TÜRKİYE TEKNOLOJİ GELİŞTİRME VAKFI

ÖNCÜL PROJE PROGRAMI
AKILLI ELEKTRİK ŞEBEKELERİ

ÖN ARAŞTIRMA RAPORU

Eylül 2026

TTGV
ÖNCÜL PROJE
PROGRAMI

TÜRKİYE TEKNOLOJİ GELİŞTİRME VAKFI

www.ttgv.org.tr
MERKEZ
ANKARA
Cyberpark B Blok Kat: 5-6, Bilkent Ankara
Telefon: 0312 265 02 72
Faks: 0312 265 02 62

Hazırlayan: Ediz Kaan ÖNEM – Öncül Projeler Program Uzmanı
Çalışma Mentoru: Dr. E. Serdar GÖKPINAR- TTGV Yenilikçi Proje Programları Direktörü

Grafik Tasarım: Özge Egemen, www.kirmizitasarim.com

Bu çalışma TTGV tarafından yaptırılmıştır. Çalışmanın tümü ya da bir bölümü TTGV'nin izni olmadan kopya edilemez ancak kaynak göstermek kaydı ile alıntı yapılabilir.

Bu kitapçık içerisinde yer alan tasarımlar, yazılar, logolar, grafikler de dahil olmak üzere, tüm yazılı ve görsel materyale ilişkin her türlü mali, manevi ve ticari haklar yahut bunları kullanma yetkisi TTGV'ye aittir. Sözü edilen içeriğin kişisel ve ticari olmayan kullanım dışında herhangi bir amaçla kullanılması, kopyalanması, işlenmesi, herhangi bir şekil veya yöntemle, tamamen veya kısmen, doğrudan veya dolaylı, geçici veya sürekli olarak çoğaltılması, kiralanması, ödünç verilmesi, satışa çıkarılması veya diğer yollarla dağıtılması kesinlikle yasaktır.

Bandrol Uygulamasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmeliğin 5 inci maddesinin ikinci fıkrası çerçevesinde bandrol taşıması zorunlu değildir.

ÖNCÜL PROJE PROGRAMI
AKILLI ELEKTRİK ŞEBEKELERİ

ÖN ARAŞTIRMA RAPORU

Eylül 2026

TÜRKİYE TEKNOLOJİ GELİŞTİRME VAKFI

İÇİNDEKİLER

YÖNETİCİ ÖZETİ 1

1. GİRİŞ 4

2. ELEKTRİK ŞEBEKESİ NEDEN DÖNÜŞÜM BASKISI ALTINDA? 6

3. GELENEKSEL ELEKTRİK ŞEBEKELERİ 13

3.1 Geleneksel Şebeke Yapısı ve Gelişimi 15

4. GELENEKSEL ŞEBEKENİN YAPISAL SINIRLARI 26

5. AKILLI ŞEBEKELER: KAVRAM VE TEMEL YAKLAŞIM 32

5.1 Akıllı Şebekenin Bugünkü Bileşen Mimarisi 37

5.1.1 Fiziksel / Güç Katmanı 39

5.1.2 Dijital Kontrol Katmanı 40

5.1.3 Haberleşme Altyapısı 42

5.1.4 Yönetim ve Karar Destek Katmanı 44

5.2. Akıllı Şebekenin Entegre Katmanlarla Yeni Yetenekleri ve İşletim Modelleri 49

6. AKILLI ŞEBEKE UYGULAMA ÖRNEKLERİ 65

6.1 Küresel Projeler ve Uygulama Örnekleri 66

7. TÜRKİYE'DE AKILLI ŞEBEKE EKSENİNDE GERÇEKLEŞTİRİLEN ÇALIŞMALAR 69

7.1. Politika, Strateji ve Düzenleme Çerçevesi 69

7.2. Türkiye Akıllı Şebekeler Vizyon ve Strateji Projesi (TAŞ-2023) 71

7.3. Akıllı Sayaç Uygulamaları ve Milli Akıllı Sayaç Sistemleri Projesi (MASS) 72

7.4. TEİAŞ ve Dağıtım Şirketlerinin Saha Uygulamaları 73

7.5. Finansman Modeli Yaklaşımı 73

8. DEĞERLENDİRMELER 75

KAYNAKLAR 80

KISALTMALAR:

5G: Beşinci Nesil Mobil Haberleşme Teknolojisi

AB: Avrupa Birliği

AC: Alternating Current (Alternatif Akım)

AEEGSI: Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (İtalya Enerji Düzenleme Kurumu)

AG: Alçak Gerilim

AI: Artificial Intelligence (Yapay Zeka)

AIS: Air-Insulated Switchgear (Hava Yalıtımlı Şalt Sistemi)

AMI: Advanced Metering Infrastructure (Gelişmiş Ölçüm Altyapısı)

AMR: Automatic Meter Reading (Otomatik Sayaç Okuma)

AVR: Automatic Voltage Regulator (Otomatik Gerilim Regülatörü)

BESS: Battery Energy Storage System (Batarya Enerji Depolama Sistemi)

CCGT: Combined Cycle Gas Turbine (Kombine Çevrim Gaz Türbini)

COSEM: Companion Object Specification Model (Tamamlayıcı Nesne Tanımlama Modeli)

DC: Direct Current (Doğru Akım)

DER: Distributed Energy Resources (Dağıtık Enerji Kaynakları)

DERMS: Distributed Energy Resource Management System (Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemi)

DG: Distributed Generation (Dağıtık Üretim)

DLMS: Device Language Message Specification

DMS: Distribution Management System (Dağıtım Yönetim Sistemi)

DMZ: Demilitarized Zone (Tampon Ağ Bölgesi)

DNP3: Distributed Network Protocol 3 (IEEE 1815; Endüstriyel Haberleşme Protokolü)

DOE: U.S. Department of Energy (ABD Enerji Bakanlığı)

DR: Demand Response (Talep Yanıtı)

DSM: Demand Side Management (Talep Tarafı Yönetimi)

DSO: Distribution System Operator (Dağıtım Sistemi İşletmecisi)

EDS/ESS: Enerji Depolama Sistemi / Energy Storage System

EİEİ: Elektrik İşleri Etüt İdaresi

ELDER: Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği

EMA: Energy Market Authority (Singapur Enerji Piyasası Otoritesi)

EMS: Energy Management System (Enerji Yönetim Sistemi)

ENAR: Enerji Sektörü Araştırma-Geliştirme Projeleri Destekleme Programı

ENISA: European Union Agency for Cybersecurity (Avrupa Birliği Siber Güvenlik Ajansı)

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity (Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Ağı)

EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

ETKB: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

EV: Electric Vehicle (Elektrikli Araç)

FACTS: Flexible AC Transmission Systems (Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri)

FAN: Field Area Network (Saha Alan Ağı)

FLISR: Fault Location, Isolation and Service Restoration (Arıza Yerinin Belirlenmesi, İzolasyon ve Beslemenin Yeniden Sağlanması)

GaN: Gallium Nitride (Galyum Nitrür)

GES: Güneş Enerjisi Santrali

GIS: Gas-Insulated Switchgear (Gaz Yalıtımlı Şalt Sistemi)

GPRS: General Packet Radio Service (Genel Paket Radyo Hizmeti)

GPS: Global Positioning System (Küresel Konumlama Sistemi)

GRIP: Grid Resilience and Innovation Partnerships (ABD Şebeke Yatırım Programı)

HAN: Home Area Network (Ev İçi Ağ)

HEMS: Home Energy Management System (Ev Enerji Yönetim Sistemi)

HVDC: High Voltage Direct Current (Yüksek Gerilim Doğru Akım)

IEA: International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)

IEC: International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu)

IED: Intelligent Electronic Device (Akıllı Elektronik Cihaz)

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)

IoT: Internet of Things (Nesnelerin İnterneti)

ISO: International Organization for Standardization (Uluslararası Standardizasyon Örgütü)

IT: Information Technology (Bilgi Teknolojileri)

LTE: Long-Term Evolution (Mobil Haberleşme Standardı)

MASS: Milli Akıllı Sayaç Sistemleri Projesi

MDMS: Meter Data Management System (Sayaç Veri Yönetim Sistemi)

ML: Machine Learning (Makine Öğrenmesi)

mMTC: massive Machine-Type Communications (Yoğun Makine Tipi Haberleşme)

MPLS: Multiprotocol Label Switching (Çok Protokollü Etiket Anahtarlama)

NAN: Neighborhood Area Network (Mahalle Alan Ağı)

NERC: North American Electric Reliability Corporation (Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirliği Kurumu)

NERC CIP: NERC Critical Infrastructure Protection Standards (Kritik Altyapı Koruma Standartları)

NIST: National Institute of Standards and Technology (ABD Ulusal Standartlar ve Teknoloji Enstitüsü)

OG: Orta Gerilim

OKSIK: Kullanıcı Başına Ortalama Kesinti Sıklığı

OKSÜRE: Kullanıcı Başına Ortalama Kesinti Süresi

OLTC: On-Load Tap Changer (Yük Altında Kademe Değiştirici)

OpenADR: Open Automated Demand Response (Açık Otomatik Talep Yanıtı)

OT: Operational Technology (Operasyonel Teknoloji)

PCC: Point of Common Coupling (Ortak Bağlantı Noktası)

PLC: Power Line Communication (Güç Hattı Haberleşmesi)

PMU: Phasor Measurement Unit (Faz Ölçüm Birimi)

PV: Photovoltaic (Fotovoltaik)

RES: Rüzgar Enerjisi Santrali

RF: Radio Frequency (Radyo Frekansı)

SAIDI: System Average Interruption Duration Index (Sistem Ortalama Kesinti Süresi Endeksi)

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index (Sistem Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi)

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (Merkezi Denetleme, Kontrol ve Veri Toplama)

SGCC: State Grid Corporation of China (Çin Devlet Şebeke Şirketi)

SGS: Sanal Güç Santrali

SGI: Smart Grid Index (Akıllı Şebeke Endeksi)

SGIG: Smart Grid Investment Grant (Akıllı Şebeke Yatırım Hibesi)

SiC: Silicon Carbide (Silisyum Karbür)

SMR: Small Modular Reactor (Küçük Modüler Reaktör)

SPK: Sermaye Piyasası Kurulu

STATCOM: Static Synchronous Compensator (Statik Senkron Kompanzatör)

STEPS: Stated Policies Scenario (Belirtilen Politikalar Senaryosu)

TAŞ-2023: Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi

TEAŞ: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi

TEDAŞ: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi

TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

TEK: Türkiye Elektrik Kurumu

TSKB: Türkiye Sınai Kalkınma Bankası

TSO: Transmission System Operator (İletim Sistemi İşletmecisi)

TTGV: Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı

UHV: Ultra High Voltage (Ultra Yüksek Gerilim)

URLLC: Ultra-Reliable Low-Latency Communications (Ultra Güvenilir Düşük Gecikmeli Haberleşme)

V1G: Unidirectional Managed Charging (Tek Yönlü Yönetilen Şarj)

V2G: Vehicle-to-Grid (Araçtan Şebekeye)

V2H: Vehicle-to-Home (Araçtan Eve)

V2L: Vehicle-to-Load (Araçtan Yüke)

VPP: Virtual Power Plant (Sanal Güç Santrali)

WAMS: Wide Area Monitoring System (Geniş Alan İzleme Sistemi)

WAN: Wide Area Network (Geniş Alan Ağı)

XLPE: Cross-Linked Polyethylene (Çapraz Bağlı Polietilen)

YEKA: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları

TABLO LİSTESİ

Tablo 1. Elektrik Şebekesi Üzerindeki Yapısal Baskılar (Küresel Çerçeve) 9
Tablo 2. Küresel Elektrik Üretiminin Tarihsel Gelişimi (Önemli Kilometre Taşları) 14
Tablo 3. Geleneksel Şebekenin Profili 16
Tablo 4. Türkiye Kurulu Gücünün Tarihsel Gelişimi (1923–2026) 24
Tablo 5. Türkiye Elektrik Sistemine İlişkin Temel Göstergeler 25
Tablo 6. Geleneksel Şebeke Limitleri ve Dönüşüm Gereksinim Alanları 30
Tablo 7. Geleneksel ve Akıllı Şebekenin Katmanlı Bileşen Karşılaştırması 36
Tablo 8. Akıllı Şebekelerde Yapay Zeka ve Makine Öğrenmesinin Uygulama Alanları 45
Tablo 9. Akıllı Şebekede Öne Çıkan Temel Standartlar 48
Tablo 10. Küresel Akıllı Şebeke Projeleri ve Uygulama Örnekleri 66
Tablo 11. Akıllı Şebekeler Teknoloji Listesi 79

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1. Küresel Yerleşim Düzeyinde Elektrifikasyon Haritası 14
Şekil 2. Geleneksel Şebekenin Üretim–İletim–Dağıtım–Tüketim Hiyerarşisi 18
Şekil 3. Silahtarağa Elektrik Santrali 21
Şekil 4. Elektrik Şebekesinin Evrimi 23
Şekil 5. Geleneksel Şebeke İllüstrasyonu 26
Şekil 6. Yenilenebilir Kaynakların (Rüzgar + Güneş) Değişken Üretim Profili 29
Şekil 7. Akıllı Şebeke Mimarisi 33
Şekil 8. Akıllı Şebekenin Katmanlı Yapısına Genel Bakış 37
Şekil 9. Akıllı Şebekenin Katman Bazlı Bileşenleri 47
Şekil 10. Geleceğin Akıllı Şebekesi: Üretim, Depolama, Tüketim ve Yapay Zeka Bütünleşmesi 50
Şekil 11. Dijital İkiz Tasarım İllüstrasyonu 53
Şekil 12. Akıllı Şebeke Kavramsal Modeli: Enerji Akışı ve Haberleşme Yolları 54
Şekil 13. Enerji Depolama Sistemlerinin Üretim, Şebeke, Ulaşım ve Konut Ölçeğinde Bütünleşik Kullanımı 57
Şekil 14. DERMS ve Sanal Güç Santrali Aracılığıyla Dağıtık Enerji Kaynaklarının Teknik ve Piyasa Odaklı Koordinasyonu 59
Şekil 15. Mikro Şebeke Mimarisi 60
Şekil 16. Elektrikli Araç Entegrasyonu ve V2G: Çift Yönlü Enerji Akışı, Şebeke Hizmetleri ve Esneklik Potansiyeli 63

AKILLI ŞEBEKE MODEL DİZİNİ

Akıllı Şebeke Rehberi – akillisebekerehberi.ttgv.org.tr 38

YÖNETİCİ ÖZETİ

Enerji sistemleri, yenilenebilir üretimin artışı, elektrifikasyonun yaygınlaşması, enerji depolamanın devreye girmesi ve elektrikli araçlar, veri merkezleri ile aktif tüketici modellerinin sisteme dahil olmasıyla daha değişken, dağıtık ve veri yoğun bir yapıya doğru ilerlemektedir. Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı (TTGV) bu alanı daha önce “Şebeke Ölçeğinde Uzun Süreli Elektrokimyasal Enerji Depolama Derin Analiz Raporu” (Aralık 2022), “Elektrokimyasal Dışı Enerji Depolama Teknolojileri Ön Araştırma Raporu” (Ağustos 2024) ve “Batarya Geri Dönüşüm ve İkincil Kullanım Teknolojileri Ön Araştırma Raporu” (Mart 2025) çalışmalarıyla ele almıştır. Bu çalışmaların ortak çıkarımı, yenilenebilir üretim ve depolama teknolojilerinin sistem düzeyinde değer üretebilmesi için daha esnek ve veriyle yönetilebilen bir şebekeye ihtiyaç duyulduğudur. Bu rapor da söz konusu ihtiyaçtan hareketle akıllı elektrik şebekelerini teknolojik bileşenleri, uygulama yaklaşımları ve Türkiye açısından etki alanlarıyla incelemektedir. Raporun temel çıkarımlarından biri, bu dönüşümün özünde bir kapasite değil bir görünürlük ve veri meselesi olduğu; bu nedenle önceliğin şebekeyi büyütmekten çok onu ölçülebilir ve yönetilebilir kılmakta yattığıdır.

Elektrik şebekesi bugün de işlevini yerine getirmektedir. Ancak bu altyapı hiçbir zaman durağan olmamış, ortaya çıkan ihtiyaçlara, değişen kaynaklara ve teknolojik gelişmelere göre sürekli geliştirilmiştir. Sanayileşmeyle büyüyen talep, kentleşme, bölgesel şebekelerin ulusal ölçekte birbirine bağlanması, iletim geriliminin yükseltilmesi, otomasyonun devreye girmesi ve elektrik piyasalarının serbestleşmesi bu evrimin başlıca duraklarıdır. Bugün şebeke benzer bir dönüm noktasında bulunmaktadır. Bu kez değişimin kaynağı geçici bir dalgalanma değil, birbirini besleyen yapısal gelişmelerdir. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) verilerine göre küresel elektrik talebi 2030’a kadar yılda ortalama yaklaşık yüzde 3,6 oranında büyümekte, 2025 yılında yenilenebilir kaynaklar ilk kez kömürü geçerek küresel üretimin üçte birini aşmaktadır. Talebin elektrifikasyonla artması, üretimin değişken kaynaklara kayması ve tüketicinin üretim yapabilen aktif bir tarafa dönüşmesi, şebekeyi eskisinden farklı bir işletme rejimine yöneltmektedir. Elektrik şebekesi bu aşamada, enerji dönüşümünün yalnızca taşıyıcı altyapısı olmaktan çıkarak dönüşümün ne ölçüde etkin ve düşük

karbonlu gerçekleşeceğini belirleyen bir işletim zemini haline gelmektedir. Yenilenebilir üretimin sistemde daha etkin değerlendirilebilmesi, elektrifikasyon kaynaklı yeni yüklerin yönetilmesi ve mevcut şebeke varlıklarından daha yüksek fayda üretilmesi; iklim hedefleri ile enerji verimliliği arasındaki bağı doğrudan ve dolaylı olarak şebeke performansı üzerinden kurmaktadır.

Geleneksel şebeke mimarisi ise üretimin öngörülebilir, enerji akışının tek yönlü ve tüketicinin pasif olduğu bir düzene göre kurgulanmıştır. Bu tasarım yeni koşullar karşısında yetersiz kalmaktadır, çünkü şebekenin büyük bölümü gerçek zamanlı olarak ölçülememekte ve izlenememektedir. Raporun geleneksel şebeke incelemesinden çıkan temel bulgu, arıza yönetiminden kayıplara, yenilenebilir entegrasyonundan esnekliğe uzanan sorunların ortak kökeninde bu görünürlük ve veri boşluğunun bulunmasıdır. Ölçülemeyen bir şebeke etkin biçimde yönetilememekte, görünürlük dışında kalan her unsur verimsizlik, kayıp ve arz güvenilirliği riski olarak sisteme yansımaktadır. Bu nedenle çözüm, mevcut sisteme yalnızca fiziksel kapasite eklemek değil, onu ölçebilen, veriyle konuşan ve karar üretebilen bir yapıya kavuşturmaktır. Akıllı şebeke kavramı da tam olarak bu ihtiyacı karşılamak üzere ortaya çıkmıştır.

Akıllı şebeke, mevcut elektrik altyapısının üzerine bilgi ve iletişim teknolojilerinin yerleştirilmesiyle enerji ve verinin iki yönlü ve eş zamanlı aktığı bir sistemi tanımlamaktadır. Bu yapı, birbirini tamamlayan dört katmanın birlikte çalışmasıyla anlam kazanır. En altta, dağıtık üretim, enerji depolama ve gelişmiş ölçüm altyapısının (AMI) yer aldığı fiziksel katman şebekeyi ölçülebilir kılar. Bunun üzerinde, arıza yerini otomatik belirleyip yalıtan ve sağlam kesimleri yeniden besleyen (FLISR) ve dağıtık kaynakları eşgüdümle yöneten (DERMS) dijital kontrol katmanı devreye girmektedir. Bu iki katmanı, ev içi ağlardan geniş alan ağlarına uzanan ve tüm bileşenleri birbirine bağlayan haberleşme katmanı taşır. En üstte ise büyük veri analitiği ve yapay zeka ile toplanan veriyi öngörüye çeviren karar destek katmanı yer almaktadır. Bu bütün sayesinde şebeke işletimi, olay gerçekleştikten sonra müdahale eden bir anlayıştan, olası sorunları önceden gören ve gerçek zamanlı veriyle yönlendirilen bir işletime geçmektedir. Aynı geçiş, işletim ve bilişim ağlarını iç içe geçirdiği için siber güvenliği de doğrudan bir arz güvenilirliği meselesi haline getirmektedir.

Uluslararası deneyimler, dönüşümün tek bir reçeteye değil her ülkenin öncelikli sorununa göre farklılaşan modellere dayandığını göstermektedir. Amerika Birleşik Devletleri'nde otomatik arıza yönetimi kesinti sürelerini yarı yarıya azaltmış, çeşitli ülkelerde yüksek dağıtım kayıpları köklü biçimde düşürülmüştür. Bu örneklerin ortak dersi, başarının teknik altyapı kadar düzenleyici çerçeveye, kurumsal kapasiteye ve sürdürülebilir bir finansman modeline bağlı olmasıdır. Sonuç, her ülkenin kendi piyasa ve kurum yapısına uygun bir yol izlemesiyle alınmaktadır.

Türkiye bu tabloyu kendine özgü bir bileşimle yaşamaktadır. Mayıs 2026 itibarıyla toplam kurulu güç 125,6 GW' a ulaşmış, bunun yüzde 62,6'sı yenilenebilir kaynaklardan sağlanır hale gelmiş ve güneş enerjisi 26,9 GW ile hidroelektrikten sonra ikinci sıraya yükselmiştir. Bu hızlı büyüme, ters yönlü güç akışı, gerilim yönetimi ve esneklik gibi ancak dijital bir şebekeyle karşılanabilecek gereksinimleri beraberinde getirmektedir. Yaklaşık 52 milyon aboneli dağıtım sisteminde 2024 yılı

toplam kayıp-kaçak oranının yüzde 8,99 düzeyinde gerçekleşmesi ve dağıtım bölgeleri arasındaki geniş fark, her puanlık iyileşmenin doğrudan ekonomik kazanca dönüştüğü bir alan ortaya çıkarmaktadır. Türkiye'yi ayırt eden nokta, bu sorunların ülke geneline eşit dağılmamasıdır. Kayıp oranı 21 dağıtım bölgesi arasında yüzde 3,63 ile yüzde 37,62 arasında değişmekte, bu da tek tip bir modelin değil bölgesel önceliklere göre şekillenen bir yaklaşımın gereğine işaret etmektedir. Politika belgelerindeki birikime karşın uygulamanın büyük ölçüde pilot düzeyinde kalması, akıllı sayaç yaygınlığının uluslararası ortalamaların gerisinde olması, ulusal ölçekte ortak bir veri yönetim mimarisinin bulunmaması ve talep tarafı esnekliği ile sanal güç santrali işletimine dair düzenlemelerin henüz olgunlaşmaması öne çıkan yapısal boşluklardır. Buna karşılık mevcut çözümlerin önemli bölümünün ithal ürün ve yazılıma dayanması, akıllı sayaçtan veri yönetimine, şebeke analitiğinden sanal güç santrali platformlarına uzanan geniş bir alanı yurt içinde geliştirilebilir ve orta vadede ihraç edilebilir bir fırsata dönüştürmektedir.

Bu değerlendirmelerden hareketle Türkiye için uygun görülen yaklaşım, ortak veri standartları korunurken bölgesel ihtiyaçlara göre şekillenen kademeli bir ilerlemedir. Bu ilerlemede öncelikle ölçüm ve görünürlük kapasitesi oluşturulmakta, ardından kayıp azaltımına yönelinmekte, sonraki aşamada esneklik ve dağıtık kaynak yönetimi devreye girmekte, nihayetinde ise veri temelli ve yapay zeka destekli karar alma yetenekleri hedeflenmektedir. Bu sıralamada öncelikler tek tip bir uygulama reçetesinden değil, her bölgenin kendi sorun tanımından doğmaktadır. Sınırlı kaynağın en kısa sürede ölçülebilir fayda üreteceği alanlardan başlanması, dönüşümün hem ekonomik hem de kurumsal açıdan sürdürülebilir biçimde ilerlemesini sağlamaktadır. Bu ilerlemeyi mümkün kılan ise onu taşıyan temel katmanlardır. Gelişmiş ölçüm ve veri yönetimi, ortak haberleşme ve veri protokolleri, birlikte çalışabilirliği sağlayan standartlar, mevzuatın yönü ve gelişen iletim altyapısı gibi bileşenlerin olgunluğu, uygulamaların hangi hızda ve hangi ölçekte hayata geçebileceğini belirlemektedir. Küresel örneklerin de gösterdiği gibi, dönüşümün başlangıçtan itibaren ölçeklenebilmesi teknik altyapı kadar piyasa yapısının, düzenleyici çerçevenin ve ilgili kurumların birlikte hazırlanmasına bağlıdır. Bu nedenle Türkiye için önerilen yönelim, pilot uygulamalarla doğrulanan, bölgesel ihtiyaçlara duyarlı ve kademeli biçimde ölçeklenen bir yol haritasıdır.

Böylece akıllı şebeke, soyut bir modernizasyon başlığı olmaktan çıkıp somut bir çalışma alanı haline gelmektedir. Bu yapı içinde üretim tarafında çatı güneş sistemleri ve diğer dağıtık üretim birimleri, tüketim tarafında ise elektrikli araçlar, veri merkezleri ile endüstriyel ve mesken tipi ısı pompaları yer almaktadır. Bu iki tarafı dengeleyen konumda ise enerji depolama sistemleri bulunmaktadır. Ön Araştırma Raporu, bu unsurların birlikte yönetilebildiği bir şebekenin yenilenebilir kapasiteyi daha etkin kullanma, mevcut şebeke varlıklarını daha verimli değerlendirme, kayıpları azaltma ve talep tarafı katılımına dayalı yeni iş ve gelir modelleri geliştirme bakımından taşıdığı potansiyeli bulgularıyla ortaya koymaktadır.

1

GİRİŞ

Enerji sistemleri son on yılda küresel ölçekte yapısal bir dönüşüm sürecine girmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) analizlerine göre elektrik talebinin 2030'a kadar yılda ortalama yaklaşık %3,6 artması beklenmekte, bu artışa yenilenebilir kaynakların hızlı yükselişi eşlik etmektedir. Nitekim 2025'te yenilenebilir kaynaklar küresel elektrik üretiminde kömürü geride bırakmış, güneş ve rüzgar talep artışının neredeyse tamamını karşılamıştır [1]. Bu tabloyu belirleyen asıl gelişme, üretimin yalnızca artması değil karakterinin değişmesidir: değişken ve dağıtık hale gelen üretim, frekans kontrolü, yük dengeleme ve gerçek zamanlı karar alma ihtiyacını geleneksel şebeke mimarilerinin ötesine taşımaktadır. Böylece şebekenin önündeki mesele yalnızca daha fazla kapasite değil, aynı zamanda daha fazla görünürlük, veri temelli karar ve esneklik kabiliyetidir [2].

Geleneksel elektrik şebekeleri merkezi üretim ve tek yönlü enerji akışı ilkesi üzerine kurulmuş; uzun yıllar öngörülebilir talep ve sabit üretim profili altında etkin biçimde çalışmıştır. Yenilenebilir kaynakların yaygınlaşması, çatı tipi güneş ve küçük ölçekli rüzgar gibi dağıtık üretimin artması ve tüketicinin enerji yönetimine aktif katılımı bu varsayımları geçersiz kılmakta; elektrik altyapısını fiziksel bir iletim ağı olmaktan çıkararak iki yönlü enerji ve bilgi akışını bütünleştiren sistemlere dönüştürme ihtiyacını doğurmaktadır. Enerji politikalarının ve altyapı yatırımlarının odağına bu nedenle "akıllı elektrik şebekeleri" yerleşmiştir. Akıllı şebeke özünde, mevcut altyapının üzerine eklenen ölçüm, haberleşme ve karar katmanlarıyla şebekeyi gerçek zamanlı görünür ve yönetilebilir kılan dijitalleşmiş bir elektrik sistemidir. Bu yapı; operatörün sistem durumunu anlık izlemesine, arızaları öngörüp otomatik izole etmesine ve dağıtık kaynakları talep tarafı yönetimiyle birlikte etkin biçimde işletmesine olanak tanımaktadır.

Küresel elektrik şebekesi yatırımları da bu eğilimi yansıtmaktadır. BloombergNEF verilerine göre 2020'de yaklaşık 300 milyar dolar olan küresel şebeke yatırımlarının 2027'de 577 milyar dolara ulaşması beklenmekte, bu yatırımın önemli bölümü dijitalleşme, otomasyon ve esneklik kapasitesine yönelmektedir [3]. Avrupa Birliği başta olmak üzere birçok ekonomide akıllı sayaç yaygınlaştırma programları, dağıtım otomasyonu ve mikro şebeke uygulamalarıyla şebekeler daha dayanıklı ve esnek hale getirilmeye çalışılmaktadır. Bu çerçevede akıllı şebeke, yalnızca teknolojik bir modernizasyon adımı değil; arz güvenliği, sistem dayanıklılığı, değişken yenilenebilir kaynakların entegrasyonu ve karbonsuzlaşma hedefleri açısından bir altyapı dönüşüm alanı olarak değerlendirilmektedir [4].

Türkiye özelinde değerlendirildiğinde, Mayıs 2026 itibarıyla toplam kurulu elektrik gücü yaklaşık 125,6 GW seviyesine ulaşmış olup bunun yaklaşık %62,6'sı (78,6 GW) yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmaktadır. Türkiye'de güneş enerjisi kurulu gücü yaklaşık 26,9 GW'a yükselerek hidroelektrikten sonra ikinci, doğalgazın önünde yer alırken; rüzgar enerjisi yaklaşık 15,1 GW' a ulaşmıştır [5]. Bu artışlar, üretim yapısının çeşitlenmesine ve yerli kaynakların daha etkin kullanılmasına katkı sağlamaktadır, ancak aynı zamanda üretim-tüketim dengesinin korunması, teknik ve ticari kayıpların azaltılması gibi alanlarda gelişmiş dijital altyapı ihtiyacını güçlendirmektedir. Dağıtık üretim kapasitesindeki artış, elektrikli araç şarj altyapısının genişlemesi ve hızla artan veri ihtiyacı; şebeke yönetiminin daha gelişmiş dijital altyapılarla desteklenmesini gerekli kılmaktadır. Mevcut uygulamalar belirli ölçekte ilerleme göstermiş olsa da bütüncül bir dijital şebeke mimarisi, veri yönetişimi çerçevesi ve uzun vadeli modernizasyon stratejisi sistematik olarak ele alınmalıdır. Çalışma kapsamında, akıllı elektrik şebekelerinin kavramsal ve teknolojik çerçevesini ortaya koyarak, küresel ve Türkiye perspektiflerini birlikte değerlendirmekte; politika, yatırım ve teknoloji geliştirme boyutlarıyla potansiyel dönüşüm alanlarını analiz etmeyi amaçlamaktadır.

1. IEA (2025), Global Energy Review 2025 – Electricity / "Global electricity demand is set to grow strongly to 2030". https://www.iea.org/news/global-electricity-demand-is-set-to-grow-strongly-to-2030-underscoring-need-for-investments-in-grids-and-flexibility
2. Ember — Global Electricity Review 2026. https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2026/.
3. BloombergNEF / Visual Capitalist (2024), Charted: Global Grid Investment by Country (2020–2027F). https://www.visualcapitalist.com/charted-global-grid-investment-by-country-2020-2027f/
4. IEA (2023), Electricity Grids and Secure Energy Transitions – Executive Summary. https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions/executive-summary
5. TEİAŞ, Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri / Kurulu Güç Raporları. https://www.teias.gov.tr/kurulu-guc-raporu

2 ELEKTRİK ŞEBEKESİ NEDEN DÖNÜŞÜM BASKISI ALTINDA?

Elektrik şebekesi, üretimden iletim ve dağıtıma, oradan tüketime uzanan ve arz ile talebin her an dengede tutulması gereken büyük ölçekli bir sistemdir. Bu denge somut olarak şebeke frekansında görünür hale gelmektedir. Türkiye'nin de içinde yer aldığı Avrupa sisteminde frekans 50 Hz düzeyinde tutulmakta ve üretim ile tüketim eşitlendiği sürece bu değer sabit kalmaktadır. Tüketim üretimi aştığında frekans düşmekte, üretim fazla olduğunda ise yükselmekte, bu nedenle frekansın çok dar bir bant içinde sürekli dengelenmesi gerekmektedir. Aksi halde ekipman güvenliği ve sistem kararlılığı risk altına girmektedir[6]. Bu sistem yirminci yüzyıl boyunca büyük ölçüde öngörülebilir bir talep, merkezi ve kontrol edilebilir büyük üretim, pasif tüketici ve tek yönlü enerji akışı varsayımları üzerine kurulmuştur. Şebekenin bugünkü mimarisi de temelde bu varsayımlara göre biçimlenmiştir.

Bu mimari bugün de işlevini sürdürmektedir. Ancak dayandığı varsayımlar son on yılda birbiri ardına zorlanmaya başlamıştır. Elektrik talebi hem genel büyüme hem de sürdürülebilirlik baskısıyla hızlanan elektrifikasyon nedeniyle yapısal olarak hızla artmakta ve biçim değiştirmektedir. Üretim, öngörülebilir büyük santrallerden değişken yenilenebilir kaynaklara doğru kaymaktadır. Bununla birlikte tüketici, yani meskenler ve endüstriyel tesisler, artık yalnızca elektrik tüketen değil hem karbon salımını azaltmak hem de enerji maliyetini düşürmek amacıyla kendi elektriğini büyük

6. Avrupa Komisyonu, Commission Regulation (EU) 2017/1485 establishing a guideline on electricity transmission system operation; ENTSO-E, Operational Security Policy 3 (N-1 ilkesi). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj/eng ; https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf

ölçüde yenilenebilir kaynaklardan üreten ve depolayan aktif bir aktöre dönüşmektedir. Kendi ürettiği enerjinin bir bölümünü şebekeye geri vermeye başlayan bu aktörlerle birlikte enerji akışı, yalnızca şebekeden tüketiciye doğru değil, tüketiciden şebekeye doğru da gerçekleşen çift yönlü bir yapıya evrilmektedir. Buna ek olarak elektrikli araçlar ve ısı pompaları gibi değişken tüketim profiline sahip yeni yükler de sisteme dahil olmaktadır. Bu gelişmelerin hiçbiri sistemi tek başına işlevsiz bırakmamakta, ancak her biri şebekeyi farklı bir noktadan zorlamaktadır. Kimi zaman yerel dağıtım hatlarındaki ani yük artışları, kimi zaman gerilim ve frekans kararlılığındaki dalgalanmalar, kimi zaman da bağlantı kapasitesinin sınırına ulaşılması biçiminde ortaya çıkan bu etkiler, geleneksel şebekenin tasarım varsayımlarını farklı yönlerden sınamaktadır.

Asıl zorluk, bu baskıların tek tek değil eş zamanlı ve çoğu zaman birbirini besleyerek ortaya çıkmasıdır. Bu nedenle ihtiyaç, mevcut sisteme yalnızca kapasite eklemek değil, onu daha görünür, daha esnek ve daha akıllı biçimde yenilemektir. Görünürlük burada belirleyici bir rol oynamaktadır, çünkü şebekenin gerçek zamanlı olarak ölçülmesi ve toplanan verinin anlamlı bilgiye dönüştürülmesi hem esnekliğin hem de akıllı işletimin ön koşuludur. Ortaya çıkan gereklilik de salt teknik bir kapasite meselesi değildir. Bu gereklilik, sistemin gerçek zamanlı işletilmesini ilgilendiren operasyonel, yatırım ve maliyetin yanı sıra kayıp ve verimlilik yükünü kapsayan ekonomik ve kaynak ile tedarik bağımlılığına kadar uzanan yönleri bir arada taşıyan bütüncül bir dönüşüm ihtiyacı olarak değerlendirilmektedir.

Bu baskıların tamamı küresel ölçekte geçerli olmakla birlikte, her bölgede aynı şiddette ve aynı nedenlerle görülmemektedir. Bir bölgede yenilenebilir üretimin hızlı artışı belirleyiciyken, bir diğerinde dağıtım hatlarının uzunluğu ve kayıplar temel sorunu oluşturmakta, bir başkasında ise elektrikli araç yoğunluğu ya da hızla büyüyen talep gündemi belirlemektedir. Örneğin Avrupa'da değişken yenilenebilir kaynakların payı ve sınır ötesi bağlantı ihtiyacı ağır basmakta, gelişmekte olan ekonomilerde talep artışı ve kayıplar öne geçmekte, geniş coğrafyalarda ise enerjinin uzun mesafelerde taşınması kritik hale gelmektedir. Dolayısıyla baskılar ortak olsa da **çözümlerin ve uygulama önceliklerinin bölgesel koşullara göre farklılaşması gerekmektedir**[7]. Bu baskıların niteliğini daha yakından görmek için önce talep, ardından üretim tarafındaki değişime bakmak yararlı olacaktır.

Talep tarafındaki değişimin merkezinde sürdürülebilirlik ekseninde elektrifikasyon yer almaktadır. "Elektrifikasyon; elektrikle sağlanmasında pratik/ekonomik zorluklar bulunan 'yüksek ısı uygulamaları' haricinde, tüm sistemlerin elektrikli hale getirilmesidir. Bu süreç; elektriğin temiz ve verimli bir biçimde üretilmesini, iletilmesini, dağıtılmasını ve kullanılmasını kapsar. Sonuç olarak geleceğin enerji dünyası, bugünküne kıyasla çok daha elektrik yoğun bir yapıya kavuşacaktır." Elektrifikasyon, ısıtma, ulaşım ve sanayi süreçleri gibi daha önce büyük ölçüde fosil yakıtlarla karşılanan enerji ihtiyaçlarının giderek elektriğe kaymasını ifade etmektedir. Bu geçiş toplam talebi büyütmekle kalmamakta, talebin zaman içindeki ve coğrafya üzerindeki tüketim profillerini de

7. IEA — Electricity 2026. https://www.iea.org/reports/electricity-2026

değiştirmektedir. Enerji sistemi içine yakın zamana kadar mevcut olmayan yeni üretim ve tüketim sistemleri hızla entegre olmakta bu da enerji ihtiyacı yanında yük profilini de değiştirmektedir. Örneğin elektrikli araçların yaygınlaşması, akşam saatlerindeki eş zamanlı şarj nedeniyle yerel şebekede ani yük artışlarına yol açabilmekte, aynı araçlar uygun bir çerçevede yönetildiğinde şebekeye enerji geri verebilen esnek kaynaklara (araçtan şebekeye- V2G) dönüşebilmektedir[8,9]. Benzer biçimde veri merkezleri ve dijital yükler kesintisiz ve yüksek kaliteli güç talep etmektedir[10]. Burada güç kalitesi, gerilim ve frekansın kararlılığı, kesinti sıklığının düşüklüğü ve harmonik bozulmaların sınırlı olması gibi ölçütlerle tanımlanmakta ve hassas yüklerin artışıyla giderek daha belirleyici hale gelmektedir.

Üretim tarafındaki değişim ise yalnızca yenilenebilir kaynakların payının artmasıyla sınırlı değildir. Bu kaynakların üretimi hava koşullarına bağlı olarak değişkendir ve büyük termik santrallerin dönen kütlesinden gelen frekans eylemsizliğini aynı ölçüde sağlamamaktadır[1]. Bu durum, arz-talep dengesinin çok daha kısa zaman ölçeklerinde yönetilmesini ve yeni esneklik kaynaklarının devreye alınmasını gerektirmektedir. Üretimin tüketim merkezlerinden uzak bölgelerde yoğunlaştığı ülkelerde ise enerjinin uzun mesafelerde düşük kayıpla taşınması önem kazanmakta, bu ihtiyaç yüksek gerilim doğru akım (High Voltage Direct Current - HVDC) iletim hatları gibi çözümleri öne çıkarmaktadır[11].

