



TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM SEKTÖRÜNÜN DÖNÜŞÜMÜ

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Hakkında

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

Yazarlar: Alkım Bağ Güllü, Hasan Aksoy, Sena Serhadlıoğlu, R. Yağız Çalışkan (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi), Alper Durukan, Gökhan Tosun, Kenan Sitti, Mevlüt Akdeniz, Yıldız Durukan (MRC Türkiye)

Teşekkürler

Bu raporun taslak bulguları, Nisan 2025 tarihinde EnerjiSA, Gediz Elektrik ve MEDAŞ ile gerçekleşen paydaş istişare toplantılarında değerlendirilmiştir; toplantılarda sağlanan tüm geri bildirimler için teşekkür ederiz. Raporun hazırlanma sürecinde sağlamış oldukları değerli değerlendirme ve geri bildirimleri için Hacı Osman Özkan (MEDAŞ), Dr. Oğuzcan Samsun (EnerjiSA) ve Ensari Yıldırım'a (EnerjiSA) teşekkür ederiz.

Raporun hazırlanması sürecinde sağlanan tüm değerli inceleme, geri bildirim ve görüşler için teşekkür ederiz.

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

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

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

Tasarım

Getu Creative

Telif Hakkı © 2025 Sabancı Üniversitesi

ISBN 978-625-6956-82-7

Sorumluluk Reddi

Bu rapor ve içeriği, çalışma kapsamında göz önünde bulundurulmuş kabuller, senaryolar ve Haziran 2025 tarihi 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.

İÇİNDEKİLER

Tablo Listesi	5
Şekil Listesi	5
Kısaltmalar	6
Ana Mesajlar	9
1. Giriş	10
2. Elektrik Dağıtım Sistemi Yapısı, İşleyişi ve Mevcut Uygulamalar	15
2.1. Türkiye Elektrik Dağıtım Yapısı	16
2.2. Dağıtım Faaliyetine İlişkin Düzenlemeler	19
2.3. Gelir Tavanı Uygulamasının Bileşenleri	20
2.4. Dağıtım Tarifeleri	28
3. Türkiye’de Dağıtık Enerji Kaynaklarının Sisteme Entegrasyonu:	30
Mevcut Durum ve Değerlendirilme	
3.1. Mevzuat Açısından Değerlendirmeler	31
3.2. Teknik Değerlendirmeler	34
3.3. Türkiye’de Dağıtık Enerji Kaynaklarının Güncel Durumu	38
4. Dağıtık Enerji Kaynaklarının Şebeke Entegrasyonunda Karşılaşılan Temel Zorluklar	44
4.1. Dağıtım Sisteminin Modernizasyonu	45
4.2. Şebeke Yönetimi	47
4.3. İletim Ve Dağıtım Sistem Operatörlerinin Koordinasyonu	47
4.4. Gerilim Düzenleme ve Dinamik Kararlılık	49
4.5. Kısıt Yönetimi	53
4.6. Veri Yönetimi ve Siber Güvenlik	53
4.7. Sayaç Arkası Uygulamalar	55
4.8. Maliyetler	57
4.9. Faturalandırma	57
4.10. Dağıtım Sisteminin Dönüşümündeki Temel Gereksinim ve İyileştirme Alanları	58

5. Dağıtık Üretimin Yaygınlaştırılmasını ve Dağıtım Sistemi Dönüşümünü Odağına Alan Uygulamalar	59
5.1. Dinamik Hat Kapasitesi	60
5.2. Orta Gerilim Seviyesinde Statik Senkron Kompansatör (STATCOM) Uygulaması	61
5.3. Dağıtım Trafolarında Yük Altında Kademe Değiştirici Uygulaması (OLTC)	62
5.4. Mikro-Şebeke Uygulamaları	63
5.5. Akıllı Şebekeler ve Akıllı Sayaçlar	64
5.6. Siber Güvenlik	66
5.7. Dağıtık Üretimin Entegrasyonunu Teşvik Eden Tarifeler	67
5.8. Enerji Kooperatifleri	71
5.9. Bölgesel Enerji Ticaret Platformları ve Enerji Piyasaları	72
5.10. Bölgesel Esneklik Piyasaları	74
6. Temel Bulgular Ve Politika Önerileri	75
6.1. Çalışmanın Sonuçları	76
6.2. Politika Önerileri	81
Kaynaklar	85
Ekler	92
Ek-A: Dağıtım Sisteminin Temel Teknik Değerlendirmesi	92
Ek-B: Şebeke ve Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemleri	99
Ek-C: Makul Getiri Oranı Hesaplanması	104

TABLO LİSTESİ

Tablo 1. Türkiye dağıtım gölgeleri genel bilgiler (2024).....	17
Tablo 2. İşletme gideri değişken faktörler	24
Tablo 3. Nisan 2025 tarihi itibarıyla tüketici dağıtım grupları ve ilgili tarife bedelleri.....	28
Tablo 4. Üretici dağıtım grupları ve tarifeleri (Nisan 2025)	29
Tablo 5. Üretim ve tüketimi aynı yerde olan lisanssız üreticiler için dağıtım bedeli uygulaması	29
Tablo 6. EPDK Elektrikli araç ve şarj altyapısı projeksiyonu – Orta Senaryo	42
Tablo 7. Küresel yerel enerji piyasası projeleri ve platformları	73

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1. Elektrik sistemi dönüşümü ve dağıtık enerji kaynaklarının etkisi	11
Şekil 2. SHURA net sıfır çalışması sonuçlarına göre elektrik sektörü yatırım maliyetleri (2021-2055)	12
Şekil 3. 2016 - 2024 yılları arasında güneş enerjisi kurulu güç gelişimi	13
Şekil 4. Türkiye elektrik dağıtım bölgeleri	16
Şekil 5. Elektrik piyasasının tarihsel gelişimi	18
Şekil 6. Dağıtım şirketleri gelir tavanlarının hesaplanma metodolojisi	27
Şekil 7. Şarj istasyonlarının dağıtım şebekesine etkileri	32
Şekil 8. Lisanssız santrallerin kurulu güç gelişimi ve toplam kurulu güç içindeki payı (2018-2025)	38
Şekil 9. Ocak 2025 itibarıyla lisanssız santrallerin illere göre toplam kapasite dağılımı (MW)	39
Şekil 10. Elektrikli araç (EA) satışlarının toplam otomobil satışlarına oranı (Ocak 2021 – Ocak 2025 dönemi)	40
Şekil 11. Yakıt cinsine göre otomobil satış payları (2024)	40
Şekil 12. Yıllara göre elektrikli araç sayısı (2019 – 2025 Haziran ayı)	41
Şekil 13. İllere göre hızlı şarj (DC) toplam soket sayısı (Ocak 2025)	41
Şekil 14. İllere göre yavaş şarj (AC) toplam soket sayısı (Ocak 2025)	42
Şekil 15. Dağıtık enerji kaynaklarından dinamik reaktif güç desteği alınma tasarımı	52
Şekil 16. Yenilenebilir enerji alım garantisi, mahsuplaşma ve faturalama politikalarının ülkelere göre dağılımı (2024)	69
Şekil 17. Üretim-iletim-dağıtım sınırları temsili	92
Şekil 18. Tipik bir GES günlük üretim değişimi grafiği	93
Şekil 19. Düzeltilmiş reel makul getiri oranları	105

KISALTMALAR

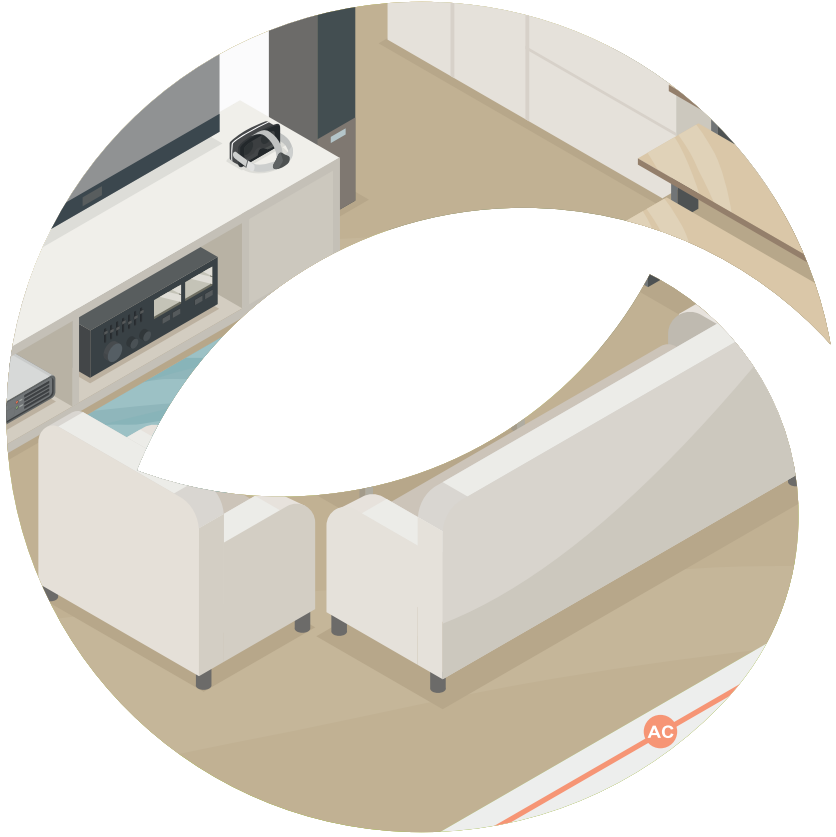
TL	Türk Lirası
kr	Kuruş (100 kr = 1 TL)
ABD\$	Amerikan Doları
AB	Avrupa Birliği
AC	Alternatif Akım (Alternative Current)
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ADMS	Gelişmiş Dağıtım Yönetim Sistemleri (Advance Distribution Management System)
AG	Alçak Gerilim (<1 kV)
AOSM	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
AR-GE	Araştırma Geliştirme
AVR	Otomatik Voltaj Regülatörü
BEDS	Batarya Enerji Depolama Sistemi
BT	Bilgi Teknolojisi
BYTM	TEİAŞ Bölgesel Yük Tevzi Merkezi
CESA	Kıta Avrupası Senkron Bölgesi (Central Europe Synchrone Area)
DC	Doğru Akım (Direct Current)
DEK	Dağıtık Enerji Kaynakları
DERMS	Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemleri (Distributed Energy Resource Management Systems)
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DLR	Dinamik Hat Kapasitesi (Dynamic Line Rating)
DMS	Dağıtım Yönetim Sistemleri (Distribution Management System)
DSG	Dengeden Sorumlu Grup
DSO	Dağıtım Sistemi Operatörü (Distribution System Operator)
EA	Elektrikli Araç (Electric Vehicle - EV)
EASE	Avrupa Enerji Depolama Birliği (The European Association for Storage of Energy)
EDAŞ	Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
ENCS	Avrupa Siber Güvenlik Ağı (The European Network for Cyber Security)
EİGM	Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
EN	Avrupa Standardı (European Norm)
ENTSO-E	Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPK	Elektrik Piyasası Kanunu
EPIAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EXIST)
ETKB	T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FFR	Hızlı Frekans Rezervi
FLISR	Arıza Tespiti, Yalıtımı ve Servis Restorasyonu (Fault Location, Isolation, and Service Restoration)
FRT	Arıza Sırasında Sistemde Kalma (Fault Ride Through)
g	Güncelleme Katsayısı
GES	Güneş Enerji Santrali
GFDB	Gelir Farkı Düzeltme Bileşenleri

GİP	Gün İçi Piyasası
GOOSE	Nesne Yönelimli Genel Trafo Merkezi Olay (Generic Object Oriented Substation Event)
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
GTŞ	Görevli Tedarik Şirketi
GW	Gigavat
HES	Hidroelektrik santral
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
İHD	İşletme Hakkı Devri
IoT	Nesnelerin İnterneti (Internet of Things)
İSKİD	İklimlendirme Soğutma Klima İmalatçıları Derneği
KDV	Katma Değer Vergisi
KMB	Kontrol edilemeyen maliyet bileşenleri
KGF	Kredi Garanti Fonu
kV	Kilovolt
KVKK	Kişisel Verilerin Korunması Kanunu
kW	Kilovat
kWh	Kilovat saat
MFRR	Manuel Frekans Düzeltme Rezervi (Manual Frequency Restoration Reserve)
mtep	Milyon Ton Petrol Eşdeğeri
MVAR	Megavolt-Amper Reaktif
MW	Megavat
MWh	Megavat saat
OG	Orta Gerilim (1 kV - 36 kV)
OHL	Havai Hat (OverHead Line)
OKSIK	Ortalama kesinti sıklığı (SAIFI)
OKSÜRE	Ortalama kesinti süresi (SAIDI)
OLTC	Yük Altında Kademe Değiştirici (On-Load Tap Changer)
OMS	Kesinti yönetim sistemleri (Outage Management System)
OSB	Organize Sanayi Bölgesi
OSOS	Otomatik Sayaç Okuma Sistemi
ÖİB	Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
PFK	Primer Frekans Kontrolü
PLC	Programlanabilir Mantık Denetleyici (Programmable Logic Controller)
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PSS	Güç Sistemi Dengeleyici (Power System Stabilizer)
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
PV	Fotovoltaik Güneş Enerjisi
RES	Rüzgâr Enerji Santrali
RoCoF	Frekans Değişim Hızı (Rate of Change of Frequency)
RR	Düzeltme Rezervi (Restoration Reserve)
RTTR	Gerçek Zamanlı Termal Kapasite (Real-Time Thermal Rating)
RTU	Uzak Terminal Ünitesi (Remote Terminal Unit)
SCADA	Gözetleyici Kontrol ve Veri Toplama Sistemi (Supervisory Control and Data Acquisition)
SFK	Sekonder Frekans Kontrolü
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı

SPS	Özel Koruma Sistemi (Special Protection System)
STATCOM	Statik Senkron Kompansatör
STB	Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı
SVC	Statik VAR kompansatörü
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TL	Türk Lirası
TM	Trafo merkezi
TSKS	Tedarik Sürekliliği Kayıt Sistemleri
TSO	İletim Sistemi Operatörü (Transmission System Operator)
TTFO	Toprak Teli Fiber Optikli
TWh	Teravat-saat
TÜFE	Tüketici Fiyat Endeksi
UD	Uygulama Dönemi
UEP	Ulusal Enerji Planı
VAR	Volt-Amper Reaktif
VEP	Vadeli Elektrik Piyasası
V2B	Araçtan Binaya (Vehicle-to-Building)
V2G	Araçtan Şebekeye (Vehicle-to-Grid)
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Destekleme Mekanizması
YG	Yüksek Gerilim
YHP	Yan Hizmetler Piyasası
~	Yaklaşık Olarak

ANA MESAJLAR

- Dağıtım sistemi işletmecileri geleneksel olarak dağıtık enerji kaynaklarının şebekeye bağlanması, şebekenin bakımı, işletimi ve genişlemesinden sorumluyken, enerji dönüşümüyle birlikte şebeke kısıt yönetimi, iletim sistemi operatörüne reaktif güç ve gerilim desteği sağlanması gibi yeni görevler üstlenmeleri gerekecektir. Bu rollerin etkin şekilde yönetilebilmesi için akıllı sayaçlar, gerçek zamanlı veri izleme, toplayıcılık (agregatör) yapıları ve üreten tüketicilerin (prosumer) piyasada aktif rol almasını sağlayacak teknolojik ve düzenleyici yenilikler gerekmektedir.
- Dağıtım sistemi dönüşümünün sağlıklı biçimde planlanabilmesi için, DSO'ların gerekli altyapı yatırımlarını önceden öngörebilmelerine olanak tanıyacak şekilde, yenilenebilir ve dağıtık enerji kaynaklarının bölgesel dağılım hedeflerinin belirlenmesi kritik önem taşımaktadır. Bu sayede DSO'lar, bölgesel hedefleri dikkate alarak ileri veri analitiğiyle tüketim tahminleri yapabilir ve öncelikli yatırım alanlarını daha net tanımlayabilirler.
- İleri veri analizi ve gerçek zamanlı izleme işlevlerinin etkin kullanılabilmesi için, dağıtım seviyesinde akıllı sayaç ve akıllı şebeke altyapısına yönelik yatırım planlarının hazırlanması gerekmektedir. Bu süreçte izin ve onay mekanizmalarının mevzuat düzenlemeleriyle sadeleştirilmesi, hızlandırılması ve dijitalleştirilmesi ise uygulama etkinliğini artıracaktır.
- Dağıtık üretimin artmasıyla bu sistemleri kullanan tüketiciler, dağıtım şebekesini daha az kullanmakta, bu da dağıtım gelirlerinde azalmaya yol açabilmektedir. Türkiye'de dağıtım şirketlerinin gelirleri düzenlemelerle belirlense de, çok sayıda dağıtık üretim tesisinin entegrasyonu ilerleyen dönemde dağıtım bedellerinin artmasına neden olabilir. Bu artış, diğer tüketicilere daha yüksek dağıtım bedeli olarak yansiyabilir. Bu nedenle, dağıtık üretim artışını destekleyen, performansa dayalı teşviklerle güçlendirilmiş ve toplam maliyeti dikkate alan yeni bir fiyatlama ve düzenleme yaklaşımına ihtiyaç vardır.
- Türkiye'de TEİAŞ ile DSO'ların görev ve sorumlulukları büyük ölçüde ayrılmış olsa da, özellikle dağıtım-iletim arayüzü, şebeke planlaması, enerji kalitesi, arıza yönetimi ve yenilenebilir enerji entegrasyonu gibi alanlarda şebeke yönetimine ilişkin örtüşen sorumluluklar bulunmaktadır. Bu bağlamda, söz konusu örtüşen rol ve sorumlulukların netleştirilmesi ile kurumlar arası koordinasyonun güçlendirilmesi, sistemin etkin ve güvenli bir şekilde işletilmesi açısından büyük önem taşımaktadır.
- Dağıtım sisteminin dönüşümü, yatırım, planlama ve düzenlemelerin dönemselsel olarak ele alınmasıyla üç aşamada özetlenebilir: Kısa vadede mevcut sistemin gözden geçirilmesi ve öncelikli teknolojik alanların belirlenmesi; orta vadede artan talep ve üretim kapasitesine paralel olarak şebeke dayanıklılığını artıracak teknolojilerin yaygınlaştırılması; uzun vadede ise yerel enerji ticaretini destekleyecek piyasa koşullarının oluşturulması hedeflenebilir.

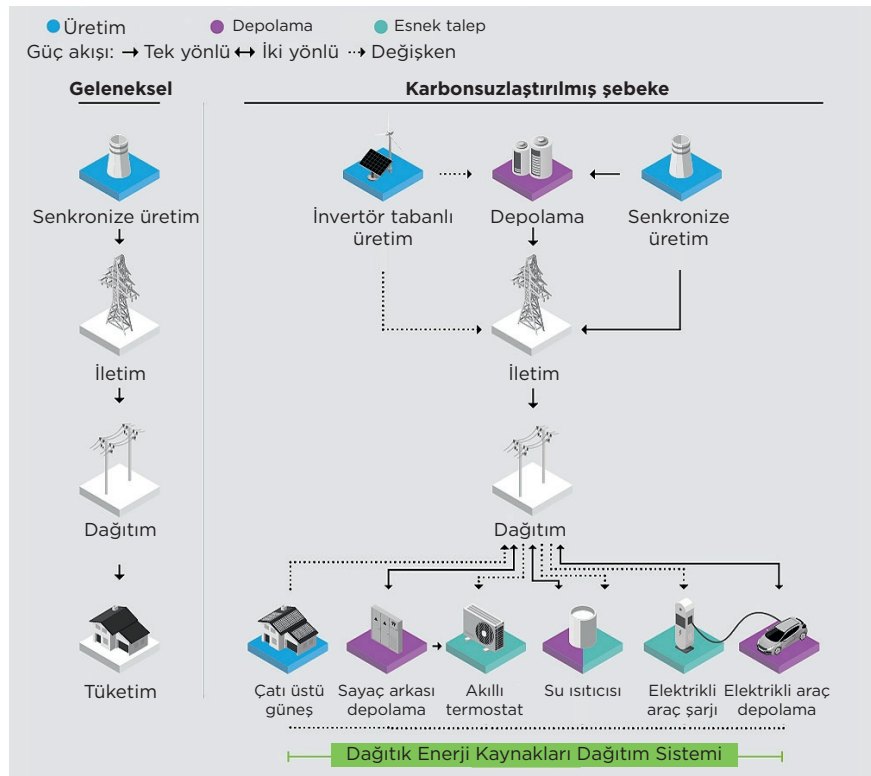


BÖLÜM 1

Giriş

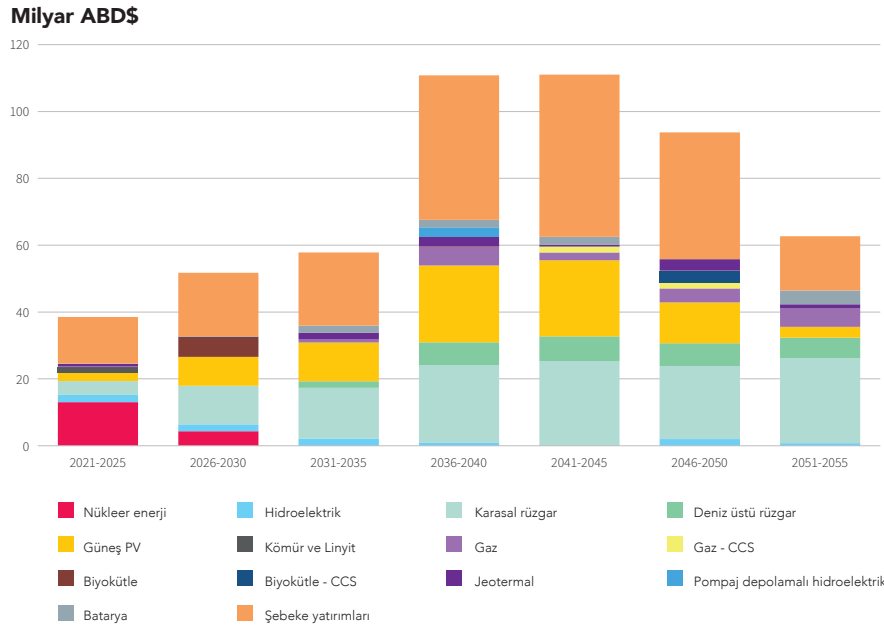
Geleneksel elektrik sistemleri, tüketicilerin değer zincirinin sonunda konumlandırıldığı ve temel bileşenleri üretim, iletim ve dağıtım olan merkezi ve tek yönlü elektrik akışına sahip sistemler olarak tanımlanır. Ülkelerin yüzyıl ortasına kadar net sıfır emisyonlu ekonomiye geçiş hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerji üretimi, dağıtık enerji kaynakları ve temiz elektrifikasyonun hızla artması, enerji akışlarının iki yönlü bir şekilde değişmesine ve tüketicilerin de dönüşen elektrik sisteminde etkin rol oynamalarına neden olmaktadır (Şekil 1). Bu dönüşüm elektrik sisteminin tüm değer zincirini etkilese de, dağıtık enerji kaynaklarının (dağıtık enerji üretimi, elektrikli araçlar, ısı pompası, sayaç arkası enerji depolama vb.) artması, dağıtım şebekelerinde bütüncül bir dönüşümü gerektirmektedir. Dağıtım sisteminin bu gelişmelere paralel bir şekilde iyileştirilmesi, modernizasyonu ve genişlemesi ise bu dönüşümün temel gereksinimlerindendir. Dağıtım sistemi dönüşümü, net sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçişte ihtiyaç duyulan dağıtık enerji kaynaklarının entegrasyonunda belirleyici olacaktır. İklim ve enerji hedeflerine bağlı gerçekleşecek enerji dönüşümünün başarısı, dağıtım sistemlerinin dijitalleşmeyi odağa alarak planlanması kadar, dağıtım sistemi operatörlerinin (DSO) yeni sorumluluk ve görevlerinin belirlenmesine de bağlıdır.

Şekil 1. Elektrik sistemi dönüşümü ve dağıtık enerji kaynaklarının etkisi



Kaynak: Deloitte Insights (2024)

SHURA'nın "Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası" raporu (2023), hedeflenen enerji dönüşümünün gerçekleşebilmesi için dağıtım ve iletim şebekelerinde yapılması gereken yatırım tutarının yıllık ortalama 5 milyar Amerikan Doları (ABD\$) seviyesinde olacağını, bunun da elektrik sektörü yatırımlarının yaklaşık üçte birine denk geldiğini göstermektedir (Şekil 2). SHURA'nın "Yenilenebilir Dağıtık Enerji Üretiminin Şebeke ve Piyasa Entegrasyonu" çalışması ise, dağıtık enerji kaynaklarının artmasının özellikle sistem esnekliğini güçlendirmek başta olmak üzere enerji sistemine çok yönlü faydalar sağlayacağını ortaya koymaktadır (SHURA, 2021). Bununla birlikte, bu yaklaşımın hayata geçirilebilmesi için, konunun bütüncül bir planlama ve düzenleme çerçevesinde ele alınması gerektiği de vurgulanmaktadır.

Şekil 2. SHURA net sıfır çalışması sonuçlarına göre elektrik sektörü yatırım maliyetleri (2021-2055)

Kaynak: SHURA (2023)

Dağıtım sistemindeki dönüşümün merkezinde, yüksek miktarda dağıtık yenilenebilir enerji kapasitesinin şebekeye entegrasyonu yer almaktadır. Bu doğrultuda, öncelikli adım eskiyen şebeke altyapısının yenilenmesidir. Bunun yanı sıra, artan değişken yenilenebilir enerji üretimini desteklemek ve şebekenin daha verimli ve güvenilir bir şekilde işletilmesini sağlamak amacıyla yeni ve ileri teknolojilerin devreye alınması kritik önem taşımaktadır. Ayrıca, şebekenin dijitalleşme süreciyle birlikte büyümesi ve iletim şebekesiyle olan etkileşimi de dikkate alınması gereken diğer temel unsurlar arasındadır.

Türkiye’de dağıtım şebekesi, 36 kilovolt (kV) ve altındaki gerilim seviyelerini kapsayan şebeke sistemi olarak tanımlanmaktadır. Genel tesis ve işletme pratiğinde dağıtım şebekesi, iletim sistemi operatörü ve sahibi olan Türkiye Elektrik İletim A.Ş.’nin (TEİAŞ) transformatör merkezlerinden (TM) aldığı elektriği, kendi içinde ve uç noktalara iletecek şekilde yapılandırılmıştır. Bu kurguda ana enerji kaynağı ve kontrol unsuru TEİAŞ TM’leridir. Dağıtım şebekesi bu bağlamda enerjiyi edilgen bir şekilde almakta; frekans ile gerilim gibi temel operasyonel parametreler ise büyük ölçüde TEİAŞ tarafından yönetilmektedir.

Dağıtık enerji kaynaklarının¹ sınırlı olduğu durumlarda, dağıtım şebekesinin planlanması ve işletilmesi görece sade ve kolaydır. Bu geleneksel yapıda, gerilim regülasyonu ile hat ve trafo yüklenmeleri, mesafe ve yük miktarına bağlı olarak kaynaktan tüketiciye doğru monoton bir şekilde azalmaktadır. Kaynaktan yapılan gerilim kontrolü ise belirli bir mesafe ve yüklenme düzeyine kadar orta gerilim (OG) şebekesinde gerilim regülasyonunu sağlamak için yeterli olmaktadır.

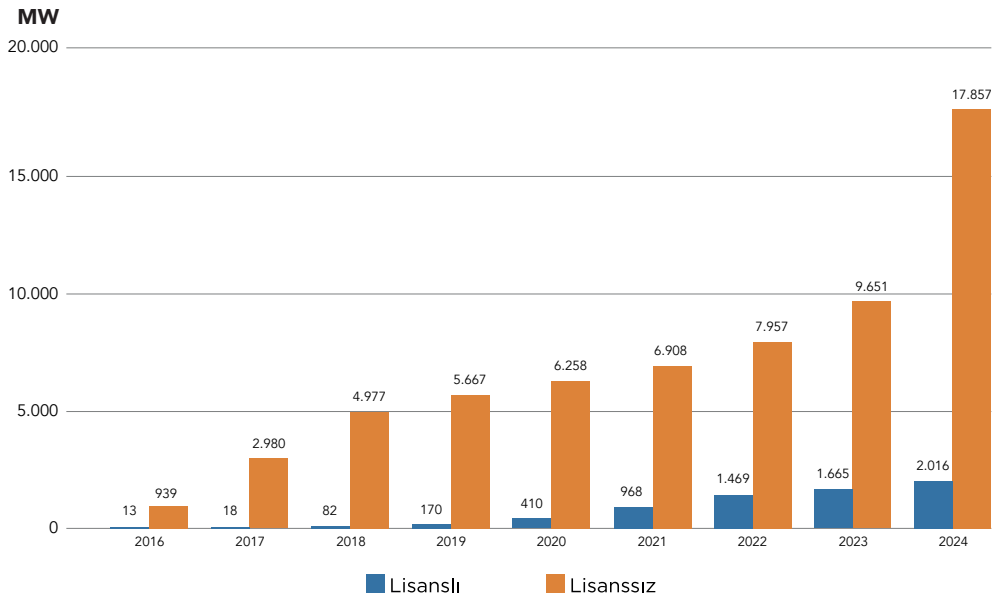
Ancak dağıtık enerji kaynaklarının yaygınlaştığı; elektrikli araç şarj istasyonları, ısı pompaları gibi yüksek elektrifikasyon düzeyine sahip birimlerin dağıtım şebekesine entegre edildiği senaryolarda, klasik işletme, koruma ve kontrol yaklaşımlarının yeniden değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu tür gelişmeler, gün içindeki tüketim profilini değiştirerek arz-talep dengesini çift yönlü etkileyebilmekte ve invertör tabanlı sistemlerin yaygınlaşması nedeniyle güç kalitesi üzerinde belirgin etkiler yaratmaktadır. Dağıtık sistemlerin artan entegrasyonu ile arz-talep profili de daha değişken hale geleceğinden, şebeke işletmeciliğinde esneklik, tahmin, izleme ve kontrol yetkinliklerinin güçlendirilmesi kritik önem taşımaktadır. Bu kapsamda, özellikle güç kalitesi üzerindeki etkiler nedeniyle, dağıtık enerji kaynaklarının bağlı olduğu orta ve alçak gerilim şebekelerinde ilave altyapı yatırımlarına ihtiyaç duyulacaktır.

¹ Çatı üstü güneş enerji santralleri (GES), elektrikli araçlar, ısı pompaları ve dağıtıma gömülü arazi tipi GES’ler v.b.

Haziran 2025 itibarıyla Türkiye’de güneş enerjisi kurulu gücü 22,9 gigavata (GW) ulaşmıştır (EPDK, 2025). Bu kapasitenin büyük bölümünü lisanssız güneş enerji santralleri (GES) oluşturmaktadır. Lisanssız santraller hem dağıtım hem de iletim seviyesinden şebekeye bağlanabilse de, kapasitenin çoğunun dağıtım seviyesinden bağlı olduğu görülmektedir. Bu durum, önümüzdeki dönemde yenilenebilir enerji entegrasyonunda dağıtım şebekesi yönetiminin daha kritik bir rol üstleneceğini göstermektedir.

Buna ek olarak, dağıtım seviyesinden bağlanacak elektrikli araç şarj istasyonları ve diğer elektrifikasyon uygulamaları, hem yükü hem de iki yönlü enerji akışlarını artıracaktır. Özellikle, dağıtık üretimin yoğun olduğu bölgelerde, şebekeye yeni bileşenlerin eklenmesi ve gerilim dalgalanmaları enerji kalitesi üzerinde belirgin etkiler yaratmaktadır. Bu nedenle, dağıtım sistemi operatörleri ve politika yapımcıların, söz konusu gelişmelere yönelik etkili planlamalar yapmaları büyük önem taşımaktadır.

Şekil 3. 2016 - 2024 yılları arasında güneş enerjisi kurulu güç gelişimi



Kaynak: EPDK (2025), SHURA Veri Tabanı (2025)

Yukarıda belirtilen nedenlerle, yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye artan entegrasyonu, şebeke işletiminde etkin izlenebilirlik, kontrol ve koordinasyon gerekliliğini artırmaktadır. Bu kapsamda, teknik izleme ve yönetim açısından SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition – Gözetleyici Kontrol ve Veri Toplama Sistemleri)² sistemleri, dağıtık üretim tesislerini genellikle bağlantı noktalarından izleyebilse de, bu kaynakların şebeke üzerindeki etkilerini yönetmek için tek başına yeterli değildir. Özellikle aktif ve reaktif güç yönetimi ile gerilim desteği gibi hizmetlerin etkin bir şekilde sağlanabilmesi için hem teknolojik altyapının güçlendirilmesi hem de düzenleyici çerçevenin güncellenmesi gerekmektedir. Artan elektrifikasyon ve dağıtık üretim entegrasyonu ile birlikte, dağıtım sistemi için ileri dönemli yatırım planlamalarında aşağıdaki başlıkların da dikkate alınması önem arz etmektedir:

- Değişken üretimli santrallerin ve elektrığe olan talebin hızla artmasına paralel olarak, şebeke esnekliği ve enerji kalitesini iyileştirecek operasyonel uygulama ve yatırımların hızlandırılması,
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun yüksek olduğu bölgelerde gerilim dalgalanmaları ve şebeke kararlılığının sağlanmasına yönelik önlem ve uygulamaların planlanması,

² SCADA Gözetleyici Kontrol ve Veri Toplama Sistemleri endüstriyel cihazların ya da süreçlerin izlenmesi, kontrol ve analiz edilmesinde kullanılmaktadır. Elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinin yönetiminde de yaygın olarak kullanılmaktadır.

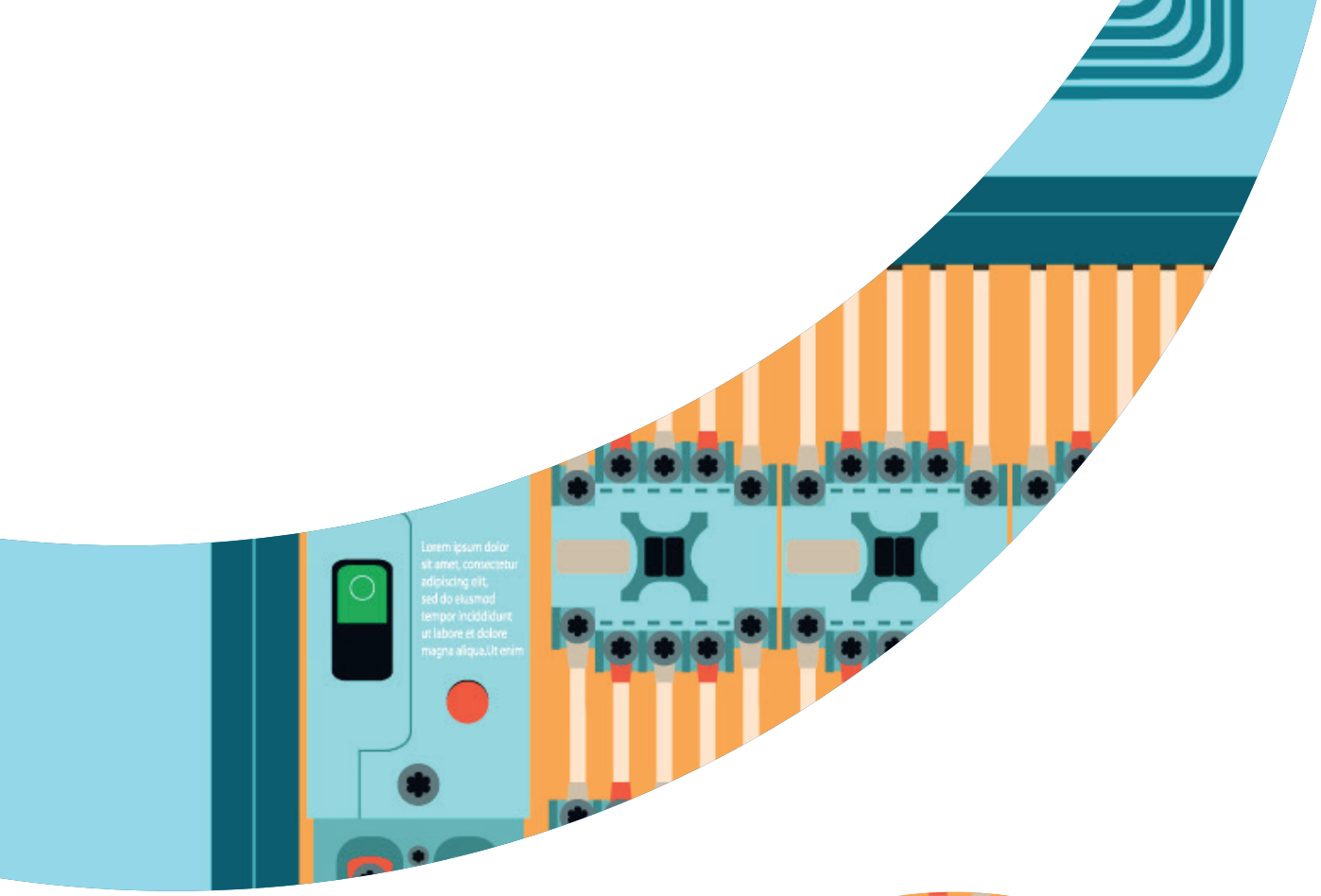
- Şebeke koruma sistemlerinin geliştirilmesiyle³ enerji kesintilerin azaltılması, tedarik sürekliliğinin iyileştirilmesi ve çift yönlü güç akışlarına uygun selektivite⁴ uygulamalarının oluşturulması,
- Şebekenin dijitalleşmesine paralel olarak siber saldırılara karşı önlemlerin alınması,
- Tüketicilerin talep tarafı yönetimi çerçevesinde sisteme katılımının yaygınlaştırılması,
- Dağıtık üretimin ada modunda (mikro-şebeke) çalışmasına yönelik mevzuatların hazırlanması ve bu hizmetin kullanımında oluşabilecek frekans ve gerilim kararlılığı gibi teknik konuların değerlendirilmesi,
- Mevcut SCADA altyapısı ve izleme sistemlerinin, dağıtık üretim kaynaklarının reaktif güç yönetimi ve gerilim desteği gibi şebekeye sağlayabileceği faydalardan tam olarak yararlanabilecek şekilde geliştirilmesi; bu doğrultuda teknolojik altyapının güçlendirilmesi ve gerekli mevzuat düzenlemelerinin hayata geçirilmesi,
- İletim sistemi operatörü ile etkileşim ve koordinasyonun artırılması.

Bu doğrultuda, dijitalleşme odaklı teknik altyapı güçlendirmeleri ve yenilikçi çözüm yatırımları, dağıtım sisteminde gerçekleşen enerji dönüşümüne uyum sağlanmasına katkıda bulunacaktır. Dağıtık üretimin hedeflenen düzeyde entegrasyonunun gerçekleştirilmesi ve dağıtım şebekesinin güçlendirilmesine yönelik yatırımların zamanında hayata geçirilebilmesi için, mevzuatta yapılacak iyileştirme ve düzenlemeler kritik öneme sahiptir. Türkiye’de dağıtım sisteminin dönüşümü bağlamında DSO’ların üstleneceği yeni roller ve bu dönüşümü kolaylaştırabilecek idari ve teknik gereklilikler bu rapor kapsamında değerlendirilmektedir. Özetle, bu çalışma Türkiye dağıtım sisteminin dönüşümünü destekleyebilecek ve şebeke modernizasyonunu hızlandırması muhtemel teknoloji, operasyonel uygulama ve düzenleyici çerçeveleri incelemektedir.

Raporun ikinci bölümünde, Türkiye enerji sektörünün mevcut durumu, dağıtım faaliyetlerine yönelik genel regülasyonlar, dağıtım sistemi operatörlerinin genel yükümlülükleri ve gelir düzenlemeleri ele alınmıştır. Üçüncü bölümde, dağıtık enerji kaynaklarının Türkiye’deki mevcut durumu ile mevzuat ve teknik açıdan sisteme entegrasyonlarındaki önemli noktalar değerlendirilmiştir. Dördüncü bölümde, dağıtık enerji kaynaklarının şebeke entegrasyonlarında karşılaşılan temel zorluklar özetlenmiştir. Beşinci bölümde, dağıtık üretim entegrasyonu ve dağıtım şebekesi dönüşümü kapsamında uluslararası en iyi uygulamalar incelenmiştir. Son bölümde ise, raporun temel bulguları tartışılarak, Türkiye’de dağıtım sistemi dönüşümü çerçevesinde uygulanabilecek politika önerileri sunulmuştur.

³ Özellikle orta gerilim (OG) seviyesindeki koruma sistemlerinin, dağıtık üretimlerin artan etkisini karşılayabilecek şekilde modernize edilmesi gerekmektedir.

⁴ Selektivite (seçicilik), elektrik şebekesinde koruma cihazlarının (sigortalar, kesiciler vb.) bir arıza durumunda sadece arızalı olan bölgeyi devre dışı bırakacak şekilde çalışmasıdır.



BÖLÜM 2

Elektrik Dağıtım Sistemi Yapısı, İşleyişi ve Mevcut Uygulamalar

2.1. Türkiye Elektrik Dağıtım Yapısı

1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu'nun (TEK) kurulmasıyla birlikte, daha önce imtiyazlı şirketler ve belediyeler tarafından yürütülen elektrik hizmetleri belediye sınırları dışındaki üretim, iletim, dağıtım ve perakende satış faaliyetleriyle birlikte TEK çatısı altında birleştirilmiştir. 1994 yılında ise TEK yeniden yapılandırılarak iki ayrı şirkete ayrılmış; üretim ve iletim faaliyetleri Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) tarafından; dağıtım ve perakende satış faaliyetleri ise Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) tarafından yürütülmeye başlanmıştır.

2001 yılında yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu⁵ ile TEAŞ'ın faaliyetleri ayrıştırılarak üretim için Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), iletim için Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ve toptan satış için Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) kurulmuştur. Aynı Kanun kapsamında, elektrik piyasasını düzenlemek ve denetlemekle üzere Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu⁶ (EPDK) kurulmuş ve Kurum'a ikincil mevzuatları hazırlama yetkisi verilmiştir. Kanun ayrıca özel şirketlere serbest elektrik üretim santrali kurma ile toptan ve perakende satış lisansı alma imkanı tanımış; belirli tüketim seviyesini aşan kullanıcıların tedarikçisini seçebilmesini sağlayan 'Serbest Tüketici' kavramını getirerek piyasada serbestleşmenin önünü açmıştır. Tüm bu gelişmelerle birlikte, TEDAŞ'ın mülkiyet yapısı ile dağıtım ve perakende satış sorumlulukları korunmuştur.

Öte yandan TEDAŞ, 02.04.2004 tarih ve 2004/22 sayılı Özelleştirme Yüksek Kurulu Kararı ile özelleştirme kapsam ve programına alınmıştır. Bu çerçevede, Türkiye genelinde elektrik dağıtım faaliyetlerinin yürütülmesi amacıyla 21 ayrı dağıtım bölgesi belirlenmiştir (Şekil 4). Her bir dağıtım bölgesi için İşletme Hakkı Devri (İHD) ihaleleri gerçekleştirilmiş ve 31.08.2013 itibarıyla tüm bölgelerde özel şirketlerle hisse devir sözleşmeleri tamamlanmıştır. İHD yöntemi gereği, mevcut dağıtım varlıkları ile yatırım programı kapsamında yapılacak varlıklar TEDAŞ mülkiyetinde kalmaya devam etmiş; dağıtım faaliyetlerinin işletme hakkı ise belirli süreler için özel sektör şirketlerine devredilmiştir. Güncel dağıtım bölgelerine ilişkin genel bilgiler Tablo 1'de gösterilmektedir.

Şekil 4. Türkiye elektrik dağıtım bölgeleri



Kaynak: MRC Türkiye

⁵ 30.03.2013 tarihinde 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile değiştirilmiştir.

⁶ 18.04.2001 tarihli ve 4646 sayılı Kanun ile ismi Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu olarak değiştirilmiştir.

Tablo 1. Türkiye dağıtım gölgeleri genel bilgiler (2024)

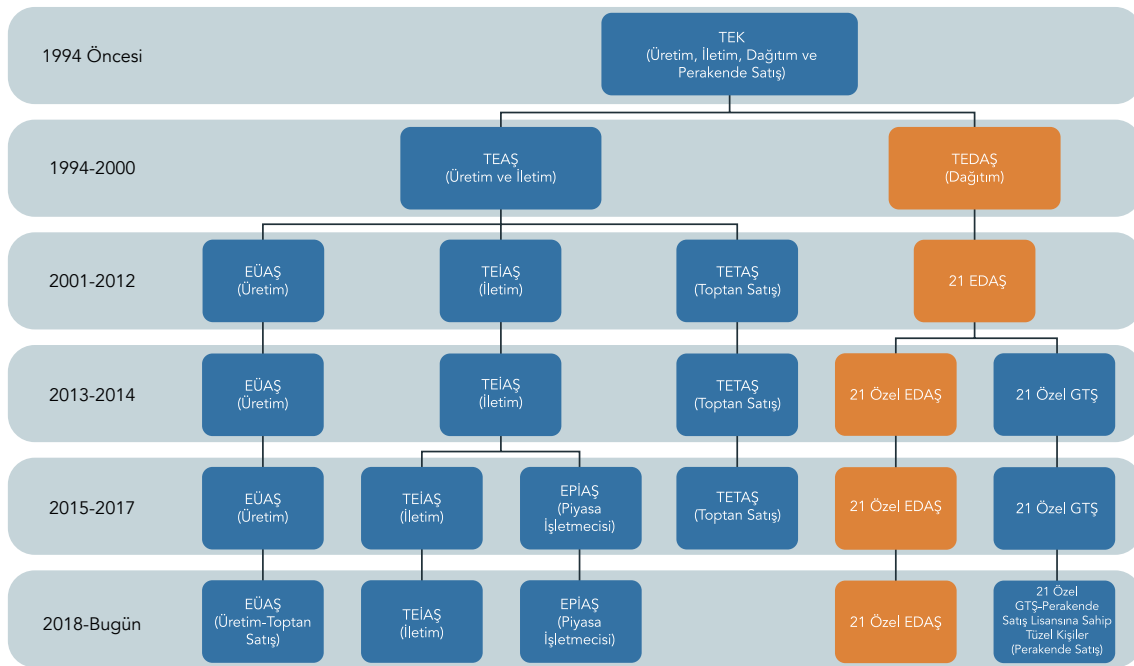
No	Dağıtım Bölgesi	İller	İşletme Hakkı Devir Tarihi	2024 Tüketici Sayısı	2024 Dağıtılan Enerji (TWh)	2024 Kayıp Oranı (%)
1	Kayseri ve Civarı Elektrik Türk A.Ş. (KCETAŞ)	Kayseri	01.03.1990	870.023	3,05	%5,92
2	ADM EDAŞ	Aydın, Denizli, Muğla	15.08.2008	2.356.862	11,20	%5,51
3	BAŞKENT EDAŞ	Ankara, Kırıkkale, Zonguldak, Kastamonu, Çankırı, Bartın, Karabük	28.01.2009	4.656.421	17,88	%5,05
4	SAKARYA EDAŞ	Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli	11.02.2009	2.228.654	11,24	%5,73
5	MERAM EDAŞ	Nevşehir, Niğde, Konya, Karaman, Kırşehir, Aksaray	30.10.2009	2.464.872	12,69	%5,71
6	OSMANGAZİ EDAŞ	Eskişehir, Afyon, Bilecik, Kütahya, Uşak	31.05.2010	2.081.016	7,74	%6,98
7	ÇAMLİBEL EDAŞ	Sivas, Tokat, Yozgat	31.08.2010	1.111.805	2,87	%7,21
8	Uludağ EDAŞ	Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Yalova	31.08.2010	3.733.362	14,85	%5,02
9	Çoruh EDAŞ	Trabzon, Artvin, Giresun, Rize, Gümüşhane	30.09.2010	1.603.884	4,04	%6,35
10	Yeşilirmak EDAŞ	Samsun, Amasya, Çorum, Ordu, Sinop	30.12.2010	2.505.080	6,10	%6,18
11	AKEDAŞ EDAŞ	Adıyaman, Kahramanmaraş	31.12.2010	740.939	4,42	%3,63
12	Fırat EDAŞ	Elazığ, Bingöl, Malatya, Tunceli	06.01.2011	1.105.543	3,31	%8,82
13	Trakya EDAŞ	Edirne, Kırklareli, Tekirdağ	03.01.2012	1.330.800	8,41	%4,91
14	Akdeniz EDAŞ	Antalya, Burdur, Isparta	28.05.2013	2.522.766	12,43	%8,06
15	Boğaziçi EDAŞ	İstanbul Avrupa Yakası	28.05.2013	5.506.776	29,12	%6,17
16	GDZ EDAŞ	İzmir, Manisa	14.06.2013	3.900.687	17,92	%5,41
17	Dicle EDAŞ	Diyarbakır, Şanlıurfa, Siirt, Mardin, Batman, Şırnak	28.06.2013	2.318.031	17,91	%37,62
18	Aras EDAŞ	Erzurum, Ağrı, Ardahan, Bayburt, Kars, Erzincan, Iğdır	28.06.2013	1.197.239	3,11	%14,53
19	Vangölü EDAŞ	Bitlis, Hakkâri, Muş, Van	29.07.2013	857.806	3,39	%25,04
20	Anadolu Yakası EDAŞ (AYEDAŞ)	İstanbul Anadolu Yakası	01.08.2013	3.174.361	14,01	%4,36
21	Toroslar EDAŞ	Adana, Gaziantep, Hatay, Mersin, Kilis, Osmaniye	01.10.2013	4.425.873	22,06	%9,09
Toplam				50.692.800	227,8	8,99%

Kaynak: EPDK (2025)

EPDK'nın 12.09.2012 tarih ve 4019 sayılı Kararı ile yayımlanan, "Dağıtım ve Perakende Satış Faaliyetlerinin Hukuki Ayırıştırılmasına İlişkin Usul ve Esaslar" doğrultusunda, 01.01.2013 tarihinden itibaren dağıtım şirketleri bünyesindeki dağıtım ve perakende satış faaliyetleri ayrıştırılarak ayrı tüzel kişilikler altında yürütülmeye başlanmıştır. Bu düzenleme ile 2013 yılından itibaren dağıtım şirketleri yalnızca şebeke işletmeciliğinden sorumlu tutulmuş, enerji ticareti faaliyetlerinden ayrıştırılmıştır. Dağıtım şirketlerinin elektrik alım faaliyeti ise yalnızca dağıtım kayıplarının ve genel aydınlatma (sokak aydınlatması) tüketiminin temini ile sınırlandırılmıştır.

