Sistemi (EMS) Otomatik Üretim Kontrolü (AGC) modülüyle, üretim tesislerine¹⁶ otomatik olarak üretimlerini değiştirme komutu göndererek kendi kontrol alanındaki dengesizlikleri kontrol etmektedir.

¹⁶ SFK'da, TEİAŞ tarafından yapılan testlerde performansı onaylanan üretim tesisleri dikkate alınmaktadır.

ENTSO-E CESA bölgesindeki her ülke, içinde bulunduğu kontrol alanının SFK kontrolünü kullanarak bağlantı hattı kontrolü ve frekans restorasyon rezervi sağlar. Yük kaybı veya üretim kesintisi durumunda frekansın ve bağlantı hatları üzerindeki değişimlerin referans değerlerde tutulmasına katkıda bulunmak amacıyla rezerv gerekliliklerini yerine getirmek için her iletim sistemi operatörü, kontrol alanındaki en büyük üretim ünitesi veya Net Transfer Kapasitesi'nin (NTK) büyük olanını karşılayacak miktarda SFK sağlamalıdır. Mevcut durumda TEİAŞ'ın, Türkiye'deki bağlantı hatlarının NTK'sinden daha yüksek olan en büyük üretim ünitesinin boyutuna uygun olarak 1.000 MW'lık bir SFK rezervi sağlaması gerekmektedir. Akkuyu Nükleer Enerji Santrali'nin devreye alınmasıyla SFK rezervinin de 1.200 MW'a çıkması beklenmektedir.

TEİAŞ, SFK'yi Yan Hizmetler Piyasası'ndan temin etmektedir. Halihazırda, TEİAŞ 07:00-23:00 saatleri arasında ortalama yaklaşık 982 MW, 00:00-06:00 saatleri arasında ise 837 MW SFK hizmeti tedarik etmektedir. SFK piyasasına yalnızca bu hizmeti sağlayabilecek ve sertifikalandırılmış üretim santralleri katılabilir. SFK piyasasındaki en düşük teklif gücü ± 5 MW'tır. TEİAŞ tarafından temin edilen SFK'nin saatlik dağılımı Şekil 8'de gösterilmektedir.

Şekil 8. Ortalama Saatlik SFK Rezerv Miktarı (MW)¹⁷



Gece boyunca ataletin azalması nedeniyle RoCoF artacak; sonuç olarak frekans kararsızlığı ve restorasyon riski de artacaktır. Bataryalar ya da diğer enerji depolama sistemleri, özellikle geceleri hızlı ve sorunsuz yanıt gerektiren yüksek kararsızlıkların olduğu alanlarda SFK desteği sağlayabilir.

¹⁷ 2024 verileri 01.04.2024 tarihine kadardır

TEİAŞ tarafından yayınlanan “Elektrik Depolama Tesislerinin Şebekeye Bağlanması ve Yan Hizmetlerde Kullanılmasına Dair Teknik Kriterler” depolama sistemlerinin yan hizmetlerde katılabilmesi için aşağıdaki ölçütleri belirtmektedir:

- Depolama tesislerinin kurulu gücü en az 10 MW olmalıdır.
- SFK hizmeti alım sürecinde 3 saatlik ihale dönemlerinde teklif verebilmeleri için, enerji kapasitesinin rezerv kapasiteye oranının en az 6,75 olması gerekmektedir.
- SFK hizmeti alım sürecinde 4 saatlik ihale dönemlerinde teklif verebilmeleri için, enerji kapasitesinin rezerv kapasiteye oranının en az 9 olması gerekmektedir.
- SFK hizmeti alım sürecinde 5 saatlik ihale dönemlerinde teklif verebilmeleri için, enerji kapasitesinin rezerv kapasiteye oranının en az 11,25 olması gerekmektedir. Örneğin, 5 saatlik teklif dönemi için $10 \text{ MW} \times 5 \text{ saat} \times 2 \text{ yönlü} \times 1,125 \text{ (acil durum)} = 112,5 \text{ MWh}$ enerji kapasitesi olan depolama santrali olması gerekmektedir.

Bataryaların yukarıda belirtilen teknik kriterleri karşılaması durumunda, mevcut düzenleme çerçevesinde SFK için teklif verme potansiyeli bulunmaktadır.

3.3.3. Reaktif güç desteği (Gerilim regülasyonu)

Reaktif güç desteğinin amacı, dinamik veya statik kompanzasyon kullanarak, reaktif gücü şebekeye enjekte ederek veya şebekeden çekerek, gerilimi belirlenen limitler arasında tutmaktır. Türkiye’de uygulanan gerilim kontrolü ile şebekenin voltaj değerinin, normal çalışma ve arıza koşullarında belirlenen limitler içerisinde kalması sağlanır ve bu zorunlu bir hizmettir. Bu bağlamda, gerilimin düzenlenmesi, üretilen ve tüketilen reaktif gücün dengelenmesine dayanmaktadır.

Kurulu gücü 30 MW’ın üzerinde olan santrallerin tüm üretim üniteleri, Elektrik Şebeke Yönetmeliği’ne¹⁸ uygun sertifikasyon testleri yapmak ve sisteme ücretsiz reaktif güç kontrol hizmeti vermekle yükümlüdür. TEİAŞ’ın yayımladığı “Elektrik Depolama Tesislerinin Şebekeye Bağlanması ve Yan Hizmetlerde Kullanılmasına İlişkin Teknik Kriterler” belgesinin 21. Maddesi’ne göre, depolama tesislerinin “reaktif güç kontrol” hizmetine katılma zorunluluğu bulunmaktadır. Bu kapsamda, elektrik depolama tesislerinin kurulu gücünün %40’ına kadar sistemden reaktif güç çekebilecek veya verebilecek reaktif güç kapasitesine sahip olması zorunluluğu da getirilmiştir.

¹⁸ Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği, Madde 39/1

Bataryalar, elektrik üretim santrallerinden farklı olarak aktif çalışmadıkları dönemlerde de reaktif güç desteği sağlayabilmektedir. Ayrıca, dinamik reaktif desteği olarak, nominal gerilim değerinde kayıtlı kapasitenin en az %31'i oranında milyon-volt-amper-reaktif (MVar) güce ulaşabilir ve %30'un üzerindeki gerilim seviyesi düşüşleri için bir reaktif akım desteği sağlamak üzere kullanılabilirler. Reaktif akım desteği, 40 milisaniyeden (ms) büyük olmayan bir yükselme süresi ve bunu yaklaşık 300 ms sürdürme süresi ile sağlanabilir. Enerji depolama aynı zamanda "Reaktif Güç Kompanzasyonu" olarak iletim şebekesindeki gerilim dalgalanmalarını azaltarak reaktif güç kompanzasyon yatırım ihtiyacını da azaltabilir (EASE, 2020).

Bataryaların güç elektroniği katmanı, batarya şarj durumundan bağımsız olarak reaktif güç desteği sağlayan bir konvertör topolojisine sahiptir. Şebeke işletmecisinin olağan uygulamasında reaktif güç, geleneksel enerji santralleri ve şönt reaktörler gibi şebeke kompanzasyon cihazları tarafından düzenlenir. Konvansiyonel enerji santralleri reaktif güç desteği hizmetini ancak işletmede olmaları durumunda sağlayabilirler. Tesisin kapatılması sırasında kompanzasyon cihazları (şönt reaktörler ve kondansatörler) şebeke ölçeğindeki gerilim profiline göre açılıp kapatılır. Şebeke ölçekli batarya enerji depolama sistemleri, batarya şarjından enerji tüketmeden bu reaktif kompanzasyon ihtiyacını karşılayabilir.

Yüksek MW boyutlu ve uzun deşarj süresine sahip redoks akış ve sodyum-kükürt (NaS) bataryalar, reaktif güç destek hizmetleri için en verimli adaylardandır.

3.3.4. Oturan sistemin toparlanması (Black-start)

TEİAŞ, nükleer santraller¹⁹ dışındaki tüm elektrik üretim santrallerinin sisteme entegrasyonu için N-1 sistem güvenlik kriterlerini dikkate almaktadır. N-2 arızası durumunda, kademeli arızalar veya dış sebeplerden dolayı sistemin tamamı veya bir kısmı devre dışı kalabilir.

Oturan sistemin toparlanması (black-start) hizmetinin amacı, harici bir güç şebekesine bağlı kalmadan bir elektrik santralının çalışır hale getirilmesine katkıda bulunmaktır. Bu hizmet, üretimin ana bloklarını harici kaynaklara ihtiyaç duymadan enerjilendirebilen ve üretime başlatabilen santrallerden alınmaktadır. Bu santrallerde bulunan yardımcı güç üniteleri (genellikle dizel generatörler) ile iç ihtiyaç karşılanarak, santralin tamamının devreye girmesi sağlanabilir.

¹⁹ Nükleer santraller için N-2 sistem güvenlik kriterleri dikkate alınmaktadır.

Depolama kapasitesinin artmasıyla birlikte, TEİAŞ sistem restorasyon planına depolama sistemlerini de dahil edebilecektir. Bir arıza sonucu şebekenin tamamen veya kısmen çökmesinin ardından enerji depolama tesisleri, iletim hatlarını yeniden enerjilendirerek, bir veya daha fazla generatörün devreye girmesini sağlayabilir ve sistemin referans frekansına ulaşması sağlanabilir. Lityum, kurşun-asit ve nikel-kadmium (Ni-Cd) bataryalar black-start hizmeti için kullanılabilirler.

3.4. İletim şebekesi destek hizmetleri

3.4.1. Güç salınımlarının sönümlendirilmesi

Batarya enerji depolama sistemleri, elektromekanik salınımları sönümlenmek ve salınım frekansını 0,1-1 Hz (bölgeler arası salınım) ile 1-5 Hz (yerel salınım) arasında sınırlamak için kullanılabilir.

Şebeke arızaları veya kararlılık sınırlarına yakın²⁰ şebeke işletmesi, generatörler ve şebeke arasında aktif güç salınımlarına neden olur. Üretim santrallerindeki rotorun bu elektromekanik salınımları, uyarma akımının kontrollü etkisiyle azaltılabilir. Güç salınımları, yerel ve bölgeler olarak ayrılmaktadır:

- Yerel salınım modları, bir üretim istasyonundaki ünitelerin güç sisteminin geri kalanına göre salınımlarıyla ilişkilidir. Salınımlar güç sisteminin sadece küçük bir kısmında meydana gelir. Frekans aralığı tipik olarak 1-5 Hz'dir.
- Bölgeler arası salınım modları, sistemin bir kısmındaki birçok makinenin diğer kısımlardaki makinelerle karşı salınımlarıyla ilgilidir. Genellikle uzun ve zayıf bağlantı hatları üzerinden birbirine bağlı güç sistemlerinde meydana gelir. Frekans aralığı tipik olarak 0,1-1 Hz'dir.

Güç sistemlerinin güvenliği ve kararlılığına yönelik en büyük tehditlerden biri düşük frekanslı salınımlardır. Salınımlar negatif olarak sönümlenirse, salınımların büyüklüğü artacak ve sonuç olarak sistem dengesinin bozulmasına ve elektrik kesintilerine neden olacaktır.

Batıda Portekiz'i, kuzeyde Danimarka'yı, güneyde İtalya'yı ve doğuda Türkiye'yi kapsayan ENTSO-E CESA gibi geniş kapsamlı ve birbirine bağlı güç sistemleri birçok salınım modunu barındırmaktadır. Bu modlar, nispeten yüksek frekansa sahip yerel salınım modlarından, şebekenin bir bölgesindeki generatörlerin diğer bölgelerindeki generatör hızlarındaki farklılıklardan kaynaklanan düşük frekansta ve baskın özelliğe sahip bölgeler arası salınım modlarına kadar uzanır. Eylül 2010 tarihinde Türkiye elektrik şebekesinin, ENTSO-E CESA

²⁰ Güç sisteminin kararlılık sınırına yakın işletilmesi, güç sisteminin hala kararlı bir durumda olduğu ancak çalışma parametrelerinde küçük bir değişikliğin sistemin kararlılığını kaybetmesine neden olabileceği çalışma koşuludur.

sistemine enterkonneksiyonu yeni bir baskın modun ortaya çıkmasına neden olmuştur (ENTSO-E, 2007). Bu modlar, nispeten yüksek frekansa sahip yerel salınım modlarından, tüm bir ağdaki generatörlerin ve diğer ağ alanlarındaki generatörlerin tutarlı hızlarındaki farklılıklarla ilgili olan yavaş, baskın alanlar arası modlara kadar uzanmaktadır. Doğu-batı küresel modlu bölgeler arası salınım, Portekiz ve İspanya'daki generatörlerin Türkiye'deki generatörlere karşı tutarlı hareketini içermektedir. Bu moddaki salınım genellikle 0,13 - 0,15 Hz frekansındadır ve Türkiye bağlantısından sonra oluşmuştur. Normal çalışma koşulları altında bu aralık en fazla salınım enerjisine sahip olan baskın moddur.

Bir enerji depolama sistemi şebekede arıza/açı değişikliği meydana geldiğinde yüksek seviyedeki enerjii kısa sürelerde şarj edip deşarj etmek için de kullanılabilir. Böylelikle, yük açısı değişimlerinin azaltılmasına katkıda bulunarak, sistemin açısız stabilitesini de düzenleyebilir (EASE, 2020). 50 MW'tan büyük kapasitede ve hızlı deşarj özelliğine sahip lityum-iyon (li-iyon) bataryalar, güç salınımını sönmüleme hizmetleri için iyi birer adaydır.

3.4.2. Özel koruma sistemi (SPS)

ENTSO-E eşitlik ve dayanışma ilkesi dikkate alınarak, senkron paralel enterkonneksiyon bağlantılarından maksimum faydayı sağlamak amacıyla; Türk enerji sisteminin ENTSO-E CESA ile arayüzüne "Özel Koruma Sistemi" (SPS) kurulmuştur. SPS'nin ana kapsamı, Türkiye'de meydana gelmesi muhtemel büyük dengesizliklerin sonuçlarını en aza indirmektir. Kurulan SPS'nin temel görevleri arasında:

- Türkiye şebekesinin, ENTSO-E CESA sisteminin geri kalanına karşı senkronizasyon kaybından veya Türkiye ile Balkan ülkeleri arasında üretim birimlerinin senkronizasyon kaybından kaçınmak: Beklenmedik durumlarda, bölgeler arası yük ve üretim kaybının en aza indirilmesi ve bölgesel veya ulusal elektrik kesinti riskinin azaltılması;
- Şebeke arızalarının ve dengesizliklerinin diğer ENTSO-E üyesi ülkelerdeki sonuçlarının tolere edilebilir düzeylerde sınırlandırılması: Özellikle Balkan ülkeleri ve Türkiye'deki iletimde geçici aşırı yüklenmelerin ve aşırı gerilim sapmalarının sınırlandırılması;
- Gerilim çökmesinden kaçınılması;
- Şebeke ekipmanının hasar riskine maruz bırakılmaması;
- Bölgeler arası elektromekanik salınımların izlenilmesi

bulunmaktadır. ENTSO-E CESA sisteminin boylamsal konfigürasyonu ve Türkiye elektrik sisteminin büyük bir üretim kapasitesinin olması nedeniyle, Türkiye'de meydana gelebilecek büyük arızalar sonrasında oluşabilecek elektromekanik sorunlar, Batı-Orta Avrupa'da meydana gelen sorunlardan farklıdır. ENTSO-E CESA sistemi konfigürasyonu nedeniyle, Türkiye'de yaşanabilecek büyük ani üretim veya yük kaybı durumlarında, Türkiye iletim

sisteminin ENTSO-E CESA sistemine karşı senkronizasyonunu kaybetme riski de doğmaktadır.

Türkiye’de gerçekleşebilecek ani yüksek yük/üretim dengesizlikleri, %80-85 oranında Orta-Batı Avrupa sistemlerinin dönen kütlelerinin kinetik enerjisi ve PFK ile yönetilebilmektedir. Bu durum, Balkan ülkelerinin yanı sıra Macaristan, Slovakya ve Çekya’da enerji akışında değişikliklere neden olmaktadır. Şebeke arızası durumunda sistemin elektrik merkezi sınıra yakın Bulgaristan’daki Maritsa veya Hamitabat Termik Santrallerinde konumlanmakta olup, bu santrallerin generatörleri de senkronizasyondan çıkabilmektedir. Senkronizasyon kaybı, Türkiye’deki yük veya üretim kaybının lokasyonu ve miktarının yanı sıra, arıza öncesi Bulgaristan ve Yunanistan ile bağlantı hatlarındaki enerji akışına (miktar, yön, enerjinin menşei veya varış ülkesi) da bağlıdır.

Türkiye’deki önemli yük veya üretim kaybında, Türkiye generatörleri ile Orta-Batı Avrupa generatörleri arasındaki salınımların periyodu puant yükte yaklaşık 7,5 saniye (sn), minimum yükte ise yaklaşık 5,5 sn’dir. Senkronizasyon kaybı, üretim veya yük kaybından birkaç saniye sonra meydana gelmektedir. Gözlemlenen 7,5 - 5,5 sn salınım periyodu, SPS’in otomatik eylemlerinin etkinleştirilmesi için yeterli bir süre (yaklaşık 2,5 sn) sağlamaktadır. Böylece, uzaktan kumanda yoluyla SPS tarafından yük atma veya üretim düşürme işlevi ile denge sağlanır.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), TEİAŞ için kalite göstergelerini henüz kullanıma almamış olsa da, TEİAŞ halihazırda 400 kilovolt (kV), 154 kV ve 66 kV sistemleri için yıl içinde gözlemlenen toplam kesinti süreleri ve kesinti sayılarını raporlandırmaktadır. İletim şebekesi genel arz kalitesinin iyileştirilmesi kapsamında, ileriki dönemde EPDK’nın ilgili kalite parametrelerini uygulamaya alabileceği öngörülmektedir. Bu bağlamda TEİAŞ batarya enerji depolamayı, bu sistemlerin hızlı ve sorunsuz bir şekilde devreye alınabilmeleri nedeniyle, SPS maksadıyla tele yük-atma ve üretim düşürme talimatları yerine kullanmayı hedeflemektedir. Bu kapsamda, büyük boyutlarda kurulabilen ve hızlı deşarj özelliğine sahip li-iyon bataryalar kullanılabilir.

3.4.3. Asgari atalet kapsamında dinamik kararlılık ve gereksinimler

Konvansiyonel üretimin, konvertöre bağlı yenilenebilir enerji kaynaklarıyla değiştirilmesiyle birlikte, mevcut dönme eylemsizliği ataleti azalmakta, güç sistemindeki RoCoF artmaktadır. Bu durum, hızlı frekans dinamiğine ve dolayısıyla daha az kararlı bir frekans davranışına yol açmaktadır. Türkiye elektrik sisteminin 2010 yılından bu yana enterkonnekte olarak çalıştığı ENTSO-E CESA’da, sistem bölünmesi gibi ciddi bir arıza meydana gelmediği

sürece, frekans dalgalanmaları açısından çok büyük bir risk görülmemektedir. Bununla birlikte, ENTSO-E CESA sisteminde dahi atalette bir azalma bulunmaktadır.

ENTSO-E ana kıta senkron bölge düzeyinde frekans kararlılığının sağlanması ve RoCoF'un sınırlandırılmasına yönelik minimum atalet gereksinimleri için aşağıdaki eylemler planlanmaktadır:

- Fayda-maliyetin yanı sıra potansiyel alternatifler de dikkate alınarak, minimum atalet gereksiniminin belirlenmesi için ortak bir çalışma yapılmalıdır. Tüm iletim sistemi operatörlerinin dönemsel incelemeler yürütmesi ve bu çalışmaları her iki yılda bir güncellemesi gerekmektedir.
- İletim sistemi operatörleri, operasyonel güvenliği sürdürmek ve stabilite sınırlarının ihlalini önlemek için gereken minimum ataletin tanımlanması için ortaklaşa bir metodoloji geliştirmelidir.
- Tüm iletim sistemi operatörleri, kendi kontrol alanlarındaki gerçek zamanlı operasyonlarında minimum ataleti sağlamalıdır.

RoCoF'un sınırlandırılması için;

- Konvertör ile şebekeye bağlı yenilenebilir kaynakların, alternatif akım (AC) şebekesine enjekte edilen veya şebekeden çekilen aktif gücü, hızlı bir şekilde ayarlayarak düşük veya yüksek frekans rejimlerinde etkinleştirilen frekans değişikliklerine yanıt olarak sentetik atalet sağlama kapasitesine sahip olması ve
 - Hızlı Frekans Tepkisi piyasası oluşturulması
- planlanmaktadır.

TEİAŞ, ENTSO-E ana kıta senkron bölgesinde Türkiye Kontrol Blok'u olarak, ENTSO-E'nin şebeke kodları da dahil olmak üzere, eşitlik ve dayanışma ilkelerini de göz önünde bulundurarak, operasyonel güvenliği sağlamak ve stabilite limitlerinin ihlalini önlemek için kendi kontrol alanında minimum atalet gereksinimini sağlamalıdır. Bu nedenle Türkiye Yan Hizmetler Piyasası'na bataryalar dahil tüm depolama teknolojileri ve esneklik seçeneklerinin dahil edilmesi önemli olacaktır.

Şebeke ölçekli değişken üretimli (rüzgâr ve güneş) enerji santrallerinin yanı sıra merkezi olmayan değişken üretimli dağıtık santraller gerilim ve frekans kararsızlığına neden olabilmektedir. Değişken üretimli santrallerin elektrik güç sistemlerine entegrasyonunu iyileştirmek için enerji depolama sistemleri kullanılabilir. Değişken üretimli yenilenebilir enerji kaynakları geleneksel enerji santralleri gibi yüksek bir ataletle sahip değildir. RoCoF, sistemin ataletine veya güç sistemine bağlı tüm senkron generatörlerin ve dönen kütlelerin toplu atalet tepkisine bağlıdır. Bu nedenle, sentetik atalet, gerilim

kontrolü ve iletim şebekesine güç enjeksiyonu da dahil olmak üzere, şebeke bağlantısı konvertörler üzerinden sağlanan yenilenebilir enerji kaynaklarının yanı sıra batarya enerji depolama ve yüksek voltajlı doğru akım (HVDC) tesisleri kullanılarak, gerekli zorunluluklar sağlanabilir. Böylelikle batarya enerji depolama sistemleri ile rüzgâr ve güneş enerjisi üretim sistemlerinin, yeni ortaya çıkan gereksinimleri karşılamaını sağlayan tam zamanlı VAR kompanzasyonu ve voltaj kontrolü sağlanabilir. İlgili sentetik atalet kaynakları, sistemde frekans değişikliği olması durumunda 5 ms kadar ataletin etkilerini kopyalayarak neredeyse anlık aktif güç çıkışı sağlayabilir.

Depolama sistemleri değişken üretimli enerji santrali üretimlerinin düzenlenmesinde ve santral bileşenleri kaynaklı arızaların önlenmesinde kullanılabilir. Batarya enerji depolama sistemleri ayrıca frekans sapmalarına çok hızlı tepki verebilir ve frekans eski haline dönene kadar daha yumuşak bir geçişin sağlanmasında yardımcı olabilir. Şebekeye esneklik sağlayabilen enerji depolama teknolojileri, bazı durumlarda geleneksel üretim santrallerine göre çok daha hızlı ve sorunsuz yanıt verebilir.

3.4.4. İletim sisteminde kısıt yönetimi

Elektrik sektörünün dağıtık üretim, enerji depolama, akıllı şebekeler ve aktif tüketici katılımı gibi unsurları içerecek şekilde dönüşümü, şebeke işleyişi üzerinde önemli bir etkiye sahiptir.

Üretim santrallerinin konumları kullanılan kaynakların mevcudiyetine bağlı olarak belirlenmektedir. Yıllar içinde hidroelektrik (HES) ve linyit kullanan termik santrallerin yük merkezlerine bağlanması için uzun mesafeli ve ekstra yüksek gerilimli enerji iletim sistemleri inşa edilmiştir. Üretim tesislerinin konumu ve yük merkezlerine olan uzun mesafeler, işletme sırasında iletim şebekesinde çeşitli sorunlara neden olabilmektedir. Büyük kapasiteli HES'lerin büyük bir çoğunluğu doğu ve güneydoğu bölgelerinde bulunmaktadır. Bununla birlikte, bu santrallerden üretilen elektrik, en yüksek elektrik tüketimi olan kuzeybatı bölgesine (özellikle Marmara Bölgesi) iletilmektedir.

TEİAŞ yüksek gerilim şebekesi, elektrik sektörünün geleneksel yapısına uygun olarak inşa edilmiştir. Özellikle, yenilenebilir enerji kaynaklarının farklı bölgelerde olması ve yüksek gerilim şebekesine doğrudan bağlı merkezi büyük senkron generatörlerin yerini dağıtım şebekesine bağlı küçük ünitelerin alması, birçok bölgede şebeke kapasitesini aşan tamamen farklı yük akışlarını meydana getirmektedir. Bu nedenle, şebeke kapasitesinin ve esnekliğinin yeni yatırımlarla geliştirilmesi gerekmektedir. Yeterli şebeke kapasitesi ve esnekliği mevcut değilse, şebeke işletmecilerinin şebeke güvenliğini sağlarken, sınırlı kapasiteyi en iyi şekilde yönetmesi gerekmektedir. Bu nedenle kısıt yönetimi, şebeke işletmecileri için önemli bir araçtır.

Türkiye’de iletim kısıtları, santrallere verilen 1-kodlu (kısıt yönetimi amaçlı) talimatlarla çözülmektedir. Bu talimatlar, piyasa fiyatlarından bağımsız olarak, kısıtın çözülmesi için çalışması gereken santrallere verilmektedir. Dolayısıyla, kısıt yönetimi nedeniyle şebeke işletmecisi için ilave bir maliyet oluşmakta ve bu maliyet piyasa katılımcılarına (tüketicilere) şebekeden çektikleri elektrik miktarlarına göre oranlanarak yansıtılmaktadır (Şekil 9). Elektrik şebekesi içerisindeki stratejik konumlardaki depolama sistemleri, kısıtlara bağlı ek maliyet ve yatırımlardan kaçınmaya yardımcı olacaktır. Depolama sistemi kısıt olmadığına şarj edilebilir ve kısıt oluştuğunda deşarj edilebilir. Bu uygulama, reaktif güç yönetiminin yanı sıra yük kaydırma metodudur.

Şekil 9. EPİAŞ Şeffaflık Platformu verilerine göre 01/01/22 - 20/04/24 dönemi için illere göre kısıt yönetimi toplam maliyeti (milyon TL)



3.5. Kullanım alanlarına uygun teknolojiler

Bataryaların hizmet alanları düşünüldüğünde, batarya enerji depolama sistemlerinin hizmetler ve bu hizmetlere cevap verebilecek gelişmiş teknolojiler Tablo 1’de özetlenmektedir.

Tablo 1. Hizmet alanlarına göre kullanılabilir uygun batarya enerji depolama sistemi (BEDS) teknolojileri

Hizmet Alanları	Uygun BEDS Teknolojileri
İletim Şebekesi Desteği	
Primer Frekans Kontrolü (PFK)	Lityum-iyon (LFP ve NMC), NaS ²¹ ve Akış Bataryaları ²²
Sekonder Frekans Kontrolü (SFK)	Lityum-iyon (LFP ve NMC), NaS ve Akış Bataryaları
Reaktif Güç Desteği (Gerilim Regülasyonu)	Redoks akışı ve NaS Bataryaları ²³
Oturan Sistemin Toparlanması (Black-start)	Lityum-iyon, Kurşun-Asit ve Nikel-Kadmiyum
Güç Salınım Sönümlenmesi	Lityum-iyon Bataryalar (≥50MW boyutunda)
Özel Koruma Sistemi	Lityum-iyon Bataryalar (≥50MW boyutunda)
İletim Sistemi Kısıt Yönetimi	Lityum-iyon (LFP ve NMC), NaS ve Akış Bataryaları
İletim Sisteminde Yatırım Ertelemesi	Lityum-iyon (LFP ve NMC), NaS ve Akış Bataryaları
Puant Tıraşlama (Yük Kaydırma)	Lityum-iyon (LFP)
Elektrik Santrali Desteği	
Fiyat Arbitrajı (Üretim Kaydırma)	Lityum-iyon (LFP)
Hibrit Depolama Projeleri (Üretim Kaydırma)	Lityum-iyon (LFP)
Dengeleme Güç Piyasası (Tersiyer Rezerv)	Lityum-iyon (LFP)
Dengesizlik Maliyetlerinin Azaltılması	Lityum-iyon (LFP)
Tüketici Desteği (Sayaç Arkası)	
Yük Kaydırma	Lityum-iyon (NMC), Akış Bataryaları ²⁴
Yük Takibi (Çatı GES + Tüketim)	Lityum-iyon (NMC), Akış Bataryaları
Tedarik Güvenliği	Lityum-iyon (LFP)

²¹ Önceden ısıtılırsa

²² Servisten önce hazır olmalıdır

²³ Uzun süre nedeniyle en iyi adaylar

²⁴ Sadece sanayi tesisleri ve büyük ticarethaneler için

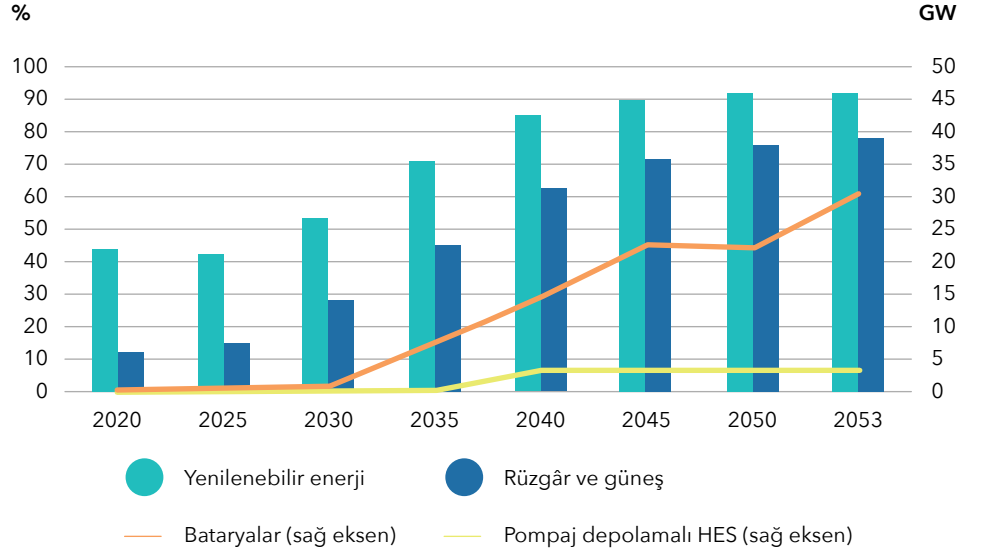
4. Bataryaların Şebekeye Etkileri ve Konumlandırma Optimizasyonu

4.1. Analizde kullanılan genel kabuller

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, Şubat 2023 tarihinde odağına elektrik sektörünü alan ve Türkiye'nin 2053 yılı net sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçiş hedefi doğrultusunda sektörel olarak büyümeleri de dikkate alarak bir modelleme çalışması yürütmüştür (SHURA, 2023). SHURA'nın net sıfır karbon yol haritasına göre, 2053 yılında Türkiye'nin toplam elektrik talebinin 982 teravat-saat (TWh) seviyesine ulaşacağı ve bu talebin yaklaşık %90'ının yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanacağı analiz edilmiştir (Şekil 10). Analiz sonucunda, enerji dönüşümünün 2030 yılından sonra hızlanacağı ve bu tarihten sonra artan elektrifikasyon ve enerji verimliliği nedeniyle de nihai enerji talebinin düşüş eğilimine girerek 2053 yılında 2020 yılı seviyelerine gerileyeceği modellenmiştir. Türkiye elektrik sisteminin net sıfır emisyona ulaşmasındaki en önemli etmenlerden biri de hızla artan yenilenebilir enerji kapasitesi olacaktır. Artan yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretimi ile birlikte sistemin esnekliğinin artırılması için gerek elektrik piyasasında yapılacak iyileştirmeler gerekse batarya enerji depolama sistemleri gibi yeni teknolojilere yer verilmesi gerekmektedir. SHURA'nın net sıfır karbon yol haritası model çalışması sonuçlarına göre, Türkiye'de batarya enerji depolama tesislerinin toplam kapasitesinin 2035 yılında 7,2 gigavat (GW); 2053 yılında ise 30 GW seviyesine ulaşacağı öngörülmektedir (Şekil 10).

Bataryaların Türkiye'deki gelişimini inceleyen mevcut rapor kapsamında, SHURA'nın net sıfır karbon yol haritası model sonuçları dikkate alınmıştır. Bataryaların Türkiye elektrik sistemine olan etkilerinin araştırıldığı mevcut çalışmada, toplam batarya enerji depolama tesis kapasitesinin %60'ının yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik, %30'unun müstakil ve kalan %10'un ise sayaç arkası olacağı varsayılmıştır.

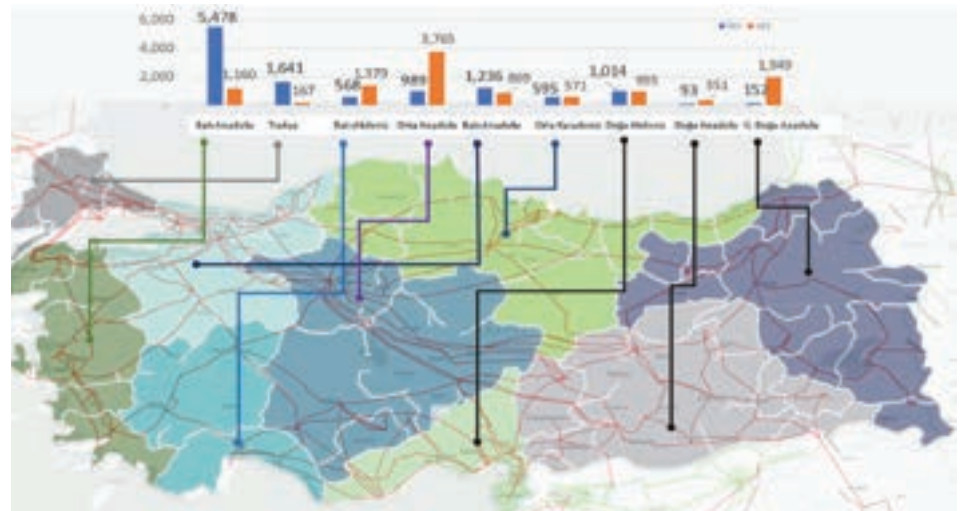
Şekil 10. Elektrik üretiminde yenilenebilir ve değişken üretimli (rüzgâr ve güneş) yenilenebilir enerji kaynaklarının oranları ve enerji depolama sistemlerinin kurulu kapasite gelişimi - SHURA NZ2053 sonuçları



4.2. Kurulu kapasite gelişim projeksiyonları

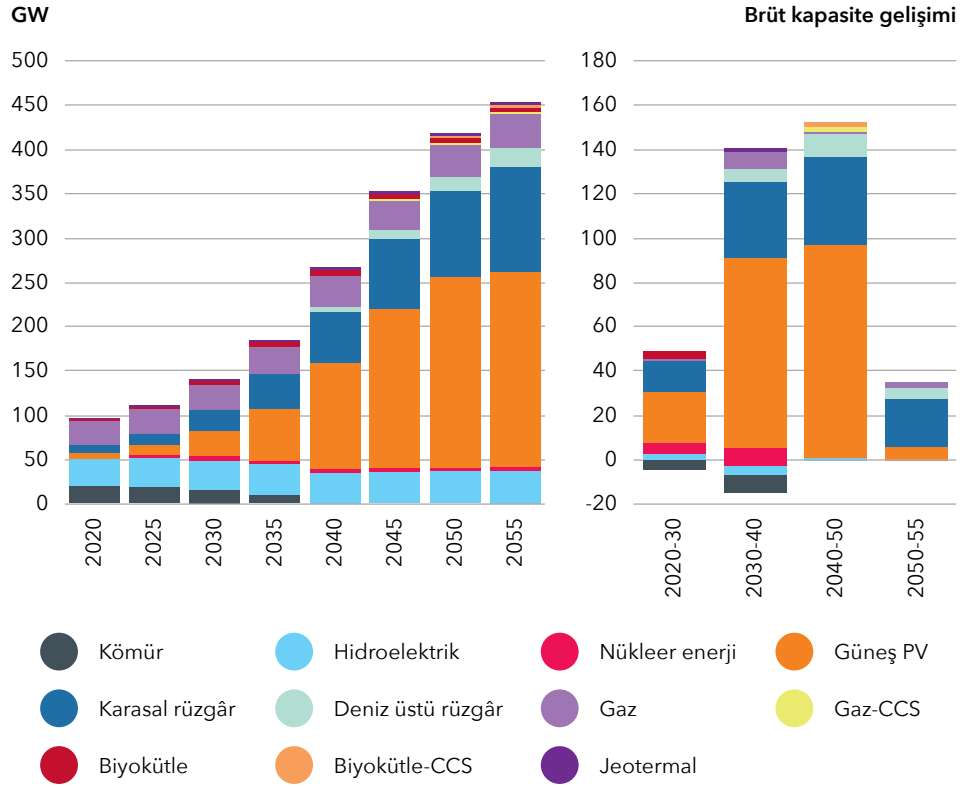
2023 yılı sonu itibarıyla Türkiye’de toplam gücü 11,3 GW’lık güneş enerji santrali (GES) ve 11,8 GW’lık rüzgâr enerji santrali (RES) kurulu kapasitesi bulunmaktadır (Şekil 11). Türkiye’de orta-uzun vadede öngörülen kurulu kapasite gelişimi için SHURA’nın net sıfır karbon yol haritası model sonuçları dikkate alınmıştır (Şekil 12).

Şekil 11. 2023 yılı sonu itibarıyla bölgelere göre GES ve RES kurulu güç dağılımı (MW)²⁵



²⁵ Şekil, EPDK Elektrik Piyasası Sektör Raporları ve Üretim Lisans listeleri kullanılarak oluşturulmuştur (EPDK, 2024; EPDK, 2024c).

Şekil 12. SHURA net sıfır karbon yol haritası model çalışması sonuçları – Kurulu kapasite gelişimi

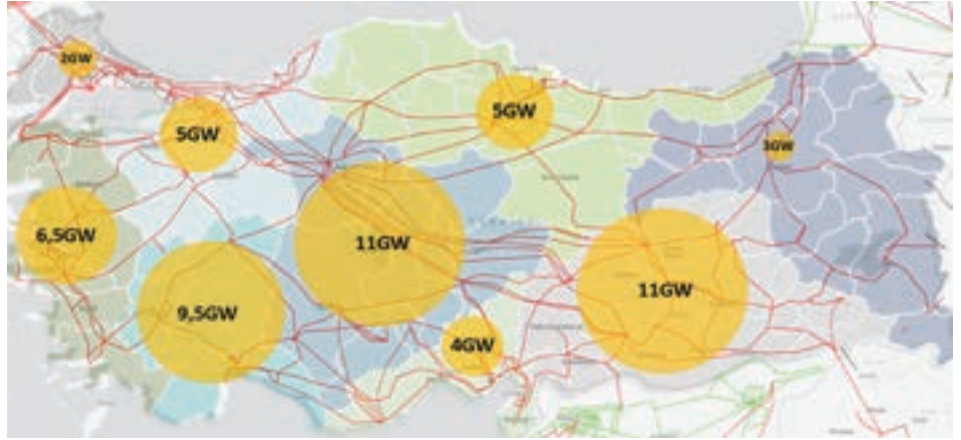


Öngörülen kurulu kapasite gelişiminin bölgesel dağılımı, hem kaynakların hem de arazinin uygunluğu doğrultusunda modellenmiştir (Şekil 13 ve Şekil 14). Yeni kurulacak rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitelerinin bölgesel olarak dağılımı için öncelikle inşaatı devam eden santraller ve mevcut durumda kapasite tahsisi yapılmış fakat henüz devreye alınmamış kapasiteler dikkate alınmıştır. Daha sonra ise hem rüzgâr hem de güneş kaynak haritalarına dayanarak çeşitli büyüme senaryoları üzerine çalışılarak bölgesel olarak gelişim tahmin edilmiştir. Devreye alınması öngörülen yeni güneş ve rüzgâr enerjisi santral kapasiteleri, 400 kilovolt (kV) trafo merkezlerine göre dağıtılarak modellenmiştir.

GES kapasitesinin dağılımında, sürdürülebilir kentsel dönüşüm planı ve inşaat sektöründe düşük karbon hedefi de düşünülerek, İstanbul ve çevresinde çatı üstü GES kurulumlarının olacağı da dikkate alınmıştır. Çalışmada, İstanbul'da tüm kentsel alanın yaklaşık %5'ini kapsayan yaklaşık 2.500 megavat (MW) kapasiteli çatı üstü GES kurulumu olacağı öngörülmüştür. Bu tahmin, İstanbul'da değerlendirilen her 20.000 metrekare (m²) alana 1 MW çatı üstü GES öngörüsüne dayanmaktadır. İstanbul'daki kentsel dönüşüm sürecinin orta-uzun vadede tamamlanacağı varsayımıyla, modelde çatı üstü GES kurulumlarının da 2035 yılı sonrasında hız kazanacağı değerlendirilmiştir.

İstanbul'a benzer şekilde, Kocaeli'nde de büyük sanayi bölgeleri (yaklaşık 80 milyon m²) dikkate alınmış ve bu bölgelerde yaklaşık 20 milyon m²'lik yüzeyde potansiyel olarak çatı üstü GES kurulumu gerçekleşebileceği öngörülmüştür. Şebeke analizi çalışmasında, Kocaeli'nde bulunan sanayi bölgelerinde çatı üstü GES kurulumlarının İstanbul'a oranla daha hızlı devreye alınacağı ve kapasitenin tamamının 2035 yılına kadar tamamlanacağı değerlendirilmektedir.

Şekil 13. 2035 yılı şebeke modeli - Bölgesel GES kurulu kapasite dağılımı



Şekil 14. 2035 yılı şebeke modeli - Bölgesel RES kurulu kapasite dağılımı



Bunlarla birlikte çalışma kapsamında, SHURA Net Sıfır 2053 Senaryosu'nda (NZ2053) dikkate alınan ve batarya depolama kapasitesi gelişimini etkileyen elektrolizörlerin bölgesel dağılımları da incelenmiştir. Değişken üretimli santrallerin üretim fazlalığını tüketebilen ve tek yönlü esneklik sağlayabilen elektrolizörlerin (PtX), NZ2053 Senaryosu sonuçlarına göre, 2035 yılına kadar 5,5 GW; 2053 yılına kadar ise 70GW kapasiteye ulaşacağı öngörülmektedir. Bu bağlamda, elektrolizör kapasitesinin bölgesel dağılımında yenilenebilir enerji üretimi, limanlara yakınlık ve sanayi gelişim projeksiyonları dikkate alınarak değerlendirilmiştir (Şekil 15).

Şekil 15. 2035 yılı şebeke modeli - Bölgesel elektrolizör kurulu kapasite dağılımı



4.3. İletim şebekesi analizleri

4.3.1. İletim şebekesinin mevcut durum değerlendirmesi

Türkiye elektrik sisteminin iletim şebekesi temel olarak, havai iletim hatları, trafo merkezleri, yer altı kabloları, denizaltı kabloları, kompanzasyon ekipmanları (seri ve şönt kondansatör, şönt reaktör) dahil olmak üzere 400 kV ve 154kV şebekelerden oluşmaktadır. Türkiye iletim sistemi, Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'nin (TEİAŞ) bünyesindedir ve işletmesini TEİAŞ yürütmektedir. TEİAŞ faaliyetlerini planlama, inşaat ve işletme olmak üzere üç ana temada gerçekleştirmektedir. Şebeke faaliyetlerinin yanı sıra Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ve Yan Hizmetler Piyasası'nın işletimi de yine TEİAŞ tarafından yürütülmektedir.

Esasen, şebeke işletiminin tamamı 400kV şebeke üzerinden yönetilirken, bölgesel işletmeler 154kV alt sistemle sınırlıdır. Mevcut şebeke analizi çalışması kapsamında, Türkiye elektrik sisteminin 154kV şebekesi sadeleştirilerek modellenmiş ve 400kV şebekesi ile birleştirilmiştir. Böylelikle analizler 400kV şebeke üzerinden yürütülmüştür. Bu yolla, herhangi bir üretim veya tüketim faaliyetinin etkisi 400kV şebekede temsil edilebilmekte ve simülasyonların daha hızlı bir şekilde hesaplanması sağlanmaktadır. Bahsi geçen modelleme yaklaşımına ilişkin simülasyonlar, Şekil 16'da gösterilen referans şebeke kullanılarak hesaplanmıştır.

Şekil 16. Türkiye 400kV elektrik iletim sistemi²⁶



Şekil 16'da gösterilen TEİAŞ 400kV şebekesi tüm ülkeyi kapsamaktadır. Temel olarak, Türkiye iletim şebekesi tüm konvansiyonel iletim şebekelerinde olduğu gibi, elektrik üretim santrallerinin mekânsal konumu ve enerjinin tüketim alanlarına ulaşımını sağlayacak şekilde geliştirilmektedir. İletim şebekesinin konvansiyonel gelişim süreci aşağıda özetlenmektedir (Şekil 17):

1. Altyapının güçlü hatlarından biri, ülkenin orta kısımlarından Ankara'yı geçerek güneydoğudan kuzeybatıya uzanmaktadır. Şebekenin bu kısmı, Güneydoğu Anadolu bölgesindeki hidroelektrik santrallerinden (HES) İç Anadolu ve kuzeybatı bölgesinde yer alan büyükşehirlere elektrik iletmek için geliştirilmiştir.
2. İletim sisteminin ana omurgasını oluşturan bir diğer bölümü ise hidroelektrik üretimine bağlı elektrik enerjisinin Karadeniz Bölgesi'nin orta ve doğu kısımlarından, Türkiye'nin orta ve kuzeydoğu kısmına iletilmesi için tasarlanmıştır.
3. Zonguldak kıyısında kurulu ve yüksek kapasiteli ithal kömür santrallerinde üretilen elektriğin Zonguldak'tan Sakarya bölgesine iletimi için nispeten kısa hatlar inşa edilmiştir.
4. Güney Marmara bölgesindeki çok sayıda RES ve kömür yakıtlı termik santralinin ürettiği elektriği tüketimin yoğun olduğu Trakya bölgesine ulaştırmak amacıyla, Güney Marmara bölgesinden Gelibolu Yarımadası üzerinden Trakya'ya uzanan 4 adet deniz altı kablo devresi ve bağlantı hatları inşa edilmiştir.
5. 4.800 MW kurulu güce sahip Akkuyu Nükleer Santrali'nde üretilecek elektriğin iletimi için 6 yeni havai hattın inşası devam etmektedir. Bu enerji hatlarının inşaatı neredeyse tamamlanmış olup, nükleer santral kurulumu tamamlanmadan hazır hale geleceği öngörülmektedir.

²⁶ ENTSO-E, 2024, İletim Sistemi Haritası - Türkiye, <https://www.entsoe.eu/data/map/>

Şekil 17. Türkiye 400kV elektrik iletim sisteminin konvansiyonel gelişimi

400kV seviyesinde şebeke havai hatları 3x954 MCM²⁷ veya 3x1272 MCM kesitli üçlü demet iletkenler ile tesis edilmektedir. Bu hatlar yaklaşık 1.200 MW, acil durumlarda ise 1.500 MW taşıma gücü kapasitesine sahiptir. Sayıca az da olsa halen faaliyette olan ve 30 yıldan daha eski, 800 MW'dan daha az taşıma kapasitesine sahip ikili havai hat demetleri de mevcuttur. Türkiye'nin 2053 net sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçişinde bataryaların rolünün incelendiği bu çalışmada, eski ve kapasitesi daha düşük olan bu hatların fiziksel yıpranma nedeniyle kademeli bir şekilde yenileneceği varsayılmaktadır. Havai hatların aksine, yer altı veya denizaltı kabloları yalnızca 900MW - 950MW arası taşıma kapasitesine sahiptir ve pratikte aşırı yük kapasiteleri bulunmamaktadır. 2022 yılı sonu itibarıyla şebeke hat uzunlukları Tablo 2'de özetlenmiştir (TEİAŞ, 2022).