Tüm bu baskılara, şebeke dayanıklılığını doğrudan sınayan somut tehditler de eklenmektedir. Giderek sıklaşan aşırı sıcak dalgaları, fırtınalar, seller ve depremler geniş ölçekli kesintilere yol açabilmekte, altyapıya yönelik fiziksel sabotaj ve siber saldırılar ise şebekeyi kasıtlı biçimde hedef alabilmektedir[12,13]. Enerji arzının bu tür olağandışı koşullarda dahi sürdürülebilmesi, şebekenin yalnızca verimli değil aynı zamanda dirençli olmasını gerektirmektedir. Aşağıdaki tablo bu baskı alanlarını küresel çerçevede genel hatlarıyla ele almakta, her biri için mevcut durumu ve eğilimi, şebeke üzerindeki somut etkisini ve geleneksel şebeke mimarisinin bu etkiye neden yetersiz kaldığını özetlemektedir.

8. IEA, Global EV Outlook — 2030'da kuresel EV filosu ~240 milyon (STEPS). https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024
9. ISO 15118, "Road vehicles — Vehicle to grid communication interface" (V2G haberleşmesi, Plug & Charge, çift yönlü şarj). https://www.iso.org/standard/69113.html
10. IEA (2025), Energy and AI. https://www.iea.org/reports/energy-and-ai
11. Çin Ulusal Enerji İdaresi (2023), "West-to-east power transmission to shift toward a green power highway" — uzak ve büyük ölçekli yenilenebilir üretim üslerinin UHV/HVDC hatlarıyla tüketim merkezlerine bağlanması. https://www.nea.gov.cn/2023-07/24/c_1310733784.htm
12. ENISA, Smart Grid Security. https://www.enisa.europa.eu/topics/critical-information-infrastructures-and-services/smart-grids
13. NIST IR 7628 Rev.1, Guidelines for Smart Grid Cybersecurity (NIST, 2014). https://csrc.nist.gov/pubs/ir/7628/r1/final

Tablo 1. Elektrik Şebekesi Üzerindeki Yapısal Baskılar (Küresel Çerçeve)

Sıra No	Baskı Alanı	Mevcut Durum ve Eğilim	Şebekeye Etkisi	Geleneksel Şebekenin Sınırı
1	**Elektrik Talep Artışı ve Elektrifikasyon**	Elektrik talebi hem genel büyüme hem de elektrifikasyon nedeniyle artmaktadır. Elektrifikasyon, ısıtma, ulaşım ve sanayi süreçlerinin fosil yakıttan elektriğe geçişini ifade eder. IEA'ya göre küresel elektrik talebi 2026-2030 döneminde yılda ortalama yaklaşık %3,6 büyümektedir (IEA Electricity 2026).7	Toplam talep hacminin ve pik yükün artması; mevcut kapasitenin zorlanması	Kapasite artışı yalnızca fiziksel yatırımla karşılanabilir; talep tarafı yönetimi mevcut değil
2	**Yenilenebilir Enerji Penetrasyonu**	2025'te yenilenebilir kaynaklar kömürü geçerek küresel üretimin üçte birini aşmıştır (%33,8); güneş ve rüzgar yıllık talep artışının neredeyse tamamını (%99) karşılamıştır (Ember, 2026). Türkiye: Güneş ~27 GW, Rüzgar ~15 GW (2026)	Değişken ve öngörülmesi güç üretim profili; frekans kararlılığı riski, curtailment kayıpları	Tek yönlü, sabit üretim varsayımına dayalı tasarım; frekans eylemsizliği azalıyor
3	**Esneklik İhtiyacı**	IEA Net Sıfır Senaryosu: 2030'da talep tarafı esnekliği 500 GW'a ulaşmalı (2020'nin 10 katı)	Anlık arz-talep dengesinin saniyeler içinde yönetilmesi gerekiyor	Esneklik yalnızca üretim tarafından sağlanıyor; DSM/DR uygulanamıyor
4	**Enerji Depolama Entegrasyonu**	Batarya depolama bugün en hızlı büyüyen güç teknolojisidir; 2025'te küresel kapasiteye rekor düzeyde 108 GW eklenmiş (2024'e göre %40 fazla) ve kurulu kapasite yalnızca dört yılda 2021'in on bir katına ulaşmıştır; eklemelerin yaklaşık dörtte üçü şebeke ölçeklidir (IEA, 2026). Kapasitenin 2030'da 760 GW'ı aşması beklenmektedir (STEPS).	Depolama birimleri hem üretici hem tüketici olarak şebekeye bağlanıyor; çift yönlü akış yönetimi gerekiyor	Depolama varlıklarının koordineli yönetimi için gerçek zamanlı görünürlük ve kontrol altyapısı henüz mevcut değil
5	**Elektrikli Araçlar (EV)**	Küresel EV filosu 2024 sonunda ~58 milyona ulaşmıştır; 2030'da ~240 milyon beklenmektedir (STEPS, IEA 2025). Türkiye elektrikli araç satışlarında Avrupa'da dördüncü sıradadır (Ember, 2026).	Toplu şarj dönemlerinde yerel şebekeye yüksek ani yük. V2G ile tersine enerji enjeksiyonu potansiyeli	Geleneksel dağıtım altyapısı bu yük yoğunluğu için tasarlanmamış; V2G yönetim altyapısı henüz gelişmedi
6	**Veri Merkezleri ve Dijital Yükler**	Veri merkezlerinin elektrik tüketimi 2024'te ~415 TWh (küresel tüketimin ~%1,5'i) düzeyindedir ve 2030'a kadar yaklaşık iki katına, ~945 TWh'a çıkması beklenmektedir (IEA, 2025). Yapay zeka iş yükleri başlıca itici güçtür.	Sürekli, yüksek kaliteli ve kesintisiz güç talebi; güç kalitesi gereksinimleri artıyor	Geleneksel şebeke yüksek güvenilirlik ve güç kalitesi gereksinimlerini sistematik olarak karşılayamıyor

Tablo 1. Elektrik Şebekesi Üzerindeki Yapısal Baskılar (Küresel Çerçeve) - *Devamı*

Sıra No	Baskı Alanı	Mevcut Durum ve Eğilim	Şebekeye Etkisi	Geleneksel Şebekenin Sınırı
7	**Yeni Sistem Oyuncuları**	Elektrolizörler (yeşil hidrojen), akıllı binalar, sanal güç santralleri (SGS/VPP), mikro şebekeler, endüstriyel ve mesken tipi ısıtma-soğutma sistemleri (ısı pompaları) sisteme giriyor.	Hem enerji kaynağı hem tüketici hem depolama birimi olan çok yönlü aktörlerin yönetimi gerekiyor	Geleneksel şebeke tek yönlü aktör rollerine göre tasarlandı; dinamik ve çok yönlü aktör yönetimi için altyapı eksikliği mevcut
8	**Teknik ve Ticari Kayıplar**	Teknik kayıp oranı gelişmekte olan ekonomilerde %8–18. Küresel teknik kayıplar yılda yaklaşık 1 Gt CO_2. Türkiye: toplam kayıp-kaçak oranı %8,99 (2024, SHURA/EPDK). Ticari kayıpların küresel maliyeti 80–100 milyar USD/yıl.	Enerji israfı, gelir kaybı ve karbon emisyonu; altyapı verimsizliğinin doğrudan yansıması	Dağıtım tarafında yeterli dijital izleme yok; kayıpların sistematik tespiti ve azaltılması mümkün değil
9	**Siber Güvenlik Tehditleri**	2015 Ukrayna saldırısı: ilk siber kaynaklı fiziksel kesinti, 230.000 abone etkilendi. Şebekeye yönelik siber saldırı sayısı her yıl artıyor.	Dijitalleşmeyle genişleyen saldırı yüzeyi; fiziksel ve siber altyapının entegrasyonu yeni kırılganlıklar yaratıyor	Geleneksel şebeke siber tehdit gözetilerek tasarlanmadı; izole ve reaktif güvenlik anlayışı yetersiz
10	**Yaşlanan Altyapı ve Yatırım Açığı**	IEA: Net sıfır için yıllık şebeke yatırımının 750 milyar USD'ye çıkması gerekiyor; mevcut yatırım yaklaşık 330-420 milyar USD. Dağıtım ekipmanlarının önemli bölümü ekonomik ömrünü aşmış durumda.	Reaktif arıza döngüsü; artan bakım maliyetleri, yatırım açığının kapanmaması durumunda sistem güvenilirliğinin sistematik olarak düşmesi	Öngörücü bakım mekanizması yok; ekipman ömrü dolana kadar izlenmiyor, yatırım planlaması veri yoksunluğu nedeniyle belirsiz
11	**Kritik Mineral Bağımlılığı**	IEA'ya göre kritik mineral talebinin 2040'a kadar yaklaşık dört katına çıkması beklenmektedir (lityumda sekiz kat). Lityum, kobalt, nikel, bakır ve nadir toprak elementlerinde talep hızla artmaktadır. Türkiye lityum ve kobalt için ithalata bağımlıdır.	Akıllı şebeke bileşenlerinin (batarya, kablo, güç elektroniği, transformatör) üretim maliyetleri ve tedarik süreleri artıyor; jeopolitik bağımlılık riski yükseliyor	Geleneksel şebeke bu ölçekte bileşen yenilemesi gerektirmiyordu; dönüşüm hızı tedarik zinciri kapasitesini aşabilir

Kaynak: IEA (Electricity 2026, Global Energy Review 2026, Global EV Outlook 2025, Energy and AI 2025, Global Critical Minerals Outlook 2025), Ember (Global Electricity Review 2026), EPDK/TEİAŞ. Türkiye kurulu güç verileri 2026 yılı içindir.

Tablo bir bütün olarak okunduğunda ortaya çıkan asıl mesaj, bu baskıların birbirinden bağımsız olmadığıdır. Alanların çoğu birbirini beslemektedir. Yenilenebilir kaynakların artışı esneklik ihtiyacını büyütmekte, artan esneklik ihtiyacı depolama talebini yükseltmekte, depolama talebi ise kritik mineral bağımlılığını derinleştirmektedir. Benzer biçimde elektrifikasyon ve elektrikli araçlar talebi artırırken, dijitalleşme hem yeni yükler hem de yeni siber güvenlik açıkları getirmektedir. Bu iç içe geçmiş yapı, her bir baskıya tek tek yanıt veren çözümlerin neden yetersiz kaldığını göstermektedir.[14] Bugün sahip olduğumuz şebeke ise bu ihtiyaçların çoğu ortaya çıkmadan önce, oldukça farklı varsayımlarla kurulmuştur.

Türkiye de bu baskıların tamamını kendine özgü bir bileşimle yaşamaktadır. Yukarıda aktarılan hızlı yenilenebilir kapasite artışının yanı sıra ülke, üretim portföyüne nükleer enerjiyi de dahil etmektedir. İlk ünitesinin 2026 yılında devreye alınması hedeflenen Mersin Akkuyu Nükleer Güç Santrali, dört ünitesinin tümü işletmeye alındığında ülke elektrik ihtiyacının yaklaşık yüzde 10'unu tek başına karşılayabilecek büyüklükte, yüksek kapasite faktörlü bir üretim bloğu oluşturacaktır[15]. Ancak Akkuyu bu programın yalnızca ilk halkasıdır. Türkiye, 2035 için 7.200 MW ve 2050 için 20.000 MW'lık nükleer kapasite hedefi doğrultusunda Sinop ve Trakya'da iki büyük santral daha planlamakta, buna ek olarak en az 5.000 MW'lık küçük modüler reaktör (SMR) kapasitesi için uluslararası tedarikçilerle görüşmeler yürütmektedir[16]. Nükleer santraller teknik olarak yüksek kapasite faktörüyle, sabite yakın ve sürekli bir güçte çalışacak biçimde tasarlanır; üretimlerini gün içinde talebe ya da değişken yenilenebilir üretime göre hızla azaltıp artırmaları sınırlıdır. Bu nedenle büyüyen bu taban yük bloğunun, aynı dönemde hızla artan değişken güneş ve rüzgar üretimiyle bir arada yönetilmesi, sistem esnekliğini öne çıkan bir başlık haline getirmektedir.

Türkiye'nin en ayırt edici özelliği ise sorunların ülke geneline eşit dağılmamasıdır. Elektrik dağıtımı 21 farklı bölgede yürütülmekte ve kayıp-kaçak oranı bölgeden bölgeye çarpıcı biçimde değişmektedir. 2024 ulusal toplamında yüzde 8,99 olan bu oran, kimi dağıtım bölgesinde yüzde 3,63'e kadar inerken kimisinde yüzde 37,62'ye kadar çıkmaktadır [17]. Bu fark, akıllı şebeke uygulamalarının Türkiye'de tek tip bir modelle değil, her bölgenin öncelikli sorununa göre kurgulanması gerektiğini somut biçimde ortaya koymaktadır.

Bölgesel eşitsizliğe, dağıtım kademesinde hızla belirginleşen bir güç kalitesi baskısı da eklenmektedir. Türkiye'de dağıtım hizmetinin kalitesi, EPDK tarafından kullanıcı başına ortalama kesinti süresi (OKSÜRE) ve sıklığı (OKSIK) gibi tedarik sürekliliği göstergelerinin yanı sıra gerilim dengesizliği ve gerilim çökmesi gibi teknik kalite ölçütleriyle izlenmektedir.[18] Bununla birlikte çatı ve arazi tipi

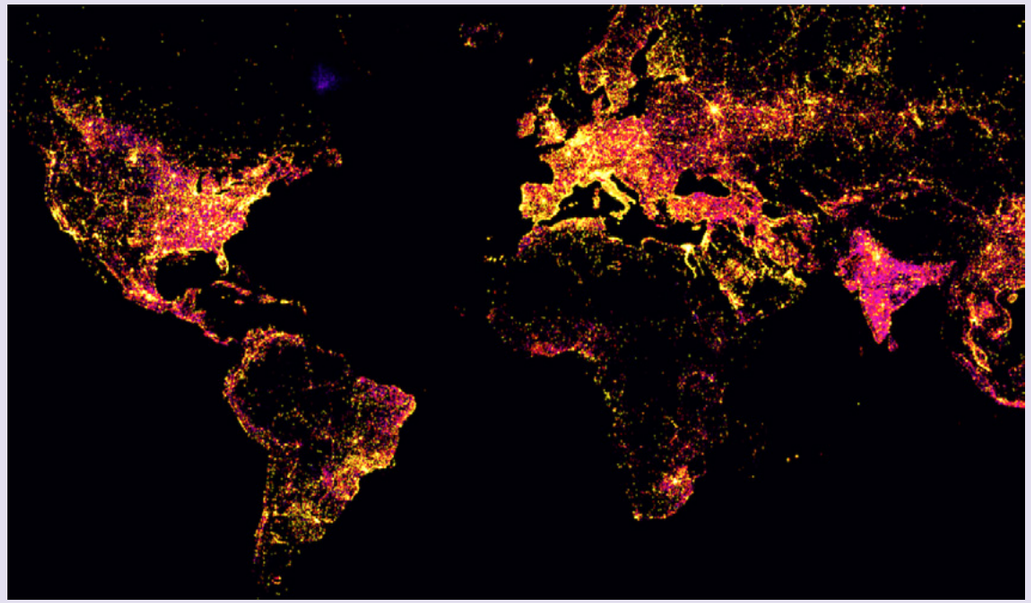
14. IEA — Global Critical Minerals Outlook 2025. https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2025
15. Akkuyu Nükleer A.Ş. (18 Haziran 2026), "Rosatom presented nuclear solutions for Türkiye's energy future at NPPES 2026"; Nükleer Düzenleme Kurumu (Mayıs 2026), Akkuyu NGS Ünite 1 işletme lisansı başvurusu kapsamındaki güvenlik incelemesi. https://akkuyu.com/en/news/rosatom-presented-nuclear-solutions-for-t-rkiye-s-energy-future-at-nppes-2026 ; Nükleer Düzenleme Kurumu https://www.ndk.gov.tr/duyurular/2025-yili-faaliyet-raporu
16. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı — Bakan Alparslan Bayraktar açıklamaları (2026): 2035 için 7.200 MW, 2050 için 20.000 MW nükleer kapasite hedefi; Akkuyu'nun yanı sıra Sinop ve Trakya'da iki yeni santral ile en az 5.000 MW küçük modüler reaktör (SMR) programı. https://www.aa.com.tr/tr/gundem/bakan-bayraktardan-sinop-ve-trakyada-kurulmasi-planlanan-nukleer-santral-projelerine-iliskin-aciklama/3737079
17. Enerji Ekonomisi / EPDK — Türkiye Elektrik Piyasası Resmi İstatistikleri Listesi https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-167/resmi-istatistikler - Türkiye Dağıtım Sektör Raporları https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24/elektrikyillik-sektor-raporu
18. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi (Kasım 2025), "Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörünün Dönüşümü" — Bölüm 3.2.5 Güç Kalitesi Yönetimi; EPDK kalite parametreleri (OKSÜRE/OKSIK, teknik kalite) ve invertör tabanlı dağıtık üretimin güç kalitesi etkileri. https://shura.org.tr/turkiye-elektrik-dagitim-sektorunun-donusumu/

güneş sistemlerinin hızla yaygınlaşması bu göstergeler üzerinde yeni bir baskı oluşturmaktadır. Ülkedeki güneş kapasitesinin büyük bölümü, ağırlıklı olarak dağıtım şebekesine bağlanan lisanssız santrallerden oluşmaktadır. İnvertör tabanlı bu kaynakların yoğunlaşması harmonik bozulma ve gerilim dalgalanması gibi güç kalitesi sorunlarını artırmakta; benzer biçimde şehir merkezlerinde yoğunlaşan doğru akım (DC) hızlı şarj üniteleri de harmonik ve gerilim etkileriyle aynı baskıyı büyütmektedir. Geleneksel olarak gerilimin tek bir merkezden ±%10 bandında tutulmasına dayanan dağıtım şebekesi, bu iki yönlü ve değişken akışlar karşısında zorlanmakta; dağıtım kademesinde gerçek zamanlı izleme ile orta ve alçak gerilim seviyesinde ilave altyapı ve kompanzasyon yatırımı ihtiyacı belirginleşmektedir. Bu nedenle akıllı şebekenin ne getirdiğini anlamlandırabilmek için, önce geleneksel şebekenin hangi tasarım tercihleriyle kurulduğunu ve bu tercihlerin bugünün ihtiyaçları karşısında nerede sınıra ulaştığını görmek gerekir. Geleneksel şebekenin yapısı ve sınırları, ancak bu ihtiyaçlarla birlikte okunduğunda tam anlamını kazanmaktadır.

3

GELENEKSEL ELEKTRİK ŞEBEKELERİ

Elektrik şebekesi, en temel tanımıyla elektrik enerjisini üretildiği noktadan tüketildiği noktaya ileten ve dağıtan fiziksel ve operasyonel bir altyapıdır. Üç ana katmandan oluşur: elektriğin üretildiği santraller, bu enerjiyi uzun mesafelere taşıyan yüksek gerilimli iletim hatları ve son kullanıcıya ulaştıran daha düşük gerilimli dağıtım şebekeleri. Şebekeyi diğer altyapılardan ayıran en temel özellik, elektriğin büyük ölçüde depolanamamasıdır. Bu yüzden üretim ile tüketimin her an birbirine eşit olması, yani arz ve talebin saniye saniye dengelenmesi gerekir. Bu denge aynı zamanda sistem frekansının ve geriliminin belirli sınırlar içinde kalmasını sağlar. Geleneksel yapıda enerji, üretimden tüketime doğru tek yönlü ve yüksek gerilimden alçak gerilime doğru akar. Bu altyapı, modern ekonomik sistemlerin ve sanayi toplumlarının temel omurgasını oluşturur. Bugünkü hali, yaklaşık 140 yılı aşkın bir mühendislik birikiminin sonucudur. Küresel yerleşim düzeyindeki elektrifikasyonun yayılımı Şekil 1'de gösterilmektedir.



Şekil 1. Küresel Yerleşim Düzeyinde Elektrifikasyon Haritası [19]

20. yüzyıl boyunca sanayileşme, kentleşme ve ekonomik büyüme ile elektrik talebi hızla artmış; ulusal şebekeler genişlemiş ve enterkonnekte sistemler oluşturulmuştur. Yüksek gerilim iletim teknolojileri (220 kV, 380 kV ve üzeri) sayesinde bölgesel üretim kaynakları ulusal sistemlere entegre edilmiş; büyük hidroelektrik, termik ve daha sonra nükleer santraller merkezi üretim modelinin temelini oluşturmuştur. Küresel elektrik üretimindeki tarihsel artış, bu merkezi modelin uzun yıllar boyunca nasıl ölçeklendirildiğini tabloda gösterilmektedir.

Tablo 2. Küresel Elektrik Üretiminin Tarihsel Gelişimi (Önemli Kilometre Taşları) [20]

Yıl	Küresel Elektrik Üretimi (TWh)	Genel Eğilim
1973	> 6.000 TWh	Sanayileşmenin hızlandığı dönem
1990	> 12.000 TWh	Küresel ekonomik genişleme
2000	> 15.000 TWh	Enterkonnekte sistemlerin yaygınlaşması (entegre hatlar ve sistemler)
2010	> 21.000 TWh	Gelişmekte olan ülkelerde talep artışı
2023	> 29.000 TWh	Yenilenebilir kaynakların hızla yükselişi

19. A new predictive model for more accurate electrical grid mapping https://engineering.fb.com/2019/01/25/connectivity/electrical-grid-mapping/
20. IEA - Data and statistics https://www.iea.org/data-and-statistics

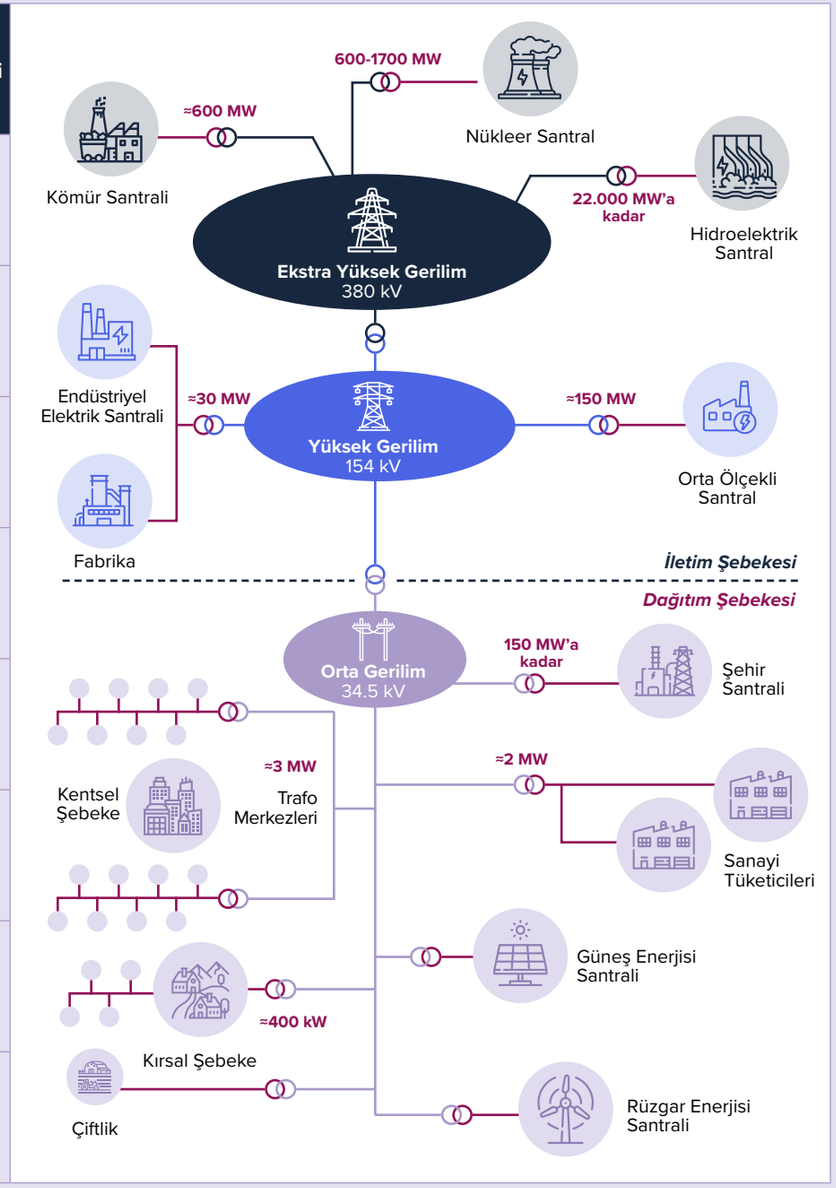
Tabloda görüldüğü üzere, son elli yılda küresel elektrik üretimi yaklaşık beş kat artmıştır. Bu büyüme, merkezi üretim temelli şebeke mimarisinin uzun süre boyunca talep artışını karşılayabildiğini göstermektedir. Ancak 2010 sonrası dönemde üretim artışı yalnızca hacimsel değil; aynı zamanda kaynak çeşitliliği bakımından da farklılaşmıştır. Yenilenebilir enerji teknolojilerinin hızla yaygınlaşması, üretim yapısını daha da karmaşık (dağıtık, uzun iletim hatları, elektrifikasyon genişlemesi) hale getirmiştir.

3.1. Geleneksel Şebeke Yapısı ve Gelişimi

Geleneksel elektrik şebekesi, üretimin büyük ve kontrol edilebilir santrallerde toplandığı, enerjinin buradan tüketiciye doğru tek yönlü aktığı merkezi bir model üzerine kuruludur. Bu modelin temel nedeni, elektriğin büyük ölçüde depolanamaması ve arz ile talebin her an birbirine eşit olması zorunluluğudur. Talep gün içinde sürekli değiştiğinden, sistemi dengede tutmak için üretimin bu değişimi anlık olarak izlemesi gerekir. Bu yüzden geleneksel şebeke, çıktısı isteğe göre artırılıp azaltılabilen büyük termik ve hidroelektrik santrallere dayanır. Sistemin dengesi şebeke frekansı üzerinden okunur. Tüketim üretimi aştığında frekans düşer, üretim fazla olduğunda yükselir. Operatörler santralleri devreye alıp çıkararak frekansı anma değeri olan 50 Hz dolayında tutmaktadır. Frekansın bu dar bantta tutulması zorunludur, çünkü şebekeye bağlı cihazların çoğu ve santrallerde elektriği üreten büyük döner makineler (senkron generatörler) bu değere göre tasarlanmıştır. Frekans izin verilen sınırların dışına çıktığında koruma sistemleri üniteleri devreden çıkarır ve arıza zincirleme büyüyerek geniş çaplı kesintilere yol açabilir. Bu generatörlerin sürekli dönen ağır kütlesi de ani sapmalara karşı doğal bir tampon, yani eylemsizlik sağlamaktadır. Üretimin hangi santrallerden karşılanacağı maliyet sırasına, operasyonel ihtiyaca ve piyasa koşullarına göre belirlenmektedir. Genellikle en düşük maliyetli santraller sürekli çalışır, pahalı olanlar yalnızca talep zirvelerinde devreye girer. Ölçek ekonomisi sayesinde büyük merkezi tesisler elektriği en düşük birim maliyetle üretir. Güvenilirlik, herhangi bir hattın veya ünitenin devre dışı kalmasına karşı yedek kapasite bulundurularak sağlanır. Bu yapıda tüketici edilgen bir alıcıdır ve sistemin yönetimine katkı vermez. İşletim merkezi kontrol merkezlerinden yürütülür, ancak izleme büyük ölçüde iletim seviyesiyle sınırlıdır ve dağıtım tarafındaki anlık durum genellikle görünmez kalmaktadır. Talep, geçmiş tüketim verilerine dayalı tahminlerle öngörülür ve kapasite ihtiyacı fiziksel yatırımla karşılanmaktadır. Arıza yönetimi reaktiftir, sorunlar ancak ortaya çıktıktan sonra saha müdahalesiyle giderilmektedir. Toplanan veri düşük yoğunluklu ve gecikmeli olduğundan işletme kararları geçmişe dayalı bilgiyle alınmaktadır. Bu model, öngörülebilir talep ve büyük ölçekli kontrol edilebilir üretim varsayımlarının geçerli olduğu dönemde uzun yıllar boyunca güvenilir biçimde çalışmıştır. Ancak bu varsayımlar zayıfladıkça aynı yapı bugünün ihtiyaçları karşısında giderek yetersiz kalmakta ve bir dönüşüm ihtiyacını görünür kılmaktadır. Geleneksel şebekenin bu temel özellikleri Tablo 3'te özetlenmektedir.

Tablo 3. Geleneksel Şebekenin Profili

Özellik	Geleneksel Şebekedeki Roller
Üretim Modeli	Büyük ölçekli, merkezi santraller
Enerji Akışı	Tek yönlü (üretimden tüketime)
Şebeke Mimarisi	Hiyerarşik ve katmanlı
Tüketici Rolü	Pasif tüketici, üretim sınırlı
İzleme ve Ölçüm	Sınırlı, noktasal ve çoğunlukla manuel
Kontrol Yapısı	Merkezi ve operasyon odaklı
Arıza Yönetimi	Reaktif (olay sonrası müdahale)
Veri Kullanımı	Düşük yoğunluklu ve gecikmeli



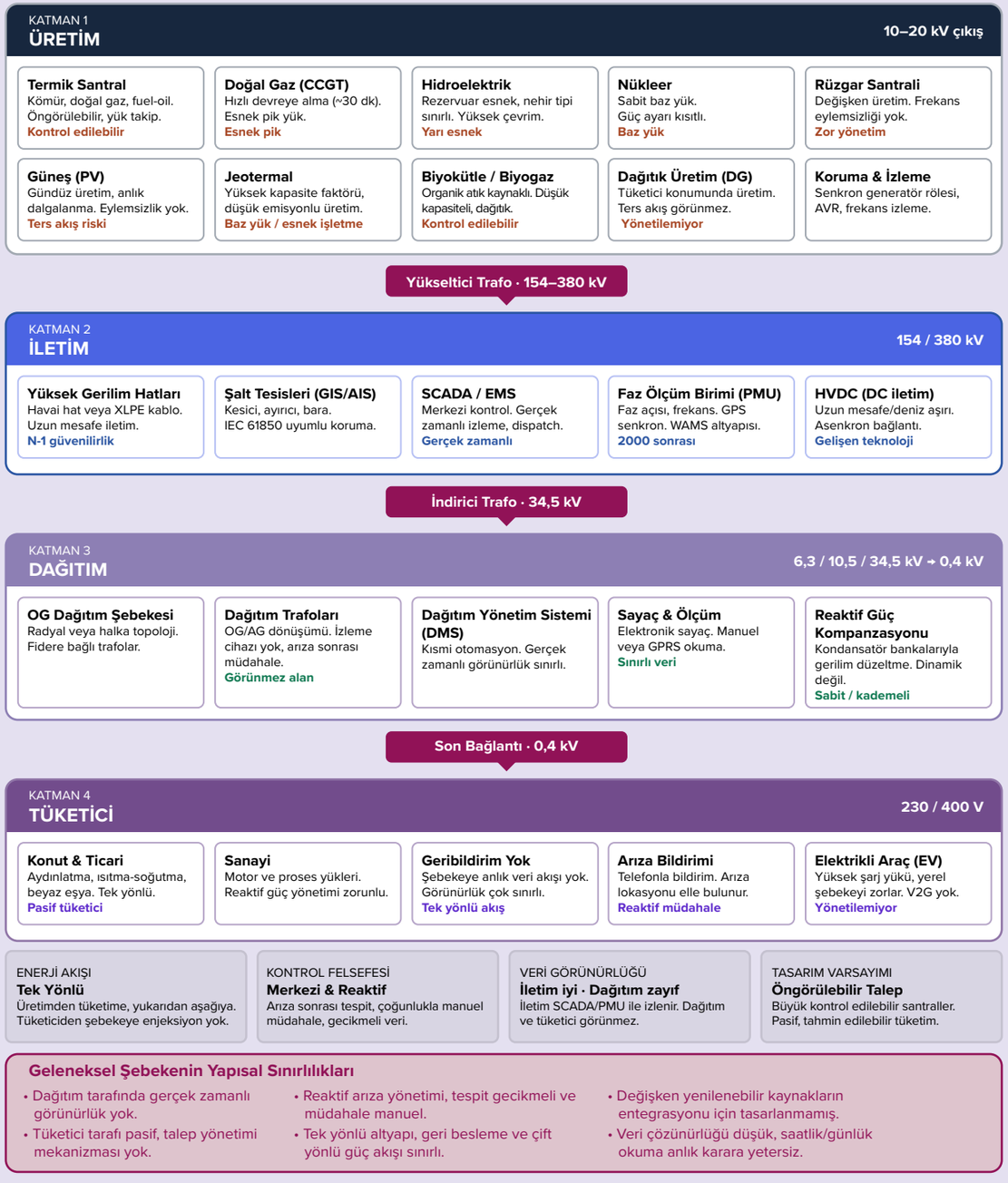
Tablo 3'te özetlenen özellikler, geleneksel şebekenin belirli bir tasarım mantığı etrafında biçimlendiğini ortaya koymaktadır. Bu mantıkta üretim birkaç büyük merkezde toplanır, enerji tek yönlü olarak tüketiciye doğru akar ve sistem yukarıdan aşağıya kademeli bir düzen içinde işletilir. Bu tasarım mantığı, en somut karşılığını elektriğin farklı gerilim seviyeleri arasında dönüştürülerek taşındığı fiziksel altyapıda bulmaktadır. Elektrik, üretildiği santralden çıkıp nihai kullanıcıya ulaşana kadar birbirini izleyen katmanlardan geçmekte ve her katmanda gerilimi yükseltilerek ya da düşürülerek bir sonraki aşamaya uygun hale getirilmektedir. Üretim noktasında ortaya çıkan elektrik önce uzun mesafelere taşınabilmek için yüksek gerilime çıkarılmakta, tüketim bölgelerine yaklaştıkça kademeli biçimde düşürülerek kullanıma hazır seviyeye indirilmektedir.

Geleneksel Şebekenin Fiziksel Yapısı: Üretim-İletim-Dağıtım-Tüketim Hiyerarşisi

Geleneksel şebekenin fiziksel mimarisi dört ana katmandan oluşmaktadır. Üretim katmanında termik, hidroelektrik ve nükleer santraller elektriği 10–20 kV gerilim seviyesinde üretmektedir. Yükseltici trafolar bu gerilimi 154 ya da 380 kV'a çıkarmakta ve elektrik bu seviyede iletim hatları aracılığıyla yüzlerce kilometre uzağa taşınmaktadır. Tüketim bölgelerine yaklaşıldığında indirici trafolar gerilimi önce 34,5 kV orta gerilim seviyesine, ardından mahalle trafo merkezlerinde 0,4 kV alçak gerilime düşürmekte ve elektrik bu seviyede nihai tüketiciye ulaşmaktadır.

Bu hiyerarşik yapı, tüketici tarafının tamamen edilgen olduğu varsayımı üzerine kurulmuştur. Bu varsayımda tüketici yalnızca elektriği alan taraf konumundadır, sisteme herhangi bir katkı yapmaz ve geri bildirim üretmez. Şebeke operatörleri ise büyük ölçüde geçmiş tüketim verilerine dayalı yük tahminleriyle çalışmakta, dağıtım tarafındaki anlık durum çoğunlukla görünmez kalmaktadır. Şebekenin bu katmanlı işleyişi ve her aşamadaki temel bileşenler Şekil 2'de bir arada gösterilmektedir.

Aşağıda ana hatlarıyla görülen bu yapı bugün öyle dursa da, tek bir buluşun değil birbirini izleyen teknolojik atılımların ve her dönemin kendine özgü ihtiyaçlarının ortak ürünüdür. Nasıl ki demiryolları sanayi devriminin hammadde ve insan taşıma ihtiyacına yanıt olarak yayıldıysa, elektrik şebekesi de aydınlatmadan sanayi motorlarına, hızlı kentleşmeden ulusal kalkınmaya kadar değişen taleplerin şekillendirdiği bir altyapı olarak gelişmiştir. Her dönemde şebeke, o çağın teknolojik imkanlarının elverdiği ve ekonominin ihtiyaç duyduğu ölçüde biçim almış, böylece ihtiyaç ile teknoloji birbirini sürekli besleyerek bugünkü sistemi ortaya çıkarmıştır. Dolayısıyla şebekenin geçmişi, durağan bir altyapının değil sürekli dönüşen bir yapının tarihidir.



Şekil 2. Geleneksel Şebekenin Üretim–İletim–Dağıtım–Tüketim Hiyerarşisi

Geçmişten Günümüze Elektrik Şebekesi

Doğuş: 1880'ler — DC' den AC' ye Büyük Dönüşüm

Ticari elektrik şebekelerinin tarihi 1882'de New York'ta başlamıştır. Thomas Edison'ın Pearl Street Santrali, 110 volt doğru akımla akkor telli lambaları besleyen ilk ticari elektrik dağıtım sistemidir.[21] Elektromekanik sigortalarla korunan bu ilk yapıda iletim mesafesi birkaç kilometreyle sınırlı kalmıştır, çünkü doğru akımın gerilimi transformatörle yükseltilip düşürülememesi uzun mesafe iletimini olanaksız kılıyordu. Dengeleri değiştiren teknoloji alternatif akım olmuştur. Nikola Tesla'nın çok fazlı alternatif akım motoru ve transformatör tasarımları George Westinghouse'un girişimciliğiyle ticarileşmiş, 1888'den itibaren alternatif akımın transformatörle yükseltilip iletildikten sonra tüketim noktasında düşürülebilmesi iletim mesafesini onlarca, hatta yüzlerce kilometreye taşımıştır. 1895'te devreye giren Niagara Şelalesi'ndeki Adams Santrali önce yerel sanayiyi beslemiş, 1896'da yaklaşık 40 kilometre uzaklıktaki Buffalo' ya yüksek gerilimli alternatif akım iletimi gerçekleştirilmiştir[22]. Merkezi büyük santral ve uzun mesafe iletim modelinin uygulanabilirliğini kanıtlayan bu adım, alternatif akımı küresel standart haline getirmiştir. Böylece elektriğin birkaç büyük merkezde üretilip tek yönlü olarak uzaklara taşındığı temel mimari kurulmuş ve bu mimari yaklaşık bir asır boyunca şebekelerin biçimini belirlemiştir. Dahası bu teknik atılım, o güne dek birbirinden bağımsız kurulan yerel sistemlerin zamanla tek bir ulusal ağ altında birleşmesinin önünü açmıştır.

Ulusal Şebekelerin İnşası: 1910–1960

Sanayileşmenin hız kazanması ve kentlerin büyümesiyle elektrik talebi hızla artmış, birbirinden kopuk küçük yerel şebekeler bu talebi karşılamakta yetersiz kalmıştır. Bu dönemde önce 110 kV, ardından 220 kV iletim hatları devreye girmiş, büyük hidroelektrik ve termik santraller tek tek ulusal sistemlere bağlanmıştır. Amaç, üretimi her tüketim noktasına ayrı ayrı taşımak yerine geniş bir bölgeyi tek bir enterkonnekte sistem üzerinden beslemekti. Böylece elektrik yerel bir hizmet olmaktan çıkıp ulusal bir altyapıya dönüşmüş, sanayinin ve kentleşmenin omurgası haline gelmiştir. Ölçek büyüdükçe sistemin bir bütün olarak nasıl dengede tutulacağı ve arızalara karşı nasıl korunacağı giderek daha kritik bir mühendislik sorunu haline gelmiştir. Talebin hız kesmeden büyümesi ise bu sorunu kısa sürede bir güvenilirlik ve ölçek meselesine dönüştürmüştür.