Elektrik piyasasındaki reformlar, 2015 yılında Elektrik Piyasaları İşletme A.Ş.'nin (EPIAŞ) kurulması ve TEİAŞ bünyesindeki Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) görevlerinin EPIAŞ'a devredilmesiyle devam etmiştir. EPIAŞ, Gün Öncesi Piyasası (GÖP), Gün İçi Piyasası (GİP) ve Vadeli Elektrik Piyasası'nı (VEP) işletmekte; Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ile Yan Hizmetler Piyasası'nın (YHP) mali uzlaştırmasını yürütmektedir. DGP ve YHP'nin işletilmesi ise TEİAŞ'ın görev alanında kalmıştır. Reformların bir diğer adımı olarak, 09.07.2018 tarihinde TETAŞ kapatılmış, devlete ait uzun dönemli elektrik alım ve satış sözleşmeleri EÜAŞ bünyesinde yürütülmeye başlanmıştır (Şekil 5).

Şekil 5. Elektrik piyasasının tarihsel gelişimi



2.2. Dağıtım Faaliyetine İlişkin Düzenlemeler

2.2.1. Dağıtım Faaliyetinin Kapsamı

Elektrik dağıtım faaliyetinin tanımı, kapsamı ve dağıtım şirketlerinin görev ve sorumlulukları, temel olarak 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve ilgili ikincil mevzuatla belirlenmiştir. Kanun'a göre dağıtım faaliyeti, elektrik enerjisinin 36 kilovolt (kV) ve altındaki hatlar üzerinden nakli olarak tanımlanmaktadır. Buna karşılık, 36 kV üzerindeki şebeke işletmeciliği iletim sistemi operatörünü TEİAŞ'ın sorumluluğu altındadır.

Dağıtım tesisi; iletim tesisleri ile dağıtım gerilim seviyesinden bağlı üretim ve tüketim tesislerine ait şalt sahalarının sona erdiği noktadan sonraki nihayet direğinden itibaren, alçak gerilim seviyesinden bağlı tüketicilerin yapı giriş noktalarına kadarki (sayaç arkası hariç, sayaçlar dahil) şebeke unsurlarını kapsamaktadır.⁷ Dağıtım şebekesi ise, tüketicilerin iç tesisatı ile üreticilerin şalt sahasını dağıtım sistemine bağlayan bağlantı hatları hariç olmak üzere, dağıtım tesisi olarak tanımlanmıştır.⁸

Dağıtım faaliyeti yalnızca enerji naklini değil; şebekenin işletilmesi, bakım ve onarımı, yatırımların planlanması ve gerçekleştirilmesi, kayıp-kaçak takibi, sayaçların işletilmesi ve ölçüm verilerinin yönetimi ile kalite ve kesintisiz arz sorumluluklarını da kapsamaktadır (detaylar için EK A incelenebilir). Dağıtım şirketleri, bu faaliyetleri EPDK tarafından verilen dağıtım lisansı çerçevesinde yürütmekle yükümlüdür. Ayrıca enerji arz kalitesi ve sürekliliği konusunda EPDK'nın belirlediği performans kriterlerine (örneğin OKSÜRE/OKSIK⁹ göstergeleri) uymak zorunludur.

2.2.2. Dağıtım Lisansı Alınması

Dağıtım Lisansı, Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) tarafından yürütülen İHD ihaleleri sonucunda dağıtım sisteminin işletme hakkını devralan tüzel kişilere, EPDK¹⁰ tarafından verilmektedir. Dağıtım lisansları en az 10 yıl ve en fazla 49 yıl süreyle¹¹ tahsis edilmektedir. Mevzuat gereği, başka bir elektrik piyasası faaliyetinde bulunan şirketlerin, doğrudan bir dağıtım şirketine ortak olması mümkün değildir. Benzer şekilde, dağıtım şirketleri de diğer elektrik piyasası faaliyetlerinde bulunan şirketlere doğrudan ortak olamamaktadır. Ayrıca, dağıtım şirketlerinin, dağıtım faaliyeti dışında herhangi bir faaliyet¹² yürütmesi de yasaktır.

Türkiye genelinde 21 dağıtım bölgesine ilave olarak, Organize Sanayi Bölgeleri (OSB) de dağıtım lisansı alarak kendi sınırları içinde üyelerine elektrik dağıtım hizmeti sunabilmektedir. Dağıtım lisansı almayan OSB'lerde ise dağıtım faaliyeti, ilgili bölgeden sorumlu dağıtım şirketi¹³ tarafından yürütülmektedir.

⁷ 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 3/1/f

⁸ 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 3/1/tt

⁹ OKSÜRE - Sistem Ortalama Kesinti Süresi; OKSIK - Sistem Ortalama Kesinti Frekansı

¹⁰ 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 5/9

¹¹ 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 5/1/c

¹² 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 9/1

¹³ 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 13

2.2.3. Dağıtım Şirketinin Görev ve Sorumlulukları

Dağıtım şirketlerinin görev ve sorumlulukları¹⁴ arasında aşağıda özetlenenler yer almaktadır:

- Dağıtım şebekesini, elektrik enerjisi üretimi ve satışı kapsamında rekabet ortamına uygun şekilde işletmek,
- Kullanıcılar ve yeni bağlantı talepleri için eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin hizmet sunmak,
- Bulunduğu bölgede talep tahminleri yapmak ve buna göre yatırım planları hazırlamak,
- Onaylanan yatırım planlarına göre, yatırım projelerini hazırlamak,
- Kapasite artışı ve tesis yenileme yatırımlarını gerçekleştirmek
- Sayaçların okunması, bakım ve işletimini yürütmek,
- Genel aydınlatma yatırımlarını ve işletmesini yürütmek,
- Şebeke kayıplarını azaltmak,
- İlgili yönetmelikler çerçevesinde yan hizmetler sağlamak,
- Dağıtım bölgesinde yıllık talep tahminlerini hazırlamak ve TEİAŞ'ı bilgilendirmek.

2.3. Gelir Tavanı Uygulamasının Bileşenleri

Türkiye’de dağıtım tarifelerinin belirlenmesinde “Gelir Tavanı” yöntemi kullanılmaktadır. Bu yöntemde öncelikle dağıtım şirketlerinin yatırım geri ödemesi, işletme ve araştırma-geliştirme (AR-GE) faaliyetleri kapsamında ihtiyaç duydukları yıllık bütçe, yani “gelir gereksinimi” hesaplanır.

Daha sonra bu gelir gereksinimine;

- kalite parametreleri kapsamında hak edilen ödül veya ceza tutarı,
- kontrol edilemeyen maliyet bileşenleri (KMB),
- geçmiş dönemden kalan gelir farkı düzeltme bileşenleri (GFDB)

eklenir. Ayrıca dağıtım bedeli haricinde elde edilen diğer gelirler (örneğin, kaçak tahakkuk, kesme-bağlama, proje onay, v.b.) toplamdan düşülür. Bu şekilde, ilgili yılda dağıtım şirketinin toplamı gereken gelir, yani “gelir tavanı” belirlenmiş olur (Bknz. Eşitlik 1).

Eşitlik 1. Gelir tavanı hesaplaması

$$\text{Gelir Tavanı} = \text{Gelir Gereksinimi} + \text{Kalite Ödülü veya Cezası} + \text{KMB} + \text{GFDB} - \text{Diğer Gelirler}$$

KMB : Kontrol Edilemeyen Maliyet Bileşeni

GFDB : Gelir Farkı Düzeltme Bileşeni

Buna göre, dağıtım şirketlerinin bir yılda toplamı gereken gelir miktarı (gelir tavanı), dağıtılan enerjiden bağımsız bir tutardır. Başka bir deyişle, dağıtılan enerji miktarının yıl içinde fazla olması veya düşük olması, dağıtım şirketinin gelir tavanını değiştirmemektedir. Ancak, dağıtılan enerji miktarının tahmin edilenden düşük kalması sebebiyle gelir tavanının tamamının kullanıcılardan toplanamaması halinde, eksik kalan tutar, iki yıl sonraki gelir gereksinimine eklenir. Dağıtılan enerji miktarının fazla olması sebebiyle ilgili yılda gelir tavanından daha fazla gelir elde edilmesi halinde ise fazla tutar iki yıl sonraki gelir gereksiniminden düşülür. Dolayısıyla, dağıtım bölgesi içindeki öztüketim amaçlı santral kurulumlarının ve lisanssız üretim miktarının artmasının, dağıtım şirketi gelirlerine doğrudan bir etkisi bulunmamaktadır.

¹⁴ 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 9/1-3

2.3.1. Gelir Gereksinimi

Dağıtım şirketlerinin gelir gereksinimi, dağıtım faaliyetlerini yürütebilmeleri için üstlenmeleri gereken yatırım ve işletme giderlerini karşılamaya yönelik yıllık bütçedir. Bu bütçe, beş yıllık uygulama döneminin¹⁵ başında, EPDK tarafından yıllık olarak onaylanır ve dağıtım tarifeleri yoluyla kullanıcılardan tahsil edilir.

Eşitlik 2. Gelir gereksinimi hesabı

$$\text{Gelir Gereksinimi} = \text{Yatırım Bileşeni} + \text{İşletme Bileşeni} + \text{AR-GE Bütçesi}$$

2.3.2. Yatırım Bileşeni

Yatırım bileşeni, dağıtım şirketlerinin gerçekleştirdiği yatırım harcamalarının geri ödenmesini sağlamaktadır. Yatırım bileşenini; İtfa, Makul Getiri ve Vergi Farkı oluşturmaktadır.

Eşitlik 3. Yatırım bileşeni hesabı

$$\text{Yatırım Bileşeni} = \text{İtfa} + \text{Makul Getiri} + \text{Vergi Farkı}$$

2.3.2.1. İtfa

İtfa, yapılan yatırımın anaparasının, amortisman ödemeleri şeklinde yıllık olarak EDAŞ gelir tavanına eklenmesini belirtmektedir. Bir yatırım harcamasının itfa (geri ödeme) süresi, EPDK tarafından 5 yıllık uygulama dönemleri bazında belirlenir ve T.C. Hazine ve Maliye Bakanlığı tarafından tanımlanan amortisman süresinden farklılık gösterir. Amortisman süreleri, yatırım yapılan varlıkların ekonomik ömrünü esas alırken; itfa süresi, yatırım için gerekli finansmanın geri ödeme süresini de dikkate almaktadır. Bu sebeple, örneğin ortalama bir dağıtım varlığının ekonomik ömrü 30 yıl iken, ikinci uygulama dönemi (2011) başlangıcından itibaren EPDK tarafından dağıtım şirketlerinin itfa süresi 10 yıl olarak belirlenir. Böylelikle, elektrik dağıtım şirketleri 10 yıl vadeli yatırım kredilerinin ana paralarını, yıllık olarak aldıkları itfa ödemeleriyle karşılayabilmektedir. Örneğin, 2025 yılında 100 milyon Türk Lirası (TL) ve 2026 yılında 150 milyon TL yatırım yapan bir dağıtım şirketinin gelir tavanı değerlendirmesi düşünüldüğünde, dağıtım şirketinin 2025 yılındaki yatırımından dolayı 2025-2034 yılları arasında (10 yıl süreyle) yıllık 10 milyon TL, 2026'daki yatırımından dolayı da 2026-2035 yılları arasında (10 yıl süreyle) yıllık 15 milyon TL gelir elde edebileceği öngörülebilir.

¹⁵ Halihazırda, 2021-2025 yıllarını kapsayan 4. Uygulama Dönemi devam etmektedir.

2.3.2.2. Makul Getiri

İtfa ödemeleriyle yatırımın ana parası karşılanırken, makul getiri bileşeni ise yatırım harcamaları için maruz kalınan finansman maliyetlerini (örneğin kredi faizleri, kredi sigortası, tahsis gideri, v.b.) ve yatırımın alternatif fırsat maliyeti karşılanmaktadır. Örnek olarak, bir dağıtım şirketi şebekeye 100 milyon TL hat ve trafo yatırımı yaptığında, bu tutarla gerçekleştirebileceği alternatif yatırım fırsatlarını kaçırmış olur. Bu fırsatlar, en risksiz durumda devlet tahvili faizi gelirini; daha riskli yatırımlarda ise alternatif sektörlerde (inşaat, elektrik üretim, vb.) elde edilebilecek getirileri ifade eder.

Bu nedenle, dağıtım şirketlerinin yapmış olduğu yatırımların henüz itfa edilmemiş kısmı (Varlık Tabanı) için yıllık olarak makul getiri tutarı hesaplanır ve gelir tavanlarına eklenir.

Makul getiri oranı, EPDK tarafından Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) yöntemiyle belirlenmektedir (Bknz. EK-3). Bu yöntemde, yatırımlar için kullanılacak kaynağın borç/öz kaynak oranı, risksiz getiri oranı, ülke ve piyasa riskleri, kredi faiz oranları ve beklenen enflasyon oranları gibi parametreler dikkate alınarak Kurumlar Vergisi öncesi makul getiri oranı hesaplanır.

Bu oran, 5 yıllık uygulama dönemlerinin başında EPDK tarafından belirlenir ve dönem boyunca sabit kalır. Ancak, ülke ekonomisinde yaşanan gelişmeler nedeniyle kredi faiz oranlarında öngörülemeyen değişiklikler olması halinde, dönem içinde güncellemeler yapılabilmektedir. Ayrıca hesaplamalarla ilgili detaylı bilgi için EK C incelenebilir.

2.3.2.3. Varlık Tabanı

Varlık tabanı, dağıtım şirketinin şebekeye yapmış olduğu yatırımların henüz itfa edilmemiş (geri alınmamış) kısmını ifade eder. Örneğin, 2025 yılında 100 milyon TL yatırım yapıldığında, bu tutarın onda birlik kısmı itfa ödemesi olarak aynı yıl alınır ve geriye kalan 90 milyon TL varlık tabanına ilave edilir. 2026 yılında bu yatırım için 10 milyon TL daha itfa ödemesi alınır ve varlık tabanındaki değer 80 milyon TL'ye düşer. Bu şekilde, yeni yapılan yatırımlar varlık tabanına eklenirken itfa edilen tutarlar varlık tabanından düşülür.

Eşitlik 4. Varlık Tabanı

$$\text{Varlık Tabanı}_t = \text{Varlık Tabanı}_{t-1} + \text{Yatırım}_t - \text{İtfa}_t$$

Bu eşitlikte;

Varlık Tabanı_t : t yılındaki Varlık Tabanı

Yatırım_t : t yılında yapılan yatırım tutarı

İtfa_t : t yılında alınan toplam itfa tutarı

Makul getiri oranı ile varlık tabanı çarpılarak makul getiri tutarı hesaplanmaktadır. Dolayısıyla, dağıtım şirketlerinin varlık tabanı büyüdükçe (yatırım harcamaları arttıkça), elde edecekleri makul getiri tutarı da artar. EDAŞ'ın finansman maliyetinin makul getiri oranından düşük olması halinde, bu ödemeler EDAŞ için reel bir getiri sağlamaktadır.

2.3.2.4. Vergi Farkı

Amortisman süresi ile itfa süresi farklıdır. Dağıtım şirketlerinin Kurumlar Vergisi ödemeleri, amortisman süresinin ilk yıllarında olması gerekenden fazla, son yıllarında ise olması gerekenden düşük gerçekleşmektedir. Örneğin, vergi mevzuatına göre amortisman süresi 30 yıl olan bir şebeke varlığına yatırım yapıldığında, bu yatırımın bedeli 30 yıla eşit taksitlerle (yıllık 1/30 oranında) giderleştirilerek Kurumlar Vergisi matrahı hesaplanmaktadır. Ancak, söz konusu varlığın tarifelere yansıyan itfa süresi 10 yıl olduğunda, şirket bu yatırımın bedelini ilk 10 yıl içerisinde yıllık 1/10 oranında geri kazanmaktadır. Bu durum, gelir vergisi matrahında dikkate alınan amortisman tutarına kıyasla ilk 10 yıl boyunca daha yüksek gelir elde edilmesine yol açmaktadır. Elde edilen bu görece yüksek gelir, daha yüksek Kurumlar Vergisi hesaplanmasına neden olmaktadır. Takip eden 20 yılda ise, şirket yatırım için hâlâ yıllık 1/30 oranında amortisman ayırmaya devam etmekte; ancak ilgili varlık itfa edildiği ve tarifelere yansıtılmadığı için bu dönemlerde gelir yaratmamaktadır. Bu nedenle, sonraki 20 yılda daha düşük bir vergi matrahı oluşmakta ve ödenen Kurumlar Vergisi azalmaktadır. Söz konusu fark, 30 yıllık amortisman süresi boyunca muhasebe açısından kademeli olarak giderleştirilerek net olarak sıfıra ulaşsa da, bu durum şirketlerin dönemsel nakit akışlarını olumsuz yönde etkileyebilmektedir. Bu farkın dengelenmesini teminen, EPDK tarafından 'Vergi Farkı' mekanizması uygulanmakta ve ilgili tutarlar dağıtım şirketlerinin bütçelerine yansıtılmaktadır.

2.3.3. İşletme Maliyeti

Dağıtım şirketlerinin işletme maliyetleri aşağıdaki kalemlerden oluşmaktadır:

- Arıza onarım giderleri,
- Planlı bakım giderleri,
- Sayaç işlemleri (örneğin sayaç okuma, kesme-bağlama, ihbar bırakma, sayaç değişimi)
- Çağrı merkezi işletmesi,
- Genel yönetim ve idari giderler,
- Kaçakla mücadele,
- Yatırım işletme giderleri (proje çizimi, tesis kontrolü vb.),
- Teknoloji giderleri.

Yıllık işletme bütçeleri, her 5 yıllık uygulama dönemlerinin başında EPDK tarafından belirlenmektedir. Bu süreçte, dağıtım şirketinin geçmiş dönem harcama gerçekleştirmeleri ile yeni dönemde ortaya çıkabilecek ek maliyetler dikkate alınmaktadır. Ayrıca, 21 dağıtım şirketinin geçmiş harcamaları; kullanıcı sayısı, hat uzunluğu, bölge nüfusu, trafo sayısı, bölge yüzölçümü gibi parametreler üzerinden karşılaştırılmaktadır. Bu analiz sonucunda, belirlenen parametrelere göre ortalamanın üzerinde harcama yaptığı tespit edilen dağıtım şirketlerinin işletme bütçeleri düşürülerek, maliyetlerde verimlilik sağlanması amaçlanır. Ayrıca, seçilen kıyaslama yöntemine göre ilave bir verimlilik parametresi uygulanabilir ve dağıtım şirketlerinden işletme bütçelerini her yıl belli bir oranda azaltmaları istenebilir.

İşletme maliyeti iki ana unsurdan (sabit ve değişken maliyet bileşeni) oluşur:

- Sabit maliyetler, kullanıcı sayısı, hat uzunluğu ve dağıtılan enerji gibi parametrelere göre kısa vadede¹⁶ değişmeyen maliyetleri dikkate alır.
- Değişken maliyetler ise söz konusu parametrelere doğrudan bağlı olan giderlerdir. Örneğin, sayaç okuma maliyetleri kullanıcı sayısına, planlı bakım maliyetleri ise hat uzunluğuna bağlı olarak değişmektedir.

¹⁶ Örnek olarak, dağıtım şirketinin bina kirası, yönetim ve destek birimlerindeki personel maliyeti (muhasebe, hukuk, finans, insan kaynakları), yazılım lisansları için ödenen bedeller düşünülebilir.

EPDK tarafından onaylanan işletme maliyetlerinin yarısı sabit, diğer yarısı ise değişken maliyet olarak kabul edilmektedir. Örneğin, 5 yıllık tarife döneminin başında bir dağıtım şirketinin (EDAŞ) işletme bütçesi 100 milyon TL ise, bu dönem boyunca sabit maliyet bileşeni 50 milyon TL olarak kabul edilir. Dönemin ikinci yılında değişken faktörlerin ağırlıklı ortalamada %3 artması halinde, değişken işletme gideri $50 \times (1+0,03) = 51,5$ milyon TL olur. Bu durumda ikinci yılın işletme gider bütçesi (sabit + değişken) 101,5 milyon TL'ye ulaşır.

Dördüncü Uygulama Dönemi'nde (2021-2025) EPDK tarafından uygulanan değişken parametreler ve faktör ağırlıkları Tablo 2'de gösterilmektedir. Tabloda dağıtılan enerji miktarı, değişken faktörler arasında yer almamaktadır. Dolayısıyla dağıtık enerji kaynaklarının entegrasyonu sebebiyle dağıtılan enerji miktarının azalması, dağıtım şirketi işletme gideri bütçesini doğrudan etkilememektedir.

Tablo 2. İşletme gideri değişken faktörler¹⁷

Değişken Faktör	Değişken Faktör
Tüketici Sayısı	%50,2
Nüfus	%37,8
Hat Uzunluğu	%4,8
Trafo Sayısı	%4,8
Kesme-Bağlama Sayısı	%2,4

2.3.3.1. Planlı Bakım Bütçesi

Planlı bakım giderleri, işletme maliyetinin bir unsuru olmakla birlikte, Dördüncü Uygulama Dönemi'nde (2021-2025) EPDK tarafından bu giderler için ayrı bir bütçe tanımlanmıştır. Şebeke varlıklarına yönelik periyodik bakım ve yenileme çalışmalarının usul ve esasları¹⁸ belirlenmiş ve ilgili bütçenin kullanımı düzenlenmiştir. Bu düzenleme ile, yatırım kapsamına alınamayan münferit şebeke varlığı değişimleri için bütçe oluşturularak yatırım harcamalarında verimlilik sağlanması amaçlanmıştır. Ayrıca, şebeke varlıklarına yapılacak periyodik gözlem ve bakım faaliyetleri sayesinde bu varlıkların ekonomik ömrünün uzatılması hedeflenmektedir.

EPDK'nın "*Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Planlı Bakım Harcamalarının Tarife Hesaplamalarında Dikkate Alınmasına İlişkin Usul ve Esasları*" uyarınca planlı bakım faaliyetleri üç seviyede yürütülmektedir:

- **Birinci Seviye (Gözlem):** Termal kamera kontrolleri, topraklama ölçümleri, temizlik ve güvenlik kontrolleri.
- **İkinci Seviye (Periyodik Test ve Ölçüm):** Trafo yağı ve röle testleri, kesici kontrolleri, kompanzasyon testleri, budama ve izolasyon çalışmaları.
- **Üçüncü Seviye (Kısmi Yenileme):** Havai hat yenilemeleri, pano/hücre değişimleri, trafo binası tadilatları, şebeke güçlendirme ve çevre güvenliği iyileştirmeleri.

Birinci ve ikinci seviye faaliyetler tüm dağıtım şebekesi için iki yılda bir düzenli olarak yapılırken, üçüncü seviye faaliyetler bölgesel ihtiyaçlar ve bütçe öngörülerini doğrultusunda gerçekleştirilmektedir.

¹⁷ EPDK verilerine bağlı analiz edilen faktör ağırlığı seviyeleri

¹⁸ 12.11.2020 tarih ve 9689 sayılı EPDK Kararı

2.3.4. Kontrol Edilemeyen Maliyet Bileşeni (KMB)

İşletme bütçesinde yer alan bazı maliyetlerin dağıtım şirketlerinin herhangi bir etkisi bulunmamaktadır. Bu nedenle söz konusu maliyetlerde verimlilik sağlanması veya maliyet azaltımı mümkün değildir. Aksine, bu kalemlerde yaşanabilecek öngörülemez fiyat artışları, dağıtım şirketlerinin kârlılığını riske atabilecek niteliktedir. Bu sebeple, EPDK bu tür giderleri Kontrol Edilemeyen Maliyet Bileşeni (KMB) olarak tanımlamaktadır.

KMB, gerçekleşen tutar üzerinden dağıtım şirketinin bütçesine eklenme olup, şirketler bu kalemler kapsamında kâr ya da zarar etmemektedir. KMB'ye örnek olarak iletim bedeli, orman arazisi kullanım bedeli, EPDK lisans bedeli, işten ayrılan personel için ödenen kıdem tazminatı ve iletim vergisi gibi giderler gösterilebilir.

TEİAŞ'a ödenen iletim bedeli, dağıtım şirketlerinin kontrol edilemeyen maliyet bileşeni kapsamında bütçelerine eklendiğinden, kullanıcılara uygulanan dağıtım bedelleri, iletim bedelini de içermektedir. Bu sebeple, dağıtım kullanıcılarına ayrıca iletim bedeli uygulanmamaktadır.

2.3.5. AR-GE Bütçesi

Dağıtım şirketlerinin araştırma geliştirme (AR-GE) faaliyetlerini desteklemek amacıyla, EPDK tarafından yıllık işletme bütçelerine ayrıca AR-GE bütçesi eklenmektedir. Bu bütçe, KMB hariç olmak üzere sabit ve değişken işletme bütçesinin %2'si kadardır. AR-GE bütçesi, 5 yıllık uygulama dönemi bazında dağıtım şirketi bütçesine dahil edilir. Ancak, dönem sonunda kullanılmayan kısım bir sonraki uygulama dönemine aktarılmaz; kullanılmayan tutar geri alınır.

2.3.6. Gelir Farkı Düzeltme Bileşeni (GFDB)

Dağıtım şirketlerinin yıllık işletme bütçeleri, dönem başında yapılan tahminlere (örneğin değişken parametre artışları, kontrol edilemeyen maliyet bileşeni öngörülleri) dayanarak belirlenmektedir. Bu tahminlerde yaşanabilecek sapmalar nedeniyle, işletme bütçesinin dönem sonunda düzeltilmesi gerekmektedir.

Birim dağıtım bedelleri de dağıtılan enerji miktarı tahminine göre belirlenmektedir. Yıl içinde dağıtılan enerji miktarının öngörülenden düşük kalması veya şebeke büyümesinin beklenenden az gerçekleşmesi gibi durumlarda, dağıtım şirketi gelir tavanı tutarının tamamını toplayamayabilir. Bu durumda, eksik kalan tutar şirketin iki yıl sonraki gelir tavanına ilave edilir.

Tersi durumda, yani gelir tavanından daha yüksek gelir elde edilirse, fazla toplanan tutar yine iki yıl sonraki gelir tavanından düşülmektedir. Eksik veya fazla toplanan tutarlar, iki yıl sonraki hesaplamalara dahil edilirken, EPDK tarafından belirlenen güncelleme oranı uygulanmaktadır.

Eşitlik 5. Gelir Farkı Düzeltme Bileşeni Formülü

$$GFDB = \text{Gerçekleşen Gelir} - \text{Onaylanan Gelir} \times (1+g)$$

Bu denklemde g ile belirtilen faktör güncelleme katsayısıdır. Güncelleme katsayısı (g), Tüketici Fiyat Endeksi (TÜFE), ağırlıklı kredi faizleri ve mevduat faizleri dikkate alınarak Kurul kararıyla belirlenmektedir.

2.3.7. Fiyat Eşitleme Mekanizması

EPDK, 21 dağıtım şirketi için ayrı ayrı yatırım, işletme bütçesi ve talep tahminlerini onaylamaktadır. Bu nedenle, her bir dağıtım şirketi için farklı dağıtım bedelleri ortaya çıkmaktadır. Bununla birlikte, Elektrik Piyasası Kanunu'nun Geçici 1. Maddesi uyarınca, 31.12.2025 tarihine kadar ülke genelinde ulusal tarife uygulanmaktadır.¹⁹ Bu doğrultuda, 21 dağıtım bölgesindeki tüm dağıtım kullanıcıları için aynı dağıtım bedeli geçerlidir.

Dağıtım bedellerinin eşitlenmesi sonucu, bazı dağıtım şirketleri bölgeleri için hesaplanan birim dağıtım bedelinden fazla, bazıları ise daha az gelir elde etmektedir. Her ay sonunda Fiyat Eşitleme Mekanizması kapsamında, fazla gelir elde eden dağıtım şirketlerinden toplanan tutarlar, eksik gelir elde edenlere aktarılmaktadır. Böylelikle, arka planda dağıtım şirketleri arasında yapılan transferlerle tüm kullanıcılar için aynı dağıtım bedeli uygulanabilmektedir.

Bölgeler arasındaki birim fiyat farklılığının en önemli nedeni kayıp enerji bedelidir. Örneğin, 2023 yılında bir dağıtım bölgesinde kayıp oranı %5,6 iken, bir diğer bölgede bu oran %42,8'dir. Bu sebeple, bölgeler arasındaki kayıp oranı farklarının makul seviyelere inmesiyle birlikte bölgesel tarifelerin uygulanabileceği öngörülmektedir.

2.3.8. Kalite Faktörü

Dağıtım şirketlerinin hizmet kalitesini artırmak için EPDK tarafından çeşitli kalite parametreleri tanımlanmaktadır. Dördüncü Uygulama Dönemi (2021-2025) için uygulanan kalite parametreleri aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- Tedarik Sürekliliği: OKSÜRE²⁰, OKSIK²¹, Ortalama Dağıtılamayan Enerji
- Teknik Kalite: Etkin gerilim değeri, gerilim dengesizliği, gerilim çökmesi vb. parametreler ile teknik kalitenin ölçümü, kullanıcı talepli kalite ölçümü.
- Kullanıcı Memnuniyeti: Yeni bağlantı hizmeti, şikâyet sayısı, Çağrı Merkezi performansı.
- İş Sağlığı ve Güvenliği: Ölümlü iş kazası sayısı, kalıcı uzuv kayıplı iş kazası sayısı

Bu parametrelerdeki iyileşme veya kötüleşmeler doğrultusunda dağıtım şirketlerine kalite puanı verilmektedir. Puanlamaya ilişkin kriterler, uygulama dönemi başında EPDK tarafından belirlenmektedir.²² Dördüncü Uygulama Dönemi için kalite parametrelerinin gelir üzerindeki etkisi; ceza tutarı için gelir gereksiniminin en fazla %2,83'ü, ödül tutarı içinse gelir gereksiniminin %5'idir.²³

Eşitlik 6. Kalite Geliri / Cezası

Kalite Geliri (veya Cezası) = Gelir Gereksinimi x Kalite Faktörü

¹⁹ Cumhurbaşkanı, bu süreyi 5 yıl uzatmaya yetkilidir.

²⁰ OKSÜRE, tanımlanmış bir dönem boyunca hizmet verilen her müşteri için ortalama kesinti süresini temsil eder (İngilizce SAIDI)

²¹ OKSIK, belirli bir zaman diliminde bir müşterinin yaşadığı ortalama kesinti sayısını ölçer (İngilizce SAIFI)

²² 14.12.2020 tarih ve 9805 sayılı Kurul Kararı: 4. Tarife Uygulama Dönemi Dağıtım Faaliyeti Kalite Faktörü Uygulamasına İlişkin Usul ve Esaslar

²³ 24.12.2020 tarih ve 9867-1 sayılı Kurul Kararı

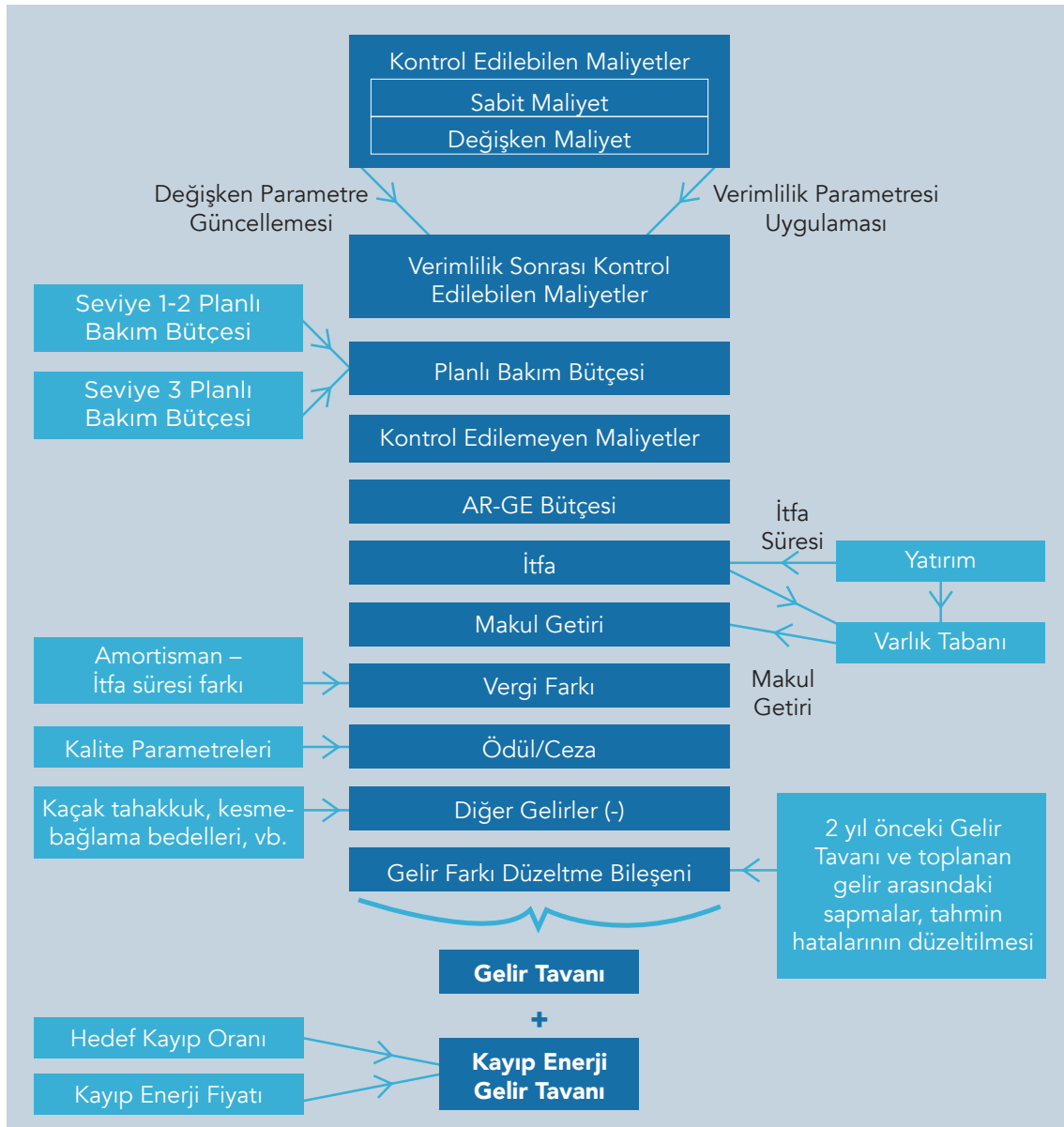
2.3.9. Kayıp Enerji Gelir Tavanı

Dağıtım şirketlerinin sorumluluğunda bulunan kayıp enerji maliyetleri, EPDK tarafından her tarife dönemi için belirlenen hedef kayıp oranı ve referans kayıp enerji fiyatı esas alınarak hesaplanmaktadır. Bu hesaplama sonucunda oluşturulan Kayıp Enerji Gelir Tavanı, dağıtım şirketlerinin gelir tavanına ayrı bir bileşen olarak eklenmektedir.

Bu yöntem ile kayıp enerji maliyeti doğrudan kullanıcıya yansıtılmamaktadır. Bunun yerine;

- Gerçekleşen kayıp oranı hedefin altında kaldığında, dağıtım şirketi lehine maliyet avantajı doğmaktadır.
- Gerçekleşen kayıp oranı hedefin üzerinde olduğunda ise, dağıtım şirketi için ek maliyet yükü oluşmaktadır.

Şekil 6. Dağıtım şirketleri gelir tavanlarının hesaplanma metodolojisi



2.4. Dağıtım Tarifeleri

Son kullanıcı dağıtım tarifeleri, yıllık hesaplanan Gelir Tavanı ve Kayıp Enerji Gelir Tavanı toplamının, ilgili dönemde dağıtılması öngörülen enerji miktarına bölünmesiyle hesaplanmaktadır. Yıl içindeki sapmaların düzeltilmesi için enerji tarifeleri ve dağıtım bedelleri genellikle üçer aylık dönemler halinde güncellenmektedir.

Dağıtım bedelleri, aşağıdaki kriterlere göre kullanıcılar arasında farklılık göstermektedir:

- **Kullanıcı tipi:** Üretici veya tüketici,
- **Kullanıcı grubu:**
 - Tüketiciler: Mesken, sanayi, hizmetler, tarımsal faaliyetler, aydınlatma,
 - Üreticiler: Lisanslı üreticiler, lisanssız üreticiler,
- **Bağlantı seviyesi:** Alçak gerilim (AG) veya orta gerilim (OG).

Dağıtım bedelleri genel olarak, şebekeye verilen veya şebekeden çekilen enerji miktarı (kWh) üzerinden tek terimli olarak uygulanmaktadır. Ancak, OG seviyesinden bağlı tüketiciler ve lisanslı üreticiler için çift terimli tarife seçeneği bulunmaktadır.

Çift terimli tarifiede:

- Bağlantı gücü için aylık sabit bir bedel (TL/kW),
- Şebekeye verilen ve/veya şebekeden çekilen enerji için, tek terimli tarifeyle kıyasla daha düşük bir değişken bedel (TL/kWh) uygulanmaktadır (EPDK, t.y.).

Bu yöntemle, şebeke bağlantı kapasitesine göre enerji tüketimi yüksek olan tüketiciler (kapasite kullanım oranı yüksek olan tüketiciler), çift terimli tarifeyle geçerek, tek terimli tarifeyle göre daha düşük dağıtım bedeli ödeyebilmektedir. Çift terimli ve tek terimli tarifelere ilişkin değerler Tablo 3'te sunulmaktadır.

Dağıtım tarifelerinde saatlik, aylık veya mevsimsel çok zamanlı uygulamalar veya basamaklı fiyatlandırma yöntemleri kullanılmamaktadır. Bölüm 2.3.4'te belirtildiği üzere, TEİAŞ'a ödenen iletim bedeli, dağıtım şirketlerinin gelir tavanına ve kullanıcıya yansıtılan dağıtım bedeli içerisine dahil edilmektedir. Bu nedenle, dağıtım kullanıcılarına ayrıca iletim bedeli uygulanmamaktadır.

2.4.1. Tüketici Dağıtım Bedelleri

Tüketiciler için elektrik dağıtım tarifeleri, abone grubu ve şebekeye bağlantı seviyesine (alçak ya da orta gerilim) göre belirlenmektedir. Abone grupları ve 2025 Nisan dönemi itibarıyla dağıtım bedelleri Tablo 3'te gösterilmektedir.

Tablo 3. Nisan 2025 tarihi itibarıyla tüketici dağıtım grupları ve ilgili tarife bedelleri

Abone Grubu	Değişken Faktör	Orta Gerilim Tek Terimli		Orta Gerilim Çift Terimli	
	(TL/kWh)	(TL/kWh)	(TL/kW/yıl)	(TL/kWh)	
Sanayi	1,39	0,90	323,3	0,81	
Hizmetler ²⁴	1,88	1,58	520,4	1,26	
Mesken	1,84	1,55	507,5	1,25	
Tarımsal Faaliyetler	1,54	1,30	502,3	1,04	
Aydınlatma	1,80	1,51	517,3	1,21	

Kaynak: EPDK (2025)

²⁴ Kamu ve Özel Hizmetler Sektörü ile Diğer

Elektrikli araç şarj istasyonları için henüz ayrı bir tüketici grubu tanımlanmamıştır. Bu kapsamda, şarj istasyonları "Hizmetler" (Kamu ve Özel Hizmetler Sektörü ile Diğer) abone grubuna dahil edilmektedir. Benzer şekilde, elektrikli araç sahipleri veya ısı pompası kullanılan meskenler için de henüz özel bir dağıtım tarifi uygulaması bulunmamaktadır.

2.4.2. Üretici Dağıtım Bedelleri

Üretici dağıtım bedelleri, lisanslı ve lisanssız üreticiler için farklılık göstermektedir. Bununla birlikte, AG veya OG seviyesi için farklılık bulunmamaktadır. Lisanslı üreticiler çift terimli tarife seçebilirken, lisanssız üreticiler için bu hak bulunmamaktadır. 2025 Mayıs ayı itibarıyla üreticiler için uygulanan dağıtım bedelleri Tablo 4'te gösterilmektedir.

Tablo 4. Üretici dağıtım grupları ve tarifeleri (Nisan 2025)

Abone Grubu	Tek Terimli	Orta Gerilim Çift Terimli	
	(TL/kWh)	(TL/kWh)	(TL/kWh)
Lisanslı Üretici	0,23	303,4	0,17
Lisanssız Üretici ²⁵	0,50	-	-

Kaynak: EPDK (2025)

Lisanssız üreticilerin üretim ve tüketim tesisleri farklı konumlarda bulunduğu, üretim ve tüketim için ayrı ayrı dağıtım bedeli ödenmektedir. Ancak üretim ve tüketim konumu aynı yerde (aynı sayaca bağlı) olduğunda, şebekeye verilen enerji için ilk 10 yıl dağıtım bedeli uygulanmamaktadır. Bu durumda, üreticinin kendi ürettiği elektrik için tüketici dağıtım bedelinin yalnızca %50'si uygulanmaktadır.²⁶ Şebekeden çekilen elektrik için ise normal tüketici dağıtım bedeli geçerlidir. Örnek bir dağıtım bedeli hesaplaması Tablo 5'te sunulmaktadır.

Tablo 5. Üretim ve tüketimi aynı yerde olan lisanssız üreticiler için dağıtım bedeli uygulaması

Üretim Miktarı (kWh)	Tüketim Miktarı (kWh)	Şebekeye Veriş için Uygulanan Dağıtım Bedeli (TL)	Tüketim için Uygulanan Dağıtım Bedeli (TL)
100 kWh	20 kWh	-	20 kWh x Tüketici Dağıtım Bedeli x %50
100 kWh	120 kWh	-	100 kWh x Tüketici Dağıtım Bedeli x %50 + 20 kWh x Tüketici Dağıtım Bedeli
100 kWh	100 kWh	-	100 kWh x Tüketici Dağıtım Bedeli x %50

Buna göre, üretim ve tüketim tesisinin aynı yerde bulunduğu lisanssız üretim tesisleri (örneğin çatı GES), şebekeden hiç enerji çekmeden sadece kendi ürettiği enerji için de dağıtım bedeli ödemektedir. Bu bedel, şebekeye ödenen bir tür emre amadeli bedeli olarak değerlendirilebilir. Ancak lisanssız üretici, örneğin bir depolama tesisi kurarak şebekeden tamamen ayrılması halinde, herhangi bir dağıtım bedeli ödemeyecektir.

²⁵ 10.05.2019 tarihinde lisanssız üreticiler için YEKDEM teşvik fiyatı, TL bazlı son kullanıcı enerji tüketim tarifesine eşitlenmiştir. Bu tarihten önce bağlantı anlaşmasına çağrı mektubu alan lisanssız üreticiler için daha yüksek dağıtım bedeli uygulanmaktadır.

²⁶ 20.06.2019 tarih ve 8666 sayılı EPDK Kurul Kararı



BÖLÜM 3

Türkiye’de Dağıtık
Enerji Kaynaklarının
Sisteme Entegrasyonu

3.1. Mevzuat Açısından Değerlendirmeler

3.1.1. Dağıtık Enerji Kaynaklarının Şebeke Bağlantısı

Türkiye’de elektrik üretim santrali kurulabilmesi için, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından verilen Üretim Lisansı’nın temin edilmesi zorunludur. Ancak, tüketicilerin kendi elektrik ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla kuracakları belirli üretim tesisleri lisans alma yükümlülüğünden muaf tutulmaktadır. Bu kapsamda; yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı ve kurulu gücü 1 megavata²⁷ (MW) kadar olan üretim tesisleri, Bakanlık’ın belirleyeceği verimlilik değerini sağlayan kojenerasyon tesisleri, kurulu gücü 100 kilovattın (kW) altında olan mikro-kojenerasyon tesisleri; sanayi ve tarımsal sulama aboneleri lisans muafiyeti kapsamında değerlendirilmektedir.²⁸ Dağıtık üretim tesisi kurulum izni için doğrudan şebeke işletmecisine (TEİAŞ veya ilgili elektrik dağıtım şirketi - EDAŞ) başvuru yapılmakta; şebekede yeterli kapasite bulunması halinde kurulum süreci başlatılmaktadır. Bu nedenle, dağıtık üretim kapsamında şebekeye dağıtım seviyesinden bağlı olan santrallerin büyük çoğunluğunu lisanssız üretim santralleri oluşturmaktadır. Lisanssız üretim tesisi kapsamındaki mevcut şebeke kapasitesi ise TEİAŞ tarafından aylık olarak yayınlanan “Dağıtım Seviyesinden Transformatör Merkezi Bazlı Tahsis Edilen Güncel Lisanssız Üretim Kapasite Tablosu” nda belirtilmektedir.