Tablo 2. Türkiye iletim şebekesinin hat/kablo varlıkları (km)²⁸

	400kV	220kV	154kV	66kV
Şebeke hatları	23.917	-	46.795	99
Enterkonneksiyon hatları	633	85	227	20
Yeraltı kablosu	86,5	-	497	-
Denizaltı kablosu	16	-	-	-
Toplam	24.652	85	47.519	119

²⁷ MCM: dairesel mil, 1MCM yaklaşık 0,507mm²'ye denk gelmektedir.

²⁸ İletim sistemi 400kV ve 154kV'dan oluşmaktadır. Eskiden kullanılan az miktardaki 66kV şebeke de iletim sistemine dahil olup mevcut olanlar hariç artık kullanılmamaktadır.

4.3.2. Puant yük projeksiyonları

2013 ile 2022 yılları arasında “Yük Tevzi Bölgeleri” bazında tüketilen elektriğin yüzdesel dağılımı Şekil 18’de gösterilmektedir. Hesaplanan dağılım, Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.’nin (TEDAŞ) halka açık verilerinden faydalanarak ve son 10 yıl için olan ortalamaları düşünülerek oluşturulmuştur (TEDAŞ, 2024). İl bazındaki tüketimler daha sonra yük tevzi bölgelerine göre gruplandırılmıştır. Türkiye’nin geçmiş dönemli brüt elektrik tüketimine bakıldığında, puant talep ile tüketim arasında yaklaşık %16’lık bir oran olduğu görülmektedir (Tablo 3). Puant talep ve tüketim, yaklaşık 2-3 yıllık dönemlerde ortalama bir artış göstermektedir. 2020 - 2023 yılları arasındaki dönemde puant güçte bir değişiklik olsa da, yıllık brüt tüketim ortalama 330TWh civarında sabit kalmaktadır.

Şekil 18. Bölgeler bazında brüt elektrik tüketimi yüzdeleri (2013-2022 yılları ortalaması)



Tablo 3. 2010-2023 yılları arasında şebekedeki puant güç, tüketim ve güç/enerji oranları²⁹

Yıl	Puant (GW)	Tüketim (TWh)	Güç/enerji oranı (GW/TWh)
2010	33,39	210,43	%15,9
2011	36,12	230,31	%15,7
2012	39,05	242,37	%16,1
2013	38,27	246,36	%15,5
2014	41,00	257,22	%15,9
2015	43,29	265,72	%16,3
2016	44,73	279,29	%16,0
2017	48,81	296,70	%16,4
2018	49,30	304,17	%16,2
2019	49,28	303,32	%16,2
2020	49,85	306,11	%16,3
2021	56,30	332,87	%16,9
2022	52,29	331,11	%15,8
2023	55,12	330,30	%16,6

2018-2023 yılları arasındaki dönemde elektrik şebekesindeki puant güç talebi, yaz mevsiminin ortasında ve öğlen saatlerinde (14:30 civarında) gerçekleşmekle birlikte, puant talep esas olarak konvansiyonel yük³⁰ ile karakterize edilmektedir. Net sıfır karbon emisyonu hedefine ulaşılması için yüksek kapasitelerde değişken üretimli yenilenebilir enerji santrallerinin kurulması gerekmektedir. Bu nedenle, ilerleyen dönemlerde değişken üretimli yenilenebilir enerji santrallerinin öğle saatlerindeki anlık üretimi, konvansiyonel enerji talebinin çok üzerinde gerçekleşecektir. Şebekeye çeşitli depolama sistemlerinin dahil edilmesi, fazla üretimin depolanmasına ve dolayısıyla yenilenebilir enerji üretimi kesinti gereksiniminin (curtailment) azaltılmasını ya da potansiyel olarak kesintinin tamamen önlenmesini sağlayacaktır. Bununla birlikte, elektrik şebekesinin brüt toplam puant güç talebi şebekeye bağlı bütün güç kaynaklarının toplamı ile hesaplandığından, kurulan tüm enerji depolama sistemleri de, şebekenin puant talebini artıracak bir etkiye sahip olacaktır.

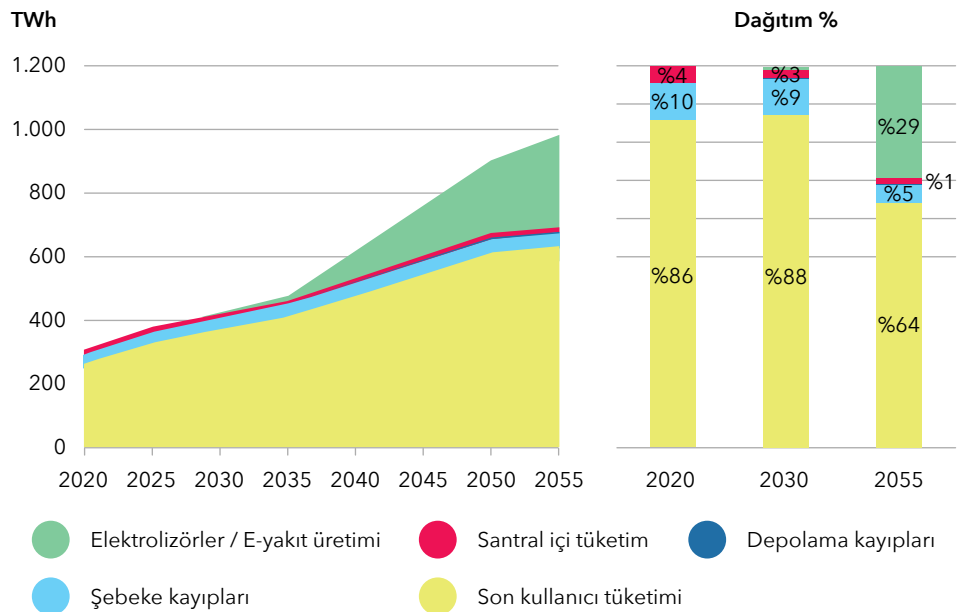
²⁹ TEİAŞ, <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>

³⁰ Konvansiyonel/Geleneksel yük: evsel, sanayi, aydınlatma, ısıtma, hizmet sektörü gibi alanlardaki tüketimi ifade eden olağan tüketici yükü. Depolama tesisleri ve PtX elektrolizörleri gibi daha değişken ve yönetilebilir tüketimler konvansiyonel olmayan yük olarak sınıflandırılır.

Saatlik puant yük, depolama sistemlerinin şebekeye elektrik vermesi veya çekmesi durumuna göre değişebilmektedir. Batarya depolama sistemlerinin, güneş enerjisi üretiminin en yüksek olduğu öğlen saatlerinde (12:00) güç tüketmesi beklendiğinden, şebekeden çekilecek toplam güç artacaktır. Bu durumda puant yük talebi de artacaktır. Her ne kadar elektrikli araçlar ve batarya enerji depolama tesisinin puant talebi artırıcı etkisi olsa da, enerji verimliliği, şarj istasyonlarının akıllı yönetimi, akıllı ev aletleri ve günlük hayattaki diğer teknolojik gelişmeler puant talepteki artışı baskılayabilir. Bataryaların şebekeye olan etkisinin incelendiği mevcut model çalışmasında, puant talep projeksiyonu için, farklı ülkeler ve Türkiye'nin güç/enerji oranları incelenmiş ve benzer oranların orta ve uzun vadelerde de geçerli olacağı öngörülmüştür (bknz. Ek A.3). Bu durumda, Türkiye'de de talebin konvansiyonel kısmı için oluşacak puant talebin yine %16 şeklinde olacağı öngörülebilir.

SHURA'nın net sıfır karbon yol haritasında (NZ2053) kullanılan enerji modeli sonuçlarına göre, toplam elektrik tüketimi içindeki konvansiyonel tüketim 2035 ve 2053 yılları için sırasıyla 460 TWh ve 690 TWh'tır (Şekil 19). Mevcut şebeke analiz çalışması kapsamında, NZ2053 senaryosundaki konvansiyonel elektrik tüketimi sonuçları dikkate alınarak puant güç talebi hesaplanmıştır. Batarya şarjı, pompaj depolamalı HES ve elektrolizör (PtX) sistemlerine ait güç değer geleneksel puant güç değerine dahil edilerek Tablo 4'te gösterilen dağılım elde edilmektedir.

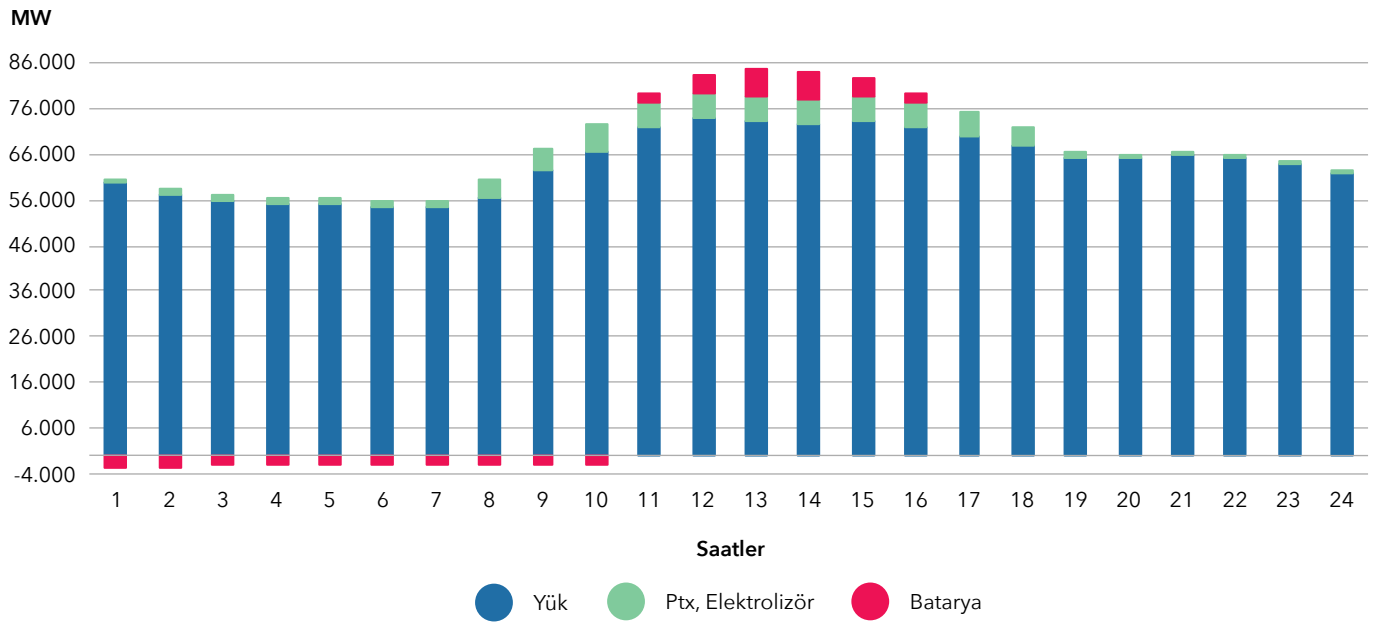
Şekil 19. SHURA Net Sıfır 2053 (NZ2053) senaryosuna göre yıllara sari toplam elektrik tüketim (TWh) projeksiyonu



Tablo 4. Şebeke brüt puant talep projeksiyonu

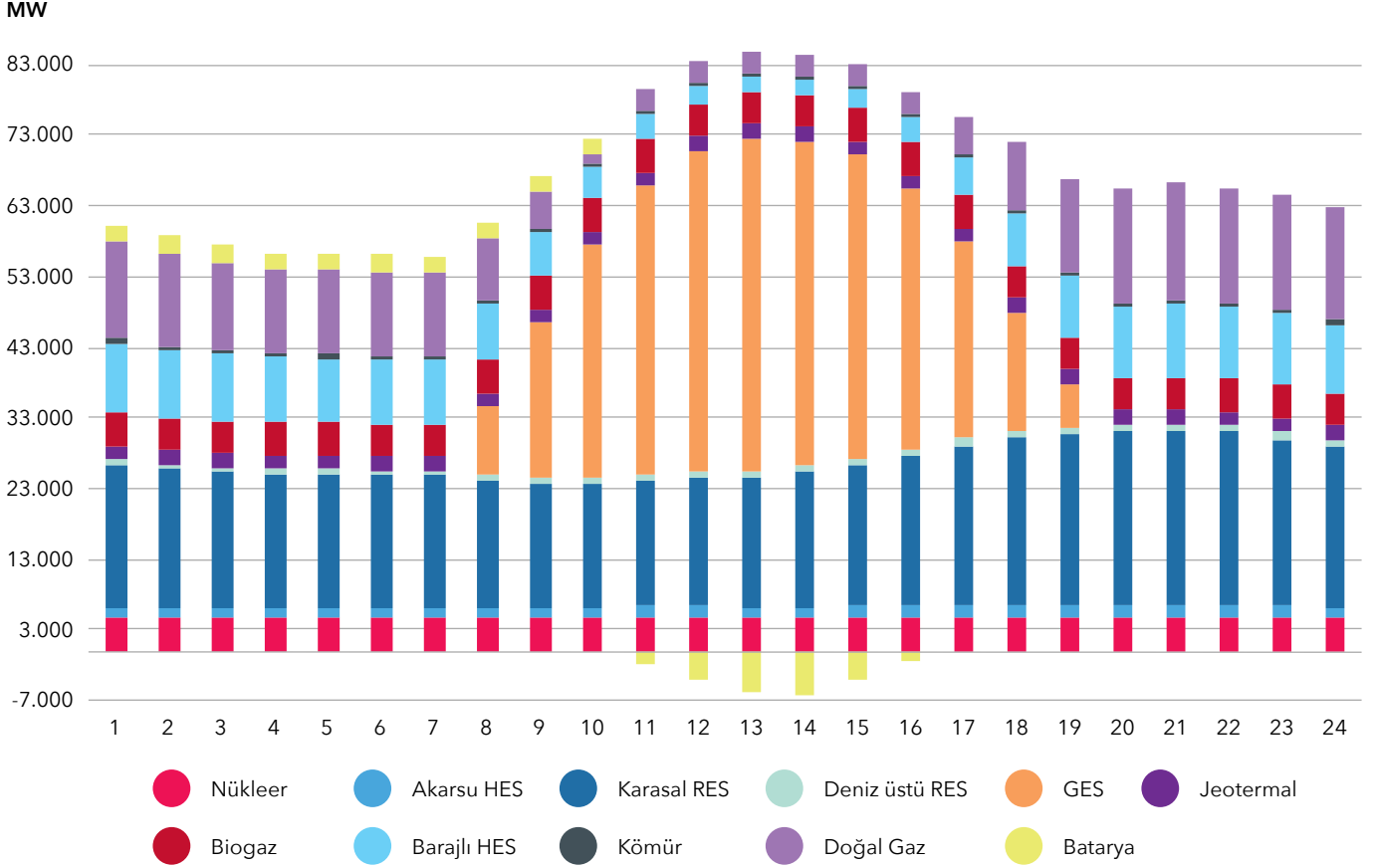
Yıl	Geleneksel Yük ³¹ (GW)	Batarya Şarjı (GW)	Pompaj Depolamalı HES (GW)	PtX (GW)	Şebeke Brüt Yüğü (GW)
2035	73,6	6,0	0	5,5	84,8
2053	110,9	16,7	2,1	70	199,7

Ek A.1’de farklı batarya teknolojilerine ait özetlenmiş teknik değerler şebeke modeli için temel girdi olarak alınmıştır. Dikkate alınan bu değerlere göre, 2035 yılı için şebeke puant gününe ait türetilen saatlik üretim profili ve yük eğrisi sonuçları Şekil 20 ve Şekil 21’de gösterilmektedir.

Şekil 20. 2035 yılı Ağustos ayı şebeke puant günü saatlik yük eğrisi

³¹ Orta ve uzun vadede geleneksel yük öngörürleri, modellenen brüt elektrik tüketiminin %16’sı olacak şekilde oluşturulmuştur.

Şekil 21. 2035 yılı şebeke puant günü - Üretim kaynaklarının dağılımı



Yukarıdaki grafikler 2035 yılı yaz döneminde, puant tüketim günü için 24 saatlik bir işletme durumunu göstermekle birlikte tüketim miktarı, PtX sistemlerinin sağladığı esneklik, depolama sistemlerinin çalışma rejimi, RES ve GES üretimlerindeki değişim ve diğer konvansiyonel tipteki üretim tesislerinin modellenen günlük üretim profillerini içermektedir. Analiz sonuçlarına göre 2035 yılı için RES ve GES üretimlerinde ciddi bir üretim kısıntısı beklenmemektedir. PtX tesisleri elektrik tüketimini GES üretiminin en yoğun olduğu öğle saatlerine ayarlayabilmektedir. Bununla birlikte, batarya depolama sistemleri günlük döngüsel çevrim sayısı kapsamında GES üretiminin en yüksek olduğu saatlerde tam kapasite ile dolum yapamayabilmektedir.

4.3.3. Şebeke gelişim modellemesi

Elektrik sistemi modellemeleri, şebekenin herhangi bir kısmında aşırı yük veya gerilim ihlali olup olmadığını gösteren yük akışı hesaplamalarına dayanmaktadır. Yılın belli dönemlerinde, şebekenin farklı alanları saatlik yük profiline göre çeşitli şebeke yüklerine maruz kalabilir. Özellikle operasyonel amaçlar için kullanılan kısa vadeli modeller ayrıntılı şebeke verilerine ihtiyaç

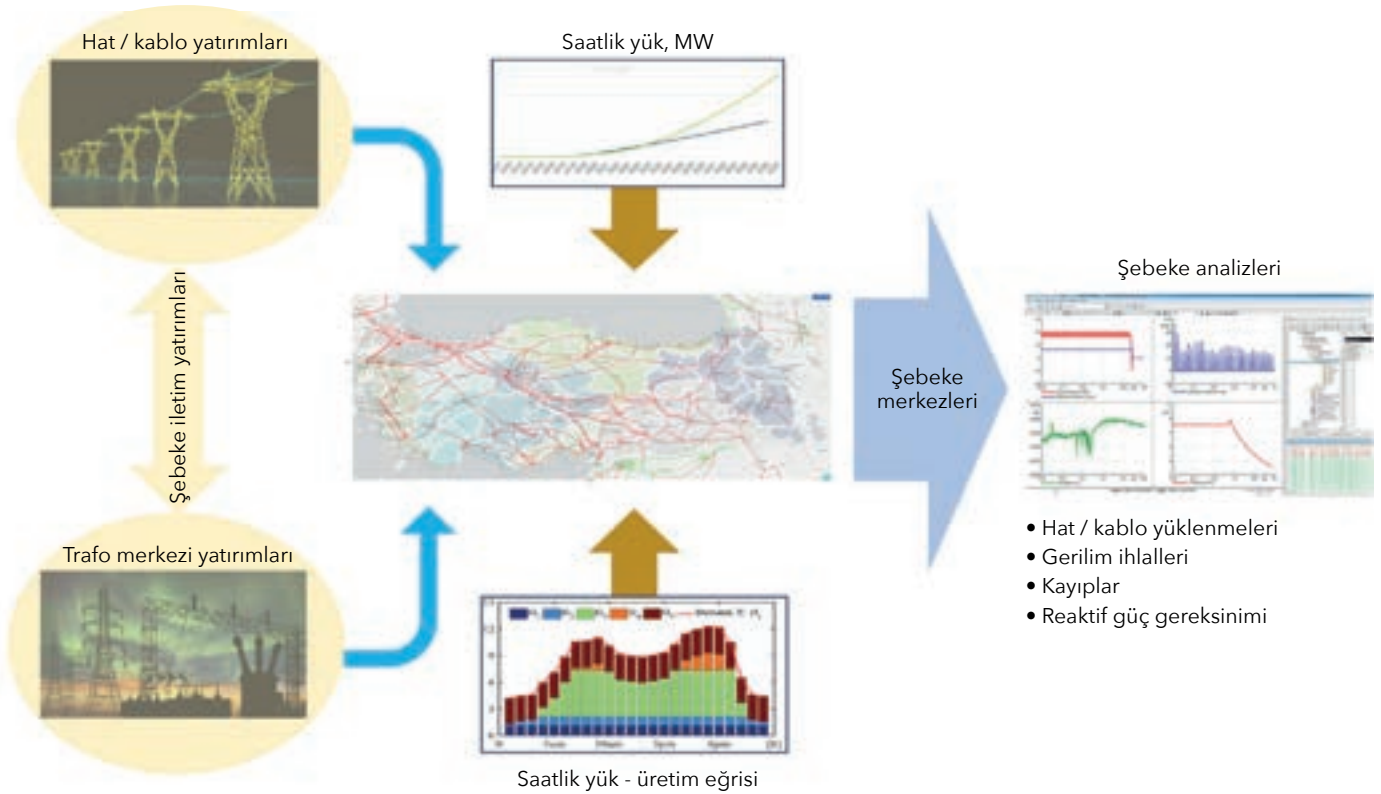
duymaktadır. Elektrik şebekesi planlama çalışmalarında ise operasyonel amaçların aksine, uzun dönemli makro seviyede projeksiyonlar ve varsayımsal parametrelere bağlı senaryolardan oluşmaktadır. Mevcut iletim sistemi modeli olan as-is modelinden³² yola çıkılarak, gelecek dönemleri dikkate alan şebeke modelinin hazırlanması için;

- TEİAŞ yatırım planları (SBB, 2023),
- Yıllık raporlar (TEİAŞ, 2022) ve
- Elektronik Kamu Alımları Platformu (EKAP) web portalı (EKAP, 2024) gibi kamuya açık kaynaklar kullanılmıştır.

Batarya enerji depolama sistemlerinin şebekeye etkilerinin analizi için:

- Mevcut şebeke altyapısı,
- Yük projeksiyonları ve
- Üretim profiline gelişimi ve tevzi (dispatch) kullanılmıştır (Şekil 22).

Şekil 22. Şebeke modelinin gelişim metodolojisi



³² AS-IS: Olduğu gibi anlamında kullanılmakta olup şu anki gerçek durumu yansıtan şebeke modeli için kullanılmıştır.

Şebeke altyapısı: Elektrik şebekesi analizi, sayısal yöntemlere dayalı hesaplamalı şebeke modelleri kullanılarak gerçekleştirilmektedir. İletim ve dağıtım sistem operatörleri şebeke modellemesi için, araştırma enstitülerinde ya da mühendislik ve/veya danışmanlık şirketlerinde kullanılan, doğrulanmış farklı yazılımlar kullanılmaktadır. Bu yazılımların temel özelliği, şebeke modeli yük akış simülasyonlarını gerçekleştirmek için sayısal yöntemler kullanmalarıdır.

Mevcut analiz kapsamında, sayısal indirgeme teknikleri uygulanarak şebekenin tamamı 400kV gerilim seviyesinde temsil edilmiştir. Bu şekilde, küçük ölçekli generatörlerin etkisi ve 154kV şebeke yükleri, 400kV seviyesinde temsil edilebilmekle birlikte, karmaşık sistem modeli sadeleştirilebilmektedir. Mevcut elektrik şebekesi dikkate alınarak, havai hat/kablo ve trafo merkezleri gibi ek altyapı bileşenleri şebeke üzerinde oluşturulmuş ve orta-uzun vadedeki gelişim modelleri farklı iki güç şebeke modeli kullanılarak geliştirilmiştir.

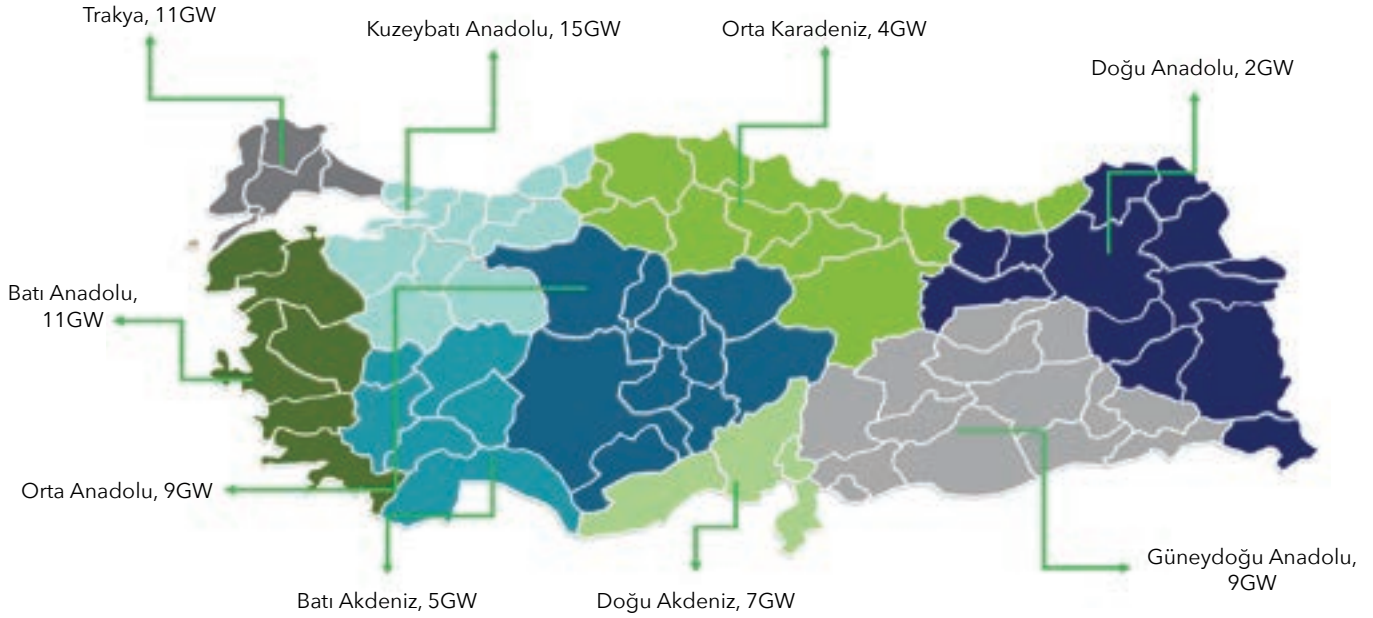
Yük Tahmini: SHURA'nın yürütmüş olduğu net sıfır karbon yol haritası çalışmasındaki NZ2053 Senaryosu'nda elde edilen çıktılar mevcut çalışmada girdi olarak alınarak, Türkiye'nin 2053 yılına kadarki ortalama yıllık elektrik tüketimi tahmin edilmiştir. Kullanılan şebeke modeli için başka bir girdi ise saatlik güç talebi serisidir. Ülke genelindeki saatlik tüketim profilinin benzer şekilde kalacağı varsayılarak ilgili profil ileri dönemki şebeke modeli için de kullanılmıştır. Geçmiş yıllara ait tüketim profili ise Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPIAŞ) Şeffaflık Platformu'ndan sağlanmıştır.

Puant güç talebi ise, güç/enerji oranına ve yıllık tüketime göre tahmin edilmektedir. Yıllık yük profili, puant güç talebine ve NZ2053 Senaryosu'nda elde edilen yük profiline uygun olarak üretilmiştir. Puant gücün trafo merkezi bazlı olarak modele işlenmesi için de güç sisteminin toplam puant talebi bölgesel bazlı enerji tüketimi dağılımına göre trafo merkezleri arasında dağıtılmış ve trafo merkezi bazlı tüketim yükleri hesaplanmıştır. Ancak yapılan tüm bu hesaplamalar gerçekleşmiş veriler üzerinden doğrusal (lineer) bir dağılımla yürütüldüğü için uzun dönemde bölgeler arasındaki doğrusal ilişki bozulabilir. Bu kapsamda, şebeke işletmecisi ve uzman yorum ve görüşleri de alınarak hesaplanan değerler revize edilmiştir. Doğrusal olarak hesaplanan ve uzman görüşleri doğrultusunda revize edilen puant yük değerleri Tablo 5'de gösterilmektedir. Modellemeye esas bölgesel puant girdisi ise Şekil 23'te gösterilmektedir.

Tablo 5. Tüketime göre hesaplanan ve model girdisi olarak kullanılmış bölgesel puant yük verileri

Bölge	Modellenen bölgesel puantlar (GW)	Ağırlıklı tüketime dayalı hesaplanan bölgesel puantlar (GW)
Trakya	11	11,0
Kuzey Batı	15	16,9
Orta Karadeniz	4	3,7
Doğu Anadolu	2	2,9
Güneydoğu	9	6,6
Doğu Akdeniz	7	6,6
Batı Akdeniz	5	4,4
Batı Anadolu	11	11,7
İç Anadolu	9	9,5

Şekil 23. 2035 şebeke modelinde kullanılan geleneksel puant yük talep projeksiyonları



Üretimin gelişimi ve tevzi: Türkiye’de mevcut kurulu kapasite 108 GW’ı geçmiştir. Halihazırda kurulması planlanan kapasitenin büyük bir kısmı değişken üretimli RES ve GES projelerinden oluşmaktadır. Aday RES ve GES yatırımları için bölgesel kapasiteler TEİAŞ tarafından planlanmaktadır. Bunlar haricinde, Türkiye’deki ilk deniz üstü RES kurulumu için hem ulusal hem de uluslararası çeşitli araştırmalar ve fizibilite çalışmaları yürütülmektedir. Bu kapsamda, Dünya Bankası tarafından yayımlanmış deniz üstü RES potansiyel haritası ileriye dönük şebeke modeli gelişim analizi için de önemli bir çalışma olmuştur (Dünya Bankası, 2020). Şebeke ölçekli bataryaların büyük çoğunluğu ise yüksek kapasiteli yenilenebilir enerji üretim tesislerine yakın bölgelerde modellenmiştir. Şebeke kısıt yönetimi amacıyla, şebeke ölçeğinde bir kısım batarya kapasitesi aşırı yüklenen iletim hatlarına göre konumlandırılmıştır.

Orta ve uzun vadeli şebeke modelinde tevzi önceliği, geleneksel enerji santrallerinin teknik kısıtlamaları da dikkate alınarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının azami seviyede kullanılmasına dayanmaktadır. GES’lerin mevcut üretimi, günlük ve mevsimsel güneş ışınım seviyelerine göre hesaplanmıştır. İleri dönemli rüzgâr enerjisi üretim projeksiyonları ise EPIAŞ’tan elde edilen saatlik bazlı yıllık rüzgâr üretimi ile benzer profile sahip olacak şekilde modellenmiştir (EPIAŞ, 2024b).

4.3.3.1. 2035 yılı şebeke modeli

Şebeke modelinde dikkate alınan temel girdilerden olan gelecek döneme ait şebeke yatırımları ile ilgili veriler kamuya açık olan EKAP kamu ihale platformu ve TEİAŞ’ın T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı’na (SBB) sunduğu detaylı yatırım programları değerlendirilerek oluşturulmuştur. Modelde, belirtilen bu kaynaklardaki yatırımların 2035 yılına kadar gerçekleştirileceği varsayılmaktadır. Bu kapsamda Türkiye şebekesinde orta vadeye kadar yeni iletim hatları, enerji kabloları ve yeni trafo merkezleri inşa edileceği öngörülmektedir. Modelde dikkate alınan 400 kV’luk yeni trafo merkezlerinin illere göre dağılımı Ek A.4’te listelenmekte ve Şekil 24’te gösterilmektedir.

Şekil 24. 2035 yılında devreye alınması öngörülen yeni 400 kV'luk trafo merkezlerinin (kırmızı) şebekedeki konumları



Yeni trafo merkezlerinin yanı sıra, geliştirilmekte olan ve 2035 yılına kadar faaliyete geçmesi öngörülen iletim hattı projeleri bulunmaktadır (SBB, 2024). Bunların büyük bir kısmı havai hat projesi olup, sınırlı bir kısmı da denizaltı/yer altı kablosu projelerinden oluşmaktadır (TEİAŞ, 2022).

Denizaltı kablo projelerinden en kritik olanları, İzmit Körfezi'ni geçecek çift devre denizaltı kablo projesi ve Çanakkale Boğazı'nı geçecek beşinci ve altıncı devre denizaltı kablo projeleridir. Bu iki yüksek gerilim (YG) denizaltı kablo geçişi, arz-talep dengesizliğinin yüksek olduğu bölgeleri birbirine bağlayacaktır. Bu hatlarla, Batı Anadolu ve Güney Marmara bölgelerinde bulunan kömür yakıtlı termik santraller ve yüksek kapasiteli RES'ten üretilen ihtiyaç fazlası elektriğin, Çanakkale Boğazı denizaltı bağlantısıyla Trakya'ya aktarılması sağlanabilecektir. Bununla birlikte yine bu kaynaklardan üretilen fazla elektrik, Kocaeli-İstanbul illerine İzmit Körfezi geçişi (YG kablo) ile de iletilebilecektir (Şekil 25).

TEİAŞ yatırım planlarında resmi olarak onaylanmış yeni hat/kablo projeleri Ek A.5'te listelenmiştir. Bu çalışma kapsamında toplam 4.000 kilometreyi (km) bulan bu hatların 2035 yılına kadar hizmette olacağı öngörülmektedir.

Şekil 25. Planlanan yeni YG denizaltı hatlarındaki elektrik akışı



4.3.3.2. 2053 yılı şebeke modeli

TEİAŞ şebeke gelişimi odağındaki çalışmalarında, yeni hatların adı, trafo merkezlerinin sayısı ve lokasyon bilgilerini de içeren 10-20 yıllık uzun vadeli planlar hazırlamaktadır. Bu temel planlamaların yanı sıra, şebeke kapasitesi, kayıp hedefleri, ara bağlantı altyapısı, sınır ötesi kapasite, dijitalleşme ve çevre dostu malzeme kullanımlarını içeren çeşitli kavramsal planlar da hazırlanmaktadır (TEİAŞ, 2019). Batarya gelişiminin şebekeye etkisinin incelendiği mevcut çalışma kapsamında, 2053 yılına kadar şebeke gelişimi:

- Teknik ömrünü tamamlayacak olan ikili demet iletim hatlarının tamamının üçlü demet hatlarla yenileneceği,
- Şebeke haritalarında gösterilmiş, teknik raporlarda tartışılmış ve önceki yatırım planlarında yer almış ancak sonradan iptal edilmiş veya ileriki yıllara ertelenmiş kavramsal projelerin 2053 yılına kadar tesis edileceği ve,
- Büyükşehirlerde yük artışına bağlı olarak en az bir adet 400kV trafo merkezi bulunacağı

varsayımları dikkate alınarak hazırlanmıştır.

Bu varsayımlar ışığında, 2035 yılından sonra şebekeye en az 2.600 km yeni iletim hattının inşa edilmesi öngörülmüştür (Tablo 6). 2053 yılına kadar eklenmesi öngörülen yeni hatlar, şebeke modeline eklenen yeni 400kV trafo merkezleri ile ilişkilidir. 2035 yılına kadar ve 2035-2053 yılları arasında şebeke modelinde dikkate alınan yeni trafo merkezleri Şekil 26'da gösterilmektedir. Sarı renkle gösterilen noktalar 2035 yılına kadar tamamlanması öngörülen; kırmızı renktekiler ise 2035 yılı sonrasında kalması öngörülen trafo merkezlerini göstermektedir.

Şekil 26. 400kV şebekede devreye alınması öngörülen yeni trafo merkezleri**Tablo 6.** 2053 yılı Türkiye şebeke modeline eklenen yeni iletim hatları

Hat Başlangıç Yeri	Hat Bitiş Yeri	İl	Uzunluk (km)	Tip
PASAKÖY	SAMANDIRA	İstanbul	5	Kablo
SAMANDIRA	KARTAL	İstanbul	11	Kablo
IŞIKLAR	KEMALPAŞA	İzmir	15	Havai hat
DELİKLİKAYA	TREKOS	İstanbul	20	Havai hat
KEMALPAŞA	MORSAN	İzmir	25	Havai hat
TEMLİ	ÜMİTKÖY	Ankara	30	Havai hat
KAYAŞ	ÜMİTKÖY	Ankara	45	Havai hat
TERKOŞ	ALİBEYKÖY	İstanbul	55	Havai hat
ESKİŞEHİR	BİLECİK	Eskişehir	70	Havai hat
BİLECİK	ÇİFTLİKKÖY	Bilecik-Yalova	80	Havai hat
KEBAN	MALATYA	Elazığ-Malatya	90	Havai hat
AKSA ANTALYA	ISPARTA	Antalya-Isparta	90	Havai hat
ÜMİTKÖY	ÇAYIRHAN	Ankara	100	Havai hat
ISPARTA	AFYON	Isparta-Afyon	110	Havai hat
TERKOŞ	VERBENA DG	İstanbul-Kırklareli	120	Havai hat
KIZILTEPE	PEKMEZLİ	Mardin	130	Havai hat
SEYDİKMER	ANTALYA SERBEST BÖLGE	Antalya	140	Havai hat
PEKMEZLİ	BİRECİK	Şanlıurfa	145	Havai hat
BOLU	ADAPAZARI	Bolu-Sakarya	160	Havai hat
MALATYA	KAHRAMANMARAŞ	Malatya-Kahramanmaraş	160	Havai hat
KEMERKÖY	SEYDİKMER	Muğla-Antalya	180	Havai hat
BOYABAT HES	BOLU	Sinop-Bolu	290	Havai hat
AFYON	KOCAELİ	Afyon-Kocaeli	290	Havai hat
KÜTAHYA	BURSA	Kütahya-Bursa	80	Havai hat
KÜTAHYA	YALOVA	Kütahya-Yalova	140	Havai hat

4.3.4. Batarya enerji depolama sistemlerinin konumlandırılması

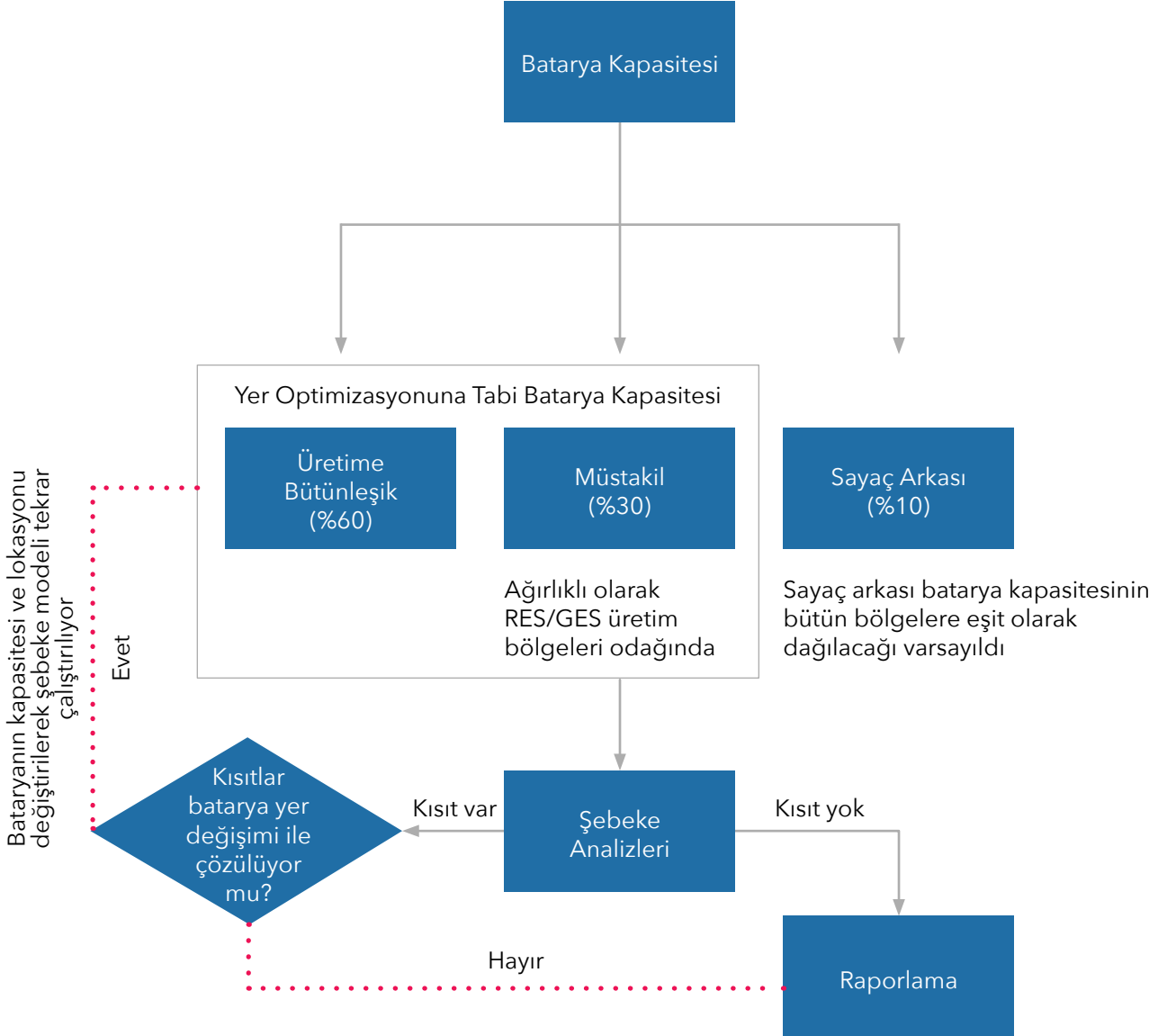
Bataryalar, kısa şarj-deşarj aralıklarına sahip olmaları sayesinde iletim hattının etkin yüklenmesini azaltmak veya söz konusu iletim hattının beslendiği noktaya daha fazla RES-GES kapasitesinin entegre edilmesini sağlamak amacıyla kullanılabilirler.

Alternatif akım (AC) bağlantılı geleneksel şebekelerde hat akışını kontrol etmek oldukça zordur. Güç akışı, yüksek üretimli bölgelerden yüksek tüketimli bölgelere ve bu bölgeler arasındaki eşdeğer empedanslara göre gerçekleşmektedir. Bir AC güç şebekesinde, her trafo merkezinin bir arz-talep oranı vardır ve bağlantı hatları bu orana göre yüklenir. Yüksek gerilim şebekeleri, trafo merkezleri arasında güçlü bağlantıların olduğu enterkonnekte (birbirine bağlı) bir şekilde yapılandırılmaktadır. Bir depolama tesisinin bir trafo merkezinden diğerine taşınması, bu iki trafo merkezi arasındaki hat yükünü aynı oranda doğrudan etkilememektedir. Trafo merkezlerinde birbirine bağlanan hatlar nedeniyle, bir depolama tesisinin yerinin değiştirilmesinin hat akışına etkisi, yeri değiştirilen kapasiteyle karşılaştırıldığında daha az olabilir. Batarya konumlandırması ile ilgili önemli diğer bir konu ise gece koşullarında ve arz-talep dengesi sağlandığı durumda, batarya deşarj döngüsü ile birlikte üretim fazlasına bağlı hatların fazla yüklenme riskinin bulunmasıdır.

Mevcut çalışma kapsamında batarya sistemlerinin konumlandırmasında, öncelikle büyük kapasiteli GES ve RES projelerine yakın lokasyonlar seçilmiştir. Bu lokasyonlara depolama sistemleri modellenirken aşamalı şekilde batarya gücü artırılarak şebeke yük akış analizleri tekrarlanmıştır. Bu sayede hangi konuma ne kadar depolama sistemi eklenebileceği şebeke kısıtlarına göre optimize edilerek uygun kapasite dağılımı belirlenmiştir.

Çalışma kapsamında, toplam batarya enerji depolama sistemlerinin %10'unun sayaç arkası olarak kurulacağı varsayılmıştır. İlgili sayaç arkası kapasitesinin tüm şebekeye eşit olarak yayılacağı öngörüsü ile modelleme yapılmıştır. Batarya kapasitesinin yaklaşık %30'u ise tüketimin yüksek olduğu büyük şehirlere ve yenilenebilir üretim kapasitesine sahip bölgelere dağıtılmıştır. Kalan %60'lık kapasite ise şebeke ölçekli yenilenebilir enerji santrallerine bütünlük olarak konumlandırılmıştır. Ayrıntılı kapasite dağılımı ise, şebeke altyapısının bataryaların optimum şarj/deşarj yüklemelerine sahip olduğu yinelemeli yük akışı analizine göre gerçekleştirilmiştir. Batarya konumlandırması için dikkate alınan temel algoritma Şekil 27'de gösterilmiştir. Orta (2035) ve uzun (2053) vadede, bataryaların bölgesel ve kapasite olarak dağılımları Şekil 28'de gösterilmektedir.

Şekil 27. Batarya kapasitesinin konumlandırmasında kullanılan algoritma



Şekil 28. Şebeke modeli kapsamında modellenen bölgesel batarya toplam kapasiteleri

a. 2035 yılı toplam kapasiteler (7.200 MW)



b. 2053 yılı toplam kapasiteler (30.000 MW)



4.3.5. Şebeke etki analizi sonuçları

İletim şebeke gelişimine yönelik yatırımlar, elektrik üretim ve tüketim tesisleri gibi diğer şebeke varlıklarının inşasına kıyasla daha uzun sürede tamamlanmaktadır. İletim hatları (kablolar ve havai hatlar) ve trafo merkezlerini içeren şebeke projelerinin, finansman ve ihale dahil tüm süreçlerini TEİAŞ planlanmakta ve yürütmektedir. Elektrik üretim ve tüketim tesislerindeki hızlı büyüme, gerekli şebeke varlıklarının kurulumlarının tamamlanmasına kadar geçici bazı kısıtlara neden olabilmektedir. Mevcut analiz kapsamında, ileri dönemde planlanan ve şebekenin durumunu etkileyecek tüm projelerin inşa edileceği varsayılmaktadır.

Şebekenin güvenli bir şekilde çalışmasını sürdürmesi için, tüm hat ve kabloların termik kapasitenin altında yüklenmesi ve tüm trafo merkezlerinin voltajı izin verilen aralıkta ($\pm\%10$) kalması gerekmektedir. Yapılan analizlerde, brüt puant yükün 2035 yazında yaklaşık 73 GW olacağı hesaplanmıştır (bkz. Bölüm 4.3.2). Modelde, bataryaların üretim fazlası güneş kaynaklı elektriği depolamak için çalıştırılmakta olduğu ve bunun sonucunda da şebekeye ilave yük yarattığı görülmektedir. 2035 yılı için oluşturulan yaz puant simülasyonu kapsamında, batarya enerji depolama sistemleri şarj modunda modellenmiş ve PtX sistemleri de, RES ve GES tesislerindeki fazla üretimi yeşil hidrojene çevirmek amacıyla tam kapasiteyle çalışacak şekilde senaryo oluşturulmuştur. 2035 yaz dönemi için yük akış senaryosunda toplam tüketim, şebeke konvansiyonel yükü (73 GW), batarya şarjı (6 GW), PtX elektrolizörleri (5,7 GW) ve şebeke kayıplarından ($\sim 1,4$ GW) oluşmaktadır. Bu tüketime karşılık ise yaklaşık 85 GW üretim bulunmaktadır. İlgili şebeke yük senaryosunda, özellikle çift demet iletkenli ve daha küçük kapasiteli eski hatlarda çeşitli yüklenme ihlalleri gerçekleştiği modellenmiştir (Şekil 29).

Şekil 29'da gösterilen kırmızı ok işaretleri, kapasitesinin üzerinde yüklenen eski ikili demet iletim hatlarını göstermektedir. Sarı oklar ise kapasitesine çok yakın yüklenen iletim hatlarını göstermektedir. Normal şartlar altında şebeke operasyonunda, hatlarda kapasite üzerinde yüklenme durumu istenmemektedir. Bununla birlikte, kapasiteye yakın yüklenme durumları da operasyonel esnekliği azalttığı için tercih edilen bir durum değildir.

Şekil 29. 2035 yılı yaz dönemi şebeke yükleme koşulları - Puant gün



Bataryaların konumlarının şebekeye etkisini analiz etmek amacıyla 500 MW ek depolama kapasitesi Kütahya-Afyon Bölgesi'nden Konya'ya taşınmış ve yük akışı yeniden hesaplanmıştır. Artan depolama kapasitesi, Konya ile Afyon bölgesini bağlayan hatta olumlu bir etki yaratmaktadır, ancak bataryanın

konumlandırıldığı yerden uzaklaştıkça bu etki hızla azalmaktadır. Batarya konumlandırılmasında dikkat edilmesi gereken bir diğer konu ise, bataryalarla şebekenin akşam-gece yükleme koşullarıdır. Batarya konum değişikliğinin şebekedeki yük akışına olan etkileri, gece ve gündüz yüklenme koşulları için sırasıyla Şekil 30 ve Şekil 31’de gösterilmektedir.