Büyüme ve Enterkonneksiyon: 1960–1980

1960'lardan itibaren elektrik talebi, sanayi üretiminin ve konfor tüketiminin artmasıyla katlanarak büyümüştür. Bu talebi karşılamak için hem daha büyük santraller kurulmuş hem de daha yüksek gerilim seviyelerine geçilmiştir. 380 kV ve üzeri çok yüksek gerilim hatları yaygınlaşmış, ülkeler kendi iç sistemlerini birbirine bağlayarak uluslararası enterkonneksiyonlar oluşturmuştur. Bu bağlantılar arz güvenliğini artırırken, bir bölgedeki arızanın komşu sistemlere yayılabilmesi gibi yeni bir risk de doğurmuştur. Nitekim 1965'te yaşanan ve yaklaşık 30 milyon kişiyi etkileyen Kuzeydoğu ABD karartması, enterkonnekte sistemlerde bir arızanın birbirine bağlı üniteler üzerinden büyüyerek yayıldığı kaskat riskini bütün dünyaya göstermiştir. Bu olayın doğrudan sonucu olarak 1968'de NERC kurulmuş ve şebeke güvenilirliği için bağlayıcı standartlar geliştirilmiştir[23]. Herhangi bir unsurun

21. IEEE / ETHW, "Milestones: Pearl Street Station, 1882" (ilk ticari DC santral, akkor lamba). https://ethw.org/Milestones:Pearl_Street_Station,_1882
22. IEEE / ETHW, "Milestones: Adams Hydroelectric Generating Plant, 1895" (Niagara; AC'nin zaferi; 1896 Buffalo iletimi). https://ethw.org/Milestones:Adams_Hydroelectric_Generating_Plant,_1895
23. NERC (2023), History of NERC (1965 Northeast Blackout; 1 Haziran 1968 kuruluş). https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/news/2023/march-2023-nerc-timeline.pdf

devre dışı kalması halinde sistemin çalışmayı sürdürebilmesini şart koşan N-1 güvenilirlik kriteri de bu dönemde iletim sistemlerinin temel tasarım ölçütü haline gelmiştir [6]. 1973 petrol krizi ise enerji verimliliğini ve üretim maliyetini ilk kez gündemin merkezine taşımış, hangi santralin ne zaman devreye alınacağını belirleyen ekonomik yük dağıtımı ile yük tahmini yöntemlerinin önemini artırmıştır. Aynı yıllarda iletim düzeyindeki büyüklüklerin merkezi kontrol merkezlerinden gerçek zamanlı izlenmesini sağlayan SCADA sistemleri ve bunların üzerine kurulan Enerji Yönetim Sistemleri (EMS) doğmuş, operatörler iletim şebekesini ilk kez bütüncül biçimde görebilmiştir. Ancak bu görünürlük dağıtım tarafını kapsamamıştır. Devletin tek elden yürüttüğü bu büyük ölçekli yapı, 1970'lerin sonunda artan maliyetler ve verimlilik arayışıyla sorgulanmaya başlamış, sektörün piyasa temelli bir modele doğru yeniden düşünülmesinin zeminini hazırlamıştır.

Serbestleşme ve Dijital Koruma: 1980–2000

1980'lerden itibaren birçok ülkede elektrik sektörü yeniden yapılandırılmış, üretim, iletim ve dağıtım birbirinden ayrılarak rekabete açılmıştır. Bu piyasalaşma, elektriğin alınıp satıldığı bir meta haline gelmesini sağlamış ve doğru ölçüm ile güvenilir veriyi hem teknik hem ticari açıdan zorunlu kılmıştır. Üretim tarafında hızlı devreye alınabilen ve görece verimli doğal gaz kombine çevrim santralleri (CCGT) yaygınlaşmış, esnek üretim kapasitesi artmıştır. Koruma ve kontrol tarafında ise mikroişlemci tabanlı Akıllı Elektronik Cihazlar (IED) elektromekanik rölelerin yerini almış, koruma, kontrol ve ölçüm işlevleri tek platformda birleşmiştir. Farklı üreticilerin cihazlarının ortak bir dille haberleşmesini hedefleyen IEC 61850 standardının temelleri de bu dönemde atılmıştır. Bu gelişmeler şebekenin fiziksel yapısını köklü biçimde değiştirmese de onu yönetmek için gereken bilgi ve otomasyon katmanını belirgin biçimde güçlendirmiştir. Piyasa ve otomasyon altyapısı olgunlaştıkça, 2000'lere gelindiğinde şebekeyi biçimlendiren temel baskı yerini bütünüyle yeni bir önceliğe, iklim ve sürdürülebilirlik gündemine bırakmıştır.

Sürdürülebilirlik Baskısı ve Dijitalleşme: 2000–Günümüz

2000'lerden sonra şebekeyi biçimlendiren temel güç, iklim değişikliğiyle mücadele ve sürdürülebilirlik hedefleri olmuştur. Rüzgar ve güneş gibi değişken yenilenebilir kaynakların hızla yaygınlaşması, çatı tipi güneş ve depolamayla üretimin dağıtık hale gelmesi ve elektrikli araçların yükü artırması, tek yönlü akışa ve öngörülebilir talebe göre tasarlanmış geleneksel yapıyı zorlamaya başlamıştır. Bu baskı, dijitalleşmeyi ilk kez dağıtım tarafına taşımıştır. Otomatik sayaç okumadan (AMR) gelişmiş sayaç altyapısına (AMI) geçilmiş, İtalya dünyanın ilk ulusal ölçekli akıllı sayaç altyapısını tamamlayarak bu dönüşümün öncüsü olmuştur[24]. Dağıtım Yönetim Sistemleri (DMS) arıza tespitini ve yeniden konfigürasyonu kısmen otomatikleştirmiş, FLISR gibi çözümlerle kesinti süreleri kısalmıştır. İletim tarafında GPS senkronizasyonuyla faz açısı ve frekans ölçen PMU cihazları Geniş Alan İzleme Sistemi'nin (WAMS) temelini kurmuş[25], 2003 Kuzeydoğu ABD karartması bu süreci hızlandırmış ve olayın kök neden analizinde mevcut SCADA sistemlerinin sınırları açıkça ortaya konmuştur[26].

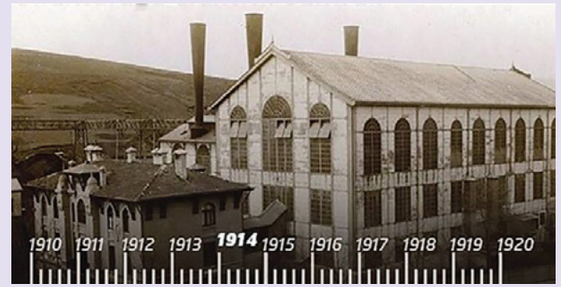
24. Enel, Telegestore akıllı sayaç altyapısı (İtalya). https://www.enel.com , T.C. Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji Verimliliğinde Kurumsal Kapasitenin Geliştirilmesi için Teknik Destek Projesi, Vaka Çalışmaları https://evcedruzgar.enerji.gov.tr/duyurular_haberler/document/Sunum%201-3%20Vaka%20Çalışmaları.pdf , Smart Grid Strategies and Projects – Elektrik Mühendisleri Odası (EMO) https://www.emo.org.tr/ekler/b790c8dde17d8bf_ek.pdf
25. NASPI — North American SynchroPhasor Initiative (PMU / WAMS). https://www.naspi.org
26. U.S.-Canada Power System Outage Task Force (2004), Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada. https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf

2015'ten sonra sensör maliyetlerinin düşmesi ve haberleşme kapasitesinin artmasıyla izleme, iletim seviyesinden dağıtım şebekesinin uç noktalarına ve sayaç düzeyine kadar genişlemiştir. Bulut ve kenar (edge) hesaplama, büyük veri analitiği ve yapay zeka uygulamaları şebeke işletiminin parçası olmaya başlamıştır. Dağıtık üretimi, depolamayı ve talebi yönetmek için dağıtık enerji kaynağı yönetim sistemleri (DERMS) ve sanal güç santrali (VPP) gibi yeni yönetim katmanları ortaya çıkmıştır. Enerjinin iki yönlü aktığı ve tüketicinin aynı zamanda üretici (prosumer) olabildiği bu yapıda şebeke, tek yönlü ve merkezi kurgusundan uzaklaşmaya başlamıştır. Aynı dönemde operasyonel teknoloji (OT) ile bilgi teknolojisi (IT) ağlarının iç içe geçmesi, siber güvenliği şebeke güvenilirliğinin ayrılmaz bir bileşeni haline getirmiştir. Birbiri üzerine biriken bu baskılar, geleneksel mimarinin sınırlarını görünür kılarak yeni bir şebeke anlayışına, yani akıllı şebekeye giden yolu açmıştır.[27] Aynı ihtiyaç ve teknoloji dinamiği, kendine özgü bir zamanlama ve koşullar içinde Türkiye'de de işlemiş, ilk yerel santrallerden bugünkü yenilenebilir dönüşüme uzanan bu süreç izleyen başlıkta ele alınmaktadır.

Türkiye Elektrik Şebekesinin Gelişimi

İlk Adım: 1888–1923

Türkiye'de elektriğin tarihi, üretimin sanayi ve savunma ihtiyaçlarıyla başlaması bakımından dikkat çekicidir. İlk elektrik üretimi 1888'de İstanbul'da, Haliç'teki Tersane-i Amire bünyesinde kurulan bir elektrik fabrikasıyla gerçekleşmiştir. Bu tesis, dinamolarla ürettiği elektriği başta savaş gemilerinin aydınlatması ve projektörleri olmak üzere tersanenin ihtiyaçları için kullanmıştır[28,29]. Kamusal kullanıma açılan ilk elektrik ise 1902'de Tarsus'ta üretilmiştir. Tarsus Belediyesi'nin teknik işlerine bakan ve Avusturyalı olduğu bilinen Dörfler'in girişimiyle, Berdan Nehri Bentbaşı mevkiindeki bir su değirmeninin transmisyon kayışıyla 2 kW'lık bir dinamoya bağlanması sonucu 15 Eylül 1902'de elektrik elde edilmiştir. Şehrin kapsamlı elektrik altyapısına kavuşması 1910'u, İstanbul'un şehir ölçeğinde elektriğe kavuşması ise 14 Şubat 1914'te devreye giren Silahtarağa Elektrik Santrali'ni beklemiştir. Bu ilk yıllarda üretim, birbirinden bağımsız ve yerel ölçekli tesislerle sınırlı kalmış, henüz bir sistem bütünlüğü ortaya çıkmamıştır.[30] Silahtarağa Elektrik Santrali Şekil 3'te gösterilmektedir.



Şekil 3. Silahtarağa Elektrik Santrali

27. IRENA (2019), "Innovation Landscape Brief: Artificial Intelligence and Big Data." Güç sistemlerinde YZ/büyük veri uygulamaları (üretim-tüketim tahmini, işletim, izleme) taksonomisi — Tablo 8'in çapa kaynağı. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_AI_Big_Data_2019.pdf
28. Atatürk Araştırma Merkezi Dergisi (2018), Cumhuriyet Türkiyesinde Elektrik Enerjisi Üretimi ve Enerji Politikaları (1923–1960), C. XXXIV, S. 98. https://atamdergi.gov.tr/tam-metin/5/tur
29. Büyük İstanbul Tarihi, «İstanbul'un Aydınlatılmasında Elektrik Dönemi» (1888 Tersane-i Amire elektrik fabrikası; Ramiz, Hüsnü, Faik Beyler). https://istanbultarihi.ist/357-istanbulun-aydinlatilmasinda-elektrik-donemi
30. EMO, "Osmanlılarda İlk Elektrik Uygulamaları". https://www.emo.org.tr/ekler/947aebfac87c08c_ek.pdf

Merkezi Şebekenin İnşası: 1923–1970

Cumhuriyet'in ilk on yıllarında elektrik altyapısı, büyük ölçüde yabancı imtiyazlı şirketler ve belediyelerce işletilen, birbirinden kopuk yerel sistemlerden oluşuyordu. 1935'te Etibank ve Elektrik İşleri Etüt İdaresi'nin (EİEİ) kurulmasıyla elektrik üretimi ve dağıtımı ilk kez kamu eliyle örgütlenmeye başlamıştır. 1948'de devreye giren Çatalağzı Termik Santrali ve 1952'de tesis edilen 154 kV'luk iletim hattı, Türkiye'nin ulusal enterkonnekte sisteminin temelini atmıştır. Bu hat yalnızca bir iletim yatırımı değil, dağınık yerel şebekelerin birbirine bağlandığı ve merkezi şebeke yönetiminin başladığı bir dönüm noktasıdır. Türkiye'nin 1923'ten günümüze kurulu güç gelişimi Tablo 4'te özetlenmektedir 5.

Türkiye Elektrik Kurumu Dönemi ve Şebekenin Genişlemesi: 1970–1993

1970'te kurulan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK), üretim, iletim ve dağıtımı tek çatı altında toplayarak şebeke yatırımlarını merkezileştirmiştir. Bu dönemde 154 kV ve 380 kV iletim hatlarının ülke geneline yayılması, bölgesel şebekelerin ulusal sisteme entegrasyonunu hızlandırmıştır. Belediye ve birliklerin elindeki dağıtım tesislerinin 1982'de TEK'e devredilmesiyle şebeke yönetimi ilk kez gerçek anlamda tekleşmiş, kurulu güç 6.638 MW, üretim ise 26,6 milyar kWh düzeyine ulaşmıştır 5. Bu evre, dünyada 1960–1980 arasında yaşanan büyüme ve enterkonneksiyon eğiliminin Türkiye'deki karşılığıdır.

Piyasalaşma, Özelleştirme ve Dağıtım Reformu: 1993–2013

1993'te TEK'in TEAŞ ve TEDAŞ olarak ikiye ayrılması, ardından 2001'de Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesi ve EPDK'nın kurulması, şebeke işletiminde dikey ayrışmanın ve düzenleyici denetimin başlangıcı olmuştur[31]. 2004'te ülke 21 dağıtım bölgesine ayrılmış, 2008–2013 arasında tamamlanan özelleştirmelerle dağıtım hizmetleri özel sektöre devredilmiştir. Bu dönem aynı zamanda ilk dağıtım otomasyon sistemlerinin ve uzaktan sayaç okuma altyapısının devreye girdiği bir modernizasyon sürecini de kapsamaktadır. Böylece Türkiye, dünyada 1980 sonrasında görülen serbestleşme dalgasını kendi koşullarında izlemiştir.

Yenilenebilir Dönüşüm, Nükleer Katılım ve Şebeke Baskısı: 2013–Günümüz

2013 sonrasında hız kazanan yenilenebilir enerji yatırımları Türkiye'nin şebeke yapısını köklü biçimde dönüştürmektedir. Büyük ölçekli güneş ve rüzgar kapasitesini belirli alanlarda toplayan YEKA (Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları) ihaleleri, lisanssız üretim mevzuatı ve çatı tipi güneş sistemlerinin yaygınlaşması, dağıtım şebekesinde ters yönlü güç akışını, frekans yönetimi güçlüklerini ve gerçek zamanlı denge ihtiyacını giderek artırmaktadır. Nitekim güneş, 2026 başı itibarıyla kurulu güçte doğal gazı geçerek hidroelektrikten sonra ikinci büyük kaynak konumuna ulaşmış, yıl sonunda hidroelektriği de geçmesi beklenmektedir.

Üretim çeşitliliği yalnızca değişken kaynaklarla sınırlı kalmamaktadır. Hidroelektrik, yaklaşık 32 GW'lık kurulu gücüyle sistemin en büyük ve talebe en hızlı yanıt verebilen kaynağı olmayı sürdürmekte, Türkiye bu kapasiteyle Avrupa'nın önde gelen hidroelektrik ülkelerinden biri konumundadır[32].

31. EPDK – Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/1-1051/kurumumuztarihce
32. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi / IHA 2026 Global Hydropower Outlook — Türkiye hidroelektrik ~32 GW, Norveç'in ardından Avrupa 2.'si. https://dunyaenerji.org.tr/turkiye-hidroelektrikte-avrupanin-ikinci-buyuk-gucu-oldu/

Aynı dönemde Mersin'de inşa edilen ve dört üniteyle toplam 4.800 MW kapasiteye ulaşacak Akkuyu Nükleer Güç Santrali, ülkenin ilk nükleer üretim atılımını oluşturmaktadır. İlk ünitenin 2026 içinde devreye alınması ve santralin tam kapasitede ülke elektriğinin yaklaşık yüzde 10'unu karşılaması beklenmektedir. Değişken yenilenebilir üretimin payı artarken büyük bir nükleer baz yük bloğunun sisteme eklenmesi, üretim ile talebi eşzamanlı dengeleme ve esneklik ihtiyacını daha da belirginleştirmektedir. Sonuç olarak bu dönüşüm, geleneksel tek yönlü şebeke mimarisinin sınırlarını Türkiye özelinde de somut biçimde görünür kılmakta ve dijital altyapı ile esneklik kapasitesine yönelik yatırım ihtiyacını derinleştirmektedir. Elektrik şebekesinin bu tarihsel evrimi Şekil 4'te özetlenmektedir.

Elektrik Şebekesinin Evrimi — Küresel ve Türkiye

Her dönemde ihtiyaç ile teknoloji birbirini besleyerek şebekeyi yeniden biçimlendirmiştir.

Küresel	Dönemin itici gücü	Türkiye
Doğuş — DC'den AC'ye **1880'ler** Pearl Street (1882) ilk ticari DC sistem. Tesla-Westinghouse çok fazlı AC. Niagara (1895–96) ile merkezi santral ve uzun mesafe iletim modeli kanıtlandı.	1 **Elektriğin doğuşu**	**İlk Adım** **1888–1923** 1888 Haliç Tersanesi, 1902 Tarsus, 1914 Silahtarağa. Birbirinden bağımsız, yerel ölçekli tesisler.
Ulusal Şebekelerin İnşası **1910–1960** 110➝220 kV hatlar. Büyük hidro ve termik santrallerin ulusal sisteme bağlanması. Yerel şebekelerden enterkonnekte sisteme geçiş.	2 **Sanayileşme ve kentleşme**	**Merkezî Şebekenin İnşası** **1923–1970** Etibank ve EİEİ (1935), Çatalağzı Termik (1948). İlk 154 kV iletim hattı (1952) ile ulusal sistemin temeli.
Büyüme ve Enterkonneksiyon **1960–1980** 380 kV+ ve uluslararası bağlantılar. 1965 karartması ➝ NERC ve N-1. 1973 petrol krizi ➝ verimlilik. SCADA/EMS'in doğuşu.	3 **Talep artışı ve güvenilirlik**	**TEK Dönemi ve Genişleme** **1970–1993** TEK (1970) üretim-iletim-dağıtımı tek çatıda topladı. 154/380 kV ülke geneline yayıldı. Dağıtım tekleşmesi (1982).
Serbestleşme ve Dijital Koruma **1980–2000** Piyasalaşma ve unbundling. Doğal gaz CCGT'nin yaygınlaşması. Mikroişlemci tabanlı IED'ler. IEC 61850 temelleri.	4 **Piyasa ve rekabet**	**Piyasalaşma ve Dağıtım Reformu** **1993–2013** TEAŞ/TEDAŞ ayrımı (1993). Elektrik Piyasası Kanunu ve EPDK (2001). 21 dağıtım bölgesi, özelleştirme (2008–13).
Sürdürülebilirlik ve Dijitalleşme **2000–günümüz** Yenilenebilir ve dağıtık üretim, EV. AMI, DMS/FLISR, PMU/WAMS. IoT, yapay zeka, DERMS/VPP. OT-IT siber güvenlik.	5 **İklim ve sürdürülebilirlik**	**Yenilenebilir Dönüşüm** **2013–günümüz** YEKA, lisanssız üretim, çatı tipi GES. Güneş 2. sıraya yükseldi. Ters akış ve esneklik baskısı arttı.

Türkiye, her dönemde küresel örüntüyü kendi zamanlamasıyla izlemiş, aynı ihtiyaç ve teknoloji dinamiği şebekeyi sürekli yeniden biçimlendirmiştir. Bugünkü akıllı şebeke dönüşümü bu sürekliliğin son halkasıdır.

Şekil 4. Elektrik Şebekesinin Evrimi

Türkiye'nin kurulu gücündeki gelişim, yukarıda anlatılan dönemlerin sayısal izdüşümüdür. 1923'te 33 MW olan kurulu güç, 2026'ya gelindiğinde 125 GW'ı **aşarak neredeyse dört bin kat artmıştır. Bu büyümenin hızlandığı evreler, anlatılan kırılmalarla örtüşmektedir. 1980 sonrasında özel yatırımların devreye girmesi ve 2010'lardan itibaren yenilenebilir kapasitenin hızla eklenmesi, eğrinin en dik yükseldiği dönemlerdir.**

Tablo 4. Türkiye Kurulu Gücünün Tarihsel Gelişimi (1923–2026)

Yıl	Kurulu Güç (MW)	Dönem / Açıklama
1923	33	**Temellerin Atılması – Başlangıç dönemi:** Cumhuriyet'in ilk yıllarında elektrik üretimi, çoğunlukla yabancı imtiyazlı şirketler ve belediyelerce işletilen, birbirinden bağımsız küçük yerel sistemlerden oluşuyordu.
1930	78	
1940	217	
1950	408	**Ulusal Enterkonnekte Sistemin Temelleri (1952, 154 kV hattı):** 1948'de Çatalağzı Termik Santrali, 1952'de 154 kV iletim hattı devreye girdi; dağınık yerel şebekeler birbirine bağlanmaya ve merkezi şebeke yönetimi oluşmaya başladı.
1960	1.272	
1970	2.234	**Türkiye Elektrik Kurumu'nun (TEK) Kuruluşu:** TEK dönemi ve ulusal şebekenin genişlemesi. 1970'te kurulan Türkiye Elektrik Kurumu üretim, iletim ve dağıtımı tek çatı altında topladı; 154 ve 380 kV hatlarıyla şebeke ülke geneline yayıldı.
1980	5.119	
1990	16.317	
2000	27.264	**Piyasalaşma ve Rekabet Süreci:** Piyasalaşma, özelleştirme ve dağıtım reformu. 2001 Elektrik Piyasası Kanunu ve EPDK ile dikey ayrışma başladı; ülke 21 dağıtım bölgesine ayrıldı ve 2008–2013 arasında dağıtım hizmetleri özel sektöre devredildi.
2010	49.524	
2020	95.890	
2023	105.659	
Mayıs 2026 itibariyle	125.598	**Yenilenebilir Enerji Odaklı:** Güneş (GES) ve Rüzgar Santralleri (RES) ön planda olup Güneş santralleri, doğalgaz santrallerini geçerek hidroelektrikten sonra 2. sıraya yükseldi; yenilenebilir kaynakların kurulu güçteki payı %60'ı aştı. 2026 yıl sonunda GES' in 1. Sıraya yükselmesi bekleniyor.

(Kaynak: ETKB/TEİAŞ tarihsel kurulu güç verileri, 1923–Mayıs 2026) [5]

Türkiye'nin elektrik sistemi yalnızca kurulu güç olarak değil, kendisini oluşturan bütün bileşenlerle birlikte büyümüştür. Her dönemin ihtiyacı, üretim tarafında yeni kaynakları devreye sokarken (önce hidroelektrik ve termik, ardından yenilenebilir ve nükleer), bu üretimi taşıyacak iletim hatlarını, dağıtım altyapısını ve trafo kapasitesini de aynı oranda genişletmiştir. Sanayileşme ve kentleşmeyle artan abone sayısı bugün yaklaşık 52 milyona, dağıtım hattı 1,3 milyon kilometreye ve trafo sayısı yarım milyonu aşan bir ölçeğe ulaşmıştır. Bu büyüme boyunca sistemin işletme teknolojisi de dönüşmüş, manuel ölçüm ve merkezi kontrolden dijital izleme ve otomasyona doğru evrilmiştir.

Bugün gelinen nokta, aşağıdaki güncel göstergelerde bütün bu boyutların bir arada ulaştığı ölçek olarak görülebilir.[33]

Tablo 5. Türkiye Elektrik Sistemine İlişkin Temel Göstergeler

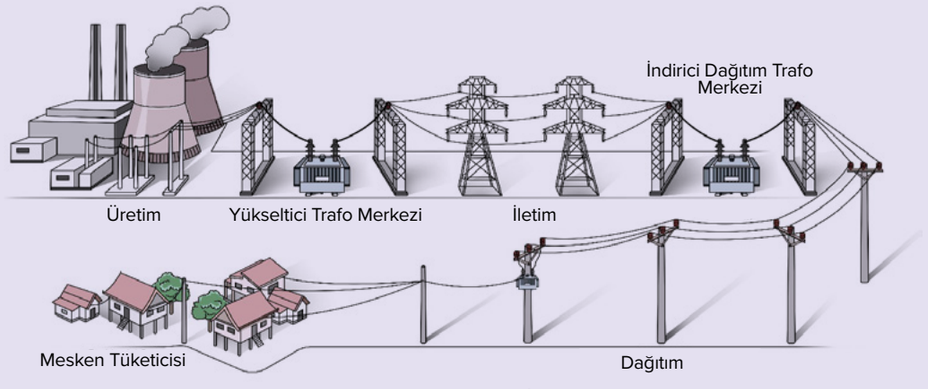
Gösterge	Değer	Kaynak
Toplam Kurulu Güç	125.598 MW	ETKB/TEİAŞ, Mayıs 2026
Toplam Yenilenebilir Kurulu Güç	78.561 MW (~%62,6)	ETKB/TEİAŞ, Mayıs 2026
Hidroelektrik Kurulu Gücü	32.344 MW (en büyük kaynak)	ETKB/TEİAŞ, Mayıs 2026
Güneş Enerjisi Kurulu Gücü	26.899 MW (hidroelektrikten sonra en büyük kapasite)	ETKB/TEİAŞ, Mayıs 2026
Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü	15.122 MW	ETKB/TEİAŞ, Mayıs 2026
Jeotermal Kurulu Güç	1.798 MW	TEİAŞ, Ekim 2025
Biyokütle Kurulu Gücü	2.398 MW	TEİAŞ, Ekim 2025
Toplam Dağıtım Hattı Uzunluğu	1.299.265 km	TEDAŞ, 2023
Trafo Sayısı	568.738 adet	TEDAŞ, 2023
Toplam Trafo Gücü	237.287 MVA	TEDAŞ, 2023
Dağıtım Bölgesi Sayısı	21	TEDAŞ / EPDK
Kayıp-Kaçak Oranı	%8,99 (2024 ulusal toplamı)	EPDK / ELDER
Toplam Abone Sayısı	Yaklaşık 52 milyon	TEDAŞ, 2024

Bu göstergeler, olgun ve büyük ölçekli bir sistemi tarif etmektedir. Ne var ki bu sistemin taşıdığı mimari, temelde yirminci yüzyılın koşullarına göre kurgulanmış, üretimin merkezi ve öngörülebilir, akışın tek yönlü olduğu bir düzene dayanmaktadır. Bugün bu yapının "geleneksel" olarak adlandırılmasının nedeni de budur. Oysa yenilenebilir kaynakların yükselen payı, dağıtık üretim, elektrikli araçlar ve artan veri yoğunluğu, bu mimarinin tasarlanmadığı yeni ihtiyaçlar doğurmaktadır. 2024'te yüzde 8,99 düzeyindeki toplam kayıp-kaçak oranı ve dağıtım tarafındaki sınırlı görünürlük gibi göstergeler, sistemin bu yeni koşullar altında teknolojik sınırlarına yaklaştığını ortaya koymaktadır. Tarih boyunca her dönemin ihtiyacı şebekeyi bir sonraki aşamaya taşımış, bugün de aynı gereklilik yeni bir atılımı, yani akıllı şebekeye geçişi zorunlu kılmaktadır. İzleyen bölümde geleneksel şebekenin bu yapısal sınırları ayrıntılı biçimde ele alınmaktadır.

33. TEDAŞ, 2024 Yılı Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörü Raporu (2023 dağıtım altyapısı verileri: hat uzunluğu 1.299.265 km, trafo 568.738 adet, trafo gücü, abone sayısı). https://www.tedas.gov.tr - https://www.tedas.gov.tr/A/1/sektor-raporlari/Page/63c65a7ad27de36b22f9cf2f

4 GELENEKSEL ŞEBEKENİN YAPISAL SINIRLARI

Geleneksel şebeke mimarisi, tasarlandığı dönemin koşullarına göre işlevsel bir sistem olmuştur. Ancak bir önceki bölümde ortaya konan dönüşüm baskıları, bu mimarinin yapısal sınırlarını teknik, ekonomik ve operasyonel düzeyde görünür kılmıştır. Bu sınırlar gün geçtikçe daha belirgin hale gelmekte; tekil teknik aksaklıklar olmaktan çıkıp sistemin genelinde verimsizliğe, gelir kaybına ve güvenilirlik riskine dönüşmektedir. Bu bölümde geleneksel şebekenin sınırları beş ana eksende ele alınmaktadır: arıza tespiti ve müdahale kapasitesi, teknik ve ticari kayıplar, yenilenebilir enerji entegrasyonundaki kısıtlar, sistem esnekliğinin yönetilememesi ve veri ile karar yetersizliği. Bu beş eksen ve doğurdukları sistemik etkiler Tablo 6'da sunulmaktadır. Geleneksel şebekenin genel yapısı Şekil 5'te gösterilmektedir.



Şekil 5. Geleneksel Şebeke İllüstrasyonu

Arıza Tespit, Müdahale ve Güvenilirlik Limitleri

Geleneksel şebekede arıza yönetimi büyük ölçüde olay sonrası müdahaleye, yani reaktif operasyona dayanır. Sistem bir arızayı ne oluşmadan önce öngörebilir ne de oluştuğu anda kendi kendine tespit edip yerini belirleyebilir. Arıza çoğunlukla tüketicinin telefon bildirimiyle ya da sahadaki ekibin gözlemiyle öğrenilir, lokasyonun elle belirlenmesi ve izolasyonu ise kesinti sürelerini uzatan temel etkendir. Sistem Ortalama Kesinti Süresi (SAIDI) ve Sistem Ortalama Kesinti Sıklığı (SAIFI) gibi güvenilirlik göstergeleri bu yapıda yapısal olarak yüksek seyretmekte ve operasyonel verimsizliğin nicel bir yansıması haline gelmektedir.

Güvenilirlik sorununun ekonomik boyutu da ciddidir. IEA' nın hesaplamalarına göre yetersiz şebeke altyapısı nedeniyle gelişmekte olan ekonomilerdeki firmalar her yıl yaklaşık 38 milyar USD verimlilik kaybı, 82 milyar USD satış kaybı ve 65 milyar USD yedek üretim maliyetiyle karşılaşmakta, bu kayıpların 2030'a dek kümülatif toplamının 1,3 trilyon USD'yi bulabileceği öngörülmektedir[34].

Öngörücü bakım mekanizmalarının yokluğu da bu tabloyu ağırlaştırmaktadır. Geleneksel şebekede ekipman, ömrünü tamamlayana ya da devre dışı kalana kadar büyük ölçüde izlenmez. Özellikle dağıtım trafolarının ve kablo sistemlerinin önemli bir bölümünün ekonomik ömrünü aşmış olması, reaktif arıza döngüsünü beslemekte ve bakım maliyetlerini artırmaktadır.

Teknik ve Ticari Kayıp Problemi

Geleneksel şebeke altyapısının en somut ve ölçülebilir sınırlarından biri kayıp oranlarıdır. Elektrik sistemlerinde iki tür kayıp söz konusudur: teknik kayıplar (iletkenler, trafolar ve diğer ekipmandaki ısı dissipasyonundan kaynaklanan fiziksel kayıplar) ve ticari kayıplar (hatalı sayaç okumaları, kayıt dışı bağlantılar, faturasız tüketim).

IEA verilerine göre küresel ölçekte teknik kayıplar yılda yaklaşık 1 gigaton CO_2 emisyonuna yol açmaktadır. Teknik kayıp oranı gelişmiş ekonomilerde genellikle %5–7 bandında seyrederken, altyapısı yetersiz sistemlerde bu oran %8'den %18'e kadar çıkabilmektedir. IEA, küresel teknik kayıpları verimli seviyelere (yaklaşık %5) indirilmesinin 400 milyon ton CO_2 azaltımı sağlayacağını hesaplamaktadır; bu miktar Meksika'nın yıllık enerji kaynaklı karbon emisyonlarına yakın bir büyüklüktür. Ticari kayıpların küresel ekonomik maliyeti ise yılda 80–100 milyar USD bandında tahmin edilmektedir.

Türkiye özelinde değerlendirildiğinde, EPDK verilerine göre elektrik dağıtım sistemindeki toplam kayıp-kaçak oranı 2024 yılında %8,99 olarak gerçekleşmiştir. Bu oran Avrupa ortalamasının üzerinde olmakla birlikte, geçmiş dönemlere kıyasla önemli bir iyileşmeyi temsil etmektedir[35]. Bununla birlikte, dağıtım tarafındaki yeterli dijital izleme altyapısının yokluğu hem teknik hem ticari kayıpların sistematik olarak tespit edilmesini ve azaltılmasını güçleştirmektedir.

34. IEA (2023), Unlocking Smart Grid Opportunities in Emerging Markets and Developing Economies – Executive Summary. https://www.iea.org/reports/unlocking-smart-grid-opportunities-in-emerging-markets-and-developing-economies/executive-summary
35. T. Canpolat, "Elimizdeki TEDAŞ Verileri Işığında Türkiye..." (İnceleme Makalesi), EMO. https://www.emo.org.tr/ekler/46f664ab2833d59_ek.pdf

Yenilenebilir Enerji Entegrasyonundaki Teknik Kısıtlar

Geleneksel şebeke, büyük ve kontrol edilebilir santrallerin (termik, hidroelektrik, nükleer) saatler hatta günler öncesinden tahmin edilebilen üretim profillerine göre tasarlanmıştır. Bu tasarım varsayımı, üretimi hava koşullarına bağlı olarak değişen yenilenebilir kaynakların yaygınlaşmasıyla birlikte sistematik biçimde sorgulanır hale gelmektedir.

Güneş ve rüzgarın temel teknik zorluğu, üretim profilinin kısa sürede ve önceden kestirilmesi güç biçimde değişebilmesidir. Şekil 6, örnek bir dönemde rüzgar ve güneşin toplam üretimini göstermektedir. Üretimin kimi saatlerde neredeyse sıfıra indiği, kimi saatlerde ise hızla en yüksek değerine tırmandığı bu seyir, değişkenliğin şebeke üzerindeki baskısını somut biçimde ortaya koymaktadır. Özellikle şekilde taralı olarak işaretlenen ve üretimin uzun süre çok düşük kaldığı dönem, böyle durumlarda devreye girecek yedek ve esnek kapasitenin neden zorunlu olduğunu göstermektedir. Bu değişkenlik, şebeke işletiminde dört ana sorunu beraberinde getirmektedir.

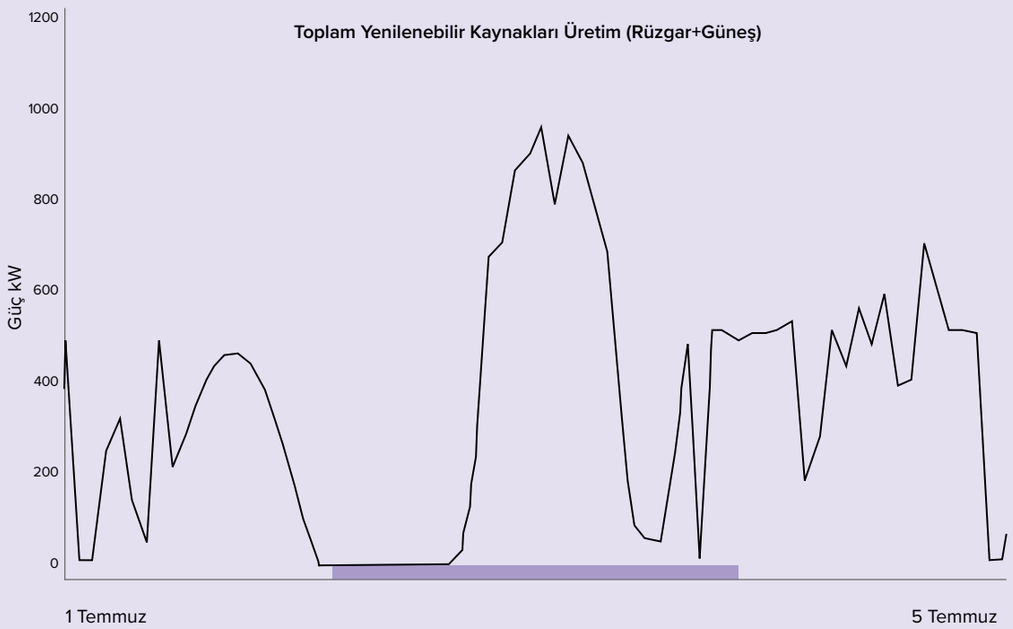
1. **Frekans yönetimi:** Geleneksel şebekenin frekans kararlılığı, büyük senkron generatörlerin sağladığı eylemsizlik (inertia) kapasitesine dayanmaktadır. Dönen kütlelerin mekanik bir enerji deposu gibi davrandığı bu kapasite, ani üretim-tüketim dengesizliklerini saniyeler içinde soğurmakta ve frekansın anma değeri olan 50 Hz dolayında kalmasını sağlamaktadır. Rüzgar ve güneş santralleri elektronik dönüştürücüler üzerinden bağlandığından bu eylemsizlik katkısını sunmamaktadır. Değişken kaynakların payı arttıkça sistem frekansı daha hızlı değişmekte ve geleneksel koruma ile kontrol sistemlerinin tepki süreleri zorlanmaktadır.

2. **Kesintili Üretim/Üretimin Kesilmesi (curtailment):** Yenilenebilir üretimin talebi aştığı dönemlerde operatör, santrallerin üretimini kısmak zorunda kalmaktadır. Bu durum hem üretilmiş ama kullanılamayan temiz enerjinin israfı hem de yatırımcı gelirinin kaybı anlamına gelmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı, dijital olarak desteklenen talep yanıtının 2030'a kadar bu kısıtlamayı dörtte birden fazla azaltabileceğini öngörmektedir[34]. Ancak bunun için geleneksel şebekede bulunmayan gerçek zamanlı görünürlük ve esneklik gerekmektedir.

3. **Ters Yönlü Güç Akışı:** Çatı tipi güneş ve küçük ölçekli rüzgar gibi dağıtık üretimin yaygınlaşması, dağıtım şebekesinde tarihsel olarak öngörülmemiş bir duruma, gücün tüketiciden şebekeye doğru ters yönde akmasına yol açmaktadır. Mevcut kablo kesitleri, trafo kapasiteleri ve koruma ayarları bu akışı yönetecek biçimde tasarlanmamıştır. Sonuçta hat sonlarında aşırı gerilim, koruma rölelerinin hatalı çalışması ve trafo ömrünün kısalması gibi somut teknik sorunlar ortaya çıkmaktadır.

4. **Hızlı Yük Takibi (Ramping):** Güneş ve rüzgar üretimi, bulutların geçişi ya da rüzgarın aniden kesilmesi gibi nedenlerle dakikalar içinde büyük ölçüde düşebilmekte veya yükselebilmektedir. Sistemin bu hızlı değişimi dengeleyebilmesi için kısa sürede devreye girip çıkabilen esnek kapasiteye, yani yüksek ramping kabiliyetine ihtiyaç duyulmaktadır.