Lisanssız santral kurulum izni alınması için gerekli başvuru evrakları şebeke işletmecisi tarafından ya ilgili ayda ya da bir sonraki ayda oluşturulan bir komisyon tarafından topluca değerlendirilmektedir. EDAŞ’a yapılan başvurular için kurulan komisyondaki üyeler TEİAŞ, TEDAŞ ve EDAŞ²⁹ yetkililerinden oluşmaktadır. Başvuru belgeleri eksiksiz olan yatırımcıların başvuruları, takip eden ayda şebeke kapasitesi açısından değerlendirilmektedir. Mevzuata göre değerlendirme süresi 60 gün içinde tamamlanmalıdır. Arıza akım limitinin ve/veya ilgili trafo merkezindeki transformatör cebri soğutmasız nominal görünür gücünün aşıldığı TEİAŞ tarafından tespit edilen başvurular teknik değerlendirme yapılmaksızın reddedilmektedir. Bağlantı başvurusu olumlu olan başvurular, teknik değerlendirme için Enerji İşleri Genel Müdürlüğü’ne (EİGM) gönderilmektedir. EİGM tarafından teknik değerlendirme 30 gün içinde sonuçlandırılır ve ilgili şebeke işletmecisine bildirilir. Olumlu sonuçlanan başvurular³⁰ için EDAŞ tarafından Bağlantı Anlaşması’na Çağrı Mektubu gönderilir. Üretim ve tüketim yeri aynı olan 25 kW ve daha küçük kapasiteli santrallere, komisyon değerlendirmesine tabi tutulmadan EDAŞ değerlendirmesiyle olumlu görüş verilmektedir.

Çağrı Mektubu tebliğ tarihinden itibaren bir (1) yıl içinde santralin ve bağlantı hattının projesinin hazırlanarak TEDAŞ’a veya DSO’ya (yani EDAŞ’lara) onaylatılması gerekmektedir. Santralin mekanik kurulu gücü, bağlantı anlaşmasındaki elektriksel kurulu gücünün en fazla iki (2) katı kadar olabilir.³¹ Üretim tesisinin kurulmasından sonra EDAŞ’lar tarafından ön kabul ve EDAŞ ya da TEDAŞ tarafından kabul işlemleri yapılarak tesis işletmeye alınmaktadır.

Kurulu gücü 10 kW’nın üzerinde olan üretim tesislerinin sayaçları, otomatik sayaç okuma sistemine (OSOS) uyumlu olmalıdır. Ayrıca, 50 kW ve üzerindeki santrallerin şebeke işletmecisinin SCADA sistemine entegrasyonu zorunludur, aksi takdirde tesisin kabulü gerçekleştirilmemekte ve işletmeye alınmamaktadır.

²⁷ 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 14/2 uyarınca Cumhurbaşkanı, rekabetin gelişmesi, iletim ve dağıtım sistemlerinin teknik yeterliliği ve arz güvenliğinin temini ilkeleri çerçevesinde, lisanssız faaliyet yapabilecek yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin kurulu güç üst sınırını kaynak bazında beş katına kadar artırmaya yetkilidir.

²⁸ Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği, Madde 5/1. Resmî Gazete: 12.05.2019.

²⁹ Komisyonunda, mülkiyet sahibi olarak TEDAŞ yer alırken, İHD kapsamında yatırımı yapan ve işletme-bakımını lisans süresinde üstlenen özel dağıtım şirketi DSO’lar (örneğin, Başkent, MEDAŞ, v.b.) yer almaktadır.

³⁰ Rüzgar santrali olması halinde TÜBİTAK’a başvurularak alınacak Teknik Etkileşim İzni’nin de olumlu olduğu tespiti gerekmektedir.

³¹ Lisanssız Elektrik Yönetmeliği, Madde 17/7

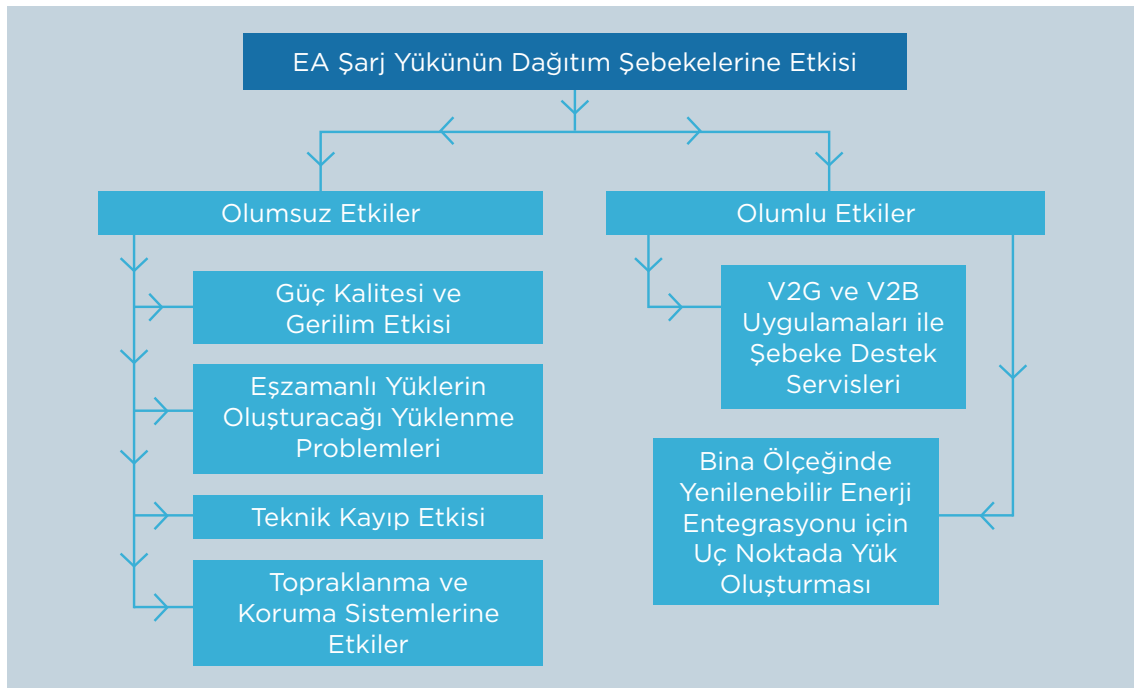
3.1.2. Elektrikli Araç Şarj İstasyonlarının Şebekeye Bağlantısı

Dağıtık enerji kaynaklarının entegrasyonunun hızlanmasıyla birlikte, dağıtım şebekesinde dönüşüm gerektirecek olgulardan biri de elektrikli araç şarj istasyonlarının artışı olacaktır. EPDK tarafından yayımlanan *Şarj Hizmetleri Yönetmeliği* kapsamında hem şarj hizmetine yönelik piyasa düzenlemeleri hem de şebeke bağlantı esasları tanımlanmıştır (Resmi Gazete, 2022). Bu çerçevede, kamuya açık şarj istasyonlarının kurulabilmesi için öncelikle ilgili DSO'dan (EDAŞ) olumlu bağlantı görüşü alınması zorunludur. Esasen, mevcut durumda şarj istasyonlarının şebekeye bağlantı prosedürleri, diğer tüketim tesislerinin şebekeye bağlantı prosedürlerinden farklılık göstermemektedir.

Elektrik Piyasası Bağlantı ve Sistem Kullanım Yönetmeliği uyarınca, meskûn mahalde bulunan 160 kW'ya kadar olan tüketim tesisi bağlantı başvuruları AG seviyesinden karşılanmaktadır.³² Ancak yeni kurulan hızlı şarj istasyonu kapasiteleri çoğunlukla 160 kW üzerinde olduğundan, bu tesislerin bağlantıları OG seviyesinden yapılmakta ve ilave trafo yatırımı gerekmektedir. Bağlantı hattı ve trafo yatırımları genellikle yalnızca ilgili şarj istasyonuna özgü olduğundan, söz konusu yatırımlar şarj istasyonu işletmecisi tarafından gerçekleştirilmektedir. Ayrıca, bağlantı hattının güzergâhının belirlenmesi ve trafo yerinin temini de şarj istasyonu işletmecisinin sorumluluğunda olduğundan, bu durum ek maliyetlere ve zaman kayıplarına yol açmaktadır.

Elektrikli araç şarj istasyonlarının başvuru sürecinde, ilgili DSO da çeşitli zorluklarla³³ karşılaşabilmektedir. Gelişen teknolojiyle birlikte hızlı şarj imkânı sunan doğru akım (DC) ünitelerinin kurulumu giderek artmaktadır. Özellikle alışveriş merkezleri ve şehir merkezlerinde yoğunlaşan DC hızlı şarj üniteleri; harmonikler, gerilim dalgalanmaları, eşzamanlı yüklenme ve teknik kayıplar gibi sorunlara yol açabilmektedir. Şarj istasyonlarının şebeke üzerindeki etkileri Şekil 7'de gösterilmektedir. Ayrıca, söz konusu istasyonların kurulduğu bölgelerin aynı zamanda şehirleşmenin de yoğun olduğu alanlar olması, bu bölgelerde altyapı kapasitesinin artırılmasını daha da güçleştirmektedir.

Şekil 7. Şarj istasyonlarının dağıtım şebekesine etkileri



Kaynak: BND Group (t.y.)

³² Elektrik Piyasası Bağlantı ve Sistem Kullanım Yönetmeliği, Madde 10/A/6/g

³³ Örneğin, imar izinleri, arazi yer seçimi, belediye izinleri vb. konular başvuru süreçlerini uzatmaktadır.

3.1.3. Toplayıcılık Faaliyetleri

Toplayıcılık, bir veya birden fazla şebeke kullanıcısının tüketim ve/veya üretimlerinin birleştirilerek piyasaya sunulmasıdır. Toplayıcılar, anlaşmalı oldukları kullanıcıların tüketim ve/veya üretim programlarını yönetir; bu kullanıcılar adına elektrik enerjisi ve/veya kapasitesine ilişkin piyasa işlemlerini yürütür ve yan hizmet tedarik süreçlerine katılabilirler.³⁴

Toplayıcılık faaliyeti, 2022 yıl sonunda *Elektrik Piyasası Kanunu*'na dahil edilmiş (Resmi Gazete, 2022) ve esasları *Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği* (Resmi Gazete, 2024) ile düzenlenmiştir. Toplayıcılık faaliyetleri, müstakil toplayıcılık lisansı veya lisansına derç edilmek kaydıyla tedarik lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından yürütülebilmekte,³⁵ ancak Görevli Tedarik Şirketleri (GTŞ) bu alanda faaliyet gösterememektedir.³⁶

Toplayıcılık faaliyeti başvuruları, EPDK tarafından 1 Ocak 2025 tarihinden itibaren alınmaya başlanmıştır.³⁷ 15 Mayıs 2025 itibarıyla, mevcut 411 tedarik lisansı şirketinden hiçbiri lisanslarına toplayıcılık faaliyetini işletmemiş; buna karşılık 13 firma müstakil toplayıcılık lisansı almıştır (EPDK, t.y.).

Yönetmelik çerçevesinde toplayıcılık faaliyetinin temel esasları şunlardır:

- Toplayıcılar; 100 megavat (MW) ve altındaki lisanslı üretim tesisleri, serbest tüketiciler, müstakil depolama tesisleri ve 10 yılını doldurmuş lisanssız üretim tesisleri ile sözleşme yapabilir.
- Bir toplayıcının portföyündeki toplam üretim kapasitesi en fazla 2.000 MW, lisanssız üretim kapasitesi ise en fazla 500 MW olabilir.³⁸ Tüketiciler ve müstakil depolama tesisleri için bu genel sınırlar haricinde ilave bir tüketim veya bağlantı gücü limiti bulunmamaktadır.³⁹
- Toplayıcılar, organize toptan elektrik piyasalarına ve yan hizmet piyasalarına katılabilir.
- Toplayıcının, dengeleme güç piyasası ve/veya yan hizmetler piyasasına katılması halinde, portföyündeki tüketim tesislerinin ve TEİAŞ tarafından talep edilmesi halinde üretim tesislerinin uzaktan kontrol edilmesine imkân verecek iletişim altyapısı da dahil olmak üzere, kontrol sistemlerinin kurulması gerekmektedir.⁴⁰ Bu altyapının hazırlıkları, TEİAŞ tarafından 1 Mayıs 2025 tarihine kadar tamamlanacak,⁴¹ maliyeti ise toplayıcı tarafından karşılanarak dağıtım şirketi kontrolünde gerçekleştirilecektir.
- Bir tüketicinin tedarikçisi, aynı zamanda toplayıcısı olamaz.⁴²
- Toplayıcı, toptan elektrik satışı faaliyetinde bulunamaz; ancak portföyünü dengeleme amacıyla alış ya da satış yapabilir.
- Toplayıcı, portföyünde yer alan serbest tüketicilere elektrik enerjisi tedarik edebilir.⁴³
- Tüketiciler, isterlerse toplayıcıdan sadece talep tarafı katılımı hizmeti alabilir; bu durumda, enerji ihtiyacını başka bir tedarikçiden karşılayabilirler.

³⁴ Elektrik Piyasası Kanunu Madde 12/A/2

³⁵ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Madde 6/1

³⁶ Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, Madde 33/12

³⁷ Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, Madde 33/12

³⁸ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Madde 10/1

³⁹ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Madde 10/6

⁴⁰ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Madde 14/1

⁴¹ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Geçici Madde 1

⁴² Elektrik Piyasası Kanunu Madde 12/A/1, Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği Madde 5/3

⁴³ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Madde 5/5

Yukarıda özetlenen mevzuat hükümleri kapsamında, bir tüketicinin, enerji tedarikçisi ile toplayıcılık hizmetine ilişkin bir sözleşme akdetmesi mümkün olmamaktadır.⁴⁴ Bununla birlikte, aynı maddede bir toplayıcının, portföyünde yer alan serbest tüketiciler için elektrik enerjisi tedariki yapabileceği, hatta toplayıcının portföyündeki tüketiciler için enerji tedarikinin toplayıcı tarafından yapılmasının esas olduğu belirtilmektedir.⁴⁵ Mevzuatta çelişki yaratan bu hususun netleştirilmesi toplayıcılık faaliyetlerinin hızlandırılması açısından da faydalı olabilir.

Uygulamada, bir tüketicinin tedarikçisinin ve toplayıcısının farklı olması halinde, toplayıcının faaliyetlerinden dolayı tedarikçi dengesizlik maliyetine maruz kalması mümkündür. Örneğin, tedarikçi, tüketicinin saatlik tüketim profilini dikkate alarak, Gün Öncesi Piyasası'nda (GÖP) saatlik olarak enerji tedarikini gerçekleştirebilir. Ancak, toplayıcının gün içinde talep tarafı katılımına dahil olması nedeniyle, tüketicinin saatlik tüketimleri tedarikçinin öngördüğünden farklılaşabilir. Bu durumda, toplayıcı için ilave talep tarafı geliri oluşurken, tedarikçi için dengesizlik bedeli ortaya çıkacaktır. Ayrıca, tüketicinin saatlik enerji tüketiminin dengelenmesi veya puant saatlerden diğer saatlere kaydırılırken, toplayıcı tarafından tüketici adına enerji alış-satışı yapması mümkündür. Böylelikle, tedarikçinin tüketiciye sattığı enerji miktarı ve kârı azalacaktır. Elektrik mevzuatında tedarikçiler ve toplayıcılar arasındaki bu anlaşmazlıkların özel hukuk hükümleri çerçevesinde kendi aralarında çözülmesi gerekliliği değerlendirilmektedir.⁴⁶

Toplayıcılık faaliyetinin yapılacağı dengeleme bölgeleri, 31.12.2024 tarihinde TEİAŞ tarafından trafo bölgesi bazında gruplandırılmış ve 18 bölge olarak duyurulmuştur. Aynı dengeleme bölgesinde yer alan ve toplayıcının portföyünde bulunan tüketim tesisleri, hem dengeleme birimi hem de yan hizmet birimi olarak tanımlanmakta ve bu kapsamda ilgili sorumlulukları üstlenmektedir. Ancak, tüketim tesisinin enerji tedariki toplayıcı tarafından sağlanmıyorsa, bu tesisler dengeleme birimi olarak kaydedilmemekte ve dengeleme güç piyasasına (DGP) katılamamaktadır.⁴⁷ Bununla birlikte bu maddenin, yukarıda bahsedilen tedarikçi-toplayıcı arasındaki dengesizlik maliyeti sorununu çözmek için de eklenmiş olabileceği değerlendirilmektedir.

3.2. Teknik Değerlendirmeler

3.2.1. Gerilim Düzenleme ve Reaktif Güç Yönetimi İçin Kullanılan Araçlar

Dağıtım şebekesinde gerilim regülasyonu ve reaktif güç desteği için farklı enstrümanlar kullanılmaktadır. Bir dağıtım bölgesinde, TEİAŞ transformatör merkezinden uç noktalara doğru, iletken kesiti ve yük yoğunluğuna bağlı olarak belirli oranlarda gerilim düşümü meydana gelir. Dağıtım sistem işletmecisi ise hem operasyonel yöntemlerle (OLTC⁴⁸ ayarı, kapasitör devreye alma, yük transferi) hem de altyapı yatırımlarıyla (yeni hat, ilave trafo, kompanzasyon tesisleri) şebekedeki gerilimi mevzuatta tanımlanan ± 10 aralığında tutmaya çalışır.

Mevcut durumda bir dağıtım bölgesinde gerilim regülasyonu esas olarak o bölgeyi besleyen kaynak TEİAŞ trafo merkezi üzerinden yapılmaktadır. Ancak dağıtım şebekesinin besleme alanının büyümesi ve yük yoğunluğunun artması nedeniyle gerilim düşümü de artmakta, bu da tek bir merkezden yapılan gerilim regülasyonunu yetersiz hale getirmektedir. Böyle durumlarda uç noktalardaki gerilimi normal aralığa çekebilmek için kaynak tarafındaki gerilimde izin verilen ± 10 'luk değişim çoğu zaman yeterli olmaz.

⁴⁴ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Madde 5/3

⁴⁵ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Madde 5/5

⁴⁶ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Madde 7/3

⁴⁷ Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, Madde 7/7

⁴⁸ OLTC: Yük altında kademe değiştirici

Bu nedenle dağıtım şebekesinde gerilimi dengeli bir şekilde yönetebilmek için hem kaynak TEİAŞ trafo merkezinde (TM) operasyonel yöntemlerle gerilim regülasyonu yapılmakta, hem de şebekenin belirli noktalarına uygun kapasitede reaktif güç kompanzasyon sistemleri kurulmaktadır. Ayrıca, dağıtık üretim kaynaklarının (GES, RES) da gerilim regülasyonunda aktif rol alması önerilmektedir.

Kompanzasyon ekipmanlarının şebekeye hangi noktalara ve güçlerde yerleştirileceği, tamamen şebekenin kendine özgü yapısı ve yüklenme koşullarıyla belirlenmektedir. Dağıtık enerji kaynaklarının artmasıyla birlikte gerilim regülasyonu problemi hem zamansal (gün içi üretim-tüketim dalgalanmaları) hem de konumsal (farklı bölgelerde üretim yoğunlaşması) boyutlarda giderek daha karmaşık hale gelmektedir.

Geleneksel şebekelerde gün içindeki yük profili genellikle bir kez tepe ve bir kez de çukur noktası oluşturmaktadır. Bu durumda gerilim düşümü ve bunun yönetimi, dağıtım işletmecisi açısından görece kolay ve öngörülebilir bir süreçtir. Kompanzasyon sistemlerinin nerede konumlandırılacağı ve hangi kademelerde devreye alınacağı ise düzenli yük akış analizleri, gerilim profili simülasyonları ve optimizasyon çalışmalarıyla belirlenmektedir.

Elektrikli araç şarj istasyonları, çatı tipi güneş enerji santralleri (GES), küçük ölçekli (1-5 MW) ve orta ölçekli (5-20 MW) arazi tipi GES'ler ile dağıtım seviyesinde bağlanan rüzgar enerji santrallerinin (RES) yaygınlaşmasıyla birlikte gerilim regülasyonu daha karmaşık bir hale gelmektedir. Bu kaynakların üretim profilleri, hem zamana bağlı değişkenlikleri hem de şebekeye bağlandıkları konum itibarıyla öngörülmesi güç gerilim regülasyon problemlerine yol açmaktadır. Özellikle dağıtık enerji kaynaklarının saatlik üretim değişimleri ve ani aktif güç dalgalanmaları, şebeke geriliminde hızlı ve öngörülmesi zor salınımlar oluşturabilmektedir.

Sıklıkla değişen üretim-tüketim profili ve buna bağlı olarak değişim gösteren sistem geriliminin etkin bir şekilde yönetilebilmesi için, bu değişimlere yeterli süre ve kapasitede tepki verebilen gerilim/reaktif güç regülasyon sistemlerinin kurulması gerekmektedir. Bununla birlikte, söz konusu sistemlerin şebekeye yerleştirilmesinde artık yalnızca basit bir konumlandırma yaklaşımı yeterli olmamaktadır. Yerleştirme stratejileri; kapasite ihtiyacı, teknik özellikler, gerilim değişimlerinin büyüklüğü ve sıklığı gibi kriterler dikkate alınarak geliştirilmekte ve ekipmanların optimum noktalara konumlandırılması hedeflenmektedir.

Gelişen enerji ekosisteminde; dağıtık enerji kaynakları, invertör sistemleri, enerji depolama teknolojileri, elektrikli araçlar, akıllı sayaçlar ve son kullanıcıların değişen tüketim alışkanlıkları, dijitalleşmenin de etkisiyle birlikte hem yeni zorluklar hem de önemli fırsatlar ortaya çıkarmaktadır. Bu çerçevede, dağıtık enerji kaynaklarında yer alan invertörler ve senkron jeneratörlerin, aktif güç üretimini azaltmadan dağıtım sistemine reaktif güç sağlayabilme yeteneği stratejik bir değer taşımaktadır.

Dağıtım Sistemi Operatörleri (DSO'lar) açısından bu teknolojilerin etkin şekilde kullanılması, geleneksel kompanzasyon yatırımları (kapasitör ve reaktör yatırımları) yerine mevcut dağıtık üretim kaynaklarından reaktif güç desteği alınmasını mümkün kılacaktır. Böylece, hem yatırım ihtiyacı optimize edilecek hem de şebekenin esnekliği, verimliliği ve sürdürülebilirliği artırılabilecektir. Bu yaklaşım, DSO'ların gelecekteki yatırım planlarını daha yenilikçi, maliyet-etkin ve çevresel açıdan sürdürülebilir bir çerçevede şekillendirmesine olanak sağlayacaktır.

Bu açıdan değerlendirildiğinde, dağıtım şebekesinin giderek küçük ölçekli bir iletim sistemi benzeri bir yapıya dönüştüğü söylenebilir. Gerilim yönetimi artık tek merkezden ve tek yönlü değil, farklı noktalardan yapılacak çoklu müdahalelerle gerçekleştirilebilecektir.

Dağıtık kaynakların yoğun olduğu şebekelerde, gerilim ve reaktif güç regülasyonu yapılırken âtıl kalabilecek yatırımların önlenmesi, şebeke kaynaklı ilave kayıpların azaltılması ve şebeke donanımının en etkin şekilde kullanılması için dağıtık enerji kaynaklarının da operasyonel süreçte dahil edilmesi önemlidir. Bu kapsamda optimum işletme koşullarını sağlayacak ayar değerlerinin (set değerleri) belirlenmesi önemli olacaktır.

Böyle bir işletme yaklaşımında, şebekeye bağlı enerji kaynaklarının üretim profilleri ile tüketici alışkanlıklarının analiz edilerek, mümkün olan en doğru üretim-tüketim tahminlerinin yapılması gerekmektedir. Uygulanacak optimizasyon yöntemleri sayesinde, şebekenin hangi noktasından, hangi TEİAŞ bağlantı kaynağından, ne zaman ve ne kadar reaktif güç desteği alınacağı ile buna karşılık gelen gerilim değerleri hesaplanarak, tüm şebeke boyunca gerilim profili istenen aralıklarda tutulabilecektir.

3.2.2. Koruma Koordinasyonu ve Arıza Yönetimi

Mevcut dağıtım şebekesi koruma sistemlerinde bulunan koruma röleleri, şebekede oluşan arızaları en kısa sürede izole ederek, ekipman hasarını önlemek ve tedarik süreklilik göstergeleri olan OKSÜRE ve OKSIK değerlerini iyileştirmek amacıyla koordine bir şekilde çalışmaktadır. Şebeke Yönetmeliği, TEİAŞ ve DSO'ların (EDAŞ) sorumluluğundaki ekipmanlar arasında röle koordinasyonunun sağlanmasını zorunlu kılmaktadır. Böylelikle, arıza anında en yakın koruma noktası arızayı izole eder, varsa dağıtık üretim kaynaklarını devre dışı bırakır; arıza giderildikten sonra ilgili kesinti sona erdirilir ve dağıtık üretim kaynakları yeniden şebekeye bağlanır (detaylar için EK B incelenebilir).

Ancak, dağıtık enerji kaynaklarının artışı ile oluşan çift yönlü güç akışı, geleneksel tek yönlü güç akışına göre tasarlanmış mevcut koruma sistemlerini yetersiz hale getirmektedir. Bu nedenle, koruma sistemlerinin yeniden tasarlanması ve güncellenmesi sağlanmalıdır. Koruma ve arıza yönetimi kapsamında mevzuatın da güncellenerek pasif dağıtım sistemi uygulamalarından, aktif dağıtım sistemi uygulamalarına geçişin sağlanması kritik önem taşımaktadır. Bu dönüşüm için temel olarak iletim ve dağıtım arayüzünde "koruma-ölçüm-kilitleme" sistemlerinin güncellenmesi, yönlü koruma rölelerinin yaygınlaştırılması ve "senkrocheck"⁴⁹ özelliklerinin aktif hale getirilmesi gereklidir.

⁴⁹ Senkrocheck, jeneratörlerin veya alternatif enerji kaynaklarının şebekeye veya başka bir güç kaynağına senkronize edilmesini kontrol eden bir cihazdır. Cihaz gerilim, frekans ve faz açısını ölçerek senkronizasyon koşullarının sağlanıp sağlanmadığını kontrol eder ve uygun durumda bağlantıya izin verir. Bu teknoloji, elektrik sistemlerinde güvenli ve verimli bir paralel çalışma için önemlidir.

Koruma rölelerinden elde edilen bilgilerin SCADA sistemine entegre edilmesi, talep yönetimi ve dağıtık üretim kaynaklarının otomatik kısma/devre dışı bırakma işlemlerinin yürütülmesini sağlayacaktır. Ayrıca, dağıtık üretim kaynaklarının, mikro-şebeke⁵⁰ ve mini-şebeke⁵¹ şeklinde çalışabilme kabiliyeti kazanabilmesi için gerilim ve frekans düzenlemelerine uyum sağlayacak teknik altyapının sağlanması elzemdir.

Başarılı bir geçiş için henüz AR-GE aşamasında olan veya sınırlı uygulamalara sahip FLISR (Fault Location, Isolation, and Service Restoration)⁵², GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)⁵³ gibi uygulamaların takip edilmesi; ayrıca Volt/VAR kontrolü⁵⁴ gibi akıllı sistemlerin entegrasyonu önemlidir. Bununla birlikte, SCADA altyapısına DERMS⁵⁵ ve ADMS⁵⁶ gibi yenilikçi yönetim modüllerinin eklenmesi gerekmektedir.

Bu planlama ve yatırımlar, dağıtım şebekesinde arz sürekliliğini artırırken, artan dağıtık üretim kaynaklarının şebeke entegrasyonunu da güvenli ve verimli bir şekilde sağlayacaktır.

3.2.3. Şebeke Yönetim ve Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemleri

Elektrik dağıtım sektöründe, dijitalleşme ve otomasyon çalışmaları ile modernizasyon süreçleri hızlanmaktadır. Şebeke yönetim araçları olan SCADA, DMS ve Kesinti Yönetim Sistemi (OMS) gibi sistemler, şebeke izleme, yönetim ve kontrol süreçlerinde kritik rol oynamaktadır. Türkiye’de EPDK, dağıtım şirketlerinin SCADA ve Tedarik Sürekliliği Kayıt Sistemleri (TSKS) kurmalarını zorunlu kılmıştır. Ancak altyapı sınırlamaları, veri kalitesi ve sistem entegrasyon ihtiyaçları, bu sistemlerin tam potansiyelini sınırlandırmaktadır.

SCADA/DMS/OMS Sistemlerinin Mevcut Durumu

- **SCADA:** Türkiye’de orta gerilim (OG) seviyesinde etkin bir kullanım söz konusu olsa da dağıtık üretim tesislerinin izlenmesi ve kontrolü sınırlıdır. Alçak gerilim (AG) seviyesinde ise altyapı eksiklikleri göze çarpmaktadır.
- **DMS:** Dağıtım şebekesi operasyonlarını optimize etmek için kritik olan DMS, veri kalitesi ve altyapı eksiklikleri nedeniyle sınırlı işlevsellik göstermektedir. Özellikle FLISR ve Volt/VAR kontrolü gibi modüllerin kullanımı kısıtlıdır.
- **OMS ve TSKS:** Kesinti yönetim sistemleri (OMS), arıza yönetimi ve enerji sürekliliği sağlama süreçlerinde önemli bir araçtır. TSKS, kesinti verilerini düzenli bir şekilde toplamak ve performans göstergelerini izlemek için kullanılır.

⁵⁰ Mikro şebeke (microgrid), bir enerji sisteminin belirli bir bölge ya da tesis için bağımsız olarak elektrik üretim, depolama ve dağıtımını sağlayabilen küçük ölçekli bir enerji şebekesidir. Mikro şebekeler, genellikle ana şebekeye bağlı olarak çalışabilirler. Ancak bu sistemler gerektiğinde (örneğin bir elektrik kesintisi durumunda) ana şebekeden tamamen bağımsız bir şekilde de çalışabilirler. Mikro şebekeler, özellikle izole bölgeler, askeri tesisler, üniversite kampüsleri, sanayi alanları ve doğal afetlere yatkın bölgelerde kullanılabilirler.

⁵¹ Mini şebeke, ana şebekeden bağımsız veya onunla birlikte çalışan merkezi olmayan bir elektrik üretim ve dağıtım sistemidir. Tipik olarak 10 kW ile 10 MW arasında kapasiteye sahip olan mini şebekeler, özellikle şebeke genişlemesinin ekonomik olarak mümkün olmadığı kırsal veya uzak bölgelerde, bulunan tüm topluluklara güç sağlamak için tasarlanmıştır. Güneş, rüzgar, hidroelektrik, biyokütle veya dizel gibi üretim kaynaklarını içerir ve yerel bir dağıtım şebekesi ve koruma-kontrol sistemi içerirler. Mini şebekeler, enerji erişimini genişletmede, üretken kullanımları desteklemede ve yetersiz hizmet alan bölgelerde sosyo-ekonomik kalkınmayı sağlamada kritik bir rol oynarlar. Yerel altyapı ve politika çerçevelerine bağlı olarak, bağımsız veya ulusal şebekeye bağlı olabilirler.

⁵² FLISR (Arıza Tespiti, Yalıtımı ve Servis Restorasyonu), modern elektrik güç sistemlerinde güvenilirliği artırmak, kesinti sürelerini azaltmak ve operasyonel verimliliği artırmak için kullanılan gelişmiş bir dağıtım otomasyon fonksiyonudur. FLISR, kendi kendini onaran şebekelerin temel bir bileşenidir ve genellikle dağıtım şebekesine entegre SCADA, Dağıtım Yönetim Sistemleri (DMS) ve akıllı elektronik cihazlar aracılığıyla uygulanan bir sistemdir.

⁵³ GOOSE (General Object Oriented Substation Event), trafo merkezlerinde koruma ve kontrol için kullanılan, IEC 61850 standardında tanımlanan yüksek hızlı, gerçek zamanlı bir iletişim protokolüdür. GOOSE, sabit kablolu sinyalizasyon ihtiyacını ortadan kaldırarak kablolamayı azaltır ve sistem esnekliğini artırır. Dijital trafo merkezlerini etkinleştirmesinin yanı sıra, şebeke kararlılığını korumak ve arıza etkisini en aza indirmek için kritik tepkilerini destekler.

⁵⁴ Volt/VAR kontrolü, elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde gerilim düzeylerini (Volt) ve reaktif gücü (VAR) istenilen sınırlar içinde tutmak amacıyla yapılan otomatik veya manuel işlemlerdir. Bu kontrol, sistemin kararlılığını, verimliliğini ve güç kalitesini doğrudan etkiler.

⁵⁵ DERMS, Distributed Energy Resource Management System (Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemleri)

⁵⁶ ADMS, Advanced Distribution Management System (Gelişmiş Dağıtım Yönetim Sistemleri)

3.2.4. Dağıtık Enerji Kaynaklarının Kısa Dönemli Üretim Tahmin ve Öngörü Analizleri

Dağıtımdan bağlı üretim miktarının artmasıyla birlikte, özellikle voltaj regülasyonu açısından, dağıtım şebekesinde trafo bazında dağıtık üretim kaynaklarının şebekeye verdikleri enerji miktarlarının saatlik olarak tahmin edilmesi kritik bir önem kazanmaktadır. Dağıtık üretim kaynaklarının neredeyse tamamını GES'ler oluşturduğundan, voltaj regülasyonunun GES üretim profilleri dikkate alınarak gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

3.2.5. Güç Kalitesi Yönetimi

Elektrik şebekelerinde güç kalitesi, akım ve gerilim (voltaj) dalga formlarının ideal sinüs formundan sapmasının nicel olarak hesaplanmasıyla tanımlanır. Güç kalitesini bozucu etkiler, hem kaynak hem de yük tarafındaki parametrelere bağlı olarak ortaya çıkabilmektedir.

Dağıtım sistemlerinde dağıtık enerji kaynaklarının artmasıyla birlikte, invertörler şebekede harmonik⁵⁷ ve kırışma (flicker)⁵⁸ gibi olumsuz etkilere neden olabilmektedir. Bu durumların önlenmesi için, iletim sistemlerinde uygulananlara benzer şekilde, zorunlu kompanzasyon yatırımlarının gündeme alınması gerekmektedir.

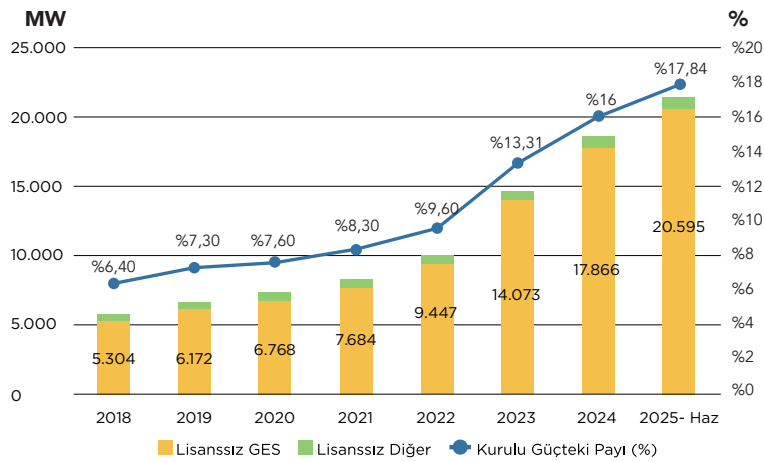
3.3. Türkiye’de Dağıtık Enerji Kaynaklarının Güncel Durumu

3.3.1. Dağıtık Üretim Santralleri

2025 Haziran ayı sonu itibarıyla Türkiye’nin toplam kurulu gücü 119.647 megavata (MW) ulaşmıştır. Bu kapasitenin 21.345 MW’ı (%18) lisanssız santrallerden oluşmaktadır. Lisanssız santrallerin 20.595 MW’ını (%96,5) ise GES’ler oluşturmaktadır.

Toplam 34.398 adet lisanssız GES tesisi bulunmaktadır ve santral başına ortalama kapasite 0,60 MW’a denk gelmektedir. Lisanssız santrallerin kurulu güç gelişimi ve toplam kurulu güç içindeki payı Şekil 8’de gösterilmektedir.

Şekil 8. Lisanssız santrallerin kurulu güç gelişimi ve toplam kurulu güç içindeki payı (2018-2025)



Kaynak: TEİAŞ Yük Tevzi Bilgilendirme Sistemi (2025)

⁵⁷ Harmonik: Gerilim veya akımın, temel frekansın tam katları olan frekanslarda içerdiği bileşenlerdir. Şebekedeki temel frekans (Türkiye için 50 Hz) dışında, bu frekansın katlarında (örneğin 150 Hz, 250 Hz gibi) oluşan bileşenlerdir. Harmonikler, güç kalitesini bozabilir, cihazlarda ısınma ve bozulmalara neden olabilir.

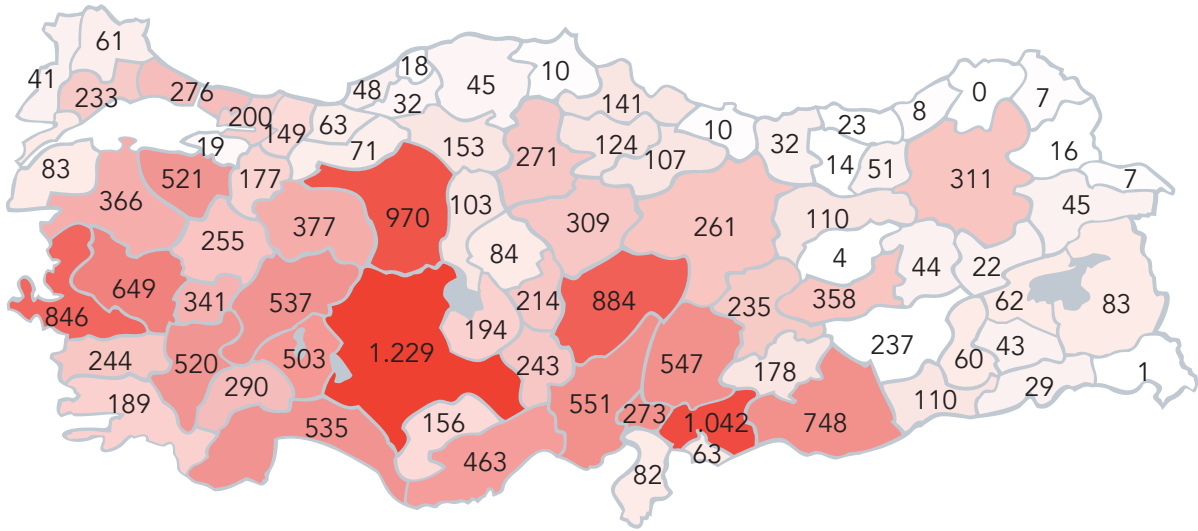
⁵⁸ Kırışma (Flicker): Gerilim seviyesindeki hızlı değişimlerin (örneğin büyük motorların çalıştırılması) neden olduğu gözle görülür ışık oynamaları olarak tanımlanır. Bu durum hem kullanıcı konforunu bozar hem de bazı hassas cihazları etkileyebilir.

Lisanssız santral kurma hakkı ilk olarak 2010 yılında 500 kilovat (kW) olarak tanımlanmış, daha sonra sırasıyla 1 MW ve 5 MW olarak güncellenmiştir. 09.05.2021 tarihinde *Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği*'nde yapılan değişiklikle, kurulu güç sınırı ilişkilendirilen tüketim tesisinin şebekeye bağlantı gücüyle⁵⁹ sınırlandırılmıştır. Böylece, büyük sanayi tesisleri tarafından kurulan lisanssız GES'lerin iletim şebekesinden bağlantısı da mümkün hale gelmiştir.

Ancak, büyük sanayi tesislerinin toplam tüketici sayısı içindeki oranı düşük olduğundan, lisanssız santral kurulumlarının büyük çoğunluğu dağıtım şebekesi üzerinden gerçekleştirilmektedir.

2024 yılında kurulan toplam 5.261 adet lisanssız GES'in kurulu gücü 3.793 MW olup, ortalama santral kapasitesi 0,72 MW'tır. Bu santrallerin coğrafi dağılımı Şekil 9'da gösterilmektedir.

Şekil 9. Ocak 2025 itibarıyla lisanssız santrallerin illere göre toplam kapasite dağılımı (MW)



Kaynak: EPDK (2025)

Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda (UEP), yılda ortalama 3,1 GW GES ve 1,4 GW rüzgar enerji santrali (RES) kurulacağı öngörülmektedir (ETKB, 2023). UEP'e göre 2035 yılında, GES kurulu gücünün 52,9 gigavat (GW) ve RES kurulu gücünün 29,6 GW'a ulaşacağı değerlendirilmektedir. Bu plana göre 2025 yılında ulaşılması hedeflenen 17,9 GW GES kapasitesine 2024 sonunda ulaşılmıştır.

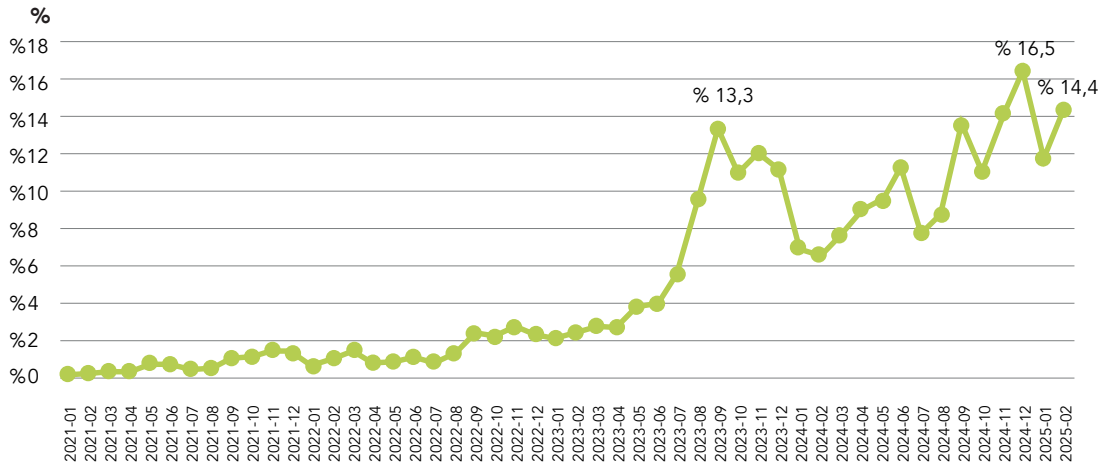
2024-2028 dönemini kapsayan ETKB Stratejik Planında GES kurulu gücünün 2028 yılına kadar her yıl 3,5 GW artarak 2028 yılında 33,1 GW'a ulaşacağı hedeflenmektedir (ETKB, 2024). Yine ETKB tarafından yayınlanan Enerji Dönüşümü - Yenilenebilir Enerji 2035 belgesinde ise, yatırım sürecindeki lisanssız GES kurulu gücünün 23,5 GW ve lisanslı GES kurulu gücünün 20 GW olduğu belirtilmektedir. Ayrıca, bu belgede 2035 yılı toplam RES-GES kurulu güç hedefi 120 GW olarak belirtilmiş ve 2022 yılındaki yayınlanan UEP'te belirtilen 82,5 GW'lık öngörü, 1,5 katına çıkarılmıştır.

⁵⁹ Sanayi tesisleri için bu limit şebeke bağlantı kapasitesinin iki katı olarak belirlenmiştir.

3.3.2. Şarj İstasyonları

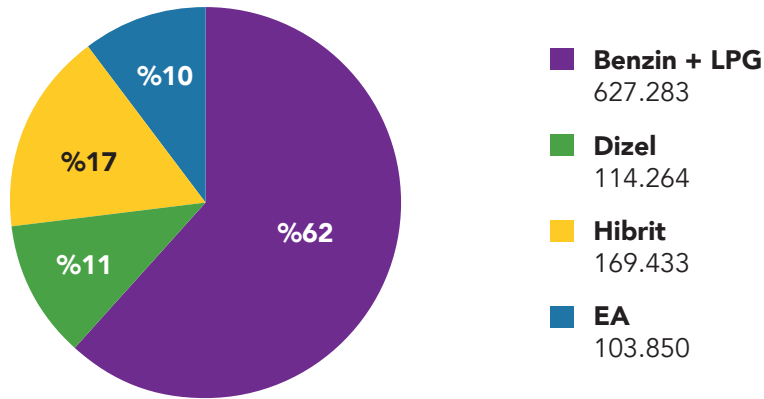
Türkiye’de elektrikli araç (EA) satışları, 2021 yılından itibaren gelişmeye başlamıştır. Ocak 2021 tarihinde aylık otomobil satışlarında EA payı %0,14 iken, Şubat 2025’te %14,4’e yükselmiştir. EA satışlarının aylık gelişimi ve 2024 yılındaki payı Şekil 10 ve Şekil 11’de gösterilmektedir. EA’daki gelişime paralel olarak hibrit elektrikli araç satışları 2021’de %5’ten 2024’te %28’e yükselmiştir. Bu durum, hibrit araçlarla birlikte elektrikli araç satışlarının, toplam araç satışları içindeki payının %42’sini geçtiğini göstermektedir.

Şekil 10. Elektrikli araç (EA) satışlarının toplam otomobil satışlarına oranı (Ocak 2021 – Ocak 2025 dönemi)



Kaynak: TÜİK (2025)

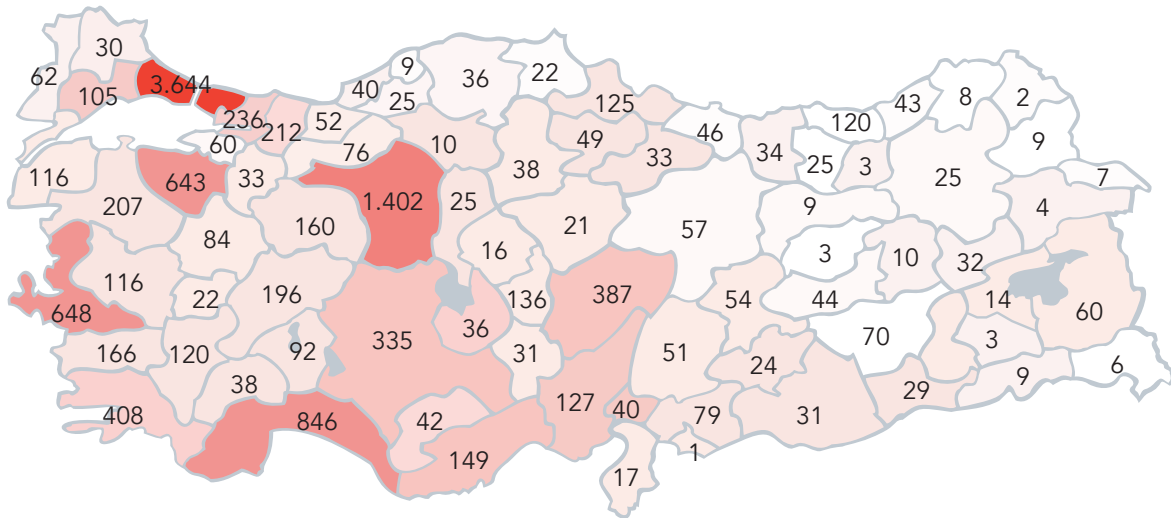
Şekil 11. Yakıt cinsine göre otomobil satış payları (2024)



Kaynak: TÜİK (2025)

Haziran 2025 itibarıyla Türkiye’de bulunan 16,7 milyon otomobilin, 265.847’si elektrikli, 529.765’i ise hibrit araçlardır (TÜİK, 2025). Türkiye’de fosil yakıtlı araçlar uzun yıllardır üretiliyor olmaları nedeniyle piyasada daha baskındır. Bununla birlikte, elektrikli araçların (EA) da satışları hızla artmaktadır (Şekil 12).

Şekil 14. İllere göre yavaş şarj (AC) toplam soket sayısı (Ocak 2025)



Kaynak: EPDK (2025)

İstasyonlarda kurulu olan AC cihazların %85'i 22 kW iken, DC cihazların %76'sı 90 kW – 180 kW aralığındadır. 2025 Ocak ayı itibarıyla halka açık şarj istasyonlarının toplam kurulu gücü 979 MW olup, ortalama istasyon kurulu gücü 106 kW'tır. Yalnızca DC şarj cihazı içeren istasyonların ortalama kurulu gücü 176 kW, yalnızca AC şarj cihazı içeren istasyonların ortalama kurulu gücü 39 kW'tır.