Simülasyonlarda görüldüğü üzere, GES ve RES üretimlerinin yüksek olduğu bölgelere konumlandırılan bataryalar, tüketim fazlası üretimi depolayarak şebekeyi desteklemektedir. Bununla birlikte, GES üretimini yönetmek için aynı bölgelere daha yüksek batarya kapasitesi kurulması durumunda ise gece vakti tüketim düşük kalabilmekte ve bu durum, elektriğin diğer bölgelere aktarılmasında yüklenmelere neden olabilmektedir. Ayrıca, gündüz şarj döngüsünde yüklenmeyen hatlar, gece deşarj döngüsünde yüklenebilmektedir.

Şekil 30. Baz senaryo kapsamında konumlandırılmış bataryalar (a) ve ilave 500MW kurulu güçteki bataryanın Konya’ya taşındığı (b) senaryo sonuçları - Yaz mevsimi ve gündüz yüklenmesi durumu

a- Baz Senaryo



b- 500 MW batarya ek kapasitesinin Konya’ya taşındığı senaryo



Şekil 31. Baz senaryo kapsamında konumlandırılmış bataryalar (a) ve ilave 500MW kurulu güçteki bataryanın Konya'ya taşındığı (b) senaryo sonuçları - Yaz mevsimi ve gece yüklenmesi durumu

a- Baz Senaryo



b- 500 MW batarya ek kapasitesinin Konya'ya taşındığı senaryo





No. 2



No. 1



5. Fayda Maliyet Analizi

Çalışma kapsamında halihazırda ticari olarak kullanılmakta olan batarya teknolojileri ve bu teknolojilerin kullanım alanları değerlendirilmiştir. Şebeke ölçeğinde lityum-demir-fosfat (LFP), akış bataryalar ve sodyum sülfür (NaS) batarya teknolojilerinin; sayaç arkası bataryalarda ise lityum-nikel-manganez-kobalt-oksit (NMC) batarya teknolojisinin öne çıktığı analiz edilmiştir. NMC'nin sayaç arkası için öncelikli tercih olmasının sebebi, yüksek enerji yoğunluğundan dolayı daha az yer kaplamasıdır. LFP, NaS, NMC ve akış bataryaların hepsinde hızlı tepki süreleri mevcuttur ve bu nedenle de yan hizmetlerde³³ kullanılabilirler. Türkiye'de batarya enerji depolama uygulamalarında bu teknolojilerin önemli rolleri olacağı değerlendirilmektedir. Çalışmada, ilgili batarya teknolojilerinin farklı hizmet alanları için fayda maliyet analizleri de yürütülmüştür. Analiz kapsamında batarya enerji depolama sistemi yatırımlarının geri dönüş süreleri analiz edilmemiştir. Sadece yıllara sari olarak seviyelendirilmiş hizmet maliyetlerinin, ilgili yıl özelinde tahmini elektrik satış fiyatlarına göre ekonomik olarak uygulanabilirliği incelenmiştir.

5.1. Fayda maliyet analizi için kullanılan temel parametre ve varsayımlar

5.1.1. Teknik parametreler

Analiz kapsamında değerlendirilen batarya teknolojilerinin teknik parametreleri Tablo 7'de özetlenmektedir. Çevrim kaybı, batarya sisteminin şebekeden aldığı enerji ile şebekeye verdiği enerji arasındaki AC-AC çevrim kaybını (trafo, invertör ve kablo kayıpları dahil) ifade etmektedir.

Tablo 7. Fayda maliyet analizlerinde esas alınmış batarya teknik parametreler

Batarya Teknolojisi	Devir Sayısı	Kapasite (saat)	Çevrim Kaybı (AC'den AC'ye)	Tepki Süresi
LFP	5.000	4	%12	Milisaniye
NMC	2.000	4	%14	Milisaniye
Akış Bataryası	15.000	20	%32	Pompalar çalışır durumdayken milisaniye, aksi halde ~10 saniye
NaS	4.500	6	%22	Milisaniye

³³ Ancak, hızlı tepki süresi elde etmek için akış bataryalarının çalışmaya hazır durumda (pompaların çalışır halde) olması gerekir.

5.1.2. Batarya yatırım maliyetleri

Bataryaların yatırım maliyetleri, sistemden çekilebilen maksimum gücü (MW) belirleyen güç ekipmanlarının maliyeti ve depolama kapasitesini (MWh) belirleyen depolama ekipmanlarının maliyetinden oluşmaktadır. Dolayısıyla kurulan sistemlerin maliyeti MW başına veya MWh başına olarak ifade edilebilmektedir. Bu çalışmada, fayda-maliyet analizleri 4 saatlik depolama şarj/deşarjı düşünülerek oluşturulmuş ve yatırım (CAPEX) ve işletme maliyetleri (OPEX) ABD\$/MWh cinsinden alınmıştır (Tablo 8).

Tablo 8. Fayda maliyet analizinde kullanılan yatırım (CAPEX)³⁴ ve işletme (OPEX)³⁵ maliyetleri

Batarya Teknolojisi	Yatırım Maliyeti (CAPEX)	İşletme Maliyeti (OPEX)
LFP	1 saat: 285.000 ABD\$/MWh	CAPEX * %2,5
	4 saat: 228.000 ABD\$/MWh	
NMC	1 saat: 356.000 ABD\$/MWh	CAPEX * %2,5
	4 saat: 284.000 ABD\$/MWh	
Akış Bataryası	1 saat: 532.000 ABD\$/MWh	CAPEX * %2,0
	4 saat: 330.000 ABD\$/MWh	
	6 saat: 293.000 ABD\$/MWh	
NaS	400.000 ABD\$/MWh	CAPEX * %2,0

Bölüm 2’de de bahsedildiği üzere, batarya birim maliyetlerinin ileriki yıllarda önemli ölçüde azalmaya devam etmesi beklenmektedir. Güncel li-iyon batarya yatırım maliyetleri ve 2030 yılına kadarki maliyet projeksiyonları Bloomberg NEF’in (BNEF) çalışması baz alınarak oluşturulmuştur (BNEF, 2023). Batarya hariç yatırıma ait diğer maliyet kalemleri (proje geliştirme, EPC, trafo, enerji yönetim sistemi kurulumu vb.) de toplam maliyete eklenmiştir.

Bununla birlikte, 01/01/2024 tarihinde yürürlüğe giren ve LFP bataryaların Avrupa Birliği, Güney Kore ve Singapur dışındaki ülkelerden ithal edilmesi halinde uygulanan ilave %30 gümrük vergisi³⁶ hesaplamaya dahil edilmemiştir. Hesaplanan toplam birim lityum-iyon depolama sistemi maliyet projeksiyonu Şekil 32’de gösterilmekte olup, 2035 yılı maliyet öngörüsü 2024 yılına göre %36,9 daha düşüktür. Amerika Birleşik Devletleri (ABD) Enerji Bakanlığı Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı’nın (NREL) benzer bir çalışmada batarya birim maliyetlerinin, 2022-2035 yılları arasında

³⁴ Akış bataryalar hariç teknolojiler BNEF (2023) verileri kullanılarak; akış bataryalar için ise US Department of Energy (2020) verileri kullanılarak oluşturulmuştur.

³⁵ NREL (2023) verileri kullanılarak oluşturulmuştur.

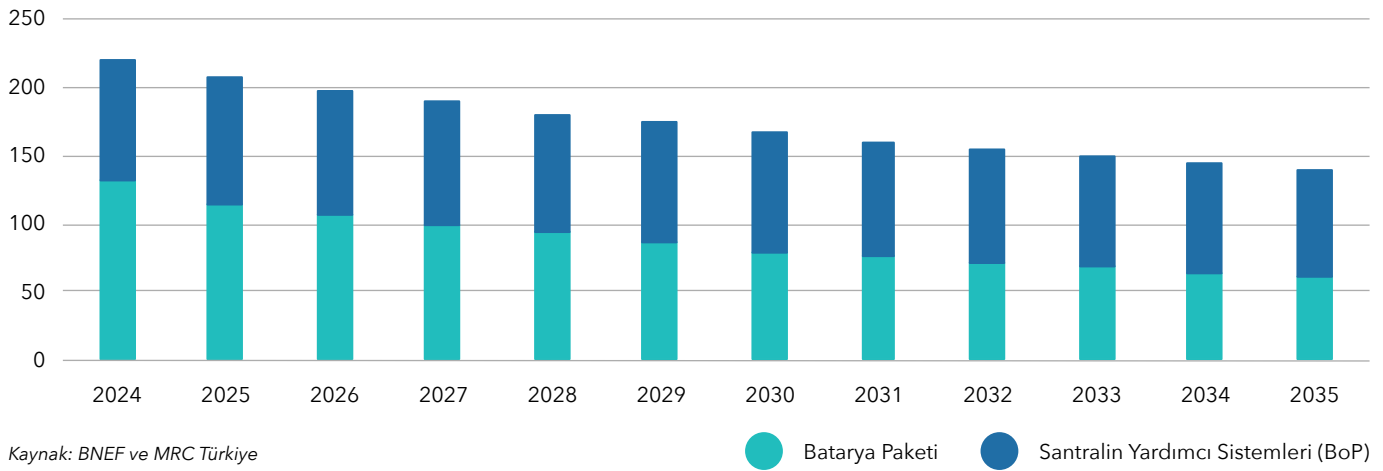
³⁶ 31.12.2023 tarih ve 8044 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı, 31.12.2023 tarih ve 32416 (3. Mükerrer) sayılı Resmi Gazete

%18 (İhtiyatlı Senaryo), %37 (Orta Senaryo) ve %52 (İleri Senaryo) oranında azalacağı öngörülmektedir (NREL, 2023).

Fayda maliyet analizinde ölçek ekonomisinden dolayı, tüketime bütünleşik (sayaç arkası) depolama tesislerinin birim maliyeti, şebeke ölçeği depolama tesislerine göre meskenlerde %50, sanayi için ise %10 fazla alınmıştır.

Şekil 32. Lityum-iyon bataryaların birim yatırım maliyet projeksiyonu

ABD\$/MWh



Kaynak: BNEF ve MRC Türkiye

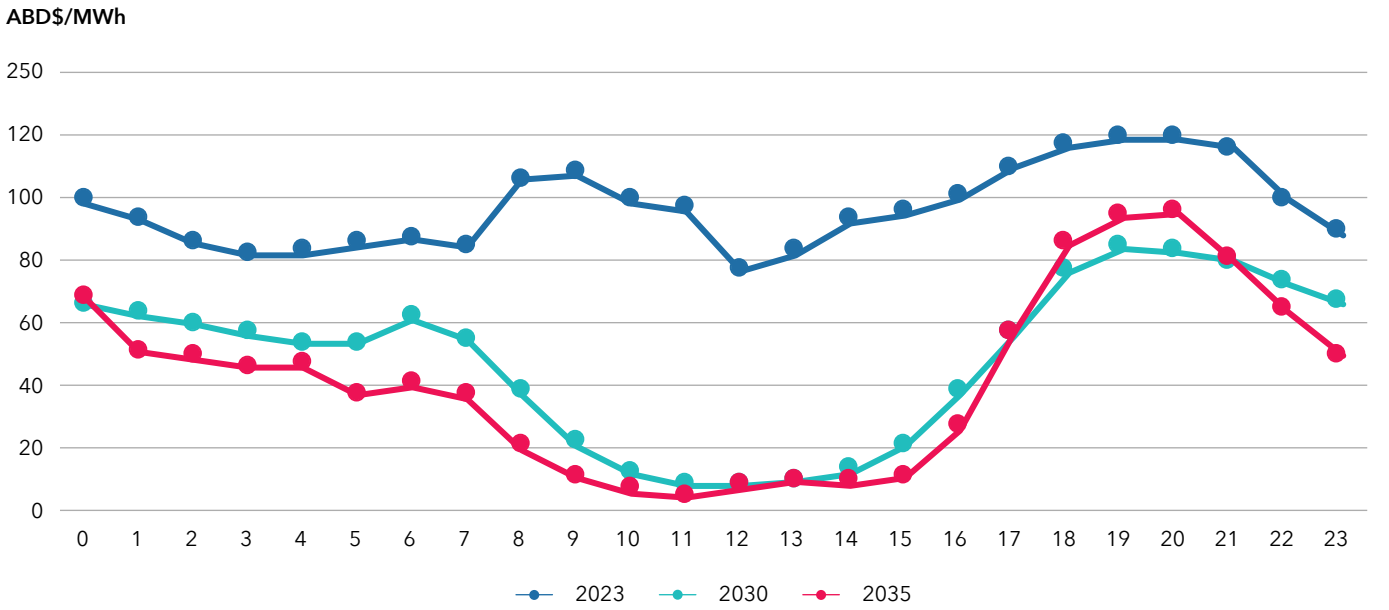
5.1.3. Elektrik piyasası fiyat projeksiyonu

Fayda maliyet analizi kapsamında, bataryaların gün içinde gerçekleştireceği şarj/deşarj çevrimini belirleyebilmek için 2025 - 2035 yılları arasındaki saatlik bazda Gün Öncesi Piyasa (GÖP) fiyatları projekte edilmiştir. Gelecek dönemli piyasa fiyatı varsayımları oluşturulurken, gayri safi yurt içi hasıla (GSYİH) gelişimi, elektrikli araç yaygınlaşması ve elektrifikasyon artışı gibi etkenler dikkate alınarak öncelikle talep tahminleri oluşturulmuştur. Arz kısmı için, kaynak bazında kurulu güç gelişimi (özellikle yenilenebilir enerji kurulu güçleri), Dünya Bankası tahminlerine göre doğal gaz fiyat projeksiyonları ve santrallerin günlük/mevsimsel kapasite faktörleri dikkate alınarak üretim kaynak projeksiyonları oluşturulmuştur (Dünya Bankası, 2021). Saatlik olarak arz ve talebin kesiştiği noktalar için fiyat tahminleri hesaplanmış ve modelde kullanılmıştır.

Türkiye'nin net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda, orta-uzun dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin hızla artacağı öngörülmektedir. Özellikle güneş ve rüzgâr enerjisi gelişimi ile birlikte ortalama elektrik piyasa fiyatlarında düşüşlerin gözlemlenmesinin yanı sıra, öğlen saatlerinde piyasa fiyatlarının 0 Türk Lirası (TL) bandına gerileyeceği (hatta piyasada negatif fiyatlara izin verilirse eksi fiyatların oluşması)

beklenmektedir (Şekil 33). Bununla birlikte, sabah ve akşam saatlerinde daha yüksek gerçekleşmesi beklenen piyasa fiyatlarının yatırımcılar için bir arbitraj imkânı yaratabileceği değerlendirilmektedir. Toptan satış elektrik piyasasında yapılacak olası iyileştirmeler kapsamında negatif fiyatların oluşumuna izin verilmesi ile arbitraj marjı artabilir. Çalışma kapsamında mevcut piyasa koşulları dikkate alındığından, analizde negatif fiyat oluşumu göz ardı edilmiştir.

Şekil 33. 2023 yılı için yıllık ortalama PTF (saatlik bazda) gerçekleşmesi ile 2030 ve 2035 yılları için PTF tahminleri



Fayda maliyet analizinde, şebekeden alınan ve satılan enerji bedeli için Piyasa Takas Fiyatı (PTF) esas alınmıştır. Düzenlemeye tabi tarifeler (mesken, sanayi, ticarethane vb.) dikkate alınmamıştır. Analizlerde bu metodun kullanılmasının temel nedeni, 2035 yılına kadar tüm abone gruplarının serbest tüketici niteliğini kazanacağı ve ikili anlaşmalar yoluyla enerji tedariki yapacağı varsayımdır. Düzenlemeye tabi tarifelerin sadece sosyal tarife olarak yapılandırılacağı varsayılmıştır. Bununla birlikte, elektrik fiyatlarındaki sübvansiyon düzeylerinin tahmin edilmesindeki güçlükler nedeniyle analizde, serbest piyasa perakende enerji satış fiyatları esas alınmıştır. Bu bağlamda, tedarikçi kâr marjı için mesken abonelerinde PTF'ye %2'lik ve sanayiciler için ise PTF'ye %1'lik bir marj eklenmiştir. Elektrik fiyatlarında mesken aboneleri için %10 Katma Değer Vergisi (KDV) ve %5 ETV (Elektrik Tüketim Vergisi veya belediye tüketim vergisi); sanayiciler için ise %1 ETV eklenmiştir.

5.1.4. Seviyelendirilmiş hizmet maliyeti (LCOS)

Analiz kapsamında "seviyelendirilmiş hizmet maliyeti" (levelized cost of service, LCOS) hesaplamalarında:

$$LCOS = \frac{\text{Yatırım Maliyeti} * \text{Yatırım Geri Dönüş Katsayısı} + \text{İşletme Maliyeti}}{\text{Deşarj Edilen Enerji Miktarı (MWh)}}$$

$$\text{Yatırım Geri Dönüş Katsayısı} = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

formülü kullanılmıştır (NREL, 2024). Formüldeki Yatırım Geri Dönüş Katsayısı hesaplamasında, iskonto oranı (i) %7 olarak alınmıştır. Aynı formülde n ile yatırımın toplam ömrü için baz alınan yıl sayısı belirtilmektedir.

5.2. Fiyat arbitrajına yönelik uygulamalar

Fiyat arbitrajı genel hatlarıyla, elektrik piyasa fiyatlarının düşük olduğu saatlerde şebekeden veya üretilen ihtiyaç fazlası elektriğin depolanarak, fiyatların yüksek olduğu saatlerde depolanan elektriğin şebekeye geri verilmesiyle elde edilen kârdır. Özetle arbitraj imkânı, gün içindeki saatlik piyasa fiyat farklılıklarına bağlıdır. Analizde arbitraj marjı hesaplamalarında seçilmiş batarya teknolojilerinin şarj-deşarj verimlilikleri ve birim çevrim maliyetleri dikkate alınmıştır. Teknoloji bazındaki maliyetler ile piyasa fiyatları arasındaki farkın kâr oluşturması durumunda, enerji depolama tesisinin ilgili saatte çalışacağı modellenmiştir. Batarya enerji depolama teknolojilerinin farklı kullanım uygulamaları modellenerek kâr marjları hesaplanmıştır. Farklı uygulamalar için gerçekleştirilen analiz sonuçları aşağıda alt başlıklarda özetlenmektedir.

5.2.1. Müstakil depolama - 10 MW/40 MWh kurulu kapasite

Analiz edilen ilk örnekte toplam kurulu kapasitesi 10 MW ve şarj/deşarj süresi 4 saat olan müstakil bir batarya enerji depolama sistemi incelenmiştir. Analiz kapsamında, Dengeleme Güç Piyasası'na ve Yan Hizmetler Piyasası'na katılım için geçerli asgari 10 MW kurulu kapasite dikkate alınmıştır. İlgili hizmet kapsamında LFP ve NMC lityum-iyon bataryalar, akış batarya ve NaS batarya teknolojileri seçilmiş ve analiz edilmiştir. Akış bataryalarda yatırım maliyetinin büyük kısmını güç ekipmanları oluşturmaktadır. Bu sebeple kurulu güç (MW) sabit kalmasına rağmen, ilave yapılacak düşük seviyede bir maliyetle sistemin depolama kapasitesi artırılabilir. Bu bağlamda akış bataryalar için 6 saatlik şarj/deşarj kapasitesi de ayrıca incelenmiştir.

Analiz için öncelikle batarya teknolojilerinin yatırım maliyetleri ve ekonomik ömürlerine göre hesaplanan birim çevrim maliyeti dikkate alınmaktadır.

Bu maliyete, şarj-deşarj çevrim kaybından kaynaklanan kayıp, enerji maliyeti ve değişken şebeke bedelleri eklenmektedir. Tahmin edilen saatlik elektrik fiyatlarına göre hesaplanan arbitraj imkanının bu maliyetleri karşılaması halinde, enerji depolama tesisi çalışmaktadır. Bu bağlamda, seçilen teknolojiler için hesaplanan yıllık ortalama çevrim sayıları Tablo 9'da özetlenmektedir. Hesaplamalara göre, LFP ve akış batarya yıllık ortalama en yüksek çevrim sayısına sahip teknolojilerdendir. Akış bataryasının çevrim verimliliğinin³⁷ diğer batarya teknolojilerine göre düşük olmasına karşın, kullanım ömründeki maksimum çevrim sayısı daha fazladır. Bu nedenle de çevrim başına amortisman maliyeti daha düşük olmakla birlikte yıllık ortalama çevrim sayısı artmaktadır. Değerlendirilen teknolojiler arasında NMC, yaşam boyu çevrim sayısı en düşük olan teknolojidir. Bu nedenle, çevrim maliyeti yüksek olmakla birlikte ilerleyen yıllardaki çevrim sayısı azalmaktadır.

Tablo 9. Batarya teknolojilerine göre yıllık ortalama çevrim sayısı projeksiyonları

Depolama Teknolojisi	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Ortalama
LFP	246	266	290	324	353	371	383	410	436	466	511	369
NMC	108	156	192	245	278	314	326	337	357	385	419	283
Akış Batarya (4 saat)	176	213	243	291	323	351	362	382	406	436	486	334
Akış Batarya (6 saat)	165	201	231	275	304	334	347	366	382	404	439	314
NaS	139	183	214	266	299	330	340	358	375	405	447	305

Karşılaştırılan teknolojilerin yıllık şarj hacimleri, yıllık çevrim sayıları ile paralellik göstermektedir. Ancak çevrim verimlerinin farklı olması nedeniyle, sisteme verilen enerji miktarlarında gibi farklılıklar oluşabilmektedir. Örneğin NaS bataryaların çevrim sayısı NMC bataryalara göre daha fazla iken, NMC bataryaların deşarj hacmi daha fazladır.

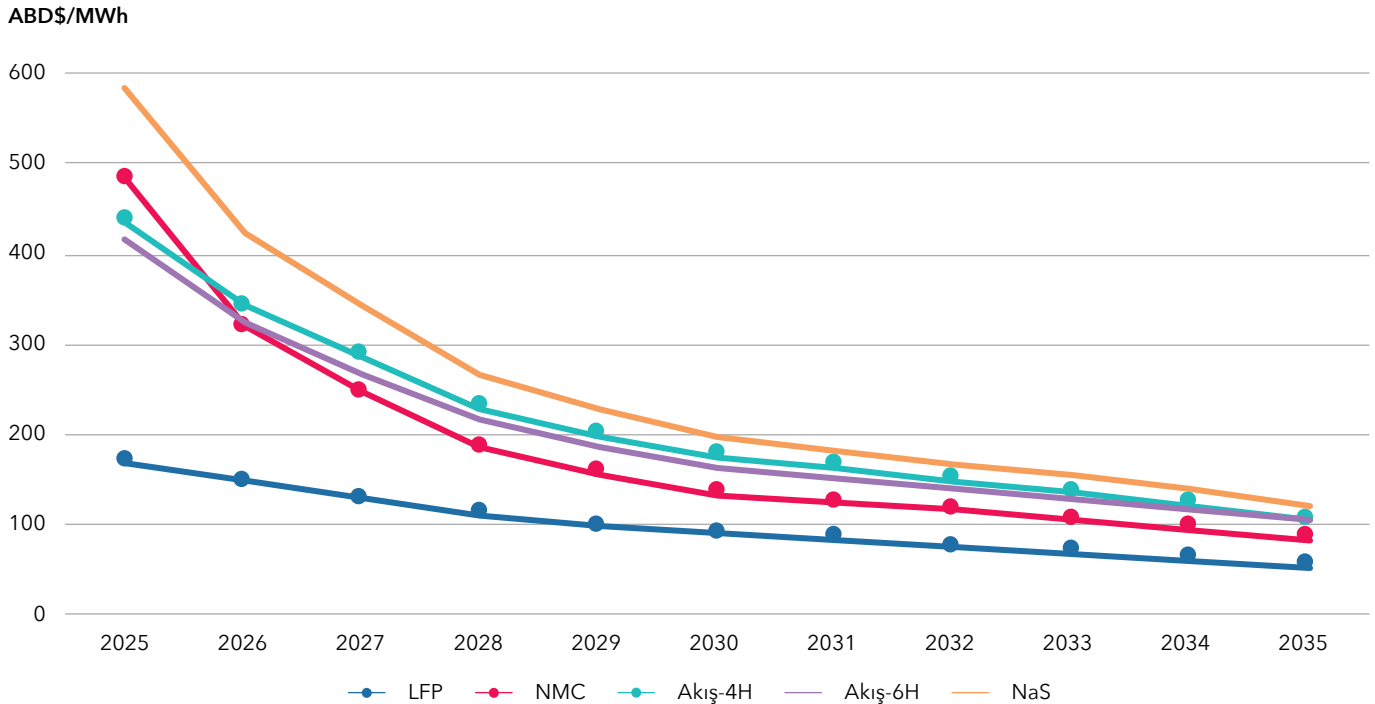
Tablo 10'da gösterildiği gibi farklılıklar oluşabilmektedir. Örneğin NaS bataryaların çevrim sayısı NMC bataryalara göre daha fazla iken, NMC bataryaların deşarj hacmi daha fazladır.

³⁷ Çevrim verimliliği, bataryanın şarj ettiği enerjinin ne kadarını tekrar deşarj edebildiğini gösteren bir parametredir. AC-DC ve DC-AC çevrim kayıpları sebebiyle şebekeden çekilen enerjinin bir kısmı kaybedilmektedir.

Tablo 10. Batarya tiplerinin yıllık deşarj hacimleri (GWh)

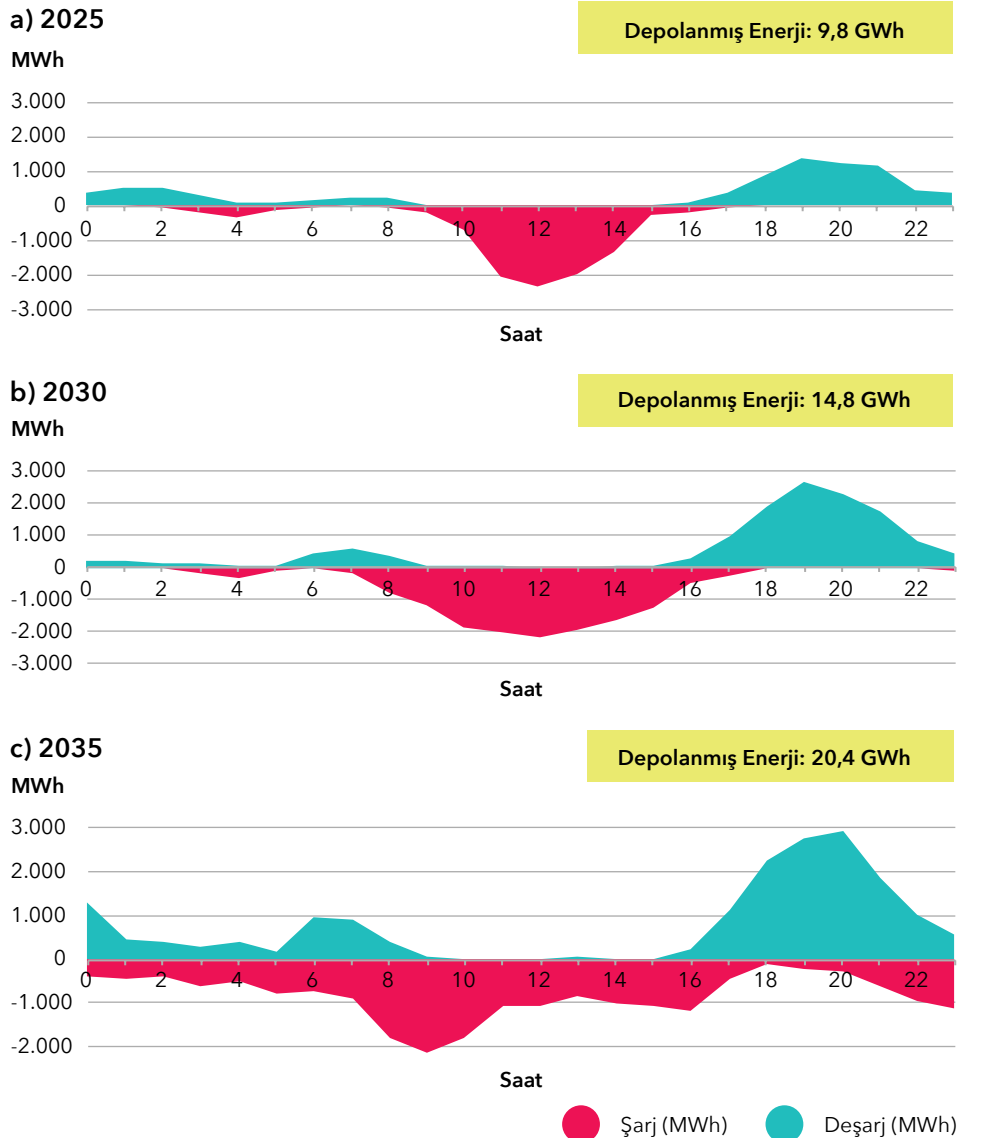
Teknoloji	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Ortalama
LFP	8,7	9,3	10,2	11,4	12,4	13,1	13,5	14,4	15,4	16,4	18,0	13,0
NMC	3,7	5,4	6,6	8,4	9,6	10,8	11,2	11,6	12,3	13,2	14,4	9,7
Akış Batarya (4 saat)	4,8	5,8	6,6	7,9	8,8	9,6	9,8	10,4	11,1	11,8	13,2	9,1
Akış Batarya (6 saat)	6,7	8,2	9,4	11,2	12,4	13,6	14,2	15,0	15,6	16,5	17,6	12,8
NaS	4,3	5,7	6,7	8,3	9,3	10,3	10,6	11,2	11,7	12,6	14,0	9,5

Dikkate alınan batarya teknolojilerinin 2025-2035 yılları arasındaki seviyelendirilmiş hizmet maliyet (LCOS) değişimi Tablo 10'da gösterilmiştir. Analiz sonuçlarına göre, NaS bataryaların çevrim sayısı NMC bataryalara göre daha fazla iken, NMC bataryaların deşarj hacmi daha fazladır. Tablo 10 verilmiş deşarj hacimleri kullanılarak hesaplanmış ve Şekil 34'te gösterilmiştir. Yapılan analizlere göre, şebeke ölçekli kurulacak müstakil depolama tesisi bazında LFP lityum-iyon batarya teknolojisi en düşük hizmet bedeli sağlayarak öne çıkmaktadır. LFP'nin düşük yatırım maliyeti, makul çevrim sayısı ve yüksek çevrim verimliliği sayesinde maliyet etkin bir hizmet bedelinin gerçekleşmesini sağlamaktadır.

Şekil 34. 2025-2035 yılları arasında arbitraj amaçlı müstakil depolama kullanımında teknoloji bazında LCOS projeksiyonları

Şekil 35, 2025, 2030 ve 2035 yıllarında saat bazında konsolide edilmiş, yıllık ortalama şarj/deşarj hacim projeksiyonlarını göstermektedir. Yapılan analizler yıl içindeki tipik bir gün yerine, ilgili senenin saatlik toplam şarj/deşarj hacim değişimini göstermektedir. Örneğin, yıl içinde saat 16:00'da bazı günler şarj, bazı günlerdeşarj gerçekleşebilir. Bu bağlamda, grafiklerde saat 16:00 verisi, 365 günün tamamındaki şarj vedeşarj hacimleri ayrı ayrı toplanarak gösterilmektedir. Şekillerden görüleceği üzere, 2025 yılında öğlen saatlerinde yoğunlaşan şarj hacimleri, 2035 yılına doğru daha geniş saatlere yayılmaktadır. Bu durumun sebebi, yenilenebilir üretiminin artmasıyla birlikte sıfır fiyatlı saatlerin sadece öğlen saatleri değil, diğer saatlerde de görülmeye başlamasıdır. Ayrıca, batarya yatırım maliyetlerinin azalmasıyla arbitraj imkânı genişlemekte ve bataryanın gün içinde birden fazla kullanılma olasılığı artmaktadır.

Şekil 35. 4 saatlik şarj/deşarj kapasitesi ile 10 MW LFP batarya depolama tesisi için şarj/deşarj hacimleri (MWh) - Saatlik bazda yıllık ortalamalar



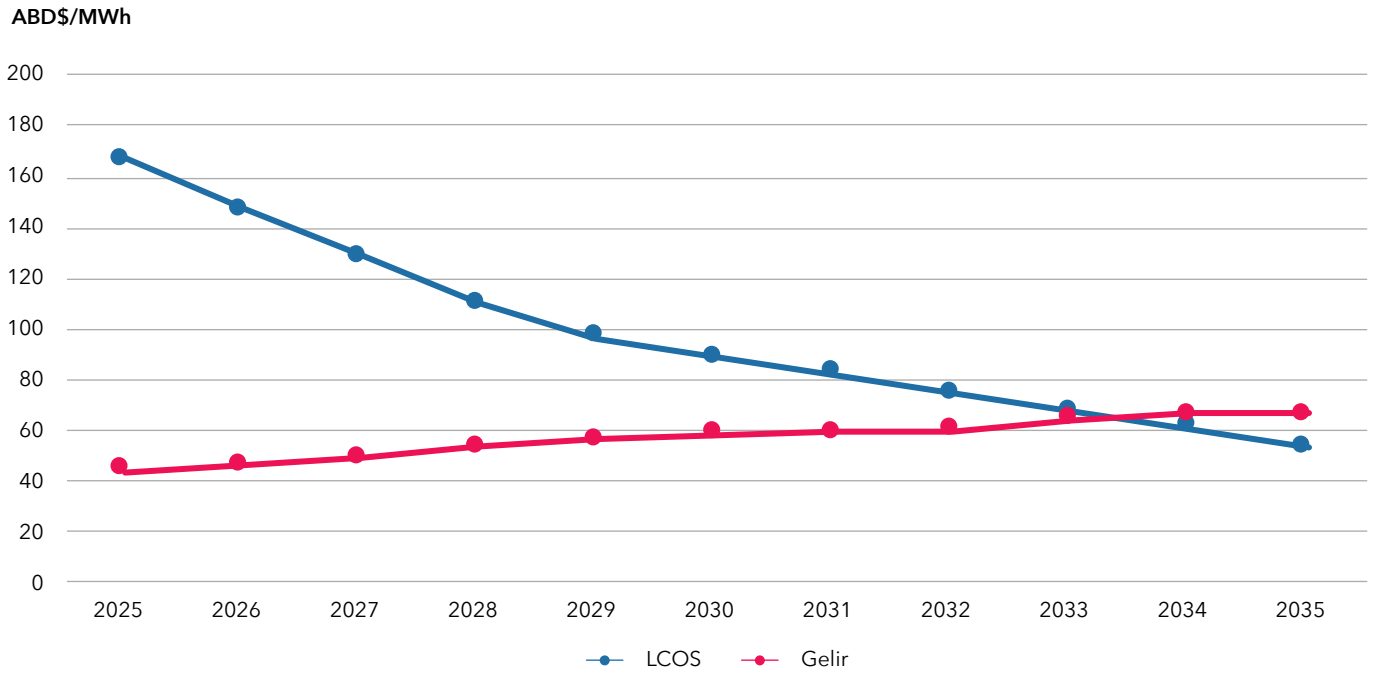
Tablo 11, LFP lityum-iyon bataryanın 4 saatlik şarj/deşarj kapasitesi ile yıllara sari saatlik şarj sayısı dağılımını özetlemektedir. Analiz sonuçlarına göre, şarj saatleri 2025 yılında beklendiği üzere öğle saatlerinde yoğunlaşmaktadır. Ancak, yenilenebilir enerji üretiminin artmasına bağlı olarak piyasa fiyatlarındaki düşüş, 0 TL piyasa fiyatlı saatlerin artmasına neden olmaktadır. 2030 yılından itibaren şarj edilebilen saatler gündüz saatlere (07:00-15:00 arası) ve 2035 yılından itibaren de gece saatlerini de kapsayacak şekilde dağılmaktadır. Piyasada negatif fiyatların oluşumunun izin verildiği bir senaryoda, depolama faaliyetleri yine negatif fiyatların yoğunlukla oluşması beklenen öğle saatlerinde meydana gelecektir.

Tablo 11. LFP lityum-iyon bataryaların yıllara sari toplam şarj sayısı projeksiyonu (4 saat kapasite)

Saat	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
0	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3	11
1	1	1	0	1	2	1	1	5	7	9	10
2	5	3	2	2	3	6	6	9	12	14	15
3	8	7	3	3	4	8	11	15	18	20	12
4	4	3	1	0	1	2	4	5	11	12	19
5	1	1	0	0	0	1	0	3	3	5	18
6	0	0	1	2	3	5	7	9	11	14	22
7	2	2	4	7	11	20	28	35	36	38	44
8	4	4	5	8	16	31	40	45	51	52	53
9	18	21	27	31	43	48	41	46	44	48	45
10	51	57	64	66	64	50	41	35	33	32	27
11	58	65	71	73	67	54	42	35	38	32	27
12	49	55	63	69	61	48	42	31	29	22	22
13	34	34	36	40	43	42	43	38	31	35	26
14	7	7	9	11	17	31	36	35	35	31	27
15	4	4	6	9	11	13	21	31	28	30	30
16	1	1	1	3	6	7	8	11	10	12	11
17	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	2
18	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	6
19	0	0	0	0	0	0	1	0	2	3	6
20	0	0	0	0	0	0	0	1	2	6	15
21	0	0	0	0	0	0	3	7	11	15	24
22	0	0	0	0	0	3	4	11	16	22	28
23	0	0	0	0	0	1	2	2	4	8	10
Toplam	246	266	290	324	353	371	383	410	436	466	511

Yıllara göre değişen LCOS ve deşarj edilen enerji başına elde edilen birim gelirin birlikte değerlendirildiği analiz özeti Şekil 36'da gösterilmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklı üretimin artması, öğlen saatlerinde piyasa fiyatlarını düşürmekte ve öğle-akşam saatleri arasındaki piyasa fiyat farkı artmaktadır. Bu durumla birlikte, batarya depolamanın çevrim başına ortalama geliri de artış göstermektedir. Ayrıca yatırım maliyetlerinin azalması ve şarj hacimlerinin artmasıyla birlikte LCOS de azalmaktadır. Müstakil depolama uygulamasının fiyat arbitrajı kapsamında, 2034 yılı itibarıyla ekonomik hale geleceği analiz edilmektedir (Şekil 36).

Şekil 36. LFP lityum-iyon bataryanın 4 saatlik şarj/deşarı kapsamında LCOS ve birim gelir seviyelerinin projeksiyonu



5.2.2. Müstakil depolamanın yenilenebilir enerji üretim kesintisine (Curtailment) etkisi

SHURA'nın 2023 yılında yayınladığı, "Net Sıfır 2053: Elektrik Sektörü için Yol Haritası" çalışması kapsamında, Türkiye'de toplam batarya depolama kapasitesinin 2035 yılında 7,2 gigavata³⁸ (GW) ulaşacağı modellenmiştir. Yürütülen analizlerde SHURA NZ2053 Senaryo sonuçları dikkate alınarak, 2035 yılı için toplam 7,2 GW kapasite esas alınmış ve bu kapasitenin %30'unun müstakil depolamadan oluşacağı varsayılmıştır.

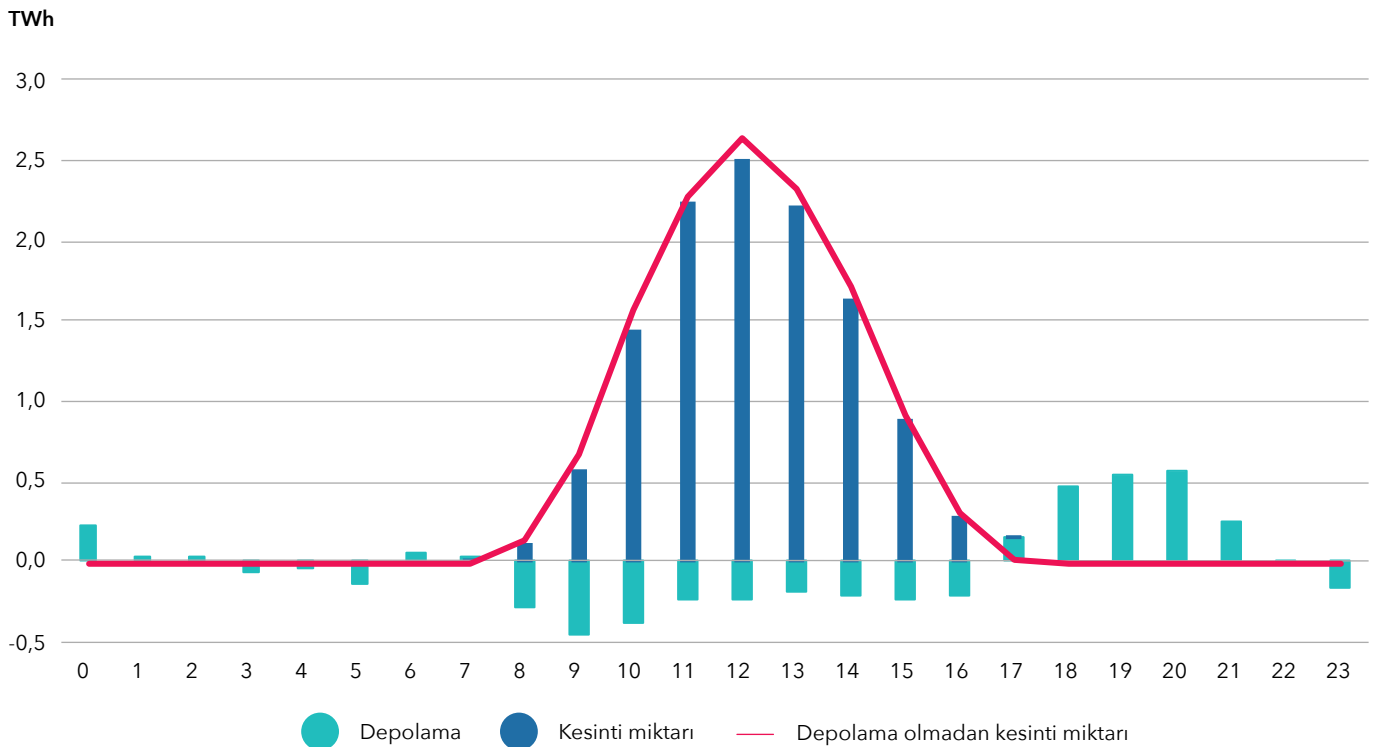
³⁸ Şebeke ölçekli müstakil, yenilenebilir enerji santrallerine bütünsel depolama tesisleri ve sayaç arkası bataryaların toplam kurulu gücü.

Analizlerde, 2035 yılında toplam gücü 2.160 MW olan LFP tipinde ve 4 saat şarj/deşarj kapasitesine sahip olan müstakil batarya enerji depolama sistemleri için iki farklı çalışma senaryosu değerlendirilmiştir:

1. Arbitraj imkanlarından azami seviyede yararlanan "Kâr Maksimizasyonu" ve
2. Yenilenebilir enerji kesintilerinin en az seviyeye indirildiği "Minimum Kesinti"

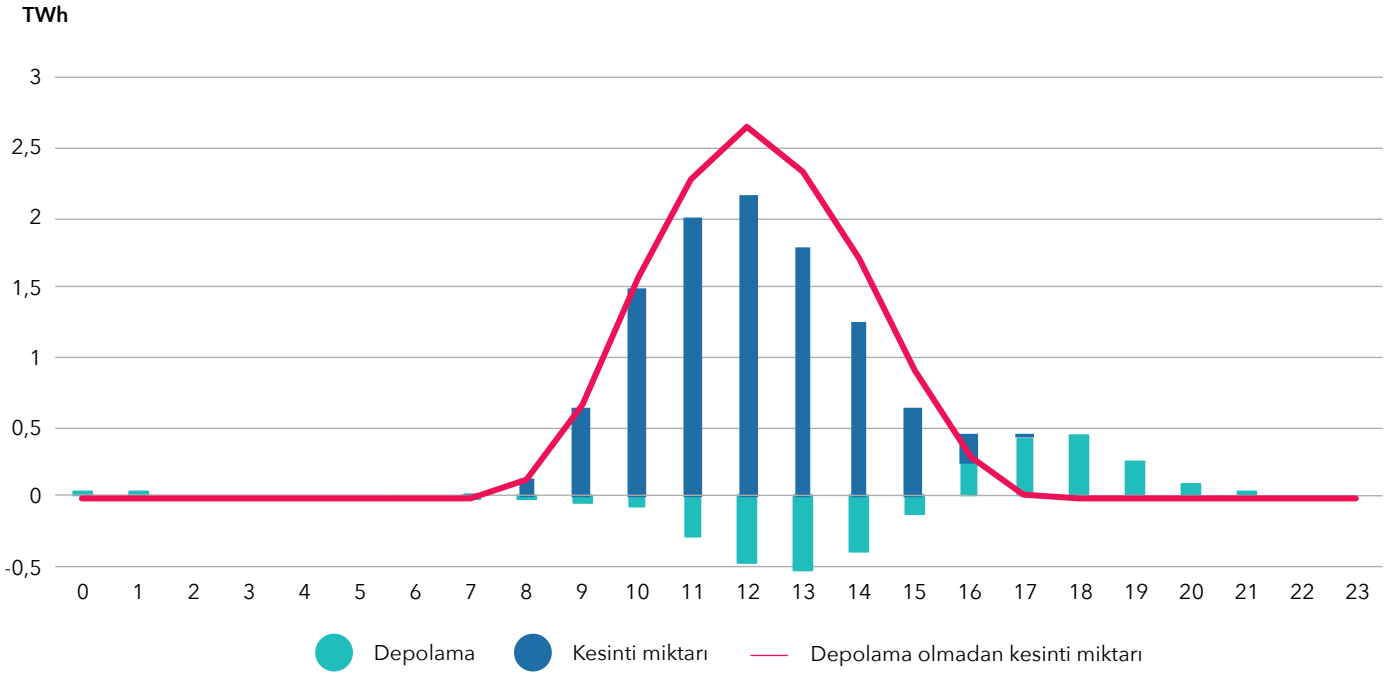
Birinci senaryoda, bütün müstakil depolama kapasitesinin yatırımcı perspektifinden kâr maksimizasyonu kapsamında çalışacağı varsayılmıştır. Bu senaryo kapsamında depolama tesisleri, yenilenebilir enerji üretim kesintisini (curtailment) dikkate almamakta ve fiyat arbitrajının depolama ve şebeke maliyetlerini karşıladığı her saatte çalışmaktadır. 2035 yılındaki 8.760 saat için çalıştırılan simülasyon sonuçlarına göre yenilenebilir enerji kesintisi (curtailment) yıllık toplam 12,6 teravat-saatten (TWh) 11,9 TWh'ye düşmektedir. Dolayısıyla, bataryalar sadece kâr maksimizasyonu için çalıştırıldığında, 2035 yılında yenilenebilir enerji kesintisini (curtailment) yıllık toplam 0,63 TWh azaltmaktadır. Bu senaryoya ilişkin kesinti (curtailment) etkisi Şekil 37'de gösterilmektedir.

Şekil 37. 2035 yılı müstakil depolamanın (2.160 MW/8.640 MWh) kâr maksimizasyonu için çalıştırıldığı durum (saat bazında)



İkinci senaryoda, bütün müstakil depolama kapasitesinin sadece yenilenebilir enerji santrallerinin üretim kesintisini en aza indirmek amacıyla kullanıldığı durum analiz edilmiştir. Bu senaryoda, depolama tesisleri herhangi bir kâr amacı gütmemekte ve mümkün olan en düşük seviyede yenilenebilir enerji üretim kesintisini sağlamaya yönelik çalışmaktadır. Analiz sonuçlarına göre bataryaların bu amaçla kullanılması durumunda, 2035 yılındaki kesinti (curtailment) miktarı 2,2 TWh azalmaktadır (Şekil 38).

Şekil 38. 2035 yılı müstakil depolamanın yenilenebilir elektrik kesintisini asgari seviyeye indirmede kullanıldığı durum (2.160 MW/8.640 MWh)



Yukarıdaki iki senaryo kıyaslandığında, 2035 yılında 2.160 MW/8.640 MWh kapasiteli bataryalar kâr maksimizasyonu için çalıştırıldığında, yenilenebilir enerji üretim kesintisinin (curtailment) 0,6 TWh azaltırken, kesintiyi azaltma amaçlı çalıştırıldıklarında 2,2 TWh azaltabilmektedirler. Dolayısıyla, mevcut piyasa koşullarında bataryaların sadece kâr maksimizasyonu için çalıştırılması, net sıfır emisyon hedefleri doğrultusunda bataryalardan istenen faydanın yeteri kadar sağlanamamasına yol açabilir. Bu bağlamda, bölgesel fiyat uygulamasına geçilmesi, negatif fiyatların oluşumuna izin verilmesi, dağıtım bedellerinin farklılaştırılması gibi yöntemlerle, bataryaların piyasa koşullarında daha rekabetçi olması ve yenilenebilir enerji üretim kesintilerini azaltması sağlanabilir.