Yavaş tepki veren geleneksel temel yük santralleri bu ihtiyacı tek başına karşılayamadığından, değişken kaynakların payı arttıkça hızlı yük takibi giderek önem kazanmaktadır. Bu ihtiyaç karşılanamadığında frekans sapmaları ve dengeleme maliyetleri de artmaktadır.



Şekil 6. Yenilenebilir Kaynaklarının (Rüzgar + Güneş) Değişken Üretim Profili

Sistem Esnekliğinin Yönetilememesi

Geleneksel şebekenin belki de en derin yapısal sınırı, sistem esnekliğini yönetecek mekanizmaların yokluğudur. Esneklik, elektrik sisteminin arz ile talep arasındaki dengeyi saniyelerden günlere uzanan farklı zaman ölçeklerinde sürdürebilme kapasitesini ifade etmektedir. Bu kapasite üç kaynaktan beslenebilmekte, bunlar üretim tarafı esnekliği, depolama ve talep tarafı esnekliği olarak sıralanmaktadır.

Geleneksel şebeke yalnızca birincisine, yani üretim tarafına dayanmaktadır. Talep arttığında daha fazla santral devreye alınmakta, bu ek kapasite ise yılın yalnızca birkaç saati için işletilen, yüksek maliyetli ve çoğunlukla fosil kaynaklı tepe santrallerinden (peaker plants) sağlanmaktadır. Bu model hem ekonomik açıdan verimsizdir hem de karbonsuzlaşma hedefleriyle çelişmektedir.

Talep tarafı yönetimi ve talep yanıtı programları ise geleneksel şebeke altyapısında uygulanamamaktadır, çünkü bu programların gerektirdiği iki temel bileşen mevcut değildir. Bunlardan ilki gerçek zamanlı fiyat sinyalinin tüketiciye iletilmesi, ikincisi tüketicinin verdiği yanıtın sisteme geri bildirilebilmesidir. Her ikisi de geleneksel şebekede bulunmayan iki yönlü bir haberleşme ve ölçüm altyapısı gerektirmektedir. Değişken yenilenebilir üretimin payı arttıkça bu esneklik açığı katlanarak büyümekte ve giderek daha büyük bölümünün talep yanıtı ile depolamadan karşılanması gerekmektedir.

Karar Mekanizması ve Veri Yetersizliği

Tüm bu teknik ve operasyonel sınırların ortak kökü, aslında bir veri ve karar problemidir. Geleneksel şebekede sistem operatörü büyük ölçüde gecikmeli ve eksik veriyle çalışmak zorunda kalmaktadır. Tüketim verisi saatlik ya da günlük okunmakta, dağıtım trafosu düzeyinde anlık yük bilgisi bulunmamakta, tüketici tarafındaki güç kalitesi parametreleri (gerilim sapmaları, harmonikler, fliker) büyük ölçüde ölçülmemektedir. Bu koşullar altında optimizasyon değil, ancak temel bir idare mümkündür. Geleneksel şebeke, ölçülmeyen her şeyin yönetilemediği, yönetilemeyen her şeyin ise verimsizlik, kayıp ve güvenilirlik problemi olarak sisteme yansıdığı bir sistemdir. Akıllı şebeke dönüşümünün temel motivasyonu da tam olarak bu veri ve karar boşluğunu kapatmaktır. Geleneksel şebekenin karşı karşıya olduğu başlıca sınırlar ile bunların işaret ettiği dönüşüm gereksinim alanları, teknik göstergeleri ve sistemik etkileriyle birlikte Tablo 6'da özetlenmektedir.

Tablo 6. Geleneksel Şebeke Limitleri ve Dönüşüm Gereksinim Alanları

Dönüşüm Gereksinim Alanı	Teknik Gösterge	Sistemik Etki
Arıza Yönetimi	SAIDI/SAIFI yüksek, manuel müdahale	Ekonomik kayıp, güvenilirlik düşüklüğü
Teknik Kayıplar	%8–18 (gelişmekte olan ekonomiler)	Küresel ölçekte yılda ~1 Gt CO_2 ve milyarlarca USD gelir kaybı[36]
Değişken Yenilenebilir Enerji Kaynakları Entegrasyonu	Frekans kararlılığı, curtailment	Yenilenebilir yatırımlarının verimsizleşmesi
Talep Yönetimi	DSM/DR uygulanamaz	Pik kapasite yatırımı, esneklik yokluğu
Veri Çözünürlüğü	Saatlik/günlük okuma	Manuel ağırlıklı operasyon, optimizasyon yönetimi zor

Tablo 6, geleneksel şebekenin karşı karşıya olduğu sınırlılıkların birbirinden bağımsız ve tekil aksaklıklar olmadığını; aksine ortak bir yapısal yetersizliğin farklı yansımaları olarak ortaya çıktığını göstermektedir. Bu yapısal yetersizliğin temelinde, şebekenin yeterli düzeyde görünür, ölçülebilir ve yönetilebilir olmaması yer almaktadır. Tablo aynı zamanda dönüşüm sürecinin hangi alanlardan

36. IEA, Sustainable Recovery (2020) — Electricity. Şebeke kayıpları küresel ölçekte yılda ~1 Gt CO_2; kayıpların %18'den ~%5'e inmesi 400 Mt'tan fazla azalım sağlar. https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery/electricity

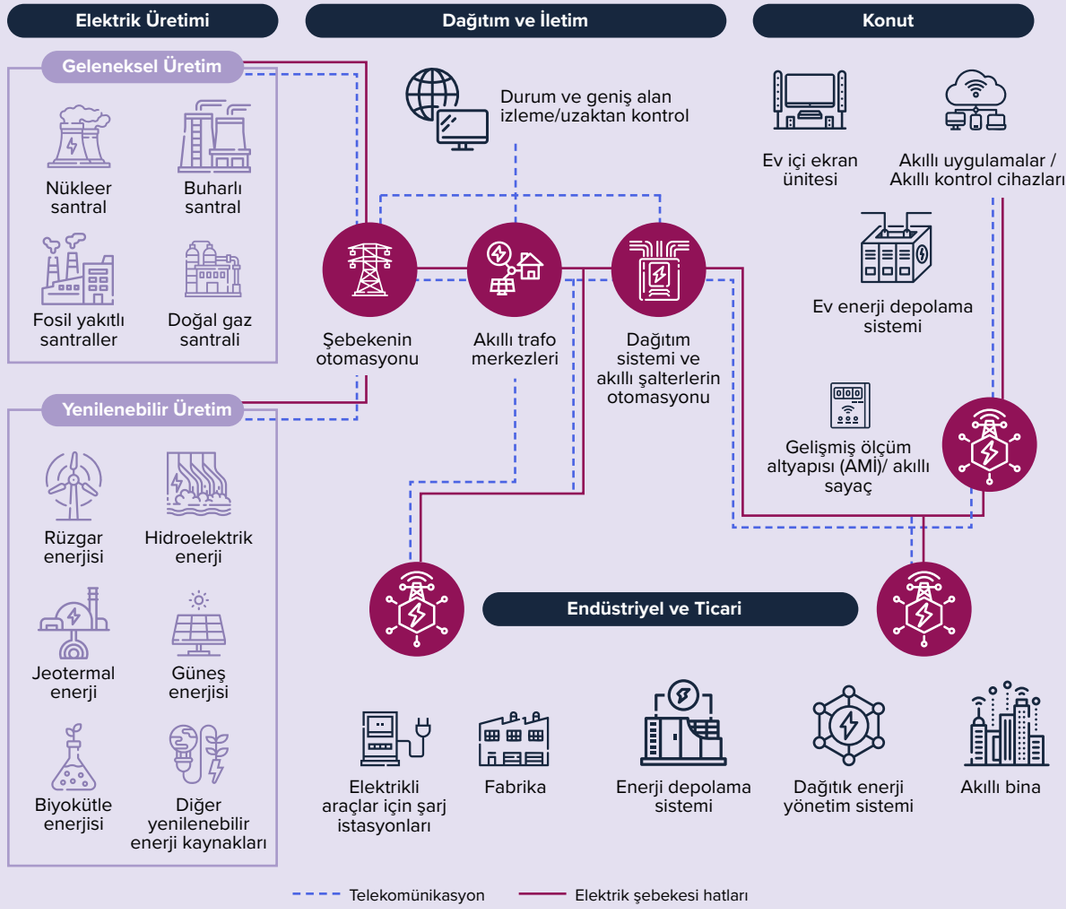
başlaması gerektiğine ilişkin de bir çerçeve sunmaktadır. Her bir gereksinim alanı, doğrudan belirli bir akıllı şebeke yeteneğine karşılık gelmekte ve şebeke dönüşümünde önceliklendirilmesi gereken teknik ve operasyonel kapasitelere işaret etmektedir. Böylece geleneksel şebekenin sınırları, yalnızca bir sorun tanımı olmakla kalmayıp yeni bir şebeke anlayışının da çerçevesini çizmektedir. Görünürlük, ölçüm ve karar yeteneğini mevcut altyapıya kazandırma ihtiyacı, elektrik sistemini akıllı olarak tanımlayan ve akıllı şebeke olarak adlandırılan yeni bir aşamaya taşımaktadır.

5

AKILLI ŞEBEKELER: KAVRAM VE TEMEL YAKLAŞIM

Smart grid kavramı literatürde 2000'li yılların başında şekillenmeye başlamış olmakla birlikte, temelindeki fikirler 1990'lı yıllarda elektrik piyasalarının serbestleşmesi ve dağıtık üretim teknolojilerinin olgunlaşmasıyla tartışılmaya başlanmıştır. Akıllı şebeke (smart grid), mevcut elektrik altyapısının üzerine bilgi ve iletişim teknolojilerinin entegre edilmesiyle oluşturulan, iki yönlü enerji ve veri akışını eş zamanlı yöneten dijitalleştirilmiş bir elektrik sistemidir. Geleneksel şebekeden temel farkı, elektriği yalnızca taşıması değil, aynı anda her noktadan veri toplayıp bu veriye göre kendini yönetebilmesidir. Teknik literatürde üzerinde mutabık kalınmış tek bir tanım bulunmamakla birlikte, ABD Enerji Bakanlığı'nın (DOE) çerçeve tanımına göre akıllı şebeke, üretimden tüketime uzanan tüm sistem katmanlarında sayısal kontrol, otomasyon ve iki yönlü iletişimi birleştiren bir elektrik ağıdır[37]. Avrupa Komisyonu ise akıllı şebekeyi, tüm bağlı kullanıcıların davranışlarını ve eylemlerini verimli, sürdürülebilir, ekonomik ve güvenli bir elektrik arzı sağlamak amacıyla akıllıca entegre eden bir elektrik ağı olarak tanımlamaktadır[38].

Bu kavramı teknik bir fikir olmaktan çıkarıp somut bir politika önceliğine dönüştüren gelişmeler ABD ve Avrupa'da yaşanmıştır. ABD'de 2005 Enerji Politikası Kanunu akıllı şebekenin geliştirilmesini ulusal hedef olarak benimsemiş, 2009 Ekonomik İyileşme Yasası kapsamında ayrılan fon ise dönüşümü fiilen başlatmıştır[39]. Avrupa'da dönüşümün tetikleyicisi, 2008 iklim ve enerji paketiyle belirlenen 20-20-20 hedefleri ve 2009 Üçüncü Enerji Paketi kapsamında getirilen akıllı sayaç yaygınlaştırma yükümlülüğü olmuştur[40]. Bu politika çerçeveleri, akıllı şebekeyi devletlerin yatırım ve düzenleme gündemine taşımıştır. Bu iki tanımın ortak paydası, akıllı şebekenin yalnızca bir altyapı yükseltmesi olmadığıdır. Akıllı şebeke, sistemin işletim felsefesini reaktiften proaktife, tek yönlüden çift yönlüye ve merkeziden dağıtık yapılara dönüştüren bir kavramsal model ve envanter değişimidir. Bu kavramın uçtan uca işleyişi Şekil 7'de gösterilmektedir.



Şekil 7. Akıllı Şebeke Mimarisi

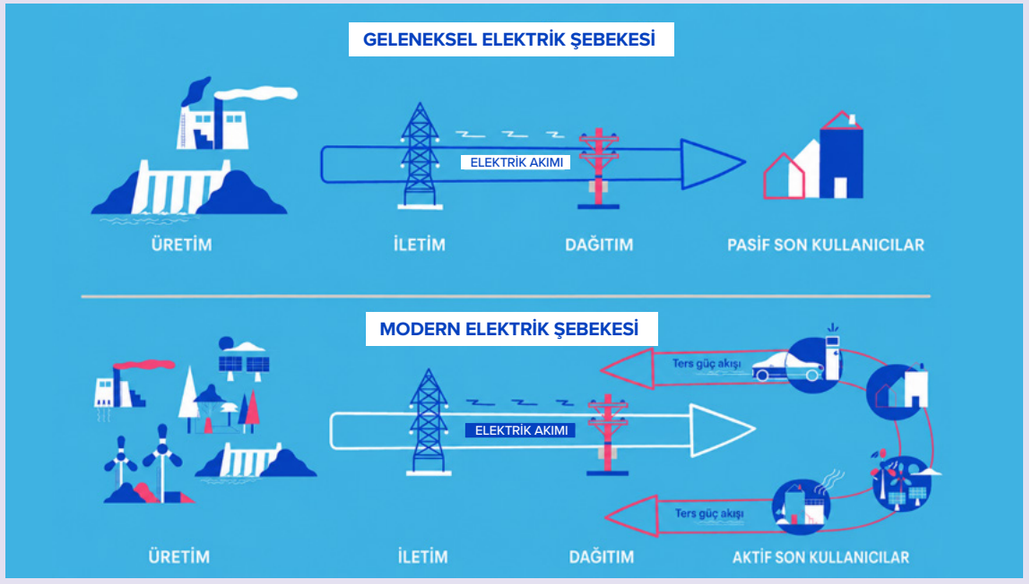
37. U.S. Department of Energy / SmartGrid.gov, The Smart Grid https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html ; https://www.energy.gov/topics/electricity
38. Avrupa Komisyonu, Smart grids and meters. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters_e
39. U.S. DOE, Recovery Act: Smart Grid Investment Grant (SGIG) Program ve Final Report. https://www.energy.gov/oe/recovery-act-smart-grid-investment-grant-sgig-program

40. Avrupa Komisyonu – JRC, Smart Metering deployment in the European Union (Üçüncü Enerji Paketi, %80/2020). https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union

Şekil 7’de görüldüğü üzere akıllı şebekede enerji ile bilgi birlikte akmaktadır. Elektrik üreticiden tüketiciye taşınırken, aynı hat boyunca yer alan sensörler, akıllı sayaçlar ve saha cihazları şebekenin her noktasından sürekli veri toplamakta, bu veri kontrol merkezlerine ve karar destek yazılımlarına anlık iletilmekte ve sistem kendi işleyişini bu bilgiye göre ayarlamaktadır. Böylece şebeke, yalnızca elektrik ileten bir altyapı olmaktan çıkıp durumunu kendi izleyen ve gerektiğinde kendini yeniden yapılandıran bir yapıya dönüşmektedir.

Bu işleyişi mümkün kılan şey, mevcut elektrik altyapısının üzerine eklenen bilgi ve iletişim teknolojileri katmanıdır. Akıllı sayaçlar tüketimi anlık ölçmekte, dağıtım otomasyonu sistemleri arızayı saniyeler içinde tespit edip yalıtmakta, veri analitiği ve yapay zeka uygulamaları ise üretim ile talebi önceden kestirerek şebekeyi proaktif biçimde yönetmektedir. Geleneksel yapıda enerji tek yönlü akar ve sistem arızaya ancak gerçekleştikten sonra tepki verirken, akıllı şebekede enerji çift yönlü akmakta, tüketici aynı zamanda üretici (prosumer) olabilmekte ve sistem sorunları oluşmadan öngörebilmektedir.

Bu dönüşüm somut faydalar sağlamaktadır. Şebekenin uç noktalarına kadar görünür hale gelmesi, teknik ve ticari kayıpların azaltılmasına, kesinti sürelerinin kısalmasına ve arızaların otomatik yönetilmesine olanak tanımaktadır. Çift yönlü akış ve gerçek zamanlı ölçüm, değişken yenilenebilir kaynakların ve elektrikli araçların sisteme daha güvenli entegre edilmesini sağlamaktadır. Talep tarafının fiyat ve şebeke koşullarına göre yönetilebilmesi ise hem esneklik yaratmakta hem de pahalı pik kapasite yatırımlarına olan ihtiyacı azaltmaktadır.



Akıllı şebeke, geleneksel şebekenin tek yönlü, merkezi ve reaktif yapısını çift yönlü, dağıtık ve proaktif bir yapıya taşımaktadır. Bu geçiş tek bir yenilikten değil, üretimden tüketime kadar her katmanda eş zamanlı yaşanan bir dönüşümden oluşmaktadır. Fiziksel katmanda üretim, birkaç büyük santralden dağıtık kaynaklara ve depolamaya doğru genişlemekte, tüketici pasif bir alıcı olmaktan çıkıp üretim de yapabilen aktif bir katılımcıya dönüşmektedir. Dijital kontrol katmanında yalnızca iletimle sınırlı kalan izleme dağıtım şebekesinin içine inmekte, arıza yönetimi ise elle müdahaleden FLISR ile otomatik yeniden yapılandırmaya geçmektedir. Yönetim katmanında kural tabanlı ve operatör bağımlı işleyişin yerini, öngörücü bakım ve tahmin yapabilen analitik sistemler almaktadır. Ortak örüntü nettir; her katman algılama, haberleşme ve karar yeteneği kazanarak sessiz bir altyapıyı kendi durumunu bilen ve yöneten bir sisteme dönüştürmektedir.

Bu katmanlı dönüşüm içinde çoğu zaman göz ardı edilen ancak belirleyici bir boyut, verinin ne sıklıkta ve hangi çözünürlükte toplandığıdır. Geleneksel şebekede ölçüm aylık ya da en iyi ihtimalle saatlik yapılırken, akıllı şebekede veri on beş dakikalık yük profillerinden saniye altı ölçümlere kadar inen bir çözünürlükte toplanmaktadır. Bu fark yalnızca niceliksel değildir, çünkü düşük veri frekansı hızlı gelişen olayların ölçüm sistemine hiç yansımadan gelip geçmesine yol açmaktadır.

Bu durumun çarpıcı bir örneği Avustralya’da yaşanmıştır. Güney Avustralya’daki büyük ölçekli Hornsdale batarya tesisi, ani bir üretim kaybının ardından frekansı dengelemek için milisaniyeler içinde devreye girmiş, ancak bu tepki sistem operatörünün o dönemki dört saniyelik ölçüm çözünürlüğü için fazla hızlı olduğundan verilere tam olarak yansımamıştır. Bataryanın sağladığı katkının ölçüm altyapısınca görülememesi, bu tür hızlı kaynakların değerinin ancak sonradan anlaşılmasına ve nihayetinde çok hızlı frekans yanıtı için ayrı bir piyasa mekanizmasının kurulmasına yol açmıştır[41]. Bu örnek, sorunun verinin varlığı değil, hangi sıklıkta ve hangi çözünürlükte toplandığı olduğunu göstermektedir. Akıllı şebeke dönüşümünün özünde de şebekeyi yalnızca ölçmek değil, yeterince sık ve ayrıntılı ölçerek gerçek zamanlı yönetilebilir kılmak yer almaktadır.

Geleneksel şebekeden akıllı şebekeye geçişin üretimden karar-destek katmanına uzanan bütünü, aşağıdaki Tablo 7’de katman katman karşılaştırılmaktadır. Yukarıdaki örnek de bu tablodaki dört başlığın belirgin kesişimini somutlaştırmaktadır. Bataryanın bir üretim kaybının ardından kendiliğinden devreye girmesi, işletim felsefesinin olay sonrası müdahaleden anlık ve öz-iyileşen bir dengelemeye geçişini (İşletim Felsefesi) ve bu tepkinin elle değil, milisaniye mertebesinde otomatik olarak verilmesini (Koruma ve Otomasyon) ortaya koymaktadır. Buna karşılık ölçüm çözünürlüğü aylık ve saatlik değerlerden saniye altına inmediğinde (Veri), batarya gibi milisaniye mertebesinde tepki veren depolama kaynaklarının (Enerji Depolama) kattığı değer görünür olamamakta; dolayısıyla hızlı kaynakların katkısı ancak yeterli çözünürlükte yönetilebilir hale gelmektedir.

41. AEMO, “Initial operation of the Hornsdale Power Reserve” (2018) ve Fast Frequency Response (FFR) programı. Hornsdale bataryası. https://www.aemo.com.au

Tablo 7. Geleneksel ve Akıllı Şebekenin Katmanlı Bileşen Karşılaştırması

Geleneksel ve Akıllı Şebekenin Bütüncül Envanter Karşılaştırması		
Bileşen / Boyut	**Geleneksel Şebeke**	**Akıllı Şebeke**
Sistem Düzeyi Karakteristikler		
Enerji akışı	Tek yönlü (üretimden tüketime)	İki yönlü, enerji ve veri eş zamanlı
Mimari	Hiyerarşik, merkezi	Dağıtık, ağ tabanlı, birlikte çalışabilir
Tüketici Rolü	Pasif alıcı	Aktif katılımcı / prosumer
İşletim Felsefesi	Reaktif (olay sonrası)	Proaktif / öz-iyileşme (self-healing)
Fiziksel / Güç Katmanı		
Üretim & Dağıtık Kaynaklar (DER)	Merkezi büyük santral	Merkezi üretim + DER; üretim tüketime yaklaşır
Enerji Depolama (EDS/ ESS)	Sınırlı, kısmen geniş zaman aralıklı, ağırlıklı olarak pompajlı hidro	Batarya, volan ve pompaj, frekans regülasyonu ve zaman kaydırma, hızlı tepki süresi
Ölçüm / Akıllı Sayaç (AMI)	Mekanik sayaç, aylık manuel okuma	AMI, 15 dk yük profili, uzaktan bağlakes, net ölçüm
Elektrikli Araç (EV / V2G)	Yalnızca ek yük	Yönetilen şarj + V2G; hareketli depolama
Dijital Kontrol Katmanı		
İzleme & kontrol (SCADA)	İletim seviyesiyle sınırlı SCADA, dağıtım görünmez	DMS/EMS dağıtıma iner, PMU/WAMS ile geniş alan izleme, N-1
Dağıtık Kaynak Yönetimi (DERMS)	Sınırlı	Çok sayıda DER'i sanal santral mantığıyla tek bütün gibi işletir
Koruma & Otomasyon	Elektromekanik röle, manuel	IEC 61850 uyumlu IED, otomatik kesiciler, FLISR (arıza yeri tespiti, izolasyon ve servis restorasyonu) ile otomatik yeniden yapılandırma
Haberleşme Altyapısı		
Haberleşme Ağı	Minimal, izole; cihazlar "sessiz"	Katmanlı HAN/NAN/WAN, fiber/RF mesh/PLC/5G, ms gecikme ve yüksek güvenilirlik
Yönetim ve Karar Destek Katmanı		
Veri	Az, düşük çözünürlüklü (aylık/ saatlik), gecikmeli	Yüksek çözünürlüklü (15 dk – saniye altı), gerçek zamanlı akış işleme
Yapay Zeka / Analitik	Sınırlı çerçevede kural tabanlı, operatör eliyle	Öngörücü bakım, talep/üretim tahmini, denetimli otonomi
Siber Güvenlik	Fiziksel güvenlik odaklı, dar yüzey	Uçtan uca; OT/IT entegrasyonu, ağ segmentasyonu, IEC 62351 / NERC CIP

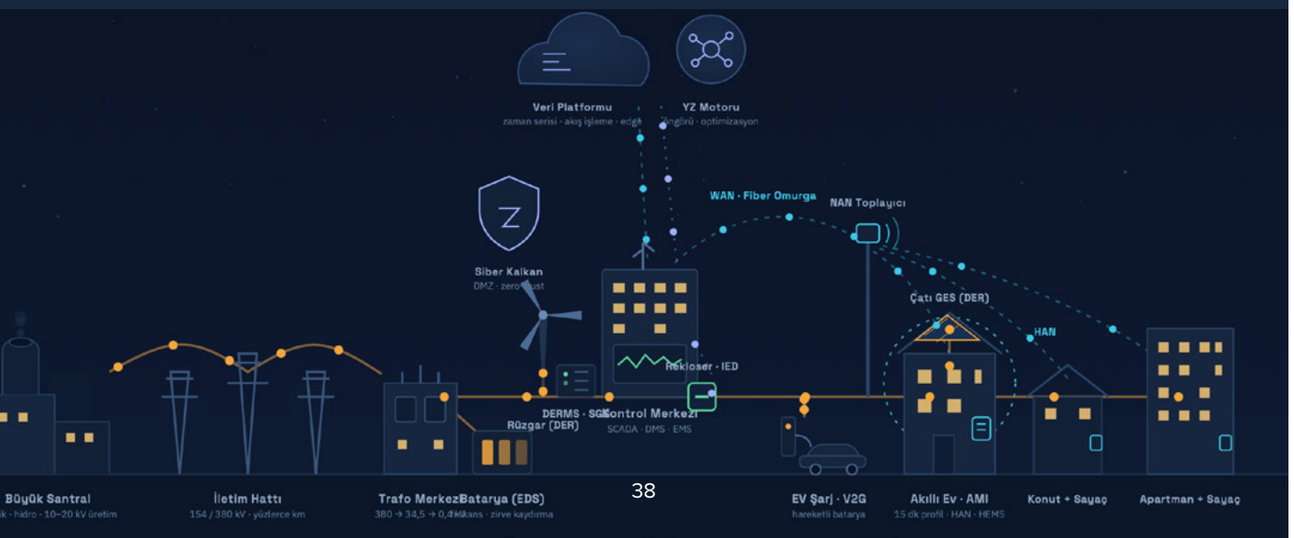
5.1 Akıllı Şebekenin Bugünkü Bileşen Mimarisi

Akıllı şebeke, tek bir teknolojinin değil, birbiriyle veri paylaşan, koordineli karar alabilen ve birlikte çalışabilen sistemler bütününün entegrasyonudur. Sektörde yerleşik deyimle "dumb grid" (akılsız şebeke) olarak nitelendirilen geleneksel yapının temel sorunu, bu katmanların birbirinden kopuk çalışmasıdır. Gretchen Bakke'nin 2016 tarihli The Grid kitabında belirttiği gibi, "modern hayatın tümünü ayakta tutan bu makine pratikte işler ama teoride açıklanamaz", çünkü kimse onun bütününü görebilecek, kavrayabilecek ya da planlayabilecek durumda değildir. Akıllı şebeke dönüşümü tam olarak bu kopukluğu kapatmayı, her katmanın ürettiği veriyi diğeriyle paylaşarak sistemin bütününü görünür ve yönetilebilir kılmayı hedeflemektedir. Bu bütünleşik yapıyı anlamanın en doğru yolu, bileşenleri yalnızca teknik bir envanter olarak değil, her birinin sistemdeki işlevsel rolü ve diğer bileşenlerle kurduğu ilişki üzerinden değerlendirmektir. Akıllı şebekenin bileşen mimarisi dört ana katman üzerine kurulmaktadır. Bunlar fiziksel/güç katmanı, dijital kontrol katmanı, haberleşme altyapısı ve yönetim ile karar destek katmanıdır. Bu dört katmanın ilişkisi Şekil 8'de gösterilmektedir.

Şekil 8. Akıllı Şebekenin Katmanlı Yapısına Genel Bakış

Akıllı Şebeke Rehberi

Aynı katmanlı yapı ve akıllı şebekenin işleyişi, yalnızca statik bir şema olarak değil, akillisebekerehberi.ttgv.org.tr adresinden erişilebilen interaktif **Akıllı Şebeke Rehberi Hipotetik Model** üzerinden de incelenebilmektedir. Model, akıllı şebekenin dört katmanını bir şehir kurgusu içinde ele almakta olup, keşfedilebilir on dokuz şebeke bileşenine tıklayarak her bir varlığın işlevini, bileşenler arasındaki enerji ve veri akışını ve dört örnek işletim senaryosunu (hat arızası ve otomatik yeniden besleme, akşam tüketim zirvesi, yoğun güneş üretiminde ters güç akışı ve siber saldırı denemesi) canlı biçimde izleyebilmektedir. Şebekenin geleneksel ve akıllı işletim modları arasında geçiş yapılarak iki yaklaşımın farkı karşılaştırılabilmekte, kısa bir bilgi testiyle temel kavramlar pekiştirilebilmektedir. Böylece bu bölümde metinsel olarak açıklanan mimari, uygulamadaki bütünleşik davranışıyla birlikte görünür hale gelmektedir.



5.1.1 Fiziksel / Güç Katmanı

Fiziksel katman, akıllı şebekenin elektriği üreten, ileten, dağıtan ve tüketen donanım omurgasıdır. Büyük ölçüde geleneksel altyapının üzerine kurulur; onu klasik şebekeden ayıran iki yapısal eklenti, üretimi tüketim noktasına yaklaştıran dağıtık enerji kaynakları ile enerjiyi zamanda kaydırmaya olanak veren depolama sistemleridir. Bu iki bileşen, gücün santralden tüketiciye tek yönde aktığı varsayımıyla tasarlanmış mimariyi, iki yönlü güç akışının yönetilmesi gereken bir yapıya dönüştürmektedir.[42]

Gelişmiş Sayaç Altyapısı (Advanced Metering Infrastructure - AMI): Gelişmiş sayaç altyapısı tek bir cihaz değil, birbirine bağlı üç bileşenden oluşan bir sistemdir. Bunlar tüketim noktasındaki akıllı sayaçlar, bu sayaçları kontrol merkezine bağlayan iki yönlü haberleşme ağı ve toplanan veriyi işleyen sayaç veri yönetim sistemidir (MDMS). Akıllı sayaç, tüketimi kısa aralıklarla (yaygın olarak on beş dakikalık yük profilleri biçiminde) ölçüp operatöre iletmekte, ters yönde ise fiyat sinyali, uzaktan bağlama-kesme komutu veya yazılım güncellemesi alabilmektedir. Aylık elle okumaya dayanan geleneksel yöntemin tersine bu çift yönlü yapı, tüketimin gün içindeki seyrinin görülmesini ve buna göre yönlendirilmesini sağlamaktadır. Böylece talebin fiyat sinyaliyle yönetilmesi, öz tüketimin faturada mahsuplaştırılması (net ölçüm) ve saatlere göre değişen tarifeler için teknik zemin kurulmaktadır. Sayaç düzeyindeki anlık görünürlük, kayıp-kaçağın tespitini ve bir arızanın hangi bölgede oluştuğunun daraltılmasını da kolaylaştırmaktadır. Bununla birlikte akıllı sayaç, akıllı şebekenin en görünür bileşeni olsa da yalnızca bir bileşenidir. Dönüşümün asıl değeri, sayacın ürettiği verinin diğer katmanlarla birlikte kullanılmasından oluşmaktadır.

Dağıtık Enerji Kaynakları (Distributed Energy Resources- DER): Çatı güneş panelleri, küçük rüzgar türbinleri, mikro ölçekli kojenerasyon (birleşik ısı-güç) üniteleri ve yakıt hücreleri, elektriği iletim hattından değil doğrudan dağıtım seviyesinden besleyen kaynaklardır. Dağıtım şebekeleri geçmişte gücün yalnızca merkezden tüketiciye doğru aktığı kabulüyle boyutlandırıldığından, denetimsiz bırakılan yoğun dağıtık üretim teknik sorunlar doğurmaktadır. Yerel üretim tüketimi aştığında akım beklenenin tersine tüketiciden şebekeye doğru akmakta, bu ters akış hat boyunca gerilimi yükseltmekte ve hat sonlarındaki gerilim izin verilen sınırın üzerine çıkabilmektedir. Ayrıca arıza akımının yönü ve büyüklüğü değiştiğinden, klasik kabule göre ayarlanmış koruma röleleri yanlış zamanda devreye girebilmekte, yani koruma koordinasyonu bozulmaktadır. Dağıtık enerji kaynakları yönetim sistemi (DERMS) bu kaynakları tek tek değil bir bütün olarak izlemekte, gerilim ve reaktif güç ayarı, gerektiğinde üretim kısıtı ve programlama komutlarıyla yönetmektedir. Böylece dağıtık üretim, şebeke için bir kararsızlık kaynağı olmaktan çıkıp esnekliğe katkı veren, denetlenebilir bir varlığa dönüşmektedir.

42. EMO -Akıllı Elektrik Şebekeleri ve Veri İletişimi https://www.emo.org.tr/ekler/a9902d232e0e793_ek.pdf

Enerji Depolama Sistemi (Energy Storage System - EDS/ESS): Batarya sistemleri, pompajlı hidroelektrik, volan (dönen kütlede kinetik enerji saklayan düzenek) ve termal depolama bu kümenin başlıca teknolojileridir. Depolamanın görevi, üretim ile tüketim arasındaki anlık ya da uzun süreli dengesizliği gidermektir. Sistem, saniyenin altında tepki vererek şebekeye aktif güç vermekte ya da çekmekte ve frekansı anma değeri olan 50 Hz dolayında tutmakta, buna frekans regülasyonu denmektedir. Bu hızlı tepki, geleneksel şebekede büyük döner generatörlerin kütlesel eylemsizliğiyle (inertia) sağlanan dengeleme işlevinin yerini kısmen üstlenmektedir. Aynı sistem, gündüz oluşan yenilenebilir üretim fazlasını depolayıp akşam talep zirvesinde geri vererek enerjiyi zaman içinde kaydırmakta ve kesinti durumunda yedek besleme sağlamaktadır.

Elektrikli Araçlar (Electric Vehicle- EV) ve Araçtan Şebekeye (Vehicle-to-Grid- V2G) Altyapısı: Akıllı şebeke açısından elektrikli araç yalnızca bir yük değil, hareket halindeki bir bataryadır, dolayısıyla hem yönlendirilebilir bir tüketici hem de potansiyel bir depolama birimidir. Yönetilen şarjda aracın ne zaman ve hangi güçte şarj olacağı şebekenin o anki durumuna göre ayarlanmakta, böylece çok sayıda aracın aynı anda şarja girmesiyle oluşacak akşam yükü zirvesi yumuşatılmaktadır. Araçtan şebekeye güç aktarımında ise çift yönlü şarj cihazları aracılığıyla aracın bataryasında biriken enerji ihtiyaç anında şebekeye geri verilebilmektedir. Bu işlevlerin uygulanabilmesi çift yönlü şarj donanımını, araç ile operatör arasında gerçek zamanlı haberleşmeyi, çok sayıda aracı tek bir kaynak gibi yöneten toplulaştırma yazılımını ve batarya ömrünü gözeten standartları gerektirmektedir[43].

5.1.2 Dijital Kontrol Katmanı

Dijital kontrol katmanı, fiziksel altyapıdan gelen ölçümleri işleyerek şebekenin işletilmesini sağlayan yazılım ve donanımların bütünüdür. Geleneksel şebekede izleme ve kontrol, büyük ölçüde iletim seviyesiyle, yani yüksek gerilimli ana hatlar ve büyük trafo merkezleriyle sınırlı kalmaktaydı. Bu işlevi gören merkezi denetleme, kontrol ve veri toplama sistemleri (SCADA) görece düşük çözünürlükte veri toplamakta, dağıtım tarafındaki anlık durumu ise büyük ölçüde görememekteydi. Akıllı şebekede ise izleme ve denetim, dağıtım hatları boyunca genişleyerek tüketicinin bağlandığı son noktaya, yani sayaç seviyesine kadar uzanmaktadır. Böylece operatör yalnızca ana hatların değil, şebekenin en uç noktalarının durumunu da gerçek zamanlıya yakın bir çözünürlükte görebilmekte ve kararların önemli bölümünü otomatikleştirebilmektedir.

Dağıtım Yönetim Sistemi (Distribution Management System- DMS): Dağıtım şebekesini gerçek zamanlı izleyen, şebekenin anlık durumunu kestiren, arızayı saptayıp yalıtan ve yük akışını eniyileyen yazılım platformudur. Öne çıkan işlevlerinden biri, arızanın yerini belirleyip arızalı kesimi otomatik devre dışı bırakan ve sağlam kesimlere beslemeyi yeniden kuran

43. Enel- Smart Grids: what they are, how they work, and their benefits https://www.enel.com/learning-hub/grids/smart-grid

otomatik onarım mekanizmasıdır. Geleneksel şebekede saha ekibinin elle yaptığı bu işlem dakikalar hatta saatler alırken, otomasyon süreyi saniyeler düzeyine indirebilmektedir. Etkisi, müşteri başına yıllık ortalama kesinti süresi göstergesinde (SAIDI) ölçülmekte, otomatik onarım uygulayan şebekelerde bu sürenin elle müdahaleye kıyasla %50-70 azaldığı bildirilmektedir [44].

Enerji Yönetim Sistemi (Energy Management System- EMS): İletim sistemi operatörünün kullandığı, ülke genelindeki üretim-tüketim dengesini, frekansı ve sistem güvenliğini yöneten üst düzey platformdur. Üç temel işlevi bir arada yürütür. Bunlardan ilki, üretim kaynaklarını en düşük maliyetle ve teknik kısıtlar çerçevesinde paylaştıran optimal güç akışı hesabıdır. İkincisi, herhangi bir hattın, trafonun veya üretim ünitesinin devre dışı kalması halinde sistemin kesintisiz çalışmayı sürdürüp sürdüremeyeceğini sınayan N-1 güvenlik analizidir. Üçüncüsü ise gelecekteki tüketimi öngören yük tahminidir. N-1 ölçütü adını şu ilkeden almaktadır. N adet elemandan oluşan bir sistem, bunlardan herhangi biri devreden çıktığında (yani N eksi 1 durumunda) bile yük kesintisine ya da gerilim ve akım sınırlarının aşılmasına yol açmadan çalışabilmelidir. Enerji yönetim sistemi bu senaryoları sürekli çalıştırarak olası bir arızanın sistemi nasıl etkileyeceğini önceden hesaplamaktadır. Böylece operatör arıza gerçekleşmeden önlem alabilmekte, arz güvenliği korunmakta, geniş alanlı kesinti (blackout) riski düşmekte ve üretim mümkün olan en ekonomik bileşimle planlanmaktadır.

Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemi (Distributed Energy Resource Management System - DERMS): Dağıtık üretim birimlerinin ve depolama sistemlerinin eşgüdümlü yönetimini sağlayan yazılım katmanıdır. Temel fikri, çok sayıda küçük ve dağınık kaynağı tek tek değil, sanal güç santrali mantığıyla tek bir bütün gibi işletmektir. Böylece yüzlerce küçük üreticinin toplam kapasitesi, tıpkı büyük bir santral gibi enerji piyasasına teklif edilebilmekte ve sistem operatörüne esneklik hizmeti olarak sunulabilmektedir. Bu sayede enerji ihtiyacı, çok sayıda dağıtık kaynağın dengeli ve optimum biçimde koordinasyonuyla karşılanmaktadır.

Gelişmiş Koruma ve Otomasyon Sistemleri: Dijital kontrol katmanının donanım tarafını, IEC 61850 standardıyla uyumlu akıllı elektronik cihazlar, dijital koruma röleleri ve otomatik tekrar kapamalı kesiciler (reklozerler) oluşturmaktadır[45]. Bu cihazlar, yüksek hassasiyetli sensörlerden aldıkları verilerle arıza akımını milisaniyeler içinde algılamakta, koruma ayarlarını şebekenin anlık durumuna göre güncelleyebilmekte ve gerektiğinde şebekeyi yeniden yapılandırarak arızanın yayılmasını sınırlandırmaktadır. Bu sayede bir arıza, tüm bölgeyi etkileyen bir kesintiye dönüşmeden önce mümkün olan en küçük kesime hapsedilmekte, etkilenen abone sayısı ve kesinti süresi azalmakta, şebekenin kendini koruma ve hızla toparlanma yeteneği güçlenmektedir.