EPDK tarafından Nisan 2024'te yayınlanan *Elektrikli Araç ve Şarj Altyapısı Projeksiyonu*'ndaki baz senaryoya göre, 2030 yılında elektrikli araç sayısının 1.321.932'ye ve 2035'te 3.307.577'ye ulaşması öngörülmektedir (EPDK, 2024). Raporda yer alan şarj istasyonu projeksiyonları Tablo 6'da gösterilmektedir.

Tablo 6. EPDK Elektrikli araç ve şarj altyapısı projeksiyonu – Orta Senaryo

Yıl	Elektrikli Araç Sayısı	AC Şarj İstasyonu Sayısı	DC Şarj İstasyonu Sayısı
2030	1.321.932	100.187	42.637
2035	3.307.577	186.152	86.924

Kaynak: EPDK (2024)

3.3.3. Isı Pompaları

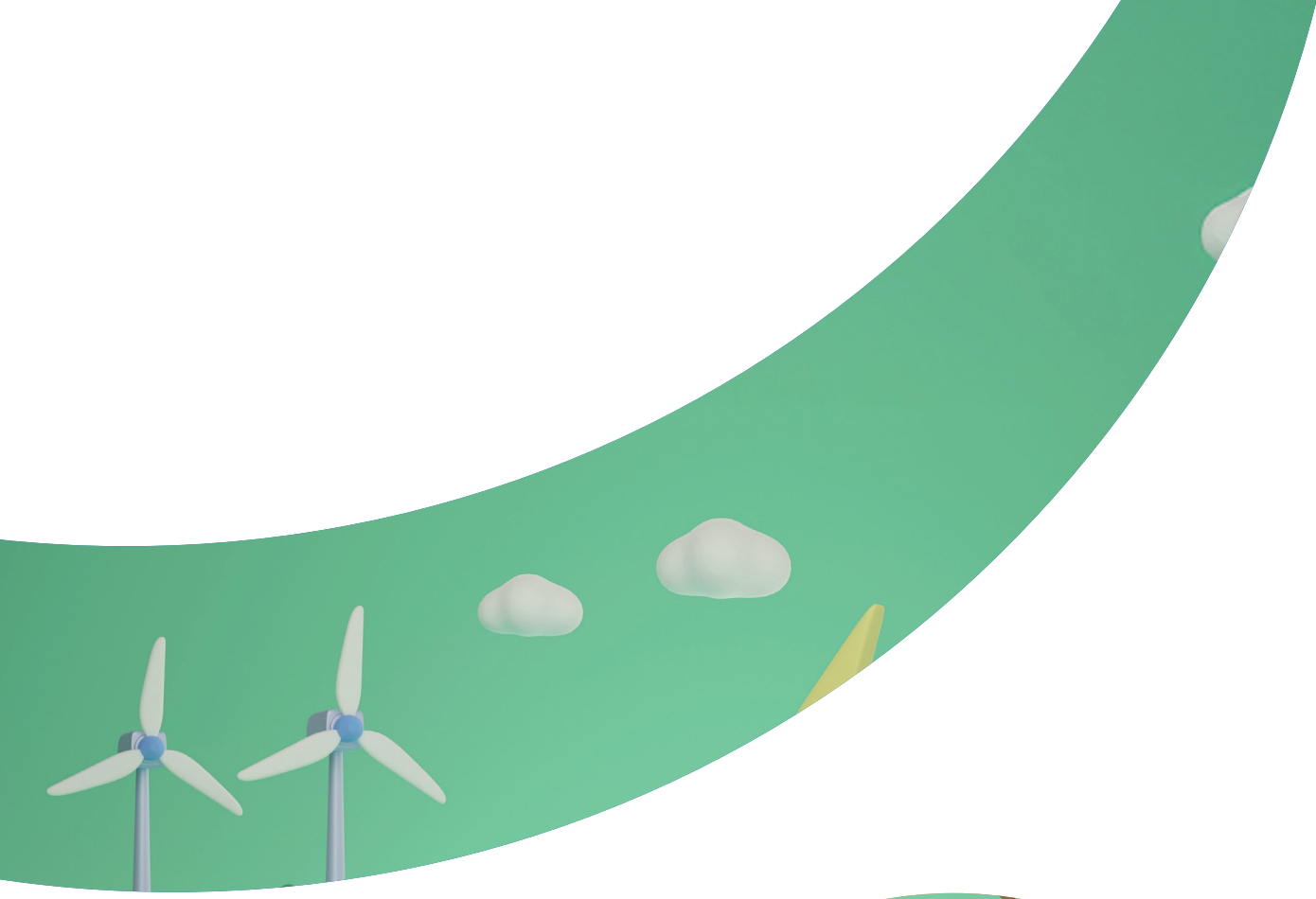
Türkiye’de konutların 2023 yılı toplam nihai enerji tüketimi 26,4 milyon ton eşdeğer petrol (mtep) düzeyinde gerçekleşmiştir (ETKB, 2024). 2023 yılında konutlardaki toplam enerji tüketiminin %65’i fosil yakıtlar (doğal gaz, petrol ve kömür), %20’si elektrik ve geri kalan %15’lik kısmı yenilenebilir enerji kaynaklıdır (ETKB, 2024).

SHURA'nın *"Türkiye'de Konut ve Sanayi Sektörünün Elektrifikasyonu"* raporunda detaylandırıldığı üzere, perakende doğal gaz ve elektrik fiyatları arasındaki farktan dolayı doğal gaza erişimi olan binalarda ısı pompasına geçiş ihtiyacı azalmaktadır (SHURA, 2023). Bu durumun en önemli alt nedenleri arasında, elektrik fiyatlarının doğal gaz fiyatlarına bağımlı olması bulunmaktadır. Bununla birlikte, elektrik üretiminde doğal gaz payının azalması ve yenilebilir kaynak payının artmasıyla bu ilişki azalacaktır. Dolayısıyla, yıllar içinde elektrik fiyatlarının, hem ortam hem de endüstriyel proses ısıtmasında daha avantajlı hale geleceği öngörülmektedir.

2018-2023 yılları arasında konut tipi havadan suya ısı pompalarının yurtiçi satışında %265 artış gerçekleşmiştir (İSKİD, 2024). Türkiye’de 2024 yılında 24.650 hava kaynaklı ısı pompası, 17 adet su ve toprak kaynaklı ısı pompası, 2.500 adet alışveriş merkezi tipi su kaynaklı ısı pompası satışı gerçekleşmiştir (SHURA, 2025). Ülkemizin bulunduğu iklim kuşağı, mevcut durumda dahi sübvansedilmeyen elektrik ve doğal gaz fiyatlarıyla, Doğu Anadolu Bölgesi haricinde kalan bölgelerde, özellikle Ege ve Akdeniz bölgelerinde, ısı pompası maliyetlerini avantajlı hale getirmektedir.

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tahminlerine benzer şekilde, SHURA net sıfır model çalışmasında da 2053 yılına kadar Türkiye’deki konutların büyük bir oranının (%67) ısı pompaları ile ısıtılacağı öngörülmektedir (IEA, 2022; SHURA, 2023). Bu artışın ana itici gücü, 2053 yılı karbonsuzlaşma hedefine ulaşılmasında, 2030 yılından itibaren tüm yeni binalarda ısı pompası kurulumlarının hızlanmasıdır. Ayrıca 2030 yılından sonra doğal gazlı ısıtıcıların ekonomik ömürleri dolacağından, mevcut binalarda kullanılan doğal gazlı ısıtıcıların kademeli olarak yerlerini ısı pompalarına bırakacağı tahmin edilmektedir. Bu dönüşümle birlikte, 2053 yılında binalarda kullanılan elektrik miktarının 2025 yılına kıyasla 85 teravat-saat (TWh) artacağı öngörülmektedir (SHURA, 2023).

Bununla birlikte, SHURA’nın *“Türkiye’de Konut ve Sanayi Sektörünün Elektrifikasyonu”* raporunda ısı pompalarının, Türkiye’nin yıllık puantını artırmayacağı değerlendirilmektedir (SHURA, 2023). Buradaki temel neden, ısı pompalarının daha çok kış aylarında çalışacakken, ülkemizin yıllık puantının yaz aylarında gerçekleşmesidir. Dolayısıyla, bölgesel olarak farklılıklar olsa da, genel olarak yaz puantını karşılamak için gereken dağıtım yatırımları, ısı pompaları için gerekli şebeke altyapısını da karşılayacaktır.



BÖLÜM 4

Dağıtık Enerji Kaynaklarının
Şebeke Entegrasyonunda
Karşılaşılan Temel Zorluklar

Dağıtık yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke entegrasyonu, enerji dönüşümünün kritik bir bileşenidir. Artan değişken üretimle birlikte, şebekenin güvenilirliği, kararlılığı ve verimliliğinin sağlanması, şebeke genişlemesinin yanı sıra modernizasyonuna da bağlı olacaktır. Türkiye’de büyük bölümü dağıtımdan bağlı güneş enerji santrallerinin (GES) hızla artmasıyla da birlikte, dağıtık enerji üretiminin toplam elektrik üretimi içindeki payı önemli ölçüde artmıştır. Bu nedenle geleneksel olarak tek yönlü elektrik akışına göre tasarlanmış olan elektrik sisteminin, çift yönlü akışlara uyum sağlayacak şekilde geliştirilmesi önemli bir unsurdur. Bu gelişmeler, şebekede gerilim regülasyonu, reaktif güç dengesi, ani yük/üretim değişikliklerine tepki verme kapasitesi, koruma koordinasyonu ve güç kalitesi gibi alanlarda sorunların ortaya çıkmaması için yeni stratejilerin geliştirilmesini gerekli kılmaktadır. Ayrıca dağıtık üretim kaynaklarının büyük çoğunluğunun invertör tabanlı olması, sistemin frekans ve gerilim desteği sağlama kabiliyetinde azalmaya neden olabilmektedir. Dağıtım şebekelerinde genişleme ve modernizasyonun enerji dönüşümünü destekleyici şekilde planlanması bu bağlamda önemli olacaktır.

4.1. Dağıtım Sisteminin Modernizasyonu

Geleneksel anlamda dağıtım sistemi, elektrik enerjisinin dağıtım gerilim seviyesindeki kullanıcılara iletimini sağlamaktadır. Bu sebeple, dağıtım sistemini oluşturan asli unsurlar arasında dağıtım trafosu, dağıtım hattı/kablosu ve anahtarlama ekipmanları bulunmaktadır. Ancak şebekeyi işletebilmek için ana sistemler dışında birçok yardımcı servis sağlayan teçhizat veya alt sistem bulunmaktadır. Dağıtım sisteminin teknolojik anlamdaki alt bileşenleri aşağıda kısaca özetlenmektedir:

- Dağıtım merkezleri (kabin-kök-dağıtım şalt merkezi)
- Güç/dağıtım trafosu (OLTC trafolar dahil)
- Dağıtım hattı/kablosu
- Anahtarlama ekipmanları (kesici, ayırıcı, tekrar kapamalı kesici/recloser, akıllı kesici)
- Kompanzasyon tertibatı (kapasitör-reaktör, STATCOM, SVC)
- Ölçü trafoları (akım gerilim trafoları, dijital ölçüm trafoları)
- Sensörler (sıcaklık-basınç-nem vb.)
- Koruma sistemleri (röleler, gerilim parafudrları⁶⁰, sigorta, ark boynuzları)
- Dahili/harici haberleşme sistemleri (koruma haberleşmesi, SCADA haberleşmesi, IoT sayaç haberleşmesi)
- Ölçüm sistemi (faturaya esas sayaç, akıllı sayaçlar/OSOS)
- SCADA ve DMS ve ADMS bileşenleri
- Envanter yazılımları
- Operasyonel yazılımlar
- Varlık yönetim sistemleri
- Takip ve tahmin yazılımları
- Ekip/filo yönetim sistemleri

⁶⁰ Parafudr, aşırı gerilim darbelerini (yıldırım, anahtarlama, kapasitif yük boşalması vb.) güvenli bir şekilde toprağa akıtarak ekipmanı koruyan, normal gerilim altında ise yalıtkan gibi davranan koruma elemanıdır.

Dağıtık üretimin artışı ve çevresel hassasiyetlerin etkisiyle birlikte gelişen teknoloji, şebeke işletmeciliğinde kullanılan sistem ve alt bileşenlerin de yeni teknolojik çözümlerle dönüşümünü hızlandırmıştır. Ancak, teknolojik gelişmelere rağmen dağıtım şebekelerinin bu yeni teknolojilere adaptasyonu henüz tam anlamıyla sağlanamamıştır.

Dağıtık enerji kaynaklarının yoğunlaştığı bölgelerde, halihazırda mevzuatta tanımlanmış olan kapasitör ve reaktör gruplarına ilave olarak, yatırım ve işletme bakım maliyetleri daha yüksek olan, kayıpları artırabilen ve gerilim düzenleme etkisi sınırlı olan otomatik regülatörler kullanılmaktadır. Ancak dağıtım şebekesinin modernizasyonunu desteklemek, gün içinde kısıtları gidermek ve dinamik gerilim desteği sağlamak amacıyla güç elektroniği tabanlı Statik Senkron Kompansatör (STATCOM), Statik VAR kompansatörü (SVC) ve benzeri sistemlerin yanısıra yük altında kademe değiştiricili (OLTC) dağıtım trafosu ve dinamik hat kapasitesi gibi akıllı dağıtım sistemlerinin entegrasyonu giderek önem kazanmaktadır.

Mevcut TEDAŞ Malzeme Şartnameleri, uzun süredir kullanılan klasik dağıtım ekipmanlarına (örneğin kapasitör, reaktör, basit röle vb.) odaklanmakta olup; modern güç elektroniği tabanlı çözümler ile ilgili yeterli teknik tanım, performans kriteri ve uygunluk değerlendirme yöntemlerini içermemektedir. Bu durum, dağıtım şirketlerinin yeni nesil teknolojileri yatırım planlarına dahil etmelerini ve söz konusu yatırımları gelir tavanı mekanizması kapsamında onaylatmalarını zorlaştırmaktadır. Benzer şekilde, EPDK'nın mevcut yatırım onay kriterleri de hâlen klasik şebeke ihtiyaçları (örneğin iletim-hat yatırımları, trafo tesisleri, geleneksel kompanzasyon sistemleri vb.) çerçevesinde değerlendirilmekte; dijitalleşme, reaktif güç yönetimi, DERMS/ADMS entegrasyonu ve elektrikli araç şarj altyapısı gibi yeni nesil gereksinimleri yeterli düzeyde kapsamamaktadır. Bu çerçevede, hem TEDAŞ Malzeme Şartnameleri'nin hem de EPDK'nın yatırım planlama ve onay kriterlerinin, gelişen teknolojiler ve artan dijitalleşme ihtiyaçlarıyla uyumlu olacak şekilde güncellenmesi; dağıtım şirketlerinin şebeke modernizasyonu yatırımlarını daha etkin ve bütüncül bir yaklaşımla planlayabilmelerine olanak sağlayacak, aynı zamanda dijital dönüşüm, dağıtık enerji kaynaklarının entegrasyonu ve yeni nesil şebeke yönetimi açısından kritik bir destekleyici unsur olacaktır.

Ayrıca, daha fazla dağıtık enerji kaynağının şebekeye entegrasyonunun sağlanması ve olası arıza durumlarında şebekenin güvenli ve kesintisiz işletiminin sürdürülebilmesi amacıyla; sisteme entegre edilecek yüksek sayıda akıllı cihaz ve yapının birlikte çalışabilirliğinin sağlanması, bu unsurların etkin şekilde yönetilebilmesi, gerçek zamanlı izleme ve analiz kabiliyetlerinin artırılması ile gelişmiş koruma ve kontrol yetkinliklerinin oluşturulması kritik öneme sahiptir. Bu bağlamda, söz konusu hedeflere ulaşılabilmesi için kapsamlı bir dijital dönüşüm gereklidir. Böylelikle, dağıtım şebekesindeki koruma ve otomasyon sistemleri ile dijital röleler arasındaki haberleşmenin daha etkin hale getirilmesi, şebeke varlıklarının daha yüksek kapasite faktörüyle işletilmesi ve gerçek zamanlı kapasite kestirimi (capacity estimation) gibi yazılım tabanlı uygulamaların devreye alınması mümkün hale gelecektir. Bununla birlikte, dağıtık enerji kaynaklarının artışının sunduğu fırsatlardan etkin şekilde yararlanılabilmesi için, dağıtım sistemi operatörlerinin bu kaynaklardan yan hizmet temin edebilmesine imkân tanıyacak teknik ve mevzuat altyapısının oluşturulması önemli bir adımdır. Öte yandan, belirlenmiş emisyon hedeflerine ulaşılabilmesi açısından yalnızca dağıtım sistemi işletimi değil, aynı zamanda kullanılan ekipmanların üretim süreçleri de dikkate alınmalı; bu çerçevede tedarik zinciri boyunca karbon emisyonlarının izlenmesi ve raporlanması da değerlendirmeye alınmalıdır.

4.2. Şebeke Yönetimi

Dağıtım sistemi operatörlerinin bölgesel düzeyde arz-talep dengesini yönetebilmesi ve sistem esnekliği sağlayan aktif bir oyuncu olabilmesi için, ileri seviye otomasyon sistemlerinin (ör. ADMS, SCADA), akıllı sayaçların, gerçek zamanlı veri analitiğinin ve enerji depolama çözümlerinin dağıtım sistemine entegre edilmesi gereklidir. Özellikle güneş ve rüzgâr gibi değişken üretime sahip yenilenebilir enerji santrallerinin etkin yönetimi, üretim ve talep dengesine olduğu kadar şebeke kararlılığına da fayda sağlayacaktır. Örneğin, büyük ölçekli bir güneş enerjisi santralının (GES) üzerine gelen ani bir bulutlanma, kısa süre içerisinde elektrik üretiminde hızlı bir düşüşe; güneş ışınımının ani artışı ise üretimde hızlı bir yükselişe neden olabilir. Bu tür ani üretim-tüketim dengesizliklerinin etkin şekilde yönetilebilmesi için, yenilikçi tahmin ve öngörü araçlarının kullanımıyla sistem esnekliğinin artırılması ve dengesizliklerin minimize edilmesi mümkündür. Bu kapsamda öne çıkan dijital çözümler arasında aşağıdaki sistemler bulunmaktadır:

- **Makine Öğrenme Modelleri ve Yapay Zeka:** Tarihsel ve gerçek zamanlı verilerin kullanılmasıyla güneş ve rüzgâr üretimini saatlik, günlük ve haftalık bazda tahmin eden; hata oranlarını minimize eden algoritmalar.
- **Dijital İkizler:** Şebekenin sanal kopyasını oluşturarak, arıza senaryoları, üretim dalgalanmaları ve talep artışlarının etkilerini önceden simüle eden; böylece gerçek zamanlı işletmede daha doğru karar alınmasını sağlayan modeller.

Gelişmiş SCADA, ADMS ve DERMS sistemleri şebeke yönetimi için kritik araçlar olmakla birlikte yüksek yenilenebilir enerji entegrasyonuna sahip şebekelerde dijital ikiz teknolojileri olmadan proaktif yönetimin gerçekleşmesi oldukça zordur. Dijital ikiz, öngörülü işletim ve risk yönetimi sağlayarak, bu sistemlere tamamlayıcı bir değer katar. SCADA/DMS sistemleri gerçek zamanlı izleme, kontrol ve temel otomasyon sağlarken, dijital ikizler dinamik simülasyon, tahmine dayalı analiz ve farklı senaryolar altında şebeke davranışına ilişkin gelişmiş görünürlük ve ileri analiz kabiliyeti sunmaktadır.

Dijital ikizler, dağıtık enerji kaynaklarının doğru modellenmesini sağlayarak, proaktif bakım uygulamalarını destekler; şebekenin güvenilirliğini, esnekliğini ve dayanıklılığını artırır. İnvertör tabanlı yenilenebilir enerji kaynaklarının (güneş ve rüzgâr), elektrikli araçların ve üreten-tüketicilerin (prosumer) payının arttığı dağıtım şebekelerinde dijital ikiz uygulamaları, operasyonel kontrol, arıza önleme, esnek kapasite yönetimi ve akıllı şebeke dönüşümünde kilit bir rol oynayacaktır.

4.3. İletim ve Dağıtım Sistem Operatörlerinin Koordinasyonu

Net sıfır 2053 hedefi doğrultusunda, artan elektrik talebinin temiz kaynaklardan karşılanması ve şebekelerin etkin işletilmesi için iletim (TSO) ve dağıtım (DSO) sistem operatörleri⁶¹ arasındaki koordinasyonun güçlendirilmesi öncelikli konular arasında yer almaktadır.

⁶¹ Rapor kapsamında, iletim sistemi operatörleri (TSO, transmission system operator), dağıtım sistemi operatörleri (DSO, distribution system operator) şeklinde kısaltılmaktadır.

Dağıtık güneş ve rüzgar enerjisi, batarya enerji depolama sistemleri, elektrikli araçlar ve ısı pompaları gibi dağıtık enerji kaynaklarının dağıtım sistemine artan entegrasyonu, geleneksel tek yönlü güç akışına dayalı merkezi şebeke yapısını, çift yönlü akışların yönetildiği modern bir modele dönüştürmektedir. Bu dönüşüm, şebeke istikrarı, maliyet verimliliği ve etkin paydaş katılımı kapsamında TSO-DSO koordinasyonunu gerektirmektedir. Bu koordinasyonun temel amaçlarından biri dağıtık üretim kaynaklarının şebekeye etkili bir şekilde entegre edilmesi, çift yönlü elektrik akışlarının yönetilmesi ve sistem güvenilirliğinin sağlanmasıdır. İlgili koordinasyonun sağlanmasında, standartlaştırılmış iletişim protokolleri (ör. IEC 61850, CIM) ve veri paylaşım standartlarının oluşturulması önemli bir ilk adım olacaktır. TSO ile DSO'ların (Türkiye'de EDAŞ'lar) koordinasyonu kapsamında geliştirilmesi gereken önemli alanlar şunlardır:

- Gerçek zamanlı standartlaştırılmış veri paylaşımı,
- Türkiye'de TEİAŞ ile DSO'ların görev ve sorumlulukları büyük ölçüde ayrılmış olsa da, özellikle dağıtım-iletim arayüzü, şebeke planlaması, enerji kalitesi, arıza yönetimi ve yenilenebilir enerji entegrasyonu gibi alanlarda şebeke yönetimine ilişkin örtüşen sorumluluklar bulunmaktadır. Bu bağlamda, söz konusu örtüşen rol ve sorumlulukların netleştirilmesi ile kurumlar arası koordinasyonun güçlendirilmesi,
- İletim düzeyinde dağıtık üretim kaynaklarının görünürlüğünün artırılması için; şebeke izleme altyapısındaki yetersizliklerin, haberleşme eksikliklerinin, modelleme zorluklarının ve ölçüm noktalarının dağıtık üretimi kapsamaması gibi teknik kısıtlamaların giderilmesi,
- TSO ve DSO'lar tarafından uygulanan teşvik ve politika uyumunun artırılması.

Bu kapsamda hayata geçirilebilecek koordinasyon yaklaşımlarına ilişkin bazı örnekler aşağıda sunulmaktadır:

- **Merkezi Koordinasyon:** TSO dağıtık üretim kaynaklarının yönetimi üzerinde tam kontrole sahip olup birincil karar verici olarak görev yapmaktadır.

Dağıtım sistemi operatörleri (DSO - EDAŞ) ise iletim sistemi operatörüne (TSO - TEİAŞ) bölgesel düzeyde; dağıtık üretim tesislerinin anlık üretim değerleri, orta gerilim (OG) seviyesindeki yük profilleri, gerilim ve frekans ölçümleri, arıza ve manevra⁶² kayıtları gibi gerçek zamanlı işletme verilerini sağlamaktadır. Bunlarla birlikte DSO'lar, kısa vadeli yük ve üretim tahminleri, bakım ve yatırım planları ile yeni bağlantı başvuruları gibi planlama verilerini de TSO'ya iletmektedir. Ayrıca, gerilim kalitesi, reaktif güç durumu, OG şebeke topolojisi ve trafo merkezi yüklenme bilgileri gibi teknik sınır verilerinin de TSO ile paylaşılması yine DSO'ların sorumlulukları arasındadır.

I. Avantajlar: Merkezi karar alma yaklaşımı, şebeke operasyonlarında operasyonel bütünlüğün korunmasına katkı sağlamakta; aynı zamanda sadeleştirilmiş ve uyumlu bir düzenleyici çerçeve aracılığıyla sistem yönetiminin standardizasyonunu ve etkinliğini artırmaktadır.

II. Zorluklar: TSO'nun, dağıtım seviyesindeki sınırlı esneklik potansiyelinden faydalanması; şebekeye ilişkin veri eksiklikleri, DSO ile TSO arasındaki operasyonel sınırların net olmaması, kurumsal görev ve yetki ayrımlarındaki belirsizlikler ile teknik koordinasyonun yetersizliği gibi faktörler nedeniyle önemli ölçüde engellenmektedir.

⁶² Manevra kayıtları, şebekede bilerek ve kontrollü şekilde yapılan açma-kapama işlemleri, yönlendirme değişiklikleri veya yük aktarımları gibi operasyonel müdahaleleri içermektedir. Bu işlemler genellikle bakım, onarım, arıza giderme, enerji yönlendirme veya yük dengeleme gibi nedenlerle yapılır.

- **Dağıtık Koordinasyon:** Dağıtık üretimin artmasıyla birlikte, yerel (bölgesel) üretim tüketimi aşarak iletim sistemine geri besleme yaratabilmektedir. Bu nedenle, DSO'ların sadece kendi bölgelerindeki şebekeyi değil, aynı zamanda bu üretimin iletim düzeyinde yaratacağı gerilim, frekans ve güç akışı etkilerini de analiz etmesi gerekmektedir. Bu kapsamda DSO'ların TEİAŞ ile veri paylaşımında (örneğin gerilim kontrolü, senkronizasyon, reaktif güç yönetimi ve işletme koordinasyonu) yakın iş birliği içinde olması gerekir. Benzer şekilde, dağıtık üretimin sistem bütünlüğünü bozmayacak şekilde yönetilmesi ve yerel esnekliğin hem dağıtım hem de iletim sistemi gereksinimlerine uygun şekilde optimize edilmesi için TSO-DSO iş birliğinin güçlendirilmesi gerekmektedir. Bu yaklaşımın avantaj ve zorlukları şunlardır:

I. Avantajlar: Dağıtık üretim kaynaklarının daha verimli bölgesel yönetimi ve TSO üzerindeki yükün azaltılması.

II. Zorluklar: Operatörler arası veri paylaşımı ve koordinasyonun giderek daha karmaşık hale gelmesi.

- **Hiyerarşik Koordinasyon:** Hem TSO'nun hem de DSO'nun önceden tanımlanmış rollere dayalı sorumlulukları paylaştığı karma bir yaklaşımdır. Bu yaklaşımda, gelişmiş bilgi teknolojisi (BT) sistemleri ve piyasa mekanizmaları, gerçek zamanlı TSO-DSO koordinasyonunu desteklemektedir.

I. Avantajlar: Dengeli sorumluluk dağılımı, gelişmiş gerçek zamanlı veri alışverişi ve hem dağıtım hem iletim seviyesinde dağıtık üretim santrallerinin optimize kullanımı

II. Zorluklar: Yüksek uygulama maliyeti, gelişmiş teknoloji ve düzenleyici uyum gereksinimi.

- **Paylaşımlı Piyasa Platformları:** Yan hizmetler ve esneklik kaynakları için ortak TSO-DSO piyasa platformlarının oluşturulduğu ve her iki sistem operatörünün de enerji ve kapasite piyasalarında dağıtık üretim kaynaklarının katılımını koordine edebileceği bir yaklaşımdır.

I. Avantajlar: Dağıtık üretim kaynaklarının piyasa tabanlı entegrasyonunu kolaylaştırır ve dağıtık üretim yatırımı için ekonomik sinyallerin oluşumu sağlanır.

II. Zorluklar: Düzenleyici ve piyasa tasarımı oldukça karmaşık bir yaklaşımı gerektirmektedir.

Paylaşımlı piyasa platformları ve hiyerarşik koordinasyon sistemleri, dağıtık üretimin artırılmasında oldukça etkili sonuçlar verebilir. Gelişmiş teknoloji; yasal çerçeve, kurumsal roller ve teknik işleyişin birlikte yapılandırılmasına yönelik destek ve paydaş iş birliğini sağlayarak, şebeke işletiminin bütüncül, şeffaf ve verimli yürütülmesine katkıda bulunur. Böylece şebeke güvenilirliği korunabilir ve dağıtık üretim kaynaklarının entegrasyonu artırılabilir. Bunun sağlanmasında, TSO ve DSO'ların oluşturduğu ortak bir çalışma grubunun kurulması, gelişmiş BT ve iletişim sistemlerine yatırımlar ve iş birliklerini teşvik eden düzenleyici çerçevelerin oluşturulması oldukça önemlidir.

4.4. Gerilim Düzenleme ve Dinamik Kararlılık

Geleneksel senkron generatörler gerilim düzenleme desteği ve sistem ataleti sağlamaktadır. Buna karşılık, invertör tabanlı yenilenebilir enerji santralleri, senkron generatörlere göre daha az atalet ve gerilim düzenleme yeteneğine sahiptir. Dağıtım şebekesinde yenilenebilir enerji santrallerinin entegrasyon seviyesinin artması, gerilim düzenleme ve dinamik kararlılık gibi konularda ilave önlemlerin alınmasını zorunlu kılmaktadır.

Gerilim düzenleme sorunları, çift yönlü güç akışları, değişken üretim ve düşük talep dönemlerinde aşırı gerilim yükselmesinden kaynaklanmaktadır. Buna ek olarak yetersiz reaktif güç desteği ve koordinasyon zorlukları da bu sorunları artırmaktadır. Dinamik kararlılığın sağlanmasında karşılaşılan zorluklar arasında düşük sistem ataleti, salınımlı dengesizlikler, frekans-voltaj bağlantısı⁶³ ve yetersiz FRT⁶⁴ gibi konular bulunmaktadır. Bu zorluklar aşağıdaki şekilde detaylandırılabilir:

- **Gerilim düzenleme zorlukları:** Dağıtık enerji kaynakları, değişen hava koşullarına bağlı olarak değişken üretim profillerine sahiptir. Bu durum, güç çıkışında dalgalanmalara yol açarak gerilim düşüşleri ve yükselmelerine, çok fazlı sistemlerde ise gerilim dengesizliklerine neden olmaktadır.

- **Sistem ataletinin azalması ve RoCoF artışı:** Geleneksel senkron generatörlerin aksine, dağıtık enerji kaynakları şebeke ataletine minimum katkıda bulunarak Frekans Değişim Hızını (Rate of Change of Frequency, RoCoF) artırır. Dolayısıyla bu sistemler şebekeyi frekans dalgalanmalarına karşı daha duyarlı hale getirebilmektedir. Elektrik sistemlerinde ataletin azalması ve RoCoF'un artması frekans-gerilim dalgalanmalarının artmasına ve şebeke kararlılığını koruma kapasitesinin azalmasına neden olabilmektedir.

- **Salınım dengesizlikleri:** Elektrik sistemlerinde salınım dengesizlikleri generatör, invertör ve yük gibi bileşenlerin, sürekli veya artan güç salınımlarına yol açacak şekilde etkileşime girmesiyle meydana gelmektedir. Bu dengesizlikler, doğal sönümlenme ve ataletten yoksun invertör tabanlı dağıtık enerji kaynaklarının doğası gereği daha da artar. Bu tür salınımlar şebekenin dinamik stabilitesi ve güç kalitesi düşüşü, senkronizasyon kaybı gibi çeşitli şekillerde etkiler.

- **Frekans-voltaj etkileşimi:** Geleneksel şebekelerde frekans-voltaj kuplaj parametreleri büyük senkron generatörlerin dengeleyici etkileri nedeniyle nispeten bağımsızdır. Ancak, dağıtık üretimin artmasıyla, bu kuplaj daha belirgin hale gelir ve frekans ile voltaj arasındaki bağımlılık artar. Bu durum da koruma ayarlarının yeniden tasarlanmasını ve dinamik denge tedbirlerini zorunlu kılar.

- **Düşük FRT yetenekleri:** Dağıtık enerji kaynaklarının düşük FRT yetenekleri, dağıtım şebekelerinde güç sistemlerinin dinamik kararlılığını önemli ölçüde etkileyebilecek faktörlerdendir. Bu bağlamda dağıtık enerji kaynaklarında oluşabilecek ardışık arıza riski ve gerilim kararsızlığı gibi etkiler, şebeke istikrarsızlığını da artırabilir. Invertör tabanlı sistemlerden elektrik üretim tesislerinde karşılaşılan başlıca sorunlar şunlardır;

- gerilim kararsızlığının, kontrol sistemi algoritmalarının çalışmasını doğrudan etkilemesi,
- arızalarda oluşabilecek geçici aşırı yüklenmelere uygun olmamaları,
- reaktif güç desteğinin yetersiz olması,
- arıza sonrası toparlanma sürelerinin uzun olması ve
- kısıtlı arıza akım katkısı nedeniyle koruma cihazlarının arızaları tespit etme ve giderme yeteneğini bozması.

Bu sorunlar geleneksel şebeke operasyonlarını, koruma sistemi koordinasyonunu ve kararlılık mekanizmalarını bozabilecek potansiyeldedir. Yüksek dağıtık enerji entegrasyonunda, akıllı invertörler, SVC, STATCOM, enerji depolama sistemleri ve gelişmiş izleme-kontrol-yönetim sistemleri gibi akıllı ve yenilikçi çözüm stratejileri, güvenilir ve kararlı şebeke performansının sağlanması için esastır.

⁶³ Frekans-gerilim bağlantısı, güç sistemlerinde, özellikle de yüksek seviyede dağıtık üretimin olduğu şebekelerde, frekans ve voltaj değişimleri arasındaki karşılıklı bağımlılığı ifade eder.

⁶⁴ FRT, bir generatörün kısa süreli voltaj veya frekans bozulmaları sırasında bağlı ve kararlı kalma yeteneğini ifade eder.

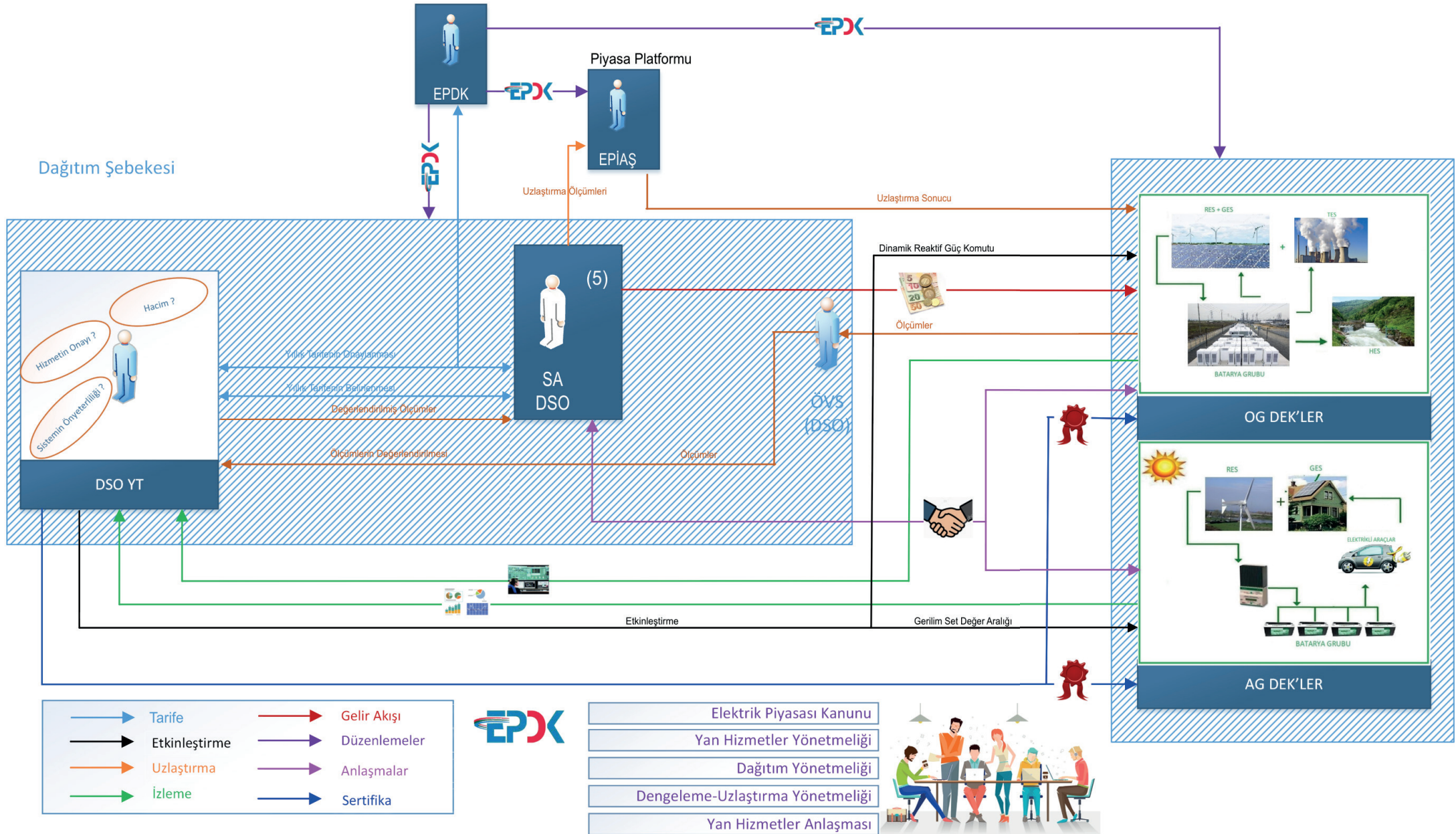
Dağıtık enerji kaynaklarının doğru planlanmaması, şebeke ataletini düşürme ve sistem kararlılığını olumsuz yönde etkileme potansiyelini barındırmaktadır. Türkiye elektrik sistemi 2010 yılından bu yana ENTSO-E Kıta Avrupası Senkron Alanı (CESA) sistemi ile enterkonnekte olarak işletildiğinden, bu durum şebeke atalet ve kararlılığını sağlama açısından faydalıdır. ENTSO-E CESA iletim sistemi operatörleri, ENTSO-E Sistem İşletme Kılavuzu'na uygun asgari ataletin belirlenmesini araştırmak için ortak bir çalışma yürütmüştür (Entsoe, t.y.; Entsoe, 2020). Bu çalışmanın sonuçlarına göre yüksek yük, düşük yük ve yüksek yenilenebilir enerji entegrasyonu gibi farklı senaryolarda, ENTSO-E CESA'nın mevcut frekans kontrol mekanizmalarının 2030 yılına kadar sistemin kararlı bir şekilde işletilmesinde faydalı olabileceği belirlenmiştir. Dolayısıyla Türkiye elektrik sisteminin, ENTSO-E CESA'da sistem bölünmesi gibi ciddi bir arıza meydana gelmediği sürece, frekans dalgalanmaları ve sistemin kararlılığı açısından 2030 yılına kadar büyük bir risk altında olmadığı değerlendirilmektedir.

Bununla birlikte, ENTSO-E CESA sisteminde şebeke ataletinde azalma söz konusudur. Bu nedenle, 2030 yılı sonrasında da sistem kararlılığının sağlanması ve RoCoF'un sınırlandırılmasına yönelik minimum atalet gereksinimleri için alınması gereken çeşitli önlemler belirlenmiştir:

- İnvertör ile şebekeye bağlı yenilenebilir enerji kaynaklarının ve batarya enerji depolama sistemlerinin, şebekeye verilen ya da şebekeden çekilen aktif gücü, hızlı bir şekilde ayarlayarak, frekans değişikliklerine karşı sentetik atalet sağlama,
- Bölgesel yüksek RoCoF değerlerinden kaçınmak için, gerçek zamanlı yük-tevzi operasyonlarında (generation dispatch) atalet ve şebeke oluşturma (grid-forming) yeteneklerine sahip invertör tabanlı kaynakların tüm sisteme eşit şekilde dağıtılması⁶⁵ ve
- Hızlı Frekans Tepkisi (FFR, fast frequency response) yan hizmetler piyasasının oluşturulması.

Gelişmiş akıllı invertör tabanlı dağıtık enerji kaynaklarından dinamik reaktif güç desteği ile şebeke geriliminin etkin bir şekilde kontrol edilmesi, her yıl gerçekleştirilen kompanzasyon yatırımlarının azaltılması, gerilim profilinin etkin bir şekilde kontrol edilmesi ile teknik kayıpların azaltılması ve şebeke verimliliğinin artırılması mümkündür. Bu bağlamda, dağıtık üretim kaynaklarıyla bu hizmetlerin nasıl sağlanabileceği Şekil 15'te gösterilmektedir.

⁶⁵ Atalet sağlayıcı kaynakların çalıştırılması, "must-run" sistemlerin kullanılması

Şekil 15. Dağıtık enerji kaynaklarından dinamik reaktif güç desteği alınma tasarımı

4.5. Kısıt Yönetimi

Günlük işletme sürecinde dağıtım şebekesi operatörlerinin, kullanıcılara en kaliteli ve güvenilir şekilde hizmet sunması beklenir. Burada alışlagelen dağıtım hizmeti, kaynak noktası olan TEİAŞ trafo merkezinden (TM) kullanıcılara doğru olan enerji akışını sağlama şeklindedir. Bu kapsamdaki günlük şebeke işletmeciliğinde, şebekenin kapasite durumu, şebekenin emreamade ve güvenilir olması kullanıcılara sunulan hizmet kalitesini doğrudan etkilemektedir. Dağıtım şebekesinde teknik kayıpların düşük tutulması, şebeke gerilim kalitesinin yüksek olması, şebekenin hem kapasite hem de güvenilirlik açısından yeterli olmalıdır. Şebeke işletmeciliğinde, herhangi bir zaman aralığında kapasite yetersizliğinden kaynaklı olarak kullanıcının (tüketici, üretici, şarj istasyonu v.b.) kısıtlanmaması gerekir. Dağıtım fiderlerinde değişken üretimli enerji kaynaklarının entegrasyonu arttıkça, çift yönlü enerji akışları ortaya çıkmakta ve sistem içerisindeki elektrik akışlarının öngörülebilirliği değişmektedir. Artan dağıtık enerji verişleri, kullanılan ekipman türüne bağlı olarak daha dinamik sistem koşullarının oluşmasına ve dağıtım fiderlerinin aşırı yüklenmesine yol açabilir. Fiderlerin aşırı yüklenmesi ise gerilim istikrarsızlığına ve potansiyel ekipman hasarına neden olabilir. Bu sebeple, fiderlerden gerçek zamanlı veri toplanması, esneklik kaynaklarının kullanımı ve otomatik kontrollerin sağlanarak kısıt yönetimi gerçekleştirilmesi elzemdir.

Türkiye dağıtım şebekelerinde henüz uygulanmayan kısıt yönetimi, elektrik akışlarının fiziksel ve operasyonel sınırlar içinde kalmasını sağlamada kritik bir araçtır. Özellikle üretimin tüketimi aştığı zamanlarda, dağıtım şebekesinden iletim şebekesine doğru elektrik akışı oluşabilmektedir. Bu durum klasik olarak tek yönlü tasarlanmış altyapılar için önemli riskler oluşturmaktadır. Bu riskler arasında aşağıdakiler yer almaktadır:

- Hatların ve transformatörlerin termal aşırı yüklenmesi,
- Gerilim dengesizlikleri ve çift yönlü güç akışlarının neden olduğu karmaşıklıklar,
- Gerçek zamanlı izlemenin sınırlı oluşu ve üretim tahmin hataları,
- Dinamik kısıtlılık kalıplarının⁶⁶ operasyonel zorlukları artırması

Bunların yanı sıra, ekonomik ve düzenleyici boyutlarda da çeşitli zorluklar bulunmaktadır. Bunların arasında; şebeke yatırımlarının yüksek maliyeti, talep esnekliği teşviklerinin yetersizliği ve paydaşlar arası koordinasyonun güçlendirilmesi gerekliliği öne çıkmaktadır.

4.6. Veri Yönetimi ve Siber Güvenlik

Dağıtık enerji kaynaklarının artan kapasitesi ve bu sistemlerin verimli yönetimi için gerekli dijitalleşme süreçleri, şebekelerin siber saldırılara karşı daha hazırlıklı olmasını gerektirmektedir. Şebeke kontrol sistemlerinde gerekli önlemler alınmaması durumunda şebekenin sağlıklı işletilmesi aksayabilir. Bu nedenle güvenilir siber güvenlik çerçevelerinin oluşturulması ve yaygın bir şekilde uygulanması gerekmektedir. Türkiye’de dağıtım sistemi operatörleri ISO 27001 standartları bağlamında, “Bilgi Güvenliği Yönetim Sistemi” kurmakla yükümlüdür. Bununla birlikte, bu standardın gereklilikleri mevcut durumda tam anlamıyla uygulanmadığında, çeşitli siber güvenlik ve veri yönetimi endişeleri oluşabilmektedir.

⁶⁶ Dinamik kısıtlılık kalıpları, değişken yenilenebilir enerji üretimi, yük talepleri, dağıtık üretim kaynaklarından gelen çift yönlü güç akışları ve elektrikli araç şarjı veya ekipman arızaları gibi bölgesel faktörlerden kaynaklanan, zamana ve konuma bağlı kısıtları ifade etmektedir.

4.6.1. Siber Güvenlik

Dağıtık enerji kaynaklarının artmasıyla birlikte, bu tesisler siber saldırılar için potansiyel hedefler haline gelmektedir. Şebeke yapılarına ve SCADA sistemlerine yapılabilecek olası saldırılar, dağıtım şebekesi stabilitesini tehlikeye atacaktır. Bu tip güvenlik ihlallerinin önüne geçmek için aşağıdaki konulara dikkat edilmesi gerekmektedir:

- **Veri Gizliliği ve Manipülasyonu:** Hassas tüketici verilerinin korunamaması durumunda bölge bazlı tüketim bilgilerinin veya şebeke kontrol komutlarının manipüle edilmesi mümkün olabilir.
- **Yetkisiz Erişim:** Şebeke ve şebeke yönetim sistemlerine bağlı cihazlarda kimlik doğrulama eksiklikleri veya zayıf şifreleme durumları, şebeke operatörleri için ciddi bir tehdit oluşturmaktadır.
- **SCADA Sistemleri ve Endüstriyel Kontrol Sistemleri:** Siber saldırganların, SCADA ve PLC (Programmable Logic Controller)⁶⁷ olarak adlandırılan “Programlanabilir Mantık Denetleyicisi” sistemlerinin, dağıtık üretim kaynaklarına entegrasyonu sırasında, kritik dağıtım şebekesi altyapısına erişim olasılığı vardır. Bu nedenle, SCADA güvenlik protokollerinin güçlendirilmesi ve sürekli güncellenmesi zorunludur.
- **Blok Zinciri Riskleri:** Dağıtık üretim kaynaklarının kullandıkları yazılımlarda veya donanımlarında bulunan siber güvenlik açıkları, blok zinciri boyunca sisteme zararlı kodların sızmasına neden olabilir.