5.3. Yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik depolama sistemi uygulaması

01/07/2022 tarihinde Elektrik Piyasası Kanunu'nda yapılan değişiklikle³⁹ elektrik depolama tesisi kurmayı taahhüt eden tüzel kişilere rüzgâr enerjisi santrali/güneş enerjisi santrali (RES/GES) tesisi kurmak için önlisans alabilme hakkı tanınmıştır. Ayrıca, bu tesislerin Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması'ndan (YEKDEM) faydalanabileceği de belirtilmiştir. Bu kapsamda kurulacak tesislerin YEKDEM'den faydalanması halinde, ürettikleri bütün enerji için (depolanan veya depolamadan doğrudan şebekeye verilen) sabit YEKDEM birim fiyatı uygulanacaktır. Bu durumda, depolama tesisinin arbitraj imkanı kalmayacaktır. Bu çalışmada yenilenebilir enerji santrallerinden ziyade, depolama tesislerinin fayda-maliyet analizi yürütüldüğünden, depolama tesislerinin YEKDEM'den faydalandığı durum analiz edilmemiştir. Aşağıdaki analizlerde, yenilenebilir enerji santraline bütünleşik depolama sistemlerinin piyasa fiyatlarından satış yaptıkları durum ve depolama tesisinin yaratacağı gelir potansiyeli incelenmiştir.

Mevzuat kapsamında, yenilenebilir enerji santralleri elektriksel kurulu güçlerinin (şebeke bağlantı güçlerinin) iki katına kadar ek mekanik kapasite⁴⁰ kurabilmektedir. Depolama tesisleri sayesinde santralde üretilen enerjinin santralin şebekeye verebileceği enerjiden (bağlantı gücünden) daha yüksek olması durumunda, ihtiyaç fazlası üretim depolanacak ve daha sonra uygun saatlerde şebekeye verilecektir. Böylece, depolama tesisi santralin elektriksel kurulu gücü kısıtını kaldırarak üretilen bütün enerjinin şebekeye verilmesini sağlayacaktır. Bu durum için yürütülen fayda-maliyet analizi, kurulacak ilave yenilenebilir kapasitenin ve depolama tesisinin yatırım maliyeti ile bu kapasite sayesinde üretilebilecek ek enerji miktarından sağlanacak geliri dikkate almaktadır. Ancak, depolamalı yenilenebilir santrallerde depolama tesisi zorunlu olarak kurulmuş olacağından, yürütülen fizibilite analizi sadece kurulacak ek kapasitenin yatırım maliyetini değerlendirmektedir.

5.3.1. 10 MW Yenilenebilir enerji santraline bütünleşik depolama tesis (10 MW/40 MWh) kurulumu

Mevcut analiz kapsamında Dengeleme Güç Piyasası'na ve Yan Hizmetler Piyasası'na katılım için asgari seviye olan 10 MW kurulu kapasite dikkate alınmıştır. Bu kullanım bağlamında simülasyonlar, 10 MWp/10MWe kurulu gücünde bir GES bütünleşik 10 MW/40MWh (4 saat şarj/deşarj) depolama tesisi için yürütülmüştür. Bu modelde, tahmin edilen saatlerde arbitraj imkânı olması halinde depolama tesisi, GES'in kendi üretimini ve/veya şebekeden

³⁹ Elektrik Piyasası Kanunu, Madde 7/10 (05.07.2022 tarihli ve 31887 sayılı Resmi Gazete)

⁴⁰ Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, Madde 12/15

çektığı elektriği depolayarak ilgili saatte deşarj etmektedir. Kendi üretiminden depolama yapması halindeyse, iletim/dağıtım bedeli ödemesi olmayacaktır. Simülasyonda depolama tesisi bütünleşik olduğu santralde üretilen elektriği depoladıktan sonra boş kapasite kalması durumunda, şebekeden de elektrik çekerek şarj edilmektedir. Bu durum için hazırlanan simülasyonlar, 2025-2035 yılları arasında saatlik bazda çalıştırılmıştır.

Batarya teknolojilerinin yatırım maliyetleri ve teknik özelliklerine göre hesaplanan yıllık toplam çevrim sayısı projeksiyonları Tablo 12'de gösterilmiştir. Bu kullanım durumunda yıllık çevrim sayısı, fiyat arbitrajı senaryosuna göre daha yüksektir. Bu durumun nedeni, kendi üretiminin depolanması için şebeke bedeli ödenmediğinden, fiyat arbitraj olasılığının daha yüksek olmasıdır.

Tablo 12. Batarya teknolojilerine göre yıllık ortalama çevrim sayısı projeksiyonu (GES:10 MWp/10 MWe - Depolama: 10 MW/40MWh)

Teknoloji	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Ortalama
LFP	322	346	363	383	403	428	448	486	509	536	590	438
NMC	196	226	262	302	333	353	360	382	407	438	489	341
Akış Batarya (4 saat)	258	272	305	336	367	394	410	450	475	508	579	396
Akış Batarya (6 saat)	250	266	296	329	359	380	394	420	436	456	494	371
NaS	225	246	281	316	347	367	378	406	434	469	528	363

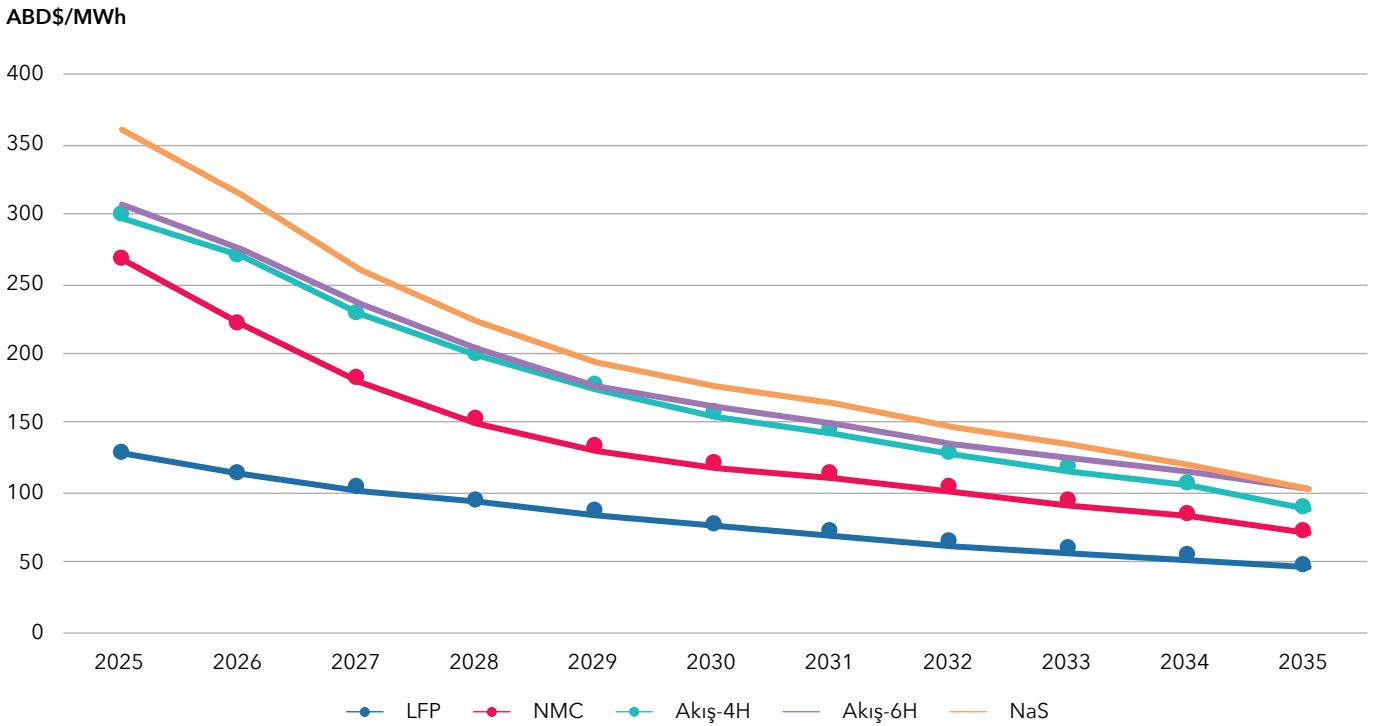
Karşılaştırılan teknolojilerin yıllık şarj hacimleri, çevrim sayıları ile paralellik göstermektedir. Ancak çevrim verimlerinin farklı olması nedeniyle, sisteme verilen enerjiler (deşarj hacmi) farklılık göstermektedir (Tablo 13).

Tablo 13. GES tesisine bütünleşik batarya teknolojilerinin yıllık deşarj hacimleri (GWh)

Teknoloji	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Ortalama
LFP	11,3	12,2	12,8	13,5	14,2	15,1	15,8	17,1	17,9	18,9	20,8	15,4
NMC	6,7	7,8	9,0	10,4	11,5	12,1	12,4	13,2	14,0	15,0	16,8	11,7
Akış Batarya (4 saat)	7,0	7,4	8,3	9,1	10,0	10,7	11,2	12,2	12,9	13,8	15,8	10,8
Akış Batarya (6 saat)	10,2	10,8	12,1	13,4	14,7	15,5	16,1	17,1	17,8	18,6	20,2	15,1
NaS	7,0	7,7	8,8	9,8	10,8	11,5	11,8	12,7	13,6	14,6	16,5	11,3

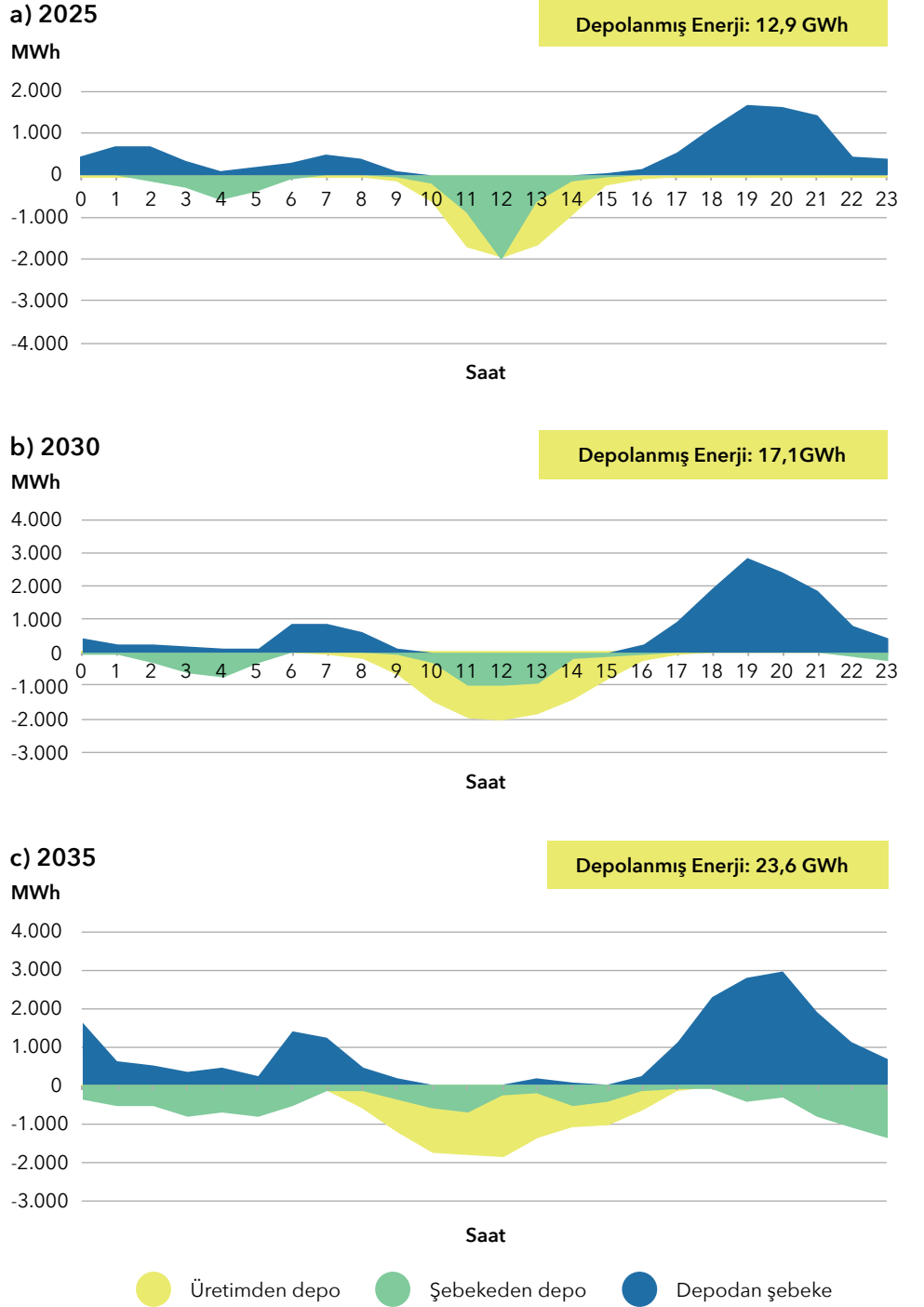
LCOS, Bölüm 5.1.4'te anlatıldığı şekilde hesaplanmış ve sonuçlar Şekil 39'da gösterilmiştir. Bu hizmet bağlamında hesaplanan en düşük LCOS, LFP bataryalara aittir. Fiyat arbitrajı senaryosuna benzer şekilde LFP'nin düşük maliyeti, makul ekonomik ömrü (çevrim sayısı) ve yüksek çevrim verimliliği maliyet etkin bir LCOS sağlamaktadır.

Şekil 39. Yenilenebilir enerji santraline bütünleşik depolama tesisleri için LCOS projeksiyonu



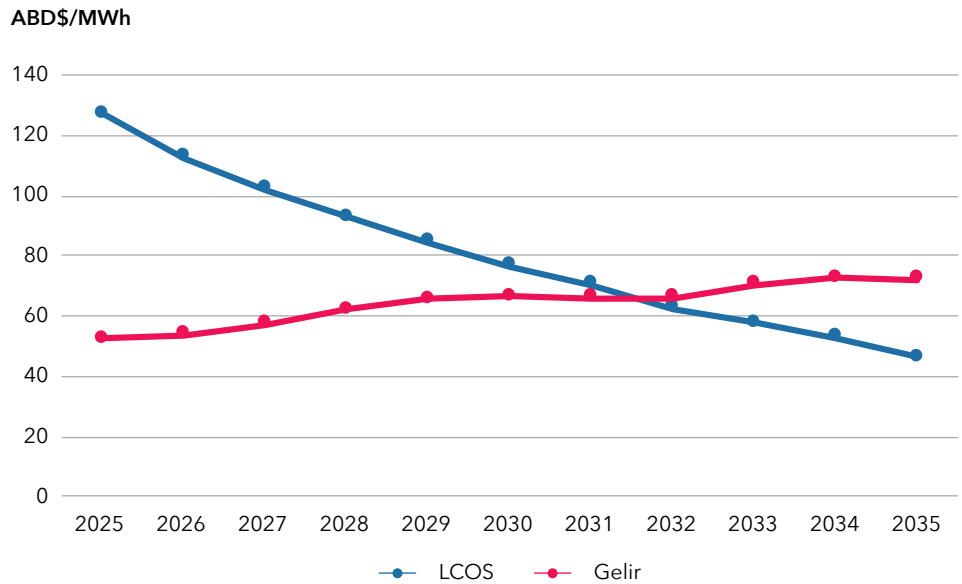
Güneş enerjisi santraline bütünleşik LFP lityum-iyon bataryaların 2025, 2030 ve 2035 yıllarında kullanımını simüle eden ve yıllık saat bazında konsolide edilmiş şarj/deşarj hacimleri Şekil 40'ta gösterilmektedir. Analizden görüleceği üzere, 2035 yılına doğru şebekeden depolanarak arbitraj yapılan enerji miktarı artmaktadır. Bu durumun temel nedenleri, depolama yatırım maliyetlerindeki düşüşe paralel olarak çevrim maliyetlerinin azalması ve sıfır fiyatlı saatlerin artmasıdır.

Şekil 40. 10 MW GES tesisine bütünleşik 10 MW/40 MWh LFP depolama tesisinin şarj-deşarj hacimleri (MWh) - Saatlik bazda yıllık ortalamalar



Bu senaryoda, depolama tesisi şebeke maliyetlerinden kaçınmak için öncelikle bütünleşik yenilenebilir enerji tesisinde üretilen yenilenebilir enerjiyi depolamaktadır. Batarya, yeterli boş kapasitesi olduğu durumlarda, fiyat arbitrajını da dikkate alarak şebekeden elektrik çekebilmektedir. Bu çalışma durumuna göre LCOS ve depolama tesisinin sağladığı gelir Şekil 41’de gösterilmektedir. Depolama maliyetlerinin azalması ve artan fiyat arbitraj fırsatlarının yardımıyla, 4 saat şarj/deşarj kapasiteli LFP lityum-iyon batarya yatırımı, 2032 yılında ekonomik olarak fizibil hale gelmektedir.

Şekil 41. 10 MW GES tesisine bütünleşik 10 MW/40 MWh LFP batarya için LCOS ve birim gelir projeksiyonları

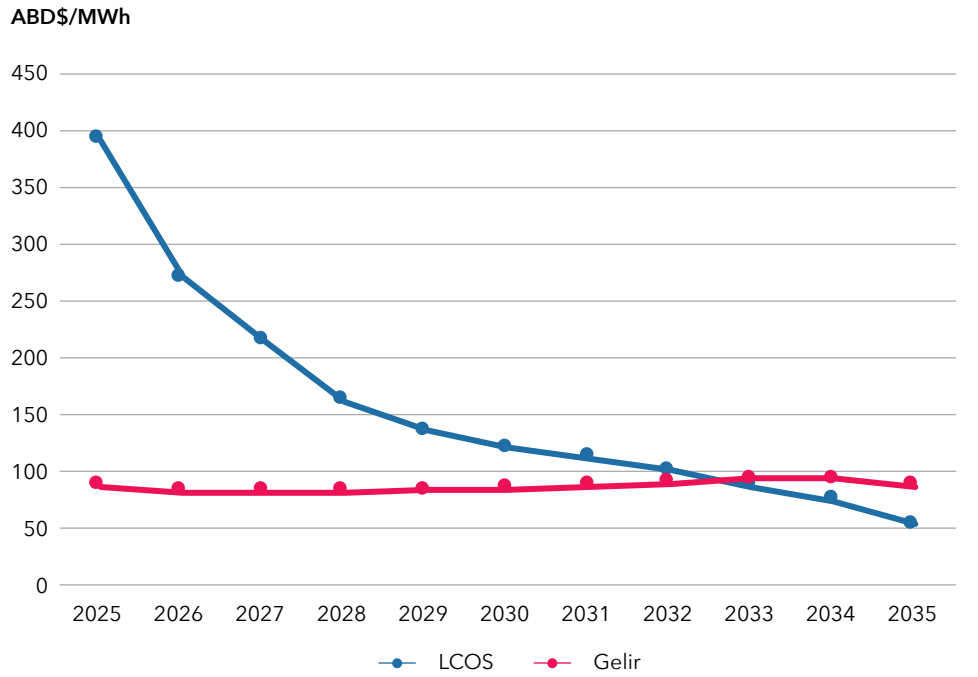


Analiz sonuçlarına göre, yenilenebilir enerji kaynaklarına bütünleşik enerji depolama kurulumları müstakil depolama tesisi senaryosuna göre daha avantajlıdır. Analizdeki en önemli etmenlerden biri depolanmış elektriğin büyük bir kısmının doğrudan üretim tesisinden gelmesi ve bu elektrik için şebeke bedeli ödenmemesidir. Bununla birlikte, tüketim fazlası elektriğin depolanması ve şebekenin ihtiyacı olduğu saatlerde depolanmış bu elektriğin satılmasıyla ilave bir gelir elde edilmektedir.

Mevcut mevzuat uyarınca, yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik depolama tesislerinin kurulu gücü ve kapasitesi en az yenilenebilir enerji santralının kurulu gücü kadar olmalıdır. Örneğin, 10 MW’lık bir yenilenebilir enerji santralinde, en az 10 MW/10 MWh’lik bir depolama tesisinin kurulması gerekmektedir. Böyle bir durumda, depolamanın mevcut koşullarda fizibil olmaması nedeniyle, yatırımcılar tarafından mevzuatın öngördüğü en düşük kapasitede depolama tesisi kurulum eğilimi olacaktır. Bu senaryo için hesaplanan LCOS vedeşarj edilen enerji başına elde edilen birim gelir

değerleri Şekil 42’de gösterilmektedir. LCOS ve birim gelir hesaplamaları sadece depolama tesisine ait olup, GES’in yatırım maliyeti ve doğrudan şebekeye satılan enerji geliri dikkate alınmamıştır. Ayrıca, depolanan enerjinin satışından elde edilen birim gelir olarak sadece arbitraj geliri dikkate alınmıştır. Böylelikle, depolama tesisinin geliri GES’in gelirinden ayrılmıştır. Bu senaryoda, 2025 yılında GES üretiminin %8’i depolanarak akşam saatlerinde şebekeye verilirken, 2030 yılında bu oran %21’e ve 2035 yılında ise %40’a yükselmektedir. Bu artışın nedeni, öğle saatlerindeki fiyatların yıllara sâri olarak sürekli düşmesi ve öğle-akşam arasındaki arbitraj imkânının artmasıdır. 2035 yılında ise şarj hacmi arttığı için tesisin toplam gelirinin artmasına rağmen, şarj edilen enerji başına birim gelir azalmıştır.

Şekil 42. GES tesisine bütünleşik 1 saat kapasiteli LFP batarya için LCOS ve birim gelir projeksiyonu

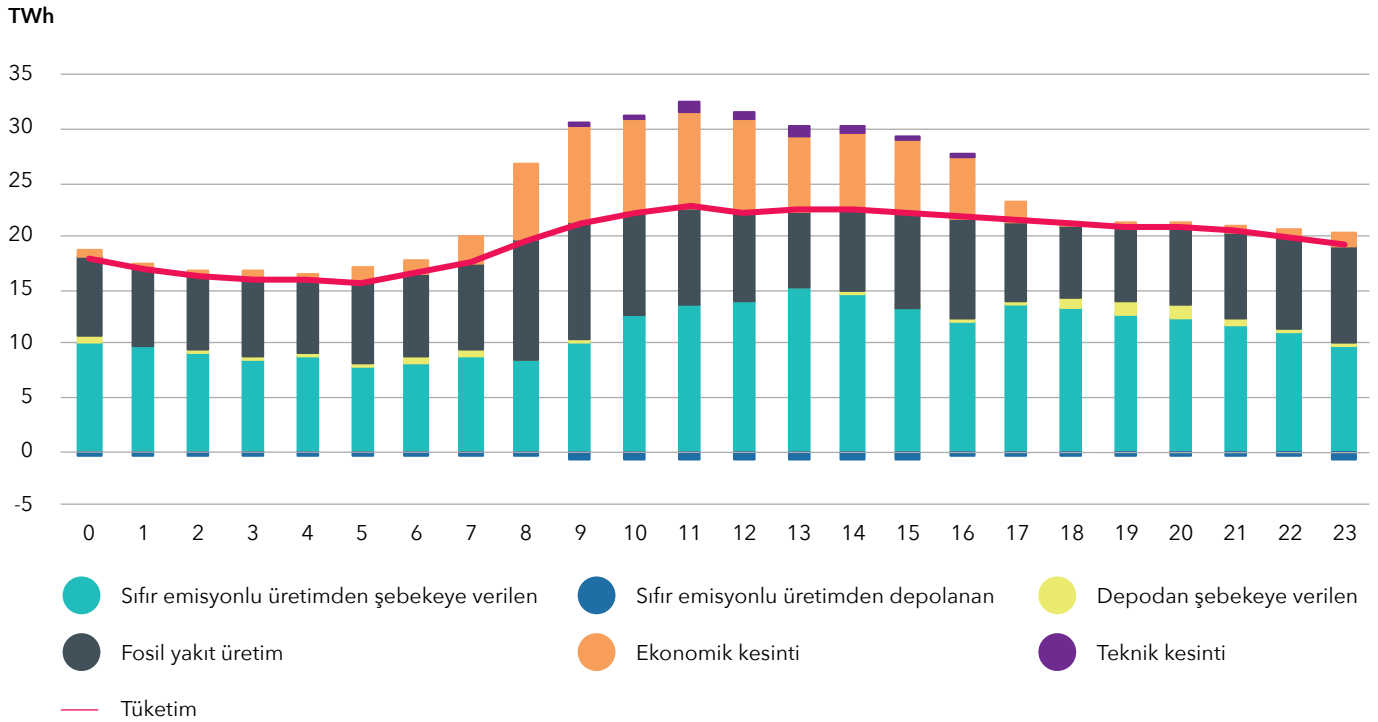


5.3.2. Yenilenebilir enerji santraline bütünleşik depolama tesislerinin üretim kesintilerine etkisi

Bu senaryo kapsamında, 2035 yılı toplam depolama kapasitesinin %60’ının (4,32 GW) depolamalı yenilenebilir enerji santrali olacağı varsayılmıştır. Şekil 43’de depolamalı yenilenebilir enerji tesislerinin 2035 yılında ortalama 4 saatlik depolama kapasitesine sahip olduğu durum gösterilmektedir. Bu senaryoda, depolama tesisi hem kendi üretimini depolayarak akşam saatlerine taşımakta hem de boş kapasite olması halinde şebekeden enerji çekerek depolamakta ve arbitraj geliri elde etmektedir. Kâr maksimizasyonunu amaçlayan bu çalışmanın en dikkat çekici noktası, depolama kapasitesinin

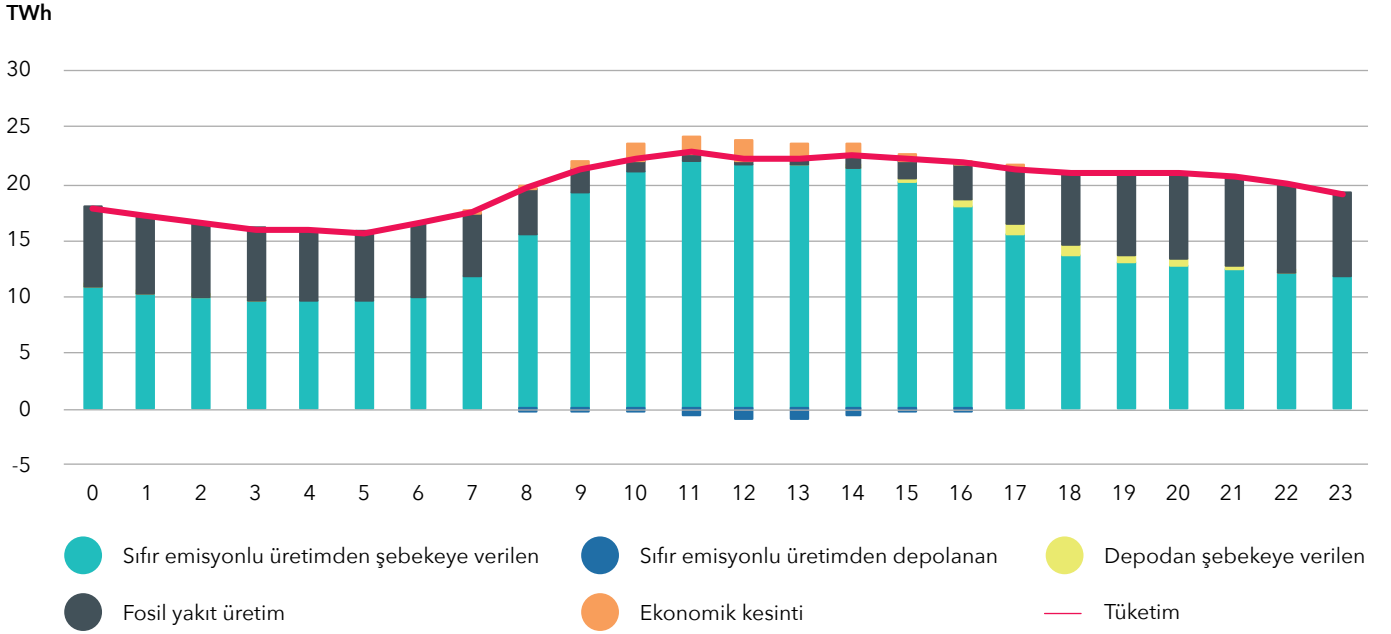
dolması halinde, öğle saatlerinde üretilen enerjinin şebekeye verilmek yerine kesintiye uğramasıdır (ekonomik kesinti). Öğle saatlerinde elektrik fiyatlarının sıfıra yakın olması sebebiyle, şebekeye verilen enerjiden elde edilen gelir, şebeke bedelinin (iletim bedeli) değişken kısmını karşılayamamaktadır. Bu durumda, üreticilerin enerjiyi şebekeye vermek yerine kesmeyi tercih edebileceği görülmektedir. 2035 yılında bu kesinti miktarı, toplam tüketimin %17'sine (82 TWh) ulaşmaktadır. Ayrıca, arzın talepten fazla olması ve arbitraj imkânı olmasına karşın depolama kapasitesinin dolması nedeniyle 4 TWh yenilenebilir enerji kesintiye uğramaktadır (teknik kesinti).

Şekil 43. 2035 yılı yenilenebilir enerji santraline bütünsel depolamanın azami kâr için çalıştırıldığı durum analizi (4.320 MW- 4 saat) - Saatlik bazda yıllık ortalama

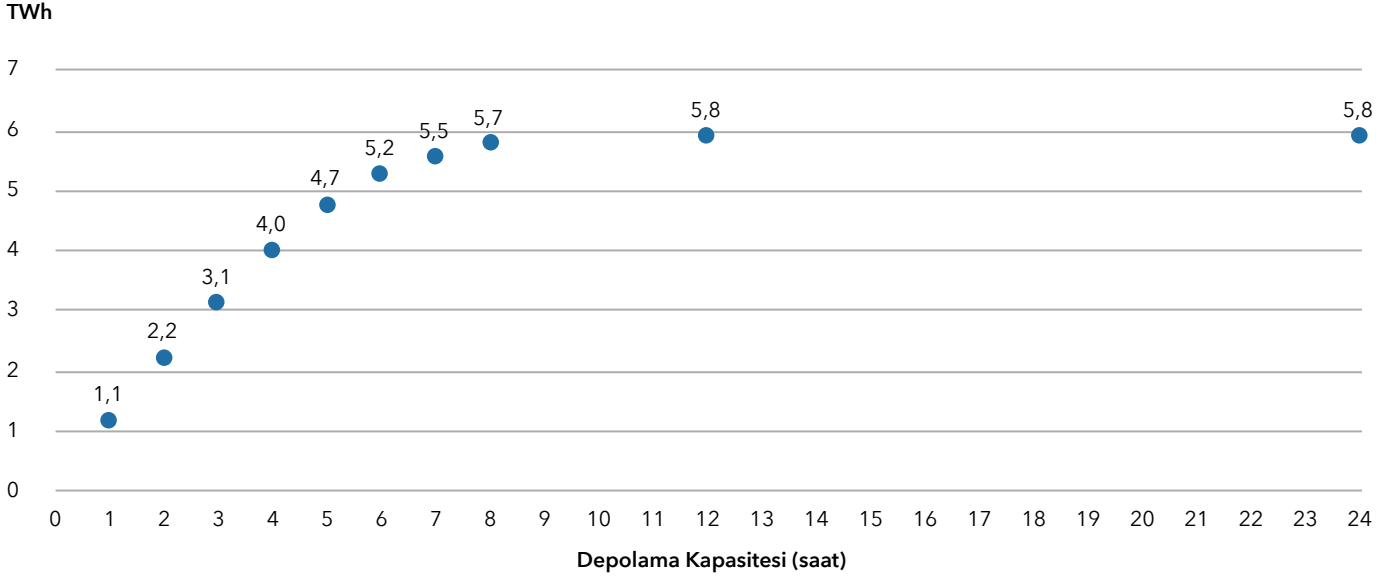


Şekil 44'te depolama tesisinin yenilenebilir elektrik üretim tesisindeki kesintilerin (curtailment) azaltılması amaçlı çalıştırıldığı durum gösterilmektedir. Bu analiz kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretiminden azami seviyede yararlanılması hedeflenmektedir. Bu bağlamda, öğlen saatlerinde termik santrallerin yerini yenilenebilir enerji santrallerinin alacağı ve depolama tesislerinin arbitraj kâr imkanı olmasa dahi yenilenebilir enerji kesintisini azaltmak amacıyla çalıştırıldığı durum analiz edilmiştir. Yapılan hesaplamalarda, depolama tesislerinin olmadığı durumda 2035 yılı toplam yenilenebilir enerji kesintisi 12,6 TWh seviyesindeyken, depolama tesislerinin etkisiyle bu miktar 8,6 TWh'e düşmektedir.

Şekil 44. 2035 yılında depolama (LFP batarya 4.320 MW-4 saat) tesisinin yenilenebilir enerji santralindeki kesintiyi en aza indirecek şekilde çalıştığı durum - Saatlik bazda yıllık ortalama



Depolama tesislerinin yenilenebilir enerji kesintisini azaltma amaçlı çalışması sonucunda, saatlik depolama kapasitelerine göre önlenebilen kesinti miktarları Şekil 45'te gösterilmektedir. Buna göre, 4.320 MW depolama tesisinin ortalama kapasitesi 1 saat iken önlenebilen kesinti miktarı 1,1 TWh; 4 saat iken 4 TWh ve 8 saat iken 5,7 TWh olmaktadır. Simülasyonlarda depolama kapasitesi esas olarak, öğle saatlerinde üretilen ihtiyaç fazlası GES üretimini depolamaya yönelik çalışmaktadır. Bu sebeple, 4 saatlik kapasiteye kadar eklenen her depolama kapasitesi yaklaşık aynı miktarda kesintinin (curtailment) azalmasını sağlamaktadır. Analiz sonuçlarına göre, GES fazlalığının olduğu saatleri aşacak şekilde fazla depolama kapasitesi kurmanın marjinal faydası düşmekte ve 8 saatten büyük kapasiteli tesis kurmanın sisteme ilave bir faydası bulunmamaktadır.

Şekil 45. 2035 yılı depolama kapasitelerine göre önlenen yenilenebilir enerji kesinti (curtailment) miktarı

5.4. Sayaç arkası batarya depolama uygulamaları

5.4.1. Meskenlerde depolama tesis kurulumu

Bu analiz kapsamında depolama tesisi, meskenlerde sayaç arkası olarak kurgulanmış ve üretim için herhangi bir çatı üstü GES dikkate alınmamıştır. Batarya ünitesi şebekeden elektrik çekip depolama yapabilmektedir fakat Türkiye'deki mevcut mevzuat gereği⁴¹ tüketime bütünleşik depolama ünitesinden şebekeye elektrik satışı yapılamamaktadır.

NMC lityum-iyon bataryalar, yüksek enerji yoğunluğuna sahip olduklarından daha az yer kaplamakta ve mesken uygulamaları için daha uygun olmaktadır. Dolayısıyla bu senaryo bağlamında sadece NMC bataryalar dikkate alınmıştır. Depolama gücü, tüketicinin 17:00-22:00 saatleri arasındaki ortalama saatlik talebinin %10 üzeri olacak şekilde 0,4 kilovat (kW) alınmıştır. Depolama kapasitesi ise 4 saattir. Bu analiz için seçilen kapasitenin nispeten küçük olması ve ölçek ekonomisinden dolayı bataryaların birim yatırım maliyeti, Tablo 8'de belirtilenden %50 daha yüksek olarak tahmin edilmiştir. Analiz kapsamında bataryanın 2025-2035 arası yıllık kullanım miktarları ve çevrim sayıları Tablo 14'te gösterilmektedir. Dikkate alınan varsayımlar bağlamında, tüketimin %14'ü depolama ünitesinden sağlanmaktadır.

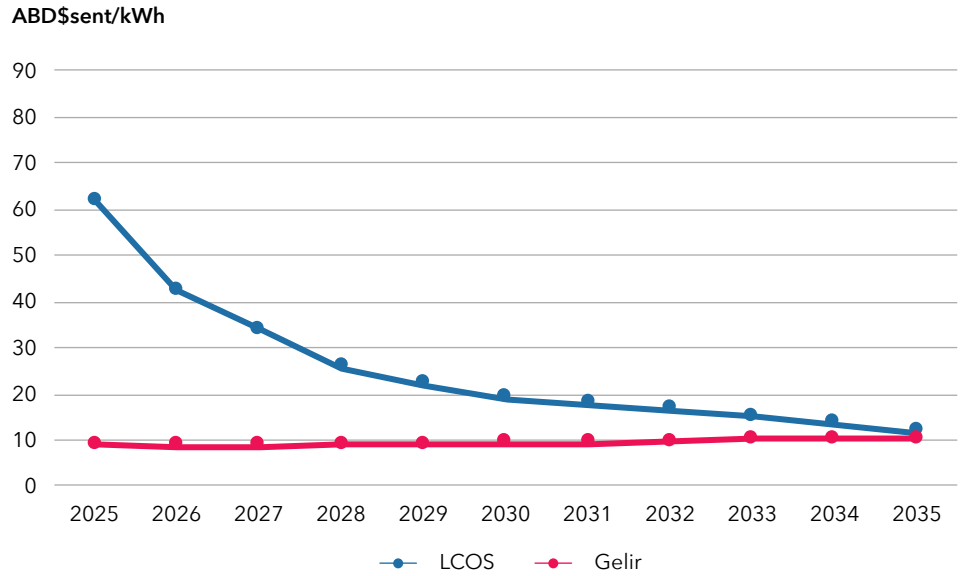
⁴¹ Elektrik Piyasasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği, Madde 6/3

Tablo 14. Meskenler için NMC batarya kullanımı analizi sonuçları (Depolama: 0,40 kW/1,6 kWh)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Ort.
Yıllık Tüketim (kWh)	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Şebekeden Tüketim (kWh)	2.824	2.756	2.710	2.633	2.587	2.542	2.531	2.509	2.479	2.441	2.385	2.582
Depodan Tüketim (kWh)	176	244	290	367	413	458	469	491	521	559	615	419
Batarya Çevrim Sayısı	127	176	210	266	298	331	339	355	376	405	444	302
Şebekeden Depoya (kWh)	204	284	337	427	480	533	545	571	605	652	714	486

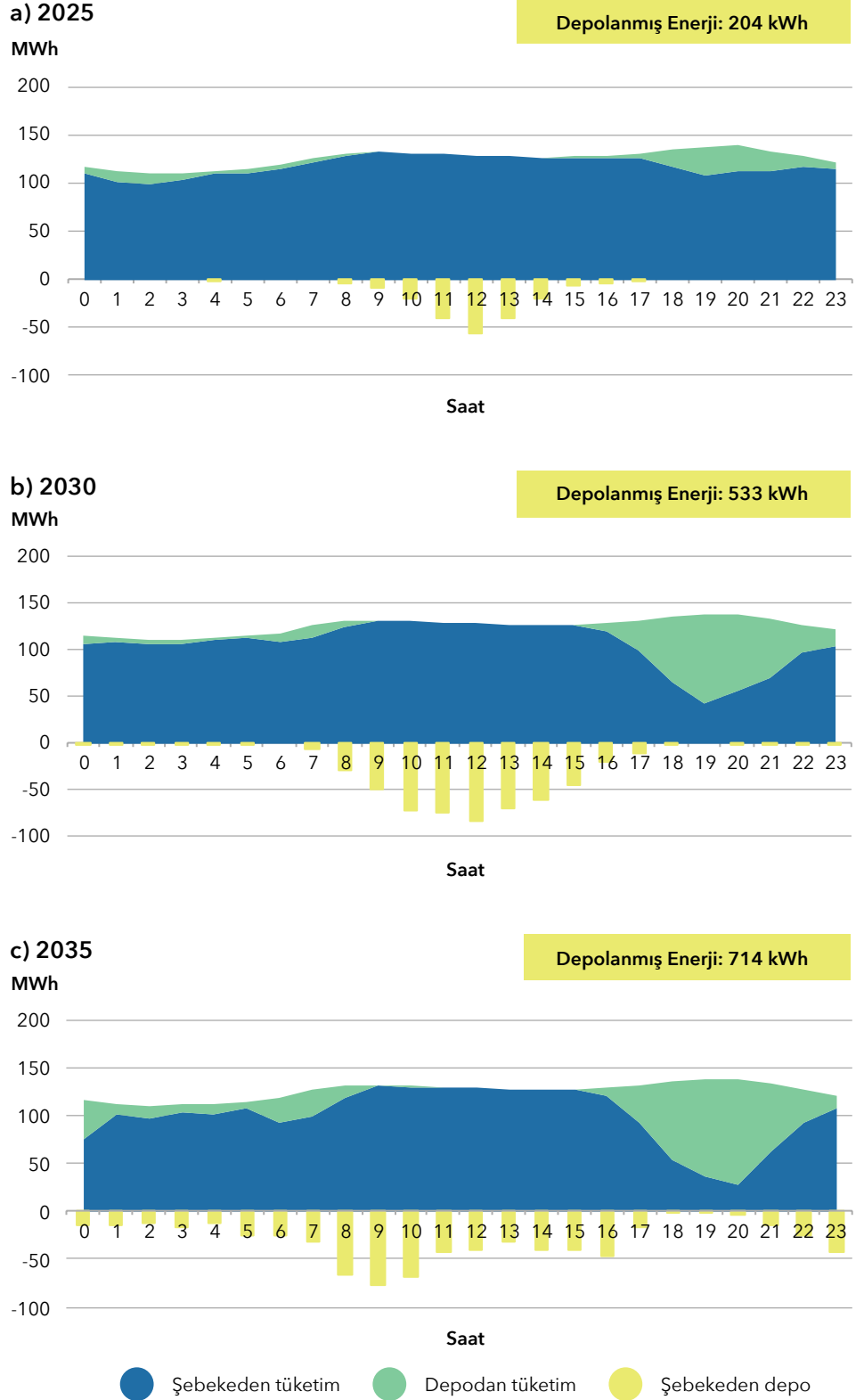
Bu senaryo için LCOS ve deşarj edilen enerji başına sağlanan fayda Şekil 46'da gösterilmektedir. Analiz sonuçlarına göre, çatı üstü GES kurulumu olmadan sadece batarya depolama ünitesi kurmanın meskenler için fizibil olması 2035 yılından sonradır.

Şekil 46. Sayaç arkası NMC bataryanın mesken kullanımında LCOS ve birim gelir karşılaştırması



Saat bazında konsolide edilmiş ve 2025, 2030 ve 2035 yılları için yıllık şarj ve deşarj hacimleri Şekil 47'de gösterilmektedir. Yüksek enerji fiyatlarından kaçınmak için depolama en düşük fiyatlı saatlerde yapılmaktadır. Dağıtım bedelleri gün boyu sabit olduğu için depolamanın çalışmasına bir etkisi yoktur. Ayrıca, depolanan enerjinin satışına izin verilmediğinden, enerjiyi gece depolayıp sabah saatlerinde satmak gibi arbitraj faaliyeti de mümkün değildir.

Şekil 47. Meskenlerde sayaç arkası batarya depolama ünitesi şarj-deşarj hacimleri (NMC 0,4 kW/4 saat)



5.4.2. Çatı üstü GES ve batarya depolama kurulumu

5.4.2.1. Mesken tüketicisi

Bu senaryoda, mesken tüketicisinin hem çatı üstü GES hem de batarya depolama ünitesi kurduğu varsayılmaktadır. Örnek bir mesken tüketicisinin (Başkent EDAŞ bölgesinde), saat bazında yıllık elektrik tüketim profili Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPIAŞ) Şeffaflık Platformu'ndan⁴² alınmıştır. Tüketicinin yılda 3.000 kilovat-saat (kWh) (ayda 250 kWh) enerji tükettiği ve bu tüketimi karşılama için 2 kWp çatı GES kurduğu kabul edilmiştir. Depolama gücü 17:00-22:00 arası tüketicinin saatlik ortalama talebinin %10 üzerinde yani 0,4 kW olacağı varsayılmış ve depolama süresi 4 saat alınmıştır. NMC lityum-iyon bataryaların enerji yoğunluğunun daha yüksek olması nedeniyle daha az yer kapladığından, mesken tüketici için simülasyonlar bu teknoloji kullanılarak oluşturulmuştur.

Analiz kapsamında sadece depolama tesisinin fayda-maliyet değerlendirmesi yapıldığından, GES tesisinden doğrudan şebekeye verilen üretim için bir gelir dikkate alınmamıştır. Analizde, GES üretiminden depolanarak ileri bir saatte satılan enerji için arbitraj kârı dikkate alınmıştır. Dolayısıyla GES üretiminin depolama olmadan kendi başına sağlayacağı gelirler analiz kapsamı dışında tutulmuştur. Böylece, çalışmada sadece depolama tesisinin sağladığı ilave gelir ve depolama tesisinin yatırım ve işletme maliyeti dikkate alınarak hesaplamalar yapılmıştır.

Buna ek olarak, bu senaryoda depolama tesisi hem şebekeden enerji olarak depolama yapabilmekte hem de kendi üretimini depolayabilmektedir. Kendi üretimini depolayabilmesi sebebiyle öğle saatlerinde düşük fiyatla şebekeye verilmek zorunda kalınan enerji, akşam saatlerindeki tüketime yönlendirilmektedir. Şebekeden enerji depolarken ödenen dağıtım bedeli, kendi üretimini depolarken uygulanmamaktadır. Bu sebeple, öncelikle kendi üretimini depolamakta, boş kapasite kalması halinde ise şebekeden şarj yapılmaktadır. Bu yönleriyle yürütülen analiz, GES olmadan sadece tüketime bütünlük depolama tesisi senaryosundan farklılaşmaktadır.

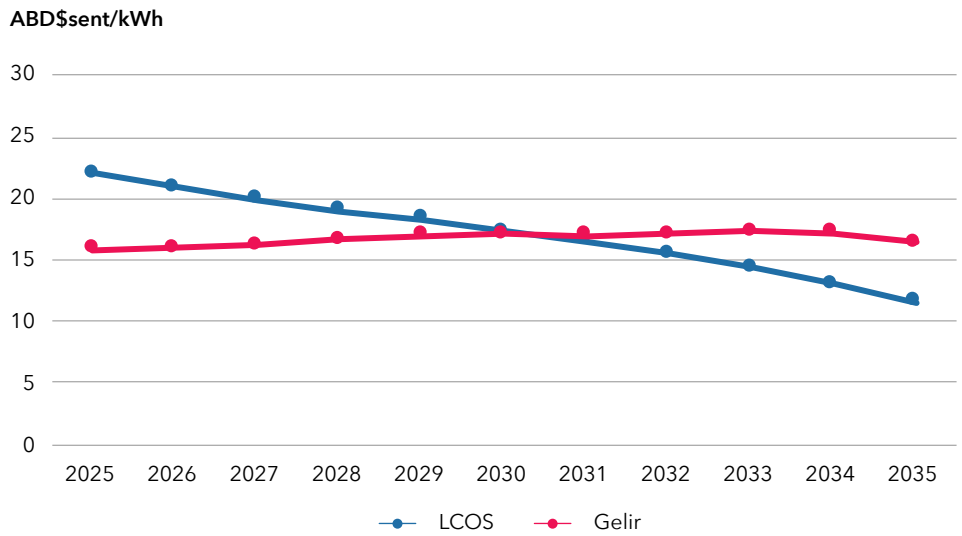
Yukarıda belirtilen varsayımlara göre 2025-2035 yılları için simülasyon saatlik bazda çalıştırılmıştır (Tablo 15). Buna göre GES üretiminin ortalama %18'i depolanıp daha sonra kullanılmaktadır. Öğle saatlerinde elektrik fiyatlarının düşmesiyle şebekeye verilen üretim hacmi ciddi oranda azalmakta ve fiyatların dağıtım bedelinin de altına düşmesiyle kesinti (curtailment) artmaktadır.