44. U.S. DOE (2014), Fault Location, Isolation, and Service Restoration Technologies Reduce Outage Impact and Duration, SGIG Program. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/10/f33/Fault_Location_Impact_Duration_Dec_2014.pdf
45. IEC (TC57), IEC 61850 — Communication networks and systems for power utility automation (ilk yayım 2003). https://webstore.iec.ch/en/publication/6028

5.1.3 Haberleşme Altyapısı

Akıllı şebekenin işleyişi, fiziksel ve dijital katmanları birbirine bağlayan haberleşme altyapısının niteliğine doğrudan bağlıdır. Veri ne kadar hızlı, güvenilir ve güvenli taşınırsa kontrol kararları da o ölçüde isabetli olmaktadır. Bu altyapı, kapsadığı alana göre üç ağ katmanı üzerine kurulmaktadır [46].

Ev İçi Ağ (Home Area Network- HAN): Tüketicinin mekanındaki akıllı sayaç, akıllı priz, beyaz eşya ve ev enerji yönetim sistemi arasındaki kısa mesafeli iletişimi sağlamaktadır. Bu katmanda yaygın olarak ZigBee, Z-Wave ve Wi-Fi (özellikle akıllı ev sistemlerinde ve IoT - Nesnelerin İnterneti cihazlarında kullanılan üç farklı kablosuz iletişim teknolojisi) protokolleri kullanılmaktadır. Ev içi ağ sayesinde tüketici, enerji tüketimini gerçek zamanlı izleyebilmekte ve önceden tanımladığı programlara göre belirli cihazların yükünü azaltabilmekte veya kullanımını uygun saatlere erteleyebilmektedir[47].

Mahalle/Bölge Ağı (Neighborhood/Field Area Network- NAN/FAN): Akıllı sayaçları ve dağıtım otomasyonu ekipmanını, verilerin toplandığı ara noktalara bağlayan orta mesafeli ağdır. Burada radyo tabanlı örgü ağlar (RF Mesh), elektrik hatları üzerinden veri taşıyan güç hattı haberleşmesi ve LTE/5G gibi hücresel teknolojiler kullanılmaktadır. Bu katman, gelişmiş sayaç altyapısının veri toplama omurgasını oluşturmakta, sahadaki binlerce sayaç ve cihazın ürettiği veri merkeze bu ağ üzerinden taşınmaktadır[47]. Rolü kritiktir, çünkü bu ağ olmadan ne akıllı sayaçların ürettiği tüketim verisi kontrol merkezine ulaşabilir ne de dağıtım otomasyonu komutları sahadaki ekipmana iletilebilir. Dolayısıyla mahalle/saha ağı, tüketici ucu ile kontrol merkezi arasındaki köprüdür ve talep yönetimi, kayıp-kaçak tespiti ile arıza yönetimi gibi işlevlerin sahada fiilen çalışmasını mümkün kılan taşıyıcı katmandır.

Geniş Alan Ağı (Wide Area Network- WAN): Dağıtım bölge merkezlerini, iletim kontrol merkezlerini ve merkezi veri işleme platformlarını birbirine bağlayan en yüksek kapasiteli katmandır. Genellikle fiber optik, lisanslı telsiz bağlantıları ve MPLS gibi yönetilen ağ altyapıları tercih edilmektedir. MPLS (Multiprotocol Label Switching, çok protokollü etiket anahtarlama), veriyi uzun ağ adresleri yerine kısa etiketler üzerinden yönlendiren bir tekniktir. Bu sayede trafiğe öncelik tanınabilmekte, gecikme öngörülebilir kılınmakta ve kritik verinin belirli bir hizmet kalitesiyle taşınması güvence altına alınmaktadır. Bu ağ üzerinden taşınan verinin gizliliği ve bütünlüğü, sistemin siber güvenlik mimarisinin öncelikli koruması altındadır, çünkü bu seviyedeki bir veri ihlali tüm sistemin işletimini etkileyebilir [47]. WAN' ın akıllı şebekedeki rolü, sistem düzeyindeki eşgüdümü taşımaktır. Geniş alan izleme, dağıtım ve iletim kontrol merkezleri arasındaki gerçek zamanlı veri paylaşımı ve sistem genelini ilgilendiren kararların uygulanması bu omurga üzerinden gerçekleşmektedir[47].

46. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Smart grid communications: Layers and players https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6281689
47. Uzun, P. ve Temiz, İ. (2021), "Akıllı Şebekelerde Haberleşme Teknolojisi Kullanımı", Kırklareli University Journal of Engineering and Science, 7(2), 292–304. https://doi.org/10.34186/klujes.802566

Haberleşme altyapısı gereksinimleri en yüksek katman olarak değerlendirilebilir;

Üç katmanın tümü, akıllı şebekenin işleyebilmesi için belirli teknik eşikleri karşılamak zorundadır ve bu eşikler dijital bir şebekenin doğrudan gereksinimleridir.[48]

- **Düşük gecikme** — Koruma ve kontrol uygulamaları gerçek zamanlı çalışmaktadır. Arıza anında koruma rölesinin açma komutunun ya da bir kontrol sinyalinin cihaza ulaşması milisaniyeler içinde gerçekleşmelidir. Gecikmenin büyümesi ekipman hasarına veya sistem kararsızlığına yol açabildiğinden, özellikle koruma uygulamalarında milisaniye düzeyinde gecikme bir zorunluluktur[48].
- **Yüksek güvenilirlik —** Akıllı şebekede haberleşme ağı, elektrik altyapısı kadar önemli bir bileşene dönüşmektedir. Ağ çökerse operatör şebekeyi görme ve yönetme yeteneğini yitirir. Bu nedenle ağın, elektrik sisteminin kendisiyle kıyaslanabilir bir kesintisizlik düzeyinde tasarlanması gerekmektedir.
- **Ölçeklenebilirlik —** Sisteme sürekli olarak yeni sayaçlar, sensörler, dağıtık üretim birimleri ve elektrikli araçlar eklenmektedir. Ağın bu büyümeyi baştan yeniden kurgulanmaya gerek kalmadan karşılayabilmesi beklenmektedir.
- **Uçtan uca siber güvenlik —** İki yönlü bağlantı, sisteme erişim noktalarının sayısını artırarak saldırı yüzeyini genişletmektedir ve her sayaç, sensör veya kontrol cihazı olası bir giriş noktasıdır. Bu nedenle haberleşme katmanında cihaz kimlik doğrulaması, verinin şifrelenmesi ve bütünlük denetimi uçtan uca sağlanmalı, alınan güvenlik önlemleri koruma ve kontrol uygulamalarının gerektirdiği düşük gecikme ve yüksek güvenilirlik eşiklerini bozmayacak biçimde tasarlanmalıdır.

Bu gereksinimler bir arada düşünüldüğünde 5G'nin yaygınlaşması belirleyici bir gelişme olarak öne çıkmaktadır, çünkü 5G tam da bu ihtiyaçların kesiştiği noktaya yanıt vermektedir. Milisaniye düzeyinde gecikme, yüksek bant genişliği ve çok sayıda cihazın aynı anda bağlanabilmesi bir arada sunulmaktadır. 5G'nin ultra güvenilir düşük gecikmeli haberleşme (URLLC) ve çok sayıda cihazın bağlanabildiği mMTC (massive Machine-Type Communications) yetenekleri, koruma uygulamalarının milisaniye düzeyindeki gecikme ve yüksek güvenilirlik gereksinimini karşılayabilecek düzeydedir[48]. Özellikle mahalle/saha ağı katmanında 5G, binlerce cihazın gerçek zamanlıya yakın biçimde haberleşmesinin önündeki gecikme ve kapasite kısıtlarını önemli ölçüde azaltma potansiyeli taşımaktadır.

48. IEEE Smart Grid, "5G Cellular Technologies for Supporting Future Power Grid Communication Networks" (2016). 5G URLLC (~1 ms gecikme, ~%99,999 güvenilirlik) ve mMTC (çok yoğun cihaz bağlantısı, ~100.000 cihaz/km^2) yetenekleri şebeke haberleşme gereksinimlerini karşılar. https://smartgrid.ieee.org/bulletins/october-2016/5g-cellular-technologies-for-supporting-future-power-grid-communication-networks

5.1.4 Yönetim ve Karar Destek Katmanı

Akıllı şebekenin en üst katmanı, sistemin ürettiği büyük veriyi işleyerek operasyonel kararları destekleyen analitik ve yapay zeka altyapısıdır. Bu katmanın görevi, alt katmanlardan gelen ham veriyi önce işlenebilir bilgiye, ardından uygulanabilir bir karara dönüştürmektir. Bilişim literatüründe çoğu zaman uygulama veya karar katmanı olarak anılan bu yapı, bulut ve kaynağa yakın (edge) hesaplama kaynaklarını birlikte kullanmaktadır.[48]

Büyük Veri ve Gerçek Zamanlı Analitik: Modern bir akıllı şebeke, milyonlarca sayaç, sensör ve cihazdan kesintisiz veri üretmektedir. Bu veri üç boyutta zorlayıcıdır. Hacim boyutunda milyonlarca ölçüm noktası, hız boyutunda farklı örnekleme sıklıkları (akıllı sayaçlar tipik olarak on beş dakikalık aralıklarla ölçerken faz ölçüm birimleri saniyede onlarca eşzamanlı ölçüm üretir) ve çeşitlilik boyutunda ölçüm, durum, olay ve görüntü verisinin bir arada bulunması söz konusudur. Bu yük, satır tabanlı geleneksel ilişkisel veri tabanlarının kapasitesini aşmaktadır. Bunun yerine zamana göre indekslenen zaman serisi veri tabanları, veriyi depolamadan akış halindeyken işleyen akış işleme platformları ve veriyi kaynağına yakın noktada (trafo merkezi ya da sayaç toplayıcısı) işleyerek gecikmeyi ve bant genişliği yükünü azaltan kenar hesaplama kullanılmaktadır. Bu altyapı, sistemin anlık durumunu kestiren durum tahminini, yük ve üretim öngörüsünü ve normalden sapan davranışların (anomali) erken tespitini mümkün kılmaktadır.

Veri Yönetimi ve Hesaplama Altyapısı: Bu ölçekteki verinin değer üretebilmesi, yalnızca toplanmasına değil düzenli biçimde yönetilmesine bağlıdır. Veri yönetimi, ölçümlerin kalite denetimini, ortak bir zaman damgası ve formatta etiketlenmesini, ne kadar süre ve hangi çözünürlükte saklanacağının belirlenmesini ve farklı birimler arasında hangi kurallarla paylaşılacağının tanımlanmasını kapsamaktadır. Bu işlevler standartlaştırılmadığında farklı marka ve sistemlerden gelen veri birbiriyle konuşamamakta ve analitik uygulamaların temeli zayıf kalmaktadır. Bu nedenle ortak veri modeli ve birlikte çalışabilirlik, karar destek katmanının görünmeyen ama belirleyici bir bileşenidir.

Bu verinin işlendiği hesaplama altyapısı da kendi başına kritik bir bileşen haline gelmektedir. İşlem yükü, gecikmeye duyarlı ve yerel görevlerle (koruma, yerel kontrol) daha büyük ölçekli ve gecikmeye görece toleranslı görevler (tahmin, eniyileme, uzun dönem analiz) arasında bulut ve kenar kaynakları paylaştırılarak yürütülmektedir. Gerçek zamanlı kararların bir bölümü sahaya yakın kenar düğümlerinde alınırken, yoğun hesaplama gerektiren modeller merkezi veri ve hesaplama merkezlerinde çalıştırılmaktadır. Bu durum, veri merkezlerini ve hesaplama kapasitesini şebeke işletiminin doğrudan bir parçası haline getirmektedir. Verinin nerede işlendiği, nerede saklandığı ve kimin eriştiği teknik olduğu kadar stratejik bir sorudur. Kritik altyapı verisinin yönetimi, veri güvenliği ve veri egemenliği açısından ulusal düzeyde ele alınması gereken bir konudur.

Yapay Zeka ve Makine Öğrenmesi: Yapay zeka, akıllı şebekede tek bir işlev değil, farklı operasyonel alanlara yayılan bir yetenekler kümesidir. Bu uygulamaların hepsinin altında ortak bir çalışma mantığı bulunmaktadır. Önce fiziksel ve dijital katmanlardaki envanterden, yani akıllı sayaçlar, faz ölçüm birimleri, merkezi denetleme ve veri toplama (SCADA) sistemleri, uzak uçbirimler, koruma röleleri ve varlık sensörlerinden veri toplanır. Ham veri temizlenir, zaman damgasına göre hizalanır ve modelin kullanacağı özniteliklere dönüştürülür. Model geçmiş veriyle eğitilir, ardından gerçek zamanlı akan veri üzerinde çıkarım yaparak bir tahmin, sınıflandırma ya da öneri üretir. Bu çıktı operatöre sunulur veya tanımlı sınırlar içinde doğrudan bir kontrol eylemine dönüşür, sistemin sonucu yeniden ölçülüp modele geri beslenerek model zamanla kendini günceller. Kısaca çalışma döngüsü ölçme, hizalama, öğrenme, öngörme, karar verme, uygulama ve geri besleme adımlarından oluşmaktadır. Başlıca uygulama alanları, çalıştıkları envanter ve veriyle birlikte Tablo 8'de verilmektedir.

Tablo 8. Akıllı Şebekelerde Yapay Zeka ve Makine Öğrenmesinin Uygulama Alanları

Uygulama	Gerekli envanter / altyapı	Kullanılan veri	Yöntem	Üretilen çıktı-Kullanım Etkisi
Talep ve üretim tahmini	Akıllı sayaçlar, dağıtım trafosu ölçümleri, santral SCADA, hava istasyonu / sayısal hava tahmini	Geçmiş yük ve üretim zaman serileri, ışınım ve rüzgar verisi, takvim/mevsim	Zaman serisi regresyonu ve derin öğrenme	Saatlik–günlük yük ve yenilenebilir üretim öngörüsü
Öngörücü bakım	Transformatör sensörleri (yağ gazı, sıcaklık), kablo kısmi boşalma sensörleri, akıllı elektronik cihaz olay kayıtları	Sensör zaman serileri, yük geçmişi, etiketli arıza kayıtları	Anomali tespiti ve sınıflandırma	Arıza olasılığı / kalan ömür kestirimi, bakım önceliği
İşletim eniyilemesi ve otonom kontrol	SCADA / uzak uçbirimler, faz ölçüm birimleri, dağıtık kaynak ve depolama yönetim sistemleri	Gerçek zamanlı gerilim, akım, güç akışı ve frekans	Eniyileme ve pekiştirmeli öğrenme	Gerilim/reaktif güç ayarı, depolama sevk komutu, yeniden yapılandırma
Kayıp-kaçak ve anomali tespiti	Akıllı sayaç altyapısı, dağıtım trafosu giriş-çıkış ölçümü	Abone tüketim profilleri, trafo bazında enerji dengesi	Denetimsiz anomali / profil sapması analizi	Şüpheli abone veya bölge listesi
Talep tarafı yönetimi ve esneklik	Akıllı sayaçlar, ev enerji yönetim sistemleri, fiyat sinyali altyapısı	Tüketim profilleri, geçmiş fiyat tepkisi, esnek yük bilgisi	Davranış modelleme ve eniyileme	Talep yanıtı planı, sanal güç santrali sevk programı
Siber güvenlik analitiği	Operasyonel teknoloji ağ probları, saldırı tespit sensörleri	Ağ trafiği ve protokol kayıtları	Denetimsiz anomali tespiti	Olağan dışı / bilinmeyen saldırı davranışı uyarısı

Tablo 8'de özetlenen uygulamaların ortak ön koşulu temiz, etiketli ve yeterli hacimde veridir ve bu da alt katmanlardaki ölçüm ve haberleşme altyapısının niteliğine doğrudan bağlıdır. Öte yandan modellerin kararları izlenebilir ve açıklanabilir olmadığında, operatör güveni ve güvenli işletim açısından yeni riskler doğar. Bu nedenle yapay zeka akıllı şebekede, insan denetimini ortadan kaldıran değil onu güçlendiren bir karar destek aracı olarak konumlanmaktadır.

Siber Güvenlik Mimarisi: Şebekenin dijitalleşmesi, ona bağlı cihaz ve erişim noktalarının sayısını artırarak saldırıya açık yüzeyi genişletmektedir. Bu nedenle akıllı şebekenin siber güvenlik mimarisi tek bir önleme değil, katmanlı savunma (defense-in-depth) ilkesine dayanmaktadır. Ağı yalıtılmış bölümlere ayıran segmentasyon, operasyonel ve kurumsal ağlar arasında tampon bölge (DMZ), uç cihazların korunması, ağ trafiğindeki olağan dışı etkinliği izleyen saldırı tespit sistemleri ve olaylara hızlı müdahale protokolleri bir arada kullanılır. Mimaride giderek sıfır güven (zero-trust) yaklaşımı benimsenmekte, yani hiçbir cihaz veya kullanıcı baştan güvenilir sayılmamakta ve her erişim talebi ayrıca doğrulanmaktadır. Bu alandaki uygulamalar uluslararası referans çerçevelerine dayanmaktadır. Şebeke haberleşmesinde kimlik doğrulama ve şifreleme için IEC 62351, kritik altyapı yönetişimi için Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirliği Kurumu'nun Kritik Altyapı Koruma standartları (NERC CIP), bütüncül güvenlik mimarisi ve gereksinimleri için ise ABD Ulusal Standartlar ve Teknoloji Enstitüsü'nün NIST IR 7628 kılavuzu ile Avrupa Birliği Siber Güvenlik Ajansı'nın (ENISA) akıllı şebeke güvenlik önerileri başlıca kaynaklardır.[49, 50]

Tehdidi özel kılan etkenlerden biri, sahada yaygın kullanılan endüstriyel haberleşme protokollerinin (örneğin IEC 61850, DNP3, Modbus) çoğunun, internetin bugünkü tehdit ortamı düşünülmeden, güvenlikten çok güvenilirlik ve gerçek zamanlılık önceliğiyle tasarlanmış olmasıdır. Geçmişte birbirinden yalıtılmış çalışan iki dünya, yani fiziksel ekipmanı doğrudan izleyip kontrol eden operasyonel teknoloji ağları ile veri ve iş süreçlerini yürüten bilgi teknolojisi ağları, akıllı şebekede iç içe geçmiştir. Bu birleşme verimlilik kazandırırken, kurumsal ağdan operasyonel ağa sızabilen saldırılar için yeni bir yol da açmaktadır. Bu riski en somut biçimde 2015 Ukrayna olayı göstermiştir. 23 Aralık 2015'te saldırganlar, üç bölgesel dağıtım şirketinin sistemlerine aylar önce hedefli oltalama e-postalarıyla (BlackEnergy zararlı yazılımını taşıyan Excel ekleri aracılığıyla) sızmıştı. Elde ettikleri erişimle kontrol merkezlerinden uzaktan komut vererek yaklaşık 30 trafo merkezinde kesicileri açmış ve yaklaşık 230.000 aboneyi 1-6 saat elektriksiz bırakmışlardır. Saldırı yalnızca kesintiyle sınırlı kalmamış, operatör iş istasyonları kilitlenmiş, sistem dosyaları silinmiş ve çağrı merkezi hizmet dışı bırakılarak abonelerin arızayı bildirmesi dahi engellenmiştir. Şebeke ancak ekiplerin sahaya gidip kesicileri elle kapatmasıyla yeniden devreye alınabilmiştir. Bu olay, bir siber saldırının ilk kez doğrudan fiziksel bir elektrik kesintisine yol açtığı doğrulanmış vaka olarak kabul edilmekte ve operasyonel teknoloji ile bilgi teknolojisi ağlarının iç içe geçtiği bir yapıda siber güvenliğin artık doğrudan bir şebeke güvenilirliği meselesi olduğunu açıkça göstermektedir.[51]

49. NERC CIP — Critical Infrastructure Protection standartları. https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/CIPStandards.aspx
50. IEC 62056 (DLMS/COSEM) akıllı sayaç veri alışverişi; IEC 62351 güç sistemi haberleşme güvenliği; IEC 62443 endüstriyel otomasyon ve kontrol sistemleri güvenliği. https://www.dlms.com ; https://webstore.iec.ch/en/publication/6912 ; https://webstore.iec.ch/en/publication/62883
51. InTech Ukrainian power grids cyberattack - https://www.isa.org/intech-home/2017/march-april/features/ukrainian-power-grids-cyberattack

Şekil 9. Akıllı Şebekenin Katman Bazlı Bileşenleri

Şekil 9, bu dört katmanı birbirinden kopuk bir liste olarak değil, sürekli veri alışverişiyle birbirini besleyen bütünleşik bir sistem olarak görünür kılmaktadır. Görseldeki her bileşen, tek başına bir teknoloji parçası olmaktan çok, sistemin genelinde belirli bir işlevi üstlenmekte ve asıl anlamını komşu katmanlarla kurduğu ilişkide kazanmaktadır. Nitekim akıllı şebekeyi «akıllı» kılan, bu bileşenlerin tek tek varlığı değil, aralarındaki eşgüdüm ve kesintisiz veri akışıdır. Bu eşgüdümün mümkün olması ise farklı üreticilere ait cihaz ve sistemlerin ortak bir dille konuşmasına, yani uluslararası standartlara uyuma bağlıdır. Akıllı şebekenin farklı katmanlarında öne çıkan temel standartlar aşağıdaki tabloda alanlarına göre özetlenmektedir.

Tablo 9. Akıllı Şebekede Öne Çıkan Temel Standartlar

Akıllı Şebekede Temel Standartlar			
Haberleşme (şebeke içi)	IEC 61850	Trafo merkezi ve cihaz haberleşmesi, ortak veri modeli	IEC
Haberleşme (sayaç)	IEC 62056 (DLMS/COSEM)[50]	Akıllı sayaç veri alışverişi	IEC
Birlikte çalışabilirlik	IEEE 2030-2011	Akıllı şebeke birlikte çalışabilirlik kılavuzu	IEEE
Dağıtık kaynak bağlantısı	IEEE 1547-2018[52]	DER şebeke bağlantısı, gerilim ve frekans davranışı	IEEE
Talep yanıtı / DER yönetimi	OpenADR 3.0 (2023); IEEE 2030.5-2018	Talep yanıtı ve DER kontrol sinyalleri	OpenADR Alliance / IEEE
Mikro şebeke	IEEE 2030.7-2017	Mikro şebeke denetleyici işlevleri, mod geçişi	IEEE
Elektrikli araç / V2G	ISO 15118-20:2022	Araç-şebeke haberleşmesi, çift yönlü şarj	ISO
Siber güvenlik	IEC 62351; IEC 62443; NIST IR 7628 Rev.1 (2014); NERC CIP[49,50]	Haberleşme güvenliği, OT güvenliği, kritik altyapı koruması	IEC / NIST / NERC
Sistem işletimi (AB)	ENTSO-E elektrik şebeke kodları	Sınır ötesi işletim, talep yanıtı kodu	ENTSO-E / AB

Tanımlanan bileşenler, katmanlı mimari ve bunları bir arada tutan standartlar, akıllı şebekenin bugün eriştiği teknolojik olgunluğu birlikte belirlemektedir. Bununla birlikte söz konusu dönüşüm tamamlanmış bir aşama değil, süregelen bir sürecin kesitidir. Ölçüm, sensör ve haberleşme altyapısının yaygınlaşmasıyla ortaya çıkan yüksek veri yoğunluğu

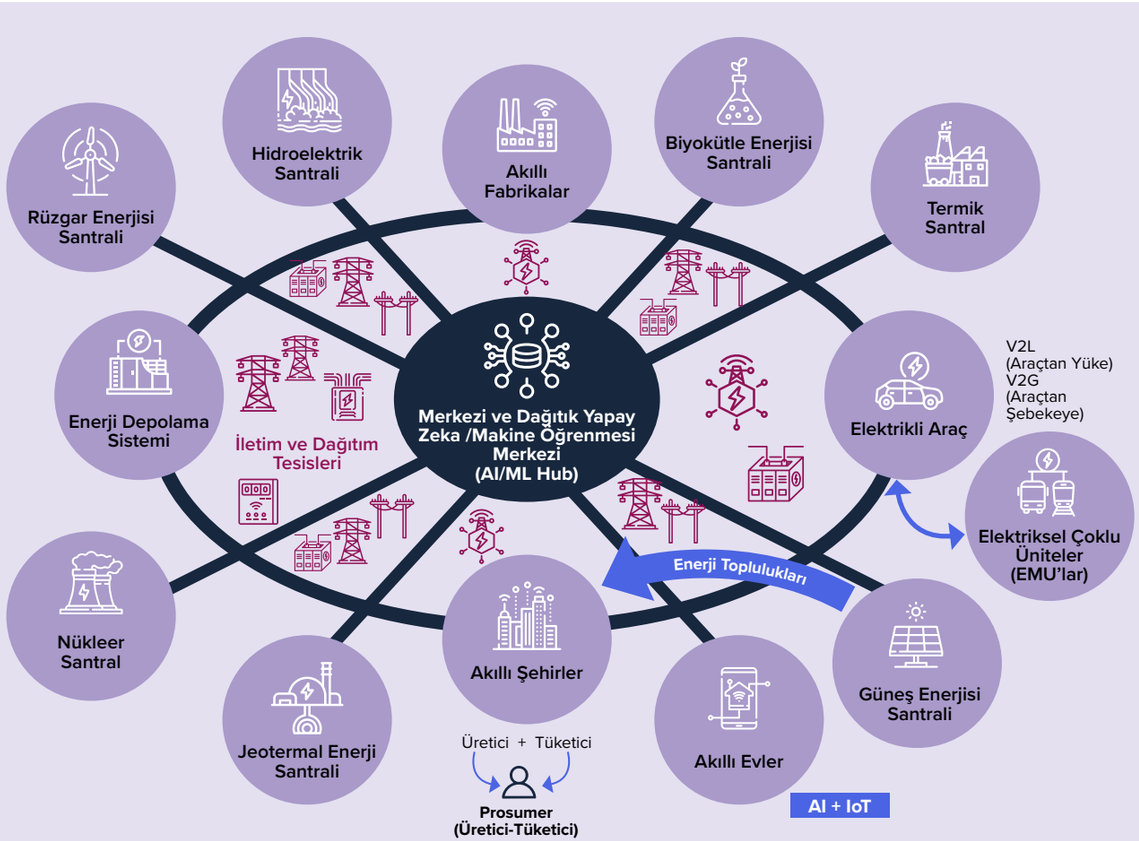
52. IEEE 1547-2018, “Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources (DER) with Associated Electric Power Systems Interfaces.” Dağıtık kaynak bağlantısı, gerilim/frekans davranışı, koruma koordinasyonu. https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/

ve bağlanabilirlik, şebeke işletiminde daha önce uygulanabilir olmayan yöntemleri ve iş modellerini mümkün kılmaktadır. Şebekenin bundan sonraki evrimi ise bu birikimi temel alan yeni işletim modellerinin ve teknolojik yönelimlerin uygulamaya geçirilmesiyle biçimlenecektir.

5.2. Akıllı Şebekenin Entegre Katmanlarla Yeni Yetenekleri ve İşletim Modelleri

Geleceğin kavramsal akıllı elektrik şebekeleri, bugünkü dijitalleşmiş altyapının ötesine geçerek fiziksel, dijital ve karar veren (bilişsel) katmanların bütünleştiği sistemlere doğru evrilmektedir. Bu dönüşümde katmanlar tek başlarına belirli teknik işlevleri yerine getirmekle birlikte, akıllı şebekenin sistem düzeyindeki asıl yetenekleri bu katmanların bütünleşik biçimde çalışmasıyla ortaya çıkmaktadır. Fiziksel ve güç katmanındaki ekipmanlardan ölçüm ve algılama sistemleri aracılığıyla toplanan verilerin haberleşme altyapısı üzerinden veri yönetimi, kontrol ve karar destek sistemlerine aktarılması; burada işlenerek operasyonel kararlara dönüştürülmesi ve üretilen komutların yeniden sahadaki bileşenlere uygulanması sürekli bir ölçüm, karar, uygulama ve geri besleme döngüsü oluşturmaktadır. Bu bütünleşme sonucunda şebeke, yalnızca mevcut durumunu izleyen bir altyapı olmaktan çıkarak olası sorunları önceden öngörebilen, farklı işletim ve yatırım senaryolarını sınayabilen ve dağıtık üretim, depolama ve esnek tüketim kaynaklarını eşgüdümlü biçimde yönetebilen bir sisteme dönüşmektedir. Aynı dönüşüm, elektrik sistemindeki aktörlerin rollerini ve piyasa ilişkilerini de değiştirmektedir. Geleneksel olarak az sayıda büyük üretim tesisinin merkezi biçimde sevk edilmesine dayanan işletim anlayışı, çok sayıdaki dağıtık kaynağın birlikte yönetildiği bir yapıya doğru ilerlemektedir. Bu yeni yaklaşımda esneklik; yalnızca üretim santrallerinden sağlanan teknik bir hizmet olmaktan çıkarak depolama sistemleri, elektrikli araçlar, kontrol edilebilir yükler ve üreten tüketiciler tarafından sunulabilen ölçülebilir ve doğrulanabilir bir sistem kaynağına dönüşmektedir.

Bu bütünleşik yapı Şekil 10’da genel hatlarıyla gösterilmektedir. Şekilde farklı üretim kaynakları; enerji depolama sistemleri, elektrikli araçlar, akıllı konutlar, akıllı şehirler ve akıllı fabrikalarla ortak bir şebeke yapısı içinde ilişkilendirilmektedir. Merkezdeki merkezi ve dağıtık yapay zeka ve makine öğrenmesi bileşeni, fiziksel olarak tek bir kontrol merkezini değil, sistem genelinde üretilen verilerin işlenmesini ve kararların eşgüdümlü biçimde alınmasını temsil etmektedir. Dolayısıyla şekil, geleceğin akıllı şebekesini tek bir teknoloji veya merkezi kontrol sistemi olarak değil; üretim, depolama ve tüketim unsurlarının veri, haberleşme ve karar mekanizmalarıyla birbirine bağlandığı bütünleşik bir ekosistem olarak ortaya koymaktadır.



Şekil 10. Geleceğin Akıllı Şebekesi: Üretim, Depolama, Tüketim ve Yapay Zeka Bütünleşmesi

Yapay Zeka Destekli Öngörücü ve Denetimli Otonom İşletim

Katmanların bütünleşik çalışmasıyla ortaya çıkan başlıca yeteneklerden biri, yapay zeka destekli öngörü ve denetimli otonom işletimdir. Fiziksel ve güç katmanındaki ekipmanlardan elde edilen akım, gerilim, güç, sıcaklık ve durum verileri; ölçüm ve algılama sistemleri tarafından toplanarak haberleşme katmanı üzerinden veri yönetimi ve karar destek sistemlerine aktarılmaktadır. Yapay zeka modelleri bu verileri analiz ederek tahmin, anormallik tespiti ve işletim önerileri üretmekte; onaylanan kararlar kontrol ve otomasyon sistemleri aracılığıyla yeniden saha ekipmanlarına uygulanmaktadır. Böylece yapay zeka, katmanlar arasındaki veri-karar-eylem döngüsünü tamamlayan temel karar destek bileşenlerinden biri haline gelmektedir. Şebeke işletiminde otonomi bir ölçek üzerinde değerlendirilebilir. En alt düzeyde yapay zeka operatöre öneri sunarak karar desteği sağlamakta, orta düzeyde belirli işlemleri insan onayıyla yürütmekte, daha ileri düzeyde ise önceden tanımlanmış teknik ve güvenlik sınırları içinde kapalı döngüde karar alıp

uygulayabilmektedir. Geleceğin şebekesi bu ölçeğin daha ileri basamaklarına yönelmekle birlikte, kritik kararlarda insan gözetiminin korunması öngörülmektedir[53].

Otonom işletimin temelinde, saha ve işletim verileriyle düzenli olarak güncellenen analitik modeller bulunmaktadır. Öngörücü bakım modelleri transformatör, kablo ve diğer ekipmanlardaki bozulma belirtilerini arıza oluşmadan önce belirleyebilirken; talep ve yenilenebilir üretim tahminleri üretim-tüketim dengesinin daha etkin yönetilmesine katkı sağlamaktadır. Otonomiyi ayrıştıran temel unsur, bu modellerin yalnızca bilgi üretmesi değil, sonuçların bir karar ve uygulama döngüsüne bağlanmasıdır. Milisaniye ölçeğindeki arıza temizleme işlemleri yerel koruma ve otomasyon ekipmanları tarafından gerçekleştirilirken, yapay zeka destekli üst düzey sistemler arızanın yerini, şebeke topolojisini ve yeniden besleme seçeneklerini değerlendirerek uygun anahtarlama sırasını belirleyebilir. Koruma, otomasyon ve karar destek katmanlarının bu koordinasyonu, arızalı bölümün yalıtılmasını ve sağlıklı kesimlerin yeniden beslenmesini sağlayarak kendi kendini onaran şebeke davranışını desteklemektedir[53]. Uluslararası Enerji Ajansının yaygın benimseme senaryosuna göre yapay zeka uygulamaları, 2035 yılı itibarıyla elektrik üretim tesislerinin işletme ve bakımında yıllık 110 milyar ABD dolarına kadar maliyet tasarrufu sağlayabilir ve mevcut iletim hatlarında 175 GW'a kadar ilave kapasitenin kullanılabilir hale gelmesine katkıda bulunabilir. Bununla birlikte bu potansiyelin gerçekleşmesi; yeterli dijital altyapının, kaliteli ve erişilebilir verinin, birlikte çalışabilir sistemlerin ve uygun insan kaynağının bulunmasına bağlıdır[10,54].

Otonomi aynı zamanda kararların izlenebilir ve açıklanabilir olması, modellerin değişen şebeke koşulları altında doğrulanması, güvenli işletim sınırlarının açık biçimde tanımlanması ve siber güvenliğin sağlanması gibi yeni gereksinimler doğurmaktadır. Hatalı veya beklenmeyen bir durumda sistemi güvenli konuma taşıyacak mekanizmalar, insan müdahalesi ve sorumluluk paylaşımı da tasarımın ayrılmaz parçalarıdır. Bu nedenle öngörülebilir gelecekte hedef, insanı bütünüyle devre dışı bırakmak değil; rutin ve hızlı kararları yapay zekaya devrederken sistem ölçeğindeki kritik kararlarda insan gözetimini koruyan bir denetimli otonomi modeli oluşturmaktır[10,53].

Dijital İkizle Planlama ve Karar Desteği

Yapay zeka destekli analitik sistemler şebekenin gelecekteki durumuna ilişkin tahminler üretirken, dijital ikiz teknolojisi bu tahminlerin sınanabileceği bütünleşik bir modelleme ve karar ortamı sağlamaktadır. Dijital ikiz; fiziksel şebekenin topolojisini, ekipman özelliklerini ve işletim koşullarını sayısal ortamda temsil eden, saha ölçümleri ve varlık bilgileriyle güncellenen dinamik bir şebeke modelidir. Geleneksel planlama modellerinden farklı olarak fiziksel sistemle sürekli veri ilişkisi içinde çalışması, şebekenin güncel yüklenme durumunu, gerilim profilini, teknik kayıplarını ve bağlantı kapasitesini gerçeğe daha yakın biçimde temsil etmesine olanak tanımaktadır. Böylece şebekenin yalnızca mevcut durumu izlenmemekte, farklı koşullar altında nasıl davranacağı da sahada bir değişiklik yapılmadan önce analiz edilebilmektedir.

53. NREL (Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı), Autonomous Energy Grids (AEG) programı. Otonom şebeke tanımı ("insan döngüde olmadan karar alıp işleten, kendi kendini örgütleyen/eniyileyen/onaran sistem"), self-healing ve AI tabanlı hiyerarşik-dağıtık kontrol. https://www.nrel.gov/grid/autonomous-energy.html ; https://docs.nrel.gov/docs/fy18osti/68712.pdf
54. IRENA, "Digitalisation and AI for Power Systems Transformation: Perspectives for the G7. https://www.irena.org/Publications/2025/Oct/Digitalisation-and-AI-for-power-system-transformation-Perspectives-for-the-G7

Bu yaklaşım özellikle yeni üretim ve tüketim unsurlarının şebekeye etkilerinin değerlendirilmesinde önem kazanmaktadır. Bir güneş veya rüzgar santralinin, elektrikli araç şarj istasyonunun, enerji depolama sisteminin, ısı pompasının ya da veri merkezinin şebekeye bağlanması; güç akışını, ekipman yüklenmesini, gerilim profilini ve teknik kayıpları değiştirebilmektedir. Dijital ikiz üzerinde oluşturulan “what if” senaryoları aracılığıyla ters yönlü güç akışı, gerilim sınırı ihlali, trafo veya hat aşırı yüklenmesi ve koruma koordinasyonundaki olası sorunlar bağlantı gerçekleştirilmeden önce belirlenebilmektedir. Aynı model, ortaya çıkan ihtiyacın yeni bir altyapı yatırımıyla mı, depolama veya talep yanıtı gibi bir esneklik kaynağıyla mı, yoksa işletim ayarlarının değiştirilmesiyle mi daha uygun biçimde karşılanabileceğinin kıyaslanmasını sağlamaktadır.[55] Dijital ikiz; bağlantı analizlerinin yanı sıra şebeke yatırımlarının zamanlanması, bakım faaliyetlerinin önceliklendirilmesi, olağan dışı hava olaylarının etkilerinin değerlendirilmesi ve arıza sonrası yeniden besleme seçeneklerinin sınanması amacıyla da kullanılabilmektedir. Örneğin belirli bir fiderde beklenen talep artışının hangi tarihte kapasite sınırına ulaşacağı hesaplanarak yatırımın gereğinden erken veya geç yapılması önlenebilmektedir. Yapay zeka ile kullanıldığında ise bu yetenek daha da güçlenmektedir. Yapay zeka talep, üretim, arıza olasılığı veya ekipman ömrüne ilişkin tahminler üretirken, dijital ikiz bu tahminleri şebekenin fiziksel topolojisi ve teknik kısıtları içinde sınamaktadır. Böylece analitik çıktılar, gerekçeleri izlenebilir yatırım ve işletim kararlarına dönüştürülebilmektedir.

Dijital ikiz yaklaşımı uluslararası ölçekte iletim ve dağıtım sistemlerinin ortak planlanması için kullanılmaya başlanmıştır. Avrupa iletim ve dağıtım sistemi işletmecileri, 2022 yılında Avrupa elektrik şebekesinin dijital ikizini geliştirme hedefini ortaya koymuş ve bu hedefi izleme, kontrol, planlama ve esneklik uygulamalarını kapsayan bir yol haritasına bağlamıştır. Birleşik Krallık’ta National Grid tarafından geliştirilen dijital ikiz platformu ise farklı iletim ve dağıtım veri kümelerini bir araya getirerek şebeke güçlendirme seçeneklerinin değerlendirme süresini yaklaşık yüzde 70 azaltmıştır[55,56] Bu örnekler, dijital ikizin yalnızca bir görselleştirme aracı olmadığını; planlama süresini kısaltan, alternatifleri karşılaştırılabilir hale getiren ve mevcut şebeke varlıklarının daha etkin kullanılmasını sağlayan bir karar altyapısı olduğunu göstermektedir[56]. Dijital ikiz yaklaşımının temel yapısı Şekil 11’de gösterilmektedir.