4.6.2 Veri Yönetimi Endişeleri

- **Veri Yoğunluğu ve Depolama:** Dağıtık üretim kaynaklarının artmasıyla şebekede büyük miktarda veri oluşacağından, bu verilerin depolanması ile yönetimi yüksek altyapı maliyetlerine yol açabilir.
- **Veri Bütünlüğü ve Tutarlılığı:** Farklı dağıtık üretim kaynaklarından gelen veri formatları çeşitlilik gösterebilir veya eksik veriler sistemde hatalara yol açabilir.
- **Veri Gizliliği ve Yasal Uyumluluk:** Tüketici verilerinin gizliliği, AB Genel Veri Koruma Tüzüğü⁶⁸ (General Data Protection Regulation, GDPR) ve Kişisel Verilerin Korunması Kanunu (KVKK) gibi yasal düzenlemelere uygun şekilde sağlanmalıdır. Veri gizliliğindeki ihlaller⁶⁹ büyük cezalara sebebiyet verebilir.
- **Gerçek Zamanlı Veri Analizi:** Gerçek zamanlı veri analizi yapılamadığında, şebeke operatörleri hızlı karar veremeyebilir ve bu durum şebekenin kararlılığını olumsuz etkileyebilir.

⁶⁷ Programmable Logic Controller (PLC), endüstriyel otomasyon sistemlerinde kullanılan, gömülü bilgisayar tabanlı bir kontrol cihazıdır. PLC’ler, özellikle üretim, enerji, su, dağıtım şebekeleri gibi saha koşullarına dayanıklı, güvenilir ve gerçek zamanlı kontrol gerektiren sistemlerde kullanılır. Dağıtım şebekesinde kullanılan PLC yazılım yapısı, genellikle uzaktan kontrol, ölçüm, alarm izleme, otomatik anahtarlama, yük atma/yük alma gibi otomasyon görevleri ve temel işlevleri kapsar.

⁶⁸ Türkiye, AB üyesi olmasa da, AB vatandaşlarına yönelik hizmet sunan şirketler GDPR’ye uymak zorundadır. Bu durum özellikle, elektrik şebekesi verilerinin Avrupa’ya aktarıldığı uygulamalar için geçerlidir. İhlal cezaları, GDPR kapsamında yıllık cironun %4’üne kadar ceza uygulanabilir.

⁶⁹ İdari para cezaları, 2024 itibarıyla 100.000 TL’ye kadar çıkabilmektedir. Şikayet üzerine Kişisel Verileri Koruma Kurulu (KVKK) tarafından yaptırım uygulanabilir.

4.7. Sayaç Arkası Uygulamalar

Sayaç arkası uygulamalara örnek olarak çatı üstü GES, bataryalar ve elektrikli araçlar verilebilir. Bunların çoğunluğu alçak gerilim (AG) seviyesinden şebekeye bağlı, enerji üreten ya da tüketen kaynaklar olup, dağıtım sisteminin otomatik sayaç okuma sistemi (OSOS) ölçüm, izleme ve yönetim sistemlerine entegre değildir. Bu durum, sayaç arkası uygulamaların hızla artmasıyla birlikte dağıtım sistemi operatörleri açısından hem şebeke işletimi hem de planlama süreçlerinde çeşitli zorlukları beraberinde getirmektedir. Başlıca zorluklar aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

Gerçek Zamanlı Görünürlük Eksikliği:

- Sayaç arkası uygulamaların büyük çoğunluğu SCADA veya OSOS sistemlerine entegre olmadığından, dağıtım sistemi operatörleri (DSO) bu kaynakların üretim ve tüketim davranışlarını gerçek zamanlı olarak izleyememektedir. Bu durum, söz konusu uygulamaların şebeke üzerindeki etkilerinin tespitini zorlaştırmaktadır.
- Verilerin anlık olarak izlenememesi, transformatör ve fider seviyesindeki gerçek yüklerin doğru şekilde değerlendirilmesini güçleştirmektedir. Bu durum, sistem planlamasında talep tahmin doğruluğunun düşmesine ve işletme sırasında potansiyel aşırı yüklenmelere neden olabilmektedir.

Öngörülemeyen Net Yük Profilleri

- Dağıtık üretim kaynakları ile sayaç arkası uygulamalardan gelen yükler, net talebin profilini ve değişkenliğini artırmakta; bu durum yük profilinin öngörülebilirliğini azaltmaktadır.
- DSO'ların kontrolü dışında gerçekleşen bulutlanma gibi çevresel etkiler, güneş enerjisi üretiminde ani düşüşlere yol açabilmekte; benzer şekilde, talebin yüksek olduğu saatlerde elektrikli araçların şarj edilmesiyle tüketim artabilmektedir. Net yük profilini etkileyen bu tür öngörülemeyen üretim ve tüketim değişiklikleri, operasyonel stresin artmasına, gerilim dalgalanmalarına ve hatta enerji kesintilerine neden olabilmektedir.

Puant Yüklerin Artması:

- Güneş ışınımının yüksek olduğu öğle saatlerinde, dağıtık GES sahibi üreten-tüketiciler, elektrik ihtiyaçlarını büyük ölçüde kendi üretimleriyle karşıladıklarından net talebi azaltmaktadır. Ancak güneş ışınımının olmadığı akşam saatlerinde üretimdeki ani düşüş, 'ördek eğrisi' (duck curve) olarak bilinen karakteristik bir yük profiline neden olmaktadır. Bu profil, talebin kısa sürede keskin biçimde değişmesine neden olduğundan, elektrik güç sisteminde üretim-tüketim dengesinin sağlanmasını güçleştirmektedir; dağıtım seviyesinde ise gerilim regülasyonu ve fider yüklerinin yönetimini zorlaştırmaktadır.
- Batarya enerji depolama sistemleri ve elektrikli araç şarj ünitelerinin, piyasa sinyalleri gözetilmeksizin kullanılması, elektrik güç sisteminde tipik puant talep artış dönemleriyle çakışabilir ve bu durum yukarıda açıklanan arz-talep eğrisindeki dalgalanmaları daha da arttırabilir.

Bataryaların Şebeke Etkileri Dikkate Alınmadan Kullanımı:

- Fiyat sinyallerinin gerçek sistem maliyetlerini yansıtmadığı veya sayaç arkası batarya sistemlerinin kâr optimizasyonuna odaklanarak sistem faydasını gözetmeden çalışması gibi durumlarda şebeke üzerinde ilave yüklenmeler meydana gelebilir.

Piyasa Fiyat Sinyallerine Etki:

- Piyasa fiyatlarının yeterince yönlendirici olmadığı durumlarda, sayaç arkası batarya sistemlerinin fiyat sinyallerini dikkate almaksızın tüketim (şarj) yapmaları, özellikle sistemde dengesizliğin yaşandığı saatlerde toplam sistem maliyetlerini artırabilir.

Gölgeleme Etkisi ve Üretim Tahmini Sapmaları:

- Sayaç arkası sistemlerden kaynaklanan üretim kayıpları toplulaştırıldığında, şebekeye iletilecek yük tahminlerinin doğruluğu azalmakta ve bu durum dengeleme maliyetlerini artırmaktadır.

Gerilim Seviyesi Sorunları ve İletim Yönünde Güç Akışı:

- Önceden belirlenmiş bir üretim programına sahip olmayan ve üretimi güneş ışınımına bağlı olarak değişkenlik gösteren güneş enerjisi üniteleri, özellikle düşük yük veya yüksek üretim saatlerinde bölgesel düzeyde aşırı gerilim sorunlarına yol açabilmektedir.
- Fider sonlarına yerleştirilen ve toplam kapasitesi yüksek olan GES üretimleri, özellikle bağlı oldukları noktadaki tüketimi aştığında, gerilim yükselmesine ve iletim yönünde güç akışı problemlerine yol açabilir
- Sayaç arkası sistemlerin otonom çalışma prensibi, DSO'ların gerilim ve reaktif güç kontrol mekanizmalarını uygulamalarında zorluklar yaratmaktadır.

Yatırım Planlarındaki Zorluklar:

- Sayaç arkası ünitelerin üretim ve tüketim verilerinin doğruyu yansıtmaması durumunda, DSO'ların altyapı yatırımları (örneğin trafo kapasitesi veya şebeke takviyesi) ya gereğinden fazla ya da yetersiz kalabilmektedir.
- Talep tahminlerindeki sapmalar, verimsiz sistem yatırımlarına ve sermaye harcamalarına neden olabilmektedir.

Dağıtık Esneklik Kaynakları Üzerinde Kontrol İhtiyacı:

- Sayaç arkası dağıtık enerji kaynaklarının DSO'ların yük kontrol komutlarına karşılık verememesi nedeniyle bu kaynaklar şebekenin desteklenmesinde çoğunlukla yer almamaktadır.
- DSO'ların sayaç arkası dağıtık enerji kaynaklarının işletilmesinde yer almaması, bölgesel kısıt yönetimi, gerilim desteği, puant yükün azaltılması (peak shaving) gibi hizmetleri kısıtlamaktadır.

Düzenleyici Çerçeve ve Piyasa İyileştirme İhtiyaçları:

- Dağıtık enerji kaynaklarının, esneklik piyasalarına veya DSO operasyonel planlama araçlarına dahil edilmesi, dağıtım şebekesinin verimli bir şekilde işletilmesinde önemli olacaktır.
- DSO'ların, esneklik hizmetlerini doğrudan sayaç arkası dağıtık enerji kaynaklarından tedarik edebilmesini sağlayacak yetki ve mekanizmaları bulunmamaktadır.

Toplayıcılar ile DSO Koordinasyonu:

- Talep tarafı toplayıcıları sorumlu oldukları dağıtık enerji kaynaklarının üretim ve tüketimlerini kontrol edebilirken, toplayıcılar ile DSO'lar arasında veri paylaşımı ve koordinasyon genellikle sınırlı kalmaktadır.
- Toplayıcılar ile DSO'lar arasındaki veri aktarımındaki aksaklıklar, operasyonel belirsizliği ve maliyetleri artırmaktadır.

Standartlaştırılmış İletişim Protokollerinde Uyumluluk ve Veri Değişiminin Eksikliği:

- Sayaç arkası dağıtık enerji kaynakları için standart iletişim protokollerinin olmaması, bu kaynakların şebeke yönetim sistemlerine entegrasyonunu daha karmaşık hale getirmektedir.
- Toplayıcılar ile DSO'lar arasındaki veri aktarımında yaşanan gecikmeler, veri formatlarındaki uyumsuzluklar ve siber güvenlik açıkları, şebeke yönetiminde önemli karmaşıklıklara yol açmaktadır. Gecikmeli veri iletimi, yük yönetimi ve arıza müdahalesi gibi zamana duyarlı kritik işlevlerin aksamasına neden olurken; veri formatlarının standart olmaması sistemler arası entegrasyonu güçleştirmekte ve manuel müdahale ihtiyacını artırmaktadır. Ayrıca, yetersiz kimlik doğrulama ve şifreleme eksiklikleri, hem operasyonel kontrol hem de tüketici verileri açısından siber tehdit riskini artırmaktadır. Tüm bu faktörler bir araya geldiğinde, DSO'ların operasyonel verimliliği, güvenliği ve yasal uyumluluğu olumsuz etkilenmektedir.

4.8. Maliyetler

Dağıtık üretim kaynaklarının yoğunluğu piyasa katılımcısı olmadığından, üretim-tüketim dengesizliklerinin doğrudan finansal sorumluluğunu üstlenmemektedir. Bu durum ise sistem işletmecileri ve tarifeler üzerinde ek baskı yaratmaktadır. Özellikle, dağıtık üretim tesislerinin piyasada dengeleme sorumluluğu bulunmamakla birlikte, üretimlerinin izlenebilirliğinin düşük olması sebebiyle toplam arz tahminlerinde hatalar meydana gelmektedir. Bu tahminlerin gerçek durumu yansıtmaması sonucu oluşan dengesizlik maliyetleri, sistem işletmecileri aracılığıyla tarifelere yansıtılmakta ve kullanıcılar ek maliyetlere katlanmak zorunda kalmaktadır.

Dağıtık üretim tesislerinin yoğun olduğu bölgelerde şebekede ters yönlü güç akışı ve gerilim sapsmaları gibi teknik sorunlar artmakta, bu da ilave şebeke güçlendirme yatırımlarını zorunlu kılmaktadır. Ancak mevcut tek tip tarife yapısı nedeniyle, bu bölgesel altyapı maliyetleri tüm tüketicilere eşit şekilde yansıtılmakta; böylece dağıtık üretimin az olduğu bölgelerdeki kullanıcılar da bu maliyetleri üstlenmektedir. Bu durum, maliyetlerin gerçek kaynaklara dayalı dağıtımını engelleyerek sistemde gelir-yatırım dengesini bozmakta ve bölgesel maliyet adaletsizliklerine yol açmaktadır.

4.9. Faturalandırma

Elektrik şebekesinde hem kapasite artışı hem de yenileme yatırımlarının eş zamanlı yürütüldüğü büyüme dönemlerinde, itfa ödemeleri yıldan yıla artış göstermektedir. Bu süreçte toplam dağıtılan enerji de arttığı için, itfa ödemelerindeki artışın birim dağıtım bedeline etkisi sınırlı kalmaktadır. Ancak, şebekeye daha fazla dağıtık üretim kaynağı entegre edebilmek amacıyla yapılan kapasite artış yatırımlarıyla birlikte dağıtılan enerji miktarı azalacaktır. Bu durumda itfa ödemeleri yükselirken, dağıtılan enerji azalacağından birim dağıtım bedellerinde artış meydana gelecektir. Mevcut uygulamalara göre, kendi elektriğini üreten kullanıcılar, şebekeye vermedikleri ve kendi üretip tükettiği elektrik miktarı için oluşacak dağıtım bedelinin %50'sini ödemekle yükümlü olmakla birlikte, sabit yıllık bir işletim ücreti de ödemektedir. Böylece, dağıtık üretim tesisi sahibi olmayan tüketicilerin üzerindeki dağıtım bedeli yükü hafifletilmektedir.

Bir diğer önemli nokta, sayaç arkası enerji depolama üniteleri veya dağıtım şirketi tarafından kurulan enerji depolama tesisleri daha fazla dağıtık üretim kaynağının şebekeye bağlanmasına olanak sağlayacağından, ilave şebeke genişleme maliyetleri azalacaktır. Bu sebeple enerji depolama tesisleri, birim dağıtım bedelinin artışını sınırlandırabilecek bir teknoloji olarak değerlendirilmektedir.

Mevcut durumda uygulanan “aylık mahsuplaşma” ile dağıtık üretim kaynaklarının yaygınlaşması teşvik edilirken, şebeke dengesizlikleri bu modelde dikkate alınmadığından, sistem güvenliği için bir risk oluşmaktadır. Aylık mahsuplaşma uygulamasıyla dağıtım şebekesi, üreten tüketicilerin (prosumer) depolama tesisi gibi kullanılmaktadır. Fazla üretimin şebekeye verilmesi ve eksik üretim saatlerinde enerjinin şebekeden kullanılması nedeniyle, üreticinin dengeleme görevi doğrudan şebekeye aktarılmakta ve bu durum şebeke yatırım maliyetlerini artırmaktadır. Bu sebeple, dağıtık üretimin belli bir olgunluğa ulaşmasıyla birlikte, aylık mahsuplaşma uygulamasının yerine, şebeke maliyetlerini yansıtan al-sat (buy-all sell-all) ya da faturalandırma (net-billing) uygulamalarına geçilmesi değerlendirilebilir.

4.10. Dağıtım sisteminin dönüşümündeki temel gereksinim ve iyileştirme alanları

Türkiye dağıtım sistemi, genellikle merkezi üretim kaynaklarından beslenmektedir. Ancak, dağıtık yenilenebilir enerji kaynaklarının artmasıyla birlikte, dağıtım şebekelerinin daha dijital, akıllı ve esnek hale gelmesi gerekmektedir. Bu dönüşümle birlikte, enerji sadece merkezden değil, kullanıcı noktalarından da üretilebilecek ve enerjinin tüketildiği yerde üretilmesiyle enerji verimliliği artırılabilir. Bu bağlamda, Türkiye dağıtım sisteminin dönüşümünde öncelikli iyileştirme alanları şunlardır:

1. Mevzuat iyileştirmeleri
2. Tarifelerin çeşitlendirilmesi
3. Altyapıda yeni sistemlerin kurulumu (DLR, STATCOM, OLTC vb)
4. Altyapının dağıtık üretimi desteleyecek şekilde dijitalleşmesi ve planlanması (mikro-şebekeler, akıllı sayaçlar, vb)
5. Siber güvenlik
6. Enerji kooperatifleri
7. Bölgesel enerji ticareti platformlarının kurulumu
8. Bölgesel esneklik piyasalarının kurulumu



BÖLÜM 5

Dağıtık Üretimin
Yaygınlaştırılmasını ve
Dağıtım Sistemi Dönüşümünü
Odağına Alan Uygulamalar

Dağıtım sistemi operatörlerinin (DSO) enerji dönüşümünde önemli bir rolü vardır. Özellikle sanayi, bina ve ulaşım gibi enerji yoğun son tüketim sektörlerinde yerinde üretim-tüketim (dağıtık üretim) optimizasyonunun sağlanması ve temiz elektrifikasyonun artırılmasında DSO'ların daha fazla sorumluluk alması gerekmektedir. Bu bağlamda, dağıtım sistemine yapılacak yeni yatırımlar, dağıtık yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artırabilir; ancak mevcut altyapı kapasitesinin daha etkin kullanımı ile dijitalleşme ve otomasyon ihtiyaçları da göz önünde bulundurularak planlama yapılmalıdır (Eurelectric, 2024). Dağıtım sistemi modernizasyon yatırımlarını genel olarak;

- Eskimiş ve iyileştirmeye açık dağıtım altyapısının yenilenmesi,
- Dağıtım sisteminin dijitalleşme ve modernizasyonu,
- Siber güvenlik önlemleri,
- Akıllı sayaç (smart meter) ve mikro şebeke kurulumlarının yaygınlaştırılması,
- Birincil ve ikincil trafo merkezlerinin otomasyonu

gibi çeşitli alt başlıklarda incelemek mümkündür (Eurelectric, 2024). Bu yatırımların dağıtım sistemlerine entegre edilmesinde ise tamamlayıcı mevzuat iyileştirmeleri ve piyasa kolaylaştırıcı uygulamalar gerekmektedir. Bunlarla birlikte, dağıtım şebekesindeki dönüşüm ve dağıtık enerji kaynaklarının yaygınlaşmasını sağlayan uygulamalar her ülkenin ihtiyaçları doğrultusunda farklılıklar gösterebilmektedir. Bu bağlamda, Türkiye’de dağıtım sisteminin dönüşümünde aşağıda sıralanan ihtiyaçların önceliklendirilebileceği değerlendirilmektedir:

- Dinamik hat kapasitesi (Dynamic Line Rating, DLR)
- Orta gerilim (OG) seviyesi STATCOM uygulamaları
- Dağıtım trafolarında yük altında kademe değiştirici (OLTC) uygulaması
- Mikro-şebekeler
- Akıllı şebeke ve akıllı sayaçlar
- Siber güvenlik
- Dağıtık üretimin entegrasyonunu teşvik eden tarife kullanımı
- Enerji kooperatifleri
- Bölgesel enerji ticaret platformları ve enerji piyasaları
- Bölgesel esneklik piyasaları

5.1. Dinamik Hat Kapasitesi

Dinamik Hat Kapasitesi (Dynamic Line Rating, DLR) sistemleri, elektrik hatlarının operasyonel verimliliğini ve kapasitesini artırmada kullanılan bir uygulamadır (ENSTO-E, 2025). DLR sistemleri olarak tanımlanan uygulama, aynı zamanda gerçek zamanlı termal kapasite (Real-Time Thermal Rating, RTTR) olarak da literatürde yer almaktadır.

DLR sistemleri genel olarak, bir elektrik hattının akım taşıma kapasitesinin (ampasite) dış ortam koşullarına bağlı olarak değişebileceğini esas almaktadır. Ayrıca bu sistemler ile dış ortam koşulları gerçek zamanlı izlenebilir ve izlenen ortam verileri kısa dönemli tahmin simülasyonlarında kullanılarak, hattın taşıma kapasitesi optimize edilebilir (EPDK, 2022). DLR teknolojisinin kullanımının belli başlı avantajları aşağıdaki gibi özetlenebilir (Erdoğan, F.G. ve diğerleri, 2020):

- Kısıt yönetimi (re-dispatch) kapsamında daha maliyetli santrallerin çalışmasının önüne geçilmesi; yenilenebilir enerji santrallerindeki üretim kesintileri (curtailment) ve yük at talimatlarının azaltılması sağlanarak, iletim hattında kısıt ve buna bağlı maliyetlerin düşürülmesi.

- Yüksek rüzgar hızı sayesinde bir yandan rüzgar türbinlerinin elektrik üretimi artmakta, diğer yandan da iletim hatlarının soğuması sayesinde DLR değerleri yükselmektedir. Bu dolaylı etki sayesinde sisteme daha fazla rüzgar enerjisi kapasitesinin entegre edilmesi teknik olarak mümkün olabilmektedir.
- DLR için gerekli altyapı yatırımlarının görece daha az maliyetli olması ile daha yüksek maliyetli olan iletim hattı yatırımları ertelenebilir.
- DLR ile artan yenilenebilir enerji kapasitesi sayesinde piyasada elektrik fiyatlarının düşmesi sağlanabilir.
- DLR sistemlerindeki ekipmanlar, elektrik hatlarındaki kritik parametrelerin gerçek zamanlı olarak izlenebilmesini sağladığından, operatörlerin sistemi daha güvenilir işletmelerini sağlayabilir.
- DLR teknolojisi, elektrik sisteminin esnekliğini artırarak, sistemin daha akıllı ve verimli bir şekilde işletilmesine imkan tanır.

DLR sistemleri, iletim şebekelerindeki kadar yaygın kullanılsa da, dağıtım sistemlerinde dağıtık üretim kaynaklarının etkin biçimde şebekeye entegrasyonunu sağlamak amacıyla da kullanılmaktadır. Bu kapsamda gerçekleştirilen bazı uygulama örnekleri aşağıda özetlenmiştir:

- Birleşik Krallık – Orkney Adaları: Birleşik Krallık'ta bulunan Orkney Adaları, iki adet 33 kilovolt (kV) ve 2 adet 20 megavolt-amper (MVA)'lik kısmen deniz altı, kısmen de havai hat olan fiderlerle ana karaya bağlanmaktadır. Kurulan DLR uygulamaları sayesinde yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretiminde gözlemlenen yıllık yaklaşık %30-%40 arasındaki üretim kesintisi, %7-%10 seviyelerine kadar düşmektedir (Michiorri, A. ve diğerleri, 2011).
- Birleşik Krallık – East Midlands: East Midlands bölgesinde rüzgar enerjisi santrallerinin şebeke entegrasyonunu geliştirmek amacıyla, Western Power Dağıtım Şirketi'nin bir alt kuruluşu olan E.ON Central Networks tarafından DLR sistemleri kullanılmaktadır (Erdoğan, F.G. ve diğerleri, 2020).
- Birleşik Krallık – Galler: Hem DSO hem de iletim sistemi operatörü (TSO) olan Scottish Power Energy Networks, Kuzey Galler'de bulunan Cupar ile St Andrews arasındaki 33 kV'lık bir şebekede ve ayrıca 132 kV'lık iletim sisteminin bir bölümünde DLR sistemi kullanılmaktadır (Erdoğan, F.G. ve diğerleri, 2020).
- Birleşik Krallık – Milton Keynes: İngiltere'nin Milton Keynes kentindeki 11 kV dağıtım şebekesi üzerinde gerçekleştirilen bir çalışmada, DLR teknolojisinin yalnızca havai hatlarda (OHL) değil, aynı zamanda yer altı kabloları ve trafoları da kapsayacak şekilde uygulanması değerlendirilmektedir. Bu sayede, şebekedeki tüm termal sınırlı ekipmanların kullanımının gerçek zamanlı koşullara göre optimize edilmesi ve ekipman verimliliğinin artırılması hedeflenmektedir (Erdoğan, F.G. ve diğerleri, 2020).

5.2. Orta Gerilim Seviyesinde Statik Senkron Kompansatör (STATCOM) uygulaması

Statik Senkron Kompansatör (STATCOM) teknolojisi, güç elektroniği tabanlı olup, yüksek frekansta anahtarlama yöntemiyle bağlı olduğu baraya çok hızlı şekilde değişken güçte reaktif güç sağlayabilir ya da çekebilir. Böylelikle, STATCOM ile bir elektrik şebekesinin bağlantı noktasındaki gerilim hızlı bir şekilde düzenlenebilmektedir (ENTSOE, 2025).

Hali hazırda kullanılan kapasitör ve reaktörler sabit güçte ve mekanik olarak anahtarlanabilmektedir. Kapasitör/reaktör sistemlerinin anahtarlama yöntemlerinin belli bir limiti olduğundan, gün içindeki sık gerilim değişimlerine karşı bu sistemler yeterli değişkenliği sağlayamamaktadır. STATCOM şebekede devreye alındıktan sonra, değişken aralıklardaki her değerde ayarlanarak, anlık koşullara göre hem endüktif hem de kapasitif durumda çalışabilir. STATCOM'un diğer özelliği ise, arıza ve benzeri durumlarda çok hızlı (~ 10 milisaniye) tepki vererek şebeke geriliminin toparlanmasına yardımcı olmaktadır (Neutz, 2013). Bu sistemlere örnek olarak:

- İran: Dağıtım şebekesine bağlı Khoshnoodi trafo merkezinde (TM) 400 volt (V) alçak gerilim (AG) barada 250 kilovolt-ampere reaktif (kVAR) gücünde bir orta gerilim (OG) STATCOM uygulaması kullanılmakta olup, trafo merkezi (TM) test edilerek devreye alınmıştır (Tavakoli Bina, M. ve diğerleri, 2005). Kurulan bu sistem endüktif ve kapasitif reaktif modlar arasında hızlıca geçiş yapabilmekte olup, gerilim regülasyonuna hızlı şekilde tepki verebilmektedir.
- Amerika Birleşik Devletleri (ABD): Vermont Electric Power Company's (VELCO) bünyesinde işletilen Essex TM'de 41 megavolt-ampere reaktif (MVAR) gücündeki STATCOM sistemi dağıtım barasına kurularak belli dönemlerde artan talep ve beraberindeki gerilim düşüşlerine karşı etkin bir çözüm sağlamaktadır (Reed, G.F. ve diğerleri, 2002).
- Avustralya: 66 kV seviyesinde dağıtım hizmeti sunan Eulomogo TM'ye bağlı dağıtık güneş enerjisi santralleri (GES) nedeniyle, gerilim gün içinde izin verilen aralığın dışına çıkabilmektedir. Bu sorunun çözümü için, 4 MVAR gücünde iki adet STATCOM, TM'nin 11 kV OG barasına bağlanmıştır (Endoks, 2020).

5.3. Dağıtım trafolarında yük altında kademe değiştirici (OLTC) uygulaması

Trafolarda gerilim dönüştürme oranı aradaki sargı oranı ile ilişkilidir. Trafonun yüklenme durumuna göre belli ölçüde gerilim düşümü olduğunda trafolarda kademe değiştirici kullanılmaktadır. Bu kademe değiştiriciler küçük adımlarla ve yaklaşık %10'a kadar sargı oranını değiştirebilir ve böylece gerilim değişimlerine karşı düzeltici etki sağlarlar. Bu işlemin yapılabilmesi için yük altında ve yüksüz kademe değiştirme teknolojileri mevcuttur. Yüksüz olanlarda, trafoda kısa süreli enerji kesintisi gerçekleşmektedir. Bununla birlikte, yük altında kademe değişimi (on-load tap changer, OLTC) de kesintisiz bir şekilde yapılabilmekte olup, daha yüksek esneklik ve emreanadelik sağlamaktadır.

Türkiye'deki dağıtım trafoları TEDAŞ şartnamesi gereği yüksüz kademe değiştiriciye sahiptir. Bununla birlikte, alçak gerilim (AG) şebekesine kadar inen dağıtık enerji kaynakları sebebiyle bazı ülkelerde OLTC'lere geçildiği gözlemlenmektedir. Dağıtık enerji kaynaklarının artışıyla birlikte hangi orandan sonra OLTC uygulamasının gerekebileceği model simülasyonlarıyla önceden kesitirebilir ve ihtiyaç olduğu dönemde hızla bu tip trafolara geçiş yapılabilir.

OLTC teknolojisinde son yıllarda üç ana eğilim öne çıkmaktadır: dayanıklılık, dijitalleşme ve çevresel uyum. Yeni nesil malzeme ve tasarım yenilikleri sayesinde OLTC'lerin aşınma oranı azalmış, ömrü uzamış ve çalışma verimliliği artmıştır. Bu da bakım maliyetlerini düşürürken, sistem güvenilirliğini artırmaktadır. Aynı zamanda, enerji sektöründe hızla yaygınlaşan dijitalleşme, OLTC'lerin nesnelerin interneti (Internet of Things, IoT) teknolojileriyle entegre edilmesini sağlamıştır. Bu "akıllı" sistemler sayesinde uzaktan izleme ve kontrol mümkün hale gelirken, arıza tahmini ve önleyici bakım uygulamaları da gelişmiştir. Böylece operasyonel verimlilik artmakta ve arıza süreleri kısalmaktadır (Verified Market Reports, 2025).

Asya Pasifik Bölgesi, 2024 yılında küresel OLTC talebinin %40'tan fazlasını oluşturarak, bu piyasada lider konumunu sürdürmektedir. Çin, Hindistan ve Japonya gibi ülkeler, elektrik şebekesi genişlemesi ve yenilenebilir enerji entegrasyonuna büyük yatırımlar yaparak gelişmiş OLTC sistemlerinin kurulumunu teşvik etmektedir (Proficient Market Insights, 2024). Örneğin, Çin'in 2024 yılında 100 GW'ın üzerinde yeni yenilenebilir enerji projesinde OLTC sistemi kurması beklenmektedir (Proficient Market Insights, 2024). Avusturya'da ise gerilim değişimlerini yönetmek için hem şebekeye bağlı GES invertörlerini kullanan hem de dağıtım trafosuna OLTC sisteminin eklenmesini içeren hibrit çözümler kullanılmaktadır (Schwalbe, R. ve diğerleri, 2015).

5.4. Mikro-şebeke uygulamaları

Mikro-şebekeler, ana şebekeden bağımsız (izole) çalışabilen, elektrik ve ısı sağlayabilen, bir veya birden fazla enerji kaynağı ile arz-talep dengesini kendi içinde yönetebilen sistemlerdir. Bazı mikro-şebeke yapıları, şebekede sorun olmadığında ana şebekeye bağlı olarak çalışırken, büyük arıza veya kesinti durumunda yüksek hassasiyetli koruma sistemleri sayesinde hızla şebekeden ayrılarak kendi başlarına çalışmaya devam edebilirler. Mikro-şebeke içindeki üretim/depolama sistemleri ana şebekeden ayrıldıktan sonra otomatik olarak izole çalışma moduna geçerek, gerilim ve frekans ayarını yapabilmektedir. Bu bağlamda, şebekeyle aktif olarak etkileşimde olan ve şebeke oluşturan (grid forming) invertörler kullanılmaktadır. Şebekeye bağlı mikro-şebekeler genelde elektrik kesintisi maliyetlerinin çok yüksek olduğu ve hassas üretim yapan tesislerde uygulanmaktadır. Mikro-şebekeler, kırsal bölgeler gibi ana elektrik şebekesine bağlanamayacak kadar uzak yerlere elektrik sağlamak için de uygun bir çözümdür (NREL, 2020). Bu tür mikro-şebekeler 'off-grid' yani 'şebeke dışı' olarak tanımlanır ve genellikle rüzgar ve/veya güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynakları ile batarya gibi enerji depolama sistemleri sayesinde 'ada modunda' işletilirler (World Economic Forum, 2022).

Mikro-şebekelerin dünyadaki uygulamaları incelendiğinde, en fazla kapasitenin Asya-Pasifik bölgesinde bulunduğu görülmektedir. Mikro-şebeke kapasitesi yüksek diğer yerler ise Kuzey Amerika, Orta Doğu ve Afrika olarak sıralanmaktadır (World Economic Forum, 2022). ABD'de Alaska, Teksas, New York ve Kaliforniya gibi eyaletlerde yoğunlaşmış 160; Hindistan'da ise toplam dört eyalette 160 kadar mikro şebeke bulunmaktadır (World Economic Forum, 2022).

2001 yılında Kaliforniya'da yaşanan enerji krizinde, artan elektrik fiyatları ve arz yetersizliğine bağlı kesintiler nedeniyle, Santa Rita Cezaevi kendi mikro-şebeke sistemini kurmuştur. Bu sistem, rüzgar ve güneş enerjisine dayalı olup, ayrıca atık ısıdan sıcak su üretimi sağlamaktadır. Bir diğer örnek ise Avustralya'nın Victoria Eyaleti'nde yer alan 2.000 nüfuslu Heyfield kasabasıdır. Burada yürütülen MyTown Microgrid Heyfield projesi ile, sınır bölgelerde bulunan benzer kasabalar için mikro-şebeke uygulamaları geliştirilmesi hedeflenmektedir (World Economic Forum, 2022). Öne çıkan çeşitli uluslararası mikro-şebeke örneği aşağıdaki gibi sıralanabilir (Microgrid Knowledge, 2022):

- San Diego (ABD): San Diego'da halihazırda liman, hayvanat bahçesi ve iki askeri üste mikro-şebekeler bulunmaktadır. Bununla birlikte, şehir içindeki çeşitli tesisler için sekiz adet yeni mikro-şebeke kurulması planlanmaktadır. Kurulacak yeni şebekeler güneş enerjisi, enerji depolama ve elektrikli araç şarj altyapısına sahip olacak şekilde tasarlanmaktadır.
- Montgomery County, Maryland (ABD): Hâlihazırda cezaevi ve kamu güvenliği tesislerinde

mikro-şebekeler kullanılmaktadır. Brookville Akıllı Enerji Otobüs Deposu projesiyle birlikte, 5,6 MW kapasiteli yeni bir mikro-şebeke daha inşa edilmektedir. Kurulan yeni mikro-şebekenin dağıtık enerji üretimi, enerji depolama ve 2 MW kapasiteli elektrikli araç şarj kapasitesi olması planlanmaktadır. Proje, Schneider Electric ile Carlyle Group'un ortak girişimi olan AlphaStruxure tarafından tasarlanarak uygulamaya alınacaktır. Ayrıca, projenin finansmanı "hizmet olarak enerji modeli"⁷⁰ ile sağlanacağından, ilçe yönetiminin ön ödeme yapması gerekmeyecektir.

- Birleşik Krallık: Birleşik Krallık'ta konut geliştiricisi Quinn Estates firması konutlarda kullanılacak yeni bir mikro-şebeke yaklaşımı geliştirmektedir. Yürütülen projede SNRG SmartGrids ile iş birliği yapılmakta ve bu kapsamda, 162 konut için özel mülkiyete ait mikro-şebeke tasarımı yürütülmektedir. Planlanan mikro-şebeke modelinin finansman, kurulum ve işletme maliyetleri de SNRG'ye ait olacak ve firma konut sahiplerine enerji-hizmet modeli kapsamında enerji sağlayacaktır.

- Kamerun: Kamerun, Orta Afrika'da yer alan ve büyük şehirler haricinde elektrik erişimi oldukça sınırlı olan bir ülkedir. Ancak kamu-özel sektör ortaklığıyla 750 mini-şebeke kurarak elektriğe erişimi kolaylaştırmayı ve hızlandırmayı hedeflemektedirler. Bu girişimle birlikte ilk aşamada elektriğe erişimi olmayan 11.000 köye elektrik sağlanacaktır.

- Nijerya: Dünya Bankası, Nijerya'da seçilen kırsal bölgelerin elektriğe erişiminin sağlanması için altı adet mikro-şebeke sisteminin geliştirilmesi üzerine çalışmaktadır. Geliştirilen bu sistemlerle Nasarawa Eyaleti'nde yaklaşık 5.000 hane ile 500 işletmeye temiz, güvenilir ve uygun maliyetli elektrik sağlanması planlanmaktadır. Bu proje Doma ve Lafia bölgelerinde bulunan altı topluluğa ilk kez elektrik erişimi kazandıracak ve yerel tarım faaliyetlerini destekleyecektir.

Türkiye'de de öncelikle petrokimya tesisleri, çimento fabrikaları, demir-çelik ve otomotiv endüstrisi, veri güvenlik merkezleri gibi elektrik kesintisi maliyetinin çok yüksek olduğu sektörler ve hastane gibi kritik altyapıların kendi içlerinde mikro-şebekeler kurarak olası zararlardan kaçınmaları önceliklendirilebilir.

5.5. Akıllı şebekeler ve akıllı sayaçlar

Artan değişken yenilenebilir enerji kapasitesi ve yükselen elektrik talebi dikkate alındığında, elektrik şebekelerinin hem güvenilirliğinin korunması hem de değişken yük profillerinin daha etkin yönetilmesi gerekmektedir. Akıllı şebekeler, enerji dönüşümünde kolaylaştırıcı bir teknoloji olarak hem yüksek maliyetli yeni şebeke altyapısı ihtiyaçlarını azaltabilir hem de şebekelerin daha dayanıklı ve güvenilir hale gelmesini sağlayabilirler. Bu bağlamda, akıllı şebekeler; gerçek zamanlı elektrik arz ve talebini daha etkin yönetebilmek amacıyla dijital teknoloji, sensör ve yazılımlar kullanan gelişmiş elektrik sistemleridir (IEA, 2023). Akıllı şebekeler tüm üreticilerin, şebeke operatörlerinin, son kullanıcıların ve elektrik piyasası paydaşlarının ihtiyaç ve yeteneklerini koordine ederek, sistemin tüm bileşenlerinin mümkün olan en verimli şekilde çalışmasını sağlayarak; maliyetlerin ve çevresel etkilerin azaltılmasını ve şebekenin güvenilirlik, dayanıklılık, esneklik ve istikrarının artırılmasını sağlarlar.

Akıllı şebekelerin yaygınlaştırılmasında öne çıkan uygulamalar aşağıdaki gibi sıralanabilir (IEA,

⁷⁰ Hizmet olarak enerji (Energy-as-a-service, EaaS) modeli: Enerji sistemlerine ilişkin yatırım, kurulum, bakım ve işletme sorumluluklarını kullanıcıdan hizmet sağlayıcısına devreden bir iş modelidir. Bu model, enerji tüketicilerinin (örneğin, konut, ticari veya sanayi) performansa dayalı hizmet bedeli ödemeleri yoluyla yenilenebilir enerji, enerji verimliliği ve dijital yönetim çözümlerine erişimini mümkün kılmaktadır (IRENA, 2020).

2023):

- Avrupa Komisyonu, 2022 yılı sonunda “Enerji Sisteminin Dijitalleştirilmesi” başlıklı Avrupa Birliği (AB) eylem planını sundu (European Commission, 2022). Komisyon, 2030 yılına kadar Avrupa elektrik şebekesine yaklaşık 584 milyar EUR yatırım yapılmasını öngörmektedir. Bu yatırım tutarının 170 milyar EUR’luk kısmı dijitalleşme (örneğin, akıllı sayaçlar, otomatik şebeke yönetimi, ölçüm ve işletmenin iyileştirilmesine yönelik dijital teknolojiler) ayrılması beklenmektedir.
- Çin, 2021–2025 döneminde elektrik şebekelerini modernize etmek ve genişletmek amacıyla 442 milyar Amerikan Doları (ABD\$) tutarında yatırım planlamıştır.
- 2022 yılında Japonya, akıllı şebekelere yönelik yatırımları teşvik etmek amacıyla 155 milyar ABD\$ tutarında bir finansman programı açıklamıştır.
- Hindistan, 2022 yılında enerji dağıtım şirketlerini desteklemek ve dağıtım altyapısını iyileştirmek için 3 trilyon Hint Rupisi tutarında bir program başlatmıştır.
- ABD ise 2022 yılında, elektrik şebekelerinin güçlendirilmesi ve genişletilmesini desteklemek amacıyla 10,5 milyar ABD\$ tutarında Şebeke Dayanıklılığı Yenilikçi Ortaklık Programı’nı (GRIP) duyurmuştur.
- Kanada, “Akıllı Şebeke Programı” kapsamında, akıllı şebeke teknolojileri ve entegre sistemlerin yaygınlaştırılmasını desteklemek amacıyla 100 milyon ABD\$ yatırım yapmaktadır.
- İspanya’da bulunan dağıtım işletmecisi Iberdrola, 11 milyondan fazla akıllı sayaç kurulumu yaparak hem şebekenin izlenebilirliğini artırıp hem de şebekedeki olası bir olumsuzluk durumunda kullanıcıların enerji tedariklerini uzaktan yönetebilmektedir (Iberdrola, t.y.).
- İtalya’da akıllı sayaç kurulumları 30 milyonu geçmiştir ve mevcut akıllı sayaçlar, AB enerji verimliliği gereklilikleri (AB Direktifi 2012/27/EU) doğrultusunda daha gelişmiş ölçüm ve uzaktan yönetimi sağlayan ikinci nesil akıllı sayaçlarla değiştirilmektedir (European Union, 2012; IRENA, 2019). Bu yeni nesil sayaçların tüketim alışkanlıkları konusunda farkındalığı artırarak enerji verimliliğini teşvik etmesi ve hane içi elektrik kullanım optimizasyonunun geliştirilmesi hedeflenmektedir.

Şebekelerin dijitalleşmesindeki en önemli unsurlardan biri de akıllı sayaçların yaygınlaştırılmasıdır. Akıllı sayaçlar, elektrik kullanım verilerini anlık olarak takip edebilirken, sistem işletmecilerinin yürüttükleri talep tahmin sistemlerine girdi sağlayabilirler (IoT Analytics, 2024). Akıllı sayaçlar, elektrik dağıtımında çeşitli parametreleri eşzamanlı olarak ölçebilen elektronik cihazlardır. Bu sayaçlar sayesinde, gerçek zamanlı elektrik tüketiminin yanı sıra güç kalitesi, aktif/reaktif güç, voltaj dalgalanmaları ve kesinti gibi parametreler izlenebilir. Ayrıca, neredeyse gerçek zamanlı tahmin modelleriyle birlikte kullanıldığında, dağıtım altyapısının izlenebilirliği ve yönetimi önemli ölçüde kolaylaştırılabilir. Akıllı sayaçlar ayrıca, dağıtım şebekelerinin işletilmesinde işgücü maliyetlerinin azaltılması, enerji ölçümlerinin doğruluğunun artırılması, teknik olmayan kayıpların azaltılması, enerji sistemi planlaması, topoloji belirleme ve şebeke işletim ile bakımının optimize edilmesinde de kullanılabilmektedir (Athanasiadis, C.L. ve diğerleri, 2024).

Akıllı sayaçların en yaygın olarak kullanıldığı yer %77 kullanım oranıyla Kuzey Amerika’dır. 2023 yıl sonu itibarıyla dünya genelinde toplam yaklaşık 1,1 milyar akıllı sayaç (elektrik haricinde su

ve doğal gazı da kapsayan) bulunduğu raporlandırılmaktadır (IoT Analytics, 2024). Tüketicilerin elektrik piyasalarına aktif olarak katılmalarını sağlayarak şebeke esnekliğini artırmada önemli bir rolü olan akıllı sayaçların yaygınlaştırılması, çeşitli AB üye ülkelerinde de görüldüğü üzere yavaş ilerleyen bir süreçtir (European Commission, 2023). Akıllı sayaçlar ve diğer sistemlerin kurulması, iletim ve dağıtım sistemi operatörlerinin anlık veri takibini kolaylaştıracağından, talep tarafı katılımı ve enerji depolama gibi esneklik hizmetlerinden de daha aktif bir şekilde yararlanmalarını ve piyasa uzlaştırmalarında bu hizmetleri kullanabilmelerini sağlayacaktır (EDSO, 2023).

5.6. Siber güvenlik

Artan elektrifikasyon uygulamaları ve dağıtık üretim tesislerinin yaygınlaşmasıyla birlikte, hem iletim hem de dağıtım seviyesindeki şebekeler dijital verilere dayalı olarak işletilmeye başlanmıştır. Dağıtım sistemi özelinde değerlendirildiğinde, enerji dönüşümü, yeni teknolojilerin gelişimi ve artan veri akışı, DSO için yeni riskleri gündeme getirmektedir (Eurelectric, 2019). Operasyonel sistemlerin dijitalleşmesiyle birlikte ortaya çıkan siber güvenlik tehditleri de şebekenin güvenli ve kesintisiz işletilmesini tehdit eden önemli riskler arasındadır. Bu nedenle, DSO'ların bu tehditleri bertaraf edebilmek için çeşitli siber güvenlik uygulamaları ve önleyici stratejiler geliştirmeleri gerekmektedir.

Siber güvenlik kapsamında AB'de önemli gelişmeler yaşanmaktadır. Avrupa Siber Güvenlik Ağı (The European Network for Cyber Security - ENCS) ile AB Dağıtım Sistemi Operatörleri Kuruluşu (EU DSO Entity), elektrik dağıtım sistemi için son teknoloji siber güvenlik düzenleme, uygulama ve standartları geliştirmek amacıyla 2023 yılında bir mutabakat imzalamıştır (ESSMAG, 2023). ENCS ile EU DSO Entity arasındaki iş birliği, Avrupa enerji sisteminin siber saldırılara karşı dayanıklılığını artırma yolunda önemli bir adım olarak görülmektedir. Bu iş birliğinin amacı Avrupa'daki tüm DSO'lar için iyi uygulama ve güvenlik çözümlerinin geliştirilmesidir. Bunun dışında AB'deki diğer düzenlemeler aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- **NIS2 Direktifi:** AB genelinde daha sağlam bir siber güvenlik yaklaşımı oluşturmayı hedefleyen düzenlemedir. Direktif kapsamı, elektrik, petrol ve doğal gaz şebekelerinin tamamını kapsayacak şekilde genişletilmiş ve enerji şirketlerinin enerji arz güvenliğini ve sürekliliğini tehdit edebilecek olaylara karşı uygun teknik ve kurum içi önlemler almalarını zorunlu kılacak şekilde düzenlenmiştir (NIS2 Directive, t.y.). Şirketler, kişisel verileri korumakla yükümlü olmakla beraber olası herhangi bir güvenlik ihlalinin bildirmek zorundadırlar.

- **Siber Dayanıklılık Yasası (Cyber Resilience Act):** Dijital altyapılarda güvenliğini artırmayı hedefleyen bir yasadır. Yasa ile birlikte enerji sistemlerinde kullanılan donanım ve yazılımlar için siber güvenlik standartları getirilmektedir. Bu yasa kapsamında akıllı sayaçlar dahil tüm akıllı sistemler dikkate alınmıştır (Official Journal of the European Union, 2024).

- **Siber Güvenlik Şebeke Kodu (Network Code on Cybersecurity):** AB, enerji sektörüne özgü siber riskleri ele almak için şebeke güvenlik kodu sistemini geliştirmektedir (APSTE, 2025). Bu düzenleme, Avrupa'daki sınır ötesi elektrik ticareti için gelişmiş ve ortaklaşa kullanılacak siber güvenlik seviyelerini ve standartlarını belirlemektedir.

AB haricinde diğer bölgelerde siber güvenlik konusundaki gelişmeler aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- ABD: 2014 yılında Siber Güvenlik Geliştirme Yasası (Cybersecurity Enhancement Act)

kapsamında Ulusal Standartlar ve Teknoloji Enstitüsü'nün (National Institute of Standards and Technology, NIST) rolü güncellenerek, kritik altyapı sahipleri ve işletmecileri tarafından gönüllü olarak kullanılmak üzere, siber güvenlik risk düzenlemelerini belirleme ve geliştirme görevi tanımlanmıştır. NIST, 2014 yılında sektörel bazda siber risklerin yönetilmesini kolaylaştıran ve yasal zorunluluk içermeyen Kritik Altyapı Siber Güvenliğini Geliştirme Çerçevesi'ni yayınlamıştır (World Bank, 2022). Ayrıca, Müşterek Siber Destek (Cyber Mutual Assistance, CMA) programı geliştirilerek, acil durumlarda elektrik ve doğal gaz sektörlerine siber destek sağlanması için adım atılmıştır (ESCC, 2024).