⁴² EPIAŞ Şeffaflık Platformu - Elektrik Tüketim Profil Katsayıları

Tablo 15. Meskenlerde çatı üstü GES ve NMC batarya kurulum sonuçları (GES: 2 kW ve Depolama: 0,4 kW/1,6 kWh)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Ort.
Yıllık Tüketim (kWh)	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Üretimden Tüketim (kWh)	1.322	1.323	1.322	1.323	1.321	1.319	1.319	1.320	1.319	1.318	1.317	1.320
Depodan Tüketim (kWh)	492	493	493	494	494	499	505	518	542	572	621	520
Şebekeden Tüketim (kWh)	1.186	1.184	1.185	1.183	1.185	1.182	1.176	1.162	1.139	1.109	1.062	1.159
GES Üretimi (kWh)	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150
Üretimden Tüketime (kWh)	1.322	1.323	1.322	1.323	1.321	1.319	1.319	1.320	1.319	1.318	1.317	1.320
Üretimden Şebekeye (kWh)	999	912	711	473	282	170	120	84	69	56	55	357
Üretimden Depoya (kWh)	570	571	572	573	571	573	575	574	576	574	574	573
Kesinti (Curtailment) (kWh)	260	343	544	785	975	1.086	1.135	1.176	1.186	1.201	1.204	900
Batarya Çevrim Sayısı	355	357	356	358	357	361	365	374	392	415	452	376
Şebekeden Depolamaya (kWh)	1	2	2	3	3	7	12	28	56	93	152	33

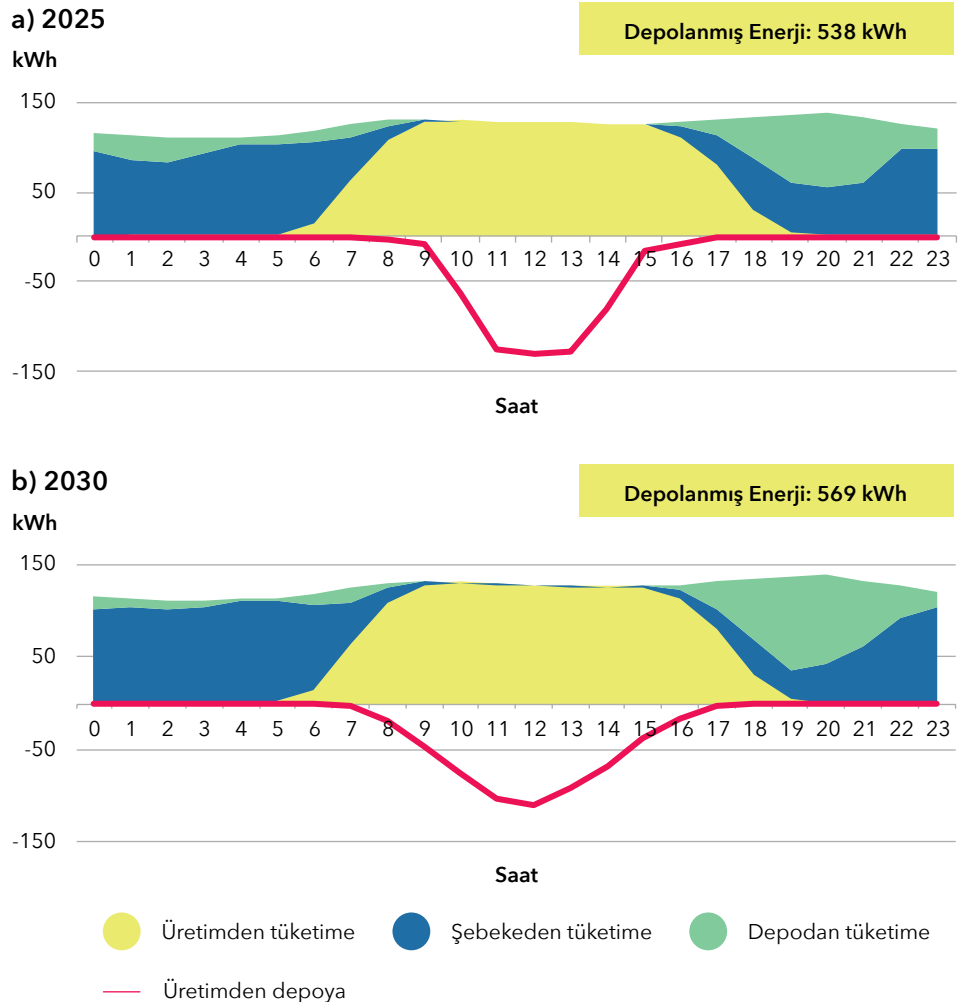
Bu model için hesaplanan LCOS değerleri ve depolamanın sağladığı birim gelir Şekil 48'de gösterilmektedir. Özellikle yatırım maliyetlerinin azalması nedeniyle 2031 yılında depolama yatırımı yapılabilir hale gelmektedir.

Şekil 48. Sayaç arkası NMC batarya kurulumu için LCOS ve deşarj hacmi başına gelir karşılaştırması

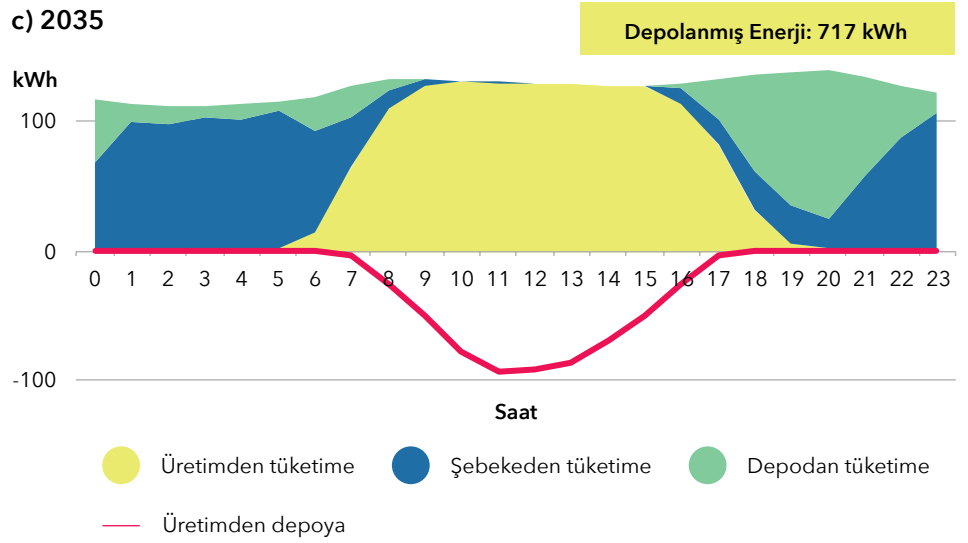
Saat bazında konsolide edilmiş yıllık şarj ve deşarj hacimleri 2025, 2030 ve 2035 yılları için Şekil 49'da verilmiştir. Analize göre, tüketim öncelikle doğrudan çatı GES üretiminden karşılanmakta; fazla üretim ise depolanmaktadır. Akşam saatlerinde elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu zamanlarda depolamadan tüketim yapılmakta, depolama kapasitesinin yetmediği durumlarda ise şebekeden enerji çekilmektedir. Şekil 49'da görüleceği üzere şebekeden depolanan enerji kısıtlı kalmaktadır.

2025 yılında tüketimin %44'ü doğrudan GES üretiminden, %16'sı GES'in depolanan üretiminden ve %40'ı şebekeden karşılanmaktadır. GES üretiminin depolanamayan %32'si şebekeye verilmekte ve %8'i kesintiye uğramaktadır. 2035 yılında da tüketim için benzer oranlar olmakla birlikte GES üretiminin sadece %2'si şebekeye verilmekte ve %38'i kesintiye uğramaktadır. Kesinti (curtailment) miktarının artmasının sebebi, öğle saatlerinde oluşan elektrik piyasa fiyatlarının dağıtım bedelini karşılayamamasıdır. Bu durumda GES üretimi şebekeye verilmek yerine kesilmektedir.

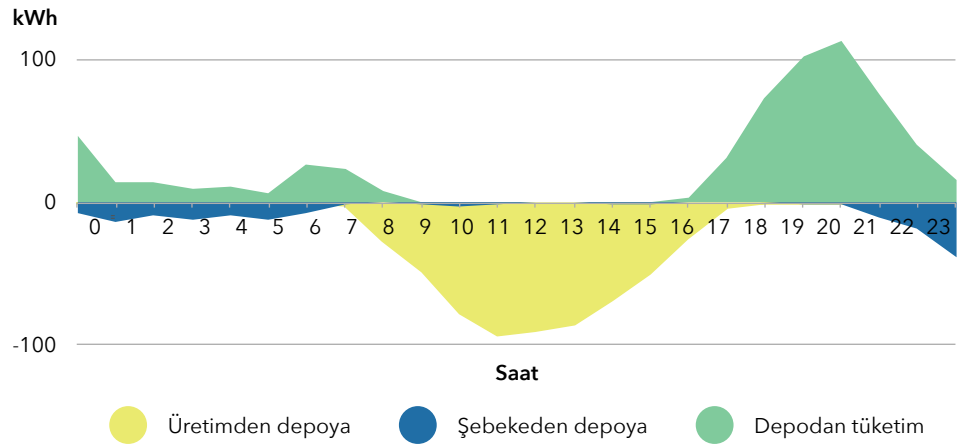
Şekil 49. Mesken çatı GES (2 kW) ve NMC batarya (0,4 kW/1,6 kWh) kullanımı için saatlik profiller (yıllık bazda saatlik konsolide)



c) 2035



d) 2035 yılı - Depolama tesisinin yıllık ortalama çalışma trendi



5.4.2.2. Sanayi tüketicisi

Bu senaryo kapsamında, sanayi tüketicisinin batarya depolamalı çatı üstü GES tesisine sahip olduğu varsayılmaktadır. Ortalama sanayi tüketicisi için yıllık tüketim 1.500 MWh/yıl ve bu tüketimi karşılamak üzere 1 MWp GES kapasitesi dikkate alınmıştır (EPDK, 2024c). Depolama gücü 08:00-17:00 arası saatlik ortalama talebin %10 üzerinde (288 kW) olup, depolama süresi 4 saat olacak şekilde modellenmiştir. Sanayi tüketicileri bataryaları kısıtlı bir alan içinde konumlandırmak zorunda olmadıklarından, mesken kullanıcısının aksine NMC bataryalardan farklı teknolojileri de değerlendirebilirler. Bu sebeple, önceki örneklerde fiyat arbitraj senaryosu için en yüksek fayda-maliyet oranını sağlayan LFP tipinde bir batarya kurulacağı varsayılmıştır.

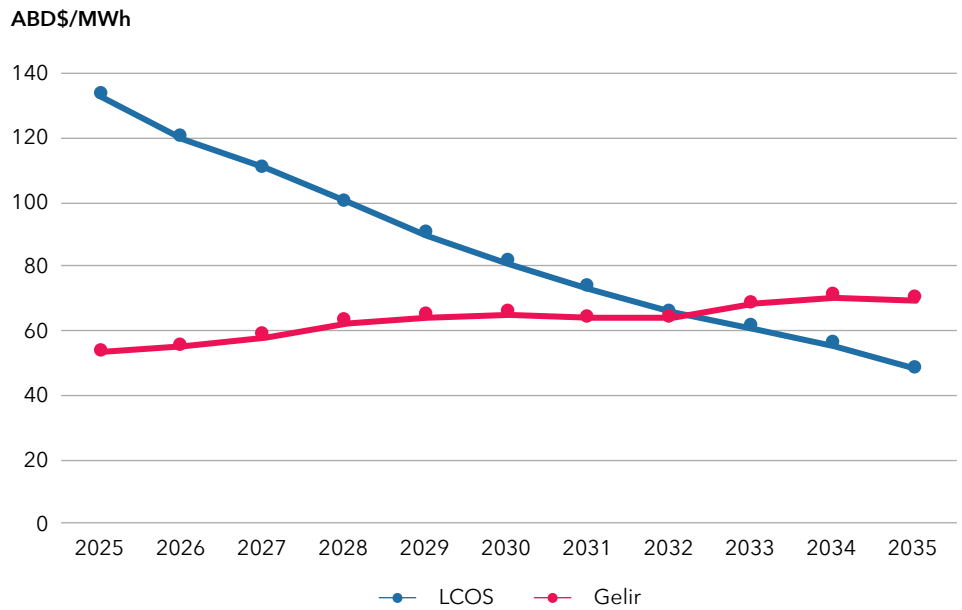
Çalışma kapsamında, sadece depolama tesisinin fayda-maliyet analizi yapıldığından, GES tesisinin depolanmadan doğrudan şebekeye verdiği üretim için elde edilecek gelir hesaba katılmamıştır. Ayrıca, GES üretiminden depolanarak ileri bir saatte satılan enerji için sadece arbitraj geliri dikkate alınmıştır. Dolayısıyla GES üretiminin depolama olmadan kendi başına sağlayacağı gelirler analiz kapsamı dışında tutulmuştur. Böylece, çalışmada sadece depolama tesisinin sağladığı ilave gelir ve depolama tesisinin yatırım ve işletme maliyetleri dikkate alınarak hesaplamalar yapılmıştır. 2025-2035 yılları arasında saatlik olarak çalıştırılan simülasyon sonuçları Tablo 16'da gösterilmektedir. Analiz sonuçlarına göre, 2025 yılında çatı üstü GES tesisindeki üretimin %56'sı doğrudan, %20'si ise depolanıp daha sonra tüketilmekte, %22'si şebekeye verilmekte ve %2'si kesintiye uğramaktadır. 2035 yılına kadar benzer bir dağılım izlenmektedir. Tüketim açısından, 2025 yılındaki tüketimin %59'u doğrudan GES'ten sağlanmakta, %22'si şebekeden çekilmekte, %16'sı GES üretiminin depolanması sonrasında kullanılmakta ve kalan %3'lük kısım ise şebekeden çekilen enerjinin depolanması sonrasında kullanılmaktadır. Sonuçlara göre, arbitraj imkânı yıllara sari olarak arttığından, tesisin ürettiği enerjinin depolanmasının yanı sıra şebekeden enerji depolama da artmaktadır.

Tablo 16. Sanayi tüketicisi için depolamalı çatı üstü GES senaryosu sonuçları (Çatı GES:1 MWp ve Depolama: 288 kW/4saat)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Ort.
Yıllık Tüketim (MWh)	1.495	1.495	1.495	1.500	1.495	1.495	1.495	1.500	1.495	1.495	1.495	1.496
Üretimden Tüketim	889	887	880	876	851	848	846	842	837	833	834	857
Depodan Tüketim	274	288	292	303	299	290	284	283	283	288	289	288
Şebekeden Tüketim	332	320	323	320	345	356	365	375	375	374	372	351
GES Üretimi (MWh)	1.575	1.575	1.575	1.577	1.575	1.575	1.575	1.577	1.575	1.575	1.575	1.575
Üretimden Tüketime	889	887	880	876	851	848	846	842	837	833	834	857
Üretimden Şebekeye	342	331	320	288	297	346	388	416	428	450	467	370
Üretimden Depolama	321	332	341	349	351	329	314	304	301	290	271	319
Kesinti (Curtailment)	22	26	34	63	75	51	26	14	8	2	2	30
Batarya Çevrim Sayısı (adet)	339	359	369	392	417	444	473	511	533	564	628	457
Şebekeden Depoya (MWh)	69	82	85	103	129	183	231	285	313	361	453	209
Depodan Şebekeye (MWh)	70	76	83	93	125	161	196	236	258	284	349	175

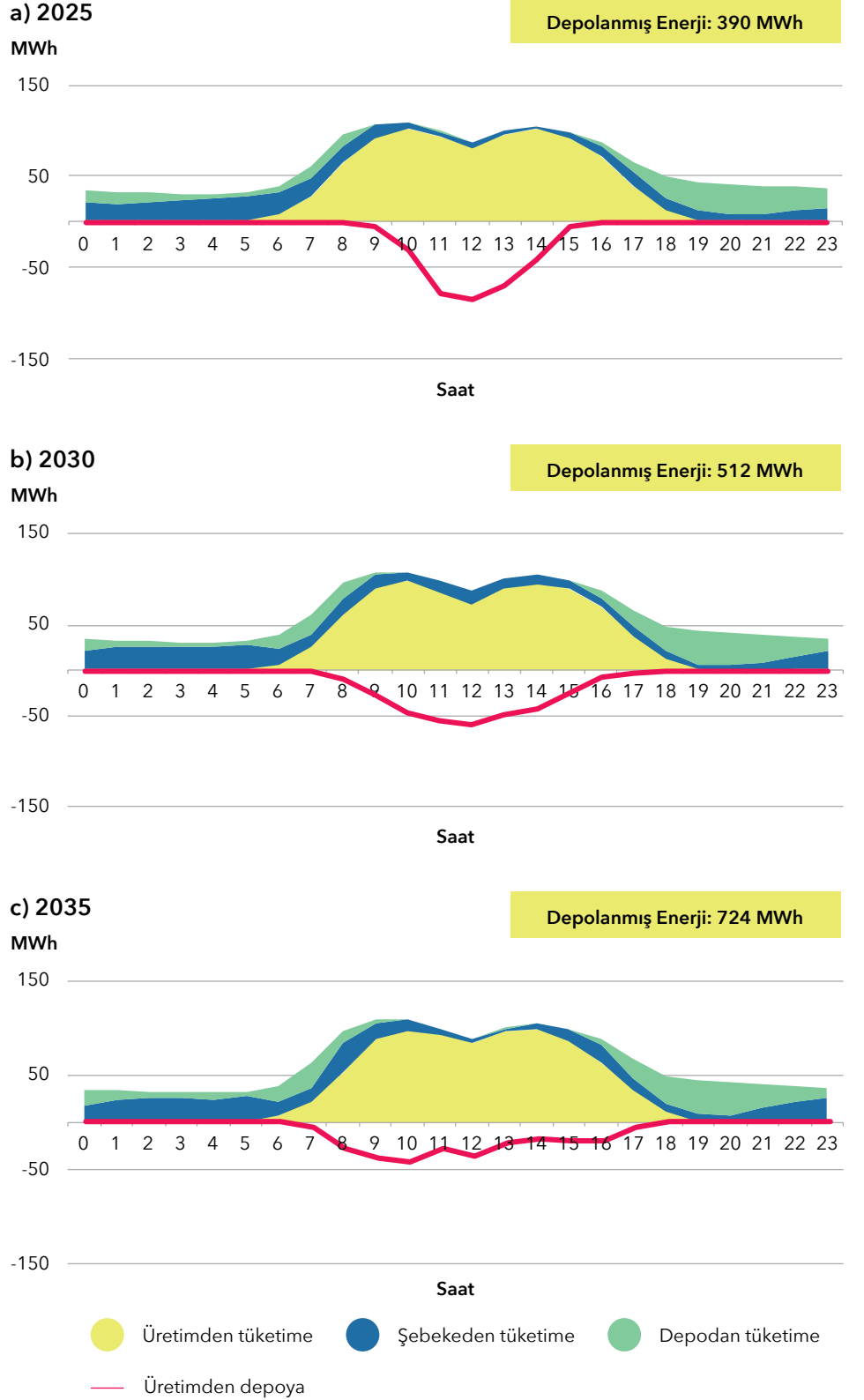
Bu senaryo kapsamında, seviyelendirilmiş hizmet maliyeti (LCOS) ve depolamanın sağladığı birim fayda Şekil 50’de gösterilmektedir. Bu kıyaslamaya göre, sanayi tesisleri için çatı üstü GES’e bütünleşik olarak kurulan depolama tesislerinin 2032 yılından itibaren fizibil olabileceği öngörülmektedir.

Şekil 50. Sanayi tüketicisi için sayaç arkası LFP bataryası için LCOS ve birim gelir karşılaştırması

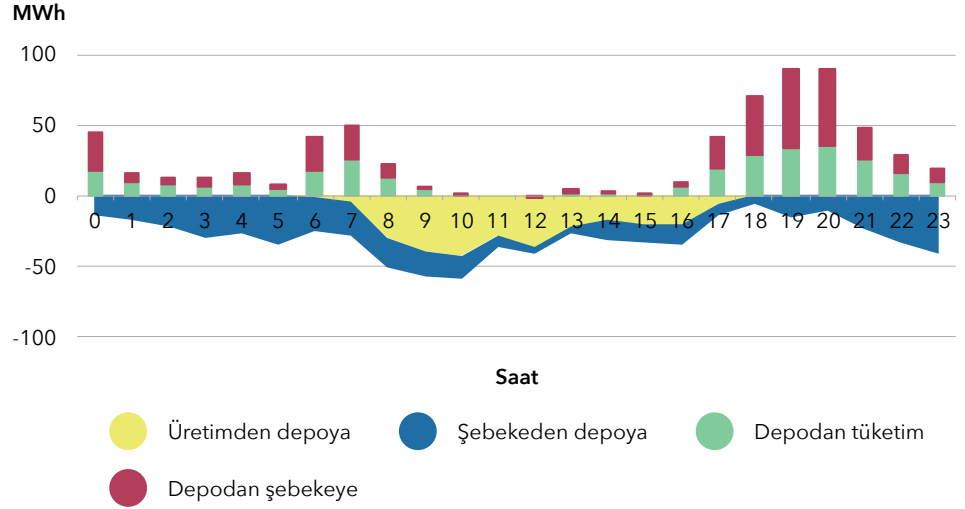


Saat bazında konsolide edilmiş yıllık şarj ve deşarj hacimleri 2025, 2030 ve 2035 yılları için hesaplanmıştır (Şekil 51). Analiz sonuçlarına göre, tüketim öncelikle doğrudan çatı üstü GES üretiminden karşılanmakta, fazla üretim ise depolanmaktadır. Özellikle akşam saatlerinde elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu zamanlarda depolamadan tüketim yapılmakta, depolama kapasitesinin yetmediği durumlarda şebekeden enerji çekilmektedir. Şekil 51’de görüleceği üzere 2035 yılında şebekeden depolanan enerji de önemli bir yer tutmaktadır. 2025 yılında yıllık tüketimin %4’ü kadar enerji şebekeden depolanırken, 2035 yılında bu oran %27’ye yükselmektedir. Bu durumun oluşmasında, gün içinde fiyat farklarının artması ve arbitraj imkânı oluşmasının etkisi bulunmaktadır. Ayrıca, depolama yatırım maliyetleri yıllara sâri azaldığı için bataryaların birim çevrim maliyeti azalmakta ve arbitraj amaçlı çalışma sıklığı artmaktadır.

Şekil 51. Sanayi tüketicisi için çatı üstü GES (1 MW) ve depolama (288 kW/4 saat) kurulumu örneğinde şarj-deşarj hacimleri (yıllık bazda saatlik konsolide)



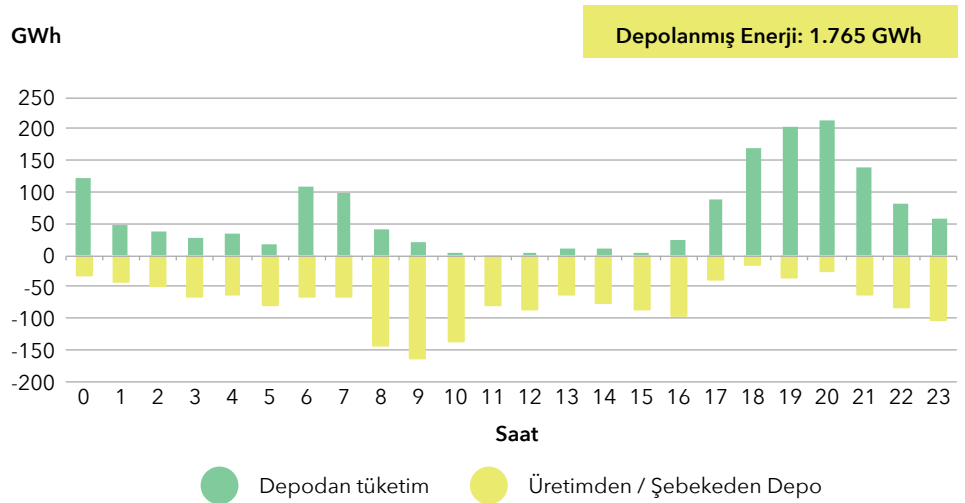
d) 2035 yılı - Depolama tesisinin yıllık ortalama çalışma trendi



5.4.2.3. Sayaç arkası depolamanın etkisi (2035)

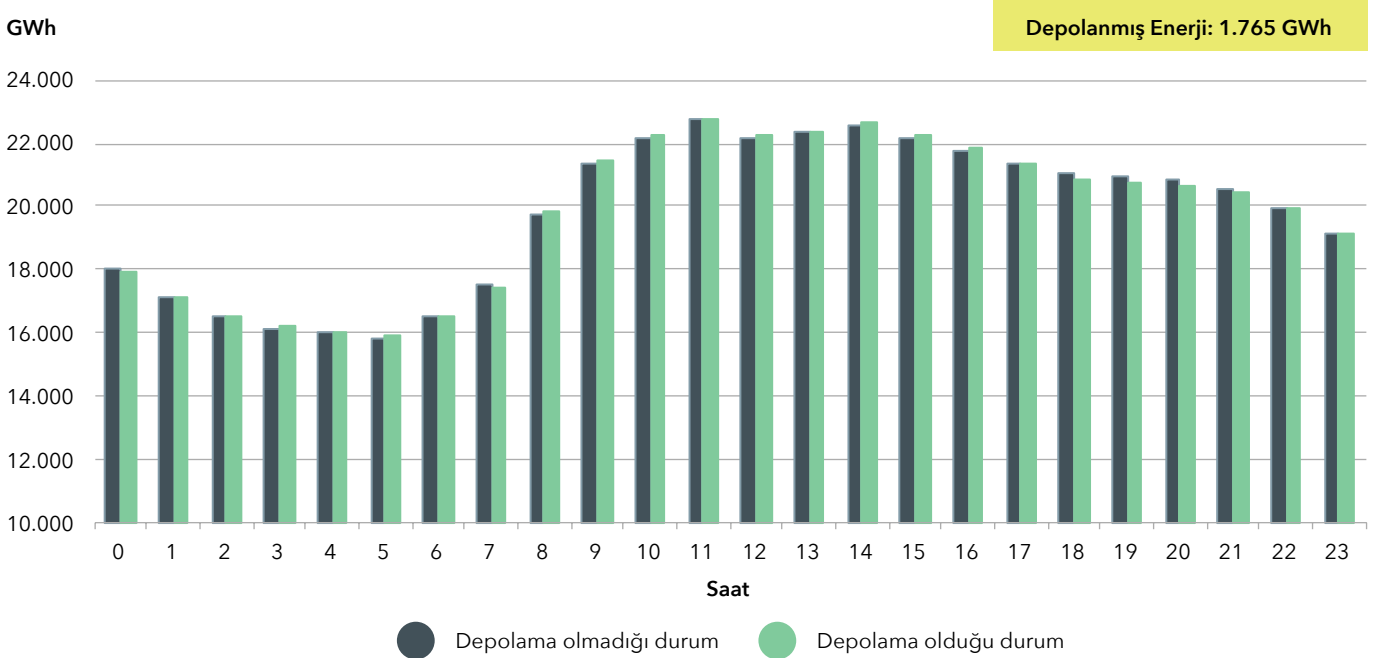
Çalışma kapsamında, 2035 yılına kadar toplam kapasitesi 7,2 GW olan batarya depolama tesislerinin kurulacağı ve bu kapasitenin %10'unun (720 MW) sayaç arkası olacağı varsayılmaktadır. Dikkate alınan sayaç arkası depolama kapasitesinin ise büyük bir bölümünün sanayi ve büyük ticarethaneler tarafından kurulacağı öngörülmektedir. Bu tesisler için alan sıkıntısı olmadığından, LFP li-iyon bataryaların kullanılacağı modellenmiştir. Saatlik elektrik fiyat farkları da dikkate alınarak, depolama tesislerinin öngörülen saatlik çekiş-veriş profilleri Şekil 52'de gösterilmektedir.

Şekil 52. 2035 yılında toplam kapasitesi 720 MW olan sayaç arkası depolama (4 saat) uygulamasının saatlik olarak konsolide çalışma analizi (GWh)



Bu senaryoda tüketicilerin lisanssız üretimleri ile tüketim tesislerinin ayrı noktalardan şebekeye bağlı olduğu kabul edilmiştir. Normalde, sayaç arkası depolama senaryosunda tüketim ve depolamanın aynı yerde bulunması, talebin yoğun olduğu saatlerde şebekeden çekilen enerjiyi azaltacaktır. Fakat burada analiz edildiği gibi üretim ve tüketimin farklı noktalarda olması durumunda şebeke yük dağılımı dengesizleşmektedir. Ülkemizde puant yük elektrik fiyatlarının düştüğü öğle saatlerinde ortaya çıkmaktadır. Bataryalar da öğlen saatlerinde şebekeden elektrik çektiği için şebekenin puant yükünü daha da artıracaktır. Bu etkiyle, bir taraftan şebeke yatırımı ihtiyacını artırırken bir taraftan da yenilenebilir enerji kesintilerini (curtailment) azaltacaktır. 2035 yılında toplam kapasitesi 720 MW olacağı öngörülen sayaç arkası depolama tesislerinin olduğu ve olmadığı durumlardaki saatlik enerji tüketimi karşılaştırması Şekil 53'te gösterilmektedir. Bu karşılaştırmaya göre saat 11:00'de depolama sebebiyle saatlik ortalama tüketim %0,35 artmakta, saat 20:00'de ise %0,9 azalmaktadır. Saat 20:00'deki tüketim azalmasının puant yüke etkisi olmazken, saat 11:00'de şebekeden enerji çekişinin artmasıyla şebeke yatırımı ihtiyacının ortaya çıkması muhtemeldir.

Şekil 53. Sayaç arkası LFP bataryaların 2035 yılındaki saatlik enerji tüketimi (720 MW)



5.5. Yan Hizmetler Piyasası'nda bataryaların fayda maliyet analizi

5.5.1. Primer Frekans Kontrolü (PFK)

Lityum-iyon (LFP ve NMC), akış batarya ve sodyum sülfür (NaS) batarya seçeneklerinin tamamı milisaniye mertebesinde tepki sürelerine sahip olduğundan, bu teknolojilerin hepsi Primer Frekans Kontrolü (PFK) hizmeti için uygundur. Ancak bu hizmetin verilebilmesi için akış bataryalarının çalışmaya hazır, yani pompalarının çalışır vaziyette olması gerekmektedir. Pompaların hazır olmadığı durumlarda, bu bataryaların çalışması için 10 saniyeye kadar süre gereklidir. PFK hizmeti önceden haber verileceğinden, akış bataryaları vakitlice hazır hale getirmek mümkündür. NaS bataryalar da önceden ısıtıldığı takdirde hızlı tepki verebilmektedir.

PFK hizmeti hem yukarı hem de aşağı doğru küçük frekans sapmalarını düzelttiğinden, bu hizmet kapsamında tam şarj ve deşarj döngüleri beklenmez. Bu nedenle, bu hizmetin sağlanması sırasındaki şarj ve deşarj hacimleri ihmal edilebilir. Esasen, bu hizmet bir enerji hizmetinden ziyade bir kapasite hizmeti olduğundan, mevcut en iyi seçeneğin seçilmesinde çevrim kayıpları ve çevrim sayısı göz ardı edilebilir. Bu nedenle bu hizmeti sağlayacak en uygun batarya teknolojisi için tek kriter ilk yatırım maliyetidir. Sonuç olarak, yatırım maliyeti en düşük olan LFP li-iyon bataryaların PFK hizmetlerinde tercih edilmesi uygun olabilir.

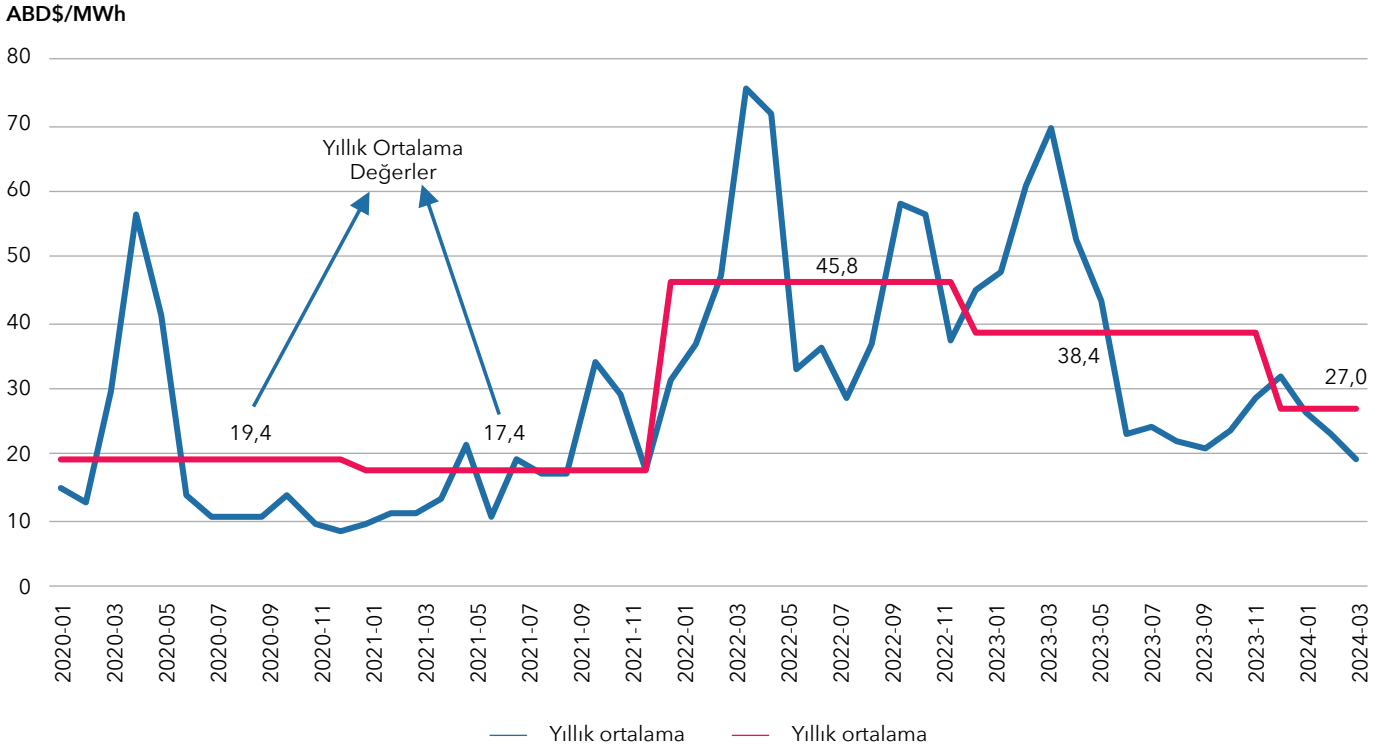
TEİAŞ'ın 2024 yılında 334 MW PFK kapasitesi sağlaması gerekmektedir. 2035 yılındaki 7.200 MW toplam batarya depolama kapasitesi projeksiyonuyla karşılaştırıldığında PFK, toplam batarya enerji depolama kapasitesinin yalnızca küçük bir kısmını oluşturmaktadır. Bu nedenle artan batarya kapasitesi ile PFK kârının azalabileceği değerlendirilmektedir.

PFK gereksiniminin 334 MW ile sınırlı olması⁴³ ve batarya kapasitesinin 2035 yılında 7,2 GW'a ulaşacağı varsayımı nedeniyle bu hizmet için rekabetin yüksek olacağı öngörülmektedir. Örneğin 2018 yılında Almanya'da 22 adet şebeke ölçekli batarya enerji depolama projesi faaliyete geçmiştir (Figgner, J., ve diğerleri, 2021). Bunların çoğunluğu PFK sağlamak için kullanılmaktadır. Almanya örneğinde, PFK hizmet fiyatları haftalık 3.600 €/MW seviyesinden 1.500 €/MW seviyesinin altına düşmüştür (KIT, 2023). Almanya'nın tecrübesi göz önüne alındığında Türkiye'de de batarya kapasitesinin artmasıyla birlikte PFK fiyatlarında düşüş beklenmektedir. Bununla birlikte, batarya kurulumu ile hem PFK hizmeti için fosil yakıtlı kaynaklara olan ihtiyaç asgari seviyeye inecek hem de TEİAŞ'ın yan hizmet maliyetleri azalacaktır.

⁴³ AB net-sıfır emisyon hedefleri doğrultusunda, ENTSO-E ana kıta sistemine bağlı ülkelerin elektrik güç sistemlerinin Türkiye sistemi ile aynı oranda büyüyeceği, dolayısıyla PFK yükümlülüğünün aynı kalacağı varsayılmıştır.

Gösterge niteliğinde olmak üzere, devreye girecek ilk depolama tesislerinin karşılaşılabileceği ortalama yıllık PFK fiyatları (2020-2024) Şekil 54'te gösterilmektedir.

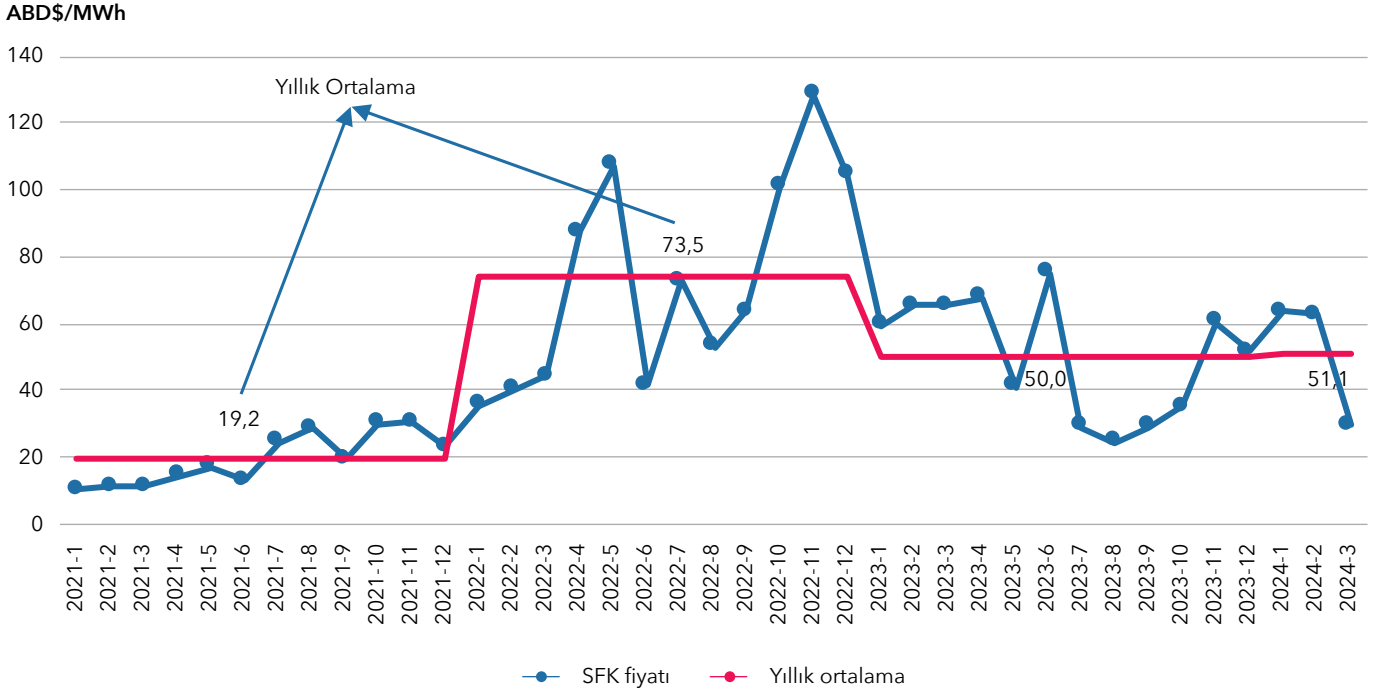
Şekil 54. Yıllık ortalama PFK fiyatları (2020 - 2024)



5.5.2. Sekonder Frekans Kontrolü (SFK)

LFP ve NMC lityum-iyon bataryalar ile akış batarya ve NaS seçeneklerinin hepsi milisaniye mertebesinde tepki sürelerine sahip olduğundan, bu teknolojilerin tamamı SFK hizmeti için uygundur. 2035 yılında SFK rezerv ihtiyacının 1.200 MW olacağı öngörülmektedir. Bu yüzden toplam kapasitesi 7.200 MW olacağı varsayılan bataryaların, SFK ihtiyacını da karşılayacak büyüklükte olacağı değerlendirilmektedir.

Şekil 55'te gösterilen 2021-2024 yılları arasındaki ortalama SFK piyasa fiyatları, depolama tesisi için gösterge gelir niteliğindedir. Piyasa katılımcıları tarafından SFK piyasası teklifleri, gerçek zamandan iki gün önce Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'ye (TEİAŞ) bildirilmektedir. Bu sebeple, piyasa katılımcıları iki gün sonraki piyasa fiyatlarını ve arbitraj imkânı gibi değişkenleri gözeterek SFK fiyat tekliflerini oluşturmaktadır. SFK fiyat tahmininde bulunmak zor olmakla birlikte, her hâlükârda bataryalar hem SFK hizmeti için fosil yakıtlı kaynaklara olan ihtiyacı asgari seviyeye indirecek hem de TEİAŞ'ın yan hizmet maliyetlerini azaltacaktır.

Şekil 55. 2021 - 2024 yılları arasında aylık ortalama SFK fiyatları⁴⁴

5.5.3. Reaktif güç desteği (Gerilim regülasyonu)

Mevcut mevzuatta reaktif güç desteği zorunlu bir hizmet olmakla birlikte, bu hizmet için yatırımcılara ilave bir ücret ödenmemektedir. Bu sebeple, reaktif güç desteği kapsamında depolama tesisleri için herhangi bir ilave gelir imkânı bulunmamaktadır.

Öte yandan, iletim ve dağıtım sistem operatörleri, kullanıcı tarifeleriyle finanse edilen çok sayıda şönt reaktör ve kondansatörü kendi şebekelerine kurmaktadır. Reaktif güç kompanzasyonu ortalama maliyeti 1 milyon EUR/180 MVAR civarındadır. Şebeke büyüdükçe iletim sistemi operatörü, bu tür kompanzasyon cihazlarını tedarik etmekte ve yeni trafo merkezlerine uygulamaktadır. Dağıtım sistemi operatörleri ise dağıtım şebekelerinde 1 mega volt amper reaktiften (MVAR), 5 MVAR'ye kadar ilave kompanzasyon reaktörleri kullanmaktadır. Depolama sistemlerinden gelen reaktif güç desteği, reaktif güç çevrimi nedeniyle bataryaların iç tüketim kayıplarında küçük bir artışa neden olmaktadır. Bu bağlamda bu hizmet için depolama tesislerine, kaybedilen enerji nispetinde ödeme yapılması ihtiyacı bulunmaktadır.

⁴⁴ SFK fiyatları EPIAŞ Şeffaflık Platformu'ndan; döviz kur verileri ise TCMB USD aylık ortalama satış fiyatları kullanılarak oluşturulmuştur.

Ayrıca, batarya enerji depolama tesisleri konvansiyonel üretim tesislerinden farklı olarak aktif olmadığı zamanlarda da reaktif güç desteği sağlayabilmektedir. Bu özelliği sayesinde bataryalar sürekli olarak reaktif güç desteği sağlayabilmekte ve diğer santrallerin yükümlülüğünü hafifletebilmektedir. Böylelikle sistemin daha verimli bir şekilde işletilmesine imkân sunarlar.

5.5.4. Oturan sistemin toparlanması (Black-start)

Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği Madde 50/3 uyarınca oturan sistemin toparlanması (black-start) hizmeti için tedarikçiye yalnızca kullanılan enerji bedeli ödenmektedir. Diğer bir ifadeyle, olası black-start hizmetleri için herhangi bir emreamade bedeli veya ilave ödeme söz konusu olmamakla birlikte, yalnızca gerçekleşen maliyetler karşılanmaktadır. Mevcut şartlar doğrultusunda, depolama tesisleri eğer bu hizmet kapsamında kullanılırsa, depolama tesislerine ilave bir gelir imkânı yaratmamaktadır.

Batarya enerji depolama sistemlerinin devreye alınmasıyla oturan sistemin toparlanması (black-start) hizmeti için dizel generatörlere ihtiyaç kalmayacaktır. Böylece, ülke ekonomisi açısından dizel generatörler için yapılan yatırım ve işletme maliyetinden, çevre açısından ise dizel yakıtın ortaya çıkaracağı emisyonlardan kaçınılabilecektir.

5.5.5. Özel Koruma Sistemi (ÖKS)

ÖKS, Türkiye elektrik güç sisteminde oluşabilecek önemli arızalarda ve/veya dengesizliklerde Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı (ENTSO-E) sistemine bağlı kalınmasını ve böylece sıcak yedeklerden yararlanılmasını ve elektrik kalitesinin (frekans ve gerilim) korunmasını sağlamaktadır. Bununla birlikte sistemin korunması için otomatik yük/üretim kesintisi gerçekleştirilmektedir. Batarya enerji depolama sistemlerinin ÖKS'ye dahil edilerek otomatik şarj/deşarj komutu ile çalıştırılması durumunda yük/üretim kesintisi yapılmasına gerek kalmayacaktır.

Mevcut durumda, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) TEİAŞ'a uyguladığı herhangi bir kalite parametresi bulunmamaktadır. Dolayısıyla tedarik sürekliliğini artırmaya yönelik herhangi bir prim/ceza sistemi henüz yürürlükte değildir. Bu nedenle ÖKS, depolama tesisleri için şu anda bir gelir imkânı sağlamamaktadır.

5.6. Dengesizlik maliyetlerinin azaltılması

Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği⁴⁵ Madde 110 uyarınca, üretim ve tüketim dengesizlikleri ve ilgili cezalar aşağıdaki formüllerle hesaplanmaktadır:

$$\begin{aligned} \text{Fazla Üretim Satış Fiyatı} &= \min(\text{PTF}, \text{SMF}) * 0.97 \\ \text{Eksik Üretim Alış Fiyatı} &= \max(\text{PTF}, \text{SMF}) * 1.03 \end{aligned}$$

PTF : Gün Öncesi Piyasası (GÖP) Piyasa Takas Fiyatı,
SMF : Dengeleme Güç Piyasası (DGP) Sistem Marjinal Fiyatı,

Formülden de anlaşıldığı üzere Türkiye’de, pozitif ve negatif yönlü dengesizlik cezaları benzer şekilde simetrik olarak hesaplanmaktadır. Fazla üretim veya eksik üretimde üretici için dezavantajlı fiyat (%3 ceza) uygulanmaktadır.

Bataryaların dengesizlik maliyetlerinde sağlayacağı fayda, tesisin karşı karşıya olduğu yıllık dengesizlik maliyetlerine bağlıdır. Mevcut durumda, dengesizlik maliyetleri santral gelirlerinin yaklaşık %1’inin altındadır. Bu sebeple, sadece dengesizlik yönetimi kapsamında depolama tesisi kurmak fizibil olmamaktadır. Bununla birlikte, özellikle net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda artacak değişken üretimli santrallerdeki hızlı artışla birlikte, santrallerin dengesizliklerini yönetmesi önem kazanacak ve bu doğrultuda daha caydırıcı dengesizlik cezalarının uygulanması söz konusu olabilecektir. Bu bağlamda batarya depolamalı santrallerin kurulumu, şebeke yönetimini kolaylaştıracağı gibi, anlık dengesizliklerin azaltılmasında da büyük bir rol oynayacaktır.

5.7. İletim seviyesinde kısıt yönetimi

Batarya enerji depolama sistemlerinin artması ile değişken üretimli (güneş ve rüzgâr) santrallerin iletim şebekesine entegrasyonu hızlanacaktır. Böylelikle daha fazla yenilenebilir enerji kapasitesi şebekeye bağlanabilecektir.

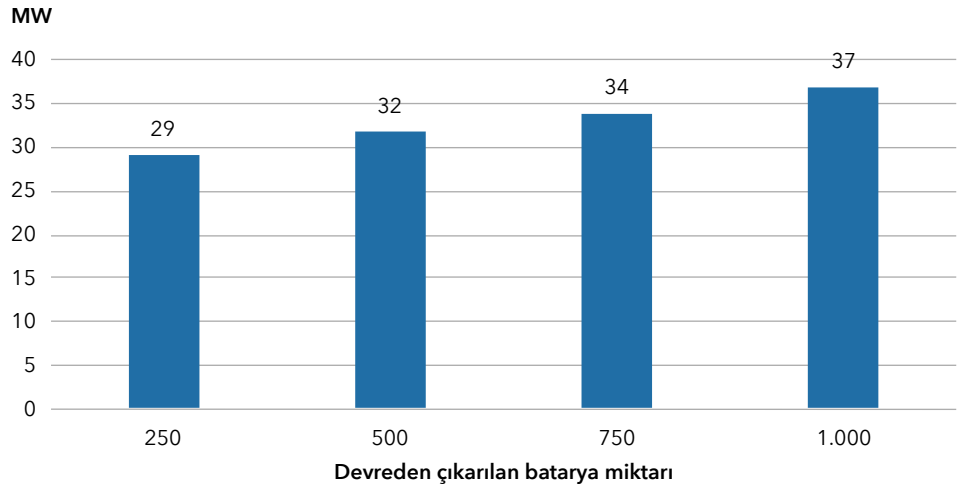
Bataryaların sağladığı şebeke esnekliği ile güneş/rüzgâr enerjisi santrali kaynaklı üretim artsa da, yenilenebilir enerji kesintisi miktarı azalacaktır. Ayrıca bataryalar, şebeke akış kontrolünü desteklediklerinden, şebekenin belirli bir bölümünde aşırı yüklemenin önlenmesine yardımcı olacaklardır.