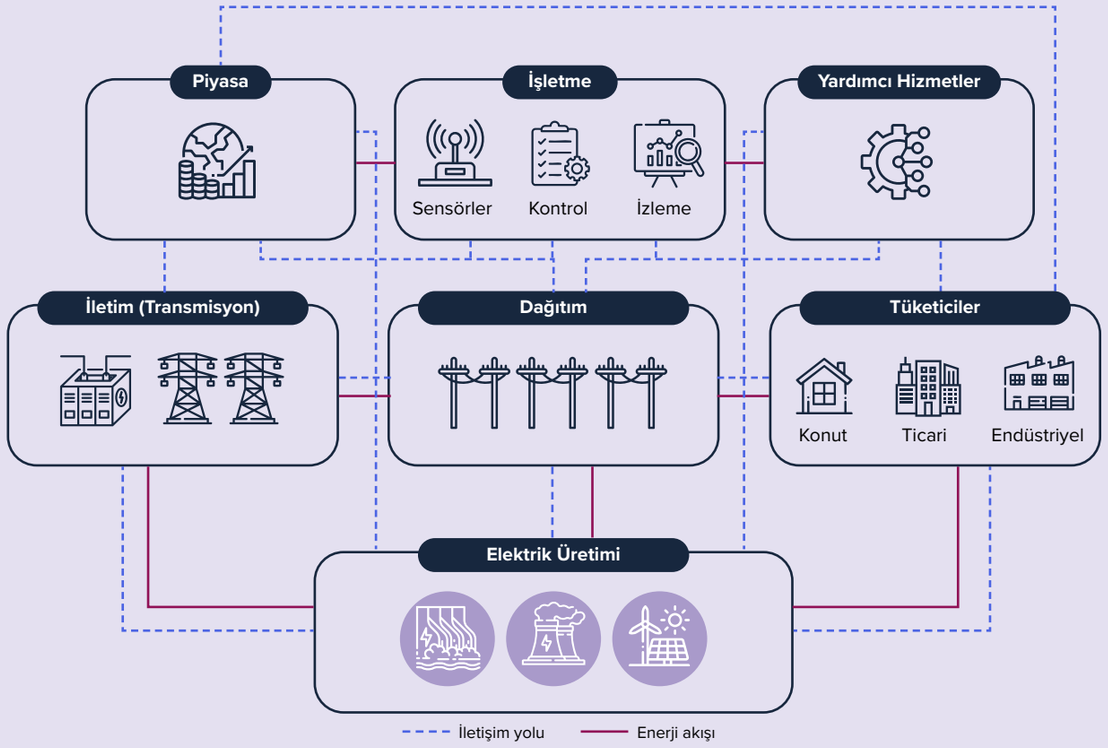
55. ENTSO-E, “Digital Twin of the European Electricity Grid” (Technopedia + RDI Roadmap 2024-2034; ENTSO-E ve AB DSO birliği, Aralık 2022’de Avrupa şebekesinin dijital ikizini geliştirme niyeti). https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/digital-twin-dt/
56. National Grid (29 Ocak 2026), “National Grid unveils award-winning new Digital Twin and Data Visualisation Tool, Triton, to accelerate network planning”. https://www.nationalgrid.com/national-grid-unveils-award-winning-new-digital-twin-and-data-visualisation-tool-triton-accelerate

Şekil 11. Dijital İkiz Tasarım İllüstrasyonu

Gelişmiş Haberleşme ve Gerçek Zamanlı Koordinasyon

Akıllı şebekede ölçüm ve analitik yeteneklerin operasyonel değere dönüşebilmesi, verinin ihtiyaç duyulan zamanda ve güvenilir biçimde ilgili sisteme ulaştırılmasına bağlıdır. Fiziksel katmandaki sensörler, sayaçlar, dağıtık üretim birimleri ve depolama sistemleri ile kontrol ve karar destek katmanları arasındaki bağlantıyı sağlayan haberleşme altyapısı, bu nedenle bütünleşik işletimin temel taşıyıcısıdır. Bununla birlikte “gerçek zamanlı” kavramı tüm verilerin aynı hızda taşınması anlamına gelmemektedir. Koruma komutları milisaniyeler içinde iletilmek zorundayken, dağıtık kaynakların koordinasyonu saniyelerden dakikalara uzanan sürelerde, sayaç verileri ise daha uzun ölçüm aralıklarında yönetilebilmektedir. Haberleşme altyapısının görevi, her veri ve kontrol akışını uygulamanın gerektirdiği gecikme, güvenilirlik ve çözünürlük düzeyinde taşımaktır[46].

Bu yapı, coğrafi olarak dağılmış üretim, depolama ve tüketim kaynaklarının ortak bir işletim çerçevesinde koordine edilmesini sağlamaktadır. Farklı noktalardan gelen veriler ortak zaman bilgisiyle eşleştirildiğinde sistem operatörü, şebekenin farklı bölgelerinde aynı anda gerçekleşen değişimleri birlikte değerlendirebilmekte; DERMS ve sanal güç santrali platformları da her kaynağın kullanılabilir kapasitesini ve teknik kısıtlarını dikkate alarak eşgüdümlü sevk kararları üretebilmektedir. Enerji akışı ile haberleşme yolları arasındaki bu ilişki Şekil 12’de gösterilmektedir. Şekilde kesintisiz çizgiler fiziksel enerji akışını, kesikli çizgiler ise üretim, iletim, dağıtım, tüketim, işletim ve piyasa alanlarını birbirine bağlayan haberleşme yollarını temsil etmektedir. Bu ayrım, akıllı şebekede fiziksel enerji akışının her aşamada bir veri ve kontrol akışıyla desteklendiğini ortaya koymaktadır.



Şekil 12. Akıllı Şebeke Kavramsal Modeli: Enerji Akışı ve Haberleşme Yolları

Haberleşme altyapısında kullanılacak teknoloji, uygulamanın ölçeğine ve teknik gereksinimlerine göre belirlenmelidir. Fiber optik bağlantılar yüksek kapasite ve güvenilirliğin gerekli olduğu ana omurgada önemini korurken; RF örgü ağlar, güç hattı haberleşmesi ve hücresel teknolojiler geniş saha envanterine erişim sağlamaktadır. 5G ve özel hücresel ağlar düşük gecikme, çok sayıda cihaz bağlantısı ve farklı veri akışlarına ayrı hizmet kalitesi tanımlanabilmesi bakımından dağıtım otomasyonu ve dağıtık kaynak yönetimini desteklemektedir[48]. Kenar hesaplama ise gecikmeye duyarlı verilerin üretildiği noktaya yakın yerlerde işlenmesine olanak tanıyarak yerel kararların merkezi sisteme bağımlı olmadan alınmasını ve haberleşme yükünün azaltılmasını sağlamaktadır.

Haberleşmenin şebeke işletimindeki rolü arttıkça, ağdaki bir kesinti veya siber saldırı da doğrudan operasyonel riske dönüşmektedir. Bu nedenle yedekli iletişim yolları, bağlantı kaybında yerel kontrolün sürdürülmesi, cihaz kimlik doğrulaması, veri bütünlüğü ve ağ segmentasyonu

haberleşme mimarisinin ayrılmaz unsurları olmalıdır. Sonuç olarak gelişmiş haberleşmenin temel değeri kullanılan tekil teknolojiden değil; doğru veriyi, gereken zamanda, güvenli biçimde doğru karar noktasına ulaştırarak fiziksel, kontrol ve karar destek katmanlarının eşgüdümlü çalışmasını mümkün kılmasından doğmaktadır.

Güç Elektroniği ve Şebeke Kapasitesinin Etkin Yönetimi

5.1 bölümünde tanımlanan fiziksel ve güç, dijital kontrol, haberleşme ile yönetim ve karar destek katmanlarının bütünleşmesi, güç elektroniği ekipmanlarını fiziksel şebeke ile sayısal karar mekanizmaları arasındaki temel uygulama arayüzlerinden biri haline getirmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının, depolama sistemlerinin ve elektrikli araçların şebekeye güç elektroniği tabanlı dönüştürücüler üzerinden bağlanması, elektrik sistemindeki güç akışının daha hızlı ve hassas biçimde yönetilebilmesini mümkün kılmaktadır. Geleneksel şebekede gerilim ve güç akışı büyük ölçüde mekanik ekipmanlar ve merkezi üretim kaynakları üzerinden düzenlenirken, güç elektroniği tabanlı sistemler aktif ve reaktif gücü kısa sürelerde ayarlayabilmekte; gerilim dalgalanmalarının sınırlandırılmasına, güç kalitesinin korunmasına ve değişken yenilenebilir üretimin daha güvenli biçimde sisteme alınmasına katkı sağlamaktadır. Silisyum karbür (Silicon Carbide - SiC) ve galyum nitrür (Gallium Nitride - GaN) gibi gelişmiş yarı iletken malzemeler de dönüştürücü kayıplarının azaltılmasını ve daha hızlı, küçük ve verimli ekipmanların geliştirilmesini desteklemektedir.

Bu alandaki başlıca uygulamalardan biri Yüksek Gerilim Doğru Akım (High Voltage Direct Current - HVDC) iletimidir. HVDC, özellikle büyük miktardaki elektriğin uzun mesafelere veya deniz altı kabloları üzerinden taşınmasında alternatif akımlı iletime göre daha düşük kayıp ve daha yüksek kontrol edilebilirlik sağlayabilmektedir. Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri (Flexible AC Transmission Systems - FACTS) ise mevcut alternatif akım şebekesinde gerilim, reaktif güç ve hatlar arasındaki güç dağılımının dinamik biçimde düzenlenmesine olanak tanımaktadır. Bu teknolojiler sayesinde bir bölgede oluşan yenilenebilir üretim fazlası farklı tüketim bölgelerine yönlendirilebilmekte, belirli hatlardaki tıkanıklık azaltılabilmekte ve mevcut iletim kapasitesi güvenli işletim sınırları içinde daha etkin kullanılabilmektedir. Bu ekipmanlardan alınan gerilim, akım ve güç verileri haberleşme altyapısı üzerinden Enerji Yönetim Sistemi (Energy Management System - EMS) ve Dağıtım Yönetim Sistemi (Distribution Management System - DMS) gibi kontrol platformlarına aktarılmaktadır. Şebekenin anlık durumu yönetim ve karar destek katmanında değerlendirildikten sonra belirlenen güç akışı ve gerilim ayarları yeniden saha ekipmanlarına iletilmektedir. Böylece güç elektroniği, dijital ortamda üretilen kararların fiziksel enerji akışına uygulanmasını sağlayarak şebekenin değişen üretim ve tüketim koşullarına daha hızlı tepki vermesine olanak tanımaktadır. Çin'in batı ve kuzey bölgelerindeki büyük ölçekli yenilenebilir üretim alanlarını doğudaki tüketim merkezlerine bağlayan Ultra Yüksek Gerilim (Ultra High Voltage - UHV) ve HVDC yatırımları, bu yaklaşımın uzun mesafeli ve yüksek kapasiteli enerji taşımacılığındaki ölçeklenebilirliğini göstermektedir [11].

(ABB Power Grids ile China Southern Power Grid Projesi- Yunnan-Guizhou HVDC İletim Hattı Projesi) [57]

Gelişmiş Enerji Depolama ve Sistem Esnekliği

Fiziksel ve güç katmanındaki enerji depolama sistemleri; dijital kontrol, haberleşme ile yönetim ve karar destek katmanlarıyla bütünleştiğinde, şebeke tarafından izlenebilen ve yönlendirilebilen bir esneklik kaynağına dönüşmektedir. Depolama sistemlerinden alınan güç, şarj durumu, kullanılabilir kapasite ve sıcaklık gibi veriler kontrol sistemlerine aktarılmakta; üretim ve talep tahminleriyle birlikte değerlendirilerek uygun şarj veya deşarj kararları oluşturulmaktadır. Böylece depolama, yalnızca ihtiyaç anında enerji veren bağımsız bir donanım olmaktan çıkarak şebekenin değişen koşullarına göre eşgüdümlü biçimde işletilen bir sistem bileşeni haline gelmektedir. Depolamanın şebekeye sağladığı hizmet, tepki süresi ve depolama süresine göre farklılaşmaktadır. Hızlı tepki verebilen batarya ve volan sistemleri saniyenin altındaki zaman ölçeklerinde frekans sapmalarına yanıt verebilirken, daha uzun süreli depolama sistemleri yenilenebilir üretim fazlasını talebin yüksek olduğu saatlere taşıyabilmektedir. Aynı kapasite; pik yükün azaltılması, yenilenebilir üretim kısıntısının düşürülmesi, yedek güç sağlanması ve kesinti durumunda kritik yüklerin beslenmesi gibi farklı amaçlarla kullanılabilmektedir. Lityum iyon ve sodyum iyon bataryalar, akış bataryaları, pompajlı hidroelektrik ve hidrojenle bütünleşik sistemler gibi teknolojiler, farklı güç ve süre gereksinimlerine karşılık veren tamamlayıcı bir portföy oluşturmaktadır.

Bu portföyün sistem düzeyinde değer üretebilmesi, depolama varlıklarının tek tek değil, EMS, DERMS veya sanal güç santrali platformları üzerinden koordineli biçimde yönetilmesine bağlıdır. Karar destek sistemi; beklenen yenilenebilir üretimi, talep profilini, şebeke kısıtlarını, bataryanın doluluk düzeyini ve çevrim sınırlarını birlikte değerlendirerek her varlık için uygun işletim programını belirleyebilmektedir. Örneğin gündüz oluşan güneş üretim fazlası depolanarak akşam talep zirvesinde kullanılabilir veya belirli bir hatta oluşan tıkanıklık, ilgili bölgedeki depolama sisteminin devreye alınmasıyla azaltılabilir.

57. ABB, "ABB Power Grids supports China to build multi-terminal power transmission projects" (Yunnan–Guizhou çok terminalli HVDC iletim projesi). https://new.abb.com/news/detail/63883/abb-power-grids-supports-china-to-build-multi-terminal-power-transmission-projects

Böylece depolama kapasitesi yalnızca enerji saklamak için değil, mevcut şebeke altyapısının daha verimli kullanılması ve değişken üretimin dengelenmesi için de değerlendirilmektedir. IEA' nın öngörülerine göre küresel batarya depolama kapasitesi 2023 sonundaki yaklaşık 86 GW' iken 2025'te küresel kapasiteye rekor düzeyde 108 GW kapasite daha eklenmiştir, Belirlenen Politikalar Senaryosu' nda 2030'a kadar 760 GW' ın üzerine çıkması beklenmekte olup beklentinin çok üzerinde bir kapasite oluşması muhtemeldir.[58, 59] Bu büyüme depolamayı pik yük yönetiminin ötesine taşıyarak frekans regülasyonu, yedek kapasite ve enerji arbitrajında merkezi bir sistem bileşeni konumuna getirmektedir. Teknoloji cephesinde lityum iyonun yanı sıra sodyum-iyon gibi alternatif batarya kimyaları, akış bataryaları (özellikle vanadyum redoks), katı hal bataryaları ve yeşil hidrojenle entegre sistemler, saatlik dengelemeden günlük kaydırmaya ve uzun süreli depolamaya uzanan farklı zaman ölçeklerinde birbirini tamamlayan bir teknoloji portföyü oluşturmaktadır. Bu portföyün şebeke için gerçek değere dönüşmesi ise tekil yatırımlardan çok, depolama varlıklarının dağıtık kaynak yönetimi ve sanal güç santrali platformları üzerinden koordineli sevk edilmesine, yani akıllı şebekenin yönetim katmanına bağlanmasına bağlıdır. Türkiye'de yenilenebilir kurulu gücün ulaştığı ölçek ve depolamalı üretim tesislerine yönelik başvurulardaki yoğunlaşma bu entegrasyonu zorunlu bir altyapı gerekliliği haline getirmekte, depolama ve yenilenebilir üretimin ancak akıllı bir şebeke üzerinde değere dönüşebileceği Şekil 13'te somutlaştırılmaktadır.

Şekil 13. Enerji Depolama Sistemlerinin Üretim, Şebeke, Ulaşım ve Konut Ölçeğinde Bütünleşik Kullanımı

58. IEA — Global Energy Review 2026, Battery Storage. https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/technology-battery-storage
59. IEA (2024), Batteries and Secure Energy Transitions. https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions

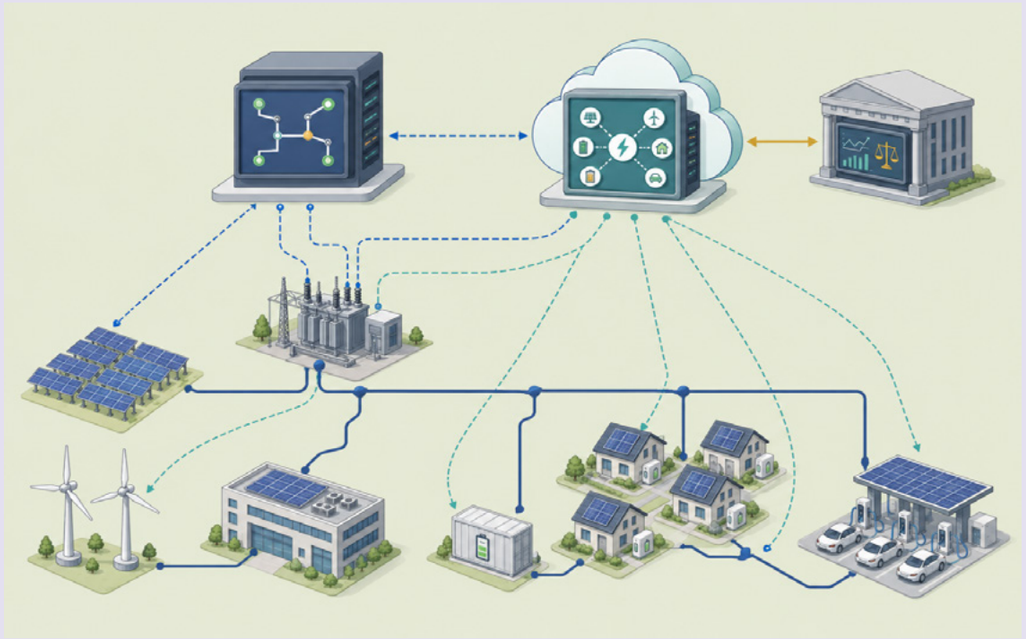
Dağıtık Enerji Kaynaklarının Koordinasyonu: DERMS ve Sanal Güç Santralleri

Çatı güneş sistemleri, enerji depolama üniteleri, elektrikli araçlar ve esnek tüketim yükleri fiziksel ve güç katmanında şebekenin farklı noktalarına dağılmış durumdadır. Bu kaynakların ölçüm ve durum bilgileri haberleşme katmanı üzerinden yönetim ve karar destek katmanına aktarıldığında, tek tek yönetilmesi güç olan çok sayıdaki küçük sistem bütünleşik biçimde izlenebilmekte ve koordine edilebilmektedir. Böylece dağıtık kaynaklar yalnızca yerel üretim veya tüketim unsurları olmaktan çıkarak şebeke işletimine esneklik sağlayan aktif bileşenlere dönüşmektedir. Sanal Güç Santrali (Virtual Power Plant- VPP), coğrafi olarak dağılmış küçük ölçekli üretim, depolama ve talep yönetimi kaynaklarını bir yazılım platformu aracılığıyla tek bir bütün gibi yöneten sistem mimarisidir [60]. VPP, çatı tipi güneş panellerini, akıllı binalardaki batarya sistemlerini, elektrikli araçları ve sanayi tesislerindeki kontrol edilebilir yükleri tek bir havuzda toplar. Bu havuz, enerji piyasalarına büyük bir santral gibi teklif verebilmekte ve şebeke operatörlerine esneklik hizmetleri sunabilmektedir.

Teknik olarak VPP, merkezi bir eniyileme (optimizasyon) platformu etrafında kurulmaktadır. Platform, havuzdaki her birimden gerçek zamanlı telemetri (anlık üretim, şarj durumu, kullanılabilir güç) toplar, üretim ve tüketim tahminlerini hesaba katar ve her varlığın teknik kısıtları (kapasite, rampa hızı, batarya doluluk sınırları) çerçevesinde en uygun sevk noktalarını belirler. Bu sevk komutları birimlere iki yönlü haberleşme protokolleri (örneğin OpenADR, IEEE 2030.5 veya IEC 60870-5-104) üzerinden saniyeler ile dakikalar mertebesinde iletilir. İki temel işletim biçimi bulunmaktadır. Ticari VPP, havuzun toplam kapasitesini enerji ve dengeleme piyasalarında değerlendirmeye odaklanırken, teknik VPP aynı kaynakları gerilim desteği, tıkanıklık yönetimi ve frekans regülasyonu gibi şebeke hizmetleri için kullanır. Böylece tek başına piyasaya çıkamayacak kadar küçük olan binlerce kaynak, toplulaştırma sayesinde büyük bir santralle eşdeğer bir görünürlük ve kontrol edilebilirlik kazanmaktadır.[61]

Yaklaşımın olgunluğu saha uygulamalarında görülmektedir. Avrupa'nın en büyük sanal güç santrallerinden biri olan ve sekiz ülkede faaliyet gösteren Next Kraftwerke, 13.000'den fazla dağıtık üretim, tüketim ve depolama birimini bağlayarak topladığı kapasiteyi 2022'de 10.000 MW'ın üzerine çıkarmıştır [62]. Singapur'da ise Enerji Piyasası Kurumu (EMA), 2024'te sanal güç santrallerinin şebekeye enerji ve yan hizmet sağlama kapasitesini sınamak üzere bir düzenleyici kum havuzu (regulatory sandbox) başlatmıştır[63]. Türkiye'de ise teknolojik alt yapı olarak yazılım ve donanım seviyesinde teknik alt yapı bulunmaktadır. Ancak güncel Elektrik Piyasası Mevzuatlarının talep tarafı esnekliğini ve VPP işletimini kapsayacak biçimde güncellenmesi, bu modelin yaygınlaşması açısından bir ön koşul oluşturmaktadır.

60. M. Nazari-Heris vd. / MDPI Future Internet 2022, 14(5), 128, "Virtual Power Plant Optimization in Smart Grids: A Narrative Review." VPP tanimi/derlemesi. https://www.mdpi.com/1999-5903/14/5/128
61. IEEE 2030-2011 — Guide for Smart Grid Interoperability. https://standards.ieee.org/ieee/2030/
62. Next Kraftwerke — Avrupa'nin en buyuk VPP'lerinden; 8 ulke, 13.000+ dagitik birim, 2022'de 10.000 MW ustu topluca kapasite. https://www.next-kraftwerke.com/news/10000-megawatt-of-aggregated-capacity
63. EMA (Singapur Enerji Piyasası Kurumu), VPP Regulatory Sandbox — SIEW 2024. SP Group, NTU, Blue Whale katilimli 2 yillik kum havuzu; EMA+SP 15 MW VPP pilotu. https://www.ema.gov.sg/news-events/news/feature-stories/2024/siew-2024-forging-a-connected-and-sustainable-energy-world



Şekil 14. DERMS ve Sanal Güç Santrali Aracılığıyla Dağıtık Enerji Kaynaklarının Teknik ve Piyasa Odaklı Koordinasyonu

Dağıtık enerji kaynaklarının şebekenin teknik sınırları gözetilerek DERMS tarafından yönetilmesi ve sanal güç santrali aracılığıyla ortak bir portföy altında toplanarak piyasa ve sistem hizmetlerine sunulması Şekil 14'te gösterilmektedir. Görselde kesintisiz mavi çizgiler fiziksel elektrik bağlantılarını, kesikli mavi çizgiler DERMS'in izleme ve kontrol akışını, turkuaz çizgiler sanal güç santrali kapsamındaki toplulaştırmayı, sarı bağlantı ise piyasa etkileşimini temsil etmektedir

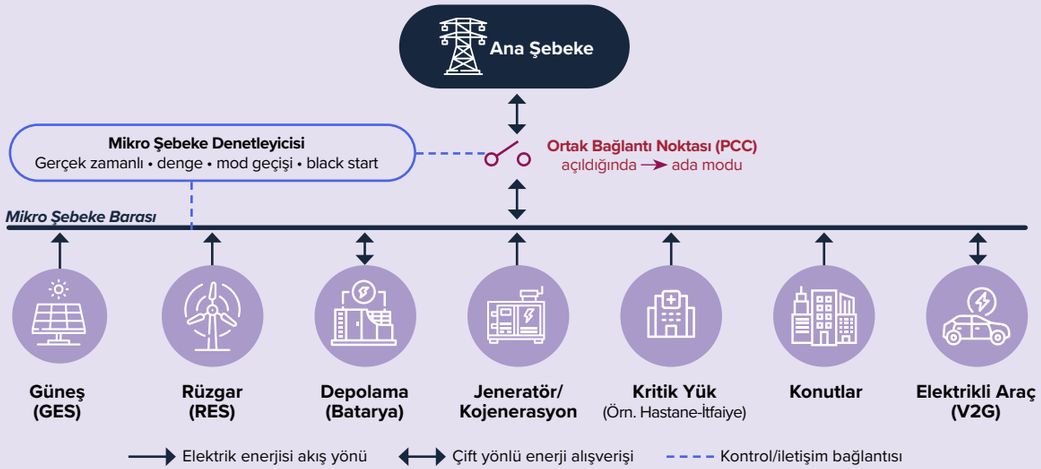
Mikro Şebekeler ve Sistem Dayanıklığı

Mikro şebekeler, akıllı şebekenin farklı katmanlarının yerel ölçekte bütünleştiği yapılardır. Fiziksel ve güç katmanındaki dağıtık üretim kaynakları, enerji depolama sistemleri, tüketim yükleri ve anahtarlama ekipmanlarından elde edilen veriler, ölçüm ve haberleşme katmanları üzerinden yönetim ve karar destek katmanına aktarılmaktadır. Mikro şebeke denetleyicisi bu verileri kullanarak üretim, depolama ve tüketim arasındaki dengeyi sağlamakta ve oluşturduğu kontrol komutlarını yeniden saha ekipmanlarına iletmektedir. Katmanlar arasındaki bu çift yönlü ilişki, mikro şebekenin değişen işletim koşullarına hızlı tepki vermesine, ana şebekeden ayrıldığında enerji dengesini korumasına ve kritik yüklerin beslenmesini sürdürebilmesine imkan tanımaktadır.

Mikro şebeke (micro-grid), açıkça tanımlanmış elektriksel sınırlar içindeki üretim, depolama ve tüketim birimlerini şebekeye karşı tek bir kontrol edilebilir birim gibi davranacak biçimde koordine eden yerel bir enerji sistemidir[64]. Ana şebekeye tek bir ortak bağlantı noktası (point of common coupling) üzerinden bağlanır ve gerektiğinde bu noktadan ayrılarak bağımsız, yani ada modunda çalışabilir. Teknik olarak mikro şebekenin kalbinde, üretim, depolama ve yükü gerçek zamanlı dengeleyen bir mikro şebeke denetleyicisi (microgrid controller) bulunmaktadır. Bu denetleyici, şebekeye bağlı mod ile ada modu arasındaki geçişi kesintisiz biçimde yönetir ve gerektiğinde sistemi sıfırdan ayağa kaldırabilir (black start). Ada modunda ana şebekenin sağladığı eylemsizlik ortadan kalktığından, gerilim ve frekansın yerel kaynaklarla tutulması ve arıza akımlarının değişmesi nedeniyle koruma ayarlarının yeniden düzenlenmesi gerekmektedir. Bu işlevlerin çerçevesi IEEE 2030.7 gibi mikro şebeke denetleyici standartlarıyla tanımlanmaktadır[65]. Mikro şebekeler, uzak yerleşim bölgeleri için elektrifikasyon çözümü, afet durumlarında dayanıklılık altyapısı ve yenilenebilir entegrasyon için test ortamı işlevlerini yerine getirebilmektedir. Aynı zamanda bir enerji adaleti boyutu taşımaktadır, çünkü şebekenin zayıf ya da erişimin güç olduğu kırsal ve uzak bölgelere güvenilir elektrik ulaştırmakta, afet gibi kriz anlarında hastane ve barınma alanı gibi kritik yüklerin beslenmesini sürdürerek kırılgan toplulukların dayanıklılığını artırmaktadır. Mikro şebekenin bu yapısı ve ana şebekeyle bağlantısı Şekil 15'te şematik olarak gösterilmektedir.

Mikro Şebeke Mimarisi

Şebekeye bağlı veya ada (island) modunda çalışabilen yerel enerji sistemi



Şekil 15. Mikro Şebeke Mimarisi

64. U.S. DOE / Berkeley Lab (LBNL) — Mikro sebeke tanimi: "acikca tanimlanmis elektriksel sinirlar icindeki yukler ve dagitik kaynaklar; sebekeye karsi tek bir kontrol edilebilir birim; sebekeye bagli ya da ada modunda calisabilir." https://gridintegration.lbl.gov/microgrid-definitions
65. IEEE 2030.7-2017, Standard for the Specification of Microgrid Controllers — mikro sebeke denetleyicisi islevleri (mod gecisi, sevk, ada modu). https://standards.ieee.org/ieee/2030.7/5941/

Talep Tarafı Yönetimi, Talep Yanıtı ve Esneklik Piyasaları

Talep Tarafı Yönetimi (Demand Side Management, DSM), tüketimin miktarını ve zamanlamasını uzun vadeli verimlilik, yük kaydırma ve pik yük azaltma uygulamalarıyla şekillendiren geniş bir yaklaşımı ifade etmektedir. Talep Yanıtı (Demand Response, DR) ise tüketicilerin elektrik kullanımını fiyat, teşvik veya sistem işletmecisi tarafından iletilen bir sinyal doğrultusunda belirli bir süre için değiştirmesine dayanan daha operasyonel bir mekanizmadır. Sanayi prosesleri, soğutma sistemleri, pompalar, bina iklimlendirmesi ve elektrikli araç şarj yükleri fiziksel ve güç katmanındaki başlıca esneklik kaynaklarını oluşturmaktadır. Bu kaynakların ölçüm verileri haberleşme katmanı üzerinden yönetim ve karar destek sistemlerine aktarıldığında, kullanılabilir esneklik tahmin edilebilmekte ve uygun zamanda devreye alınabilmektedir.

Talep yanıtı, örtük ve açık katılım modelleri üzerinden uygulanabilmektedir. Zaman bazlı veya dinamik tarifelerde tüketici fiyat değişimine göre kullanımını kendisi düzenlerken, açık talep yanıtında tüketici ya da onu temsil eden toplayıcı, önceden tanımlanan bir yük değişikliğini sistem işletmecisine taahhüt etmektedir. Bu değişiklik yalnızca tüketimin azaltılmasını değil, yenilenebilir üretimin yüksek olduğu dönemlerde tüketimin artırılmasını veya başka bir zaman dilimine kaydırılmasını da içerebilmektedir. Esneklik piyasaları ise sağlanan bu kapasitenin ölçülebilir ve karşılığı ödenebilir bir sistem hizmetine dönüşmesini sağlamaktadır. Bunun için tüketim referans değerinin belirlenmesi, sağlanan yanıtın ölçülmesi ve doğrulanması, aktivasyon süreleri, ödeme yapısı ve yükümlülüğün yerine getirilmemesi halinde uygulanacak kurallar açık biçimde tanımlanmalıdır.

Talep yanıtının olgunlaştığı piyasalarda tüketim esnekliği artık üretim ve depolama kaynaklarıyla birlikte değerlendirilen ölçülebilir bir sistem kaynağıdır. ABD'deki yedi toptan elektrik piyasasında talep yanıtı katılımı 2024 yılında 33.272 MW'a ulaşmış ve toplam piyasa pik talebinin yaklaşık yüzde 6,5'ine karşılık gelmiştir. Küresel ölçekte ise Uluslararası Enerji Ajansının Net Sıfır Senaryosu, en fazla esnekliğe ihtiyaç duyulan dönemlerde kullanılabilir talep yanıtı kapasitesinin 2030 yılında yaklaşık 500 GW'a, başka bir ifadeyle 2020 seviyesinin yaklaşık on katına çıkarılması gerektiğini göstermektedir Bu ölçek, talep tarafı esnekliğinin yalnızca tüketici faturalarını azaltan bir tarife uygulaması değil; üretim yeterliliği, şebeke dengesi ve yenilenebilir enerji entegrasyonu açısından stratejik bir kaynak olduğunu ortaya koymaktadır.

Türkiye'de bu alandaki önemli dönüşüm, 1 Ocak 2025 tarihinde yürürlüğe giren Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği ile başlamıştır. Yönetmelik; tüketim, üretim ve elektrik depolama tesislerinin toplayıcı portföylerinde bir araya getirilmesine ve gerekli koşulları sağlayan portföylerin organize toptan elektrik piyasaları, dengeleme mekanizması ve yan hizmetlere katılmasına yönelik çerçeveyi oluşturmuştur. Ayrıca talep tarafı katılımı sağlayacak tüketim tesisleri için uzaktan izleme, kontrol, ölçüm ve haberleşme altyapısına ilişkin yükümlülükler tanımlanmıştır.[66] TEİAŞ'ın Talep Tarafı Katılımı Modülünü 3 Haziran 2025 tarihinde canlı kullanıma açması ve 2025 ile 2026 dönemleri

66. EPDK, Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, 17 Aralık 2024 tarih ve 32755 sayılı Resmî Gazete; yürürlük tarihi 1 Ocak 2025. https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2024/12/20241217-27.htm

için hizmet tedarik süreçleri yürütmesi, düzenleyici çerçevenin uygulama aşamasına geçtiğini göstermektedir[67].

Bu gelişmeler Türkiye'de tam kapsamlı ve yerel şebeke ihtiyaçlarını da fiyatlandıran bir esneklik piyasasının bütünüyle oluştuğu anlamına gelmemekle birlikte, tüketicilerin toplayıcılar üzerinden sistem hizmetlerine katılabilmesi açısından önemli bir başlangıçtır. Bundan sonraki aşamada akıllı sayaçların yaygınlaştırılmasının yanı sıra standart haberleşme altyapısı, güvenilir referans tüketim hesabı, ölçüm ve doğrulama kuralları, tüketici onayı, siber güvenlik ve şeffaf teşvik mekanizmaları geliştirilmelidir.

Elektrikli Araç Entegrasyonu ve V2G Uygulamaları

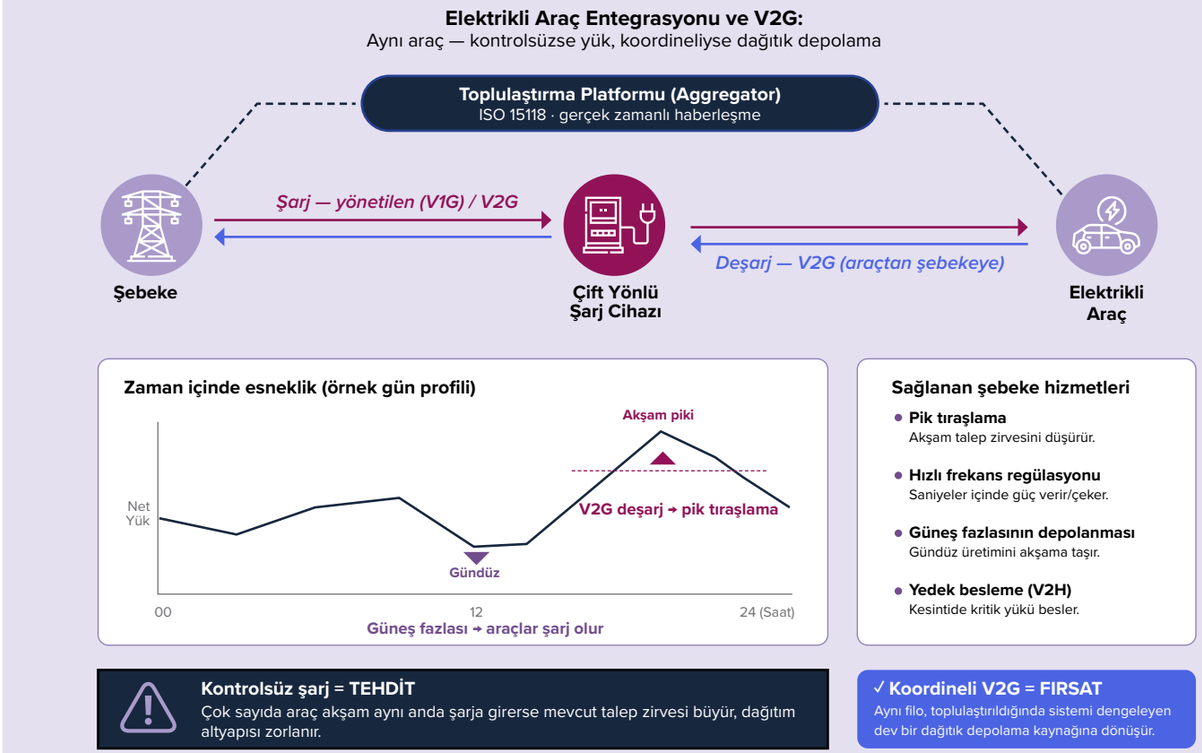
Elektrikli araçların şebeke açısından önemi, aynı anda hem en hızlı büyüyen yeni yük hem de en büyük dağıtık depolama potansiyeli olmalarından kaynaklanmaktadır. Bir elektrikli araç, zamanının ortalama yüzde doksanından fazlasında park halinde ve şebekeye bağlanabilir durumdadır. Dolayısıyla her araç, tekerlek üzerinde duran onlarca kilovatsaatlik bir bataryadır ve doğru yönetildiğinde şebeke için kontrol edilebilir bir kaynağa dönüşmektedir.

Bu potansiyelin ölçeği hızla büyümektedir. IEA verilerine göre küresel elektrikli araç filosu 2024 sonunda yaklaşık 58 milyona ulaşmış ve üç yılda üçe katlanmıştır. 2025'te satışların 20 milyonu aşması ve yeni araç satışlarının dörtte birinden fazlasını oluşturması beklenmektedir. Belirlenen Politikalar Senaryosu'nda filonun 2030'da yaklaşık 252 milyona, yani 2024 seviyesinin dört katına çıkacağı öngörülmektedir[8]. Yüz milyonlarca aracın her biri onlarca kilovatsaatlik kapasiteye sahip olduğunda toplam batarya kapasitesi teravatsaat mertebesine ulaşmakta ve bu filonun küçük bir bölümünün bile koordineli katılımı gigavat ölçeğinde bir esneklik anlamına gelmektedir.