- **Avustralya:** Kritik Altyapı Merkezi (Critical Infrastructure Centre) 2017 yılında Avustralya'nın kritik altyapısını korumak amacıyla İçişleri Bakanlığı bünyesinde kurulmuştur. Merkez, Avustralya'nın kritik altyapısına yönelik riskleri belirleyip yönetmekle görevlidir. Ayrıca 2018'de yürürlüğe giren "Kritik Altyapı Güvenliği Yasası" ile birlikte elektrik, doğal gaz, su ve liman sektörlerinde yer alan yaklaşık 200 kritik varlığı kapsayacak şekilde ulusal güvenlik risklerinin yönetilmesi hedeflenmektedir (World Bank, 2022).

- **Hindistan:** Hindistan Enerji Bakanlığı, elektrik sektöründeki siber güvenliği sağlamak ve güçlendirmek amacıyla dört ayrı Bilgisayar Acil Müdahale Ekibi (CERT) kurmuştur. Bu ekipler, hidroelektrik ve termik santrallerin yanı sıra, iletim ve dağıtım sistemleri için ayrı ayrı Siber Kriz Yönetim Planları'nı (Cyber Crisis Management Plan, CCMP) hazırlamaktan sorumludur. Ocak 2020 tarihinde Hindistan Merkezi Elektrik Düzenleme Kurumu (Central Electricity Regulatory Commission), şebeke operatörleri ve düzenleyici kurumlar için uyulması zorunlu siber güvenlik önlemlerine yönelik planlar yayımlamıştır (IEA, 2021).

5.7. Dağıtık üretimin entegrasyonunu teşvik eden tarifeler

Elektrik şebekesi esnekliğini artırmanın çeşitli yöntemleri bulunmaktadır. Geleneksel olarak arz yönlü çözümler (örneğin hidroelektrik ya da fosil yakıtlı santrallerin üretimleri aracılığıyla) öne çıksa da, günümüzde batarya enerji depolama ve talep tarafı katılımından giderek daha fazla faydalanılmaktadır. Bu çerçevede, elektrik talebinin yüksek olduğu dönemlerde tüketimi azaltmayı teşvik eden dinamik tarifeler öne çıkan etkin bir yöntemdir. Şebeke kısıtlarını yansıtan bu tarifeler (şebeke bedeli bileşenleri faturada açıkça belirtildiğinde) esneklik açısından tüketim davranışlarını yönlendirmede etkili bir araç olabilirler (European Court of Auditors, 2025). Böylece hem şebeke üzerindeki yük dengelenebilir, hem de mevcut kapasite daha verimli kullanılabilir. Bu tarifelere örnekler aşağıda özetlenmektedir:

1) Çok Zamanlı Tarifeler (Time-of-Use, ToU): Elektrik fiyatlarının günün farklı saatlerine göre değiştiği çok zamanlı (ToU) tarifeler, tüketicileri enerji tüketimlerini fiyatın ya da talebin daha düşük olduğu saatlere kaydırmaya teşvik etmektedir. Bu yaklaşım, şebeke üzerindeki yükü dengeleyerek puant talep oluşumlarını azaltmakta ve dağıtık enerji üretiminin entegrasyonunu desteklemektedir. Elektrik tedarikinde en yaygın kullanılan ToU tarifiyesi türü, gündüz/gece farkı içeren sabit fiyatlandırmadır. Bu tür tarifeler özellikle İtalya'da yaygın olarak kullanılmaktadır. Saatlik gerçek zamanlı fiyatlandırma ise ağırlıklı olarak Estonya, Letonya, İspanya, Slovakya, Slovenya ve Bulgaristan'da kullanılmaktadır (Enfirst, 2020). ABD'de karbonsuzlaşma hedefiyle uyumlu eyaletlerin tamamındaki kamu hizmeti sağlayıcıları, günlük sistem maliyetlerini yansıtan ve sabit bir zaman çizelgesine göre iki ya da üç zaman dilimine ayrılmış ToU tarifeleri kullanmaktadır (Deloitte Insights, 2024). Bu tarifeler, talebin yoğun olduğu saatlerde daha yüksek, talebin düştüğü ve yenilenebilir enerji üretiminin fazla olduğu zamanlarda daha düşük fiyatlandırmalardan oluşmaktadır. Ayrıca, elektrik tüketicilerinin talep tarafı katılımı teşvikleriyle birlikte bu tarifelerden faydalanması, kullanıcılara önemli oranda tasarruf etme imkânı da sunmaktadır (Deloitte Insights, 2024).

2) Mahsuplaşma (Net-Metering), Faturalandırma (Net-Billing) ve Al-Sat (Buy-all Sell-all) Tarife Modelleri: Mahsuplaşma modeli (Türkiye'de uygulanan şekliyle aylık mahsuplaşma), dağıtık üretim sistemine sahip üreten tüketicileri (prosumer), bu sisteme sahip olmayan tüketicileri ve dağıtım

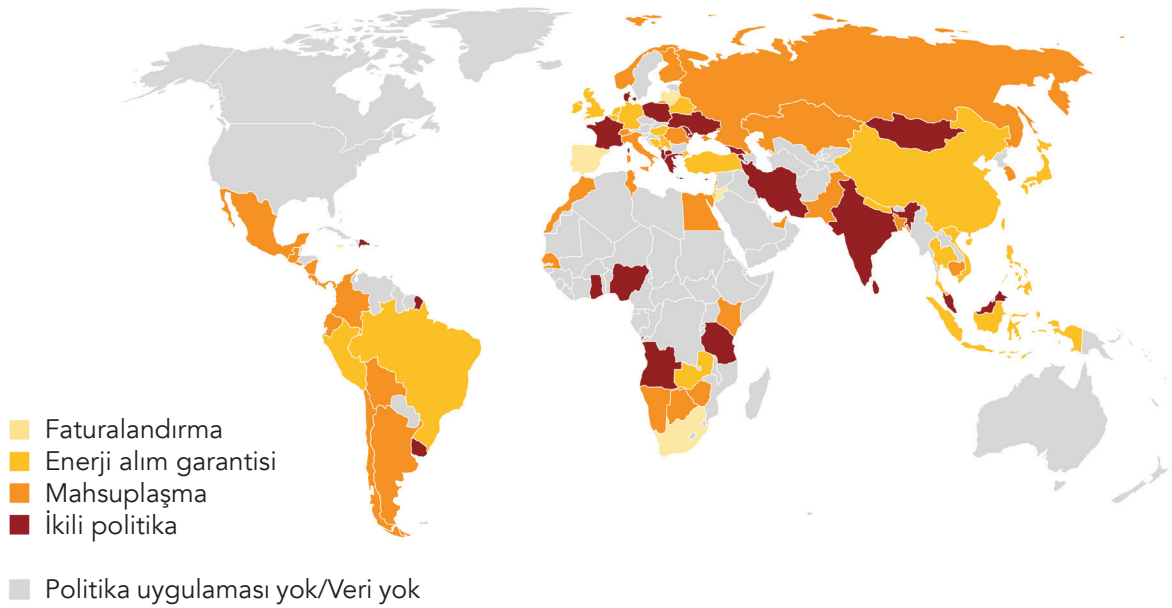
şirketlerini doğrudan etkilemektedir. Mahsuplaşma sisteminin yetersiz olduğu durumlarda üreten tüketicilere ek maliyetler doğabilirken, mahsuplaşmanın yüksek olduğu durumlarda dağıtım şirketleri gelir kaybına uğrayabilir ve bu maliyetler, üreten tüketici olmayan kullanıcılara yansıtılabilir (Leite, N.H., ve diğerleri, 2024). Bu uygulama, dağıtık üretimin yaygınlaşmasını sağlasa da, temel zorluklardan biri tüm tüketiciler arasında şebeke maliyetlerinin adil bir şekilde paylaşılmasını sağlayamamaktadır. Bu nedenle, dağıtık üretim kapasitesi hedeflenen belirli bir seviyeye ulaştığında, mahsuplaşma modelinin şebeke maliyetlerini daha doğru yansıtan faturalandırma (net-billing) ya da al-sat (buy-all sell-all) yöntemleri ile değiştirilmesi değerlendirilmelidir (SHURA, 2023). Faturalandırma ve al-sat tarife modellerinde, üreten tüketicilerin (prosumer) ürettikleri ve tükettikleri enerji miktarının şebeke kısıtlarını da dikkate alarak fiyatlandırılması sağlanabilmektedir.

Faturalandırma mekanizmasında üreten tüketiciler, ürettikleri elektriği anlık olarak öztüketim için kullanabilir ve ihtiyaç fazlası elektriği şebekeye verebilirler. Mahsuplaşma modelinden farklı olarak, fatura dönemi içindeki ihtiyaç fazlası elektrik (kilovat-saat, kWh) ay içindeki farklı bir dönemdeki tüketimi mahsup etmek için kullanılamaz. Şebekeye verilen fazla enerji, verilme anında ölçülerek, önceden belirlenmiş bir satış fiyatı üzerinden fiyatlandırılır (Leite, N.H., ve diğerleri, 2024). Al-sat mekanizmasında ise, dağıtık üretim yapabilen tüketiciler, tükettikleri tüm elektriği bir enerji şirketinden ya da şebeke fiyatından satın alır ve ürettikleri tüm elektriği şebekeye satarlar. Üretilen elektrik içinse belirlenmiş bir satış fiyatı uygulanmaktadır (Leite, N.H., ve diğerleri, 2024).

2024 yılı itibarıyla toplan 61 ülkede mahsuplaşma mekanizması kullanılırken, 11 ülkede faturalandırma sistemi kullanılmaktadır (REN21, 2025). Bununla birlikte, 19 ülkede yenilenebilir enerji satın alım garantisinin yanı sıra mahsuplaşma, 4 ülkedeysen (Fransa, Yunanistan, Moldova ve Polonya) satın alım garantisiyle birlikte faturalandırma mekanizmaları birlikte kullanılmaktadır (Şekil 16). 2024 yılında Yunanistan, Jamaika, Güney Afrika ve İspanya'da yeni faturalama programı uygulanmaya başlanmıştır. Son yıllarda, Jamaika, Letonya, Litvanya, Portekiz, Güney Afrika ve İspanya'da mahsuplaşma uygulamasından faturalama sistemine geçiş yapıldığı raporlandırılmıştır (REN21, 2025).

3) Sanal Mahsuplaşma (Virtual Net Metering): Sanal mahsuplaşma (virtual net metering) uygulaması, elektrik üretimi ve tüketiminin farklı noktalarda gerçekleştiği durumlarda, belirli bir zaman diliminde bu iki nokta arasında mahsuplaşma yapılmasına olanak tanır. Başka bir ifadeyle,

Şekil 16. Yenilenebilir enerji alım garantisi, mahsuplaşma ve faturalama politikalarının ülkelere göre dağılımı (2024)



Kaynak: Ren21 (2025)

tüketiciler farklı bir sahada bulunan, kendisine doğrudan enerji sağlamayan bir dağıtık enerji projesine yatırım yapabilir ve üretilen enerji miktarı üzerinden mahsuplaşmaya gidebilir. Sanal mahsuplaşma modeli için bazı uluslararası örnekler aşağıda özetlenmektedir:

- ABD: ABD’de sanal mahsuplaşma uygulamaları, eyalet düzeyinde yapılan düzenlemeler ile hayata geçirilmiştir. Örneğin, 2013 yılında Kaliforniya Eyalet Meclisi’ne sunulan ve sosyo-ekonomik bir politika aracı niteliği taşıyan “Assembly Bill 217 (AB 217)”⁷¹ aynı yıl içerisinde yasalaşmıştır (Leginfo, 2013). Bu yasa ile Kaliforniya’da, özellikle düşük gelirli toplulukların yenilenebilir enerjiye erişiminin artırılması hedeflenmiştir. İlgili yasa sanal mahsuplaşma uygulamasına zemin hazırlayarak, bireysel çatı kurulumu mümkün olmayan düşük gelirli sosyal konutlarda ve apartmanlarda yaşayanların da dağıtık güneş enerjisi kaynaklarından faydalanmasının önünü açmıştır. Bu kapsamda, başka bir sahada bulunan güneş enerjisi santralinden sağlanan elektrik, bir binadaki dairelerin sayaç verisine göre kredilendirilerek mahsuplaşma için kullanılmıştır (CPUC, t.y.).
- Yunanistan: Yunanistan Çevre ve Enerji Bakanlığı, 2017 yılında sanal mahsuplaşma düzenlemelerini yasalaştırmıştır. Yeni düzenlemeler ile beraber, çiftçilere ve kamu yararına faaliyet gösteren belirli tüzel kişilere (örneğin okullar, üniversiteler, hastaneler, belediye ve bölge

⁷¹ California eyaletinde her yasama döneminde farklı içeriğe sahip olabilen yasa teklifidir. 2013 yılında Kaliforniya Eyaleti’nde kabul edilen Assembly Bill 217 (AB 217), özellikle düşük gelirli haneler için güneş enerjisi erişimini artırmayı amaçlayan önemli bir yasadır (leginfo, 2013).

meclisleri vb.) elektrik tüketim noktasından uzakta güneş enerjisi (PV) sistemleri kurma imkânı tanınmıştır. Bu kapsamda hayata geçirilen ilk örnek, 2017 yılında Selanik kentinde bulunan bir okulun çatısına kurulan 10 kW'lık güneş enerjisi sistemi (GES) olmuştur. Bu kurulu tesisten üretilen elektrik, dağıtım şebekesine verilerek gelir elde edilmiştir (PV-magazine, 2017). Sanal mahsuplaşma uygulamasının kullanımı çoğunlukla belediyeler ve belirli kamu kuruluşlarıyla sınırlı kalmıştır. Eylül 2024 tarihinde yürürlüğe giren yeni enerji yasaları ile beraber, Yunanistan'da sanal mahsuplaşma uygulaması büyük ölçüde sona ererek, yerini faturalandırma sistemine bırakmıştır (PV-magazine, 2025).

- Almanya: 2017 yılında yürürlüğe giren “*Mieterstrom Yasası*” ile, apartmanlarda yaşayan ve bireysel olarak çatı üstü güneş enerjisi sistemi (GES) kurma imkânı olmayan kiracıların, binaya ortak şekilde kurulacak bir çatı üstü GES'ten faydalanabilmelerinin önü açılmıştır (OFATE, 2018). Böylelikle, bireysel üreticiye yönelik olan uygulama birden fazla kullanıcının faydalanabileceği ortak enerji kullanımına dönüşmüş ve sanal mahsuplaşma uygulamasına geçilebilmiştir. Mieterstrom düzenlemesinin ardından 2018-2020 yıllarında Toplu Sayaç Modeli (Aggregate Metering Model) oluşturulmuş ve pek çok dağıtım sistemi operatörü (DSO) şebeke yönetimlerini tek bir merkezi sayaç üzerinden sağlamak için bu modele geçiş yapmıştır (Bdew, 2017).

4) Bölgesel Dağıtım Tarifeleri: Bölgesel farklılıkları yansıtan dağıtım tarifeleri, yerel şebeke maliyetlerini ve ihtiyaçlarını da dikkate alarak dağıtık üretim entegrasyonunu teşvik edebilir. Dağıtım tarifelerinin, mevcut sistem maliyetlerini yansıtacak şekilde tasarlanmış olması ve çok zamanlı olarak uygulanması sistem verimliliği bağlamında pek çok fayda sağlayabilir. Bu tarifeleri kullanan ülke örnekleri arasında:

- Almanya: 880 dağıtım şirketinin her biri, kendi hizmet bölgesindeki tüketicilere farklı şebeke tarifeleri sunmaktadır. Bu tarifelerin temel prensibi, ilgili bölgedeki şebeke kullanıcılarının neden olduğu tüm maliyetlerin ilgili bölgedeki tarifelere yansıtılmasıdır. Böylelikle, farklı dağıtım tarifeleri aracılığıyla bölgesel düzeyde şebeke yatırımlarına yönelik fiyat sinyalleri oluşturulabilmekte ve gelecekteki altyapı planlamaları bu sinyaller doğrultusunda şekillendirilebilmektedir (SHURA, 2021).

- İspanya: İspanya'da, özellikle adalar gibi enerji iletim ve dağıtım maliyetlerinin yüksek olduğu bölgelerde, bu maliyetleri yansıtmak amacıyla bölgeye özel tarifeler uygulanmaktadır (CNMC, 2021; REE, 2020).

- Avustralya: Avustralya'da, elektrik dağıtım şirketleri bölgesel dağıtım tarifelerini belirlemektedir. Bu tarifeler bölgelerin şebeke altyapısına, yenilenebilir enerji kaynak yoğunluğuna ve yerel enerji talebine göre farklılık göstermektedir. Dağıtım şirketleri, enerji tüketim yoğunluğunun yüksek olduğu bölgelerde daha yüksek, tüketimin daha düşük olduğu bölgelerde ise daha düşük dağıtım tarifeleri uygulamaktadır (Australian Energy Regulator, t.y.).

Türkiye'de bölgesel dağıtım tarifelerine geçiş, yalnızca maliyetlerin yansıtılması açısından değil, aynı zamanda dağıtık üretimin şebeke entegrasyonu ve kayıp-kaçak oranlarındaki farklılıklar nedeniyle giderek zorunlu hale gelen bir uygulama alanıdır. Türkiye'de dağıtım tarifeleri maliyet esaslı olarak hazırlanmakla birlikte, gelir uzlaştırması yöntemiyle ulusal düzeyde eşitlenmektedir. Bununla birlikte, Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu (EPDK), her dağıtım bölgesi için tarife bileşenlerini ayrı ayrı hesapladığından, bölgesel veri ve altyapının halihazırda mevcut olduğu değerlendirilmektedir.

5) Akıllı Şarj Stratejileri: Elektrikli araç (EA) şarjının, şebeke yükünün düşük olduğu veya yenilenebilir enerji üretiminin yüksek olduğu zaman dilimlerine kaydırılması, şebeke istikrarını artırarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke entegrasyonunu kolaylaştıracaktır. Uygulama

örnekleri arasında aşağıdaki ülkeler gösterilebilir:

- Hollanda: 2023 yılının Aralık ayında Hollanda’da satılan her üç otomobilden ikisinin elektrikli veya plug-in hibrit olduğunu açıklanmıştır (incit-ev, 2024). Satışlardaki bu oranın Hollanda’nın karayolu taşımacılığı kapsamındaki emisyonlarını azaltmada önemli bir etkisi olmasına karşın, özellikle akşam saatlerinde şebekede kısıt sorunlarına neden olmuştur. “INCIT-EV” projesi kapsamında Haarlem şehrinde faaliyet gösteren dağıtım şirketleri, kurulu şarj noktalarının akıllı şarj algoritmaları ile yönetilmesini sağlamıştır. Kullanılan algoritmalar sayesinde şarj süreleri ve kapasiteleri optimize edilerek şebeke üzerinde yük dengesi sağlanmıştır (incit-ev, 2024).

- Almanya: Şarj altyapısının geliştirilmesine yönelik somut önlemler içeren “Charging Infrastructure Masterplan II” planı 2022 yılında yayınlamıştır (BMDV, 2022). Buna ek olarak Alman Parlamentosu, elektrikli araçların şebekeye entegre edilmesi ve elektrik talebini dengelemek için uzaktan batarya olarak kullanılmasına imkan tanıyacak yasal çerçevenin tanımlanması için adım atmıştır (Euractiv, 2022). 2024 yılında “§14a EnWG” düzenlemesi yürürlüğe alınarak, DSO'lara şebeke stabilitesini sağlama amacıyla elektrikli araç şarj noktalarının tüketimini geçici olarak azaltma yetkisi tanımlanmıştır. Bu düzenleme ile beraber şebeke esnekliğinin artırılması ve kullanıcılar için indirimli tarifeler sunulması amaçlanmıştır (Gridx, 2024). Almanya, 2025 yılı itibarıyla çift yönlü şarj (vehicle to grid, V2G) şarj teknolojilerini teşvik etmeyi planlamaktadır. Bu çerçevede, elektrikli araç bataryalarının şebekede enerji ihtiyacında kullanılması için vergi indirimleri ve şebeke tarifelerinde %60-%85 arasında değişen indirimler değerlendirilmektedir. Ayrıca, elektrik sağlayıcılarının değişken zamanlı fiyatları içeren tarifeler sunmasının zorunlu hale getirilmesi planlanmaktadır (Cleanenergywire, 2024).

- Norveç: Norveç, elektrikli araçların şebekeye entegrasyonunu teşvik etmek amacıyla, 2001 yılında elektrikli araçlara uygulanan %25 oranındaki katma değer vergisini kaldırarak bu araçları vergiden muaf tutmuştur (ECOFYS, 2018). 2010 yılından itibaren, elektrikli araçlar için gerekli şarj altyapısının oluşturulmasına yönelik yol haritası hazırlıkları ve stratejik planlama süreci başlatılmıştır. 2010 yılında yaklaşık 5 milyon Euro yatırım yapılarak, 1.800 adet yavaş şarj istasyonu kurulmuştur. 2020 yılında Norveç’te, 1.600’ü hızlı şarj olmak üzere 13.000’den fazla elektrikli araç şarj noktası bulunmaktadır (PNAS, 2023). 2022 yılında kapsamlı bir şarj altyapısı stratejisi geliştirilmesi için çalışmalar başlatılmıştır. Bu strateji temel olarak, kamu kurumları arasında koordinasyonu sağlamayı ve kullanıcı dostu şarj altyapısının geliştirilmesini amaçlamaktadır (Figenbaum, 2024). 2020 yılında Norveç Su Kaynakları ve Enerji Direktörlüğü (The Norwegian Water Resources and Energy Directorate, NVE), kullanıcıların elektrik puant yük tüketimini azaltmalarını teşvik eden yeni bir şebeke tarife modeli önermiştir. “Etki Tabanlı Tarife Modeli” olarak adlandırılan bu model, şebekenin daha verimli kullanımını ve maliyetlerin daha adil bir şekilde dağılımını hedeflemektedir (Chambers and Partners, 2022).

5.8. Enerji kooperatifleri

Dağıtık üretim kaynaklarının sisteme daha fazla entegrasyonunu hedefleyen ülkeler, tüketicilere daha aktif rol yükleyen enerji piyasası düzenlemelerine önem vermektedir. Bu ülkelerde öztüketim ve tüketici toplulukları (kooperatifler), aktif tüketicilerin hakları, dengeleme yükümlülükleri, şebeke kullanım ücretleri ve dağıtım şebekelerinin planlanması gibi konularda mevzuat altyapısı ve yol haritaları oluşturmaktadır (SHURA, 2021). Bu bağlamda, enerji kooperatifleri, üyelerinin ortak mülkiyetine dayalı olarak kooperatif işletme modeliyle faaliyet gösteren yapılardır. Kooperatifler, enerji dönüşümü bağlamında çeşitli avantajlar sunabilirler (Numberanalytics, 2025):

- Enerji dönüşümüne toplumsal katılımı sağlayarak ilgiyi artırmak
- İstihdam, bölgesel yatırım ve gelir üretimi sağlamak
- Düşük gelirli hanelerin yenilenebilir enerjiye erişimini kolaylaştırarak sosyal eşitliği teşvik

etmek

- Yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği konularında eğitim ve farkındalığı geliştirmek.

Çoğu enerji kooperatifi küçük ölçekli olup genellikle az sayıda üyeye sahiptir. Bu tür kooperatifler çoğunlukla küçük ölçekli, özellikle güneş enerjisine dayalı yenilenebilir enerji üretim projelerine odaklanmaktadır. Öte yandan, büyük ölçekli enerji kooperatifleri de mevcuttur. Bunlara örnek olarak, Belçika'daki Ecopower ve İspanya'daki Som Energia verilebilir. Bu kooperatiflerin her birinin yaklaşık 60.000 üyesi bulunmaktadır ve üyeler kooperatif aracılığıyla büyük rüzgar türbinleri gibi yenilenebilir enerji üretim tesislerine ortak yatırımlar yapabilmektedir. Üretilen elektrik genellikle kooperatif üyelerinin kendi ihtiyaçları için kullanılır (RESCoop, t.y.). Dünya'da öne çıkan enerji kooperatifleri kapsamında aşağıdaki örnekler değerlendirilebilir (Numberanalytics, 2025):

- İngiltere: Westmill Rüzgar Enerjisi Kooperatifi, 2.000'den fazla yerel kullanıcının ortak sahipliğinde ve işletmesinde olan bir kooperatiftir.
- Kanada: SolarShare Kooperatifi, üyelerine güneş enerjisi projelerine yatırım yapma ve yatırımlarından getiri elde etme imkânı sunan bir kooperatiftir.
- Hindistan: Gram Power Kooperatifi ise kırsal alanlarda bulunan topluluklara mikro-şebeke modeliyle yenilenebilir enerji sağlayan bir kooperatif örneğidir.

5.9. Bölgesel enerji ticaret platformları ve enerji piyasaları

Bölgesel enerji ticaret platformları, belirli bir bölge içinde yer alan dağıtık enerji kaynakları (güneş enerji santralleri, enerji depolama sistemleri, elektrikli araçlar v.b.) ile enerji tüketicilerinin dijital ortamda eşleşmesini sağlayan piyasalardır (Catapult, t.y.). Bu platformlar sayesinde enerji tüketicileri, yerel enerji üreticilerinden doğrudan enerji satın alabilmekte veya piyasada sunulan diğer enerji hizmetlerinden faydalanabilmektedirler.

Bu tür yerel enerji piyasaları, bölge halkının net sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçiş sürecine aktif katılımını teşvik ederken, yarattığı finansal faydalarla enerji faturalarının düşürülmesine de katkı sağlamaktadır. Ayrıca, yerel düzeyde kurulan bu platformlar şebekenin daha esnek ve verimli çalışmasına olanak tanımaktadır (Catapult, t.y.).

Bölgesel enerji piyasaları, mikro-şebeke veya topluluk seviyesinde faaliyet gösteren dağıtık sistemlerdir (Khaskheli, S. ve Anvari-Moghaddam, A., 2024). Bu sistemler, dağıtık enerji kaynaklarını kullanarak eşler arası (peer-to-peer, P2P) enerji ticareti, yerel enerji optimizasyonu ve talep tarafı katılımı çerçevesinde faaliyet göstermektedir. Gerçek zamanlı üretim/tüketim verilerinin izlenebilmesi ve işlem yapılabilmesi için akıllı şebeke teknolojileri, nesnelerin interneti (Internet of Things, IoT) ve blokzincir (blockchain) gibi dijital çözümlerden yararlanılmaktadır. Bu sistemlerde uzlaşma süreleri daha kısadır ve süreçler sürekli gelişen düzenleyici çerçevelerle desteklenmektedir (Khaskheli, S. ve Anvari-Moghaddam, A., 2024).

Bu bağlamda, bölgesel enerji ticaret platformlarının ve ticaretin yaygınlaştırılabilmesi için aşağıdaki unsurların dikkate alınması gerekmektedir:

- Düzenleyici çerçevenin oluşturulması,
- Dijital altyapının geliştirilmesi,
- Piyasa katılımcıları için teşvik mekanizmalarının tanımlanması ve
- Piyasa kurallarının şeffaf bir biçimde belirlenmesi.

Bu platformların oluşturulmasında, bölgesel enerji topluluklarının yasal statüsünün netleştirilerek piyasa erişim haklarının belirlenmesi atılabilecek ilk adımlardandır. Ayrıca blokzincir, yapay zekâ ve akıllı sayaç teknolojileri kullanılarak güvenilir ve otomatik bir ticaret altyapısı oluşturulması gerekmektedir. Veri güvenliği ve şeffaflığını sağlamak için denetim mekanizmalarının geliştirilmesi; enerji üretici ve tüketicileri için dinamik fiyatlandırmanın sağlanarak teşviklerin belirlenmesi de değerlendirilmelidir. Bu yapıları içeren uluslararası iyi örnekler aşağıda özetlenmektedir:

Tablo 7. Küresel yerel enerji piyasası projeleri ve platformları

Piyasa platformu	Mülkiyet	Dönem	Hizmetler	Uzlaştırma zamanı	Piyasa mekanizması	Fiyatlandırma
Brooklyn mikro-şebekesi	LO3 Energy	2016	Teknik altyapı, yük dengeleme	Gerçek zamanlı	P2P ihalesi	Teklif tutarı (Pay-as-bid)
Quartierstrom Community mikro-şebekesi	İsviçre – Federal Enerji Bürosu	2019-2020	Esnek yerel tarife dengeleme	Gerçek zamanlı	P2P çift taraflı ihale (double auction)	Teklif tutarı (Pay-as-bid)
Equigy	Swissgrid (İsviçre), TenneT (Hollanda) ve Terna (İtalya)	2020-2021	Agregatör dengeleme hizmetleri	Gerçek zamanlı	Tek alıcı (single buyer)	İlgili iletim sistemi operatörlerinin (TSO) düzenlemelerine göre
TİKO	TİKO	2014-Günümüz	Yük dengeleme	Gerçek zamanlı	Yan hizmetler	TSO dengeleme hizmetlerine ilişkin piyasa kuralları uyarınca
Picoflex	Piclo	2019-Günümüz	Kısıt yönetimi	Gün öncesi piyasası	Tek alıcı ihale (auction single buyer)	Teklif tutarı (Pay-as-bid)
Nodes	Nord Pool	2018-Günümüz	Kısıt yönetimi	Gün içi piyasası	İki yönlü market (two-way market)	Teklif tutarı (Pay-as-bid)
InteGrid	Dağıtım ve iletim sistemi operatörleri (DSO ve TSO)	2017-2020	Dağıtık esneklik	Gün içi piyasası	Dağıtık enerji - tek alıcı piyasası	Teklif tutarı (Pay-as-bid)
GOFLEX	Yerel enerji üreticileri ve DSO'lar	2017-2020	Otomatik ticaret esnekliği	Gün içi piyasası	Tek alıcı piyasası (single buyer market)	Piyasa bazlı

Kaynak: Khaskheli, S. ve Anvari-Moghaddam, A. (2024)

5.10. Bölgesel esneklik piyasaları

Yerel esneklik piyasalarının geliştirilmesi, değişken üretim profiline sahip yenilenebilir enerji santrallerinin ve elektrikli araçlar gibi dağıtık üretim kaynaklarının şebekeye olan etkilerini yönetmek için önemli bir uygulama alanıdır. Dağıtık üretim kaynaklarına sahip üreten tüketicilerin (prosumers) ihtiyaç fazlası ürettikleri elektriği satabileceği veya tüketimlerini şebeke ihtiyaçlarına göre ayarlayabilecekleri bölgesel piyasalar oluşturarak, dağıtım şirketlerinin enerji arz ve talebini verimli bir şekilde yönetmesi sağlanabilir. Böylelikle, yalnızca üreten tüketiciler için finansal bir teşvik yaratılmakla kalmaz, aynı zamanda dağıtım şirketlerinin enerji arz ve talebi daha verimli bir şekilde yönetmeleri de sağlanabilir (DENA, 2024).

Bölgesel Esneklik Piyasası mekanizmasının merkezi piyasadan bağımsız fakat koordineli çalışması gereklidir. Piyasada, teklif toplama ve eşleştirme süreçleri şeffaf biçimde yürütülmeli, teklif-bazlı piyasa yapısı benimsenmeli, gün öncesi ve gün içi zaman dilimlerinde esneklik çağrıları yapılabilmelidir. Kullanım başına ödeme ile birlikte emreamadeliği ödemeleri de tanımlanmalıdır. Bu piyasalara serbest tüketiciler, toplayıcılar (agregatörler), üreten tüketiciler (prosumer), ticarethaneler katılabilir. Özellikle Avrupa’da, uygulamaları yaygınlaşan Bölgesel Esneklik Piyasaları önemli bir seçenek olarak öne çıkmaktadır.

- Portekiz: Portekiz’in en büyük dağıtım sistemi işletmecisi (DSO) olan E-REDES, 2022 yılında sekiz bölgede yerel esneklik piyasalarına yönelik ihale süreci başlatmıştır. Bu ihalelerde, tüketicilere elektrik tüketimlerini esnek şekilde yönetmeleri karşılığında tazminat ödenmesi değerlendirilmiştir. İhalelere hem doğrudan bireysel tüketiciler hem de agregatörler (tüketici gruplarını temsil eden toplayıcılar) katılım sağlamıştır. İlk ihalede, büyük çoğunluğu sanayi kuruluşu olan 21 farklı katılımcıdan toplam 623 teklif alınmıştır. En fazla ilgiyi gören esneklik tipi, bir hafta önceden bildirimle talep edilen esneklik olmuştur (European Court of Auditors, 2025).

- Birleşik Krallık: Birleşik Krallık’taki doğal gaz ve elektrik piyasalarının düzenleyici kurumu olan Ofgem, 2019 yılından itibaren DSO’ların tabi olduğu RIIO-ED fiyat kontrol çerçevesi kapsamında yerel esneklik piyasalarını teşvik etmektedir (smartEN, 2022). Bu doğrultuda, Büyük Britanya günümüzde Avrupa’nın en gelişmiş DSO esneklik piyasasına sahip ülkesi konumundadır. Halihazırda, altı (6) DSO esneklik hizmeti satın alabilmekte ve bu hizmetlere yönelik ticari teklifler sunabilmektedir. RIIO-ED çerçevesi, DSO’ların 2023–2028 dönemi boyunca üstleneceği görevleri ve elde edebilecekleri gelir düzeylerini belirlemektedir. Bu mekanizma ile sistem operatörlerinin yeni hat altyapısı yatırımları yerine, esneklik hizmetlerinden etkin biçimde yararlanmaları önceliklendirilmiştir (smartEN, 2022).

- Hollanda: Hollanda’da iletim sistemi operatörü TenneT ile altı DSO, GOPACS platformunu kurmuştur (smartEN, 2022). Bu platformun temel amacı, iletim sistemi operatörü (TSO) ile DSO’ların esneklik hizmetlerini ortaklaşa tedarik ederek şebekedeki sorunlar ve kısıtları daha etkin şekilde çözmelerini sağlamaktır. Ayrıca, platform katılımcılara farklı piyasalara erişim imkânı da sunmaktadır. GOPACS sayesinde sistem operatörlerinin kısıt yönetim maliyetleri düşmüş ve piyasaya daha fazla esneklik seçeneği eklenmiştir. Platform, mevcut piyasalara (örneğin, gün içi piyasası) bağlı bir ara platform olarak işlev görmektedir (smartEN, 2022).

- Norveç: NorFlex projesi kapsamında, yerel şebeke kısıt yönetim piyasalarında aktive edilmemiş teklifler, yerel şebekede ek bir kısıtla yol açmamak kaydıyla, benzer ihtiyaçlara sahip iletim sistemi piyasalarına (örneğin, manuel frekans düzeltme rezervi - mFRR ve yedek rezerv - RR gibi) yönlendirilmektedir (smartEN, 2022). Ocak 2022 tarihinde, NODES platformu üzerinden sunulan 3 MW’lık esneklik teklifi, Statnett’in mFRR piyasasında işleme alınmıştır. Bu şekilde ticaretin yapılabilmesi, TSO olan Statnett’in, mFRR hizmet için asgari teklif büyüklüğünü 1 MW seviyesine düşürmeyi kabul etmesi sayesinde mümkün olmuştur (smartEN, 2022).



BÖLÜM 6

Temel Bulgular ve
Politika Önerileri

6.1. Çalışmanın sonuçları

Küresel olarak ülkelerin yüzyıl ortasına kadar net sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçiş hedefi doğrultusunda yaşanan enerji dönüşümü, aynı zamanda elektrik şebekelerinin yapısal dönüşümünü de beraberinde getirmektedir. Dağıtık enerji kaynaklarının⁷² şebekeye artan entegrasyonu, bu dönüşümün ana omurgasını oluşturmaktadır. Özellikle dağıtım seviyesinden bağlanacak bu kaynaklar ile birlikte elektrik akışı, geleneksel sistemlerdeki tek yönlü akıştan, çift yönlü akışa doğru evrilmektedir.

Geleneksel olarak dağıtım sistem operatörlerinin (DSO) görevleri; dağıtık enerji kaynaklarının şebekeye entegrasyonu, şebekenin bakımı, işletilmesi ve genişletilmesi gibi sorumlulukları kapsamaktadır. Ancak enerji dönüşümü süreciyle birlikte, DSO'ların bu görevlerine ek olarak yeni rol ve sorumluluklar üstlenmeleri gerekmektedir. Bu yeni görevler arasında; şebeke kısıtlarının etkin yönetimi, dağıtık enerji kaynakları aracılığıyla iletim sistemi operatörüne (TSO) reaktif güç desteği sağlanması ve gerilim kontrolü gibi gelişmiş sistem hizmetlerinin sunulması bulunmaktadır.

Yeni görev ve sorumlulukların etkin şekilde yerine getirilebilmesi için şebeke altyapısının dijitalleşmesi ve siber güvenlik önlemlerinin entegre bir yaklaşımla planlanması kritik öneme sahiptir. Şebekenin dijitalleşmesiyle birlikte, akıllı sayaçların yaygınlaştırılması gerçek zamanlı veri izleme imkânı artacak; toplayıcılık (agregatör) modelinin işlerliği geliştirilecek ve üreten-tüketicilerin (prosumer) piyasa içindeki rollerini daha etkin hale gelecektir. Bu dönüşümün sağlanabilmesi için yeni teknolojilerin daha geniş ölçekte kullanımı ile bunu destekleyecek mevzuat iyileştirmelerine ihtiyaç duyulmaktadır.

DSO'lar açısından, yeni teknolojilerin etkin kullanımı; geleneksel kompanzasyon yatırımlarına olan ihtiyacı azaltarak, dağıtık üretim kaynaklarından reaktif güç desteği alınmasını mümkün kılacaktır. Böylece yatırım ihtiyaçları optimize edilerek, şebeke esnekliği ve işletme verimliliği artırılabilir ve çevresel sürdürülebilirlik desteklenecektir. Bu bütüncül yaklaşım, DSO'ların gelecekteki yatırım planlarını daha yenilikçi, maliyet etkin ve çevresel etkisi düşük bir perspektifle şekillendirmelerine olanak sağlayacaktır.

Dağıtık enerji kaynaklarının artışı ile oluşan çift yönlü güç akışı, geleneksel tek yönlü güç akışına göre tasarlanmış mevcut koruma sistemlerini yetersiz hale getirdiğinden, koruma sistemlerinin de yeniden tasarlanması ve güncellenmesi gerekmektedir. Koruma ve arıza yönetimi alanında, mevzuatın da güncellenerek pasif dağıtım sistemlerinden aktif dağıtım sistemlerine geçiş destekleyecek şekilde revize edilmesi kritik öneme sahiptir. Bu dönüşümün sağlanabilmesi için, özellikle iletim-dağıtım arayüzlerinde 'koruma-ölçüm-kilitleme' sistemlerinin modernize edilmesi, yönlü koruma rölelerinin yaygınlaştırılması ve senkrocheck (senkronizasyon kontrolü) özelliklerinin aktif hale getirilmesi temel gereklilikler arasındadır.

Dağıtık üretimin artmasının bir diğer sonucu da, bu sistemlere sahip olan tüketicilerin, dağıtım şebekesini daha az kullanmaları nedeniyle dağıtım şebekesi gelirlerinde azalma yaşanmasıdır. Her ne kadar Türkiye'de dağıtım şirketlerinin gelir gereksinimleri ve tavanları düzenlemelerle belirlenmiş olsa da çok sayıdaki dağıtık üretimin şebeke entegrasyonu, dağıtım şebekesi tariflerinden gelecek olan gelirin aynı seviyelerde tutulabilmesi için dağıtım bedelinde ilerleyen aşamada artış söz konusu olabilir. Bu durum, sistemi kullanan diğer elektrik tüketicilerine daha yüksek dağıtım bedeli olarak yansır. Dolayısıyla, tüketicilerin maliyetlerini en aza indirmeyi hedefleyen, geleneksel gelir tavanı düzenlemesinin ötesinde, dağıtık üretim artışı gibi hedeflerin gerçekleşmesine destek olacak performansa dayalı teşviklerle birleştirilmiş toplam maliyeti dikkate alan bir fiyatlandırma stratejisine ve düzenleme altyapısı oluşturulması da değerlendirilebilir (SHURA, 2021).

⁷² Dağıtık yenilenebilir enerji, dağıtımdan bağlı batarya enerji depolama sistemleri, elektrikli araçlar, ısı pompaları vb.

Mevcut TEDAŞ Malzeme Şartnameleri, büyük ölçüde klasik dağıtım ekipmanlarına (kapasitör, reaktör, temel koruma röleleri vb.) odaklanmakla birlikte; modern güç elektroniği tabanlı çözümler için gerekli teknik tanımlar, performans kriterleri ve uygunluk değerlendirme yöntemlerini içermemektedir. Bu durum, dağıtım şirketlerinin yeni nesil teknolojileri yatırım planlarına dahil etmesini ve gelir tavanı mekanizması kapsamında onaylatmasını zorlaştırmaktadır. Benzer şekilde, EPDK'nın mevcut yatırım değerlendirme kriterleri de ağırlıklı olarak geleneksel altyapı ihtiyaçlarına odaklanmakta; dijitalleşme, reaktif güç yönetimi, DERMS/ADMS entegrasyonu ve elektrikli araç şarj altyapısı gibi güncel şebeke ihtiyaçlarını yeterince kapsamamaktadır. Bu çerçevede, hem TEDAŞ şartnamelerinin hem de EPDK yatırım onay kriterlerinin gelişen teknolojiler ve dijital dönüşüm gereksinimleriyle uyumlu hale getirilmesi, dağıtım şirketlerinin şebeke modernizasyonu yatırımlarını daha etkin ve bütüncül bir şekilde planlayabilmeleri açısından önemlidir.

Gelişmiş SCADA, ADMS ve DERMS sistemleri, modern şebeke yönetiminin temel bileşenleri olmakla birlikte, yüksek oranda yenilenebilir enerji entegrasyonu bulunan şebekelerde, dijital ikiz teknolojilerinin entegrasyonu olmadan proaktif ve öngörülü yönetimin sağlanması oldukça sınırlı kalmaktadır. Dijital ikiz sistemleri, öngörülü işletme, risk analizi ve senaryo bazlı karar destek süreçleriyle mevcut SCADA/DMS altyapılarına tamamlayıcı bir katma değer sunmaktadır. SCADA ve DMS sistemleri gerçek zamanlı izleme, kontrol ve temel otomasyon işlevlerini sağlarken; dijital ikizler, dinamik simülasyon, tahmine dayalı analiz ve farklı işletme koşulları altında şebeke davranışının modellenmesi gibi gelişmiş analiz yetenekleriyle şebeke görünürlüğünü ve karar destek kapasitesini önemli ölçüde artıracaktır.

Dağıtık enerji kaynaklarının yoğunlaştığı bölgelerde, mevcut mevzuatta tanımlı olan kapasitör ve reaktör gruplarına ek olarak; yatırım ve işletme-bakım maliyetleri daha yüksek olan, ancak gerilim düzenleme etkisi sınırlı kalan otomatik gerilim regülatörleri kullanılmaktadır. Bununla birlikte, dağıtım şebekesinin modernizasyonunu desteklemek, gündelik işletme kısıtlarını azaltmak ve dinamik gerilim desteği sağlamak amacıyla; güç elektroniği tabanlı STATCOM, SVC gibi gelişmiş gerilim kontrol sistemlerinin yanı sıra, yük altında kademe değiştiricili (OLTC) dağıtım trafoları ve dinamik hat kapasitesi (DLR) izleme sistemleri gibi akıllı şebeke bileşenlerinin entegrasyonu giderek daha kritik hale gelmektedir. Bu tür teknolojiler, hem şebeke esnekliğini artırmakta hem de yenilenebilir enerji kaynaklarının artan hızda ve güvenli entegrasyonunu mümkün kılmaktadır.

Tüm bunlarla birlikte, operasyonel teknolojilerin dijitalleşmesi, dağıtım şebekelerinde siber güvenlik tehditlerini önemli bir risk unsuru haline getirmektedir. Bu tehditler, şebekenin güvenli, sürekli ve kararlı işletimini doğrudan etkileyebilecek potansiyele sahiptir. Bu nedenle, DSO'ların siber saldırı risklerine karşı dayanıklılığı artırmak amacıyla kapsamlı siber güvenlik uygulamaları geliştirmeleri, risk bazlı önleyici stratejiler oluşturmaları ve sistematik tehdit algılama-müdahale mekanizmalarını entegre etmeleri oldukça önemlidir.

Bu çerçevede, Türkiye'nin 2053 yılında net sıfır emisyonlu bir ekonomiye geçiş sürecinde, DSO'lar ve dağıtım sisteminin dönüşümünde öne çıkan konular aşağıdaki gibi sıralanabilir:

1. Teknik Altyapı Dönüşümü

- Akıllı şebeke ve sayaçların kurulumu
- Şebeke esnekliğine yönelik uygulamaların (enerji depolama, talep tarafı katılımı vb) çeşitlendirilmesi
- Yapay zeka, blokzincir (blockchain) ve nesnelerin interneti (IoT) gibi yenilikçi teknolojilerin etkinleştirilerek, talep tarafı katılımı kapsamında üreten tüketicilerin ve toplayıcıların şebeke esnekliğine katkılarının artırılması

2. Operasyonel Düzenlemeler ve Yatırımlar

- Dinamik hat kapasitesi (Direct Line Rating, DLR), sanal güç hatları vb. yenilikçi teknolojilerin şebeke entegrasyonu
- Dağıtık enerji kaynaklarının piyasaya entegrasyonu
- TEİAŞ ve DSO iş birliğinin etkinleştirilmesi

3. Mevzuat İyileştirmeleri ve DSO-TSO Koordinasyonu

- DSO'ların dağıtık enerji kaynaklarından yan hizmet alabilmesine ve/veya esneklik kaynaklarından yararlanabilmesine yönelik düzenlemelerin hazırlanması
- TEDAŞ malzeme şartnamelerinin ve EPDK yatırım değerlendirme kriterlerinin şebekenin dijitalleşmesini sağlayacak uygulama ve ekipmanları da içerecek şekilde iyileştirilmesi
- Dağıtım tarifelerinin dağıtık enerji kaynaklı artan şebeke yatırım ve işletme maliyetlerini karşılayacak şekilde belirlenmesi
- Toplayıcılar (aggregator) ve üreten tüketicilerin (prosumer) piyasalara dahil olması
- Mikro-şebeke kurulumlarına yönelik yasal düzenlemeler
- Bölgesel esneklik piyasalarının oluşturulması
- DSO'ların, iletim sistemi operatörü (TSO, Türkiye'de TEİAŞ) ile koordinasyon şeklinin şebekenin dönüşüm gereksinimleri doğrultusunda iyileştirilmesi ve dönüşümle birlikte gelişen yeni rol ve sorumlulukların kurumlar arasında netleştirilmesi
- Dağıtık enerji kaynaklarının yaygınlaştırılması ve teşvik edilmesi için yeni tarifelerin oluşturulması

4. Dijitalleşme ve Siber Güvenlik

- Şebeke verilerinin işlenip optimize edilmesinde yapay zeka tabanlı veri yönetim sistemleri ve analiz araçlarının geliştirilmesi
- IoT ve akıllı sensörler/cihazların kullanımı ile akıllı şebeke yapısının oluşturulması
- Blok zincir (blockchain) tabanlı enerji ticaretinin geliştirilmesi
- SCADA, DERMS ve akıllı sayaçlar için çok katmanlı (şifreleme, kimlik doğrulama vb.) siber güvenlik standart ve protokollerinin belirlenmesi ve uygulamaya alınması
- Dağıtık enerji kaynak ekipmanlarının yazılım ve donanımları için dijital güvenlik standartlarının oluşturulması
- DSO uzmanlarına akıllı şebeke teknolojileri, veri analitiği ve dağıtık enerji kaynağı yönetimi konularında teknik eğitimlerin verilmesi

5. Üreten Tüketiciler ve Enerji Kooperatifleri

- Üreten-tüketicilere (prosumer) yönelik enerji ticareti ve esneklik hizmeti hakkında eğitimlerin sağlanması
- Enerji kooperatiflerine yönelik projelerin oluşturulması ve teşvik mekanizmalarının tasarlanması

6. Finansman ve Teşvikler

- Kamu ve özel sektör karma finansman modelleri oluşturularak şebeke modernizasyonu ve yeni altyapı yatırımlarının fonlanması
- Dağıtık enerji üretimi ve akıllı dağıtım şebekesi ekipmanları için Katma Değer Vergisi (KDV) ve ithalat vergisi muafiyetlerinin değerlendirilmesi

Bu bağlamda, dağıtım sistemine yönelik dönüşüm süreci üç aşamada özetlenebilir:

- **Kısa vadede,** öncelikle mevcut sistemin kapsamlı şekilde gözden geçirilmesi ve dönüşüm açısından öncelikli teknoloji ve mevzuat iyileştirme alanlarının belirlenmesi
- **Orta vadede,** artan elektrik talebi ve üretim kapasitesi dikkate alınarak, şebekenin dayanıklılığını artıracak teknolojilerin kurulumu ve yaygınlaştırılması
- **Uzun vadede,** yerel düzeyde enerji ticaretini teşvik edecek piyasa koşullarının geliştirilmesi

Bu dönemlerde öne çıkması muhtemel konu başlıkları ise aşağıda özetlenmektedir:

1. Kısa Dönem (2025-2030): Şebeke modernizasyonunu merkeze alan dönemsel yol haritalarının oluşturulması, dağıtım sistemlerinin dönüşümü açısından kritik öneme sahiptir. Bu kapsamda; dağıtım seviyesinde dijitalleşmenin sağlanması, gerçek zamanlı veri izleme ve otomasyonun artırılması, gelişmiş tahmin sistemlerinin entegrasyonu, akıllı sayaçların yerleştirilerek yaygınlaştırılması ve dağıtık enerji santrali kurulum başvurularının sadeleştirilip dijital ortama taşınması öncelikli adımlar arasında yer alabilir. Ayrıca, iletim ve dağıtım sistemi operatörleri arasındaki koordinasyonu güçlendirecek düzenlemelerin hayata geçirilmesi; dağıtık enerji kaynaklarının esneklik potansiyelinden yararlanmayı mümkün kılacak piyasa ve tarife mekanizmalarının geliştirilmesi büyük önem taşımaktadır. Dağıtım tarifelerinin ise gerçek şebeke maliyetlerini yansıtacak şekilde, bölgesel farklılıkları ve zaman dilimlerine göre değişkenliği dikkate alarak yapılandırılması bu dönüşüm sürecini hızlandıracaktır. Şebeke esnekliğine katkı sunacak toplayıcılık uygulamasının hızlandırılması için mevzuatta çelişki yaratan konuların netleştirilmesi de önemlidir. Şebekenin dijitalleşmesinin hızlanmasıyla birlikte, dağıtım seviyesinde siber güvenlik önlemlerinin hayata geçirilmesi için teknik şartname ve ilgili mevzuatın oluşturulması önerilmektedir.