Batarya depolama sistemleri, kesintilerin azaltılması ve şebeke operasyonlarının desteklenmesinin yanı sıra, uygun boyutta konumlandırılması durumunda şebeke kayıplarının azaltılmasına da etki edebilir. Şekil 56’da yüksek miktarda yenilenebilir enerji üretimi bulunan Konya-Karaman Bölgesi’nde kurulacak batarya kapasitesinin şebeke kayıpları

⁴⁵ 14.04.2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmî Gazete. (Değişiklikler işlenmiş güncel hali: <https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=12985&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5>)

üzerindeki etkisi gösterilmektedir. Örneğin, batarya kapasitesinin 250 MW artırılması ile şebeke kayıplarında yaklaşık 3 MW azalış meydana gelmektedir. Bölgede batarya depolama sistemleri kurulmadığı takdirde, üretilen fazla elektriğin uzun mesafeye iletilmesi nedeniyle şebeke kayıplarında da artış gözlemlenmektedir.

Şekil 56. Batarya kapasitesindeki azalışa bağlı ilave şebeke kayıpları



5.8. İletim şebekesinde yatırımların ertelenmesi

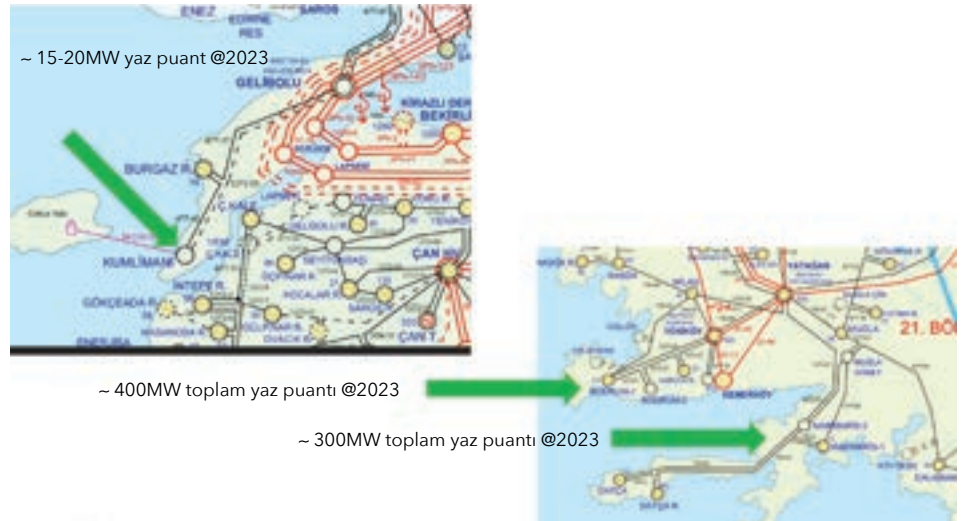
İletim sisteminin günlük çalışmasında, farklı yüklenme profilleri gözlemlenmektedir. Bir iletim hattının yükü sadece hattın alıcı ucundaki yük seviyesine değil, aynı zamanda terminal trafo merkezindeki üretim seviyesine, çevredeki şebeke üretim-tüketim değerine ve ara bağlantı altyapısına da bağlıdır. Ara bağlantı hattı sayısı arttıkça enerji akışı kontrol edilemez hale gelebilir. Güçlü enterkonnekte şebekelerin aksine, radyal bağlantılı basit şebekelerde enerji akışının gözlemlenmesi ve yönetilmesi daha kolaydır. Radyal hat bağlantısı aşırı yüklenmişse, hattın uç noktadaki tüketiminin azaltılması ya da yükleme ucuna bir miktar üretimin eklenmesi gerekmektedir.

Konumun radyal olarak bağlanması ve yük döngüsünün günlük tepe ve tepe dışı profilleri olması durumunda, aşırı yükleme nedeniyle hat yükseltme ihtiyacını ertelemek için batarya depolama sistemlerinden yararlanılabilir. Tek hat kapasitesi trafo merkezini beslemeye yeterli olmakla birlikte, bu tek hattın kesilmesi durumunda hattın tamamında kesinti meydana gelecektir. Türkiye iletim şebekesinde, yük trafo merkezlerinin ana şebekeye radyal veya yarı radyal olarak bağlandığı ve N-1 kesinti yedekliliğinin yetersiz olduğu bazı bölgeler bulunmaktadır. Bağlantı hattından birinin kesilmesi durumunda bu lokasyonlarda kısmi veya tamamen elektrik kesintisi yaşanmaktadır. Bu durum, hat arızası veya kontrol edilemeyen yangın gibi harici etkiler nedeniyle de meydana gelebilmektedir. Arazi topoğrafyası, korunan alanlar veya serbest

arazinin bulunmaması nedeniyle ek enerji hatları inşa etmek mümkün olamayabilir.

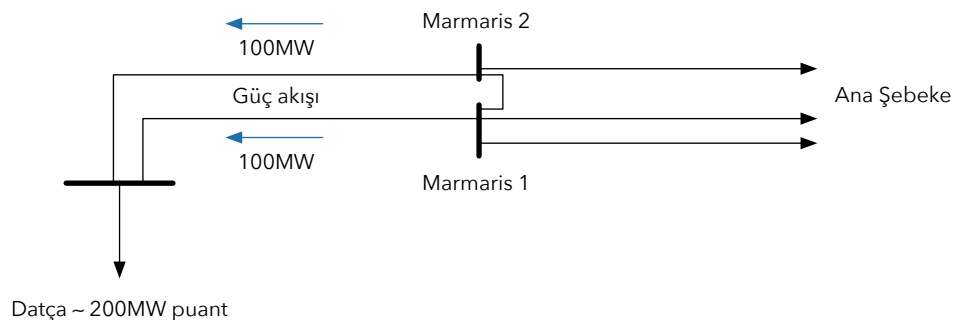
Şekil 57’de gösterilen elektrifikasyon haritasında Gelibolu, Datça ve Bodrum yarımadalarındaki şebeke bağlantı kısıtları gösterilmektedir. Datça ve Bodrum ilçelerinin ana şebekeye birden fazla bağlantısı bulunmaktadır. Ancak yüklenme seviyelerindeki yükseklik nedeniyle buradaki herhangi bir hattın kesintisi ve kesintinin yoğun saatlerde olması durumunda kalan hatlar aşırı yüklenmektedir. Gelibolu Trafo Merkezi’nde ise tek hat bulunduğundan herhangi bir hat kesintisi durumunda, hattın tamamında kesinti meydana gelmektedir. Datça’da herhangi bir hat kesintisi yaşandığında güvenli işletimi sağlamak amacıyla bataryaların yaratacağı faydalar incelenmiştir.

Şekil 57. Radyal bağlantılı tipik 154kV trafo merkezleri



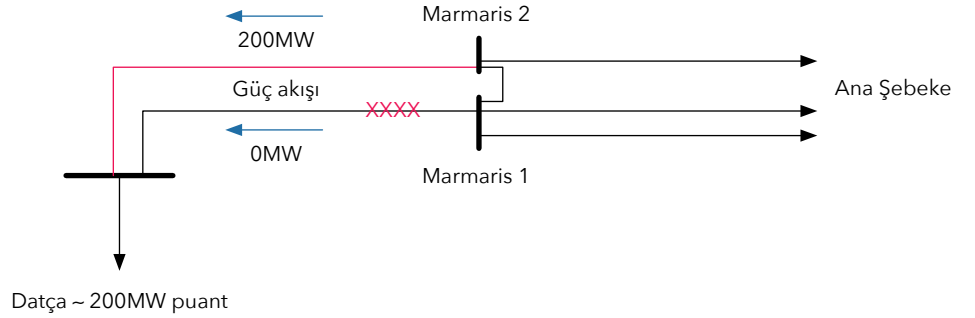
Datça'nın toplam puant yükü yaklaşık 200 MW olmakla birlikte, Marmaris çevresinde de 100 MW seviyesinde elektrik tüketilmektedir. Marmaris'ten Datça'ya uzanan hatların her biri yaklaşık 170 MW kapasiteye sahiptir. Normal çalışma sırasında her iki hat da termal limitlerin altında yüklenmektedir (Şekil 58).

Şekil 58. Marmaris-Datça iletim hattı (Normal çalışma koşulları)



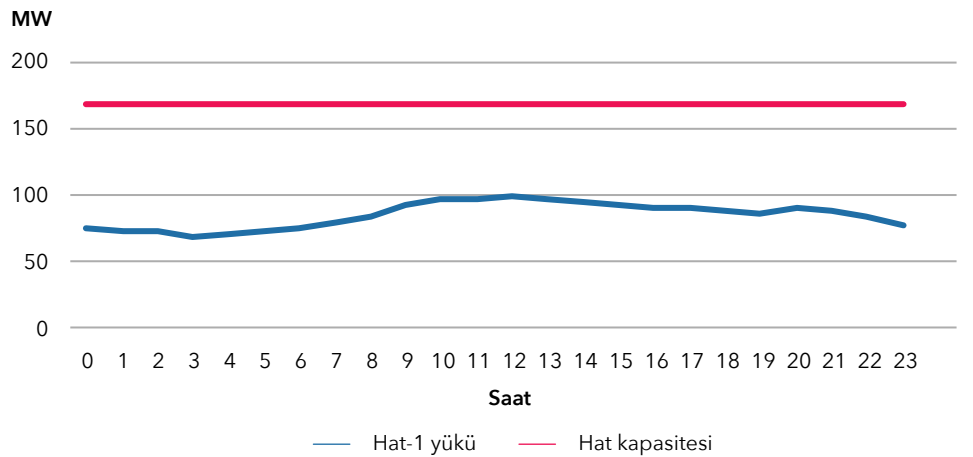
Datça'daki hatlardan biri hizmet dışı kaldığında, kalan hat aşırı yüklenecektir (Şekil 59). Bu durumda hat uzun saatler boyunca güvenli ve sürdürülebilir işletilemeyecektir. Sistem operatörü, enerji hattı yükünü kabul edilebilir seviyeye düşürmek için kısmi yükün bir kısmını kesebilir. Aksi takdirde, aşırı yüklenen hatlar ısınarak sarkabilir ve güvenlik koşullarını ihlal edebilir. İletken ısınması ayrıca, kalan tek hattın da devre dışı kalmasına neden olabilir ve bu örnek kapsamında gözlemleneceği gibi Datça Bölgesi tamamen elektriksiz kalabilir. Normal durum ve N-1 arızalı durumda, hattın 24 saatlik yükleme profili Şekil 60'ta gösterilmiştir.

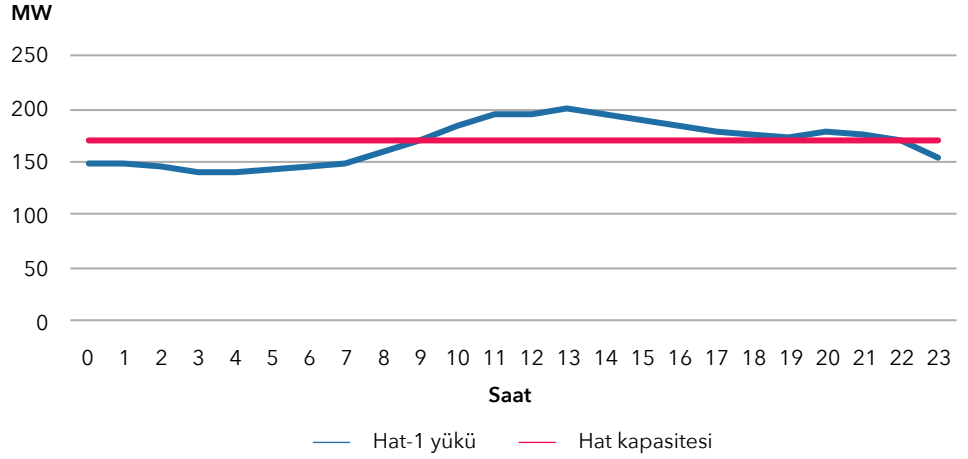
Şekil 59. Bir hattın hizmet dışı kaldığı durum ve sonraki hat akışı (N-1 beklenmedik durum)



Şekil 60. Datça bölgesi örneği kapsamında incelenen hat yüklenmeleri

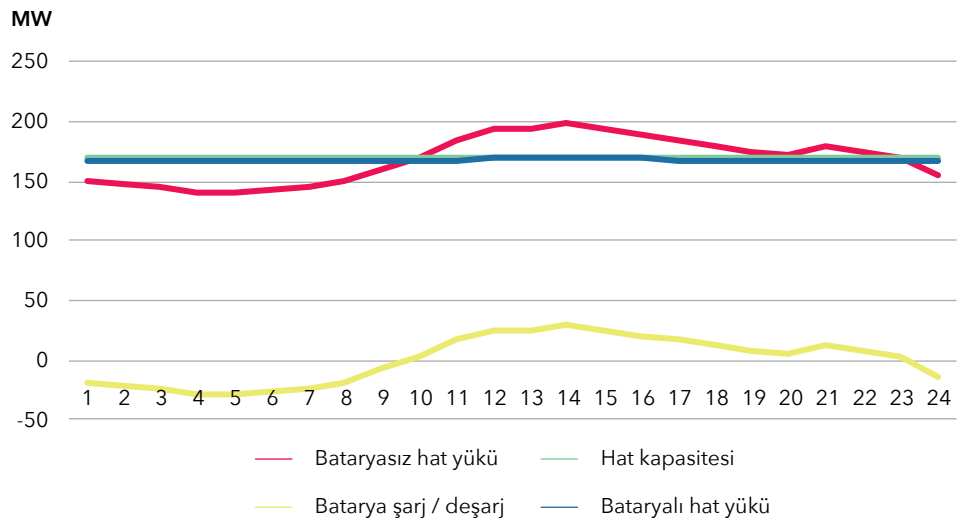
a- Normal çalışma koşullarındaki hat yüklenmesi



b- N-1 olasılık durumundaki hat yüklenmesi

Şekil 60'ta da gösterildiği üzere, acil durumlarda hattın aşırı yüklendiği bazı saatler olabilmektedir. TEİAŞ'ın olağan uygulaması, ilk beklenmedik (N-1) durumunda bile hat yükünü maksimum sınırın altında tutmaktır. Bu yaklaşım, N-1 güvenlik kriterlerini korumak için üçüncü bir hattın eklenmesini zorunlu kılmaktadır. Bu acil durum için yeni hat inşası yerine 30MW/200MWh kapasiteli bir batarya depolama sistem kurulumu, hat yükünün termal limitlerde kalmasını sağlayabilir. Bu örnek özelinde, ilgili hatta batarya eklendiği durum ve oluşan hat yükü Şekil 61'de gösterilmektedir. Şekil 61'de gösterildiği üzere, hat kapasitesinin uygun olduğu 23:00 - 08:00 saatleri arasında batarya depolama tesisi şarj olmakta, 10:00-21:00 saatleri arasında ise deşarj edilerek şebekeden çekilen enerjiyi azaltmaktadır.

Şekil 61. Batarya depolama tesisinin kurulduğu ve kurulmadığı durumlardaki hat yükleme profilleri (MW)



Yukarıdaki grafikte, incelemeye konu şebekede bir iletim hattının olağan yüklenme koşullarında 24 saatlik yüklenme durumu gösterilmektedir. Hattın ucundaki trafo merkezinde, enerji tüketiminin gün içindeki değişimi doğrudan trafo merkezini besleyen iletim hattına yansımaktadır. Trafo merkezindeki tüketim seviyesi hat kapasitesinin altında olduğu saatlerde batarya sistemi şebekeden enerji çekerek enerji depolamaktadır. Tüketimin yüksek olduğu saatlerde ise depolanan enerjiyi şebekeye geri vererek tüketimin bir kısmını karşılamakta ve hattın kapasitesini aşmasına engel olmaktadır. Böylelikle batarya sistemi şarj/deşarj ile toplam çekiş miktarını hattın iletim kapasitesini aşmayacak şekilde ayarlamaktadır.

6. Batarya Enerji Depolama Politikaları, Hedef ve Stratejiler

Türkiye’de bataryaların sisteme entegrasyonunu sağlamak için uygulanabilecek stratejilerin belirlenmesinde, bataryaların mevcut teknik ve ekonomik özelliklerinin incelenmesi ve geleceğe dönük gelişmelerin değerlendirilmesi gerekmektedir. Mevcut durum ve ileriye dönük projeksiyonlar ile bataryaların şebeke entegrasyon hızı, kullanım amaçları (hizmetler) ve piyasa etkileşimi arasında sinerji sağlanabilir.

Batarya uygulamasının temel amaçlarından biri, değişken üretimli yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeye entegrasyonunun artırılması ve şebekenin daha güvenli bir şekilde çalışmasının sağlanması olduğundan, yenilenebilir enerji üretimine yönelik uygulanan teşvikler⁴⁷ bataryalar ile birleştirilebilir. Önceki bölümlerde de değerlendirildiği üzere, bataryalar değişken üretimli yenilenebilir enerji üretim kesintilerini azaltmaktadır. Bu bağlamda, arz-talep dengesi ve tevzi düzeni açısından batarya kapasitesinin de yıllık büyüme projeksiyonları, GES ve RES kapasite büyüme beklentilerine göre değerlendirilmelidir. Bununla birlikte, bataryaların şebeke ölçeğindeki kapasitesi ve/veya bölgesel payları şebekenin işleyişini de etkileyebilir. Bir diğer ifadeyle TEİAŞ’ın, bataryaların sayaç arkası, üretim tesislerine bütünleşik ve müstakil kurulumları için bağlantı seviyelerini yönetmesi gerekmektedir. Bataryaların yaygınlaşmasına yönelik stratejiler oluşturulurken bataryaların sadece şebekeye entegrasyonunu değil, aynı zamanda kullanım ömrünün sonuna ulaşıldığında atık yönetimini de içerecek şekilde tüm çevrim ömrünün (life cycle) dikkate alınması gerekmektedir. Bataryaların Türkiye’deki uygulamalarında ve izlenecek stratejilerin belirlenmesinde kilit rol üstlenmesi beklenen kurumlar:

- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)
 - Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
 - Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)
 - T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı (ÇŞİDB)
- olarak özetlenebilir.

ETKB: ETKB, Türkiye’nin kısa, orta ve uzun vadeli enerji ihtiyaçlarının belirlenmesinden, ilgili politikaların geliştirilmesinden ve planlamaların yapılmasından sorumlu kamu kurumudur. ETKB tarafından hazırlanan Ulusal Enerji Planı (UEP), Türkiye’nin ileri dönemli kaynaklara bağlı üretim projeksiyonlarını içermektedir. Bu planların belli aralıklarla, örneğin her beş yılda bir güncellenmesi, batarya uygulamalarının yaygınlaştırılması açısından da faydalı olabilir.

⁴⁷ Örneğin bataryaların şebeke entegrasyonuna öncelik tanınması, lisans bedellerinde indirim, gerekli izinlerin hızlandırılması gibi teşvikler uygulanabilir.

TEİAŞ: Şebeke gelişimine yönelik yeni yatırımlar TEİAŞ tarafından yürütülmektedir. Şebeke büyüme planlaması, tüm kullanıcılara tedarik sürekliliği ve teknik kalitesi yüksek bir şebeke sağlayacak şekilde yeni enerji besleme konumlarının belirlenmesini içermektedir. Üretim genişleme projeksiyonları ve yük tahminleri, TEİAŞ'ın şebeke geliştirme planlarında önemli bir rol oynamaktadır. Üretim çeşitliliği ve talebi karşılayacak kapsamlı ve uygun bir şebeke gelişim planı sağlamak için TEİAŞ'ın yalnızca yeni enerji santrallerinin konumu ve büyüklüğüne değil, aynı zamanda yeni enerji santrallerinin tipine ve güvenilir üretim kapasitelerine de ihtiyacı vardır. Bu tür ayrıntılı veriler, şebeke yüklenmesini, gerekli minimum frekans kontrol rezervini, yan hizmet ihtiyacını, kısıt yönetimini, kesinti olasılığını ve acil durum işletme koşullarını gösterecek bir tevzi profili oluşturmak için gereklidir.

EPDK: EPDK, Türkiye'deki elektrik, petrol, doğalgaz ve LPG piyasalarını düzenleyen bağımsız bir kamu kuruluşudur. EPDK, piyasaya katılım izinlerini (lisans) tahsis eder ve piyasa mekanizmalarına ilişkin ikincil mevzuatları hazırlar. İletim, dağıtım ve Görevli Tedarik Şirketleri'nin (GTŞ) tarifeleri, yatırım ve işletme giderleri EPDK tarafından onaylanır. Bataryaların iletim/dağıtım lisansı sahiplerinin yatırım planlarına dahil edilmesi ve bunlar için piyasa mekanizması içinde teşvikler uygulanması (örneğin, depolama tesislerinden daha düşük şebeke bedeli alınması, lisans bedellerinde indirim, vb.) veya lisanssız tesislere belli bir depolama kapasitesi zorunluluğu getirilmesi gibi düzenlemeler EPDK'nın sorumluluğundadır.

ÇŞİDB: Bataryalar, trafo merkezi, havai hat ve güç kablosu gibi geleneksel şebeke varlıklarına göre nispeten daha kısa bir teknik ömre sahiptir. Özellikle elektro-kimyasal bataryaların teknik ömürlerini tamamladıktan sonra tabi tutulacakları geri dönüşüm veya muhafaza koşullarının, ÇŞİDB tarafından hazırlanacak ilgili mevzuatlarla belirlenmesi beklenmektedir.

6.1. Türkiye'de batarya enerji depolama ile ilgili mevcut mevzuat, politika ve hedefler

6.1.1. Depolama konusundaki mevcut mevzuat

Depolama tesislerine ilişkin düzenlemeler, Elektrik Piyasası Kanunu'nda yapılan değişikliklerle 21/03/2018 tarihinde Türkiye enerji mevzuatına⁴⁸ girmiştir. Bu değişikliklerle depolama tesisleri ilk olarak EPDK usul ve esaslarına tabi lisanssız faaliyetler olarak tanımlanmıştır. 19/02/2020 tarihinde "Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği"nin adı "Elektrik Üretim ve Elektrik Depolama Tesisleri Kabul Yönetmeliği"⁴⁹ olarak değiştirilmiş ve ilk defa

⁴⁸ 27.03.2018 tarih ve 30373 (2. Mükerrer) sayılı Resmi Gazete, 7103 sayılı Kanun, <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2018/03/20180327M2-1.htm>

⁴⁹ 19.02.2020 tarih ve 31044 sayılı Resmi Gazete, <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2020/02/20200219-1.htm>

depolama tesislerinin kabulüne ilişkin hükümlere yer verilmiştir. 09/05/2021 tarihinde ise EPDK tarafından "Elektrik Piyasasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği"⁵⁰ yayımlanmıştır. Yönetmelik depolama tesislerinin kurulumunu, iletim ve dağıtım sistemlerine bağlantısını ve piyasa faaliyetlerini düzenlemeyi amaçlamaktadır. İlgili yönetmelikte öne çıkan noktalar:

- Pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri ve elektrik kesintilerinde kullanılan kesintisiz güç kaynakları (UPS) kapsam dışındadır.
- Depolama tesisleri genel itibarıyla üç kategoride incelenmektedir:
 - o Üretime Bütünleşik Depolama Tesisleri:
 - Müstakil ve Üretime Bütünleşik Depolama Tesisi önlisans başvuruları EPDK tarafından yürütülmektedir.
 - Depolama tesisi bulunan santraller herhangi bir saatte elektrik kurulu gücünün (MWe) üzerinde enerjiyi şebekeye veremezler.
 - YEKDEM ve Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) kapsamındaki elektrik üretim santrallerinde şebekeden çekilen ve şebekeye geri verilen enerji, fiyat garantisi kapsamında dikkate alınmaz.
 - o Tüketime Bütünleşik Depolama Tesisleri:
 - Tüketiciler, şebeke işletmecisinin onayı ile şebekeye bağlantı kapasiteleri kadar depolama kapasitesi kurabilirler.
 - Tüketicilerin depolama tesislerine yalnızca dahili kullanım için izin verilmektedir.
 - Şebekeye verilen elektrik için bedel ödenmemektedir.
 - o Müstakil Depolama Tesisleri.
 - Yalnızca "Tedarik Lisansı" sahipleri, sahip oldukları her tesis için en az 2 MW kapasiteli müstakil depolama tesisi kurabilir.
 - Depolama tesisleri, katılım şartlarını yerine getirmeleri halinde Yan Hizmetler veya Dengeleme Güç Piyasası'na katılabilirler.
- Şebeke İşletmecilerinin Depolama Tesisleri:
 - o EPDK'nın projeye özel onayları ile yeni şebeke yatırımlarından daha ekonomik olduğunun kanıtlanması halinde elektrik dağıtım anonim şirketleri (EDAŞ) depolama tesisi kurabilirler.
 - o EDAŞ'lar tarafından kurulan depolama tesisleri, dağıtım işi dışında hiçbir amaçla kullanılamaz.
 - o TEİAŞ ticari faaliyete konu olmaksızın depolama tesisleri kurabilir.

09/05/2021 tarihinde yukarıdaki düzenlemeyle birlikte mevcut diğer düzenlemelerde de çeşitli değişiklikler yapılarak, depolama tesislerine ilişkin hükümler eklenmiştir. Başlıca değişiklikler ve eklemeler aşağıda özetlenmektedir:

⁵⁰ 09.05.2021 tarih ve 31479 sayılı Resmi Gazete, <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2021/05/20210509-3.htm>

- Elektrik Piyasası Bağlantı ve Sistem Kullanım Yönetmeliği'nde⁵¹ "Elektrik Depolama Tesisi" ve "Müstakil Elektrik Depolama Tesisi" tanımları eklenmiş ve bunların şebekeye bağlantısı için ise "Madde 5/A" eklenmiştir. Madde 5/A/5 uyarınca, yeni bağımsız depolama bağlantılarında dağıtım sistemine bağlantı için gerekli tüm varlıkların kullanıcı tarafından inşa edileceği ve işletme, bakım, onarım ve yenileme işlerinin kullanıcıya ait olduğu belirtilmektedir.
- Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'ndeki⁵² "dengeleme ünitesi" tanımına depolama tesisleri de eklenmiştir.
- Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği⁵³ uyarınca tedarik lisansı ve üretim lisansına, varsa depolama tesislerinin de dahil edilmesi mümkündür. Enerji üretim santralleri için gerekli olan asgari sermaye ve teminat mektubu yükümlülükleri, depolama tesisleri için gerekmemektedir. Bu yönetmelik kapsamında, EDAŞ'ların belirlenen koşullar çerçevesinde depolama tesisi kurmasına ve işletmesine izin verilmektedir.
- Elektrik Şebeke Yönetmeliği⁵⁴ Madde 104/4'e göre, depolama tesislerinin yan hizmetlere katılımı için gereken teknik kriterlerinin TEİAŞ tarafından belirlenecektir.
- Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik⁵⁵ kapsamında, YEKDEM'den yararlanan santrallerde şebekeden alınıp depolanan ve tekrar şebekeye verilen enerjinin YEKDEM üretimi olarak kabul edilmeyeceği belirtilmektedir.

Ayrıca TEİAŞ tarafından 21/09/2021 tarihinde yayımlanan "Elektrik Depolama Tesislerinin Şebekeye Bağlanması ve Yan Hizmetlerde Kullanılmasına Dair Teknik Kriterler"⁵⁶ dokümanında, elektrik depolama tesislerinin iletim sistemine bağlanabilmesi ve yan hizmetlerde katılım gösterebilmesi için gerekli teknik kriterler açıklanmaktadır. Depolama tesislerinin iletim sistemine bağlanması için gerekli ana kriterler:

- Elektrik kesildiğinde depolama tesisinden şebekeye enerji verilmeyecektir.
- Elektrik depolama tesisleri SCADA ve OSOS ile izlenecektir.
- Yan hizmetlere katılım için depolama tesisinin:
 - o Kurulu güç seviyesinde aktif güç miktarı ile sistemden enerji çektiği durumdan, kurulu güç seviyesinde sisteme enerji verir duruma 2 saniye içerisinde geçebilecek teknik donanıma sahip olması gerekmektedir.

⁵¹ EPDK, 2023, <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-6726/elektrik-piyasasi-baglanti-ve-sistem-kullanim-yonetmeliği>

⁵² Mevzuat Bilgi Sistemi, <https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=12985&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5>

⁵³ Mevzuat Bilgi Sistemi, <https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=18985&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5>

⁵⁴ Mevzuat Bilgi Sistem, <https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=19722&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5>

⁵⁵ Mevzuat Bilgi Sistem, <https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=18907&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5>

⁵⁶ TEİAŞ, 2021, <https://www.teias.gov.tr/haberler/elektrik-depolama-tesislerinin-teknik-kriterleri-hakkinda-duyuru>

- o Aktif güç sıfır MW seviyesinden, sistemden enerji çektiği duruma 1 saniye içerisinde geçebilecek ve aktif güç sıfır MW seviyesinden sisteme enerji verir duruma 1 saniye içerisinde geçebilecek teknik donanımına sahip olması gerekmektedir.
- o Batarya enerji depolama tesisleri toplam primer frekans rezerv kapasitesini en fazla 1 saniye içerisinde aktif hale getirmesi gerekmektedir.
- o Primer ve sekonder frekans rezerv kapasitesi piyasasına girebilmek için depolama tesisinin en az 10 MW kurulu güce sahip olması gerekmektedir.
- o PFK için enerji kapasitesinin rezerv kapasiteye oranının en az 1,25 olması gerekmektedir.
- o Reaktif güç kontrol hizmetine katılması zorunludur. Bu nedenle, depolama tesislerinin aktif kurulu gücünün en az %40'ı kadar reaktif güç kapasitesine sahip olması gerekmektedir.
- o TEİAŞ tarafından görevlendirildiklerinde oturan sistemin toparlanması (black-start) hizmetine katılımı zorunludur.

Son olarak, 01/07/2022 tarihinde Elektrik Piyasası Kanunu'nda⁵⁷ yapılan değişiklikle, depolama tesisi kurmayı taahhüt eden yatırımcılara depolama gücüne kadar yenilenebilir enerji santrali kurma olanağı tanınmıştır. Kanun'da yapılan değişiklik sonrasında Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, 19/11/2022 tarihinde depolamalı elektrik üretim tesislerinin lisanslanmasına ilişkin detayları da içerecek şekilde güncellenmiştir:

- Enerji üretim santrali ve depolama tesisi aynı sahada yer almalıdır.
- Santralin kapasitesi (MW_e), en fazla depolama gücü (MW_e) kadar olabilir.
- Rüzgâr ve güneş santrallerinin kurulu kapasiteleri sırasıyla asgari $20 MW_e$ ve $10 MW_e$; azami $250 MW_e$ olmalıdır.
- Depolama tesisinin depolama kapasitesi (MWh) en az depolama gücüne (MW_e) eşit olmalıdır.
- Depolama tesisinin çalışmadığı durumlarda sisteme verilen enerjiye ücret ödenmeyecektir.
- Depolama ekipmanlarının son 5 yıl içerisinde üretilmiş olması gerekmektedir.

Yenilenebilir enerji santrallerinin kurulumunun önündeki temel engellerden biri yeterli seviyede şebeke bağlantı kapasitesinin olmamasıdır. Bu nedenle yatırımcılar, yeni santral kurulumları için ilave şebeke kapasitesinin açıklanmasını beklemektedir. Mevcut mevzuat kapsamında tanımlanmış depolamalı yenilenebilir enerji santrali kurulum imkânı ile, Haziran 2024 itibarıyla toplam 32 GW seviyesinde önlisans dağıtılmıştır (EPDK, 2024b). Bu

⁵⁷ Elektrik Piyasası Kanunu, Madde 7/10 (05.07.2022 tarihli ve 31887 sayılı Resmi Gazete)

kapsamda kurulacak depolamalı yenilenebilir enerji santralleri de ilk 10 yıl YEKDEM'den faydalanabilecektir. Bununla birlikte, müstakil depolama tesisleri YEKDEM teşviklerinden yararlanamamaktadır.

6.1.2. Türkiye'de enerji depolamaya ilişkin hedefler ve izlenen politikalar

T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı (SBB) tarafından yayımlanan Orta Vadeli Program'ın (2024-2026) Yeşil Dönüşüm altbaşlığında değerlendirilen Madde 7'ye göre, 2053 net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda enerji depolama teknolojilerinin destekleneceği belirtilmektedir (SBB, 2023). 2022 yılında T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından yayımlanan Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda depolama kapasitesinin 2030 yılında 2,1 GW/4,2 GWh'ye; 2035 yılında ise 7,5 GW/15 GWh'ye ulaşacağı öngörülmektedir (ETKB, 2022).

Depolama tesislerinin enerji mevzuatına dahil edilmesiyle birlikte, ilgili yönetmeliklerde de düzenlemeler yapılmıştır. Mevcut mevzuat doğrultusunda depolama tesisleri, üretim santrallerinin katılabildiği bütün piyasalara (GÖP, GİP, DGP, Yan Hizmetler vb.) katılabilmektedirler.

Depolama tesislerinin şebekeden enerji çekerken ve verirken çift yönlü şebeke bedeli ödemesini engelleyecek bir düzenleme henüz yürürlükte değildir. Elektrik piyasasında, talep tarafı katılımı mevzuat olarak yer almasına rağmen henüz işlerlik kazanmamıştır. Bu nedenle tüketiciler depolama tesisi kurarak yük kaydıramamakta ve arbitraj imkanından yararlanamamaktadır. Ayrıca, mevcut mevzuat çerçevesinde depolamanın şebekeden elektrik çekip bunu tekrar sisteme vermesi durumunda verilen elektrik bedelsiz olarak alındığından⁵⁸, tüketicilerin depolama tesisi yatırımlarına olan iştahını azaltmaktadır. Bununla birlikte, Elektrik Piyasası Kanunu'na 22/12/2022 tarihinde eklenmiş toplayıcılık faaliyeti⁵⁹ düzenlemesinin ardından, ikincil mevzuatın hazırlanması ve teknik altyapının kurulması ile birlikte tüketicilerin piyasaya katılımlarının artacağı öngörülmektedir.

Depolama sistemlerinin yerli olarak imal edilmesi için gümrük vergisi ve Katma Değer Vergisi (KDV) muafiyetleri, KDV iadesi, gelir vergisi indirimi, sigorta primi işveren hissesi desteği, nitelikli personel desteği, enerji maliyeti desteği gibi proje bazlı çeşitli finansal teşvikler tanımlanmıştır. Ayrıca, yerli üretimi hızlandırmak için lityum-iyon bataryaların ithalatında (AB, Güney Kore ve Singapur hariç) %30 ilave gümrük vergisi⁶⁰ getirilmiştir.

⁵⁸ Elektrik Piyasasında Depolama Tesisleri Yönetmeliği (Madde 6/3)

⁵⁹ Elektrik Piyasası Kanunu (Madde 12/A)

⁶⁰ 31.12.2023 tarih ve 32416-3 sayılı Resmi Gazete, 8044 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı

6.2. Avrupa Birliği'nde enerji depolama

Avrupa Birliği (AB), Avrupa'nın 2050 yılına kadar net sıfır emisyonlu bir ekonomiye ulaşım hedefini desteklemek amacıyla, 2040 yılına kadar elektrik sektörünün karbonsuzlaşması için çalışmaktadır. Elektrik sektörünün karbonsuzlaşması hedefinin temelinde ise, yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye azami entegrasyonu bulunmaktadır. Dolayısıyla, elektrik şebekesi yönetiminde konvansiyel yaklaşım olan toplam yük tahminine bağlı üretimin planlandığı bir yönetimden, üretim tahminine dayalı yük planlanmasını içeren bir sisteme geçiş sağlanmalıdır. Bu bağlamda, elektrik sisteminin enerji depolama teknolojileri dahil tüm esneklik seçeneklerini içerecek şekilde kurgulanması ve olası piyasa iyileştirmeleri ile de desteklenmesi gerekecektir. Esneklik seçenekleri arasında, esnek üretim, enerji depolama sistemleri, piyasada yapılacak iyileştirmeler, talep tarafı katılımının sağlanması, akıllı şebekeler, sektör eşleştirme (örneğin yeşil hidrojenin veya elektrikli araçların şebekeye elektrik sağlaması) gibi uygulamalar bulunmaktadır. Şebeke esnekliğini artırmada kullanılacak teknolojilerin ya da uygulamaların ekonomik olarak uygulanabilirliği de dikkate alınarak alternatif teknoloji/uygulamalarla kıyaslanarak seçilmesi sistem verimliliği açısından önemlidir. Bu durum, enerji depolama teknolojisi seçimi için de geçerlidir.

Depolama sistemlerinin elektrik şebekesine entegre edilmesi, ilgili yasal çerçevenin mevcut olduğu ve yatırımları teşvik edecek yeterli düzeyde finansal desteğin sağlandığı pozitif bir yatırım ortamı ile mümkündür. Depolama tesislerinin farklı piyasalara katılımı gelir çeşitliliği açısından önemlidir. Ancak, enerji depolamanın sağladığı çeşitli hizmetler için bedel ödenmesi, depolama yatırımının ihtiyacın altında seyretmesine neden olabilir.

Esneklik alternatifleri karşılaştırılırken yatırımcı odaklı ve sistemsal faydalar birlikte değerlendirilmelidir. İdeal piyasa koşullarında tüm bu alanlardaki faydalar eşit olacaktır. Mevcut şartlarda ise, yatırımcıların depolama sistemi kurma ve işletme maliyetleri kazançlarının üstündeyse, fakat depolama yatırımı ile sisteme sağlanan toplam fayda yüksekse, yatırımcılara bu yatırımları yapmaları için sübvansiyon ve/veya teşviklerin sağlanması gerekecektir. Devlet teşvikleri, depolama yatırımlarını hızlandıracaktır ancak, teşviklerin teknoloji bağımsız bir şekilde tasarlanması önemlidir. Örneğin, talep tarafı esnekliğine karşın enerji depolama tesislerinin orantısız bir şekilde desteklenmesi, kısa vadeli piyasa sinyallerini bozabilir. Destek mekanizmaları arasında, fark sözleşmeleri (contract for difference, CfD), Yeşil Enerji Tedarik Sözleşmeleri ve kapasite mekanizması gibi yöntemler bulunmaktadır. Kapasite ödemeleri kısa vadeli piyasalarda fiyat oluşum sinyallerine etki edebilmekte ve dolayısıyla talep tarafı esnekliği ile depolama bağlamında dezavantaj yaratabilmektedir.

6.2.1. AB’de enerji depolamaya ilişkin öne çıkan konular

Avrupa Komisyonu’nun 14/03/2023 tarihinde yayımladığı “Enerji Depolamaya ilişkin Komisyon Tavsiyesi – Karbondan Arındırılmış ve güvenli bir AB Enerji Sisteminin Desteklenmesi” belgesinde, ‘Üye Devletler, mevcut engelleri ortadan kaldırmak amacıyla, özellikle elektrik piyasasına ilişkin Birlik mevzuatını uygularken ve uygulanabilir düzenleyici çerçeve ve prosedürleri tanımlarken enerji depolamanın çifte rolünü (üretici-tüketici) dikkate almalıdır. Buna çifte vergilendirmenin önlenmesi ve izin verme prosedürlerinin kolaylaştırılması da dahildir. Ulusal düzenleyici makamlar, Birlik mevzuatına uygun olarak şebeke bedellerini ve tarifeleri belirlerken de böyle bir rolü dikkate almalıdır’ şeklinde açıklamalar bulunmaktadır (Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023). Bu bağlamda, depolamaya özgü iki temel düzenleyici husus vardır:

6.2.1.1. Çift yönlü vergilendirme

Sistemsal olarak bakıldığında, her depolama döngüsü (şarj ve deşarj) için kWh üzerinden vergi ve harçların iki defa alınması uygun değildir. Depolama tesisleri, tüketim veya üretimin büyüklüğüne göre, elektrik şebekesinin belirli sosyal maliyetlerinin üreticiler ve tüketiciler arasında dağıtılmasında bir vekil rolü üstlenmektedir. Depolamada çifte vergilendirme konusu AB’de, Temiz Enerji Paketi (Clean Energy Package) altındaki Enerji Vergilendirme Direktifi (Energy Taxation Directive⁶¹) kapsamında ve ilgili Tavsiyeler (Recommendations⁶²) bölümünde de yer almaktadır. Çifte vergilendirme konusunda tartışılan başlıca iki seçenek bulunmaktadır (ACER, 2023b; Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023):

- Sadece nihai tüketimin vergilendirilmesi, depolamanın ilgili şebeke maliyetinden muaf tutulması anlamına gelecektir. Öte yandan, talebi bir dönemden başka bir döneme kaydırarak aynı hizmeti sağlayan talep tarafı esnekliği aynı miktarda vergi ödeyeceğinden, depolamaya karşı rekabet avantajını kaybedecektir.
- Diğer bir seçenek ise depolamanın sadece teknik kayıplarının (şebekeden çekilen ve verilen enerji arasındaki fark) vergilendirilmesidir. Bu durumda, depolama şebeke sistem maliyetine bir miktar katkı sağlayacak ve aynı zamanda daha yüksek verimli depolama teknolojilerinin kullanımını teşvik edilecektir.

⁶¹ Enerji Vergilendirme Direktifi, European Commission, 2021. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3662

⁶² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023H0320%2801%29>

6.2.1.2. Şebeke bedelleri

Çifte vergilendirmeye benzer şekilde, şebeke bedellerinin şarj/deşarj döngüsünde iki defa uygulanması, depolama fizibilitelerini olumsuz şekilde etkilemektedir. Sistem açısından bakıldığında, depolamanın tıpkı diğer şebeke kullanıcıları gibi sebep oldukları şebeke maliyetini karşılaması gerekmektedir. Bununla birlikte, depolama için oluşturulacak tarife, kullanıcının üreten tüketici ya da sadece tüketici olup olmadığına, şebeke tarifesinin maliyetleri yansıttığı ölçütler ve uygulanan tarifenin hacimsel (kWh) veya sabit (çoğunlukla bağlantı kapasitesine bağlı) olmasına bağlı olarak karmaşıklaşmaktadır. Bu bağlamda, Avrupa Birliği Enerji Düzenleyicileri Birliği'nin tavsiyeleri (ACER, 2023):

- Şebekeden enerji çeken ve şebekeye enerji veren kullanıcıların tarifelerinde her iki şebeke kullanımı da dikkate alınmalıdır. Ancak, bu kullanıcıların potansiyel maliyet dengeleme ve şebekeye olan genel maliyet etkileri de değerlendirilmelidir.
- Hacimsel (kWh başına) bedellerin uygulandığı durumlarda, şebekeye verilen ve şebekeden çekilen enerjinin mahsuplaştırılmasına dayanan net mahsuplaşmadan (net-metering) kaçınılmalıdır. Aksi halde, bu durum şebeke maliyetini yansıtmaz ve maliyetler yalnızca şebekeye veren ya da yalnızca şebekeden çeken kullanıcılara yansıtılır.

Bununla birlikte, Avrupa Komisyonu'nun "Enerji Depolamaya İlişkin Tavsiye" belgesi, şebeke tarifeleri konusunda oldukça belirsiz kalmaktadır. Bu bağlamda Komisyon, "Ulusal düzenleyici makamlar, Birlik mevzuatına uygun olarak şebeke bedellerini ve tarife planlarını belirlerken böyle bir rolü⁶³ de dikkate almalıdır" şeklinde bir ifade ile ilgili bedellerin düzenlenmesini Üye Devletler'e bırakmıştır (Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023).

6.2.2. Enerji depolamanın değerlendirildiği AB mevzuatları

Avrupa'da özel bir enerji depolama mevzuatı bulunmamaktadır. AB'de yürürlükte olan ve bataryalarla ilgili mevzuat esas olarak batarya üretiminin döngüsel ekonomi yönüne odaklanmaktadır (Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023b). Yeşil Mutabakat, RePowerEU, Sistem Entegrasyon Stratejisi⁶⁴ ve Yeşil Mutabakat Sanayi Planı⁶⁵ da dahil olmak üzere, yakın zamanda yayımlanan tüm politika belgeleri depolamanın net sıfır bir ekonomiye geçişteki rolüne yer vermektedir (Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023). Mart 2023 tarihinde

⁶³ Bu tavsiye kapsamında "rol" olarak belirtilmek istenen, depolamanın hem üretici hem de tüketici gibi çalıştığıdır.

⁶⁴ Avrupa Komisyonu, 2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:299:FIN>

⁶⁵ Avrupa Komisyonu, 2023, https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan_en

yayımlanmış olan "Enerji Depolamaya İlişkin Komisyon Tavsiyesi - Karbondan Arındırılmış ve Güvenli bir AB Enerji Sisteminin Desteklenmesi" dokümanı, depolamayla ilgili gelecekteki AB mevzuatlarının oluşturulmasında hem politika hem de düzenleyici bağlamında bir kılavuz niteliğindedir (Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023). Bu belge aynı zamanda AB kurallarının uygulanmasında Üye Devletler için bir yol gösterici görevi üstlenmektedir. Ek A.6, Avrupa Konseyi'nin depolamaya ilişkin tavsiye belgesinin kısa bir özetini sunmaktadır.

6.2.2.1. Enerji Vergilendirme Direktifi

Avrupa Komisyonu, "Enerji Ürünleri ve Elektrik'in Vergilendirilmesine İlişkin Birlik Çerçevesini Yeniden Yapılandıran Konsey Direktifi Teklifi"⁶⁶ kapsamında depolamanın çift yönlü vergilendirilmemesi için: *"Elektrikle ilgili olarak, depolama teknolojilerindeki güncel ve gelecekteki gelişmeler, elektrik depolama tesislerinin ve elektrik transformatörlerinin, çifte vergilendirmeyi önlemek için elektrik tedarik ederken yeniden dağıtıcılar (redistributor) olarak kabul edilebilmesi gerekmektedir"* şeklinde bir ibare eklemiştir. Ancak, bu konudaki tartışmalar halihazırda devam etmektedir ve henüz nihai karar Avrupa Konseyi'nden çıkmamıştır.

6.2.2.2. Yenilenebilir Enerji Direktifi (Renewable Energy Directive III - RED III)

Kasım 2023 tarihinde kabul edilen ve Yenilenebilir Enerji Direktifi'nde değiştirilen hükümleri içeren RED-III'te, Üye Devletler'den yenilenebilir enerjilerin entegrasyonunun daha verimli hale getirilmesi amacıyla depolamayla ilgili çeşitli eylemler talep edilmektedir (Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023c):

- Yenilenebilir enerji ve depolama tesislerinin birlikte olduğu projeler için bir çerçeve oluşturmak ve çeşitli planlama hükümlerini genişletmek (Madde 1)
- Yenilenebilir enerji entegrasyonu için gerekli olan şebeke genişleme ve depolama tesisleri için özel alanlar belirlemek (Madde 15e).
- Kamuya açık olmayan şarj noktalarının akıllı şarj işlevlerini ve çift yönlü şarj işlevlerini destekleyebilmesini sağlamak (Madde 20a)

6.2.2.3. Talep tarafı katılımı için şebeke yönetmeliği

ENTSO-E ve AB Dağıtım Sistemi Operatörleri Teşebbüsü (EU DSO Entity) talep tarafı katılımı için yeni bir şebeke mevzuatı geliştirmektedir (Avrupa Birliği Taslak Direktifi, 2024). Şebeke yönetmeliği; talep tarafı katılımı, depolama ve dağıtık üretim tesisleri için piyasaya erişim ve bu hizmetlerin iletim ve dağıtım işletmecileri tarafından piyasa bazlı olarak satın

⁶⁶ Avrupa Komisyonu, 2021, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0563>

alınabilmesini mümkün kılmaktadır. İlgili yönetmelik tamamlandığında ve son haline geldiğinde tüm AB üyesi ülkelerde geçerli olacaktır.