Teknik olarak bu potansiyel iki kademede değerlendirilmektedir. Akıllı (yönetilen) şarj, aracın ne zaman ve hangi güçte şarj olacağını şebekenin durumuna göre ayarlayarak yükü zamanda kaydırır. Araçtan şebekeye (Vehicle to Grid- V2G) ise çift yönlü şarj donanımı aracılığıyla aracın bataryasındaki enerjinin gerektiğinde şebekeye geri verilmesini sağlar. Her iki işlev de araç ile operatör arasında gerçek zamanlı haberleşme (örneğin ISO 15118 standardı), çok sayıda aracı tek bir kaynak gibi yöneten bir toplulaştırma platformu ve batarya ömrünü gözeten bir yönetim katmanı gerektirmektedir [9]. Sağlanabilecek hizmetler arasında pik yükün tıraşlanması, hızlı frekans regülasyonu, gündüz oluşan güneş fazlasının depolanması ve kesinti anında yedek besleme yer alır. Nitekim senaryo çalışmaları, uygun tasarlanmış V2G programlarının pik net yükü 2030'a kadar belirgin ölçüde, bazı çalışmalarda yüzde yirminin üzerinde azaltabileceğini ortaya koymaktadır[68]. Akıllı şarj ile V2G'nin işleyişi, sunduğu hizmetler ve kontrolsüz kullanımın yarattığı risk Şekil 16'da bir arada özetlenmektedir. Bu şeklin en önemli yanı, aynı teknolojinin şebeke için hem tehdit hem fırsat olmasıdır. Denetimsiz bırakıldığında çok sayıda aracın akşam saatlerinde aynı anda şarja girmesi, mevcut talep zirvesini daha da yükselterek

67. TEİAŞ, Talep Tarafı Katılımı Hizmeti Hakkında (2 Mart 2026). https://www.teias.gov.tr/duyurular/talep-tarafi-katilimi-hizmeti-hakkinda-bkh2
68. IEA, "Vehicle-to-grid technology" — toplulastirilmis EV bataryalari sabit depolamayla kiyaslanabilir esneklik saglar; iyi tasarlanmis V2G pik net yuku belirgin (senaryolarda %20+) azaltabilir. https://www.iea.org/reports/vehicle-to-grid-technology

dağıtım altyapısını zorlamaktadır. Koordineli yönetildiğinde ise aynı filo, sistemi dengeleyen dev bir dağıtık depolama kaynağına dönüşmektedir. Bu ikili nitelik, elektrikli araç entegrasyonunu geleceğin şebeke işletiminde oyunu değiştiren bir unsur haline getirmektedir.



Şekil 16. Elektrikli Araç Entegrasyonu ve V2G: Çift Yönlü Enerji Akışı, Şebeke Hizmetleri ve Esneklik Potansiyeli

Esneklik Piyasaları ve Şebeke İşletmecilerinin Değişen Rolü

Yukarıda ele alınan sanal güç santrali, talep yanıtı ve elektrikli araç gibi kaynakların ürettiği esnekliğin bir değere dönüşebilmesi için, bu esnekliğin alınıp satılabileceği bir piyasaya ihtiyaç vardır. Elektrik sistemini işleten iki taraf bulunmaktadır. İletim Sistemi İşletmecisi (Transmission System Operator - TSO) yüksek gerilimli ana şebekede ülke genelindeki arz-talep dengesinden sorumluyken, Dağıtım Sistemi İşletmecisi (Distribution System Operator - DSO) tüketicinin bağlı olduğu orta ve alçak gerilimli dağıtım şebekesini işletmektedir. Yeni yaklaşımların en önemli sonuçlarından biri, geçmişte yalnızca pasif bir altyapı sahibi olan DSO'nun artık dağıtık kaynaklardan hizmet satın alan aktif bir işletmeciye dönüşmesidir.

Bu dönüşümün somut aracı yerel esneklik piyasalarıdır. Bu piyasaların işleyişi geleneksel yöntemlerden farklıdır. Bir dağıtım bölgesinde akşam saatlerinde konut tüketimi ile elektrikli araç şarjının üst üste binmesi, bir hattı ya da trafoyu aşırı yükleyebilir. DSO, geleneksel çözüm olan yeni hat ve trafo yatırımına gitmek yerine bu ihtiyacı bir piyasa platformunda ilan eder ve belirli bir bölgede, belirli saatlerde, belirli miktarda güç azaltımı talep eder. O bölgedeki enerji toplayıcılar, sanal güç santralleri ve talep yanıtı sağlayıcıları bu talebe teklif verir. Örneğin elektrikli araç şarjını erteleyerek, bataryaları deşarj ederek ya da esnek yükleri kısarak azaltım sunarlar. DSO en uygun teklifleri seçer ve bu esneklik gerçek zamanlı olarak devreye alınır. Böylece pahalı ve uzun süren bir şebeke yatırımı ertelenmiş ya da tümüyle önlenmiş olmaktadır.

Avrupa'da bu yaklaşım ticari işletime geçmiştir. Hollanda'daki GOPACS ve Birleşik Krallık'taki Piclo Flex gibi platformlar üzerinden dağıtım ve iletim işletmecileri esneklik satın almakta, GOPACS Avrupa Komisyonu tarafından tıkanıklık yönetiminde öncü bir örnek olarak gösterilmektedir[69, 70]. Bu modelin sorunsuz işleyebilmesi, iletim (TSO) ve dağıtım (DSO) işletmecileri arasında sıkı bir eşgüdüm gerektirmektedir. Aynı batarya ya da elektrikli araç filosu hem ülke genelindeki dengeleme için TSO'ya hem de yerel tıkanıklık için DSO'ya esneklik sunabildiğinden, bir işletmecinin verdiği komut diğerinin şebekesinde yeni bir soruna yol açabilir. Bunu önlemek için iki tarafın ortak bir veri paylaşımı ve koordinasyon çerçevesinde çalışması gerekmektedir. Türkiye'de ise mevcut mevzuat henüz esnekliğin bir piyasa ürünü olarak alınıp satılmasına ve dağıtım işletmecisinin bu anlamda aktif bir rol üstlenmesine imkan tanımamaktadır. Bu nedenle yerel esneklik piyasalarının tasarımı, akıllı şebeke dönüşümünün Türkiye özelinde öncelikli düzenleyici gündem maddelerinden biridir.

Dünyanın farklı ülkeleri bu dönüşümü kendi öncelikli sorunlarına göre farklı modellerle hayata geçirmiş, kayıp azaltımından kesinti sürelerinin kısalmasına kadar ölçülebilir kazanımlar elde etmiştir. Küresel uygulamalar ve Türkiye'deki çalışmalar halihazırda devam etmekte, stratejik yol haritalarıyla birlikte bu uygulamalar giderek daha belirgin biçimde hayata geçmektedir.

69. Avrupa Komisyonu JRC (2022), "Local Electricity Flexibility Markets in Europe." Yerel esneklik piyasalari, DSO'nun aktif isletmeciye donusumu, TSO-DSO koordinasyonu. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130070
70. GOPACS (Hollanda) — DSO/TSO tikaniklik yonetimi platformu; AB tarafindan oncu ornek olarak gosterildi. https://www.gopacs.eu

6 AKILLI ŞEBEKE UYGULAMA ÖRNEKLERİ

Akıllı şebeke dönüşümü küresel ölçekte farklı hızlarda ve farklı modellerle ilerlemektedir. Kimi ülkeler ulusal politika kararlarıyla süreci yukarıdan aşağıya yönetirken, kimi ülkelerde dağıtım şirketleri veya özel sektör inisiyatifi öne çıkmıştır. Sahadan gelen deneyimler, bu dönüşümün yalnızca teknik bir mesele olmadığını, kurumsal, finansal ve düzenleyici boyutlarıyla birlikte ele alınması gerektiğini ortaya koymaktadır.

6.1 Küresel Projeler ve Uygulama Örnekleri

Tablo 10. Küresel Akıllı Şebeke Projeleri ve Uygulama Örnekleri

Ülke / Kurum	Uygulama	Öne Çıkan Sonuç	Uygulama Modeli
ABD / DOE[37]	2009–2015, 99 projede 7,9 milyar USD yatırım — akıllı sayaç, dağıtım otomasyonu ve siber güvenlik modernizasyonu	Kesinti süresi %53 azaldı, 316 milyon USD tasarruf	Merkezi hibe finansmanı, çok paydaşlı yapı, deneysel öğrenme ve ölçeklenme
Fransa / Enedis[71]	2015–2021, 35,7 milyon akıllı sayaç, 4,2 milyar EUR — talep yönetimi ve öngörücü bakım altyapısı dahil	%99+ veri toplama; Akıllı Şebeke Endeksi'nde (Smart Grid Index - SGI) 3 yıl üst üste 1.	En büyük DSO; ülke topraklarının yaklaşık %95'inde işletme
İtalya / Enel[24]	2001–2006, 30 milyon sayaç, 2,87 milyar USD — başarı sonrası düzenleme tüm sektöre yayıldı	Yılda 500 milyon EUR tasarruf; ilk tam dijital ulusal şebeke	Özel dağıtım işletmecileri (Devlet iştirak özel yapı - DSO) öncülüğünde piyasa tetikli dönüşüm ve düzenleyici zorunluluk
Çin / State Grid[72]	2021–2025, 40'ı aşkın UHV hattı; 14. Beş Yıllık Plan'da yılda ~70 milyar USD yatırım — uzak yenilenebilir üretimi tüketim merkezlerine taşıma	1.350 GW'ı aşan yenilenebilir kapasitenin entegrasyonunda kilit rol	Devlet koordinasyonu ve beş yıllık plan
Hindistan / Tata Power-DDL[73]	2002'den itibaren, Delhi kuzey dağıtımında otomasyon, akıllı sayaç ve veri analitiği yatırımları	Kayıp-kaçak %53'ten %5,9'a düştü	Özel sektör dağıtım şirketi, özelleştirme sonrası hızlı dijitalleşme ve kayıp azaltımı
Singapur / SP Group[74]	Tek ulusal operatör olarak şebeke modernizasyonu	Sistem Ortalama Kesinti Süresi (SAIDI) müşteri başına yılda ~9 saniye	Tek ulusal operatör, sürekli ölçüm ve kıyaslama kültürü, küresel referans çerçevesi

Amerika Birleşik Devletleri- Politika Ve Envanter Odaklı Dönüşüm (Merkezi Finansman Mekanizması + Çok Paydaşlı Proje Yapısı):

ABD Enerji Bakanlığı (DOE — Department of Energy), 2009 yılında Amerikan Kurtarma ve Yeniden Yatırım Yasası kapsamında Smart Grid Investment Grant (SGIG — Akıllı Şebeke Yatırım Hibesi) programını başlatmıştır. Programa 3,4 milyar USD federal kaynak tahsis edilmiş; sektörün eşit katkısıyla toplam yatırım 7,9 milyar USD'ye ulaşmıştır. Program; 99 projede 200'den fazla elektrik

71. Enedis, Fransa elektrik dağıtım piyasası ve Linky akıllı sayaç programı; Avrupa Komisyonu, Linky deployment report. https://www.enedis.fr/enedis-en-bref/le-marche-de-lelectricite; https://www.enedis.fr/linky; https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c06b79cf&appId=PPGMS
72. Çin Ulusal Enerji İdaresi, State Grid Corporation of China ve China Southern Power Grid kurumsal profilleri; China Daily (2024), "State Grid to pump 500b yuan into power system", https://obor.nea.gov.cn/v_country/getData.html?id=1094&webSiteId=2 ; https://www.chinadaily.com.cn/a/202401/17/WS65a72c2ca3105f21a507cad9.html
73. Tata Power-DDL, Smart Grid Index 2024 (Hindistan). https://www.tatapower.com/news-and-media/media-releases/tata-power-s-delhi-distribution-arm-ranked-among-top-10-utilities-globally-in-smart-grid-index , TATA Power https://www.tatapower.com/energy-solutions , Siemens "Rolling out the future of the energy grid" https://www.siemens.com/en-gb/company/insights/tata-power-smart-meter-data-management/
74. SP Group, Smart Grid Index (SGI) 2024 https://www.spgroup.com.sg/our-services/network/our-smart-energy-network

şirketini kapsamış, iletim ve dağıtım altyapısından akıllı sayaç sistemlerine kadar geniş bir yelpazede modernizasyon sağlamıştır. DOE'nun nihai raporuna göre program somut sonuçlar doğurmuştur: gelişmiş sayaç altyapısı 19 şirket için üç yılda yaklaşık 316 milyon USD işletme tasarrufu sağlamış; otomatik arıza yönetim sistemi (FLISR) kullanan şirketler etkilenen müşteri sayısını %55'e varan oranda ve kesinti sürelerini %53'e kadar azaltmıştır[75]. Program aynı zamanda 12.000 doğrudan, 35.000 dolaylı istihdam yaratmıştır. ABD bu ivmeyi sürdürmek amacıyla Grid Resilience and Innovation Partnerships (GRIP — Şebeke Dayanıklılığı ve Yenilik Ortaklıkları) programı için toplam 10,5 milyar USD büyüklüğünde kaynak ayırmıştır.

Fransa / Enedis - Ulusal Ölçekte Akıllı Sayaç Standardı "Linky" (En Büyük DSO + Ulusal Standart):

Enedis, Fransa topraklarının yaklaşık yüzde 95'inde dağıtım şebekesini işleten ülkenin en büyük devlet iştirakli (**Électricité** de France – EDF) dağıtım sistemi işletmecisidir ve 35 milyonu aşkın müşteriye hizmet vermektedir. Enedis'in 2015–2021 yılları arasında hayata geçirdiği Linky projesi, altı yılda 35,7 milyon akıllı sayacın kurulmasıyla küresel ölçekte en büyük akıllı sayaç dağıtımlarından biri olmuştur. Aylık en yüksek kurulum hızı 750.000 adede ulaşmış, günlük veri toplama başarı oranı %99'un üzerinde gerçekleşmiş ve toplam yatırım 4,2 milyar EUR olmuştur [71]. Proje yalnızca sayaç değişimini değil; öngörücü bakım, enerji hırsızlığı tespiti, elektrikli araç şarjının akıllı yönetimi ve tüketici esnekliği için dijital altyapının kurulmasını da kapsamıştır. Enedis, Singapur'un ulusal şebeke operatörü SP Group tarafından geliştirilen ve 36 ülkedeki 92 dağıtım şirketini kapsayan Akıllı Şebeke Endeksi'nde (Smart Grid Index — SGI) üst üste üçüncü kez birinci olmuştur. Arz güvenilirliği, veri analitiği, yenilenebilir enerji entegrasyonu ve siber güvenlik dahil yedi değerlendirme boyutunun altısında en iyi uygulama örneği olarak tanınmıştır[74].

İtalya / Enel — Dünyanın İlk Ulusal Ölçekli Akıllı Sayaç Uygulaması (Özel Dağıtım Sistem Operatör Firmaları Öncülüğünde Piyasa Tetikli Dönüşüm + Düzenleyici Zorunluluk):

İtalyan devlet iştiraki (İtalya Ekonomi ve Maliye Bakanlığı) elektrik dağıtım şirketi Enel'in "Telegestore" projesi kapsamında 2001–2006 yılları arasında başlatılan kurulum yaklaşık 30 milyon sayaçla tamamlanmış, sonraki yıllarda 32 milyona ulaşmıştır. İtalya bu dönüşümle elektrik dağıtım altyapısını tamamen dijitalleştiren dünyanın ilk ülkesi olmuştur. Enel'in açıklamalarına göre akıllı sayaç altyapısı yıllık yaklaşık 500 milyon EUR tasarruf sağlamıştır[24]. Projenin başarısı üzerine İtalyan enerji düzenleyici kurumu (AEEGSI) 2006 yılında tüm dağıtım şirketlerine akıllı sayaç kurulumunu zorunlu kılmıştır. Bu deneyim aynı zamanda önemli bir politika örneği de oluşturmaktadır. Bir özel şirketin maliyet verimliliği amacıyla başlattığı dönüşüm, elde edilen sonuçların kanıtlanmasının ardından ulusal düzenleyici bir zorunluluğa dönüşmüştür.

75. U.S. Department of Energy, Smart Grid Investment Grant Program – Final Report; Grid Resilience and Innovation Partnerships (GRIP), toplam 10,5 milyar USD program bütçesi. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/03/f34/Final%20SGIG%20Report%20-%20Executive%20Summary.pdf ; https://www.energy.gov/oe/grid-resilience-and-innovation-partnerships-grip

Çin State Grid - Ölçek ve Devlet Güdümlü Hız (Devlet Koordinasyonu + Beş Yıllık Plan Disiplini + Standart Teknoloji Seçimi):

Çin'in devlet kontrolündeki baskın şebeke işletmecisi State Grid Corporation of China (SGCC), ülkenin büyük bölümünde faaliyet göstermekte; Guangdong, Guangxi, Yunnan, Guizhou ve Hainan'da ise China Southern Power Grid şebekeyi işletmektedir. SGCC, 2024 yılı için şebeke inşaatına 500 milyar CNY (yaklaşık 70 milyar USD) yatırım taahhüt etmiş; odak noktasını Ultra Yüksek Gerilim (UHV — Ultra High Voltage) iletim hatları oluşturmuştur. 2024 itibarıyla 40'ı aşkın UHV hattı işler hale getirilmiştir [72].

Bu altyapı yatırımının ardında somut bir ihtiyaç yatmaktadır: Çin'de yenilenebilir enerji üretimi çoğunlukla batı ve kuzeydeki çöl bölgelerinde yapılırken, tüketim büyük ölçüde doğu kıyı şehirlerinde gerçekleşmektedir. UHV hatları bu coğrafi dengesizliği gidermektedir. Rüzgar ve güneş kurulu gücü 2020–2024 arasında iki katından fazla artarak 1.350 GW'a ulaşmış; bu değer ABD'nin toplam üretim kapasitesini geçmiştir.

Hindistan / Tata Power – "DDL" - Özelleştirme Sonrası Dönüşüm (Özel Sektör Dağıtım Şirketi + Özelleştirme Sonrası Hızlı Dijitalleşme + Kayıp Azaltımı) :

Hindistan'ın en büyük özel enerji şirketlerinden Tata Group'un enerji kolu olan Tata Power'ın Delhi dağıtım şirketi Tata Power-DDL, Kuzey Delhi'de yaklaşık 9 milyon kişiye elektrik hizmeti sunmaktadır. 2002 yılında özelleştirme gerçekleştiğinde şirketin kayıp-kaçak oranı —yani üretilen ya da alınan elektrikten fatura edilemeyen payı— %53 gibi son derece yüksek bir düzeydeydi. Tata Power-DDL'nin dağıtım otomasyonu, akıllı sayaç altyapısı ve veri analitiği yatırımları sayesinde bu oran 2024 itibarıyla %5,9'a indirilmiştir [73].

Bu başarı uluslararası arenada da tanınmış; Tata Power-DDL, Şebeke Endeksi (SGI) 2024'te küresel ilk 10'a giren tek Hint şirketi olmuştur.

Singapur / SP Group - Küresel Güvenilirlik Referansı (Tek Ulusal Operatör + Sürekli Ölçüm Ve Kıyaslama Kültürü + Küresel Referans Çerçevesi):

Singapur'un tek ulusal şebeke operatörü SP Group, ülkedeki tüm elektrik iletim ve dağıtım altyapısını işletmektedir. SP Group'un 2024 yılı SAIDI (Sistem Ortalama Kesinti Süresi Endeksi müşteri başına yıllık ortalama kesinti süresi) değeri 0,15 dakika olarak gerçekleşmiştir. Başka bir deyişle bir müşteri yılda ortalama yalnızca 9 saniyelik kesinti yaşamaktadır[74]. Singapur Enerji Piyasası Otoritesi (EMA) verilerine göre her müşteri yılda ortalama 0,006 kez yani yaklaşık her 167 yılda bir kesinti yaşamaktadır.

SP Group aynı zamanda Akıllı Şebeke Endeksi'nin (SGI) mimarıdır. Arz güvenilirliği, izleme ve kontrol, veri analitiği, yenilenebilir enerji entegrasyonu, yeşil enerji, siber güvenlik ve müşteri memnuniyeti olmak üzere yedi boyutu değerlendiren bu endeks, küresel şebeke modernizasyonunun fiili kıyaslama çerçevesi haline gelmiştir. 2024'te EMA, dağıtık enerji kaynaklarını dijital bir platform üzerinden koordineli yönetecek Sanal Güç Santrali pilot programını başlatmış ve SP Group ile ortak Ar-Ge anlaşması imzalamıştır.

7

TÜRKİYE'DE AKILLI ŞEBEKE EKSENİNDE GERÇEKLEŞTİRİLEN ÇALIŞMALAR

Türkiye'nin akıllı şebeke dönüşümü 2010'ların başından itibaren politika ve strateji belgelerine girmeye başlamıştır. Ancak bütünleşik ve ulusal ölçekte uygulamaya geçiş, teknoloji altyapısının sınırlılıkları ve kurumsal koordinasyon eksiklikleri nedeniyle uluslararası örneklerin hız ve devreye alınması açısından yavaş kaldığı değerlendirilebilir. Buna karşın son yıllarda düzenleyici çerçeve güçlenmekte, pilot projeler hayata geçirilmekte ve stratejik hedefler giderek netlik kazanmaktadır. Bu görünüm, Türkiye'nin dönüşümde teknik olgunluktan çok kurumsal ve düzenleyici hizalanmayı tamamlama aşamasında olduğunu ortaya koymaktadır.

7.1. Politika, Strateji ve Düzenleme Çerçevesi

Türkiye'de akıllı şebeke, tek bir yasadan çok, üst politika belgeleri ile sektörel düzenlemelerin bir araya gelmesiyle şekillenmektedir. Özellikle 2024–2025 döneminde bu çerçeve belirgin biçimde güçlenmiştir.

Üst Politika ve Strateji Belgeleri

Elektrik piyasasının temel çerçevesini 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu oluşturmaktadır. Bunun üzerine, 9 Temmuz 2025'te yürürlüğe giren 7552 sayılı İklim Kanunu, Türkiye'nin 2053 net sıfır

hedefini ve emisyon ticaret sistemini yasal zemine oturtarak yeşil dönüşümün çerçevesini çizmiştir [76]. Akıllı şebeke, uzun vadeli kalkınma planlarında da sürekli yer bulmaktadır. On Birinci Kalkınma Planı'nda (2019–2023) Milli Akıllı Şebeke Yönetim Sistemi'nin geliştirilmesi ve akıllı şebeke uygulamalarının enerji kamu kuruluşlarında yaygınlaştırılması hedeflenmiş, On İkinci Kalkınma Planı'nda (2024–2028) ise akıllı sayaçların yaygınlaştırılması, SCADA sistemlerinin geliştirilmesi ve akıllı şebeke altyapısı ile yazılım-elektronik sektörü arasında iş birliği modelleri kurulması öncelikli hedefler arasına alınmıştır[77]. 2026–2028 Orta Vadeli Program ile 2026 Yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı da yeşil ve dijital dönüşümü öncelikli politika alanı olarak tanımlamaktadır[78]. Yıllık Program'da akıllı sayaçların yaygınlaştırılması ve SCADA sistemlerinin geliştirilmesi hedeflenmekte, Milli SCADA Sistemi Projesi'nde kaydedilen ilerleme ile kesintili yenilenebilir üretimin etkisini azaltacak esneklik artışı öngörülmektedir. Orta Vadeli Program ayrıca rüzgar ve güneş üretiminin izlenmesi ve yüksek doğrulukta tahmini için sistemler geliştirilmesini ve enerji değer zinciri için bir dijitalleşme yol haritası hazırlanmasını gündeme almıştır. Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ile İkinci Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı kapsamında da akıllı şebeke dönüşümünün hızlandırılmasına yönelik analizler öngörülmüştür. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile TEİAŞ'ın ardışık stratejik planlarında (2015–2019, 2019–2023, 2024–2028) akıllı şebeke modernizasyonu süreklilik gösteren bir hedef olarak yer almaktadır.

Sektörel Düzenlemeler ve Kurumsal Çerçeve

Üst politika hedefleri, sektöre özgü düzenlemelerle uygulamaya bağlanmaktadır. 2013 yılında Enerji Sektörü Araştırma-Geliştirme Projeleri Destekleme Programı (ENAR) kapsamında yapılan değişiklikle akıllı şebeke uygulamaları desteklenecek projeler listesine alınmıştır [79]. EPDK'nın 2020 tarihli düzenlemesiyle dağıtım şirketlerinin yatırım master planlarında akıllı şebeke bölümünün hazırlanma esasları belirlenmiş ve akıllı şebeke yatırımları dağıtım lisansı gereklilikleri arasına dahil edilmiştir. 2022 yılında SPK tarafından yürürlüğe giren Yeşil Borçlanma Aracı Rehberi'nde akıllı şebekeler enerji verimliliği kapsamında yeşil proje kategorisinde sayılarak sürdürülebilir finansmana erişim genişletilmiştir[80]. Siber güvenlik tarafında ise EPDK'nın 2023'te yürürlüğe koyduğu Enerji Sektörü Siber Güvenlik Yetkinlik Modeli Yönetmeliği, elektrik ve doğal gaz dağıtım şirketlerine asgari güvenlik yükümlülükleri getirmiştir[81]. Mevzuatta akıllı şebeke, "üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinde enerjinin güvenilir, verimli ve kesintisiz aktarılabilmesi amacıyla siber güvenliğe sahip bilgi ve iletişim teknolojilerinin kullanılmasıyla gelişmiş izleme, ölçüm, yönetim ve veri paylaşımının yapılabildiği şebekeler" olarak tanımlanmaktadır[82].

Bu düzenlemeler bir arada değerlendirildiğinde, Türkiye'de akıllı şebekeye ilişkin çerçevenin özellikle 2024–2025 döneminde belirgin biçimde güçlendiği görülmektedir. Çerçeve; araştırma-geliştirme desteği, dağıtım lisansı yükümlülükleri, yeşil finansman, iklim politikası ve piyasa düzenlemeleri gibi farklı başlıklara dağılmış biçimde gelişmektedir. Elektrik piyasasında toplayıcılık faaliyeti için yasal ve ikincil mevzuat çerçevesi oluşturulmuş olmakla birlikte, dağıtım düzeyinde yerel esneklik ürünleri, TSO–DSO koordinasyonu, referans tüketim hesaplama ve uzlaştırma mekanizmaları halen geliştirilmesi gereken başlıklardır.

7.2. Türkiye Akıllı Şebekeler Vizyon ve Strateji Projesi (TAŞ-2023)

Türkiye'nin akıllı şebeke dönüşümüne yönelik ilk bütüncül çalışma, EPDK başkanlığında ve Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği (ELDER) koordinasyonunda yürütülen Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi'dir (TAŞ-2023). Proje, ulusal ölçekte bütüncül bir yol haritası oluşturmayı amaçlamış ve ilk çıktıları 2018'de kamuoyuyla paylaşılmıştır [83]. Çalışma kapsamında mevcut durum analizi, teknoloji değerlendirmesi, regülasyon boşluklarının tespiti ve 2023 hedefleri çerçevesinde öncelik alanlarının belirlenmesi yer almıştır. TAŞ-2023; akıllı sayaç altyapısının yaygınlaştırılmasından dağıtım otomasyonuna, talep tarafı yönetiminden yenilenebilir enerji entegrasyonuna kadar geniş bir dönüşüm gündemini ele alarak sektördeki kurumsal ve teknik koordinasyon için önemli bir referans belge niteliği taşımaktadır.

Bununla birlikte projenin ufku olan 2023 geride kalmıştır ve belirlenen önceliklerin önemli bölümü, özellikle esneklik ile talep tarafı katılımını piyasalaştıracak düzenlemeler henüz tam anlamıyla hayata geçirilmemiştir. Bu durum, TAŞ-2023'ün ortaya koyduğu yol haritasının güncel bir ulusal akıllı şebeke stratejisiyle yenilenmesi ihtiyacını ortaya koymaktadır.

76. 7552 sayılı İklim Kanunu — Resmî Gazete, 9 Temmuz 2025, Sayı 32951. Türkiye'nin ilk kapsamlı iklim yasası; 2053 net sıfır, ETS, Türkiye Yeşil Taksonomisi. https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2025/07/20250709-1.htm
77. T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı (SBB), On Birinci (2019-2023) ve On İkinci (2024-2028) Kalkınma Planları. https://www.sbb.gov.tr/kalkinma-planlari/
78. T.C. SBB — 2026 Yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı ve Orta Vadeli Program; yeşil ve dijital dönüşüm öncelikleri, akıllı sayaç/SCADA hedefleri. https://www.sbb.gov.tr/yillik-programlar/
79. Enerji Sektörü Araştırma-Geliştirme Projeleri Destekleme Programına (Enar) Dair Yönetmelik https://www.elder.org.tr/Webkontrol/IcerikYonetimi/Dosyalar/53cbca7d-50bd-4c6c-a970-f00e9a1d1bea_icerik_g400_NuFbMwRu.pdf
80. SPK - Yeşil Borçlanma Aracı, Sürdürülebilir Borçlanma Aracı, Yeşil Kira Sertifikası, Sürdürülebilir Kira Sertifikası Rehberi https://spk.gov.tr/data/6231ce881b41c612808a3a1c/b2d06c64099c9e7e8877743afc7d2484.pdf
81. EPDK, Enerji Sektöründe Siber Güvenlik Yetkinlik Modeli Yönetmeliği - https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/4-13050/enerji-sektorunde-siber-guvenlik-yetkinlik-modeli
82. EPDK, 22.10.2020 tarihli ve 9639 sayılı Kurul Kararı - Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Yatırımlarının Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar (IV. Uygulama Dönemi). https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-23995/elektrik-piyasasi-dagitim-sistemi-yatirimlarinin-
83. ELDER, Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi (TAŞ 2023). https://www.akillisebekelerturkiye.org/ , https://www.elder.org.tr/Content/yayinlar/TAS%20TR.pdf

7.3. Akıllı Sayaç Uygulamaları ve Milli Akıllı Sayaç Sistemleri Projesi (MASS)

Türkiye'de akıllı sayaç dönüşümü önce pilot iller üzerinde test edilmiştir. Bu pilot uygulamalar, uzaktan okuma kapasitesinin ve kayıp-kaçak tespitinin operasyonel faydalarını somut biçimde ortaya koymuştur. Milli Akıllı Sayaç Sistemleri Projesi (MASS), yerli ve milli teknoloji hedefleri çerçevesinde akıllı sayaç altyapısının ülke geneline yaygınlaştırılmasını ve merkezi veri yönetim sistemiyle (MDMS) entegrasyonunu hedeflemektedir. Proje kapsamında on yılda yaklaşık 17 milyon ton karbon salımının engellenebileceği öngörülmüştür[84].

Uluslararası kıyaslamalar Türkiye'nin bu alanda henüz yolun başında olduğunu göstermektedir. Akıllı sayaç kullanımının en yaygın olduğu bölge yüzde 77 ile Kuzey Amerika iken, Avrupa Birliği ülkelerinde dahi yaygınlaşma görece yavaş ilerlemekte, Türkiye'nin konut penetrasyonu ise Avrupa ortalamasının belirgin biçimde gerisinde kalmaktadır[85]. Buna karşın akıllı sayaç yatırımları, geleneksel mekanik sayaçlara kıyasla uzun vadeli işletme maliyetleri ve kayıp azaltımı üzerinden finansal geri dönüş sağlamaktadır. İtalya ve Hindistan deneyimleri bu getiriyi somut biçimde doğrulamaktadır[24,73].

Dönüşüm son dönemde bir hedefle birlikte takvime bağlanmıştır. 21 Aralık 2024 tarihli Elektrik Piyasası Ölçüm Sistemleri Yönetmeliği değişikliği akıllı sayaçlara geçişin çerçevesini kurmuş; 5 Aralık 2025 tarihli "Akıllı Sayaç Sistemlerinin Yaygınlaştırılmasına ve Kullanımına İlişkin Usul ve Esaslar" ise 1 Mart 2026'da yürürlüğe girerek kesin yaygınlaştırma takvimini belirlemiştir. Buna göre, düzenlemenin yürürlüğe girmesinin ardından kurulu sayaçların 1 Ocak 2027'ye kadar yüzde 70'inin, 1 Ocak 2028'e kadar tamamının akıllı sayaçlarla değiştirilmesi öngörülmekte; yüksek tüketimli ve tedarikçisini seçmiş kullanıcılara öncelik verilmektedir.[86] Buna göre sayaç değişiminin 1 Ocak 2027'ye kadar yüzde 70, 1 Ocak 2028'e kadar yüzde 100 oranında tamamlanması gerekmekte, yüksek tüketimli ve tedarikçisini seçmiş kullanıcılara öncelik verilmektedir. Bu dönüşümde PRO ve EKO sınıfı olmak üzere iki farklı sayaç tipinin kullanılması planlanmıştır. PRO sayaçlar, iki yönlü veri haberleşmesini destekleyen ve teknik şartnamede tanımlanan ilave işlevleri (uzaktan okuma ve bağla-kes, yük profili, çift yönlü üretim-tüketim ölçümü gibi) taşıyan tam donanımlı sayaçlardır; yıllık tüketimi yüksek yerlerde, üretim yapan abonelerde ve ortak panolarda merkezî sayaç olarak konumlanır. EKO sayaçlar ise daha sınırlı özelliklidir ve çoğunlukla kendi başına değil, bir PRO sayaç üzerinden haberleşerek çalışır; özellikle çok sayıda sayacın bulunduğu ortak panolarda maliyet-

84. T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu - Mass Milli Akıllı Sayaç Sistemleri Projesi – 5. Değerlendirme Ve Kapanış Raporu https://www.mass.org.tr/wp-content/uploads/2023/04/MASS-5.-Degerlendirme-ve-Kapanis-Raporu_v4.pdf
85. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi (Kasım 2025), "Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörünün Dönüşümü". 2024 toplam kayıp-kaçak oranı %8,99; bölgesel aralık %3,63–%37,62. https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2025/11/SHURA-EDM-Turkiye-Elektrik-Dagitim-Sektorunun-Donusumu-6-Kasim-2025.pdf
86. EPDK, "Akıllı Sayaç Sistemlerinin Yaygınlaştırılmasına ve Kullanımına İlişkin Usul ve Esaslar" (5 Aralık 2025; yürürlük 1 Mart 2026). Geçiş takvimi: 1 Ocak 2027 %70, 1 Ocak 2028 %100; PRO/EKO sayaç tipleri ve birlikte çalışabilirlik hükümleri. https://www.epdk.gov.tr/Detay/DownloadDocument?id=5QQ%2FE%2FWYxwE%3D

etkin bir çözüm olarak tercih edilir. Böylece her kullanım yerine tam donanımlı bir sayaç koymak yerine, ihtiyaca göre PRO ve EKO birlikte kullanılarak yaygınlaştırma maliyeti düşürülmektedir. Sistemin bileşenleri akıllı sayaç, modem, merkezi haberleşme yazılımı, veri yoğunlaştırıcı ve kullanıcı mobil uygulaması olarak tanımlanmıştır. Düzenlemenin temel ilkelerinden biri birlikte çalışabilirliktir; sayaçtan merkezi yazılıma kadar tüm bileşenlerin marka ve model bağımlılığı olmadan, standartlaştırılmış uyum testlerinden geçerek birlikte çalışabilmesi zorunlu kılınmıştır. Birlikte çalışabilirlik ilkesi, sistemin belirli bir üreticiye bağımlı kalmasını önlemesi ve akıllı sayacı yalnızca bir ölçüm cihazı olmaktan çıkarıp talep yanıtı ile dinamik tarifelendirmenin teknik zeminine dönüştürmesi bakımından önem taşımaktadır (Diğer detaylar için bkz: https://www.mass.org.tr).

7.4. TEİAŞ ve Dağıtım Şirketlerinin Saha Uygulamaları

İletim tarafında Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), merkezi denetleme, kontrol ve veri toplama (SCADA) ile Enerji Yönetim Sistemi (EMS) modernizasyonu kapsamında çeşitli yatırımlar gerçekleştirmiştir. Bu yatırımlar geniş alan izleme kapasitesini artırmayı ve değişken yenilenebilir üretimin sisteme entegrasyonunu desteklemeyi amaçlamaktadır. Dağıtım tarafında ise 21 özel dağıtım şirketinin 2020 tarihli EPDK düzenlemesi çerçevesinde hazırladığı akıllı şebeke master planları; dağıtım otomasyonu, uzaktan sayaç okuma sistemleri ve arıza yönetimi yatırımlarını kapsamaktadır.

Bu yatırımların en somut gerekçesi kayıp-kaçak oranlarıdır. EPDK verilerine göre Türkiye'de dağıtım kayıp-kaçak oranı 2024 ulusal ortalama toplamında yüzde 8,99 olarak gerçekleşmiştir[86]. Bu oran, gelişmiş ekonomilerdeki yüzde 5-7 seviyesinin ve Hindistan'daki Tata Power-DDL örneğinin (yüzde 5,9) belirgin biçimde üzerindedir[73]. Ancak asıl dikkat çekici olan, ülke içindeki bölgesel farkın büyüklüğüdür. En düşük kayıp oranına sahip dağıtım bölgesi yüzde 3,63 düzeyindeyken, en yüksek bölgede bu oran yüzde 37,62'ye ulaşmaktadır[86]. Bu uçurum, akıllı şebeke yatırımlarının getirisinin bölgeden bölgeye köklü biçimde değiştiğini ve kaynakların öncelikle kaybın yüksek olduğu bölgelere yönlendirilmesinin en yüksek ekonomik faydayı sağlayacağını ortaya koymaktadır. Dolayısıyla kayıp azaltımı, Türkiye için akıllı şebeke yatırımlarının en doğrudan ve ölçülebilir ekonomik gerekçesini oluşturmaktadır.

7.5. Finansman Modeli Yaklaşımı

Akıllı şebeke yatırımlarının hayata geçmesi, teknik uygunluk kadar bu yatırımların nasıl finanse edildiğine ve geri kazanıldığına bağlıdır. Türkiye'de dağıtım yatırımları, EPDK'nın belirlediği gelir tavanı düzenlemesi üzerinden geri kazanılmaktadır. Bir dağıtım şirketinin yaptığı yatırım düzenlenmiş varlık tabanına eklenmekte ve EPDK'nın beş yıllık uygulama dönemleri için belirlediği geri ödeme süresi (dağıtım varlıklarında on yıl) boyunca yıllık ödemelerle karşılanmaktadır. Ayrıca geri ödemesi henüz tamamlanmamış varlık tabanı için, ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti yöntemiyle hesaplanan bir makul getiri bileşeni gelir tavanına eklenmektedir 8[3]. Bu yapı, akıllı şebeke yatırımlarını

düzenleyici güvenceye kavuşturmakta, yani uygun bir yatırımın belirli bir takvim ve getiriyle geri döneceğini öngörülebilir kılmaktadır.

Bu çerçevede akıllı şebeke yatırımlarını doğrudan teşvik eden mekanizma, kayıp enerji gelir tavanıdır. EPDK her tarife dönemi için bir hedef kayıp oranı belirlemekte, gerçekleşen kayıp bu hedefin altında kaldığında dağıtım şirketi lehine bir maliyet avantajı doğmakta, hedefin üzerinde kaldığında ise şirket ek maliyet yüklenmektedir. Dolayısıyla kayıp-kaçağı azaltan akıllı sayaç, dağıtım otomasyonu ve izleme yatırımları şirket için doğrudan bir finansal getiriye dönüşmektedir.

Bu düzenleyici geri kazanım modeli, tamamlayıcı finansman araçlarıyla desteklenmektedir. SPK'nın Yeşil Borçlanma Aracı Rehberi akıllı şebekeleri yeşil proje kategorisine alarak sürdürülebilir finansmana erişimi genişletmiş[80], TSKB gibi kalkınma bankaları da yeşil finansman çerçevelerinde akıllı şebeke projelerini kapsayan rehberler geliştirmiştir. 2024-2028 dönemi için EPDK tarafından onaylanan dağıtım yatırım master planları ise akıllı şebeke yatırımlarını düzenleyici onaylı bir çerçeveye kavuşturmuştur.

Küresel örnekler ve Türkiye'deki çalışmalar bir arada değerlendirildiğinde ortak bir ders öne çıkmaktadır. Akıllı şebeke dönüşümünün başarısı, tek başına teknoloji edinmekten çok, bu teknolojinin doğru düzenleyici çerçeve, sürdürülebilir bir finansman modeli ve kurumsal koordinasyonla birlikte kurgulanmasına bağlıdır. Türkiye bu unsurların çoğuna halihazırda sahiptir, ancak onları bütünleşik ve önceliklendirilmiş bir eyleme dönüştürme aşamasındadır. Bu noktada belirleyici olan, hangi teknolojinin mevcut olduğu değil, sınırlı kaynağın ve zamanın hangi uygulama alanlarına öncelikle yönlendirileceğidir.

