



**ELEKTRİK DAĞITIM SEKTÖRÜNDE AKILLI ŞEBEKE
UYGULAMALARININ GELİŞİMİ İÇİN PROAKTİF
REGÜLASYON
(Uzmanlık Tezi)**

Merve KIZILKAYA

Kasım 2018

Ankara



**ELEKTRİK DAĞITIM SEKTÖRÜNDE AKILLI ŞEBEKE
UYGULAMALARININ GELİŞİMİ İÇİN PROAKTİF
REGÜLASYON
(Uzmanlık Tezi)**

Merve KIZILKAYA

Danışman: Mehmet Ali KÖLMEK

Kasım 2018

Ankara

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ.....	i
İÇİNDEKİLER	ii
TABLO LİSTESİ	iv
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	v
TANIMLAR VE KISALTMALAR.....	vi
ÖZET.....	xii
GİRİŞ	1
BİRİNCİ BÖLÜM	5
AKILLI ŞEBEKELER NEDİR?	5
1.1. Akıllı Şebeke Kavramı	5
1.2. Akıllı Şebekelere Doğru Dönüşüm	7
1.3. Paydaşlar ve Faydalar	12
1.4. Avrupa Akıllı Şebeke Referans Modeli	13
1.4.1. Avrupa Akıllı Şebeke Kavramsal Modeli.....	14
1.4.2. Avrupa Akıllı Şebeke Mimari Modeli	16
1.5. Dağıtım Sisteminde Akıllı Şebeke Bileşenleri.....	21
1.5.1. Akıllı Şebeke Yönetimi	22
1.5.1.1. Gelişmiş Şebeke İzleme, Kontrol ve Yönetim Sistemleri	22
1.5.1.2. Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS,Geographic Information Systems-GIS)	32
1.5.1.3. Varlık Yönetimi (Asset Management)	33
1.5.2. Akıllı Gömülü Sistemler	35
1.5.2.1. Dağıtık Üretim Kaynakları (DÜK, Distributed Generation - DG)	35
1.5.2.2. Enerji Depolama Sistemleri (EDS, Energy Storage Systems)	39
1.5.2.3. Elektrikli Araçlar (EA'lar, Electric Vehicles - EV).....	50
1.5.2.4. Mikro Şebekeler ve Sanal Güç Santrali (Virtual Power Plant - VPP) ...	54
1.5.3. Akıllı Sayaç Altyapıları ve Müşteriler.....	56
1.5.3.1. Akıllı Sayaçlar (Smart Meter) ve Gelişmiş Sayaç Altyapısı (Advanced Metering Infrastructure-AMI).....	56
1.5.3.2. Talep Tarafı Yönetimi (TTY, Demand Side Management - DSM).....	65
1.5.4. Haberleşme Altyapıları	75
1.5.5. Kurumsal Uygulama Entegrasyonu	90
1.5.6. Büyük Veri ve Veri Analitiği	96
1.5.7. Siber Güvenlik ve Verilerin Korunması	101
1.5.7.1. Enerji Sisteminde Siber Güvenlik ve Gizlilikle İlgili Avrupa Birliği ve ABD Düzenlemeleri.....	104
İKİNCİ BÖLÜM	107
AKILLI ŞEBEKELER VE EKONOMİK DÜZENLEME	107
2.1. Dağıtım Şirketlerinin Ekonomik Düzenlenmesi	107
2.1.1. Getiri Oranı Düzenlemesi (Rate of Return Regulation, Hizmet Maliyeti - Cost of Service)	108
2.1.2. Teşvik Esaslı Düzenlemeler (Incentive Regulation)	109
2.1.3. Göreli Rekabet (Yardstick) Düzenlemesi	112
2.1.4. Kar/Zarar Paylaşımı (Profit/Loss Sharing)	112
2.2. Akıllı Şebekelere Doğru Yol Alırken Dağıtım Sisteminin Değişimi.....	113
2.2.1. Düzenleme Bağlamında Karşılaşılan Fırsatlar ve Zorluklar	115
2.2.2. Yeni Kullanıcılar ve Yeni Maliyet Etkenleri.....	116