6.2.2.4. Alternatif yakıt altyapı yönetmeliği

Alternatif Yakıt Altyapı Yönetmeliği, "akıllı şarj özellikli" şarj noktaları gerekliliği sayesinde elektrikli araçların alternatif bir depolama aracı olarak kullanılmasını sağlamaktadır (Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023d). 2024 yılından sonra devreye alınacak tüm yeni şarj noktaları, şebekeden gelen harici sinyalleri alacak özellikte olacaktır. Böylelikle de elektrikli araçlar geçici enerji depolama sistemi olarak kullanılabilir.

6.2.2.5. Enerji Verimliliği Direktifi (Energy Efficiency Directive - EED)

Ekim 2023 tarihinde yürürlüğe giren yeni Enerji Verimliliği Direktifi (EED), enerji piyasalarında enerjinin arzı, iletimi, depolanması ve kullanımında verimliliği engelleyen durumların ortadan kaldırılmasına öncelik vermektedir. Enerji denetimlerine sığacak enerji depolama sistemlerinin dahil edilmesi gerekmektedir. Bununla birlikte, hanelere ve küçük ve orta büyüklükteki işletmelere (KOBİ) enerji sistemlerini yenilemeleri ve ısıtmanın elektrifikasyonu konusunda yardım sağlanmasının gerekliliğinden bahsedilmektedir. Kamu kurumları tarafından yapılan enerji performansı sözleşmeleri, talep tarafı katılımını ve depolamayı da kapsayacak şekilde genişletilmiştir.

6.2.2.6 Elektrik Direktifi ve Yönetmeliği

2019 yılında kabul edilen Elektrik Direktifi ve buna bağlı Yönetmelik, depolama da dahil olmak üzere talep tarafı katılımının sisteme entegrasyonuna yönelik düzenleyici bir çerçeve oluşturmaktadır (Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2019). Direktifin en önemli hükümleri şunlardır:

- Depolamanın tanımı (Madde 2-59)
- Depolama, enerji piyasasının rekabetçi kesimine aittir ve bu nedenle şebeke işletmecilerinin;
 - esneklik hizmeti ihalesinin başarısızlıkla sonuçlanması (düzenleyici tarafından değerlendirilmesi kaydıyla),
 - şebeke işletmecisinin şebekeyi depolama tesisi olmadan işletmemesi veya,
 - depolamanın şebekenin ayrılmaz bir bileşeni olması
 durumları haricinde, depolama tesislerine sahip olmalarına izin verilmemektedir (Madde 36 ve 54).⁶⁷ Bu ikinci istisna kapsamında üç

⁶⁷ Tam entegre şebeke bileşenleri" depolama tesisleri de dahil olmak üzere iletim veya dağıtım sistemine entegre edilen ve dengeleme ya da tıkanıklık yönetimi amacıyla değil, yalnızca iletim veya dağıtım sisteminin güvenli ve güvenilir bir şekilde çalışmasını sağlamak amacıyla kullanılan şebeke bileşenleri anlamına gelmektedir (Madde 2-51).

Alman iletim sistemi operatörü herhangi bir şebekede kurulması gereken N-1 yedekliliğin sağlamanın yanı sıra iletim hatlarının kullanım oranını artırmak amacıyla şebekeye batarya eklemiştir. Bu kullanımda bataryalar kısıt giderilmesini sağlayarak, kapasiteyi serbest bırakmaktadır (Energy Storage News, 2020).

- Şebeke bağlantısı, çift yönlü ücretlendirmenin olmaması, sistem hizmeti sunma gibi çeşitli haklar depolama sahibi aktif tüketicilere tanımlanmıştır (Madde 15-5).
- Depolama Tavsiyesi'nde olduğu gibi çift yönlü vergilendirme uygulanmamaktadır (Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023).
- Dağıtım sistemi operatörlerinin depolama dahil olmak üzere esneklik hizmetlerini kullanmasına (Madde 32-1) ve talep tarafı katılımı esnekliği ve depolama kullanımı dahil şebeke geliştirme planları hazırlamasına yönelik düzenleyici bir çerçeve oluşturulmuştur (Madde 32-3).
- İletim şebeke işletmecileri, dengeleme hizmeti alımında talep esnekliği/ depolamayı da dahil etmelidir (Madde 40).
- İletim şebeke işletmecileri, gelecekte iletim sisteminin uzak kısımlarında sıkışıklığa yol açabileceği gerekçesiyle yeni üretim ve depolama tesislerinin şebekeye bağlanmasını reddedemez (Madde 42).
- İletim şebeke işletmecileri tarafından hazırlanan "10 Yıllık Şebeke Gelişim Planları", talep tarafı esnekliği ve depolamayı da dikkate almalıdır (Madde 52).

Yönetmelik kapsamında talep tarafı esnekliği ve depolamanın enerji piyasalarına entegrasyonu ile ilgili:

- Talep tarafı katılımı ve depolama için yeterli yatırım teşviklerini ve üretimin verimli bir şekilde tevzi edilmesini sağlayacak ve rekabeti kolaylaştıracak piyasa kurallarının getirilmesi (Madde 3),
- Dengeleme Piyasaları'na (Madde 6), minimum teklif büyüklüğü 500kW ve altı olan Gün Öncesi ve Gün İçi Piyasaları'na (Madde 8) ve yeniden dağıtıma (redispatch) (Madde 13) adil erişimin sağlanması,
- Enerji depolama ve toplayıcılık (aggregation) konularında ayrımcılık yapmayan ve mevzuattaki çarpıklıkları ortadan kaldırarak talep tarafı esnekliği/depolama ve dağıtık üretime olanak sağlayan şebeke tarifelerinin etkinleştirilmesi (Madde 18),
- Talep tarafı esnekliği/depolamaya konu kapasite mekanizmalarının tanımlanması (Madde 22)

gibi çeşitli maddeler kapsamında değerlendirilmektedir.

6.2.2.7. Elektrik Piyasası Tasarım Reformu

Avrupa Komisyonu, Rusya-Ukrayna savaşı ile birlikte artan enerji fiyatlarına yanıt olarak elektrik piyasası tasarımında bir reform hareketi başlatmıştır. Nisan 2024 tarihinde Avrupa Parlamentosu tarafından kabul edilen yeni düzenlemelerde, enerji sistemi esnekliğinin artırılmasıyla ilgili çeşitli hükümler yer almaktadır (Avrupa Komisyonu, 2023; Avrupa Parlamentosu, 2023):

- Ulusal Düzenleyici Otoriteler (National Regulatory Authorities, NRA) her iki yılda bir, esneklik ihtiyaçlarını beşer yıllık periyotlarda değerlendirmeli ve raporlamalıdır. Bu bağlamda, yenilenebilir enerji kaynaklı elektriğin artırılmasına yönelik esneklik ihtiyacı, talep tarafı katılımı ve depolama gibi fosil olmayan esneklik potansiyelleri de düşünülerek değerlendirilmelidir. NRA'lar, konuyla ilgili Avrupa Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı'na (European Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER) rapor sunacak ve ACER önerilerini sunacaktır. Üye Devletler, NRA'ların raporlarına dayanarak talep tarafı esnekliği ve depolamaya yönelik hedefleri belirleyecek ve fosil yakıt kaynaklı olmayan esneklik seçenekleri için destek sağlayabilecektir (Madde 19c ve Madde 19d).
- Madde 18'e göre, NRA'lar şebeke işletmecilerine "enerji verimliliği, esneklik hizmetlerinin kullanımı ve akıllı şebekeler ile akıllı ölçüm sistemlerinin geliştirilmesi de dahil olmak üzere şebekelerinde verimliliği artırma" yönünde teşvikler sağlamak için kalite parametreleri kullanacak ve "(...) hem yatırım hem de işletme harcamaları dikkate alınarak uygun teşvikler" sağlanacaktır.
- Kapasite Ücretlendirme Mekanizması'na (Capacity Remuneration Mechanism - CRM) sahip Üye Devletler, CRM'de değişiklik yaparak talep tarafı katılımı ve depolama gibi fosil kaynaklı olmayan esnekliğin teşvik edilmesini değerlendirecektir. CRM'nin bulunmaması halinde, Üye Devletler esneklik kapasitesi için destek ödemeleri uygulayabileceklerdir. Esneklik destek programlarının belirlenmiş bir dizi koşulu yerine getirmesi gerekmektedir (Madde 19e ve Madde 19f).
- İletim şebekesi işletmecileri puant saatlerde talebi azaltmak için puant azaltma ürünleri tedarik edebilirler. Bu kapsamında alınacak hizmetler için minimum teklif büyüklüğü 100 kW veya daha az olmalıdır (Madde 7a).

6.2.2.8. Net-Sıfır Sanayi Yasası (Net Zero Industry Act)

Net-Sıfır Sanayi Yasası'nın amacı, AB'nin 2050 yılına kadar emisyonlarını net sıfır seviyesine indirme ve AB haricindeki kaynaklara bağımlılığını azaltmak için "stratejik" olarak gördüğü teknolojilerin en az %40'ını AB içinde üretebilmesini sağlamaktır (Avrupa Komisyonu, 2023b).

"Stratejik teknolojiler" arasında rüzgâr, güneş enerjisi, bataryalar ve elektrolizörler bulunmaktadır. Teklif, bu teknolojiler için daha hızlı izin prosedürlerinin (depolama için 18 ay ile sınırlı) oluşturulmasını, kamu alımlarında önceliklendirilmelerini ve devlet yardımlarında AB gözetiminin daha esnek olmasının sağlanmasını içermektedir.

7. Temel Sonuçlar ve Politika Önerileri

2023 yılında küresel toplam batarya enerji depolama kapasitesi 86 GW'a ulaşmıştır (IEA, 2024). Ekonomik ömür, azami çevrim sayısı, yatırım maliyeti ve işletme güvenliği gibi parametreler göz önüne alındığında öncelikle tercih edilen batarya teknolojileri arasında lityum-iyon batarya çeşitleri olan lityum-demir-fosfat (LFP) ve lityum-nikel-manganez-kobalt-oksit (NMC) bulunmakla birlikte, sodyum sülfür (NaS) ve akış bataryaları da saymak mümkündür. Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) analizlerine göre 2023 yılında kurulmuş yeni batarya kapasitesinin %80'ini LFP tipi bataryalar oluşturmuştur. LFP'nin görece düşük maliyeti, yüksek çevrim sayısı ve güvenli işletimi, gözlemlenen bu hızlı artışta büyük rol oynamıştır. LFP gibi diğer tüm lityum-iyon bataryalar da birden fazla hizmet sunabilmesi ve piyasa fiyatlarına göre çalışma modunun uyarlanabilmesi (enerji/yük takibi, fiyat arbitrajı, yan hizmetler, vb.) açısından işletme kolaylığı sunmaktadır. NMC ise, özellikle enerji yoğun uygulamalarda (elektrikli araçlar, sayaç arkası bataryalar, mobil telefonlar, vb.) tercih edilmektedir.

Mevcut batarya enerji depolama teknolojilerinin tepki süreleri, elektrik üretim santrallerine (senkron makineler) göre daha hızlıdır. Bu sebeple bataryalar, Primer Frekans Kontrolü (PFK) ve Sekonder Frekans Kontrolü (SFK) hizmetleri için uygun seçeneklerdendir. Türkiye'deki mevzuata göre depolama tesisleri Yan Hizmet Piyasalarına katılabilmekte ve dengeleme birimi olarak kullanılabilir. Ayrıca, enerji depolama tesisleri ülkemizde henüz uygulanmayan Hızlı Frekans Tepkisi (FFR), Rampalama Rezervi ve Dinamik Reaktif Güç Desteği hizmetleri için de kullanılabilirler.

Mevcut mevzuat doğrultusunda batarya depolama tesis kapasitesinin en az %40'ının reaktif güç desteği sağlama zorunluluğu bulunmaktadır. Bataryalar elektrik üretim santrallerinden farklı olarak aktif durumda çalışmadıklarında da reaktif güç desteği sağlayabilmektedir. Bataryaların bir diğer kullanım alanı ise oturan sistemin toparlanmasıdır. Bu hizmet kapsamında kullanılan bataryalar, dizel generatörlerin yerini alabilir. Kurulu kapasitesi 5 - 50 megavat (MW) olan ve şarj/deşarj süresi 15 dakika ile 1 saat aralığında olarak kurulacak lityum-iyon, kurşun-asit ve nikel-kadmiyum bataryalar, bu hizmet kapsamında çalışabilirler. Bu batarya teknolojileri tam veya kısmi elektrik kesintilerinden sonra şebekenin bir kısmını ya da bir elektrik santralının üretimini yeniden başlatabilirler. 50 MW'tan büyük kapasite kurulumu mümkün olan ve hızlıdeşarj kabiliyetine sahip lityum-iyon bataryalar, "Güç Salınım Sönümlenme" ve "Özel Koruma Sistemi" hizmetleri için de uygun bir teknolojidir.

Bataryalar ayrıca değişken üretime sahip yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik olarak kurularak, üretim profilini dengeleyerek tüm sistemin dengelenmesine katkı sağlarlar. Türkiye'de 2022 yılında Elektrik Piyasası Kanunu'nda yapılan düzenlemelerle, rüzgâr ve güneş enerji santraline

bütünleşik depolama tesisi kurulmasının önü açılmıştır. Böylelikle, rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin şebekeye getirecekleri ilave yükler (dengesizlik ve PFK ihtiyacı vb.), hibrit tesis bünyesinde dengelenebilecektir.

Çatı üstü güneş enerjisi santrallerine (GES) bütünleşik kurulacak enerji depolama tesisleriyle, şebeke elektriğine ihtiyaç duymayan ve kendi kendine yeten sistemler oluşturulabilmektedir. Sayaç arkası depolama tesisleri yük takibi yapabildiği gibi, çok zamanlı tarife uygulamaları geçerli olduğunda, şebekeden enerji çekilmesinin düşük fiyatlı saatlere kaydırılması veya üretilen elektriğin depolanarak yüksek fiyatlı saatlere kaydırılması gibi imkanlar sağlayarak, fiyat arbitrajı amaçlı da kullanılabilir.

IEA, mevcut politikaların devam etmesi halinde 2030 yılında toplam batarya kapasitesinin 760 GW, net-sıfır odağında yapılması gereken yatırımların gerçekleştiği durumda ise 1.200 GW olacağını tahmin etmektedir. SHURA'nın Türkiye'de elektrik sektörü odağında incelediği net sıfır senaryosunda ise 2035 yılında Türkiye'de 7,2 GW kurulu kapasite olacağı modellenmiştir (SHURA, 2023). Mevcut durumda Türkiye'de, özellikle yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik bataryalar için Haziran 2024 itibarıyla toplam 32 GW seviyesinde önlisans verilmiştir (EPDK, 2024b).

7.1. Şebekeye etki analizi sonuçları

Batarya enerji depolama tesislerinin sisteme entegrasyonunun incelenmesi kapsamında, Türkiye elektrik iletim şebekesi modellenerek 2035 yılı odağında analizler yapılmıştır. 2035 yılına ait senaryo çalışmasında söz konusu yıllara ait toplam kurulu güç, gündüz puant ve gece yükleri, mevcut enerji santrallerine ilave olarak kurulması öngörülen yeni santrallerin illere göre dağılımları modelde kullanılmıştır. Modele konu temel varsayımlar (örneğin, kurulu güç ve enerji tüketim projeksiyonları vb.) SHURA'nın 2023 yılında yayımladığı "Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası" model çalışması sonuçları dikkate alınarak oluşturulmuştur. Puant yükün bölgesel payı ise günümüzde şebeke koşullarında illerin ağırlıklı tüketim değerleri dikkate alınarak modellenmiştir. Güneş enerjisi elektrik üretimi için günlük gerçekleşen ışımaya eğri grafikleri dikkate alınırken, rüzgâr enerjisi üretim değerleri için gerçekleşen RES üretim eğilimleri modelde kullanılmıştır.

Modelde ayrıca TEİAŞ'ın kamuya açık olarak duyurduğu ileriye dönük yatırım planları da dikkate alınmıştır. Bu yatırım planları özellikle 400kV iletim hattı/kablo ve trafo merkezlerini kapsamaktadır. Yatırım planlarında kesinleşmiş olan şebeke iletim varlık ihtiyaçlarına ilave olarak EPDK tarafından lisanslandırılan büyük santrallerin bağlantıları da modele eklenmiştir. İlgili yeni iletim hat yatırımlarının da değerlendirildiği ileriki dönem şebeke modeli oluşturulduktan sonra, batarya depolama sistemlerinin şebeke etkilerini

incelemek için farklı tevzi (dispatch) durumlarının simülasyonları analiz edilmiştir.

Çalışmada ayrıca yüksek RES-GES üretiminde batarya enerji depolama sistemlerinin optimum konumlandırılmasının şebekeye sağlayacağı olası katkılar da irdelenmektedir. Elektrik sistemindeki toplam batarya enerji depolama kapasitesi, RES-GES kapasite kurulumunu etkilemekle birlikte, batarya enerji depolama sistemlerinin konumlandırılması da gerçek zamanlı işletmede RES ve GES kaynaklı enerji üretimi kaynaklı şebeke kısıtlarını etkilemektedir. Oluşturulan model üzerinde yapılan konumlandırma çalışmasında üretim tüketim dengesinin üretim yönünde fazla olduğu yerlere konumlandırılan batarya sistemlerinin belli bir seviyeye kadar kısıtı azaltıcı yönde etkisi olduğu görülmüştür. Bununla birlikte, analiz edilen optimum seviyeden sonra artan batarya kapasitesinin gece deşarj modunda çalışırken, şebekeyi tersi yönde yüklemeye başladığı gözlemlenmiştir. Bu bağlamda, farklı konumlara göre değişen şebeke enterkonnekte yapı, arz-talep dengesi ve RES-GES üretimlerine göre şebeke yüklenmeleri dikkate alınarak bataryalar ülke genelinde en optimum seviyede kalacak şekilde konumlandırılmıştır.

Şebeke analizlerine ilişkin önemli noktalar aşağıda özetlenmektedir:

- Şebeke işletmesi, voltajı sabit tutmak için reaktif güce ihtiyaç duymaktadır. Mevcut şebeke işletimi, şebekedeki konvansiyonel enerji santrallerinden desteklenmektedir. Net sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçiş sürecinde, elektrik şebekesinin emisyonlarını net sıfır mertebesine getirmede fosil yakıtlı enerji santrallerin yerini yenilenebilir enerji kaynaklı santrallerin alacağı değerlendirilmektedir. Bu doğrultuda şebekenin de reaktif güç ihtiyacını yenilenebilir enerji santrallerinden sağlaması gerekmektedir. Batarya enerji depolama sistemlerinin, rüzgâr ve güneş enerjisi santralleri ile benzer yapıda güç elektroniği katmanları vardır ve şarj-deşarj döngüsünü bozmadan reaktif güç üretebilir veya tüketebilirler. İletişim arayüzü ile gerekli kontrol altyapısının oluşturulması ile batarya enerji depolama sistemlerinin şebekeye reaktif güç desteği sağlaması mümkündür.
- Analizlerde bataryalar, 400kV şebekedeki puant yükün ve şebeke kaybının azaltılmasında fayda sağlamaktadır. Ancak şebekenin sıkı bir enterkonnekte yapıya sahip olması ve belli hatların yüksek değerlerde yüklenmesi nedeniyle (yaklaşık 1.200 MW/hat) bataryalar tek başlarına güç akışını tamamen kontrol etmek için yeterli değildir. Dolayısıyla batarya depolama sistemleri kullanarak herhangi bir 400kV havai hat yatırım ihtiyacının ertelenmesi ya da iptal edilmesi öngörülmemektedir. Ancak şebeke kompanzasyon bileşeni olarak 400kV şönt kompanzasyon (şönt reaktörü) temin edilen şebekelerde, bataryaların reaktif güç özelliği sayesinde kompanzasyon yatırım ihtiyacının önüne geçilmesi mümkündür.

- Diğer taraftan zayıf bağlantıya sahip 154kV trafo merkezlerinde dönemsel aşırı yüklenmeler ve bu yüklenmelere bağlı kısıt ya da güvenilirlik riskleri oluşabilmektedir. Uygun güç ve depolama kapasitesine sahip batarya sistemleri sayesinde bu gibi trafo merkezlerindeki kısıt durumları yönetilebilir ve talep artışına bağlı olarak gereken ilave bir iletim hattı yatırımı ötelenebilir.
- Bataryalar, gündüzleri güneş enerjisi santrallerinden (GES) gelen ihtiyaç fazlası elektriği depolamaktadır. Böylelikle GES'lerden elde edilen enerji üretimi maksimum seviyeye çıkmaktadır. GES üretiminin maksimum olduğu ve şebeke tüketiminin orta düzeyde olduğu bazı durumlar gerçekleşmiştir. Bu durumlarda, GES kaynaklı kesintiler meydana gelmektedir.
- Şebeke simülasyonları gündüz vakti için güneş enerjisi üretiminin azami seviyede olacağı; akşam vakti ise bataryada depolanmış enerjinin sisteme maksimum düzeyde verileceği öngörülerek oluşturulmuştur.
- Bataryaların yenilenebilir enerji tesislerine göre optimum şekilde konumlandırılması ile toplam şebeke kayıplarında azalmalar meydana gelmektedir.
- Şebeke kayıplarının ve 400kV hat yüklenmelerinin belli seviyelere kadar azaltılabilmesi bataryaların iyi konumlandırılması ile sağlanmaktadır. Ancak 400kV şebekenin kuvvetli bir enterkonnekte yapıya sahip olması sebebiyle sadece batarya sistemleri kullanılarak 400kV hatların yüklenme durumları her noktada ve istenen seviyelerde tam olarak kontrol edilememektedir.

7.2. Fayda maliyet analizi sonuçları

Yapılan analizlerde, bataryaların farklı hizmet alanlarındaki ticari kullanımı için dört teknolojinin öne çıktığı görülmektedir. Bu teknolojiler, lityum-demir-fosfat (LFP), lityum-nikel-manganez-kobalt-oksit (NMC), akış batarya ve sodyum sülfür bataryalardır. Bu teknolojilerin hepsi katma değeri yüksek hizmetlerde (yan hizmetler, yük kaydırma, yük takibi⁶⁸ vb.) kullanım için uygundur. Yalnızca konutlarda kullanılacak sayaç arkası bataryalarda, NMC lityum-iyon tipi bataryalar, yüksek özgül enerjileri ve daha az yer kaplamaları nedeniyle tercih edilen bir teknolojidir.

Seçilen dört batarya teknolojisi için fayda-maliyet analizinde kullanılan birim yatırım maliyetleri, işletme maliyetleri ve teknik parametreler Tablo 7 ve Tablo 8'de detaylandırılmıştır. Buna göre yatırım maliyeti ve çevrim verimliliği açısından LFP bataryalar diğer batarya teknolojilerine göre avantaj sağlamaktadır. Akış batarya ise yüksek çevrim sayısı (ekonomik ömür) ve depolama kapasitesi artışında marjinal maliyetinin düşük olması nedeniyle ön plana çıkmaktadır. Analiz kapsamında batarya enerji depolama sistemi yatırımlarının geri dönüş süreleri analiz edilmemiştir. Sadece yıllara sari olarak seviyelendirilmiş hizmet maliyetlerinin, ilgili yıl özelinde tahmini elektrik satış

⁶⁸ Yük takibi: GES üretiminin iç tüketim ihtiyacını sağlayacak şekilde depolamayla bütünleşik kullanımı.

fiyatlarına göre ekonomik olarak uygulanabilirliği incelenmiştir. Analizlerde, 2035 yılı sonuna kadar saatlik elektrik piyasa fiyatı öngörülleri kullanılmıştır. Fiyat arbitraj senaryolarında, iki saat arasındaki fiyat farkının; depolama tesisinin amortisman maliyetini, çevrim kaybından dolayı oluşan kayıp enerji maliyetini ve iletim/dağıtım bedelini karşılayıp karşılamadığını kontrol eden ve en fazla kârı sağlayacak şekilde şarj/deşarj çevrimlerini oluşturan bir optimizasyon programı kullanılmıştır.

- Fiyat arbitrajı senaryolarında (enerji kaydırma, yük kaydırma, puant tıraşlama, yük takibi) depolama teknolojilerinin sağlayabileceği birim gelir (ABD\$/MWh), gün içindeki piyasa fiyat farklarının tahminine dayanmaktadır. Bu fiyat farkları bütün depolama teknolojileri için aynı olduğu için, batarya teknolojilerinin kıyaslanmasının temelini, Seviyelendirilmiş Hizmet Maliyeti (LCOS) ve dolayısıyla depolama yatırım bedelleri ve çevrim kayıpları belirlemektedir. 2035 yılına kadar lityum-iyon batarya yatırım maliyetinin %36,9 azalması beklenmektedir.
- Bataryaların tüm kullanım alanlarında LCOS yıllara sari bir şekilde azalmaktadır. Bu durumun temel sebebi, depolama yatırım maliyetlerinin azalması ve teknolojinin gelişmesiyle bataryaların her yıl daha yüksek çevrim sayısına (dolayısıyla daha yüksek şarj-deşarj hacmine) ulaşmalarıdır.
- Yapılan analizlerde, Türkiye’de depolama teknolojilerinin, Primer Frekans Kontrolü (PFK) hizmeti kapsamındaki fiyatlara bağlı olarak sadece PFK rezervi tutulması halinde ekonomik olarak uygulanabilir olduğu görülmüştür. Bununla birlikte, PFK rezerv ihtiyacı 300 - 400 MW ile sınırlıdır ve depolama kapasitesi arttıkça PFK fiyatları düşeceğinden, bataryaların bu hizmetten kâr elde etme olasılıkları azalacaktır. Dolayısıyla, depolama kapasitesinin artmasıyla birlikte bataryalar için en önemli gelir kaynakları, enerji/yük kaydırma ve kesintinin azaltılması kapsamında olacağı beklenmektedir.
- Reaktif güç desteği ve oturan sistemin toparlanması (black-start) hizmetleri depolama tesisleri tarafından sağlanabilir. Buna karşın, mevcut Yan Hizmetler Yönetmeliği kapsamında reaktif güç desteği zorunlu ve ücretsizdir. Ayrıca, oturan sistemin toparlanması hizmetinin sadece maliyeti karşılanmaktadır. Depolama ile bu hizmetler karşılanarak sisteme fayda sağlanabilir ancak, depolama tesisi için ek bir gelir oluşmamaktadır.
- Depolama teknolojilerinin tamamı yan hizmetlerde kullanım için uygundur. Bu sebeple, yan hizmetler kapsamında hizmet verecek depolama teknolojisinin seçiminde düşük yatırım maliyetleri öne çıkmaktadır. Bununla birlikte, yan hizmetlere ilave olarak fiyat arbitrajı, yük kaydırma gibi hizmetler birlikte sağlanacaksa, LFP teknolojisi uygun bir seçenek olarak öne çıkmaktadır.
- Meskenlerde tüketim gün içine yayılmış durumdayken, sanayi tüketimi gündüz saatlerinde daha yoğundur. Mesken tüketicisi için en yoğun yük çoğunlukla akşam saatlerinde, sanayi tüketicisi içinse gündüz saatlerinde

oluşmaktadır. Mesken tüketicileri depolama tesisi kurduklarında, enerjiyi öğlen depolayıp (düşük fiyata) akşam kullanma şansına sahip olabilmekte ve ortalama enerji maliyetlerini düşürebilmektedir. Ayrıca mesken tüketicilerinden elektrik kullanımı için sanayi tüketicilerine oranla daha fazla vergi⁶⁹ alınmaktadır. Meskenlerde şebekeden enerji çekişinin daha düşük fiyatlı saatlere kaydırılması, ödenen vergi miktarını da düşürecektir. Bu nedenle sayaç arkası depolama kurulumlarında mesken kullanıcıları daha avantajlıdır. Buna karşın, ölçek ekonomisi nedeniyle meskenlerdeki küçük ölçekli enerji depolama sistem kurulumlarının birim yatırım maliyeti daha yüksektir.

- Fiyat arbitrajı senaryosunda, incelenen teknolojilerden en ekonomik olanı LFP bataryalardır. Seviyelendirilmiş hizmet maliyeti (LCOS) LFP bataryalar için 2025 yılında 167 ABD\$/MWh seviyesindeyken, 2035 yılında 53 ABD\$/MWh seviyesine düşeceği öngörülmektedir. LCOS'taki azalmayla birlikte deşarj edilen birim hacim başına elde edilen gelirin (arbitraj kârının) yıllara sari bir şekilde artması, LFP bataryaları 2034 yılında ekonomik olarak uygulanabilir kılmaktadır.
- Üretime bütünleşik depolama projelerinde LFP lityum-iyon bataryalar projeksiyon dönemi içinde en düşük LCOS değerine sahiptir. LFP bataryaların LCOS değeri 2025 yılında 143 ABD\$/MWh seviyesindeyken, 2035 yılında 53 ABD\$/MWh seviyesine düşmektedir. Bu kapsamda kullanılan LFP bataryalar 2032 yılı itibarıyla ekonomik olarak uygulanabilir seviyeye gelmektedir. Üretime bütünleşik batarya depolama senaryosu, depolama tesisinin fizibilitesi açısından müstakil depolama tesisi senaryosuna göre avantajlıdır. Buradaki en büyük etken ise ihtiyaç fazlası üretilen elektriğin depolanması ve depolanan enerjinin şebekeye verilirken ilave bir şebeke bedeli ödememesidir.
- Konutlardaki müstakil kurulum sayaç arkası enerji depolama sistemlerinde, enerji yoğunluğunun yüksek olması nedeniyle NMC lityum-iyon bataryalar kullanılmaktadır. Tüketime bütünleşik depolama tesisinin incelendiği senaryo kapsamında şebekeye satış (fiyat arbitrajı), dikkate alınmamıştır⁷⁰. Bu senaryoda 2025 yılında LCOS değeri 61,7 ABD\$cent/kWh iken, 2035 yılında 11,8 ABD\$cent/kWh seviyesine gerilemektedir. Bu senaryo kapsamında NMC bataryalar 2035 yılına kadar ekonomik olarak uygulanabilir görünmemektedir.
- Konutlarda çatı üstü GES ile birlikte kurulan depolama tesisleri de ayrıca incelenmiştir. Bu senaryoda, LCOS değeri 2025 yılında 22,0 ABD\$cent/kWh; 2035 yılında ise 11,6 ABD\$cent/kWh seviyesindedir. Analizler, depolamanın bu senaryo kapsamında 2032 yılında uygulanabilir olduğunu göstermektedir. Bu senaryonun tüketime bütünleşik müstakil depolamaya

⁶⁹ Konut tüketicileri için KDV %10 iken, sanayi tüketicileri için bu maliyet ürün fiyatına aktarılmaktadır. Elektrik Tüketim Vergisi konutlarda %5, sanayi tüketicilerinde ise %1'dir.

⁷⁰ Mevcut mevzuat uyarınca tüketime bütünleşik depolama tesislerinden şebekeye satış mümkün değildir.

göre avantajı, çatı üstü GES üretiminin şebeke bedeli ödenmeden depolanabilmesi ve çatı üstü GES üretiminin fiyat arbitrajına olanak sağlamasıdır.

- Sanayi tüketicisinin çatı üstü GES ile enerji depolama tesisini birlikte kurduğu durumda ise, LCOS 2025 yılında 13,3 ABD\$/kWh olarak hesaplanmaktayken, 2035 yılında bu değer 4,8 ABD\$/kWh seviyesine gerilemektedir. Bu analizde de enerji depolama yatırımı 2032 yılında uygulanabilir çıkmaktadır.

7.3. Bataryaların sisteme sağladığı faydalar

Depolama tesislerinin elektrik şebekesi açısından en önemli faydalarından biri yenilenebilir enerji santrallerinin değişken üretim profilini düzenleyerek, şebekenin güvenilir bir şekilde işlemlerini sağlamasıdır. Depolama tesisleri ile birlikte daha fazla yenilenebilir enerji santralının şebekeye bağlanması sağlanarak elektrik üretimi kaynaklı karbon emisyonlarının düşürülmesi mümkün olacaktır. Ayrıca, depolama tesisleri yenilenebilir enerji kaynaklı ihtiyaç fazlası elektriğin kesintiye (curtailment) uğraması yerine depolayarak, talebin yüksek olduğu saatlerde kullanılmasına olanak sağlamaktadır. Analiz kapsamında dikkate alınan depolama kapasite artış projeksiyonları da düşünüldüğünde;

- 2035 yılında öngörülen 7,2 GW/28,8 GWh⁷¹ toplam kapasiteye sahip bataryaların yenilenebilir enerji kesintisini en az seviyeye indirme amacıyla çalıştırıldığında, toplam 6,9 TWh⁷² yenilenebilir kaynaklı elektrik üretim kesintisini önleyebileceği modellenmiştir.
- Kesintilerin 6,9 TWh azaltılması ile 2035 yılında doğalgaz santrallerindeki tüketim yaklaşık 11,7 TWh⁷³ azaltılmış olacaktır. 2035 yılında ortalama doğal gaz fiyatının 31,4 ABD\$/MWh⁷⁴ olacağı varsayıldığında, doğal gaz ithalatının 369 milyon ABD\$ azalacağı öngörülmektedir. Bu bağlamda, doğal gaz kaynaklı karbon emisyonların da 2035 yılında 2,3 milyon ton⁷⁵ azalacağı hesaplanmaktadır.
- Yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik kesintisi azaltımının yanı sıra Yan Hizmetler Piyasası'nda fosil yakıtlı enerji santrallerine olan ihtiyaç da zamanla azalacak ve orta-uzun vadede asgari seviyelere inebilecektir. Yaklaşık 350-400 MW seviyesinde olan Primer Frekans Kontrolü (PFK) ihtiyacı ve 1.200 MW civarındaki Sekonder Frekans Kontrolü (SFK) ihtiyacı

⁷¹ Analiz kapsamında, toplam depolama kapasitesinin %30'u (2,16 MW/8,64 MWh) müstakil, %60'ı (4,32 MW/17,28 MWh) yenilenebilir enerji tesisine bütünleşik ve %10'u (0,72 MW/2,88 MWh) sayaç arkası batarya sistemlerinden oluşmaktadır.

⁷² 2035 yılı için yürütülmüş analizlerde toplam yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik kesintisi önlenmesinde 2,2 TWh müstakil, 4 TWh yenilenebilir enerji tesisine bütünleşik ve 0,7 TWh sayaç arkası depolama tesislerinden katkı olacağı hesaplanmaktadır.

⁷³ Hesaplamalarda %60 brüt verim ve %1,5 iç tüketime sahip doğalgaz çevrim santrali dikkate alınmıştır.

⁷⁴ Doğal gaz fiyatı hesaplamalarında Dutch TTF, 2027 Teslim Fiyatı (31,4 USD\$/MWh) baz alınmıştır (ICE, 2024).

⁷⁵ Doğal gaz emisyon faktörü 55,4 t/TJ olarak alınmıştır (ETKB, 2024).

bataryalar tarafından karşılanabilir. Ayrıca bataryaların, santrallerdeki oturan sistemin toparlanması (black-start) hizmetine yönelik dizel generatörlerin yerini alacağı da öngörülmektedir. Dolayısıyla fosil yakıtlı santrallerden yenilenebilir enerji santrallerine geçiş hızlanırken, kapasite piyasasında da bataryalar fosil yakıtlı tesislerin yerini alabilecektir.

- Türkiye’de puant yük, güneş enerjisi üretiminin daha fazla olduğu ve elektrik fiyatlarının daha düşük olduğu gündüz saatlerinde gerçekleşmektedir. Bu nedenle, yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretimindeki kesintiyi azaltmak veya fiyat arbitrajı sağlamak amacıyla bataryalar gündüz şarj ve akşam saatlerinde deşarj edilebilir. Bununla birlikte bataryalar, geleneksel öğlen puant yüküne ilave yük getirmektedir. Dolayısıyla, iletim ve dağıtım şebeke maliyetlerini artırıcı etkisi de bulunmaktadır. Bu etkiyi azaltmak ve yerel şebeke kısıtlarını giderebilmek için, depolama tesislerinin optimum konumlara yerleştirilmesi önem arz etmektedir. Ayrıca bataryaların bölgesel fiyatlandırma ile şebeke koşullarına göre hareket etmesi sağlanarak, kısıtların önüne kısmen geçilebilir.

7.4. Politika önerileri

Türkiye’deki mevcut mevzuatlar çerçevesinde batarya depolama tesisleri yenilenebilir enerji santrallerine entegre bir şekilde, müstakil olarak veya sayaç arkası olarak kurulabilmektedir. 19/11/2022 tarihli ve 32018 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanmış mevzuat değişiklikleri ile birlikte yenilenebilir enerji santraline bütünleşik enerji depolama tesis yatırımları için önlisans başvuru süreci genel hatlarıyla belirlenmiştir (Resmi Gazete, 2022). 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa eklenen Madde 7/10 ile, elektrik depolama yatırımı yapmayı taahhüt eden yatırımcılara, herhangi bir lisans/kapasite yarışmasına katılım şartı aranmaksızın, kuracakları depolama tesisi kurulu gücüne kadar rüzgâr veya güneş enerji santrali kurma hakkı tanınmıştır. Aynı zamanda, bu kapsamda kurulmuş depolama tesislerinden şebekeye verilen elektrik YEKDEM tarifesinden yararlanabilecektir (SHURA, 2024). Yenilenebilir enerji tesislerine bütünleşik depolama tesisi kurulumu ile değişken üretim kaynaklı dengesizliklerin yönetimi mümkün olmakla birlikte, net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda daha fazla yenilenebilir enerji santralinin şebekeye entegrasyonu sağlanabilir. Bununla birlikte bu düzenlemelerin, depolama tesislerinin kurulum amacına, teknolojisine ve lokasyonuna yönelik olarak, ikincil mevzuatlarla detaylandırılması önerilmektedir. Bu bağlamda, üretim tesisine bütünleşik depolama tesisleri eğer yenilenebilir enerji santralinin şebeke üzerinde yarattığı dengesizliği yönetmek amacıyla kurulacaksa, dengesizlik cezalarının da şebeke maliyetlerini yansıtabilecek şekilde belirlenmesi ve yatırımcının depolama tesisini santralin dengesizliğini yönetecek ölçüde ve kapasitede projelendirmesine yönelik iyileştirmelerin

yapılması önerilmektedir (SHURA, 2023b). Böylelikle yatırımcı üretim tesisi dengesizliğini mevzuatta belirtilen depolama kapasitesi kriterinden (1 MW/1 MWh) daha düşük bir kapasite ile gerçekleştirebilecekse, bu yönde proje geliştirmelerinin önü açılabilir. Üretime bütünleşik depolama tesisi eğer yenilenebilir enerji santralının baz yük santrali gibi çalışması için kurulacaksa, depolama tesislerinin en az 2 saat ve daha üstü şarj-deşarj kapasiteye sahip olacak şekilde projelendirilmesini destekleyecek iyileştirmelerin yapılması önerilmektedir. Mevzuattaki iyileştirmelerin yanı sıra bu kapsamda yatırım yapacak yatırımcılara çeşitli finansal teşvikler ve vergi muafiyetlerinin sağlanması, depolama yatırımlarının artmasına yardımcı olacaktır (SHURA, 2023b).

Sisteme entegre edilmesi değerlendirilen batarya enerji depolama tesislerinin hem sistem odaklı hem de yatırımcı açısından faydalarının birlikte değerlendirilmesi önerilmektedir. Seçilen yer ve teknoloji kapsamında bataryaların sisteme olan faydaları yüksek fakat, yatırımcıların batarya depolama tesisi kurma ve işletme maliyetlerinin, elde edecekleri gelirlerinin üstünde olduğu durumlarda, yatırımcılara çeşitli sübvansiyon ve/veya teşviklerin sağlanması değerlendirilmelidir.

Batarya enerji depolama yatırımlarının vaktinde kurulabilmesi için yatırımcıların projeleri gerçekleştirebilecek teknik ve finansal kriterleri sağladıklarının kontrol edilmesi önerilmektedir. Ayrıca, yeni batarya depolama kapasite tahsisatı yapılması durumunda, bataryaların optimum bir şekilde konumlandırılması gerekecektir. Bu bağlamda, batarya enerji depolama tesislerinden alınacak hizmet ve uygun teknolojinin belirlendiği teknik bir yol haritası oluşturulabilir.

İleriki yıllarda iletim sisteminde çok sayıda şebeke kullanıcısının faaliyet göstermesi beklenmektedir. Şebeke kullanıcılarının sayısının artması aynı zamanda güçlü ve güvenli bir siber ve iletişim altyapısını gerektirmektedir. İletim şebekesinin güvenli ve kararlı işletilebilmesi için depolama sistemi yönetimi dahil tüm dijitalleşme aşamalarının detaylıca planlanması önerilmektedir.

İletim ve dağıtım hatlarında gözlemlenen kısıt ve tıkanıklıkların azaltılmasında batarya enerji depolama sistemlerinin kullanıldığı "Sanal Güç Hattı" (Virtual power lines, VPL) kurulumları değerlendirilebilir (SHURA, 2023b). Örnek pilot proje bölgeleri seçilerek bu teknolojinin kullanımı üzerine deneyim kazanılabilir ve daha sonraki aşamalarda VPL uygulamaları yaygınlaştırılabilir. VPL kurulumlarıyla birlikte hem üretim hem de tüketim noktalarında batarya enerji depolama tesisleri kurulmakta ve yenilenebilir enerji kaynaklı şebeke frekans dalgalanmalarının ve şebekede oluşan yüklenmelerin depolama tesisleri ile dengelenebilmesi sağlanmaktadır.

Piyasada yapılacak iyileştirmelerle, depolama tesislerinin arbitraj imkanından yararlanarak gelirlerini artırmaları mümkün olabilir. Mevcut piyasa koşullarında uygulanan azami ve asgari fiyat limiti uygulaması, depolama tesislerinin arbitraj potansiyelini kısıtlamaktadır (SHURA, 2023b). Bu bağlamda, piyasada oluşan fiyatların maliyetleri yansıtması ve negatif fiyat oluşumuna izin verilmesi arbitraj imkanını artıracak gibi, tüketicilerin de depolama ünitesi kurmasını teşvik edecektir. Bu noktada, çok zamanlı tarifelerin uygulanabilirliği de oldukça önemlidir. Böylelikle hem sayaç arkası depolama yatırımları teşvik edilebilecek, hem de enerji tüketim profili ile yenilenebilir enerji üretim profillerinin birbirine yaklaşması sağlanabilecektir.

Şebeke işletmecilerine de sistem esnekliğini ve verimini artırıcı yönde hizmet alımını sağlamak ve akıllı şebeke kurulumunu teşvik etmek amacıyla çeşitli kalite parametreleri getirilebilir ve bu yönde çeşitli finansal teşvikler de sağlanabilir. Küçük hacimli batarya depolama sistemi olarak da kullanılacak elektrikli araçların puant yükün kaydırılmasında kullanılarak sistem esnekliğini artırmada kullanılması için "akıllı şarj" noktaları belirlenebilir ve devreye alınacak tüm yeni şarj noktaları, şebekeden gelen harici sinyalleri alacak şekilde kurulabilir.

Özellikle artan güneş enerjisi üretimi ile birlikte öğlen saatlerinde fiyatların düşmesi beklenmektedir. Piyasada negatif fiyatların oluşmasına izin verildiği durumda depolama tesisleri negatif fiyatların olduğu saatlerde çalışarak şarj edilebilir ve akşam saatlerinde de talebin arzı geçtiği saatlerde de deşarj edilerek arbitraj kârının artırılması sağlanabilir. Böylelikle hem depolama tesis yatırımlarının geri dönüş süresi kısalacak hem de yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretimindeki kesintiler azaltılabilecektir.

Türkiye’de elektrik üretim ve tüketim alanlarının farklılaşmasından dolayı bazı bölgelerde zaman zaman kısıtlar meydana gelmektedir. Net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda artması beklenen değişken üretimli tesislerin belli başlı bölgelerde yoğunlaşmasından dolayı ileride bölgesel kısıtların artabileceği değerlendirilmektedir. Bu bağlamda, bölgesel kısıtların yönetimi için depolama tesis kurulumlarının kısıt yaşanan bölgelerde önceliklendirilebilmesi için bölgesel fiyatlandırma uygulaması geliştirilebilir. Şebekenin fiziksel özelliklerini yansıtan bölgesel bir fiyatlandırma sistemine kademeli bir geçiş sağlanarak, bölgesel olarak dengesizliklerin yönetilmesi sağlanabilir (SHURA, 2023b). Depolama tesislerinin sadece yatırımcı maliyetleri düşünülerek konumlandırıldığı durumda, bölgesel kısıtlar artabileceği gibi şebeke maliyetleri de yükselebilir.

Mevcut tarifelere göre depolama tesisleri hem enerji alışlarında hem de enerji verişlerinde iletim/dağıtım bedeli ödemektedir. Depolama tesislerinin ülke ekonomisine faydaları da düşünülerek (yenilenebilir enerji kesintisini azaltma,

fosil yakıt tüketimini azaltma, şebeke yatırımlarını azaltma vb.) bu sistemler için yeni bir kullanıcı tarifesinin oluşturulması ve şebeke bedellerinin diğer kullanıcılara oranla daha düşük uygulanması önerilmektedir. Alternatif olarak, depolama tesislerinin sadece gerçek tüketimleri (teknik kayıp miktarları) esas alınarak sadece tüketim için şebeke bedeli ödemesi değerlendirilebilir. Böylelikle, batarya depolama tesisleri şebeke sistem maliyetine katlanacaklarından daha yüksek verimli depolama teknolojilerinin kullanımı teşvik edilecektir.

Yan Hizmetler Piyasası'nda iyileştirmeler yapılarak daha küçük kapasiteli enerji depolama sistemlerinin piyasaya katılımı sağlanabilir (SHURA, 2023b). Mevcut şartlarda, Yan Hizmetler Piyasası'na katılım için tesis kurulu gücünün asgari 10 megavat (MW) olması gerekmektedir. İleriki dönemlerde küçük ölçekli ve yük kaydırma imkanını artıracak sayaç arkası bataryaların da piyasaya katılımını sağlamak amacıyla, belirlenmiş bu teknik kriterin öncelikle 1 MW seviyesine daha sonraları ise birkaç yüz kilovat (kW) seviyelerine düşürülmesi değerlendirilebilir. Böylelikle, toplayıcılık faaliyetleri ile birleştirilen batarya tesislerinin piyasalara katılımı kolaylaştırılabilir.

Bununla birlikte, belirli bir yenilenebilir enerji entegrasyonu sağlandıktan sonra lisanssız santrallerin tabi olduğu aylık mahsuplaşmanın yerini faturalandırma (net-billing) veya al-sat yöntemi (buy-all sell-all) gibi fiyatlandırma modellerine bırakmasıyla sistemin gerçek maliyeti üreten tüketicilere (prosumers) yansıtacağından, sayaç arkası batarya kurulumlarında artış meydana gelecektir (SHURA, 2021b). Bu durumda depolamanın sistem esnekliğine katkısı da daha belirgin hale gelecektir.

Enerji depolama tesis kurulumlarını teşvik etmek için düşük faizli krediler, vergi muafiyetleri, hibe uygulamaları vb. çeşitli finansal araçların kullanımı yardımcı olacaktır. Bahsedilen doğrudan finansal araçların yanı sıra teknoloji bazlı teşvikler de uygulanabilir (SHURA, 2023b). Örneğin, bataryaların gün içinde şarj-deşarj esnasında oluşan verimlilik kaynaklı kayıplarını telafi etmek için bir mali sübvansiyon mekanizması düzenlenebilir ya da düşük maliyetli finansmana erişimde ilgili bataryanın vereceği hizmetler doğrultusunda belirli çevrim sayılarını tutturması gibi teknik kriterler belirlenebilir. Dolaylı olarak da batarya üreticilerinin daha yüksek teknoloji batarya üretimi teşvik edilebilir.