2. Orta Dönem (2030-2040): Akıllı şebeke uygulamalarının etkin şekilde hayata geçirilebilmesi için, bu sistemlerde yer alan DLR, STATCOM, OLTC gibi teknolojik bileşenlerin, bölgesel dağıtım şebekelerine entegrasyonu değerlendirilebilir. Buna ek olarak, dağıtık enerji kaynaklarından dağıtım şebekesi operasyonlarını destekleyecek reaktif güç desteği, dinamik gerilim kontrolü, kısıt yönetimi ve black-start (sistemi yeniden başlatma) gibi hizmetlerin alınmasına yönelik düzenlemelerin oluşturulması gerekmektedir. Toplayıcılık (aggregator) faaliyetlerinin, bu yeni sistem yapılarını ve işlevlerini dikkate alacak şekilde revize edilmesi; ikincil mevzuatların hazırlanarak uzlaştırma kuralları, piyasa katılım kriterleri, performans testleri, sertifikasyon süreçleri ve teknik gereksinimlerin net biçimde tanımlanması da dönüşüm sürecinin önemli yapı taşlarından. Özellikle enerji kesinti maliyetinin yüksek olduğu sanayi bölgelerinin yanı sıra, kırsal ve uzak bölgeler ile hastane gibi kritik altyapılarda enerji arz güvenliğini artırmak amacıyla, yerel üretimle enerji ihtiyacını karşılayacak mikro ve mini şebekelerin kurulmasına yönelik yol haritalarının hazırlanması önerilmektedir.

3. Uzun Dönem (2040-2053): Dağıtık enerji kaynaklarının ticaretini kolaylaştırmak amacıyla yerel enerji piyasalarının kurulması ve bu piyasalarda şeffaflık, güvenlik ve işlem verimliliğini artırmak için blokzincir (blockchain) teknolojisinin kullanımı önem kazanmaktadır. Ayrıca, sera gazı emisyonlarının izlenmesi ve yönetilmesine yönelik olarak, blokzincir ve IoT teknolojilerinin entegrasyonu ile emisyon takip sistemlerinin kurulması da sürdürülebilir enerji yönetimi açısından kritik bir adım olacaktır.

Dağıtım sistemi dönüşüm sürecinin sağlıklı bir şekilde planlanabilmesi için, özellikle DSO'ların gerekli altyapı yatırımlarını önceden öngörebilmelerini sağlayacak şekilde, yenilenebilir ve dağıtık enerji kaynaklarının önümüzdeki yıllardaki bölgesel dağılım hedeflerinin belirlenmesi kritik bir adımdır. Böylece DSO'lar, bölgesel hedefleri dikkate alarak ileri veri analitiği uygulamalarıyla tüketim tahminleri oluşturabilir, öncelikli yatırım alanlarını net bir şekilde tanımlayabilirler.

İleri veri analizi ve gerçek zamanlı veri izleme gibi işlevlerin etkin biçimde kullanılabilmesi için, dağıtım seviyesinde akıllı sayaç ve akıllı şebeke altyapısının oluşturulmasına yönelik yatırım planlarının hazırlanması gerekmektedir. Bu süreçte, izin ve onay mekanizmalarının mevzuat düzenlemeleriyle sadeleştirilmesi, hızlandırılması ve dijitalleştirilmesi de uygulama etkinliğini artıracaktır.

Ayrıca, planlanan yatırımların öngörülen takvimlerde devreye alınabilmesi için yenilikçi finansman araçlarının kullanımı da değerlendirilmelidir. Tüm bu adımlar hayata geçirildiğinde, dağıtım şebekesinin daha verimli ve dayanıklı bir şekilde işletilmesi mümkün olacak; aynı zamanda DSO'lar arızalara ve bölgesel kısıtlara daha hızlı müdahale edebilecektir. Bu hedeflere ulaşılmasını destekleyecek bütüncül politika önerileri bir sonraki bölümde detaylı olarak ele alınmaktadır.

6.2. Politika Önerileri

Politika Alanları	Politika Önerileri	Kısa Dönem (2025 - 2030)	Orta Dönem (2030-2040)	Uzun Dönem (2040-2053)
Mevzuat	Dağıtık enerji kaynaklarının elektrik piyasasında yan hizmetler mekanizmalarına etkin katılımını sağlayacak şekilde; teknik gereklilikler, veri paylaşım protokolleri ve siber güvenlik standartlarını içeren yeni düzenlemelerin geliştirilmesi ve bu kaynakların sistem hizmetlerine katkısını teşvik edecek yeni tarife yapılarının ve gelir modellerinin oluşturulması			
	Dağıtık enerji üretiminin artmasıyla düşen aktif yükler ve artan reaktif güç oranları nedeniyle oluşan reaktif cezalarının önüne geçilmesi için, reaktif hesaplama yöntemlerinin dağıtık üretim koşullarına göre güncellenmesi			
	Dağıtım sistemi operatörlerinin (DSO), ihtiyaç fazlası kompanzasyon ve regülatör yatırımlarını önlemek amacıyla; başta reaktif güç desteği ve dinamik gerilim regülasyonu olmak üzere, dağıtık üretim tesislerinden yan hizmet temin edebilmelerine imkân tanıyan mevzuat düzenlemelerinin oluşturulması			
	Araçtan şebekeye (V2G) ve araçtan binaya (V2B) uygulamaları ile talep tarafı esnekliğinin sistematik olarak değerlendirilmesini sağlayacak, bölgesel kısıtların piyasa mekanizmalarıyla çözümüne imkân tanıyan piyasa tabanlı enerji ticaret platformları için gerekli mevzuat düzenlemelerinin hazırlanması			
	Toplayıcılık faaliyetlerinin (örneğin, uzlaştırma kuralları, piyasa katılım kriterleri, performans testleri, sertifika işlemleri vb) yürütülmesi için ikincil mevzuatın hazırlanması ve uygulamanın yaygınlaştırılması için teşviklerin tanımlanması			
	Dağıtım şirketlerine, anlık veri takibini kolaylaştırmak için iletişim altyapısındaki fiber optik hatları kiralama ya da ticari kullanım hakkına yönelik düzenlemelerin oluşturulması			
	Zorunlu kompanzasyon yatırımlarında yeni teknolojileri de dikkate alan mevzuat iyileştirmelerinin değerlendirilmesi			
	TEDAŞ Malzeme Şartnameleri'nin ve EPDK yatırım kriterlerinin akıllı şebeke ekipmanlarını kapsayacak şekilde güncellenmesi			
	30 yıllık ekipman ömrü olan sistemler için teknolojik gelişmelere uyum sağlayacak şekilde ekipman yenileme kriterlerinin tanımlanması; bu kriterlerin mevzuata entegre edilmesi ve belirli periyotlarla güncellenmesi ile şebeke altyapısının modernizasyonunun sistematik hale getirilmesi ve yeni nesil teknolojilere geçişte teknik ve idari belirsizliklerin azaltılması			
	Elektrik dağıtım şirketlerinin yatırım planlarının hazırlanmasında esas alınan "Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Yatırım Harcamalarının Düzenlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar"ın, yatırım önceliklendirme kriterlerini de kapsayacak şekilde; şebeke modernizasyonu, dijitalleşme, dağıtık enerji kaynaklarının entegrasyonu ve elektrikli araç şarj altyapısı gibi yeni ihtiyaçları dikkate alarak revize edilmesi ve bu kapsamda ikincil mevzuatta da uyumlu güncellemeler yapılarak, yatırım planlaması ve değerlendirmesine ilişkin bütüncül bir düzenleyici çerçevenin oluşturulması			
	Şebeke kapasitesi dolu olsa dahi üretim tesislerinin sisteme bağlanabilmesine olanak tanıyan; şebeke güvenliği için gerektiğinde üretim kısıtına gidilebilecek ve bu gibi durumlarda yatırımcı mağduriyetinin önlenmesi için ilgili tazmin mekanizmalarının tanımlandığı Esnek Bağlantı Rejimi'nin geliştirilmesi ve ilgili mevzuat düzenlemelerinin yapılması			
	Blokzincir tabanlı eşler arası (P2P) enerji ticaret platformlarının kurulmasına imkân tanıyacak ve bireysel enerji üreticilerinin şebeke üzerinden doğrudan diğer tüketicilere enerji satışı yapabilmesini mümkün kılacak mevzuat düzenlemelerinin hazırlanması			

Politika Alanları	Politika Önerileri	Kısa Dönem (2025 - 2030)	Orta Dönem (2030-2040)	Uzun Dönem (2040-2053)
Tarifeler	Dağıtım sistemi bağlantı ve kullanım tarifelerinin, dağıtık enerji kaynaklarının yaygınlaşmasıyla birlikte değişen tüketim ve üretim profillerini de dikkate alan çok zamanlı tarifeler, saatlik mahsuplaşma, sanal mahsuplaşma (virtual net-metering), net faturalandırma (net billing) ve al-sat (buy-all sell-all) gibi yenilikçi modellere uygun olarak yeniden düzenlenmesi			
	Tüm dağıtım bölgeleri için teknik ve teknik olmayan kayıpların, yatırım birim maliyetlerinin, dağıtık üretim kapasitesi ve tüketim dengesi oranlarının, tüketici başına enerji tüketimi ve bölgesel gelir düzeyleri gibi parametrelerin belirtildiği, kapsamlı ve standartlaştırılmış bölgesel performans raporlarının hazırlanması			
	Bölgesel farklılıkları yansıtan, yerel şebeke maliyetlerini ve ihtiyaçlarını dikkate alarak dağıtık üretim tesis entegrasyonunu teşvik eden "Bölgesel Dağıtım Tarifeleri"nin hazırlanması			
	Elektrikli araç şarj işlemlerinin, şebeke yükünün düşük olduğu ya da yenilenebilir enerji üretiminin yüksek olduğu zaman dilimlerine kaydırılmasını sağlayan "Akıllı Şarj" stratejilerinin geliştirilmesi			
TSO/DSO Koordinasyonu	Sistem entegrasyonunu kolaylaştırmak, veri uyumluluğunu artırmak ve şebeke operasyonlarının etkinliğini yükseltmek için DSO ile iletim sistemi operatörü (TEİAŞ/TSO) arasında ortak veri modeli, gerçek zamanlı otomasyon, piyasa verisi alışverişi, talep tarafı yönetimi ve güvenli hızlı veri transferi gibi özellikleri içeren standartlaştırılmış yeni iletişim protokollerinin geliştirilmesi			
	TSO ve DSO'lar arasında seçilecek koordinasyon modeline (TSO liderliğinde, DSO liderliğinde veya ortak koordinasyon) bağlı olarak şebekenin işletilmesinde kritik sınır noktalarında (örneğin trafo merkezleri, dağıtım-iletim bağlantı noktaları) hangi kurumun işletme önceliğine sahip olacağı ve ilgili kurumların sorumluluklarının açık ve net bir şekilde tanımlanarak, kesinti yönetimi ve yük atma kararlarındaki yetki paylaşımı ile acil durumlarda hangi kurumun öncelikli aksiyon alacağını belirlenmesi			
Dağıtık Enerji Kaynaklarının Yaygınlaştırılması	Dağıtım şebekesi yatırımlarının, ilgili bölgenin potansiyel kurulu güç artışına entegre ve uyumlu şekilde planlanması için bölgesel ölçekte dağıtık üretim kapasitesindeki artışların detaylandırıldığı ve 5 yıllık periyotlarla güncellendiği haritaların hazırlanması			
	Dağıtık üretim kaynaklı çift yönlü güç akışlarının dengelenmesi ve şebekedeki olası aşırı yüklenme ve dengesizliklerin önlenmesi amacıyla; eskiyen altyapının yeni yatırımlarla (transformatör merkezleri, hatlar vb.) yenilenerek, altyapı kapasitesinin artırılmasına yönelik 5 yıllık periyotlarda güncellenecek şebeke gelişim planlarının hazırlanması			
	Dağıtık enerji kaynaklarının sisteme entegrasyonu için bağlantı görüşü süreçlerinin iyileştirilmesi, hızlandırılması ve standardizasyonun sağlanması			
	Dağıtım sistemi genişleme planlarına güneş enerjisi ve batarya sistemleri ile bütünleşik (entegre) elektrikli araç şarj istasyonlarının dahil edilmesi ve düzenli periyotlarda bu kapasitelerin güncellenmesi			
	"Bölgesel Şarj Yoğunluk Haritaları" hazırlanarak, yüksek elektrikli araç gelişimi beklenen bölgelerde (ör. büyükşehirler, otoyol koridorları, turizm bölgeleri) şarj altyapısı gelişiminin önceliklendirilmesi			
	Talep tarafı yönetimi, dinamik fiyatlandırma ve akıllı şarj algoritmalarının dikkate alındığı şarj stratejilerinin geliştirilmesi ve şarj altyapılarının DSO yatırım planlarına dahil edilmesi			
	Yenilenebilir enerji kullanan enerji kooperatiflerinin yaygınlaştırılması amacıyla özellikle çiftçiler, organize sanayi bölgeleri (OSB) ve küçük işletmeler hedeflenerek, bu gruplara yönelik eğitim ve farkındalık programlarının düzenlenmesi ve belediyelerin yanı sıra üniversitelerle iş birliği içinde teknik rehberlik hizmetlerinin sağlanması			
	Enerji kooperatiflerinin kurulmasını teşvik etmek için izin süreçlerinin sadeleştirilmesi ve belediyeler aracılığıyla yerel düzeyde arazi tahsis, altyapı desteği vb imkanların sağlanması			
	Enerji kooperatiflerinin yatırım maliyetlerini azaltacak şekilde vergi indirimleri, hibe programları ve uzun dönemli düşük faizli kredi imkanlarının hazırlanması			

Politika Alanları	Politika Önerileri	Kısa Dönem (2025 - 2030)	Orta Dönem (2030-2040)	Uzun Dönem (2040-2053)
Mikro Şebekeler	Dağıtık üretimin ada modunda (mikro şebeke) çalışmasına yönelik mevzuatın ve bu hizmetin kullanımında oluşabilecek frekans-gerilim kararlılığının sağlanması gibi konuları içeren teknik şartnamelerin hazırlanması			
	Mikro şebeke uygulamalarının yaygınlaştırılması için DSO sorumluluklarının belirlenmesi; tarife ve yatırım modellerinin netleştirilmesi			
	Dağıtım sistemi genişlemesinin teknik ve ekonomik olarak fizibil olmadığı yerleşim alanlarında, elektrik kesintisi maliyetinin yüksek olduğu sanayi kollarında, deprem gibi doğal afet riskinin yüksek olduğu bölgelerde ve hastane gibi kritik altyapılarda mikro şebeke kurulumlarının önceliklendirilmesi			
	Büyük ölçekli kesintiler sonrası elektrik arzının hızlı ve güvenilir şekilde yeniden sağlanması için mikro şebekelerin, sistem toparlama süreçlerine entegre edilerek black-start (sistem yeniden başlatma) hizmetini vermelerinin sağlanması			
Dijitalleşme ve Akıllı Dağıtım Şebekeleri	SCADA sistemleri ve dağıtık üretim tesisleri için periyodik penetrasyon testleri ve zafiyet analizlerinin yürütülerek, OSOS'a katılım limiti olan 10 MWh tüketim miktarının zamanla azaltılması ve daha fazla tüketicinin sisteme katılımının sağlanması			
	Şebekenin izlenebilirliği, kontrol edilebilirliği ve arıza yönetimi kapasitesi artırılarak, daha esnek ve dayanıklı bir dağıtım altyapısı oluşturulmasında, SCADA, DMS, OMS sistemleri, akıllı sensörler ve entegre ölçüm sistemleri gibi dijital teknolojilerin dağıtım sisteminde yaygınlaştırılması için bu teknolojilerin bölgesel altyapı planlamalarına entegre edilmesi			
	Akıllı sayaçların yaygınlaştırılması amacıyla, DSO'ların kısa ve orta vadede, toplam abone sayısının belirli bir yüzdesini kapsayacak şekilde kademeli akıllı sayaç kurulumu yapmalarının mevzuatla zorunlu hale getirilmesi			
	Dönemsel olarak akıllı sayaç kurulum hedeflerinin artırılması ve elde edilen verimlilik faydası doğrultusunda dağıtım şirketlerinin ödüllendirilmesi			
	Geleneksel şebeke takip invertörlerinin aksine, kendi voltaj ve frekans referanslarını belirleyerek, güç santrallerinin davranışını etkili bir şekilde taklit edebilen ve şebeke oluşturabilen invertörlerin (grid-forming inverters) yaygınlaştırılması için pilot projelerin yürütülmesi ve kullanımının merkezi invertörler için zorunlu hale getirilmesi			
	Dağıtım şebekesi yönetiminde "dijital ikiz" uygulamasının yaygınlaştırılması için kapasite gelişimi ve hedeflerin belirlenmesi			
	Akıllı Dağıtım Sistemi Entegrasyonu, dinamik hat kapasitesi (DLR), yük altında kademe değiştiricili dağıtım trafosu (OLTC), STATCOM gibi uygulamaların dağıtım altyapısına entegrasyonu için hedefler konularak, dağıtım şirketlerinin yatırım planları kapsamına alınması			
	Dağıtım şebekelerinde SCADA'ya bağlı otomatik tekrar kapamalı kesici (recloser), otomatik yük ayırıcı (sectionalizer) ve kontrol edilebilir kompanzasyon sistemlerinin kurulmasına yönelik bölgesel çalışmaların hazırlanarak, bu teknolojilerin konuşlandırılmasının uygun olduğu yerlerin belirlendiği bir "dijitalleşme haritasının" oluşturulması ve periyodik olarak bu haritaların güncellenmesi			
	Dağıtık enerji kaynakları için bağlantı görüş süreçlerinin dijitalleştirilmesi ve uygun siber güvenlik uygulamalarının bu tesislere entegre edilmesinin mevzuat kapsamında değerlendirilmesi			

Politika Alanları	Politika Önerileri	Kısa Dönem (2025 - 2030)	Orta Dönem (2030-2040)	Uzun Dönem (2040-2053)
Yan Hizmetler	Kısa vadede dağıtım şebekesini destekleyen reaktif güç desteği, orta vadede ise dinamik gerilim kontrolü öncelikli olmak üzere kısıt yönetimi, talep tarafı katılımı ve oturan sistemin toparlanması (black-start) gibi yan hizmetlerin dağıtık üretim kaynaklarından alınması için yasal çerçevenin oluşturulması			
	Dağıtık enerji kaynaklarından yararlanılmasını teşvik edecek Hızlı Frekans Tepkisi (FFT) yan hizmetler piyasasının oluşturulması			
	Invertör tabanlı dağıtık üretim santrallerinden sentetik atalet desteği alınmasına yönelik pilot proje çalışmalarının bölgesel olarak yürütülmesi			
Veri İzleme ve Veri Güvenliği	Dağıtım şirketlerinin kritik tesisleri (trafo merkezleri, kontrol merkezleri, bölgesel işletmeler vb.) arasında fiber optik iletişim altyapısı kurarak, dağıtık enerji kaynaklarının gerçek zamanlı ve güvenilir şekilde izlenmesinin ve yönetilmesinin sağlanması			
	Şebekenin dijitalleşmesi paralelinde, siber ataklara yönelik siber güvenlik önlemlerinin uluslararası standartlar gözetilerek belirlenmesi			
	Kimlik doğrulama ve yetkilendirme ile ilgili iki faktörlü doğrulama sistemlerinin devreye alınarak, kullanıcı rolüne bağlı erişim kontrol mekanizmalarının kurulması			
	Dağıtık üretim tesisleri arasında şifreli iletişim protokollerinin (TLS, VPN vb) yanı sıra, siber saldırı algılama ve önleme sistemlerinin (IDS/IPS) kurulması			
	DSO personeli için siber güvenlik farkındalığı eğitimlerinin verilmesi			
Yerel Esneklik Piyasaları	Dağıtık enerji kaynaklarının ticaretini kolaylaştırmak için bölgesel dağıtık enerji ve esneklik piyasalarının kurulması			
	Yerel düzeydeki üretici ve tüketici topluluklarının şebeke esnekliğine katkı sağlamasını teşvik etmek ve dağıtık enerji kaynaklarının sistem işletiminde aktif rol almasının önü açmak için enerji kooperatiflerinin esneklik piyasalarına katılımını sağlayacak düzenleyici altyapının oluşturulması			
Araştırma - Geliştirme (AR-GE)	Tüm dağıtım şirketlerini kapsayacak şekilde, bölgesel yan hizmetler platformlarının kurulması, bu platformlarda piyasa yapısına uygun fiyatlandırma mekanizmalarının geliştirilmesi ve siber güvenlik uygulamalarının şebeke ölçeğinde hayata geçirilmesini mümkün kılacak yasal ve düzenleyici çerçevenin oluşturulması			
	AR-GE çalışmaları kapsamında, DSO ile TEİAŞ (TSO) arasında güvenli ve anlık veri paylaşımını sağlayarak gerçek zamanlı operasyonel koordinasyon, sistem dengesinin korunması ve acil durum yönetimini sağlayacak dijital bir platformun kurulması			
	Şebeke kaynaklı emisyonların izlenmesi ve yönetilmesi için blokzinciri ve nesnelerin interneti (IoT) teknolojilerine dayalı emisyon takip sistemlerinin kurulması			
	Şebeke kararlılığının artırılması amacıyla, gelişmiş invertör teknolojileri ve akıllı kontrol sistemleriyle entegre çalışan enerji depolama çözümlerinin araştırılması ve geliştirilmesi			
Finansman	Öztüketim amaçlı ya da enerji kooperatifi kapsamındaki sayaç/depolama yatırımlarında, küçük ölçekli tüketicilerin Kredi Garanti Fonu (KGF) destekli krediyle finansmana erişiminin sağlanması			
	Dağıtım sistemi yatırımlarında, özellikle dijitalleşme, otomasyon ve ileri şebeke teknolojilerine yönelik yatırımları teşvik etmek amacıyla, ilgili kalemlerde vergi indirimi veya mali kolaylıkların sağlanması ve bu kapsamda, akıllı sayaç yatırımlarına özel olarak vergi indirimi veya KDV muafiyeti uygulanması			
	Kredi Garanti Fonu A.Ş (KGF) programı kurularak akıllı sayaç ve şebeke yatırımlarının fonlanması			
	Maliyet paylaşımını sağlamak için kamu özel sektör işbirliği finansman modellerinin geliştirilmesi			

Kaynaklar

APSTE, 2025. First-ever EU Network Code on Cybersecurity for the electricity sector is published. <https://apste.eu/en/first-ever-eu-network-code-on-cybersecurity-for-the-electricity-sector-is-published/>

Athanasiadis, C.L., Papadopoulos, T.A., Kryonidis, G.C. ve Doukas, D.I., 2024. A review of distribution network applications based on smart meter data analytics. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123010092>

Australian Energy Regulator, t.y. Electricity distribution pricing and tariffs. <https://www.aer.gov.au/networks-pipelines/electricity>

Bdew, 2017. "Mieterstromgesetz" seit 25. Juli 2017 in Kraft. <https://www.bdew.de/energie/mieterstromgesetz-seit-25-juli-2017-kraft/>

BMDV, 2022. Charging Infrastructure Masterplan II. https://www.bmv.de/SharedDocs/EN/publications/charging-infrastructure-masterplan-ii.pdf?__blob=publicationFile

BND Group. t.y., Elektrikli araç şarj istasyonları, altyapıları ve teknik ihtiyaçları, https://www.emo.org.tr/ekler/77d6a401dc49847_ek.pdf

CATAPULT Energy Systems, t.y. Local Energy Market. <https://es.catapult.org.uk/tools-and-labs/our-place-net-zero-toolkit/smart-local-energy-systems/local-energy-market/>

Central Electricity Regulatory Commission (Merkezi Elektrik Düzenleme Kurumu) - CERC regulations., t.y., <https://www.cercind.gov.in/>

Chambers and Partners, 2022. Alternative Energy & Power 2022 – Norway. <https://practiceguidesdev.chambers.com/practice-guides/alternative-energy-power-2022/norway/trends-and-developments?>

Cleanenergywire, 2024. Germany Bidirectional electric vehicle charging on the cards for 2025 in Germany – media. <https://www.cleanenergywire.org/news/bidirectional-electric-vehicle-charging-cards-2025-germany-media>

CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2021. Electricity distribution tariffs and pricing in Spain. <https://www.cnmc.es/>

CPUC, n.d. Virtual Net Energy Metering. <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/customer-generation/virtual-net-metering>

Deloitte, 2024. Households transforming the grid: Distributed energy resources are key to affordable clean power. <https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/power-and-utilities/der-grid-modernization.html>

DENA, 2024. Integration of distributed generation and electric vehicles into Turkish distribution grids until 2038. https://energypartnership-turkiye.org/fileadmin/turkey/media_elements/Integration_of_distributed_generation_and_electric_vehicles_into_Turkish_distribution_grids_until_2038.pdf

ECOFYS, 2018. Incentives for Electric Vehicles in Norway. <https://www.euki.de/wp-content/uploads/2018/09/fact-sheet-incentives-for-electric-vehicles-no.pdf>

Endoks, 2020. EULOMOGO STATCOM PROJECT. <https://www.endoks.com/en/2020/08/24/eulomogo-statcom-project/>

Enefirst, 2020. USING TIME-OF-USE TARIFFS TO ENGAGE CUSTOMERS AND BENEFIT THE POWER SYSTEM. https://enefirst.eu/wp-content/uploads/1_Using-ToU-Time-of-Use-tariffs-to-engage-consumers-and-benefit-the-power-system.pdf

Enisa, t.y. Good Practices for the Security of Smart Grids. <https://www.enisa.europa.eu/search?keys=Good+Practices+for+the+Security+of+Smart+Grids.%E2%80%9D+#contentList>

entsoe, t.y. System Operations. https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/

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

entsoe, 2025. Dynamic Line Rating (DLR). <https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/dynamic-line-rating-dlr/>

entso-e, 2025. Static Synchronous Compensator (STATCOM). [https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/static-synchronous-compensator-statcom/#:~:text=Overview,transmission%20system%20\(FACTS\)%20devices.](https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/static-synchronous-compensator-statcom/#:~:text=Overview,transmission%20system%20(FACTS)%20devices.)

EPDK, t.y. Elektrik Faturalarına Esas Tarife Tabloları. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-1327/elektrik-faturalarina-esas-tarife-tablolari>

EPDK, t.y. Elektrik Piyasası Tedarik Lisansları. <https://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikTedarik/elektrikTedarikOzetSorgula.xhtml>

EPDK, t.y. Elektrik Piyasası Toplayıcılık Lisansları. <https://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikToplayicilik/elektrikToplayicilikOzetSorgula.xhtml>

EPDK, t.y. Şarj İstasyonları. <https://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikSarjAgisIletmeci/sarjIstasyonuOzetSorgula.xhtml>

EPDK, 2022. Ar-Ge Projeleri Listesi. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-138/arge-projeleri>

EPDK, 2024. ELEKTRİKLİ ARAÇ VE ŞARJ ALTYAPISI PROJEKSİYONU. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/4-14379/elektrikli-arac-ve-sarj-altyapisi-projeksiyonu>

EPDK, 2025. 2024 Yılı Elektrik Piyasası Yıllık Sektör Raporu. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24-3/elektrikaylik-sektor-raporu>

EPDK, 2025. Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporu Listesi. (Ocak 2025) <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-23-3/elektrikaylik-sektor-raporlar>

EPDK, 2025. Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporu Listesi. (Haziran 2025) <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-23/elektrikaylik-sektor-raporlar>

EPDK, 2025. Elektrik Faturalarına Esas Tarife Tabloları <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-1327/elektrik-faturalarina-esas-tarife-tablolari>

Erdinç, F. G., Erdinç, O., Yumurtacı, R., Catalão, J. P. S., 2020. A Comprehensive Overview of Dynamic Line Rating Combined with Other Flexibility Options from an Operational Point of View. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/24/6563>

ESCC, 2024. The Electric Power and Natural Gas Industries Share Expertise to Counter Cyber Attacks. <https://www.electricitysubsector.org/-/media/Files/ESCC/Documents/CMA/Cyber-Mutual-Assistance-Program-One-Pager.pdf?la=en&hash=827569B6061E85794AC581BF383C89E5D9DCD419>

essmag, 2023. The European Network for Cyber Security (ENCS) & DSO Entity cooperate to enhance cyber security resilience for power distribution. <https://essmag.co.uk/the-european-network-for-cyber-security-encs-dso-entity-cooperate-to-enhance-cyber-security-resilience-for-power-distribution/>

ETKB, 2023. 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. 2024 – 2028 Stratejik Planı. https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/SGB/tr/Kurumsal_Politikalar/ETKB_2024-2028_Stratejik_Planı.pdf

ETKB, 2024. Enerji Denge Tabloları - Denge Tablosu 2023. <https://enerji.gov.tr/preview/tr/63d0007a-f593-458b-9610-353eb2545897>

EU DSO Entity, 2023. DSO Entity and the European Network for Cyber Security (ENCS) cooperate to enhance cyber security resilience for power distribution. <https://eudsoentity.eu/news/dso-entity-and-the-european-network-for-cyber-security-encs-cooperate-to-enhance-cyber-security-resilience-for-power-distribution-2/>

Euractiv, 2022. Germany takes big step towards integrating electric cars into grid. <https://www.euractiv.com/section/eet/news/germany-takes-big-step-towards-integrating-electric-cars-into-grid>

Eurelectric, 2019. Where does change start if the future is already decided? <https://www.apren.pt/contents/publicationsothers/where-does-change-start-if-the-future-is-already-decided-ey-eurelectric.pdf>

Eurelectric, 2024. Grids For Speed. <https://powersummit2024.eurelectric.org/grids-for-speed/>

European Commission, 2022. Digitalisation of the energy system. https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/digitalisation-energy-system_en

European Commission, 2023. Electricity market design. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/electricity-market-design_en

European Court of Auditors, 2025. Making the EU electricity grid fit for net-zero emissions. <https://www.eca.europa.eu/en/publications/RV-2025-01>

European Standards, 2021. Communication networks and systems for power utility automation Deterministic networking technologies. https://www.en-standard.eu/pd-iec-tr-61850-90-13-2021-communication-networks-and-systems-for-power-utility-automation-deterministic-networking-technologies/?gad_source=1&gad_campaignid=22489671069&gbraid=0AAAAAD6CNv_PqH4W17eWa__fIDcwJKIxV&gclid=Cj0KCQjwzOvEBhDVARIsADHfJJQa1T-6h4Osv_BXmNgnxEK4h9b50Hg7G56doUWqXrAsJocaPDc21GcaAkQDEALw_wcB

European Union, 2012. Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2012/27/oj/eng>

Figenbaum, E., 2024. An Empirical Study of the Policy Processes behind Norway's BEV-olution. <https://www.mdpi.com/2032-6653/15/2/37?>

GDPR, General Data Protection Regulation, <https://gdpr.eu/>

Gridx, 2024. Local energy optimization and DSO signal integration under §14a EnWG. <https://www.gridx.ai/blog/local-energy-optimization-and-dso-signal-integration-under-14a-enwg>

Iberdrola, t.y. STAR Project: a global benchmark in smart grids investments. <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/smart-grids/star-project>

IEA, 2021. Enhancing Cyber Resilience in Electricity Systems. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2021/04/enhancing-cyber-resilience-in-electricity-systems_38dbad0f/e00ae407-en.pdf

IEA, 2022. The Future of Heat Pumps. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps>

IEA, 2023. Smart Grids. <https://www.iea.org/energy-system/electricity/smart-grids>

IEEE, t.y. IEEE Approved & Proposed Standards Related to Smart Grid. <https://smartgrid.ieee.org/about-ieee-smart-grid/standards/ieee-approved-proposed-standards-related-to-smart-grid?start=80>

IEEE, t.y. IEEE Standards for Voltage Regulation. <https://ieeexplore.ieee.org/search/searchresult.jsp?newsearch=true&queryText=IEEE%20Standards%20for%20Voltage%20Regulation>

IEEE, 2019. Overview of Condition Monitoring Systems for Power Distribution Grids. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8864872>

IEEE, 2024. Protecting Our Power: Cybersecurity Standards for Distributed Energy Resources. <https://standards.ieee.org/beyond-standards/cybersecurity-standards-der/>

Incit-ev, 2024. INCIT-EV partners reduce grid congestion in the Netherlands. <https://www.incit-ev.eu/incit-ev-partners-reduce-grid-congestion>

IoT Analytics, 2024. Smart electricity meter market 2024: Global adoption landscape. <https://iot-analytics.com/smart-meter-adoption/>

IRENA, t.y. Smart charging for system flexibility. <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-mobility/15-Smart-charging-for-system-flexibility>

IRENA, 2019. Future Role of Distribution System Operators – Innovation Landscape Brief. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Landscape_Future_DSOs_2019.pdf?la=en&hash=EDEBEDD537DE4ED1D716F4342F2D55D890EA5B9A

IRENA, 2020. ENERGY AS A SERVICE: INNOVATION LANDSCAPE BRIEF. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Energy-as-a-Service_2020.pdf

İSKİD, 2024. İSKİD Isı Pompası Komisyonu, Isı Pompalarının Üretimi ve Ülkemizdeki Durumu. https://webdosya.csb.gov.tr/db/ozonturkiye/haberler/5_isi-pompasi-turler--ve-calisma-prens-b--20240515144057.pdf

Khaskheli, S. ve Anvari-Moghaddam, A., 2024. Energy Trading in Local Energy Markets: A Comprehensive Review of Models, Solution Strategies, and Machine Learning Approaches. <https://www.mdpi.com/2076-3417/14/24/11510>

KVKK, t.y. KİŞİSEL VERİLERİN KORUNMASI KANUNU VE UYGULAMASI. <https://kvkk.gov.tr/yayinlar/K%C4%B0%C5%9E%C4%B0SEL%20VER%C4%B0LER%C4%B0N%20KORUNMASI%20KANUNU%20VE%20UYGULAMASI.pdf>

Leginfo, 2013. Assembly Bill No. 217. http://www.leginfo.ca.gov/pub/13-14/bill/asm/ab_0201-0250/ab_217_bill_20131007_chaptered.htm

Leite, N., Lascano, C., Morais, H. ve Silva, L., 2024. Impact of the net-metering policies on solar photovoltaic investments for residential scale: A case study in Brazil. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148124008565>

Michiorri, A., Currie, R. ve Taylor, P., 2011. Dynamic Line Ratings Deployment on the Orkney Smart Grid. <https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=28e6c35d94807782169fbd8d37ded3a607be8bc6>

Microgrid Knowledge, 2022. 22 intriguing microgrid projects to watch in 2022. <https://www.microgridknowledge.com/editors-choice/article/11427497/22-intriguing-microgrid-projects-to-watch-in-2022>

National Academies, 2023. The Role of Net Metering in the Evolving Electricity System. <https://doi.org/10.17226/26704>

Neutz, M., 2013. Power Quality Voltage Stabilisation for Industrial Grids and Wind Farms with STATCOM. <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/jornadas-tecnicas-2013---presentaciones/7-michael-neutz---power-quality.pdf>

NIS2 Directive, t.y. Energy Sector. <https://nis2directive.eu/energy/>

NIST, 2015. Guide to Industrial Control Systems (ICS) Security. <https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/specialpublications/nist.sp.800-82r2.pdf>

NREL, 2020. Microgrids in Emerging Markets—Private Sector Perspectives. <https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/76841.pdf>

NumberAnalytics, 2025. Empowering Communities through Energy Cooperatives. <https://www.numberanalytics.com/blog/ultimate-guide-energy-cooperatives>

OFATE, 2018. Self-consumption in France and in Germany: definition and applications. https://energie-fr-de.eu/fr/manifestations/lecteur/salon-intersolar-europe-2018-side-event-le-pv-en-milieu-urbain-nouveaux-modeles-dintegration-aux-reseaux-795.html?file=files/ofaenr/03-salons-interventions/2018/180621_intersolar/3_Tobias_Lehberg_Ernst_Young_Alexis_Gazzo_EY_Cleantech_DFBEW_OFATE.pdf

Official Journal of the European Union, 2024. Regulation (EU) 2024/2847 of the European Parliament and of the Council of 23 October 2024 on horizontal cybersecurity requirements for products with digital elements and amending Regulations (EU) No 168/2013 and (EU) 2019/1020 and Directive (EU) 2020/1828 (Cyber Resilience Act) (Text with EEA relevance). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32024R2847>

PNAS, 2023. How policies and actor strategies affect electric vehicle diffusion and wider sustainability transitions. <https://www.pnas.org/doi/full/10.1073/pnas.2207888119?>

PROFICIENT MARKET INSIGHTS, 2024. On-load Tap Changer (OLTC) market. <https://www.proficientmarketinsights.com/market-reports/on-load-tap-changer-oltc-market-1977>

Pv-magazine, 2017. Greece applies virtual net metering. <https://www.pv-magazine.com/2017/05/12/greece-applies-virtual-net-metering>

Pv-magazine, 2025. Greece installs 400 MW of net-metered solar in 2024.
<https://www.pv-magazine.com/2025/01/31/greece-adds-400-mw-of-solar-under-net-metering-in-2024>

REE, Red Eléctrica de España, 2020. Tariff structures for electricity distribution in Spain.
<https://www.ree.es/>

Reed, G. F., Croasdaile, T. R., Paserba, J. J., Williams, R. M., Takeda, R., Jochi, S., 2002. Applications of voltage source inverter (VSI) based technology for FACTS and custom power installations. <https://ieeexplore.ieee.org/document/900087>

Ren21, 2025. GLOBAL STATUS REPORT 2025.
https://www.ren21.net/gsr-2025/global_overview/

Ren21, 2025. Global Overview 2025.
https://www.ren21.net/gsr-2025/downloads/figures/go/GO2025_Figure_9.png

RESCOOP, t.y. Integrating community power in energy islands - Best practice guide.
https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/D4.1.1_Best_Practice_Guide.pdf

Resmi Gazete, 2020. Dağıtım Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ.
<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2020/11/20201119-4.pdf>

Resmi Gazete, 2022. ELEKTRİK PİYASASI KANUNU İLE BAZI KANUNLARDA VE 375 SAYILI KANUN HÜKMÜNDE KARARNAMEDE DEĞİŞİKLİK YAPILMASINA DAİR KANUN.
<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2022/12/20221228-12.htm>

Resmi Gazete, 2022. ŞARJ HİZMETİ YÖNETMELİĞİ.
<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2022/04/20220402-2.htm>

Resmi Gazete, 2024. ELEKTRİK PİYASASINDA TOPLAYICILIK FAALİYETİ YÖNETMELİĞİ.
<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2024/12/20241217-27.htm>

Schwalbe, R., Abart, A., Einfalt, A., Radauer, M., Heidl, M., Brunner, H., 2015. DG-DEMONET SMART LV GRID – ROBUST CONTROL ARCHITECTURE TO INCREASE DG HOSTING CAPACITY. https://cired.at/fileadmin/user_upload/CIRED2015_1014_final.pdf

SHURA, 2021. Yenilenebilir Dağıtık Enerji Üretiminin Şebeke ve Piyasa Entegrasyonu.
<https://shura.org.tr/yenilenebilir-dagitik-enerji-uretiminin-sebeke-ve-piyasa-entegrasyonu/>

SHURA, 2023. Net Sıfır 2053: Enerji Sektörü için Politikalar.
<https://shura.org.tr/net-sifir-2053-enerji-sektoru-icin-politikalar/>

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

SHURA, 2023. Türkiye’de Konut ve Sanayi Sektörünün Elektrifikasyonu.
<https://shura.org.tr/turkiyede-konut-ve-sanayi-sektorunun-elektrifikasyonu-raporu/>

SHURA, 2025. Türkiye Enerji Dönüşümü Görünümü 2024.
<https://shura.org.tr/turkiye-enerji-donusumu-gorunumu-2024/>

SmartEN, 2022. Local Flexibility Markets.
<https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/07/Spotlight-Local-Flexibility-Markets.pdf>

Tavakoli Bina, M., Eskandari, M. D., Panahlou, M., 2005. Design and installation of a ± 250 kVAr D-STATCOM for a distribution substation.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779604002056>

TEİAŞ, 2025. Aylık Elektrik Üretim Tüketim Raporları. <https://www.teias.gov.tr/aylik-elektrik-uretim-tuketim-raporlari>

TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi, 2025. Türkiye Elektrik İstatistikleri. https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf

TÜİK, 2021. Bina ve Konut Nitelikleri Araştırması, 2021. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Survey-on-Building-and-Dwelling-Characteristics-2021-45870>

TÜİK, 2025. Motorlu Kara Taşıtları, Aralık 2024. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Motorlu-Kara-Tasitlari-Aralik-2024-53463>

TÜİK, 2025. Motorlu Kara Taşıtları, Haziran 2025. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Road-Motor-Vehicles-June-2025-54042>

Verified Market Reports, 2025. On-load Tap Changer (OLTC) Market. <https://www.verifiedmarketreports.com/product/on-load-tap-changer-oltc-market/>

World Bank, 2022. Strengthening the Cybersecurity of ELECTRICITY GRIDS. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099615010242261655/pdf/P17037408f256f031091380ad6d77b64e8c.pdf>

World Economic Forum, 2022. What are microgrids – and how can they help with power cuts?. <https://www.weforum.org/stories/2022/05/what-are-microgrids-renewable-power/>

Ekler

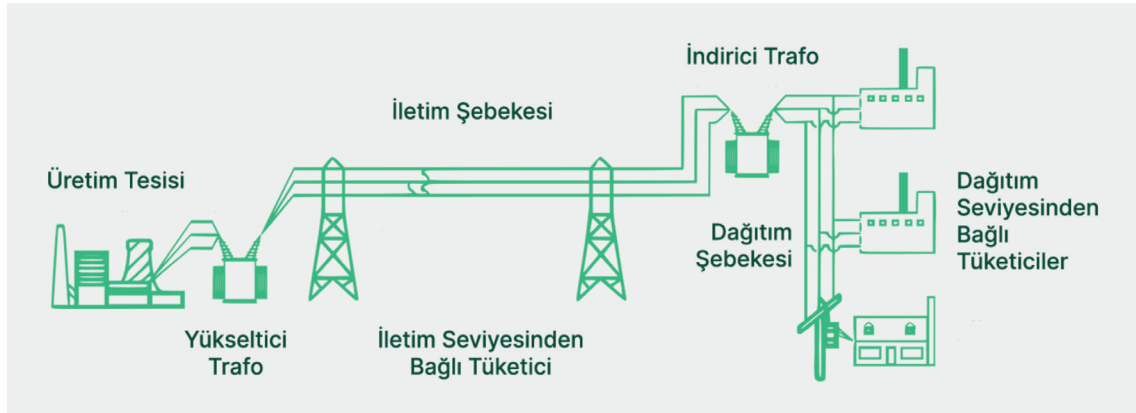
EK-A: Dağıtım Sisteminin Temel Teknik Değerlendirmesi

A.1 Şebeke Altyapısına Genel Bakış

Türkiye elektrik sisteminde dağıtım şebekesi, 36 kilovolt (kV) ve altındaki gerilim seviyesini kapsayan şebeke olarak nitelendirilmektedir. İlgili mevzuat tanımına bakıldığında dağıtım sistemi, bir dağıtım şirketinin, lisansında belirlenmiş dağıtım bölgesinde işlettiği elektrik dağıtım tesisleri ve şebekesidir. Buradaki elektrik dağıtım tesis ve şebekeleri, lisansla belirlenen alanlarda ve gerilim seviyelerine göre tanımlanmaktadır. Bu açıdan dağıtım şebeke altyapısı olarak kastedilen, Elektrik Dağıtım A.Ş.'ler (EDAŞ) tarafından işletilen sistem olarak nitelendirilebilir. Dağıtım şebekesi genel tasarım ve işletme koşulları Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) Malzeme Şartnameleri'nde⁷³ belirlenmekte olup ilgili şartnameler uluslararası standart ve kılavuzlara uyumludur.

Mevzuatta dört farklı gerilim seviyesi tanımlanmış olsa dahi 6,3 kV, 10kV ve 15,8kV gerilim sistemleri, önceki dönemlerde sınırlı bölgelerde kullanılmıştır ve çoğu bölgede 33kV seviyesine dönüştürülerek kullanılmaktadır. Dağıtım şebekesi öteden beri gelen tesis ve işletme pratiğine göre kaynak olarak Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) transformatör merkezlerinden (TM) aldığı enerjiyi, kendi dağıtım sisteminde ve uç noktalara doğru giden bir yapıda ulaştırmak üzere (yani elektriğin dağıtım şekline) yapılanmıştır (Şekil 17).