8 DEĞERLENDİRMELER

- Enerji sistemlerinde yaşanan dönüşüm, elektrik şebekesinin yalnızca daha fazla kapasiteyle değil, daha fazla görünürlük, veri temelli karar alma ve esneklik kabiliyetiyle de yönetilmesini gerektirmektedir. Yenilenebilir kaynakların artışı, dağıtık üretimin yaygınlaşması, elektrikli araç şarj altyapısının gelişmesi, enerji depolama sistemlerinin sisteme dahil olması ve tüketicinin giderek daha aktif bir role geçmesi, geleneksel şebeke yaklaşımının sınırlarını daha görünür hale getirmektedir. Akıllı şebeke dönüşümü de bu nedenle yalnızca dijital bir modernizasyon başlığı olarak değil, elektrik sisteminin bugünkü ve gelecekteki işletme ihtiyaçlarına uyum sağlamasını mümkün kılacak bir dönüşüm alanı olarak ele alınmalıdır.

- Bu çerçevede dünyadaki dönüşüm örnekleri; sorunların nasıl önceliklendirildiği, projelerin hangi paydaş zinciriyle uygulamaya alındığı ve akıllı şebeke dönüşümünün adım adım ihtiyaçlarla şekillendirilebileceğini anlamak açısından kıymetli örneklerdir. Dönüşümün değeri eklenen ekipmandan değil, kazanılan görünürlükten doğmaktadır. İtalya'da Enel' in ülke çapındaki akıllı sayaç dönüşümünde asıl kazanç sayacın kendisi değil, sağladığı veriyle uzaktan yönetimin, kayıt dışı tüketim tespitinin ve doğru faturalamanın mümkün hale gelmesi olmuştur. Bu örnekten çıkardığımız sonuç, ölçüm altyapısının bir amaç değil, üzerine kayıp azaltımı gibi doğrudan getirili uygulamaların inşa edileceği bir veri temeli olarak ele alınması gerektiğidir; aksi halde dönüşüm, "herkese sayaç" kampanyasına indirgenme riski taşımaktadır. Diğer öne çıkan örneklerde ise Almanya merkezli Next Kraftwerke'nin binlerce dağıtık kaynağı tek bir portföyde toplulaştırıp piyasaya büyük bir santral gibi sunması, esnekliğin ancak bir koordinasyon ve piyasa mekanizması içinde değer kazandığını; Birleşik Krallık'ta National Grid' in dijital ikizi ise en büyük kazancın yeni yatırımlardan çok, mevcut varlıkların daha isabetli yönetilmesinden geldiğini göstermektedir. Genel olarak uygulama

örneklerinden çıkarılan ortak sonuç, dönüşümün asıl belirleyicisinin satın alınan teknoloji değil, o teknolojiyi bir koordinasyon ve karar sürecine bağlayan tasarım olduğudur.

- Türkiye açısından bakıldığında, bu dönüşümün tek tip ve ülke geneline aynı şekilde uygulanacak bir modelle ilerlemesi gerçekçi görünmemektedir. Türkiye elektrik sistemi üretim kaynakları, tüketim yoğunluğu, coğrafi koşullar, dağıtım altyapısı, kayıp-kaçak oranları ve yatırım ihtiyaçları bakımından birbirinden farklı bölgesel özellikler taşımaktadır. Dağıtım tarafında 21 farklı dağıtım bölgesinin bulunması, iletim tarafında ise TEİAŞ'ın ulusal ölçekte sistem işletimi ve koordinasyonundan sorumlu olması, ortak standartlarla birlikte bölgesel farklılıkları dikkate alan bir uygulama yaklaşımını gerekli kılmaktadır.

- Bu çerçevede akıllı şebeke uygulamalarının "her bölgeye aynı çözüm" anlayışı yerine bölgesel sorun tanımlarına göre şekillenmesi daha doğru olacaktır. GES yoğun bölgelerde gündüz üretim fazlası, gerilim yönetimi, ters yönlü güç akışı ve bağlantı kapasitesi öne çıkarken, RES yoğun bölgelerde üretim tahmini, esneklik ihtiyacı ve sistem dengeleme kabiliyeti daha belirleyici hale gelmektedir. Hidroelektrik üretimin belirgin olduğu bölgelerde mevsimsellik ve su rejimine bağlı üretim değişkenliği, büyükşehirlerde ise tüketim yoğunluğu, güç kalitesi, elektrikli araç şarj talebi ve kesinti yönetimi farklı proje kurgularını gündeme getirmektedir. Kimi bölgelerde uzun mesafeli enerji aktarımı ve iletim kapasitesi planlaması öne çıkarken, kimi bölgelerde dağıtım otomasyonu, kimi bölgelerde ise kayıp-kaçak analitiği daha anlamlı bir başlangıç noktası olabilmektedir. Bu yaklaşım, akıllı şebeke dönüşümünü yalnızca yeni ekipman yatırımı olarak değil, mevcut şebeke varlıklarının daha iyi izlenmesi ve daha verimli kullanılması olarak da değerlendirmeyi gerektirmektedir.

- Türkiye'de dağıtım şebekesi yaklaşık 1,3 milyon kilometre hat uzunluğu, 568 bini aşan trafo sayısı ve 237 bin MVA' nın üzerinde trafo gücüyle oldukça büyük bir varlık tabanına sahiptir. Bu ölçek, trafo ve fider bazında kapasite kullanım oranlarının, arıza sıklığının, bakım ihtiyacının ve yatırım sonrası performansın daha sistematik izlenmesini önemli kılmaktadır. Mevcut envanterin hangi noktalarda yoğun, hangi noktalarda düşük kullanımda olduğu ve hangi yatırımların sistem performansına doğrudan katkı verdiği daha görünür hale geldikçe, yeni yatırımlar da daha planlı ve ölçülebilir fayda üretecek biçimde tasarlanabilmektedir. Dolayısıyla akıllı şebeke dönüşümünde başlangıç önceliklendirmesi, yalnızca teknoloji olgunluğu veya yatırım büyüklüğü üzerinden değil, bölgesel sorun tanımı ve beklenen etki üzerinden yapılmalıdır. İlk aşamada her bölge için kısa bir başlangıç önceliklendirme analizi uygulanması faydalı olacaktır. Söz konusu analiz, mevcut veri kalitesi, kayıp-kaçak oranı, kesinti performansı, yenilenebilir enerji yoğunluğu, trafo ve fider yüklenme oranları, tüketim profili, elektrikli araç şarj talebi, depolama potansiyeli ve siber güvenlik hazırlığı gibi göstergeleri birlikte ele alabilmektedir. Böyle bir önceliklendirme, sınırlı kaynakların en kısa sürede ölçülebilir fayda üretebilecek alanlara yönlendirilmesini sağlamaktadır.

- Ölçüm, veri toplama ve görünürlük kapasitesi güçlendirilmeden talep tarafı katılımı, dağıtık kaynak yönetimi, sanal güç santrali uygulamaları ve esneklik piyasalarının ölçeklenmesi sınırlı kalmaktadır. İlk aşamada gelişmiş sayaç altyapısı, merkezi veri yönetimi, trafo ve fider bazlı izleme ile veri standardizasyonunun temel katman olarak ele alınması bu nedenle önem taşımaktadır.

- Görünürlük katmanı oluştuktan sonra, kısa vadede en doğrudan fayda üretme potansiyeli taşıyan alanlardan biri kayıp azaltımıdır. Türkiye'de dağıtım 2024 toplam kayıp-kaçak oranının yüzde 8,99 düzeyinde gerçekleşmesi, bu alandaki iyileştirmelerin hem ekonomik hem operasyonel açıdan ölçülebilir sonuçlar üretmesini mümkün kılmaktadır[87]. Bu alanın etkili biçimde yönetilebilmesi için kaybın yalnızca toplam oran olarak değil, bölge, fider, trafo ve tüketici grubu bazında analiz edilmesi gerekmektedir. Böylece kayıp azaltımı, genel bir hedef olmaktan çıkarak sahada doğrulanabilir ve takip edilebilir bir uygulama alanına dönüşmektedir.

- Bu potansiyelin büyüklüğü basit bir projeksiyonla da görülebilmektedir. Türkiye'de 2024 yılında brüt elektrik üretimi yaklaşık 349 TWh düzeyine ulaşmıştır[88]. Tüketim noktasında şebekenin ortalama sera gazı yoğunluğu ise yaklaşık 0,44 ton CO2e/MWh olarak hesaplanmaktadır[89]. Dağıtım kademesinde tüketilen enerjinin yaklaşık 180 TWh düzeyinde olduğu varsayımıyla, ülke genelindeki kayıp-kaçak oranında sağlanacak 2 puanlık bir iyileşme, kaba bir tahminle yılda yaklaşık 3,6 TWh enerjinin geri kazanılması anlamına gelmektedir. Bu miktar, mevcut üretim bileşimiyle yılda yaklaşık 1,6 milyon ton CO_2e emisyonun önlenmesine ve ortalama 2,5 TL/kWh'lik ihtiyatlı bir referans fiyatla yaklaşık 9 milyar TL'lik (2024 yılına göre) enerji değerinin sisteme kazandırılmasına karşılık gelmektedir [90]. Kayıp oranının yüzde 3,63 ile yüzde 37,62 arasında değiştiği bölgesel tablo göz önüne alındığında, bu kazanımın büyük ölçüde yüksek kayıplı bölgelerdeki hedefli yatırımlarla elde edilebileceği anlaşılmaktadır. Söz konusu rakamlar kesin bir hesaptan çok büyüklük mertebesini göstermek amacıyla verilmekte olup, kayıp azaltımının yalnızca çevresel değil doğrudan ekonomik bir kazanç alanı da olduğunu ortaya koymaktadır.

- Adım adım ilerlemesi gereken bu bütüncül dönüşümde bir sonraki aşama, esneklik ve dağıtık kaynak yönetimi katmanıdır. Dağıtık üretim, enerji depolama, elektrikli araçlar, talep yanıtı ve sanal güç santrali uygulamaları, ancak güçlü bir ölçüm, haberleşme ve veri yönetimi altyapısı üzerine kurulduğunda sistem açısından değer üretmektedir. Bu katmanların üzerine kurulacak veri analitiği ve yapay zeka destekli karar-destek yetenekleri ise dönüşümün nihai halkasını oluşturmaktadır. Söz konusu yetenekler, sistemin yalnızca izlenmesini değil,

87. EPDK, Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Hedef Kayıp Oranlarının Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar. https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-34998/elektrik-dagitim-sirketlerinin-hedef-kayip-oranla
88. ETKB / Ember Türkiye Electricity Review 2026 — 2024 brüt elektrik üretimi ~348,9 TWh (yıllık +%5,4); kömür %34, RES+GES %22. https://ember-energy.org/countries-and-regions/turkiye/
89. ETKB / EVCED — Türkiye Elektrik Üretimi ve Tüketim Noktası Emisyon Faktörleri (6 Aralık 2024 güncellemesi; tüketim noktası 2022 = 442 gCO2e/kWh; brüt üretim ort. ~0,439 tCO2e/MWh). https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EVCED/tr/ÇevreVelklim/İklimDeğişikliği/EmisyonFaktorleri/
90. EPDK — elektrik faturalarına esas tarife tabloları / 2025 birim fiyatlar. https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-1327/elektrik-faturalarina-esas-tarife-tablolari

öngörüyle ve giderek daha otonom biçimde yönetilmesini de mümkün kılmaktadır. Bu alanlarda geliştirilecek çözümler, yalnızca şebeke işletimini iyileştirmekle kalmayıp yerli yazılım, veri analitiği, kontrol sistemleri ve güç elektroniği gibi teknoloji alanlarında da yeni kabiliyetlerin gelişmesini desteklemektedir.

- Türkiye için akıllı şebeke dönüşümünün temel yönelimi bu nedenle önce ölçüm ve görünürlük, ardından kayıp azaltımı, sonrasında esneklik ve dağıtık kaynak yönetimi, nihayetinde ise veri temelli ve yapay zeka destekli karar alma biçiminde kurgulanabilir. Ancak bu sıralama, her bölgede aynı uygulama setinin birebir tekrarlanacağı anlamına gelmemelidir. Doğru yaklaşım, ortak veri standartları ve birlikte çalışabilirlik ilkeleri korunurken pilot projelerin bölgesel ihtiyaçlara göre şekillendirilmesidir. Böylece hem mevcut şebeke envanteri daha verimli kullanılabilmekte hem de gelecekteki yatırımlar daha planlı, izlenebilir ve ölçülebilir bir zemine oturtulabilmektedir.

- Raporun temel çıkarımlarından biri de akıllı şebeke dönüşümünün bir teknoloji satın alma meselesi değil, bir görünürlük ve karar kabiliyeti inşa etme meselesi olduğudur. Geleneksel şebekenin sınırları da küresel dönüşüm örneklerinin başarısı da aynı noktaya işaret etmektedir: sorunlar tüm şebekeler için ortak olup, büyüklükleri üretim ve tüketim profillerine, abone sayısına ve sistem altyapısına göre değişkenlik göstermektedir. Öne çıkan sorun, hassasiyetle ölçülemeyen ve bu nedenle etkin biçimde yönetilemeyen bir sistemden kaynaklanmakta; kazanç ise bu boşluğu kapatan uygulamalardan başlamaktadır.

- **Sonuç olarak**, akıllı şebekeye geçiş Türkiye için artık bir “yapılmalı mı” sorusu değil, hangi öncelik sırası ve hangi bölgesel gerçeklerle ilerleneceği sorusudur. Ülkenin geniş şebeke altyapısı ile büyüyen yenilenebilir kapasitesi birlikte ele alındığında, doğru sıralanmış adımlar dönüşümü bir maliyet kalemi olmaktan çıkarıp sınırlı kaynağı en kısa sürede somut faydaya çeviren bir kaldıraca dönüştürebilir. Bu yolda başarı, tamamlanan proje sayısıyla değil, her aşamanın bir sonraki adımın zeminini güçlendiren gerçek bir kazanç üretmesiyle ölçülecektir.

Bu kademeli yaklaşımın her aşamasını oluşturan teknoloji bileşenleri, görünürlükten karar-desteğe uzanan dört yetenek katmanı altında Tablo 11’de sunulmaktadır.

Tablo 11. Akıllı Şebekeler Teknoloji Listesi

Teknoloji / Bileşen	Kısa Açıklama
GÖRÜNÜRLÜK VE VERİ TEMELİ	
Gelişmiş Sayaç Altyapısı (AMI)	Tüketimi uzaktan ve yüksek çözünürlükte ölçen, iki yönlü haberleşen akıllı sayaç sistemi.
Sayaç Veri Yönetim Sistemi (MDMS)	Sayaç verisini toplayan, doğrulayan ve diğer sistemlere besleyen merkezi platform.
Dağıtım SCADA / DMS / EMS	Şebekeyi gerçek zamanlı izleyen ve kontrol eden denetim katmanı.
Trafo ve fider izleme, PMU / WAMS	Dağıtım noktalarında ve geniş alanda anlık yük ve faz ölçümü.
Haberleşme altyapısı (HAN/NAN/WAN; fiber, RF mesh, PLC, 5G)	Cihazlar ile kontrol merkezleri arasında düşük gecikmeli veri iletişimi.
Veri standardizasyonu ve birlikte çalışabilirlik	Farklı sistemlerin ortak protokollerle sorunsuz veri paylaşımı.
OTOMASYON VE ŞEBEKE KONTROLÜ	
FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration - Arıza Yerinin Belirlenmesi, İzolasyon ve Beslemenin Yeniden Sağlanması)	Arızanın yerini otomatik bulup izole eden, sağlam kısmı yeniden besleyen otomasyon.
Koruma ve otomasyon (IEC 61850 uyumlu IED, otomatik kesici)	Hızlı ve haberleşebilen elektronik koruma cihazları.
Gerilim ve reaktif güç yönetimi (OLTC, STATCOM, kompanzasyon)	Gerilimi mevzuat bandında tutan, güç kalitesini iyileştiren ekipman.
Güç elektroniği, HVDC / FACTS	Uzun mesafeli, yüksek kapasiteli iletim ve akış kontrolü.
ESNEKLİK VE DAĞITIK KAYNAK YÖNETİMİ	
Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetimi (DERMS)	Çok sayıda dağıtık kaynağı tek sistemden koordineli işleten platform.
Sanal Güç Santrali (VPP)	Dağıtık üretim, depolama ve yükü tek portföyde toplayıp piyasaya sunan mimari.
Batarya Enerji Depolama Sistemi (BESS)	Frekans regülasyonu ve zaman kaydırma için hızlı tepkili batarya.
Talep Yanıtı / Talep Tarafı Yönetimi (DR / DSM)	Tüketimi fiyat ve şebeke sinyaline göre kaydıran mekanizmalar.
Elektrikli araç akıllı şarj ve V2G	Araç bataryalarını yönetilen yük ve hareketli depolama olarak kullanma.
Mikro şebeke ve ada modu kontrolü	Yerel üretim-depolama-yükü bağımsız çalışabilen bir birim gibi yöneten sistem.
KARAR-DESTEK VE GÜVENLİK	
Veri analitiği ve yapay zeka destekli karar-destek	Tahmin ve eniyileme ile giderek otonom işletim.
Dijital ikiz (digital twin)	Fiziksel şebekenin sayısal modeli üzerinde sahaya çıkmadan senaryo sınama.
Öngörücü bakım	Ekipman verisinden arıza öncesi anormallik tespiti.
Siber güvenlik (OT/IT bütünleşik; IEC 62351, NERC CIP)	Uçtan uca koruma ve ağ segmentasyonu.

KAYNAKLAR

1. IEA (2025), Global Energy Review 2025 – Electricity / “Global electricity demand is set to grow strongly to 2030”. https://www.iea.org/news/global-electricity-demand-is-set-to-grow-strongly-to-2030-underscoring-need-for-investments-in-grids-and-flexibility

2. Ember — Global Electricity Review 2026. https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2026/

3. BloombergNEF / Visual Capitalist (2024), Charted: Global Grid Investment by Country (2020–2027F). https://www.visualcapitalist.com/charted-global-grid-investment-by-country-2020-2027f/

4. IEA (2023), Electricity Grids and Secure Energy Transitions – Executive Summary. https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions/executive-summary

5. TEİAŞ, Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri / Kurulu Güç Raporları. https://www.teias.gov.tr/kurulu-guc-raporu

6. Avrupa Komisyonu, Commission Regulation (EU) 2017/1485 establishing a guideline on electricity transmission system operation; ENTSO-E, Operational Security Policy 3 (N-1 ilkesi). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj/eng https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf

7. IEA — Electricity 2026. https://www.iea.org/reports/electricity-2026

8. IEA, Global EV Outlook — 2030’da kuresel EV filosu ~252 milyon (STEPS). https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024

9. ISO 15118, “Road vehicles — Vehicle to grid communication interface” (V2G haberleşmesi, Plug & Charge, çift yönlü şarj). https://www.iso.org/standard/69113.html

10. IEA (2025), Energy and AI. https://www.iea.org/reports/energy-and-ai

11. Çin Ulusal Enerji İdaresi (2023), “West-to-east power transmission to shift toward a green power highway” — uzak ve büyük ölçekli yenilenebilir üretim üslerinin UHV/HVDC hatlarıyla tüketim merkezlerine bağlanması. https://www.nea.gov.cn/2023-07/24/c_1310733784.htm

12. ENISA, Smart Grid Security. https://www.enisa.europa.eu/topics/critical-information-infrastructures-and-services/smart-grids

13. NIST IR 7628 Rev.1, Guidelines for Smart Grid Cybersecurity (NIST, 2014). https://csrc.nist.gov/pubs/ir/7628/r1/final

14. IEA — Global Critical Minerals Outlook 2025. https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2025

15. Akkuyu Nükleer A.Ş. (18 Haziran 2026), “Rosatom presented nuclear solutions for Türkiye’s energy future at NPPES 2026”; Nükleer Düzenleme Kurumu (Mayıs 2026), Akkuyu NGS Ünite 1 işletme lisansı başvurusu kapsamındaki güvenlik incelemesi. Nükleer Düzenleme Kurumu HYPERLINK “” https://akkuyu.com/en/news/rosatom-presented-nuclear-solutions-for-t-rkiye-s-energy-future-at-nppes-2026 https://www.ndk.gov.tr/duyurular/2025-yili-faaliyet-raporu

16. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı — Bakan Alparslan Bayraktar açıklamaları (2026): 2035 için 7.200 MW, 2050 için 20.000 MW nükleer kapasite hedefi; Akkuyu’nun yanı sıra Sinop ve Trakya’da iki yeni santral ile en az 5.000 MW küçük modüler reaktör (SMR) programı. https://www.aa.com.tr/tr/gundem/bakan-bayraktardan-sinop-ve-trakyada-kurulmasi-planlanan-nukleer-santral-projelerine-iliskin-aciklama/3737079

17. Enerji Ekonomisi / EPDK — Türkiye Elektrik Piyasası Resmi İstatistikleri Listesi - Türkiye Dağıtım Sektör Raporları https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-167/resmi-istatistikler https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24/elektrikyillik-sektor-raporu

18. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi (Kasım 2025), “Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörünün Dönüşümü” — Bölüm 3.2.5 Güç Kalitesi Yönetimi; EPDK kalite parametreleri (OKSÜRE/OKSIK, teknik kalite) ve invertör tabanlı dağıtık üretimin güç kalitesi etkileri. https://shura.org.tr/turkiye-elektrik-dagitim-sektorunun-donusumu/

19. A new predictive model for more accurate electrical grid mapping https://engineering.fb.com/2019/01/25/connectivity/electrical-grid-mapping/

20. IEA - Data and statistics https://www.iea.org/data-and-statistics

21. IEEE / ETHW, “Milestones: Pearl Street Station, 1882” (ilk ticari DC santral, akkor lamba). https://ethw.org/Milestones:Pearl_Street_Station,_1882

22. IEEE / ETHW, “Milestones: Adams Hydroelectric Generating Plant, 1895” (Niagara; AC’nin zaferi; 1896 Buffalo iletimi). https://ethw.org/Milestones:Adams_Hydroelectric_Generating_Plant,_1895

23. NERC (2023), History of NERC (1965 Northeast Blackout; 1 Haziran 1968 kuruluş). https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/news/2023/march-2023-nerc-timeline.pdf

24. Enel, Telegestore akıllı sayaç altyapısı (İtalya). , T.C. Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji Verimliliğinde Kurumsal Kapasitenin Geliştirilmesi için Teknik Destek Projesi, Vaka Çalışmaları , Smart Grid Strategies and Projects – Elektrik Mühendisleri Odası (EMO) https://www.enel.com https://evcedruzgar.enerji.gov.tr/duyurular_haberler/document/Sunum%201-3%20Vaka%20Çalışmaları.pdf https://www.emo.org.tr/ekler/b790c8dde17d8bf_ek.pdf

25. NASPI — North American SynchroPhasor Initiative (PMU / WAMS). https://www.naspi.org

26. U.S.-Canada Power System Outage Task Force (2004), Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada. https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf

27. IRENA (2019), “Innovation Landscape Brief: Artificial Intelligence and Big Data.” Güç sistemlerinde YZ/büyük veri uygulamaları (üretim-tüketim tahmini, işletim, izleme) taksonomisi — Tablo 8’in çapa kaynağı. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_AI_Big_Data_2019.pdf

28. Atatürk Araştırma Merkezi Dergisi (2018), Cumhuriyet Türkiyesinde Elektrik Enerjisi Üretimi ve Enerji Politikaları (1923–1960), C. XXXIV, S. 98. https://atamdergi.gov.tr/tam-metin/5/tur

29. Büyük İstanbul Tarihi, “İstanbul’un Aydınlatılmasında Elektrik Dönemi” (1888 Tersane-i Amire elektrik fabrikası; Ramiz, Hüsnü, Faik Beyler). https://istanbultarihi.ist/357-istanbulun-aydinlatilmasinda-elektrik-donemi

30. EMO, “Osmanlılarda İlk Elektrik Uygulamaları”. https://www.emo.org.tr/ekler/947aebfac87c08c_ek.pdf

31. EPDK – Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/1-1051/kurumumuztarihce

32. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi / IHA 2026 Global Hydropower Outlook — Türkiye hidroelektrik ~32 GW, Norveç’in ardından Avrupa 2.’si. https://dunyaenerji.org.tr/turkiye-hidroelektrikte-avrupanin-ikinci-buyuk-gucu-oldu/

33. TEDAŞ, 2024 Yılı Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörü Raporu (2023 dağıtım altyapısı verileri: hat uzunluğu 1.299.265 km, trafo 568.738 adet, trafo gücü, abone sayısı). - /A/1/sektor-raporlari/Page/63c65a7ad27de-36b22f9cf2f https://www.tedas.gov.tr https://www.tedas.gov.tr/A/1/sektor-raporlari/Page/63c65a7ad27de-36b22f9cf2f

34. IEA (2023), Unlocking Smart Grid Opportunities in Emerging Markets and Developing Economies – Executive Summary. https://www.iea.org/reports/unlocking-smart-grid-opportunities-in-emerging-markets-and-developing-economies/executive-summary

35. T. Canpolat, “Elimizdeki TEDAŞ Verileri Işığında Türkiye…” (İnceleme Makalesi), EMO. https://www.emo.org.tr/ekler/46f664ab2833d59_ek.pdf

36. IEA, Sustainable Recovery (2020) — Electricity. Şebeke kayıpları küresel ölçekte yılda ~1 Gt CO_2; kayıpların %18’den ~%5’e inmesi 400 Mt’tan fazla azalım sağlar. https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery/electricity

37. U.S. Department of Energy / SmartGrid.gov, The Smart Grid https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html https://www.energy.gov/topics/electricity

38. Avrupa Komisyonu, Smart grids and meters. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters_en

39. U.S. DOE, Recovery Act: Smart Grid Investment Grant (SGIG) Program ve Final Report. https://www.energy.gov/oe/recovery-act-smart-grid-investment-grant-sgig-program

40. Avrupa Komisyonu – JRC, Smart Metering deployment in the European Union (Üçüncü Enerji Paketi, %80/2020). https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union

41. AEMO, "Initial operation of the Hornsdale Power Reserve" (2018) ve Fast Frequency Response (FFR) programı. Hornsdale bataryası üretim kaybına milisaniyeler içinde tepki vermiş, AEMO'nun 4 saniyelik ölçüm çözünürlüğü bu katkıyı kaydedememiş; bu boşluk çok hızlı frekans yanıtı (FFR) piyasasının kurulmasına (Ekim 2023) yol açmıştır. https://www.aemo.com.au

42. EMO -Akıllı Elektrik Şebekeleri ve Veri İletişimi https://www.emo.org.tr/ekler/a9902d232e0e793_ek.pdf

43. Enel- Smart Grids: what they are, how they work, and their benefits https://www.enel.com/learning-hub/grids/smart-grid

44. U.S. DOE (2014), Fault Location, Isolation, and Service Restoration Technologies Reduce Outage Impact and Duration, SGIG Program. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/10/f33/Fault_Location_Impact_Duration_Dec_2014.pdf

45. IEC (TC57), IEC 61850 — Communication networks and systems for power utility automation (ilk yayım 2003). https://webstore.iec.ch/en/publication/6028

46. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Smart grid communications: Layers and players https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6281689

47. Uzun, P. ve Temiz, İ. (2021), "Akıllı Şebekelerde Haberleşme Teknolojisi Kullanımı", Kırklareli University Journal of Engineering and Science, 7(2), 292–304. https://doi.org/10.34186/klujes.802566

48. IEEE Smart Grid, "5G Cellular Technologies for Supporting Future Power Grid Communication Networks" (2016). 5G URLLC (~1 ms gecikme, ~%99,999 güvenilirlik) ve mMTC (çok yoğun cihaz bağlantısı, ~100.000 cihaz/km^2) yetenekleri şebeke haberleşme gereksinimlerini karşılar. https://smartgrid.ieee.org/bulletins/october-2016/5g-cellular-technologies-for-supporting-future-power-grid-communication-networks

49. NERC CIP — Critical Infrastructure Protection standartları. https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/CIPStandards.aspx

50. IEC 62056 (DLMS/COSEM) akıllı sayaç veri alışverişi; IEC 62351 güç sistemi haberleşme güvenliği; IEC 62443 endüstriyel otomasyon ve kontrol sistemleri güvenliği. https://www.dlms.com https://webstore.iec.ch/en/publication/6912 https://webstore.iec.ch/en/publication/62883

51. InTech Ukrainian power grids cyberattack https://www.isa.org/intech-home/2017/march-april/features/ukrainian-power-grids-cyberattack

52. IEEE 1547-2018, "Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources (DER) with Associated Electric Power Systems Interfaces." Dağıtık kaynak bağlantısı, gerilim/frekans davranışı, koruma koordinasyonu. https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/

53. NREL (Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı), Autonomous Energy Grids (AEG) programı. Otonom şebeke tanımı ("insan döngüde olmadan karar alıp işleten, kendi kendini örgütleyen/eniyileyen/onaran sistem"), self-healing ve AI tabanlı hiyerarşik-dağıtık kontrol. https://www.nrel.gov/grid/autonomous-energy.html https://docs.nrel.gov/docs/fy18osti/68712.pdf

54. IRENA, "Digitalisation and AI for Power Systems Transformation: Perspectives for the G7. https://www.irena.org/Publications/2025/Oct/Digitalisation-and-AI-for-power-system-transformation-Perspectives-for-the-G7

55. ENTSO-E, "Digital Twin of the European Electricity Grid" (Technopedia + RDI Roadmap 2024-2034; ENTSO-E ve AB DSO birliği, Aralık 2022'de Avrupa şebekesinin dijital ikizini geliştirme niyeti). https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/digital-twin-dt/

56. National Grid (29 Ocak 2026), "National Grid unveils award-winning new Digital Twin and Data Visualisation Tool, Triton, to accelerate network planning". https://www.nationalgrid.com/national-grid-unveils-award-winning-new-digital-twin-and-data-visualisation-tool-triton-accelerate

57. ABB, "ABB Power Grids supports China to build multi-terminal power transmission projects" (Yunnan–Guizhou çok terminalli HVDC iletim projesi). https://new.abb.com/news/detail/63883/abb-power-grids-supports-china-to-build-multi-terminal-power-transmission-projects

58. IEA — Global Energy Review 2026, Battery Storage. https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/technology-battery-storage

59. IEA (2024), Batteries and Secure Energy Transitions. https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions

60. M. Nazari-Heris vd. / MDPI Future Internet 2022, 14(5), 128, "Virtual Power Plant Optimization in Smart Grids: A Narrative Review." VPP tanimi/derlemesi. https://www.mdpi.com/1999-5903/14/5/128

61. IEEE 2030-2011 — Guide for Smart Grid Interoperability. https://standards.ieee.org/ieee/2030/

62. Next Kraftwerke — Avrupa'nin en buyuk VPP'lerinden; 8 ulke, 13.000+ dagitik birim, 2022'de 10.000 MW ustu topluca kapasite. https://www.next-kraftwerke.com/news/10000-megawatt-of-aggregated-capacity

63. EMA (Singapur Enerji Piyasası Kurumu), VPP Regulatory Sandbox — SIEW 2024. SP Group, NTU, Blue Whale katilimli EMA+SP 15 MW VPP pilotu. https://www.ema.gov.sg/news-events/news/feature-stories/2024/siew-2024-forging-a-connected-and-sustainable-energy-world

64. U.S. DOE / Berkeley Lab (LBNL) — Mikro sebeke tanimi: "acikca tanimlanmis elektriksel sinirlar icindeki yukler ve dagitik kaynaklar; sebekeye karsi tek bir kontrol edilebilir birim; sebekeye bagli ya da ada modunda calisabilir." https://gridintegration.lbl.gov/microgrids-vehicle-grid-integration

65. IEEE 2030.7-2017, Standard for the Specification of Microgrid Controllers — mikro sebeke denetleyicisi islevleri (mod gecisi, sevk, ada modu). https://standards.ieee.org/ieee/2030.7/5941/

66. EPDK, Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği, 17 Aralık 2024 tarih ve 32755 sayılı Resmî Gazete; yürürlük tarihi 1 Ocak 2025. https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2024/12/20241217-27.htm

67. TEİAŞ, Talep Tarafı Katılımı Hizmeti Hakkında (2 Mart 2026). https://www.teias.gov.tr/duyurular/talep-tarafi-katilimi-hizmeti-hakkinda-bkh2

68. IEA, "Vehicle-to-grid technology" — toplulastirilmis EV bataryalari sabit depolamayla kiyaslanabilir esneklik saglar; iyi tasarlanmis V2G pik net yuku belirgin (senaryolarda %20+) azaltabilir. https://www.iea.org/reports/vehicle-to-grid-technology

69. Avrupa Komisyonu JRC (2022), "Local Electricity Flexibility Markets in Europe." Yerel esneklik piyasalari, DSO'nun aktif isletmeciye donusumu, TSO-DSO koordinasyonu. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130070

70. GOPACS (Hollanda) — DSO/TSO tikaniklik yonetimi platformu; AB tarafindan oncu ornek olarak gosterildi. https://www.gopacs.eu

71. Enedis, Fransa elektrik dağıtım piyasası ve Linky akıllı sayaç programı; Avrupa Komisyonu, Linky deployment report. https://www.enedis.fr/enedis-en-bref/le-marche-de-lelectricite https://www.enedis.fr/linky https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c06b79cf&appId=PPGMS

72. Çin Ulusal Enerji İdaresi, State Grid Corporation of China ve China Southern Power Grid kurumsal profilleri; China Daily (2024), "State Grid to pump 500b yuan into power system". https://obor.nea.gov.cn/v_country/getData.html?id=1094&webSiteId=2 https://www.chinadaily.com.cn/a/202401/17/WS65a72c2ca3105f21a507cad9.html

73. Tata Power-DDL, Smart Grid Index 2024 (Hindistan). , TATA Power , Siemens "Rolling out the future of the energy grid" / https://www.tatapower.com/news-and-media/media-releases/tata-power-s-delhi-distribution-arm-ranked-among-top-10-utilities-globally-in-smart-grid-index https://www.tatapower.com/energy-solutions https://www.siemens.com/en-gb/company/insights/tata-power-smart-meter-data-management

74. SP Group, Smart Grid Index (SGI) 2024 https://www.spgroup.com.sg/our-services/network/our-smart-energy-network

75. U.S. Department of Energy, Smart Grid Investment Grant Program – Final Report; Grid Resilience and Innovation Partnerships (GRIP), toplam 10,5 milyar USD program bütçesi. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/03/f34/Final%20SGIG%20Report%20-%20Executive%20Summary.pdf https://www.energy.gov/oe/grid-resilience-and-innovation-partnerships-grip

76. 7552 sayılı İklim Kanunu — Resmî Gazete, 9 Temmuz 2025, Sayı 32951. Türkiye'nin ilk kapsamlı iklim yasası; 2053 net sıfır, ETS, Türkiye Yeşil Taksonomisi. https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2025/07/20250709-1.htm

77. T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı (SBB), On Birinci (2019-2023) ve On İkinci (2024-2028) Kalkınma Planları. https://www.sbb.gov.tr/kalkinma-planlari/

78. T.C. SBB — 2026 Yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı ve Orta Vadeli Program; yeşil ve dijital dönüşüm öncelikleri, akıllı sayaç/SCADA hedefleri. https://www.sbb.gov.tr/yillik-programlar/

79. Enerji Sektörü Araştırma-Geliştirme Projeleri Destekleme Programına (Enar) Dair Yönetmelik https://www.elder.org.tr/Webkontrol/IcerikYonetimi/Dosyalar/53cbca7d-50bd-4c6c-a970-f00e9a1d1bea_icerik_g400_NuFbMwRu.pdf

80. SPK - Yeşil Borçlanma Aracı, Sürdürülebilir Borçlanma Aracı, Yeşil Kira Sertifikası, Sürdürülebilir Kira SertifikasıRehberi https://spk.gov.tr/data/6231ce881b41c612808a3a1c/b2d06c64099c9e7e8877743afc7d2484.pdf

81. EPDK, Enerji Sektöründe Siber Güvenlik Yetkinlik Modeli Yönetmeliği https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/4-13050/enerji-sektorunde-siber-guvenlik-yetkinlik-modeli

82. EPDK, 22.10.2020 tarihli ve 9639 sayılı Kurul Kararı - Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Yatırımlarının Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar (IV. Uygulama Dönemi). https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-23995/elektrik-piyasasi-dagitim-sistemi-yatirimlarinin-

83. EPDK, Elektrik Piyasasında Toplayıcılık Faaliyeti Yönetmeliği ve ilgili elektrik piyasası mevzuatı değişiklikleri (2024–2025). https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/4-16180/elektrik-piyasasina-iliskin-cesitli-mevzuatlarda-

84. ELDER, Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi (TAŞ 2023). https://www.akillisebekelerturkiye.org/ , https://www.elder.org.tr/Content/yayinlar/TAS%20TR.pdf

85. T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu - Mass Milli Akıllı Sayaç Sistemleri Projesi – 5. Değerlendirme ve Kapanış Raporu https://www.mass.org.tr/wp-content/uploads/2023/04/MASS-5.-Degerlendirme-ve-Kapanis-Raporu_v4.pdf

86. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi (Kasım 2025), "Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörünün Dönüşümü". 2024 toplam kayıp-kaçak oranı %8,99; bölgesel aralık %3,63–%37,62. https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2025/11/SHURA-EDM-Turkiye-Elektrik-Dagitim-Sektorunun-Donusumu-6-Kasim-2025.pdf

87. EPDK, Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Hedef Kayıp Oranlarının Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar. https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-34998/elektrik-dagitim-sirketlerinin-hedef-kayip-oranla

88. EPDK, "Akıllı Sayaç Sistemlerinin Yaygınlaştırılmasına ve Kullanımına İlişkin Usul ve Esaslar" (5 Aralık 2025; yürürlük 1 Mart 2026). Geçiş takvimi: 1 Ocak 2027 %70, 1 Ocak 2028 %100; PRO/EKO sayaç tipleri ve birlikte çalışabilirlik hükümleri. https://www.epdk.gov.tr/Detay/DownloadDocument?id=5QQ%2FE%2FWYxwE%3D

89. ETKB / Ember Türkiye Electricity Review 2026 — 2024 brüt elektrik üretimi ~348,9 TWh (yıllık +%5,4); kömür %34, RES+GES %22. https://ember-energy.org/countries-and-regions/turkiye/

90. ETKB / EVCED — Türkiye Elektrik Üretimi ve Tüketim Noktası Emisyon Faktörleri (6 Aralık 2024 güncellemesi; tüketim noktası 2022 = 442 gCO2e/kWh; brüt üretim ort. ~0,439 tCO2e/MWh). https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EVCED/tr/ÇevreVeİklim/İklimDeğişikliği/EmisyonFaktorleri/

91. EPDK — elektrik faturalarına esas tarife tabloları / 2025 birim fiyatlar. https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-1327/elektrik-faturalarina-esas-tarife-tablolari

ÖNCÜL PROJE PROGRAMI
AKILLI ELEKTRİK ŞEBEKELERİ

ÖN ARAŞTIRMA RAPORU

TÜRKİYE TEKNOLOJİ GELİŞTİRME VAKFI

ttgv.org.tr

TTGV Merkez
Cyberpark B Blok Kat: 5-6, Bilkent
Ankara
0312 265 02 72

TTGV İstanbul Temsilciliği
İTÜ Ayazağa Yerleşkesi Arı Teknokent
Arı II Binası Koruyolu A Blok Kat:7
Maslak-Sarıyer
0212 276 75 60

İletişim için:
info@ttgv.org.tr

#TeknolojiÜretenTürkiye

TTGV
ÖNCÜL PROJE
PROGRAMI