Kaynaklar

- ACER, 2023. Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf
- ACER, 2023b. Clean Energy Package. <https://www.acer.europa.eu/electricity/about-electricity/clean-energy-package>
- Avrupa Komisyonu, 2021. https://energy.ec.europa.eu/document/download/d26941bf-aa0e-42ee-9474-2cbb98f36105_en
- Avrupa Komisyonu, 2023. Electricity market reform. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/electricity-market-reform/>
- Avrupa Komisyonu, 2023b. Proposal for a Regulation: Net Zero Industry Act. https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en
- Avrupa Komisyonu, 2023c. ENTEC Energy Transition Expertise Centre Study on Energy Storage. https://energycentral.com/system/files/ece/nodes/599859/study_on_energy_storage-mj0522375enn.pdf
- Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2019. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944>
- Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023. COMMISSION RECOMMENDATION of 14 March 2023 on Energy Storage - Underpinning a decarbonised and secure EU energy system (2023/C 103/01), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023H0320%2801%29>
- Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023b. REGULATION (EU) 2023/1542 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 12 July 2023 concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R1542>
- Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023c. DIRECTIVE (EU) 2023/2413 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105>
- Avrupa Birliği Resmi Gazetesi, 2023d. REGULATION (EU) 2023/1804 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 September 2023 on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1804>

Avrupa Birliği Taslak Direktifi, 2024. EUDSO Entity and ENTSO-E DRAFT Proposal for a Network Code on Demand Response For Public consultation, https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-networkcode-demand-response/supporting_documents/Network%20Code%20Demand%20Response%20v1%20draft%20proposal.pdf

Avrupa Parlamentosu, 2023. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0284_EN.html

Beşergil, B., t.y., İnterkalasyon (Intercalation), <https://bilsenbesergil.blogspot.com/p/interkalasyon-intercalation.html>

BNEF, 2023. Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of \$139/kWh. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>

Brand Essence Research, 2022. Sodium-Ion Battery Market Size, Share & Trends Analysis Report. <https://brandessenceresearch.com/energy-and-mining/sodium-ion-battery-market>

Casimir, A., Zhang, H., Ogoke, O., Amine, J., Lu, J., Wu, G., 2016. Silicon-based anodes for lithium-ion batteries: Effectiveness of materials synthesis and electrode preparation. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2211285516302622>

CATL, 2021. CATL Unveils Its Latest Breakthrough Technology by Releasing Its First Generation of Sodium-ion Batteries. <https://www.catl.com/en/news/665.html>

COP28, 2023. GLOBAL RENEWABLES AND ENERGY EFFICIENCY PLEDGE. <https://www.cop28.com/en/global-renewables-and-energy-efficiency-pledge>

Dünya Bankası, 2020. Offshore Wind Technical Potential in Turkey. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/694551586852099074/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Turkey-Map.pdf>

Dünya Bankası, 2021. World Bank Commodities Price Forecast (nominal US Dollars). <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/ff5bad98f52ffa2457136bbef5703ddb-0350012021/related/CMO-October-2021-forecasts.pdf>

EASE, 2016. Electrochemical Energy Storage. https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_M-Air.pdf

EASE, 2020. Energy Storage Applications Summary. <https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2020/06/ES-Applications-Summary.pdf>

EASE, t.y., Energy Storage Technologies. <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>

EIA, 2023. Energy storage for electricity generation. <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/energy-storage-for-electricity-generation.php>

EIA, 2023b. Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends. <https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/>

EKAP, 2024. İhale Arama. <https://ekap.kik.gov.tr/EKAP/Ortak/IhaleArama/index.html>

Energy Storage News, 2020. France's grid battery 'experiments' take aim at creating market fit for carbon neutrality. <https://www.energy-storage.news/frances-grid-battery-experiments-take-aim-at-creating-market-fit-for-carbon-neutrality/>

Energy Transition, 2015. How batteries can stabilize the grid. <https://energytransition.org/2015/06/batteries-stabilize-the-grid/>

ENTSO-E, 2007. Complementary Technical Studies for the Synchronization of the Turkish Power System with the UCTE Power System. https://neighbourhood-enlargement.ec.europa.eu/document/download/dad39957-dda3-4ada-94e2-bb5d22512297_en?filename=151_tr20100315.01electricity.pdf

ENTSO-E, 2020. Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF). https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf

ENTSO-E, t.y., Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe, Annex-1: Policy on Load-Frequency Control and Reserves. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/safa/1_-_Policy_on_Load-Frequency_Control_and_Reserves.pdf

EPDK, 2024. Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporları. <https://www.epdk.gov.tr/detay/icerik/3-0-23/elektrikaylik-sektor-raporlar>

EPDK, 2024b. Elektrik Piyasası Önlisansları Sorgulama Ekranı. <https://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretimOnLisans/elektrikUretimOnLisansOzetSorgula.xhtml>

EPDK, 2024c. Elektrik Piyasası 2023 Yılı Piyasa Gelişim Raporu. <https://epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24/elektrikyillik-sektor-raporu>

EPIAŞ, 2024. Primer Frekans Rezerv Miktarı. <https://seffaflik.epias.com.tr/electricity/electricity-markets/ancillary-services/primary-frequency-capacity-amount>

EPIAŞ, 2024b. Gerçek Zamanlı Üretim. <https://seffaflik.epias.com.tr/electricity/electricity-generation/ex-post-generation/real-time-generation>

ETKB, 2022. Türkiye Ulusal Enerji Planı. https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/T%C3%BCrkiye_Ulusal_Enerji_Plan%C4%B1.pdf

- ETKB, 2024. Turkish Green House Gas Inventory 1990-2021. <https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/EVCED/tr/%C3%87evreVe%C4%B0klim/%C4%B0klimDe%C4%9Fi%C5%9Fikli%C4%9Fi/UlusalSeraGaz%C4%B1EmisyonEnvanteri/Belgeler/Ek-1.pdf>
- Figgenger, J., ve diğerleri, 2021. The development of stationary battery storage systems in Germany - status 2020. <https://publications.rwth-aachen.de/record/811554/files/811554.pdf>
- ICE, 2024. ICE Endex Dutch TTF Natural Gas Futures. <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures/data?marketId=6432542&span=3>
- IEA, 2024. World Energy Outlook 2023 - Batteries and Secure Energy Transitions. <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>
- KIT, 2023. Provision of frequency containment reserve from residential battery storage systems: A German case study. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/274129/1/1848525230.pdf>
- Lemaire-Potteau, E., Perrin, M., Genies, S., 2009. BATTERIES | Charging Methods. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780444527455008856>
- NREL, 2023. Annual Technology Baseline - Utility-scale Battery Storage, https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage
- NREL, 2024. Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation. [https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html#:~:text=The%20simple%20levelized%20cost%20of,rate\)%20%2B%20variable%20O%26M%20cost.](https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html#:~:text=The%20simple%20levelized%20cost%20of,rate)%20%2B%20variable%20O%26M%20cost.)
- PNNL, 2024. Innovations on Low-Cost Production of Silicon-Based High-Performance Lithium-Ion Batteries. <https://www.pnnl.gov/available-technologies/innovations-low-cost-production-silicon-based-high-performance-lithium-ion>
- Power Electronics News, 2023. Understanding the Powertrain of an Electric Vehicle. <https://www.powerelectronicsnews.com/understanding-the-powertrain-of-an-electric-vehicle/>
- Resmi Gazete, 2022. ELEKTRİK PİYASASI LİSANS YÖNETMELİĞİNDE DEĞİŞİKLİK YAPILMASINA DAİR YÖNETMELİK, 19/11/2022 tarih ve 32018 sayılı Resmi Gazete. <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2022/11/20221119-3.htm>

Resmi Gazete, 2022b. Elektrik Piyasası Yönetmelik Değişiklikleri, 19/11/2022 tarih ve 32018 sayılı Resmi Gazete. <https://www.resmigazete.gov.tr/19.11.2022>

Samsung SDI. (2016). Technology - What is a Solid-State Battery, <https://www.samsungsdi.com/column/teknoloji/detail/56462.html?listType=gallery>

SBB, 2023. Orta Vadeli Program (2024 - 2026), https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2023/09/Orta-Vadeli-Program_2024-2026.pdf

SBB, 2024. 2024 Yılı Yatırım Programı. <https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2024/01/2024-Yili-Yatirim-Programi-17012024.pdf>

SHURA, 2019. Enerji ve Ulaştırma Sektörleri Dönüşümünde Batarya Teknolojilerinin Rolü: Eğilimler , Fırsatlar ve Yenilikçi Uygulamalar. <https://www.shura.org.tr/wp-content/uploads/2019/11/Enerji-ve-Ulastirma-Sektorleri-Donusumunde-Batarya-Teknolojilerinin-Rolu-Egilimler-Firsatlar-ve-Yenilikci-Uygulamalar.pdf>

SHURA, 2021. Türkiye'nin Yeşil Hidrojen Üretim ve İhracat Potansiyelinin Teknik ve Ekonomik Açından Değerlendirilmesi. <https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2021/12/SHURA-2021-12-Turkiyenin-Yesil-Hidrojen-Uretim-ve-Ihracat-Potansiyelinin.pdf>

SHURA, 2021b. Yenilenebilir Dağıtık Enerji Üretiminin Şebeke ve Piyasa Entegrasyonu. <https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2021/05/SHURA-2021-05-Yenilenebilir-Dagitik-Enerji-Uretiminin-Sebeke-ve-Piyasa-Entegrasyonu.pdf>

SHURA, 2022. Türkiye Elektrik Sisteminde Esneklik Uygulamalarına Yönelik Politika Seçenekleri. <https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2022/12/SHURA-2022-12-Turkiye-Elektirik-Sistemi.pdf>

SHURA, 2023. Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası. https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2023/05/SHURA-2023-02-Rapor-Net-Sifir-2053_04052023.pdf

SHURA, 2023b. Net Sıfır 2053: Enerji Sektörü için Politikalar. https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2024/01/SHURA-2023-11-Rapor-Enerji-Sektoru-icin-Politikalar_Ocak2024.pdf

SHURA, 2024. Türkiye Enerji Dönüşümü Görünümü 2023. <https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2024/04/SHURA-2024-04-Rapor-outlook-2023-2.pdf>

Statista, 2024. Annual electricity demand in the United Kingdom (UK) from 2000 to 2023. <https://www.statista.com/statistics/323381/total-demand-for-electricity-in-the-united-kingdom-uk/>

Statista, 2024b. Peak hourly electricity load in Germany from January 2016 to September 2023. <https://www.statista.com/statistics/1342214/peak-hourly-electricity-load-germany-by-month>

Statista, 2024c. Electricity demand in Spain. <https://www.statista.com/statistics/1230674/electricity-demand-in-spain/#:~:text=Electricity%20consumption%20in%20Spain%202011%2D2023&text=In%202023%2C%20the%20consumption%20of,consumption%20in%20the%20study%20period.>

TEDAŞ, 2024. Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri Kitabı. <https://istatistikkitabi.tedas.gov.tr/>

TEİAŞ, 2019. TEİAŞ Genel Müdürlüğü Stratejik Planı 2019-2023. <https://www.teias.gov.tr/stratejik-plan>

TEİAŞ, 2021. Elektrik Depolama Tesislerinin Teknik Kriterleri Hakkında Duyuru. <https://www.teias.gov.tr/haberler/elektrik-depolama-tesislerinin-teknik-kriterleri-hakkinda-duyuru>

TEİAŞ, 2022. 2022 Yılı Faaliyet Raporu. <https://www.teias.gov.tr/faaliyet-raporlari>

US Department of Energy, 2020. 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment. https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/RedoxFlow_Methodology.pdf

Ekler

A.1. Batarya enerji depolama teknolojilerinin teknik özellikleri⁷⁶, kullanım avantajları ve dezavantajları

BEDS Teknolojisi	Avantajlar	Dezavantajlar	Deşarj Süresi (Saat)	Çevrim Ömrü (Çevrim sayısı)	Takvim Ömrü ⁷⁷ (Yıl)	Tepki Süresi	Verimlilik (%)	Enerji yoğunluğu	CAPEX Enerji (€/kWh)	Uygulama alanları ve notlar
Lithium-iyon (Li-iyon)	<ul style="list-style-type: none"> - Yüksek enerji yoğunluğu - Çok amaçlı kullanım ve ölçeklendirilebilir kullanım - Yüksek verimlilik ve performans - En az %50 geri dönüşüm verimliliği - Hızlı yanıt süresi ve uzun çevrim ömrü - Optimize edilebilir güç ve deşarj hızı (yüksek C-Rate⁷⁸) - Kendi kendine deşarj oranı çok düşük - Hafıza etkisinin⁷⁹ bulunmaması 	<ul style="list-style-type: none"> - Aşırı şarjda kapasite kaybı veya termal kayıp - Koruyucu devre ihtiyacı - Yüksek sıcaklıklarda ve/veya 2 V altında deşarjda degradasyonun yaşanması - Diğer hücre kimyasallarına göre daha katı nakliye yükümlülüklerinin bulunması⁸⁰ - Ezilmelerde hava veya termal kaçakların olma ihtimali 	6	2.000 - 10.000	15 - 20	Milisaniye mertebesi	90 - 98 ⁸¹	120 - 180 Wh/kg	100 - 450	Şebeke desteği - frekans kontrolü hizmetleri
Lityum Kobalt Oksit (LCO)	<ul style="list-style-type: none"> - Yüksek özgül enerji yoğunluğu ve verimlilik - Enerji hücresi olarak kullanım - İstikrarlı piyasa payı 	<ul style="list-style-type: none"> - Nispeten kısa takvim ömrü - Kobaltın yüksek maliyeti - Düşük termal kararlılık - Sınırlı şarj kapasitesi (DoD) 	>1	500 - 1.000	5 - 10	Milisaniye mertebesi	90	150 - 240 Wh/kg		Şebeke ölçekli batarya uygulamaları için uygun değil
Lityum Nikel Kobalt Alüminyum (NCA)	<ul style="list-style-type: none"> - Çok yüksek enerji yoğunluğu ve verimlilik - Nispeten uzun takvim ömrü - Enerji Hücresi olarak kullanım - Elektrikli araçlarda (EV⁸³) ve elektrikli trenlerde kullanım imkanı 	<ul style="list-style-type: none"> - Yüksek maliyet - Düşük çevrim ömrü - Sınırlı termal kararlılık⁸² 	>1	500	10 - 15	Milisaniye mertebesi	90	200 - 300 Wh/kg	300 - 350	Şebeke ölçekli batarya uygulamaları için uygun değil
Lithium Manganez Oksit (LMO)	<ul style="list-style-type: none"> - Tasarım esnekliği - Batarya uzun ömür, maksimum yük akımı veya yüksek kapasite düşünülerek optimize edilebilir - Yüksek enerji ve güce olanak tanıyor. - Li-Cobalt'tan daha güvenli 	<ul style="list-style-type: none"> - Düşük kapasite - Performans artırmak için LMC ile karıştırılarak kullanılmakta - LMO bataryalar LMC ile değiştiğinden bu teknolojinin geliştirilmesi sınırlı düzeyde kalması muhtemel 	>1	300 - 700	5 - 10	Milisaniye mertebesi	95	100 - 150 Wh/kg	380 - 420	Şebeke ölçekli batarya uygulamaları için uygun değil

⁷⁶ Tabloda belirtilen farklı teknolojideki bataryaların teknik özellikleri için <https://ease-storage.eu/> incelenebilir.

⁷⁷ Takvim Ömrü: Aktif kullanımda veya devre dışı olmasına bakılmaksızın bataryanın kullanım ömrünün sonuna (EoL) ulaşmasından önce geçen süre olarak tanımlanır. Takvim ömrünü etkileyen iki ana faktör, sıcaklık ve zamandır.

⁷⁸ C-Rate (C-Oranı) bir bataryanın maksimum kapasitesine göre deşarj olduğu hızın (veya akımın) ölçüsüdür. Örneğin, 1Ah değerindeki bir batarya, 1C hızında boşaltıldığında bir saat boyunca 1A sağlar.

⁷⁹ Hafıza etkisi: Bazı hücre kimyasalı (Ni/Cd gibi), deşarj kapasitelerini korumak için yeniden şarj edilmeden önce hücrenin tamamen deşarj olmasını gerektirir. Bu yapılamadığı takdirde, çevrimden çevrime batarya kapasitesi oldukça hızlı bir şekilde azalmaktadır.

⁸⁰ Lityum kimyasal olarak reaktif bir maddedir. Bu bataryaların fiziksel ve elektriksel olarak aşırı kullanımını önlemek ve hücrelerin tasarım sınırları içinde çalışmalarını sağlamak için özel güvenlik önlemlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu sorunların bir kısmı, lityum polimer hücrelerin katı formdaki elektrolitleriyle birlikte çözüme ulaşmıştır.

⁸¹ İkincil (auxiliary) yükler dikkate alınmadığı takdirde

⁸² Aşırı şarj edilmesi durumunda termal kaçakların yaşanması olasıdır.

⁸³ Electric vehicle (EV)

BEDS Teknolojisi	Avantajlar	Dezavantajlar	Deşarj Süresi (Saat)	Çevrim Ömrü (Çevrim sayısı)	Takvim Ömrü (Yıl)	Tepki Süresi	Verimlilik (%)	Enerji yoğunluğu	CAPEX Enerji (€/kWh)	Uygulama alanları ve notlar
Lityum Titanat (LTO)	<ul style="list-style-type: none"> - Hızlı şarj ve deşarj⁸⁴ (10C) imkanı - Yüksek verimlilik - Yüksek çevrim ve takvim ömrü - Güvenli ve geniş sıcaklık aralığında⁸⁵ çalışma imkanı - Diğer li-iyon sistemlere göre yüksek sıcaklıklarda termal kararlılığı⁸⁶ daha yüksek 	<ul style="list-style-type: none"> - Diğer Li-iyon sistemlere göre daha pahalı - Daha düşük özgül enerji yoğunluğu 	>1	3.000 - 7.000	15 - 20	Milisaniye mertebesi	97	50 - 80 Wh/kg	800 - 1.000	Şebeke ölçekli batarya uygulamaları için uygun değil
Lityum Demir Fosfat (LFP)	<ul style="list-style-type: none"> - Çok güvenli ve emniyetli bir teknoloji⁸⁷ - Termal kararlılığı yüksek - Kullanılan kimyasalların düşük çevresel zararları - Yüksek takvim ve çevrim ömrü - 70°C'ye kadar çalışabilir - Düşük iç direnç - Deşarj aralığı boyunca sabit güç - Kolay geri dönüşüm 	<ul style="list-style-type: none"> - Nispeten düşük enerji yoğunluğu 	>1	2.000 - 5.000	15 - 20	Milisaniye mertebesi	95	90 - 120Wh/kg	100 - 180	Şebeke desteği - frekans kontrolü hizmetleri (FoM ⁸⁸)
Lityum Nikel Manganez Kobalt Oksit (NMC)	<ul style="list-style-type: none"> - Esnek enerji/güç oranı - Yüksek enerji yoğunluğu - Yüksek kapasite ve güç imkanı - Düşük iç impedans - Farklı kullanım alanlarına uygun ve pazar payı artış eğiliminde - Kendi kendine ısınma oranı düşük olduğundan elektrikli araçlarda kullanımı uygun⁸⁹ - Hibrit hücre⁹⁰ olarak kullanım - Genel olarak iyi performans 	<ul style="list-style-type: none"> - Kobaltın pahalı olması ve sınırlı miktarda bulunması - Düşük çevrim ömrü 	>1	1.000 - 2.000	10 - 15	Milisaniye mertebesi	98	150 - 300 Wh/kg	130 - 200	Şebeke desteği - frekans kontrolü hizmetleri (BoM ⁹¹)

⁸⁴ LTO 10C veya nominal kapasitenin 10 katı kadar yüksek deşarj akımı sağlayabilmektedir.

⁸⁵ LTO düşük sıcaklıkta mükemmel deşarj performansı sağlamaktadır. LTO bataryalar -30°C'de %80 kapasite sağlayabilmektedir.

⁸⁶ termal kararlılık: Şarj veya deşarj durumundaki bir pilin, aşırı şarj veya aşırı deşarj veya diğer elektriksel veya mekanik kötü kullanım nedeniyle bir eşige ulaşıldığında tetiklenen dahili kimyasal reaksiyonlar nedeniyle kontrolsüz bir şekilde aşırı ısınması durumunun meydana gelmemesi.

⁸⁷ <https://www.powertechsystems.eu/home/tech-corner/lithium-iron-phobia-lifepo4/>

⁸⁸ Sayaç öni (Front of Meter, FoM) BEDS: Genel olarak şebeke ölçeğinde ve sayaç öni BEDS olarak şebeke desteği ve frekans kontrolü hizmetleri verir

⁸⁹ <https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion>, Source: Boston Consulting Group

⁹⁰ Hibrit batarya, rejeneratif frenleme adı verilen bir süreç aracılığıyla, sürüş sırasında frene basıldığında aracın kinetik enerjisi depolanan enerjiye dönüştürüldüğü için sürekli olarak şarj edilebilir.

⁹¹ Sayaç arkası (Behind of Meter, BoM) BEDS: Genel olarak son kullanıcıların ev ölçeğinde ve sayaç arkası BEDS olarak şebeke desteği ve frekans kontrolü hizmetleri verir.

BEDS Teknolojisi	Avantajlar	Dezavantajlar	Deşarj Süresi (Saat)	Çevrim Ömrü (Çevrim sayısı)	Takvim Ömrü (Yıl)	Tepki Süresi	Verimlilik (%)	Enerji yoğunluğu	CAPEX Enerji (€/kWh)	Uygulama alanları ve notlar
Kurşun-Asit	<ul style="list-style-type: none"> - Düşük maliyetli - Çeşitli tedarikçilerin bulunması - Aşırı şarj edilmeye karşı dayanıklı - Düşük iç empedans - Maksimum deşarj süresi - Yüksek akım sağlayabilir - Geri dönüştürülebilir 	<ul style="list-style-type: none"> - Ağır ve hacimli - Yavaş şarj (Hızlı şarj için uygun değil) - Kısa çevrim ömrü - Şarj esnasında aşırı ısınma tehlikesi - %50 Deşarj derinliği (DoD)⁹² - İdeal olmayan kullanımlarda⁹³ su kaybı kaynaklı elektrolitte azalma meydana gelebilir ve sülfatlanma⁹⁴ oluşabilir - Buharlaşma nedeniyle elektrolit kaybı bataryanın patlamasına neden olabilir 	<20	500 - 3.000	5 - 15	Milisaniye mertebesi	75 - 85	25 - 50 Wh/kg	50 - 250	<ul style="list-style-type: none"> - İzole çalışabilir - Şebeke desteği hizmetleri
Sodyum-Kükürt (NaS)	<ul style="list-style-type: none"> - En olgun uzun süreli depolama teknolojisi - Şebeke ölçekli depolama imkanı - Yüksek enerji yoğunluğu, çevrim ömrü ve deşarj süresi 	<ul style="list-style-type: none"> - Yüksek çalışma sıcaklığı (300 - 350°C) ve harici ısı kaynağı gereksinimi - Yalıtkanların zamanla iletken hale gelerek kendi kendine deşarj oranı artmakta ve bataryadaki kimyasal ortamda korozyon sorunu. - Dendritik-sodyum büyümesi de bir sorun olabilir. 	6 ⁹⁵	≥ 4.500	15 - 20	Milisaniye mertebesi ⁹⁶	70-80 ⁹⁷	150 - 240 Wh/kg	400 - 600	Şebeke ölçekli - şebeke için destek hizmetleri
Sodyum-Nikel-Klorür (NaNiCl ₂)	<ul style="list-style-type: none"> - Seramik elektrolit nedeniyle elektrokimyasal olarak kendi kendine deşarj durumunun bulunmaması - Bataryanın kapasitesi, ömrü ve şarj/deşarj performansın ortam sıcaklığından etkilemez - Esnek güç-enerji oranı - Küçük, hafif ve ölçeklenebilirliği yüksek sistemler - Hızlı tepki - %100 Deşarj derinliği (DoD) 	<ul style="list-style-type: none"> - Yüksek maliyetli - Tedarikçi eksikliği - Harici ısı kaynağı ihtiyacı 	>2	4.500	<15	Milisaniye mertebesi	85-95 ⁹⁸	100 - 120 Wh/kg	550 - 750	Şebeke desteği - frekans kontrolü hizmetleri

⁹² Deşarj Derinliği (Depth of Discharge - DoD): Deşarj edilen bataryanın kapasitesinin maksimum kapasitesinin yüzdesi olarak tanımlanmasına deşarj derinliği denir. Derin deşarj, en az %80 DoD'a kadar olan değere denmektedir.

⁹³ Bataryanın uzun süre boyunca tamamen boş veya çok düşük seviyede şarjının olması; bataryanın hiçbir zaman tam kapasite ile şarj edilmemesi, aşırı şarj edilmesi vb durumlarda buharlaşma meydana gelebilir.

⁹⁴ Sülfatlama, bataryaların kurşun plakalarının aktif maddesinin yüzeyinde ve gözeneklerinde kurşun sülfat kristallerinin oluşması veya birikmesidir. Sülfatlanma kurşun-asit bataryalarda erken batarya arızasının bir numaralı nedenidir.

⁹⁵ Nominal güçte

⁹⁶ Batarya yeterli sıcaklıktaysa

⁹⁷ Batarya sisteminin yardımcı tüketimine, ısıtma sistemi tüketimi dahil edilerek DC/DC şarj-deşarj verimliliği hesaplanmıştır.

⁹⁸ İkincil (auxiliary) yükler dahil edilerek DC/DC şarj-deşarj verimliliği hesaplanmıştır.

BEDS Teknolojisi	Avantajlar	Dezavantajlar	Deşarj Süresi (Saat)	Çevrim Ömrü (Çevrim sayısı)	Takvim Ömrü (Yıl)	Tepki Süresi	Verimlilik (%)	Enerji yoğunluğu	CAPEX Enerji (€/kWh)	Uygulama alanları ve notlar
Akış batarya	<ul style="list-style-type: none"> - Dağıtık üretim ile entegre edilebilir ve üretim profillerini düzenleyebilir - Tamamen boşaldığında bozulmaz ve uzun süreli depolamaya uygun - Aşırı şarj/ deşarj edilmeye karşı toleranslı - Pompalama sistemi uygunsuz hızlı devreye alınabilir - Hızlı şarj imkanı (elektrolit değişikliği ile) - Geri dönüştürülebilir - Toksik olmayan maddelerin kullanımı - Yüksek çevrim ve takvim ömrü nedeniyle düşük LCOE (ABD\$/MWh) 	<ul style="list-style-type: none"> - Büyük depolama tankı ihtiyacı - Pompa, sensör, kontrol üniteleri ve ikincil muhafaza alanlarına ihtiyaç - Li-iyon gibi teknolojilere göre daha düşük enerji yoğunluğu - Üretici firmalar sınırlı büyüklükteki tank boyutu sağladığından bataryaların güç/ enerji kapasitesi çok farklılaşmamakta 	6 ⁹⁹	> 12.000	20 - 25	Milisaniye mertebesi ¹⁰⁰	70 - 75 ¹⁰¹	10 - 25 Wh/L	400 - 600	Yenilenebilir enerji santrallerine bütünleşik kullanılabilir

⁹⁹ Akış bataryaların deşarj süresi üreticilerin konteyner tasarımı ile sınırlıdır. Teknik olarak 20 saate kadar deşarj süresi mümkündür.

¹⁰⁰ Pompalar çalışmaya başlamışsa

¹⁰¹ İkincil (auxiliary) yükler dahil edilerek DC/DC şarj-deşarj verimliliği hesaplanmıştır.

A.2. Gelişmekte olan batarya enerji depolama teknolojileri

Küresel olarak izlenen batarya stratejilerinde lityum-iyon teknolojisi referans olarak alınmakla birlikte, katı hal bataryaları geleceğin teknolojisi olarak değerlendirilmektedir. Bununla birlikte, sodyum-iyon bataryalar gibi alternatif bataryalar, sürdürülebilirliği ve teknoloji gelişimini artırma potansiyelini göstermektedir. Özellikle ülkelerin net-sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçiş hedeflerinde bataryaların stratejik önemi 2025 - 2030 yılları ve sonrasında büyük ölçüde artmaktadır.

A.2.1. Gelişmiş Lityum-İyon Bataryalar

Devam eden araştırma-geliştirme çalışmaları, lityum-iyon bataryalarda kullanılacak gelişmiş malzeme üretimine odaklanmaktadır. Yürütülen inovasyon alanları arasında grafen, silikon anotlar, katı hal elektrolitleri, oda sıcaklığında polimer elektrolitler ve büyük veriye (big-data) dayalı bileşen geri dönüşümü/yeniden kullanım tekniklerinin kullanımı yer almaktadır.

A.2.2. Lityum-Kükürt (Li-S) Bataryalar

Lityum-Kükürt (Li-S) batarya teknolojisinin yüksek enerji yoğunluğu (350-500 Wh/kg - 500 Wh/kg) ve li-iyon bataryalarla karşılaştırıldığında daha uygun maliyetli olması nedeniyle, 2030 yılına kadar li-iyon bataryaların en güçlü rakibi olacağı değerlendirilmektedir.

A.2.3. Katı Hal Bataryalar

Katı hal bataryalar, sıvı elektrolit çözeltisi kullanan li-iyon bataryalardan daha yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir. Katı hal bataryalarda hem elektrotlar hem de elektrolitler katı haldedir. Katı elektrolitler aynı zamanda separatör olarak da çalışabilirler. Bu bataryalar, potansiyel olarak geleneksel li-iyon bataryalara göre daha ince ve esnek yapılabilir ve böylelikle birim ağırlık başına daha fazla enerji içerebilirler.

Katı hal bataryaları patlama ve yangın riski içermediğinden ilave güvenlik önlemlerine gerek duyulmaz ve bu nedenle daha az yer kaplarlar. Böylece batarya içerisine kapasite artırıcı daha fazla aktif malzeme konulabilir.

Katı hal batarya teknolojisinde daha az sayıda batarya ihtiyacı olduğundan, birim alan başına enerji yoğunluğu artırılabilir. Bu nedenle katı hal bataryalar, yüksek kapasite gerektiren modül ve paketten oluşan bir batarya sistemi oluşturmak için çok uygundur. Bununla birlikte, katı hal bataryaları için hızlı şarj büyük bir zorluktur. Buradaki temel neden, batarya içindeki li-iyonların katı bir malzeme içinde hareket etmesinin sıvıya oranla daha fazla zaman

almasıdır. Bu durum, bataryaların şarjının ve depolanan enerjinin salınmasının daha uzun sürmesine neden olmaktadır.

Ticarileşmiş katı hal bataryaların çevrim ömürleri 1.000 çevrim seviyesindedir (Samsung SDI, 2016). Mevcut durumda katı hal bataryanın;

- Çevrim ömrünü ve güvenliği artırmak,
- Boyutunu yarı yarıya azaltmak ve,
- Ortadan uzun vadeye katı hal batarya teknolojilerinin geliştirilmesine yönelik çalışmalar devam etmektedir.

A.2.4. Metal - Hava (M-hava) Bataryaları

Metal-hava bataryaları çinko (Zn), alüminyum (Al) veya magnezyum (Mg) gibi elektropozitif bir metal (anot) ile havadaki oksijenin elektrokimyasal bir çift halinde kullanılması prensibine dayanır. Bu tür bataryalar yalnızca bir elektrot gerektirdiğinden, potansiyel olarak yüksek enerji yoğunluklarına sahip olabilirler. Çinko-hava bataryalarının enerji yoğunluğu, li-iyon bataryalara göre üç kat daha fazladır (EASE, 2016). Ayrıca metal-hava tasarımlarının çoğunda kullanılan veya önerilen metaller nispeten düşük maliyetlidir (EASE, 2016). Metal-hava bataryalarının düşük maliyetli olması ve yüksek enerji kapasiteli olarak tasarlanabilmesi, bu bataryaların şebeke ölçekli kullanım ve şebeke hizmetlerine yönelik uygulamalar için oldukça ilgi çekici bir noktadır.

Bu avantajlarının yanı sıra, metal-hava bataryalarının şarjının zor ve verimsiz olduğu; tipik şarj-deşarj verimliliklerinin yüzde 50'nin altında olduğu da dikkate alınmalıdır.¹⁰² Metal-hava bataryalarının bir diğer dezavantajı, nem ve havadaki kirletici maddeler de dahil olmak üzere ortam hava koşullarındaki değişikliklere karşı oldukça hassas olmalarıdır (EASE, 2016). Bu gibi dezavantajlara rağmen, metal-hava bataryası teknolojisi, diğer batarya teknolojilerine göre daha istikrarlı ve daha az tehlikelidir. Örneğin, çinko-hava bataryaları li-iyon bataryaların aksine toksik ya da patlayıcı gaz üretmez ve çevreye zararlı atıklar oluşturmaz. Bununla birlikte, çinko-hava bataryanın ana malzemesi olan çinko-oksit (ZnO) tamamen geri dönüştürülebilir.

Elektrikle şarj edilebilir M-hava bataryaların geliştirilmesi henüz tam olarak kanıtlanmamış olmasına rağmen cazip bir hedeftir. M-hava bataryaları ile ilgili teknolojinin geliştirilmesine yönelik:

- Zn-hava ve Li-hava sistemlerinin mevcut performanslarının iyileştirilmesi,
- Yeni M-hava (Al-hava , Fe-hava, Na-hava) bataryalarının incelenmesi ve geliştirilmesi,

¹⁰² Bazı geliştiriciler, boşaltılan metal anotun yeni bir metal anotla değiştirildiği ve sistemin çalışmaya devam ettiği mekanik olarak şarj edilebilir sistemlerle bu sınırlamanın üstesinden gelmeye çalışmaktadır.

- Metal-oksijen reaksiyonlarının tersine çevrilebilirliğinin iyileştirilmesi
- Pilot uygulama projeleri

gibi çalışmalar yürütülmektedir (EASE, 2016). M-hava teknolojisi orta vadede (2030 - 2040) li-iyon bataryaların yerini alabilecek teknolojilerden biri olarak değerlendirilmektedir.

A.2.5. Sodyum-iyon (Na-iyon) Bataryalar

Olgunlaşmaya başlayan sodyum-iyon bataryalar, yavaş yavaş piyasaya da girmeye başlamıştır (Brand Essence Research, 2022). Bununla birlikte, küçük ölçekli depolama konusunda yeni nesli bir depolama teknolojisi olma yolunda ilerlemektedir.

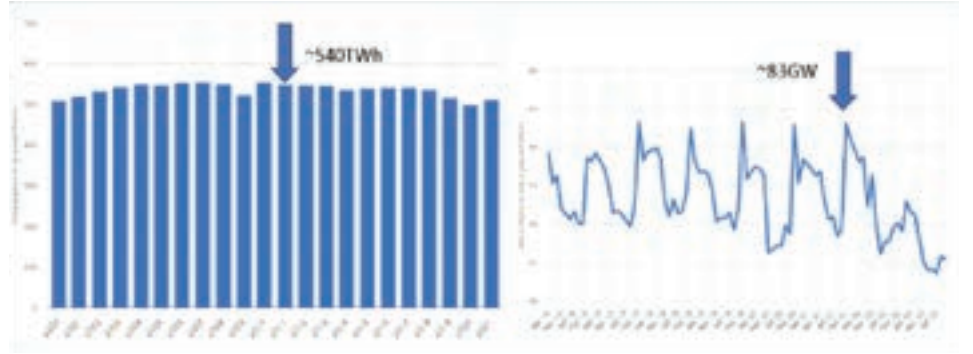
Mevcut durumda lityum-iyon bataryaların artan maliyeti ile karşılaştırıldığında sodyum-iyon bataryalar daha maliyet etkin olmaktadır. Sodyum-iyon bataryanın enerji yoğunluğu (160Wh/kg) kullanılan malzemeler nedeniyle daha sınırlı olmasına rağmen, bu bataryalar özellikle taşımadaki güvenlik, hammaddelerin bulunabilirliği ve maliyet etkinliği yönünden oldukça avantajlılardır (CATL, 2021).

Teknolojik gelişme açısından bakıldığında, üretimle ilgili yoğun zorlukları olan negatif elektrotlar, elektrolit ve diğer üretim konuları bir çözüme ulaşmıştır. Li-iyon bataryaların aksine, sodyum-iyon bataryalar kobalt (Co), nikel (Ni) veya lityum (Li) gibi azalan kaynaklara ihtiyaç duymazlar ve kullanılan bakır (Cu) yerine daha maliyet etkin olan alüminyum (Al) kullanılabilir (Avrupa Komisyonu, 2021). Li-iyon bataryalara alternatif olarak kritik hammadde kullanımı sınırlı ya da hiç olmayan, uygun maliyetli ve sürdürülebilir çözümler sunan sodyum-iyon batarya gibi teknolojiler, özellikle temiz elektrifikasyonu hızlandırıcı bir etki yaratacaktır. Sodyum, lityuma oranla doğada oldukça fazladır ve madenleri lityumda olduğu gibi dünyanın bazı bölgeleri ile sınırlı değildir. Bununla birlikte, sodyum-iyon bataryaların taşıma ve nakliyesi daha güvenli ve kolaydır (CATL, 2021). Bu bağlamda, sodyum-iyon bataryalar maliyetin, batarya boyutu ve enerji yoğunluğundan daha önemli olduğu şebeke ölçekli uygulamalarda; konut tipi enerji depolamada veya veri merkezleri için yedek güç olarak kullanımda lityum-iyon bataryalarla rekabet edebilirler. Bununla birlikte, sodyum-iyon bataryalar, li-iyon bataryaların yerine geçmek yerine, li-iyon bataryalarla hibrit olarak da kullanılabilirler. Bu bağlamda, Çin'de faaliyet gösteren ve li-iyon batarya üretici firması olan CATL, düşük maliyetli batarya segmenti kapsamında, sodyum-iyon hücreleri ve li-iyon hücrelerinin tek bir konteynerde entegre edildiği yeni bir sodyum-iyon batarya geliştirdi (CATL, 2021).

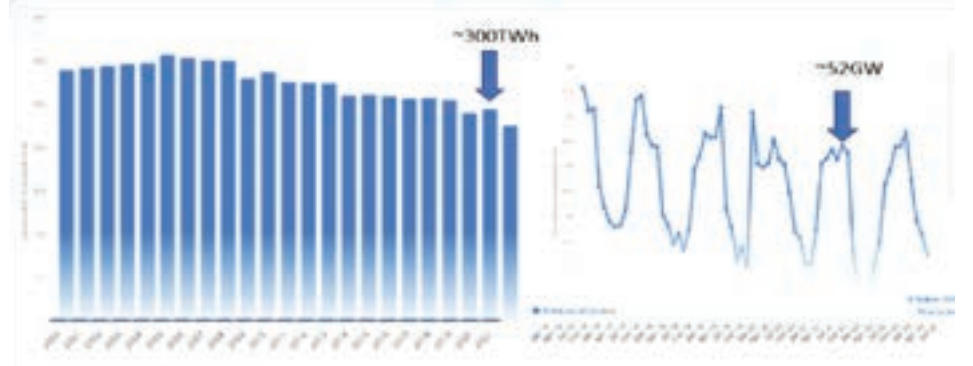
A.3. Uluslararası puant yük değişimleri

Analiz kapsamında uluslararası örnekler açısından, Almanya, İngiltere ve İspanya'nın güç/enerji oranları (GW-TWh) incelenmiştir (Statista, 2024; Statista, 2024b; Statista, 2024c).

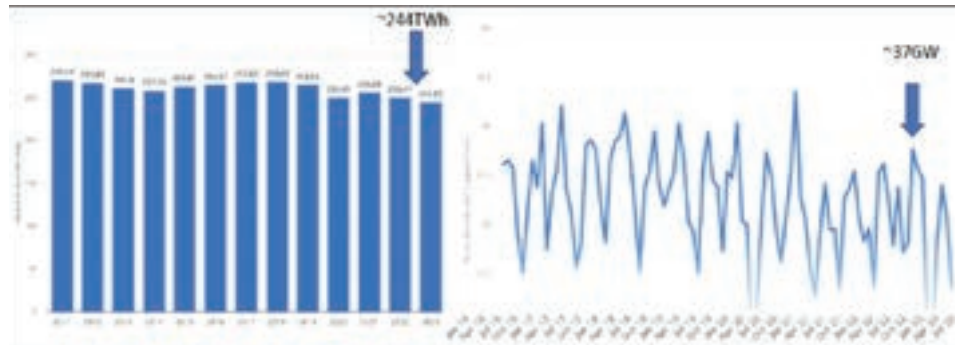
a. Almanya



b. Birleşik Krallık



c. İspanya



A.4. 2035 yılına kadar mevcut şebeke modeline eklenen yeni 400kV trafo merkezlerinin listesi

Trafo merkezi	il
İstanbul RES	İstanbul
Akkuyu NGS	Mersin
Çiftlikköy	Yalova
Gebze	Kocaeli
Kroman DÇ	Kocaeli
Deri OSB	Kocaeli
Bursa Batı	Bursa
Akdeniz	Mersin
Seydiler	Kastamonu
Karasu	Sakarya
Polateli	Kilis
Rumeli	Edirne
Yusufeli	Artvin
Çatalca havza	İstanbul
Saros	Edirne
Sarıseki	Hatay
Payas	Hatay
Çınar	Diyarbakır
Beyhanı 2	Diyarbakır
Bayramiç	Balıkesir
Uygar RES	Çanakkale
Yeşilyurt	Samsun

A.5. TEİAŞ Yatırım Planında yer alan ve 2035 Şebeke Modelinde Modellenen YG Hat/Kablo Projeleri

Proje Adı	Uzunluk (km)	Tip
Hersek Ek Çukuru - Dilovası Ek Çukuru Denizaltı Kablosu	İstanbul	İstanbul
(Fiber Optikli)	4	Kablo
Lapseki 3 - Sütlüce 3 Denizaltı Kablosu (Fiber Optikli)	5	Kablo
Deri Organize Sanayi Bölgesi (OSB) - Tepeören Kablosu (Fiber Optikli)	12	Kablo
Kroman Çelik GIS (Gas insulated switchgear) - Deri OSB GIS	12	Kablo
Gebze GIS - Kroman Çelik GIS Kablosu (Fiber Optikli)	13	Kablo
Çetin HES - Silopi TES Enerji İletim Hattı (TTFO - Toprak Teli Fiber Pptikli)	80	Havai hat
Keban-Kayseri Kapasitör Kuzey Kısmi Yenileme (TTFO)	80	Havai hat
Altınkaya - Sinop Enerji İletim Hattı (TTFO)	90	Havai hat
Erzin 380kV - Pulateli 380kV Enerji İletim Hattı (TTFO)	100	Havai hat
Kastamonu 380kV - Bartın OSB Enerji İletim Hattı	106	Havai hat
Erzurum - Alpaslan-2 HES Enerji İletim Hattı (TTFO)	120	Havai hat
Sinop - Kastamonu Enerji İletim Hattı (TTFO)	130	Havai hat
Sütlüce-3 - Çorlu 380kV Enerji İletim Hattı (TTFO)	141	Havai hat
Akkuyu 380kV - Selvili Enerji İletim Hattı (TTFO)	170	Havai hat
Akçakoca - Karasu - Çekmeköy 380kV Enerji İletim Hattı (TTFO)	180	Havai hat
Adapazarı TM - (Bağlum -Sincan EİH) Branşman Noktası EİH (TTFO)	202	Havai hat
Konya Kuzey - Ilgın TES - Afyon-2 EİH	203	Havai hat
Akkuyu Nükleer Santrali - Manavgat 380 EİH	210	Havai hat
Akkuyu Nükleer Santrali -Konya 4 EİH	218	Havai hat
Gölbaşı-Kayseri Kapasitör Kuzey Kısmi Yenileme	232	Havai hat
Akkuyu Nükleer Santrali - Seydişehir EİH	266	Havai hat
Tirebolu - Altınkaya EİH (TTFO)	290	Havai hat
Adana - Seydişehir EİH (TTFO)	360	Havai hat
Bartın 380kV OSB - Akçakoca EİH	150	Havai hat

A.6. Avrupa Konseyi'nin depolamaya ilişkin Tavsiyesi'nin özeti

1. Üye Devletler, geçerli düzenleyici çerçeveyi ve prosedürleri tanımlarken enerji depolamanın ikili rolünü (üretici-tüketici) dikkate almaktadır (...). Buna, çifte vergilendirmenin önlenmesi ve izin prosedürlerinin kolaylaştırılması da dahildir. Ulusal düzenleyici makamlar, Birlik mevzuatına uygun olarak şebeke bedellerini ve tarifelerini belirlerken de böyle bir rolü dikkate almalıdır.
2. Üye Devletler, enerji sistemlerinin kısa, orta ve uzun vadedeki esneklik ihtiyaçlarını belirler; ulusal enerji ve iklim planlarındaki güncellemelerinde hem şebeke ölçeğinde hem de sayaç arkası depolama, talep tarafı katılımı ve esneklik olmak üzere enerji depolamanın yaygınlaştırılmasını maliyet etkin bir şekilde teşvik etmeyi amaçlayan hedef, ilgili politika ve önlemleri güçlendirir.
3. (...) ulusal düzenleyici kurumlar enerji sistemi operatörlerinin, enerji depolama potansiyeli (kısa ve uzun vadeli) ve enerji depolamanın şebeke yatırımlarına göre daha uygun maliyetli bir alternatif olup olmadığını da değerlendirerek, iletim ve dağıtım şebekesi gelişimini planlamalarını ve enerji sistemlerinin esneklik ihtiyaçlarını daha fazla değerlendirmelerini sağlamalıdır.
4. Üye Devletler, sayaç arkası depolama (termal ve elektrik olarak) ve diğer esneklik araçları da dahil olmak üzere kısa, orta ve uzun vadeli potansiyel finansman açıklarını belirlemelidir.
5. Üye Devletler, enerji depolama hizmetleri karşılığının yeterince ödenip ödenmediğini ve şebeke işletmecilerinin çeşitli hizmet bedellerini ekleyip ekleyemeyeceğini araştırmalıdır.
6. Üye Devletler, şeffaf arz güvenliği ve çevresel hedeflere ulaşmak amacıyla esneklik kaynaklarının yeterli düzeyde devreye alınması için gerekirse devletlerin yardım kurallarına uygun bir şekilde rekabetçi ihale süreçlerini dikkate alacaktır. Enerji depolama da dahil olmak üzere esneklik kaynaklarının katılımını kolaylaştırmak için kapasite mekanizmalarının tasarımında potansiyel iyileştirmeler araştırılmalıdır (...).
7. Üye Devletler, talep tarafı katılımı ve sayaç arkası depolamanın yaygınlaşmasını önleyici engelleri kaldırmak için gerekli olan mevzuat ve mevzuat dışı her türlü spesifik eylemi belirler.
8. Üye Devletler, adalar ve uzak bölgelerde depolama tesislerinin ve diğer esneklik araçlarının hızlıca devreye alınması için çalışacaktır.

9. Üye Devletler ve ulusal düzenleyici otoriteler, (...) yeni enerji depolama tesislerine ilişkin yatırım kararlarını kolaylaştırmak için gerçek zamanlı şebeke kısıtı, yenilenebilir enerji kesintileri, piyasa fiyatları, gerçek zamanlı yenilenebilir enerji üretimi ve sera gazı emisyon üretimi hakkında verileri yayınlar.
10. Üye Devletler, özellikle elektriği diğer enerji taşıyıcılarıyla birleştiren uzun vadeli enerji depolama ve depolama çözümleri olmak üzere, enerji depolama alanındaki araştırma ve yenilikleri desteklemeye ve mevcut çözümleri optimize etmeye devam etmektedir (...).

NOTLAR

İstanbul Politikalar Merkezi

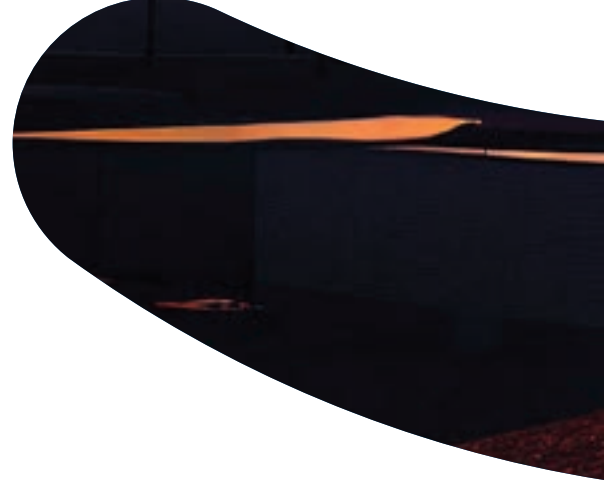
İstanbul Politikalar Merkez (İPM) demokratikleşmeden iklim değişikliğine, transatlantik ilişkilerden çatışma analizi ve çözümüne kadar, önemli siyasal ve sosyal konularda uzmanlığa sahip, çalışmalarını küresel düzeyde sürdüren bir politika araştırma kuruluşudur. İPM araştırma çalışmalarını üç ana başlık altında yürütmektedir: İPM-Sabancı Üniversitesi-Stiftung Mercator Girişimi, Demokratikleşme ve Kurumsal Reform, Çatışma Çözümü ve 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 çıkarılara 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