Şekil 17. Üretim-iletim-dağıtım sınırları temsili⁷⁴



Kaynak: Ren21 (2025)

Bu durumda, ana enerji kaynağı ve kontrol unsuru TEİAŞ TM'dir. Dağıtım şebekesi burada edilgen olarak enerji almaktadır ve frekans ile gerilim gibi şebekenin iki önemli işletmesel parametresi tamamen ya da çoğunlukla iletim sistemi (TEİAŞ) tarafından yönetilmektedir. Dağıtım üretimin az olduğu durumlarda, bu yapı planlama ve işletme açısından sade ve görece kolaydır. Gerilim regülasyonu ve hat/trafo yüklenmeleri kaynaktan itibaren yüke doğru mesafe ve yük miktarına göre monoton azalan bir şekilde profil gösterir. Kaynaktan yapılacak gerilim kontrolü makul mesafe ve yüklenmelere kadar orta gerilim (OG) şebekedeki gerilim regülasyonunu da sağlar.

⁷³ <https://www.tedas.gov.tr/A/1/sartnameler/RoutePage/63c658e3d27de36b22f9cef6>

⁷⁴ <https://www.erdem-erdem.av.tr/bilgi-bankasi/elektrik-dagitim-sektor-raporu>

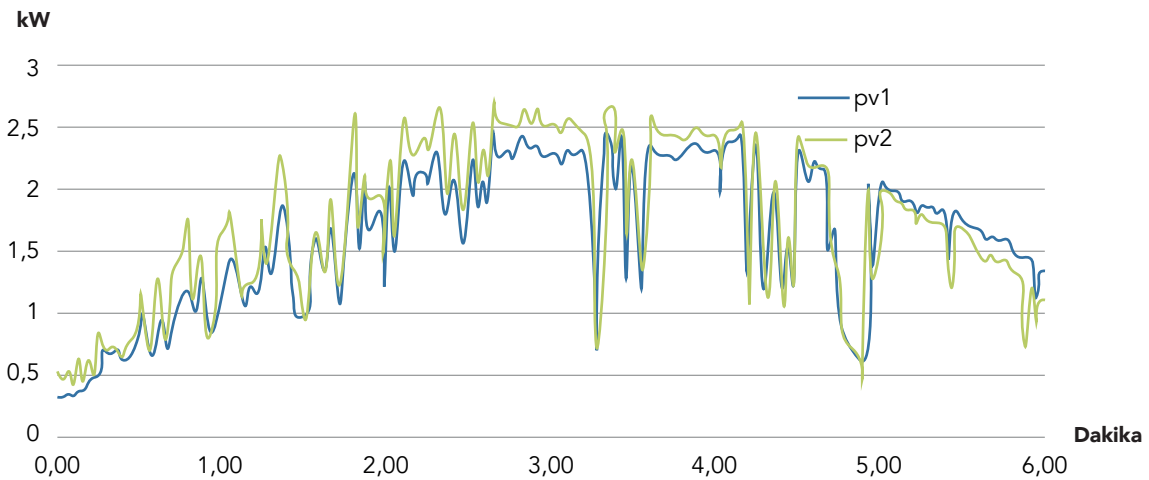
Dağıtım sistemimizde temel olarak kullanılan hat iletkenleri ve trafo kapasiteleri ilgili TEDAŞ şartnamelerinde belirtilmiş olup belirlenen bu özellikler uluslararası standartlara uygun olarak referanslanmıştır. İletkenlerde ağırlıklı olarak tüm dünyada kullanılan çelik özlü alüminyum iletkenler kullanılmakta olup, dağıtım trafoları Avrupa Komisyonu'nun tanımladığı A sınıfı verimliliğe⁷⁵ sahip olarak imal edilmektedir.

A.2 Gerilim Düzenleme ve Reaktif Güç Yönetimi İçin Kullanılan Araçlar

Dağıtım şebekesinde gerilim ve reaktif güç regülasyonu için kullanılan farklı enstrümanlar bulunmaktadır. Bir dağıtım bölgesinde TEİAŞ TM'den itibaren uç noktalara doğru yüklenme tipine ve iletken kesitine göre belirli oranlarda gerilim düşümü olmaktadır. Dağıtım sistem işletmecisi hem operasyonel yöntemler hem de altyapı yatırımları ile şebekesinde gerilimi istenen aralıklarda tutmaktadır. Mevcut durumda bir dağıtım besleme bölgesinde gerilim regülasyonu temel olarak o bölgeyi besleyen kaynak TEİAŞ TM'den yapılmaktadır. Ancak dağıtım şebekesinin besleme alanı büyüdükçe ya da yük yoğunluğu arttıkça gerilim düşümü de çok artacağı için sadece tek bir noktadan kaynak besleme merkezinden gerilim regülasyonu yapmak oldukça zorlaşmaktadır. Böyle bir durumda uç noktadaki gerilimi normal aralığa çekebilmek için kaynak tarafındaki gerilim değişimi izin verilen $\pm 10\%$ aralığı yeterli olmamaktadır. Bu gibi durumlarda dağıtım şebekesinde gerilimi dengeli bir şekilde yönetebilmek için hem kaynak TEİAŞ TM tarafında operasyonel yöntemlerle gerilim regülasyonu yapılmakta, hem de dağıtım şebekesinin belirli kısımlarına ve büyüklüklerde reaktif güç kompanzasyon sistemleri kurulmaktadır.

Kompanzasyon sistemlerinin nerelere koyulacağı ve hangi kademede çalıştırılacağı sorusunun cevabı düzenli yük akış analizleri ile çözülebilir. Ancak elektrikli araç şarj istasyonları, çatı üstü güneş enerjisi santralleri (GES), orta ölçekli arazi tipi GES'ler ve dağıtıma bağlı rüzgar enerjisi santralleri (RES) gibi dağıtık üretim kaynaklarının artmasıyla, bu tesislerin üretim profiline ve bağlı olduğu konuma göre öngörülmesi zor ve daha karmaşık gerilim regülasyon yönetim ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. Hem dağıtık üretimin saatlik profildeki değişimi, hem de ani değişimler Şekil 18'de gösterilen profile benzer olabilir ve bu değişimler şebekedeki gerilimi de etkileyebilir.

Şekil 18. Tipik bir GES günlük üretim değişimi grafiği⁷⁶



⁷⁵ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AAOJ.L_2014.152.01.0001.01.ENG

⁷⁶ <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/6/2075>

Sıklıkla değişen üretim ve tüketim profiline bağlı olarak sistem geriliminde meydana gelen dalgalanmaların yönetilebilmesi için, bu değişimlere yeterli süre ve kapasitede yanıt verebilecek gerilim/reaktif güç regülasyon sistemlerinin kurulmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Bununla birlikte, söz konusu regülasyon sistemlerinin artık şebeke genelinde tek tip ve sabit bir yerleşimle değil, kapasite ve yetkinliklerine ek olarak gerilim değişimlerinin büyüklüğü ve sıklığı dikkate alınarak, farklı konumlara özgün şekilde yerleştirilmesi gerekmektedir.

Bu açıdan bakıldığında, dağıtım şebekesi giderek küçük ölçekli bir iletim sistemine yakınsamaktadır. Gerilim yönetimi artık yalnızca tek noktadan ve tek yönlü olarak değil; çok noktalı ve çoklu müdahalelerle sağlanacaktır. Dağıtık enerji kaynaklarının giderek arttığı bu yeni şebeke yapısında, gerilim ve reaktif güç regülasyonu yapılırken; gereksiz yatırımlardan kaçınmak, ilave şebeke kayıplarını önlemek ve mevcut kaynakları en verimli şekilde kullanmak amacıyla dağıtık enerji kaynaklarının da operasyonel sürece entegre edilmesi ve optimum işletme koşullarına uygun ayar (set) değerlerinin belirlenmesi önerilmektedir. Bu işletme yaklaşımının etkin bir şekilde uygulanabilmesi için, şebekedeki gömülü enerji kaynaklarının ve tüketici davranışlarının doğru analiz edilmesi ile sağlıklı üretim-tüketim tahminlerinin yapılması gerekmektedir. Bu doğrultuda uygulanacak optimizasyon yöntemleri sayesinde, şebekenin hangi noktasından, ne zaman ve ne miktarda reaktif güç desteği sağlanacağı ve buna karşılık gelen gerilim değerleri önceden hesaplanabilecektir. Böylece, şebeke genelinde gerilim profili istenen sınırlar içerisinde tutulabilecektir.

Küçük hacimli mesken kullanıcılarının bağlı olduğu alçak gerilim (AG) şebekesi, genellikle 33 kV/AG seviyesindeki dağıtım trafoları tarafından beslenmektedir. Bu şebeke yapısında etkin bir gerilim regülasyon mekanizması bulunmamaktadır. Yalnızca, AG şebekesini besleyen dağıtım trafosunda kademe değiştirici bir şalter yer almakta olup, bu şalter üzerinden işlem yapılabilmesi için trafonun devre dışı bırakılması, yani şebekede kesinti yapılması gerekmektedir. Bu nedenle, AG seviyesindeki gerilim ayarlamaları genellikle mevsimsel dönemlerde, sınırlı sayıda ve planlı olarak gerçekleştirilmektedir.

AG şebekede gömülü enerji kaynaklarının (örneğin çatı tipi güneş enerji sistemleri) düşük seviyelerde kaldığı durumlarda bu yaklaşım bir dereceye kadar yeterli olabilmektedir. Ancak çatı tipi GES uygulamalarının ve elektrikli araç şarj istasyonlarının yaygınlaşmasıyla birlikte, AG seviyesinde günlük ve saatlik gerilim regülasyonu ihtiyacı artmakta; bu durum ise trafo üzerinden manuel kademe değişimiyle karşılanamayacak hale gelmektedir. Çünkü bu yöntem hem operasyonel olarak sınırlıdır hem de kesinti gerektirdiğinden uygulanabilirliği düşüktür.

Bu bağlamda, farklı ülkelerde uygulanan "yük altında kademe değiştiricili (OLTC – On-Load Tap Changer)" dağıtım trafosu kullanımı, AG şebekede gerilim/reaktif güç regülasyonu için potansiyel bir çözüm olarak öne çıkmaktadır. Ayrıca, gömülü üretim kaynaklarının (örneğin GES) ve araç şarj istasyonlarının da kendi teknik kapasiteleri oranında gerilim/reaktif güç desteğine katkı sağlaması, bu sistemlerin optimum işletme stratejilerine entegre edilmesiyle birlikte, AG seviyesinde sağlıklı bir gerilim profili oluşturulmasına önemli ölçüde katkı sağlayabilir.

A.3 Koruma Koordinasyonu ve Arıza Yönetimi

Dağıtık enerji kaynaklarının artışıyla birlikte, kamu hizmeti sunan Dağıtım Sistemi Operatörleri'nin (DSO) (EDAŞ) dağıtım sistemi planlama ve işletme süreçlerini modernize etmeleri zorunlu hale gelmiştir. Geleneksel olarak radyal yapıda olan bu dağıtım sistemleri, tek yönlü güç akışına, koruma koordinasyonuna ve arıza yönetimine dayanmaktadır. Ancak, dağıtık üretimin yaygınlaşmasıyla birlikte güç akışları çift yönlü hale gelmiş olup, bu durum dağıtım şebekelerinde gelişmiş koruma ve kontrol uygulamalarının gerekliliğini ortaya koymaktadır.

A.3.1 Dağıtım Şebekesi Koruma Sistemlerinin Mevcut Durumu

Dağıtım sistemi geleneksel yapısını oluşturan temel unsurlar:

- **Tam Donanımlı Fider:** Ayırıcı, kesici, akım transformatörü, gerilim transformatörü, koruma röleleri ile teçhiz edilmiş fiderlerdir.
- **Dağıtım Merkezi (DM):** Dağıtım sistemlerindeki giriş ve çıkış fiderleri, tam donanımlı olan orta gerilim (OG) merkezleridir.
- **İndirici Merkez (İM):** Dağıtım sistemlerindeki giriş ve çıkış fiderleri tam donanımlı olan, indirici transformatöre haiz ve birden fazla orta gerilim seviyesi içeren merkezlerdir.
- **Transformatör Postaları (TRP):** Dağıtım sistemlerindeki giriş ve çıkış fiderleri ayırıcı/yük ayırıcı olarak donatılmış ve OG/AG transformatöre haiz OG merkezleridir.
- **Kesici Ölçü Kabini (KÖK):** Dağıtım sistemlerindeki giriş fideri ayırıcı ile çıkış fiderleri ise tam donanımlı olan OG merkezleridir.
- **Fider:** TM/DM/İM/TRP/KÖK merkezlerinden müşteri ve müşteri gruplarına enerji taşıyan havai hat ve kablo çıkışlarıdır.
- **Recloser:** Dağıtım sistemindeki faz-toprak arızalarında, tekrar kapama kabiliyetleri yüksek olan kesicilerdir.
- **Sectionalizer:** Yük altında, diğer bir anlatımla enerjili, kapama kabiliyeti olan ayırıcılardır.
- **Senkronizasyon Cihazı:** Farklı üretim kaynaklarının belirli gerilim, frekans ve açı farkı limitleri içerisinde ringe girmesini kontrol eden cihazlardır.
- **Röle Koordinasyonu:** Kaynaktan itibaren en uçtaki tüketiciye doğru, peş peşe dizilen fiderlerden oluşan bir sistemde, aynı arızayı gören algılayan rölelerden, kaynaktan daha uzak olanın daha önce; daha yakın olanın daha sonra seçici şekilde çalışmasını sağlayan ayar işlemidir.

TEİAŞ sorumluluğundaki transformatör merkezlerindeki (TM) fiderlerin koruma röleleri ile dağıtım sistemi operatörlerinin (DSO) sorumluluğundaki dağıtım merkezleri (DM), işletme merkezleri (İM) ve kök merkezlerindeki (KÖK) tam donanımlı fider koruma röleleri arasında, röle koordinasyonunun sağlanmasına yönelik mühendislik çalışmaları, EPDK tarafından yayımlanan “*Elektrik Şebeke Yönetmeliği*” hükümleri doğrultusunda yürütülür. Dağıtım şebekesinde gerçekleştirilen başarılı Ortalama Kesinti Süresi (OKSÜRE) ve Ortalama Kesinti Sıklığı (OKSIK) değerlerini olumlu yönde etkiler.

Dağıtım şirketleri (EDAŞ) dağıtım sisteminin orta gerilim şebekesinde meydana gelen arızalar için, şebeke yönetmeliğinin ilgili maddesinde belirlenen prensipler doğrultusunda röle koordinasyon çalışmasını yürütür. Dağıtım şirketi yapmış olduğu röle koordinasyon çalışmasını TEİAŞ ile paylaşır, TEİAŞ mutabakatını da aldıktan sonra, koruma rölelerinde röle ayarlama ve fonksiyon testlerini gerçekleştirir. Dağıtım şirketinin TEİAŞ mutabakatı ile gerçekleştirdiği röle koordinasyon çalışması sonrası, dağıtım sisteminde oluşan arızalarda, arızaya en yakın koruma noktasından röle tek taraflı açılarak arıza giderilir. Böylece, arıza noktasını besleyen TEİAŞ kaynaklı açma gerçekleştirilip, TEİAŞ tarafından gelen arıza kaynağı kesilmiş olur. Arıza nedeniyle açan fidere irtibatlı abonelerde, arıza giderilene kadar veya alternatif besleme gerçekleştirilene kadar kesinti olur.

Arıza giderildikten sonra, TEİAŞ kaynağı tarafındaki fider, dağıtım sistemi kullanıcılarının bağlantısı yapılmadan, boş ve gerilimsiz bir şekilde kilitli olur. Bu kilit sistemi nedeniyle, dağıtık üretim kaynakları TEİAŞ tarafından enerji verildikten sonra üretim kaynakları senkronizasyon koşullarını sağlayarak dağıtım sistemine entegre olurlar ve üretimlerini şebekeye verebilirler. Kablo şebekesinin, dağıtık üretim kaynakları ve yoğun motor güçlerinin yer almadığı havai hat fiderlerinde tekrar kapama yapılarak geçici arızalarda enerji kesintisinin asgari seviyeye indirilmesi mümkündür.

A.3.2 Aktif Dağıtım Sistemi Planlaması

Dağıtım sistemindeki manevra ve arıza durumlarında, üretim kaynaklarının sistemde kalması ve üretimlerinin kesintisiz devam etmesi ile arz sürekliliğinin sağlanabilmesi için dağıtım ve iletim sistemi altyapılarında ve operasyonel uygulamalarda bazı değişikliklerin yapılması gerekmektedir. Bunlar:

- Dağıtım şebekesindeki DM ve İM'lerde olduğu gibi KÖK'lerdeki tüm fiderlerin de tam donanımlı fider haline getirilmesi,
- Tam donanımlı fiderlerdeki koruma rölelerinde arıza akımı ve toprak korumaları yön özelliklerinin aktif hale getirilmesi, ve yön özelliği olmayan koruma rölelerinin yönlü korumalar ile değiştirilmesi,
- Dağıtım şebekesinde yer alan İM, DM ve KÖK'lerdeki OG baraları ile tam donanımlı fiderlere gerilim transformatörü montajının yapılması,
- TEİAŞ trafo merkezlerindeki orta gerilim baralarında ve hat fiderlerinde eksik gerilim transformatörleri varsa bunlara gerilim transformatörünün eklenmesi,
- TEİAŞ trafo merkezlerinin orta gerilim hat fiderlerinde yer alan kapama önceliği özelliğinin iptali,
- Dağıtım sistemlerindeki İM, DM ve KÖK'lerin fiderlerindeki koruma rölelerinde senkrocheck özelliği aktif hale getirilmesi,
- TEİAŞ TM'lerinin OG fiderlerindeki koruma rölelerinde senkrocheck özelliğinin aktif hale getirilmesi,
- Manevra ve arıza durumlarında üretim kaynakları devre dışı kalmayacak şekilde, koruma prensiplerinin belirlenerek, EPDK tarafından yayınlanan "Elektrik Şebeke Yönetmeliği" kapsamında revizyonların yapılması,
- Dağıtım sisteminde yer alan üretim kaynaklarının orta gerilim şebekesi tarafındaki nötr direnç değerleri, röle koordinasyonu yapılmasına imkân verecek şekilde mühendislik değerlendirilmesi ile belirlenmesi ve çalışma sonucuna göre gerekli değişikliklerin yapılması,

- Aktif dağıtım sistemi uygulamasını kolaylaştırmak için, FLISR (Arıza Yeri Tespiti, İzolasyon ve Hizmet Restorasyonu) ve Volt/VAR kontrolü gibi modüllerin sınırlı kullanımı, AR-GE çalışmaları sürdürülen GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), vs. akıllı koruma sistemleri gelişmelerinin takip edilerek yenilikçi uygulamaların hayata geçirilmesi,
- Ayrıca SCADA sistemine, DERMS (Distributed Energy Resource Management System), ADMS (Advance Distribution Management System) benzeri yük tevzi operatörlerinin kapasitesini ve işletme verimliliğini artıran yenilikçi dağıtım şebekesi yönetim sistemlerinin⁷⁷ entegrasyonunun gerçekleştirilmesi.

A.4 Güç Kalitesi Yönetimi

Elektrik şebekelerinde güç kalitesi kavramı, akım ve gerilim (voltaj) dalga formunun istenilen ideal sinüs formundan sapmasının nicel olarak belirlenmesini tanımlar. Şebekede güç kalitesini bozucu etkilere bazen kaynak tarafından bazen de yük tarafından parametrelere bağlı olarak ortaya çıkabilmektedir. Dağıtım sistemini ilgilendiren güç kalitesi kavramı EPDK'nın ilgili hizmet kalitesi⁷⁸ yönetmeliğinde tanımlanmaktadır. Burada belirlenen kalite unsurları aşağıdaki gibi tanımlanmakta olup, ilgili uluslararası standartlara⁷⁹ göre belirlenmiştir. Uluslararası EN 50160 standardı güç kalitesi parametreleri sırasıyla:

- Yüksek/düşük gerilim (under/over voltage)
- Kırpışma (flicker)
- Tepe (swell)
- Çukur (sag)
- Dengesizlik (unbalance)
- Frekans sapması (frequency deviation)
- Harmonik (harmonics)
- Geçici rejimler (transient)
- Kesinti (interruption)

olarak tanımlanmaktadır. İlgili Avrupa Standardı (EN) 50160 standardına göre şebeke işletmecisinin kullanıcı ortak bağlantı noktasında sunduğu hizmetin kalite performansı, bu unsurlarla ölçülüp hesaplanabilmektedir. Hizmet Kalitesi Yönetmeliği'nde hem şebeke hem de kullanıcı kaynaklı hizmet kalitesi bozulmalarında ilgili dağıtım şirketi ve kullanıcıya sorumluluklar yüklemiştir.

Şebeke kaynaklı güç kalitesi problemleri aşağıdaki gibi özetlenebilir:

Harmonik akım ve gerilim: Çevirgeç tabanlı üretim tesislerinde (inverter-based resources), anahtarlama işlemlerinden kaynaklanan harmonik bozulmalar önlem alınmadığı takdirde komşu baralarda da etkili olmakta ve ilgili standartlarda belirlenen limitler aşılabilmektedir.

Gerilim tepe/çukur olayı: Şebekede meydana gelen bir arıza veya büyük ölçekli üretim/tüketim biriminin devre dışı kalması durumunda, gerilim değerlerinde kısa süreli yükselmeler veya düşüşler gözlemlenebilir. İlgili teçhizatın teknik tasarım kriterleri bu tür geçici gerilim değişimlerine dayanacak şekilde belirlenmiş olsa da, bu tür olayların sık tekrar etmesi malzemenin yaşlanmasına ve teknik ömrünün kısılmasına yol açmaktadır.

⁷⁷ Değişken üretimin yük tevzi operatörleri tarafından gerçek zamanlı izlenmesi, kontrolü, otomasyonu ve yönetilebilmesi için bu tür gelişmiş araçlara ihtiyaç duyulmaktadır.

⁷⁸ Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği

⁷⁹ EN 50160 standardı

Düşük/yüksek gerilim: Şebeke geriliminin, belirlenen referans değerlerinin $\pm\%10$ dışında kalması durumudur.

Kesinti: Şebekede arıza ya da işletmesel sebeplerle kaynak geriliminin 3 saniyeden daha uzun bir zaman $\%90$ değerinin altına düşmesidir.

Dengesizlik: Üç fazlı şebeke geriliminde, fazlar arasındaki açının eşit ve 120 derece olmaması ya da faz gerilimlerinin eşit büyüklükte olmaması durumunda negatif bileşen ortaya çıkar. Negatif bileşen, temel bileşene olan oranı ile ölçülmektedir.

Kırpışma (flikler): Şebeke geriliminin düşük frekanslı ve dengeli şekilde dalgalanmasıyla ortaya çıkmaktadır. Genelde büyük, güçlü darbeleri yük çeken ark-fırınları kullanıcılardan kaynaklanmaktadır.

Geçici rejim aşırı gerilimi: kısa süreli ve geçici karakterde ortaya çıkan aşırı gerilimlerdir. Genellikle yüklerin kontrolsüz anahtarlanması veya arıza sırasında açmalar gibi durumlarda meydana gelmektedir.

Dağıtım şebekesindeki güç kalitesi problemlerinin limitler dahilinde kalması için dağıtım sistem işletmecisi çeşitli önlemler almakla yükümlüdür. Bu konuda farklı çözümler bulunmakta olup, bazılarında işletmesel yaklaşımlar, bazı problemlerde ise ilave teçhizat kullanılmaktadır.

Düşük/yüksek gerilim durumu işletme imkanlarıyla ve gerilim regülasyonu yoluyla çözülebilmektedir. Ancak, belirli bölgelerde yüklenmeye bağlı olarak ortaya çıkan ve kronikleşen gerilim düşümü problemi çoğu zaman altyapı yatırımı gerektirmektedir. İklim koşullarına bağlı fırtına, yıldırım düşmesi, ağaç devrilmesi gibi durumlarda dağıtım şebekesinde meydana gelen arızalarda, geçici rejim aşırı gerilimlere sebep olabilmektedir. Şebekede gerçek zamanlı işletmede yapılan anahtarlamaların büyüklüğüne bağlı geçici rejim durumları ortaya çıkabilir ve bunlar güçlü kapasitör, reaktör ve trafoların anahtarlanması gibi özel yöntemler ya da teçhizatlar gerektirebilir.

EK-B: Şebeke ve Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemleri

Dağıtım sektöründe, enerji sistemlerinin artan karmaşıklığı ve modernizasyon ihtiyacına yönelik olarak dijitalleşme ve otomasyon süreçleri hızlanmıştır. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), DMS (Distribution Management System) ve OMS (Outage Management System) gibi sistemler, şebekelerin daha etkin izlenmesi, yönetilmesi ve kontrol edilmesini mümkün kılarak, modern elektrik şebekelerinin temel bileşenleri haline gelmiştir. Türkiye'deki elektrik dağıtım şirketleri, regülasyonların getirdiği zorunluluklar ve müşteri memnuniyetini artırma hedefleri doğrultusunda bu sistemler giderek daha fazla entegre edilmektedir.

Türkiye'de elektrik dağıtım sektörü, 21 bölgeye ayrılmış olup her bir bölge, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) düzenlemeleri çerçevesinde faaliyet gösteren bir dağıtım şirketi tarafından yönetilmektedir. Regülasyonlar, tüm dağıtım şirketlerinin SCADA ve Tedarik Sürekliliği Kayıt Sistemlerini (TSKS) kurmalarını zorunlu kılmaktadır. Bu gereklilikler doğrultusunda, özellikle orta gerilim (OG) seviyesinde yüksek bir olgunluk düzeyine ulaşılmıştır. Ancak SCADA, DMS ve OMS sistemlerinin ileri düzey işlevselliklerle kullanımı, veri kalitesi, sistem entegrasyonu ve altyapı modernizasyonu gibi teknik gereksinimlere bağlıdır.

Enerji dönüşümü hedefleri doğrultusunda Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının ve dağıtık enerji kaynaklarının şebeke entegrasyonu hızlanmaktadır. Bu durum, elektrik dağıtım şebekelerinin işleyişine yeni gereklilikler ve sorumluluklar getirmektedir. Dağıtık üretim tesislerinin izlenmesi ve yönetimi, SCADA/DMS sistemlerinin sadece mevcut işlevlerini geliştirmeyi değil, aynı zamanda yeni teknolojilerle entegre edilmesini de gerektirmektedir. Mevcut durumda Türkiye'de, SCADA sistemleri genellikle dağıtık üretim tesislerinin yalnızca şebekeyle bağlantı noktalarını izlemekte, tesis içi bileşenler (örneğin invertörler) üzerinde bir kontrol veya izlemeyi mümkün kılmamaktadır. Ayrıca, reaktif destek ve gerilim optimizasyonu gibi daha ileri düzey işlevler için SCADA sistemlerinde yenilikçi düzenlemelere ihtiyaç duyulmaktadır.

DMS sistemleri, dağıtım şebekesi operasyonlarının optimizasyonunda ve yenilenebilir enerji kaynaklarının etkili entegrasyonunda kritik bir rol oynamaktadır. Ancak Türkiye'deki dağıtım şirketlerinin yaklaşık %50'sinde kurulu olan DMS sistemleri, veri kalitesi eksiklikleri ve altyapısal sınırlamalar nedeniyle tüm işlevselliklerini aktif olarak yerine getirememektedir. Özellikle FLISR (Arıza Yeri Tespiti, İzolasyon ve Hizmet Restorasyonu) ve Volt/VAR kontrolü gibi modüllerin sınırlı kullanımı vardır. Bunun yanında, SCADA ve DMS sistemlerinin entegrasyonu ile dağıtık üretimlerin daha etkin yönetimi ile ilgili iyileştirmeler gerekmektedir.

B1. SCADA Sistemlerinin Kullanımı ve Durumu

Türkiye'deki tüm elektrik dağıtım şirketleri (EDAŞ), Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) düzenlemeleri doğrultusunda OG seviyesinde SCADA sistemlerini kurmuş ve aktif olarak kullanmaktadır. Bu sistemler, OG seviyesinde şebekelerin izlenmesi, veri toplama, uzaktan kontrol ve telekontrol gibi işlevleri sağlamaktadır. Özellikle şebeke operasyonlarının merkezi bir şekilde yönetilmesi ve anlık karar alma süreçlerinin desteklenmesinde önemli altyapılar oluşturulmuştur.

OG Seviyesinde Kullanım: SCADA sistemleri, OG seviyesindeki şebekenin omurgasını oluşturan giriş ve çıkış fiderlerini, ana dağıtım merkezlerini (DM) ve diğer kritik bileşenleri izlemektedir. Bu izleme, şebekede meydana gelen olaylara hızlı müdahale edilmesini sağlamak ve enerji tedarik sürekliliğini artırmaktadır. Ancak bu sistemler, OG seviyesinde dağıtık üretim tesislerini kapsayan doğrudan kontrol mekanizmalarından yoksundur. Dağıtık üretim tesisleri genellikle SCADA sistemlerinin yalnızca bağlantı noktaları üzerinden izlenebilmektedir.

Telekontrol ve Kesiciler: SCADA sistemleri üzerinden gerçekleştirilen telekontrol, özellikle OG şebekesinde kritik bir rol oynamaktadır. Şirketler, ana omurga fiderlerinde yer alan kesicileri uzaktan kontrol edebilmekte ve sistemin güvenilirliğini artırmaktadır. Bununla birlikte, dağıtık üretim tesislerinin bağlantı noktalarındaki kesiciler, yalnızca acil durumlarda kontrol edilebilmektedir. Bu sınırlama, mevzuatla belirlenen çerçeve dahilindedir. Şu anda, dağıtık üretim tesislerinin kontrol cihazlarına doğrudan müdahale eden bir otomasyon altyapısı mevcut değildir.

OG ve AG Seviyeleri Arasındaki Farklılıklar: OG seviyesinde SCADA'nın kullanımı yüksek bir olgunluk seviyesine ulaşmışken, AG seviyesinde aynı düzeyde bir altyapı ve otomasyon bulunmamaktadır. AG seviyesindeki telekontrol ve izleme, genellikle ölçüm tabanlı olup daha sınırlı işlevsellikler sağlamaktadır.

RTU Kullanımı: Bazı dağıtım bölgelerinde RTU (Remote Terminal Unit) cihazlarının entegrasyonu yaygınlaşmaya başlamıştır. RTU cihazları, sahadan anlık veri toplama kapasitesini artırmakta ve SCADA sistemlerini desteklemektedir.

Dağıtık Üretim İzleme ve SCADA Entegrasyonu

Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla artması ve dağıtık üretim tesislerinin şebeke üzerindeki etkisinin büyümesi, SCADA sistemlerinin entegrasyon ve işlevsellik düzeylerinin geliştirilmesini gerektirmektedir.

Bağlantı Noktası İzleme: SCADA sistemleri, dağıtık üretim tesislerinin kendisini değil, genellikle bu tesislerin şebeke ile bağlantı noktalarını izlemektedir. Bu yaklaşım, dağıtık üretim tesislerinin şebekeye sağladığı katkının tam anlamıyla değerlendirilmesini ve yönetilmesini zorlaştırmaktadır. Örneğin, güneş enerjisi santrallerinde (GES) invertör seviyesinde bir izleme yapılmamakta, yalnızca bağlantı noktasındaki parametreler takip edilmektedir. Bu durum, sistemin verimliliğini artıracak daha ileri düzey kontrol ve optimizasyon çözümlerinin uygulanmasını sınırlandırmaktadır.

OSOS ve SCADA İzleme: Türkiye’de tüm DSO’lar dağıtık üretim tesislerini izlemek için OSOS (Otomatik Sayaç Okuma Sistemi) kurulumlarını gerçekleştirmiştir. OSOS, tüketim ve üretim verilerinin merkezi bir şekilde toplanmasını sağlamakla birlikte, bu sistemler ile SCADA arasında doğrudan bir entegrasyon bulunmamaktadır. Bu entegrasyon eksikliği, dağıtık üretimlerin şebekeye etkisinin daha kapsamlı bir şekilde değerlendirilmesini engellemektedir.

SCADA ve DMS Sistemleri Arasındaki Entegrasyon Eksiklikleri: Bazı DSO’lar dağıtık üretim tesislerini izlemek için bağımsız SCADA uygulamaları kullanılmaktadır. Bu durum, SCADA ile DMS sistemlerinin birlikte çalışmasını zorlaştırmakta ve dağıtık üretimlerin şebeke üzerindeki etkisinin daha etkin bir şekilde yönetilmesini sınırlamaktadır. Bu konuda standardın oluşturulması gereklidir.

Yenilikçi Uygulamalar

Bazı DSO’lar, SCADA sistemlerini geliştirmek ve dağıtık enerji kaynaklarından gerilim ve reaktif destek sağlamak için AR-GE ve inovasyon projeleri yürütmektedir. Bu projeler genellikle pilot düzeyde olup henüz yaygın uygulamalara dönüşmemiştir.

Gerilim ve Reaktif Destek Sağlanması: SCADA sistemlerinin yenilenmesi ve geliştirilmesi, dağıtık üretim tesislerinin şebeke hizmetlerine daha aktif bir şekilde katılımını mümkün kılabilir. Örneğin, güneş ve rüzgar enerjisi santralleri gibi tesislerin reaktif güç desteği sağlayarak şebeke kararlılığına katkıda bulunması için SCADA altyapıları iyileştirilebilir.

Yeni Gelişmeler: Dağıtık üretimlerin aktif yönetimi ile SCADA sistemlerinin şebeke optimizasyonundaki rolünün artırılması, mevzuat altyapısının genişletilmesini ve yeni teknolojilerin entegrasyonunu zorunlu kılmaktadır. Özellikle, yük tevzi merkezi (dispatch center) yaklaşımı kapsamında, SCADA sistemlerinin dağıtık üretim tesislerini de kapsayacak şekilde genişletilmesi hedeflenmelidir.

B.2 Dağıtım Yönetim Sistemlerinin Kullanımı

Dağıtım Yönetim Sistemleri (Distribution Management System, DMS), dağıtım şebekelerinin izlenmesi ve yönetimi için kritik bir araç olup, özellikle OG seviyesindeki operasyonları optimize etmek ve enerji kalitesini artırmak amacıyla kullanılmaktadır. DMS, arıza yönetimi, enerji akış optimizasyonu, voltaj kontrolü ve kayıpların azaltılması gibi işlevleri destekleyen kapsamlı bir sistemdir.

DMS'in Türkiye'deki Mevcut Durumu: Türkiye'de bulunan 21 dağıtım şirketinden yalnızca yarısı DMS kurulumlarını tamamlamıştır. Bu şirketlerde kurulumlar temel sistem altyapısı olmakla birlikte, tam kapsamlı işlevsellik sunmamaktadır. Geri kalan dağıtım şirketleri ise DMS kurulumlarına bütçe ve operasyonel önceliklerini dikkate alarak yaklaşmakta olduğundan DMS uygulamaları gecikmektedir.

Kullanım Kapsamı: DMS sistemleri, FLISR (Arıza Yeri Tespiti, İzolasyon ve Hizmet Restorasyonu), Volt/VAR kontrolü ve dağıtım yük akışı analizleri (distribution power flow) gibi ileri fonksiyonları desteklemekle birlikte, bu işlevlerin etkin kullanımı veri kalitesi ve saha altyapısındaki eksiklikler nedeniyle sınırlı kalmaktadır. Özellikle FLISR gibi modüller, sadece birkaç şirkette kısmi olarak uygulanabilmekte, çoğu durumda sahadaki cihazların entegrasyon yetersizliği nedeniyle tam anlamıyla işlevsel olmamaktadır.

Veri Kalitesi ve İşlevsellik: DMS sistemlerinin etkili bir şekilde çalışabilmesi için veri kalitesinin yüksek olması kritik öneme sahiptir. Ancak, saha cihazlarından gelen verilerdeki tutarsızlıklar, eski ekipmanlarla modern sistemler arasındaki uyumsuzluklar ve veri işleme altyapılarındaki eksiklikler, DMS'nin potansiyel faydalarını sınırlamaktadır.

Arıza Yönetimi ve DMS: Bazı DSO'lar, Dağıtım Yönetim Sistemi'ni (DMS) temel düzeyde arıza yönetimi amacıyla kullanmakta; ancak ileri seviye senaryolarda mevcut DMS modüllerinin yetersiz kaldığını ifade etmektedir. Arıza izolasyonu ve enerji restorasyonu süreçlerinde DMS'nin sağlayabileceği potansiyel faydaların önemli bir kısmı, sahadaki cihazların sınırlı kontrol edilebilirliği nedeniyle etkin bir şekilde hayata geçirilememektedir.

SCADA/DMS Entegrasyonu

SCADA ve DMS sistemlerinin entegre çalışması, dağıtım şebekesindeki operasyonel verimliliği artırmak ve dağıtık üretimlerin etkili bir şekilde yönetimini sağlamak açısından büyük önem taşımaktadır. Ancak mevcut durumda bu entegrasyon her DSO'da tam anlamıyla gerçekleştirilmemiştir.

SCADA ve DMS Arasındaki İşlevsel Farklılıklar: Bazı DSO'lar, SCADA ve DMS sistemlerini bağımsız uygulamalar olarak kullanmakta, bu da sistemlerin koordinasyonunu zorlaştırmaktadır. Örneğin, enerji analizleri ve dağıtık üretim tesislerini izlemek için kullanılan bağımsız SCADA uygulamaları, DMS ile entegre bir yapı sunmamaktadır. Bu durum, şebeke üzerindeki dağıtık üretimlerin operasyonel etkisinin tam olarak analiz edilmesini ve yönetilmesini güçleştirmektedir.

SCADA ve DMS'nin Veri Akışı: SCADA sistemleri, anlık veri izleme ve uzaktan kontrol işlevlerini sağlarken; bu verilerin, Dağıtım Yönetim Sistemi (DMS) tarafından analiz ve optimizasyon amaçlı etkin şekilde kullanılabilmesi için yüksek veri kalitesi ve sistemler arası entegrasyonun sağlanması gerekmektedir.

Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemi (DERMS)

Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemleri (Distributed Energy Resource Management System, DERMS), dağıtık enerji kaynaklarının şebekeye entegrasyonunu ve aktif yönetimini sağlamak için tasarlanmış gelişmiş bir sistemdir. DERMS, dağıtık üretimlerin şebeke üzerindeki etkilerini optimize etmek, talep tarafı yönetimini desteklemek ve enerji kalitesini artırmak amacıyla kullanılan bir platformdur. Ancak Türkiye'de henüz DERMS uygulaması bulunmamaktadır. DERMS kullanımının temel faydaları aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- **Reaktif Güç ve Gerilim Yönetimi:** Dağıtık üretimlerin gerilim kontrolü ve reaktif destek sağlamasında kritik bir rol oynayabilir.
- **Talep Tarafı Yönetimi:** DERMS, enerji tüketimini ve üretimini dengelemek için talep tarafı yönetimini destekleyebilir. Bu, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunda şebekenin esnekliğini artırabilir.
- **Operasyonel Verimlilik:** Dağıtık üretimlerin şebekeye sağladığı katkının optimizasyonu ve şebeke kayıplarının azaltılması sağlanabilir.

B.3 Kesinti Yönetim Sistemi (OMS) ve Tedarik Sürekliliği Kayıt Sistemi (TSKS) Kullanımı

Kesinti Yönetim Sistemleri (OMS), dağıtım şirketleri tarafından arıza yönetimi, kesinti sürelerinin takibi ve enerji hizmet sürekliliğinin artırılması için aktif olarak kullanılmaktadır. OMS, şebeke operasyonlarının optimizasyonunda önemli bir araç olarak ön plana çıkmaktadır. Özellikle şebeke kesintilerinin hızlı bir şekilde tespit edilmesini ve arızaların kaynağının belirlenmesini sağlar. OMS'nin sunduğu temel faydalar aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- **Kesinti Sürelerinin İzlenmesi:** OMS, kesinti sürelerini anlık olarak takip eder ve detaylı raporlama imkanı sunar. Bu, OKSÜRE (Sistem Ortalama Kesinti Süresi) ve OKSIK (Sistem Ortalama Kesinti Frekansı) gibi performans göstergelerinin izlenmesinde ve iyileştirilmesinde kullanılır.
- **Arıza Yer Tespiti:** OMS, sahadan gelen verileri analiz ederek arıza noktalarını belirler ve bu bilgiyi sahadaki müdahale ekiplerine iletir.
- **Hizmet Restorasyonu:** OMS, kesinti sonrası enerji hizmetinin en kısa sürede yeniden sağlanması için gereken adımları optimize eder.

OMS'nin potansiyelinden tam anlamıyla faydalanılabilmesi için SCADA ve DMS sistemleri ile entegre çalışması gerekmektedir. Entegre OMS, SCADA'dan gelen anlık verilerle beslenerek daha doğru ve hızlı kararlar alabilmekte, böylece kesinti yönetim süreçlerini daha etkili hale getirmektedir. OMS'nin etkinliği, sahadan gelen verilerin doğruluğu ve SCADA ile sağlanan veri akışının sürekliliğine bağlıdır. Eksik veya hatalı veriler, kesinti tespiti ve restorasyon süreçlerini olumsuz etkileyebilir.

Tedarik Sürekliliği Kayıt Sistemleri (TSKS), Türkiye'deki tüm DSO'larda EPDK'nın zorunlu kıldığı bir altyapı olarak kullanılmaktadır. TSKS, enerji tedarik sürekliliği ve kesinti verilerinin düzenli olarak kaydedilmesi ve raporlanması için merkezi bir araçtır. Temel işlevleri arasında:

- **Kesinti Verilerinin Toplanması:** TSKS, şebekede meydana gelen kesintilerle ilgili detaylı verilerin merkezi bir şekilde kaydedilmesini sağlar. Bu, hangi bölgede ne kadar süreyle enerji kesintisi yaşandığını ve kesintinin kaynağını belirlemeye olanak tanır.
- **Regülasyon Uyumluluğu:** TSKS, DSO'ların EPDK tarafından belirlenen tedarik sürekliliği standartlarına uygunluğunu izlemek ve raporlamak için kullanılmaktadır.
- **Performans Göstergelerinin İzlenmesi:** TSKS, OKSÜRE ve OKSIK gibi göstergelerin düzenli olarak raporlanmasını sağlar ve bu göstergelere dayalı olarak iyileştirme alanlarını belirler.

TSKS, regülasyon gereği tüm DSO'larda kullanılmakla birlikte, sistemin etkinliği büyük ölçüde veri toplama süreçlerine ve saha ekipmanlarının doğruluğuna bağlıdır. Veri doğruluğu ve sürekliliği, özellikle eski ekipmanlar ve modern sistemler arasındaki uyum sorunlarından etkilenebilir. TSKS'nin sunduğu büyük miktardaki verinin analiz edilmesi ve anlamlı raporlar oluşturulması için gelişmiş veri işleme altyapıları gereklidir.

EK-C: Makul Getiri Oranı Hesaplanması

Bölüm 2.3.2.2’de belirtilen makul getiri oranı ve tutarları, aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır.

Nominal makul getiri oranının formülü, Eşitlik 7’te gösterilmektedir.⁸⁰

Eşitlik 7. Nominal Makul Getiri Oranı

$$NMGO = \frac{[k_d \times w_d \times (1-v) + k_e \times w_e]}{(1-v)}$$

NMGO : Nominal makul getiri oranı (%),

k_d : Borç maliyeti oranı (%),

w_d : Kaynaklar içerisinde borçların ağırlığı (%),

v : Kurumlar Vergisi oranı (%),

k_e : Özkaynak maliyeti oranı (%),

w_e : Kaynaklar içerisinde özkaynakların ağırlığı (%),

Eşitlik 7’te yer alan yer alan borç maliyet oranı (k_d), aşağıdaki Eşitlik 8’e göre hesaplanır:

Eşitlik 8. Borç Maliyet Oranı

$$k_d = r_f + m$$

r_f : Risksiz getiri oranı (%),

m : Risksiz getiriye eklenecek borçlanma risk primi (%),

Eşitlik 7’de yer alan özkaynak maliyet oranı (k_e), aşağıdaki Eşitlik 9’e göre hesaplanır:

Eşitlik 9. Özkaynak Maliyet Oranı

$$k_e = r_f + \beta \times p$$

r_f : Risksiz getiri oranı (%),

β : Elektrik dağıtım sektörünün piyasa bütününe göre göreceli riskini yansıtan faktörü,

p : Piyasa risk primi (%),

Eşitlik 7’e göre hesaplanan nominal makul getiri oranı, beklenen enflasyon değeri kullanılarak reel hale getirilmektedir.

Eşitlik 10. Reel Makul Getiri Oranı

$$RMGO = \frac{(1+NMGO)}{(1+BE)} - 1$$

RMGO : Reel makul getiri oranı (%),

NMGO : Nominal makul getiri oranı (%),

BE : TCMB tarafından açıklanan beklenen enflasyon oranı (%),

Reel makul getiri oranı, aşağıdaki Eşitlik 11 kullanılarak varlık tabanıyla eş baza getirilmekte, yani yıl ortası değeri hesaplanmaktadır.

⁸⁰ Dağıtım Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ, Madde 16/2

Eşitlik 11. Düzeltilmiş Reel Makul Getiri Oranı

$$RMGO_d = \frac{RMGO}{(1 + \frac{RMGO}{2})}$$

$RMGO_d$: Düzeltilmiş reel makul getiri oranı (%),

$RMGO$: Reel makul getiri oranı (%),

Eşitlik 11'e göre hesaplanan $RMGO_d$, ilgili yıldaki ortalama varlık tabanıyla çarpılarak reel makul getiri tutarı hesaplanmaktadır. Reel makul getiri tutarı, yatırıma harcanan paranın fırsat maliyeti olarak gelir tavanına eklenmektedir.

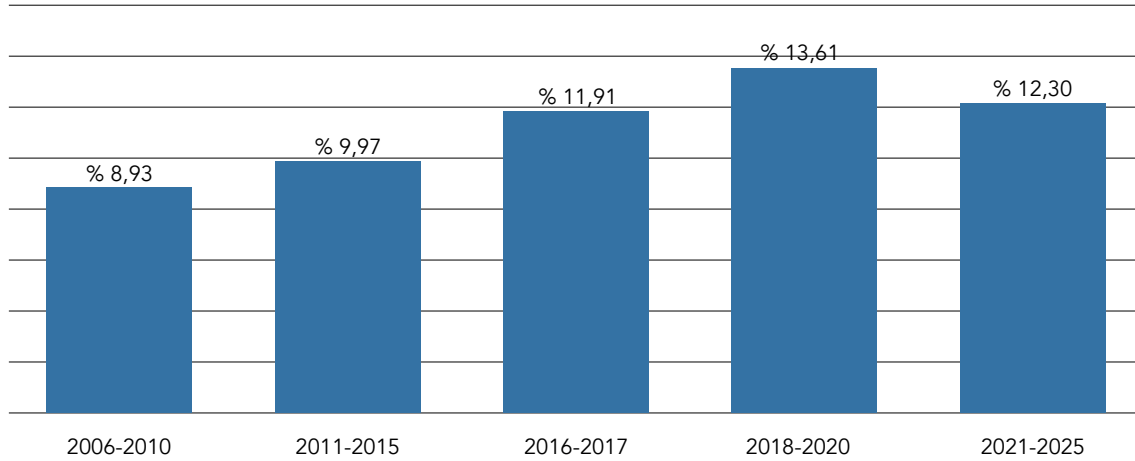
Eşitlik 12. Makul Getiri Tutarı

$$\text{Makul Getiri Tutarı} = \text{Ortalama Varlık Tabanı} \times RMGO_d$$

Şekil 19'da EPDK tarafından bugüne kadar uygulanan $RMGO_d$ oranlarını gösterilmektedir. Normal şartlarda 5 yıllık dönemler için belirlenen $RMGO_d$, 2018 yılında kredi faiz oranlarındaki beklenmeyen artış sebebiyle dönem ortasında güncellenmiştir.

Şekil 19. Düzeltilmiş reel makul getiri oranları

%





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