2.2.3. Artan Belirsizlik ve Bilgi Asimetrisi	117
2.2.4. CAPEX & OPEX Dengesinin Bozulması (Trade Off)	119
2.3. Akıllı Şebekelere Doğru Giden Yolda Yeni Düzenleyici Mekanizmalar	120
2.3.1. Etkinlik Teşvikleri	120
2.3.1.1. Birleşik Krallık	121
2.3.1.2. ABD	125
2.3.2. Belirsizliğin ve Bilgi Asimetrisinin Yönetilmesi	129
2.3.3. CAPEX & OPEX Teşviklerinin Eşitlenmesi	132
2.3.4. Performansa Dayalı Düzenlemeler	133
2.3.4.1. Hizmet Kalitesinin İyileştirilmesi	135
2.3.4.1.1. Ticari Kalite	135
2.3.4.1.2. Tedarik Sürekliliği	136
2.3.4.1.3. Teknik Kalite	138
2.3.4.2. Enerji Kayıplarının Düzenlenmesi	139
2.3.5. Çıktı Esaslı Performans Teşvik Düzenlemeleri	139
2.3.5.1. Birleşik Krallık	141
2.3.5.2. New York	143
2.3.6. İnovasyonun Teşvik Edilmesi ve En İyi Uygulama Örnekleri	144
2.3.7. Standardizasyon ve Birlikte Çalışabilirlik Konularının Düzenlenmesi	152
ÜÇÜNCÜ BÖLÜM	156
TÜRKİYE’DE MEVCUT DURUM İNCELEMESİ	156
3.1. Türkiye’de Elektrik Dağıtım Sektörüne Genel Bakış	156
3.2. Türkiye’de Elektrik Dağıtım Şirketleri İçin Akıllı Şebeke Yatırımları	158
3.3. Akıllı Şebekeler Konseptiyle İlişkili EPDK Mevzuatı	160
3.4. Elektrik Dağıtım ve Tedarik Faaliyetlerinin Hukuki Olarak Ayrıştırılmasının Akıllı Şebeke Yatırımlarına Etkileri	170
SONUÇ	173
KAYNAKÇA	186

TABLO LİSTESİ

Tablo 1: Haberleşme Teknolojilerinin Özellikleri .	86
Tablo 2: Sözleşmeler Menüsü Örneği	124
Tablo 3: AB’de Ticari Kalite Kapsamında Dağıtım Şirketleri İçin Düzenlenen Hizmetler	136

--

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1: Klasik Elektrik Şebekesi.....	8
Şekil 2: Akıllı Şebeke	10
Şekil 3: Avrupa Akıllı Şebeke Kavramsal Modeli	15
Şekil 4: Avrupa Akıllı Şebeke Mimari Modeli	18
Şekil 5: Akıllı Şebeke Düzlemi.....	20
Şekil 6: Akıllı Şebeke Bileşenleri	22
Şekil 7: Klasik Şebeke ve Akıllı Şebekelerin İşletme Süreçleri	23
Şekil 8: DMS'nin Yapısal Gösterimi.....	25
Şekil 9: ADMS'nin Genel Yapısı.....	28
Şekil 10: DÜK Bağlantısının Olmadığı Senaryoya Kıyasla Maliyet Artışı	37
Şekil 11: Pasif Yaklaşım Göre Aktif Şebeke Yönetim Yaklaşımının, Toplam Maliyetlerdeki Tasarrufa Etkisi (%)	38
Şekil 12: Pompaj Hidroelektrik Depolama Sistemi	41
Şekil 13: Sıkıştırılmış Hava Enerjisi Depolama Sistemi	42
Şekil 14: Volan Sistemi	43
Şekil 15: Depolama Sistemlerinin Performans Karakteristikleri ve Uygulama Alanları.....	50
Şekil 16: EA Şarj Bileşenleri	53
Şekil 17: Mikro Şebeke Yapısı	55
Şekil 18: Akıllı Sayaç Haberleşme Mimarisi.....	60
Şekil 19: Akıllı Sayaç Haberleşme Hiyerarşisi.....	61
Şekil 20: Haberleşme Teknolojilerinin Karşılaştırılması.....	63
Şekil 21: TTY Uygulama Kategorileri	66
Şekil 22: Zaman Ölçeğinde TTY Programları.....	72
Şekil 23: TTY Piyasa Yapısı.....	74
Şekil 24: IEEE 2030-2011 Standardına Dayalı Uçtan Uca Haberleşme Mimarisi.....	77
Şekil 25: Veri Hızı ve Kapsama Alanı Gereksinimleri.....	78
Şekil 26: Noktadan Noktaya Entegrasyon	94
Şekil 27: Servis Odaklı Mimari (SOA).....	95
Şekil 28: Referans Entegrasyon Mimarisi	96
Şekil 29: Büyük Veri Kavramsal Mimarisi	101
Şekil 30: Avrupa Ülkelerinde Kullanılan Düzenleme Modelleri	112
Şekil 31: Birincil Çıktı Ölçütleri.....	143

TANIMLAR VE KISALTMALAR

2G	: Second Generation, İkinci Jenerasyon
3G	: Third Generation, Üçüncü Jenerasyon
3GPP	: The 3rd Generation Partnership Project, Üçüncü Nesil Ortaklık Projesi
6LoWPAN	: IPv6 Over Low Power Wireless Personal Area Network, IPv6 Üzerinden Düşük Güç Kablosuz Kişisel Alan Ağları
AB	: European Union-EU, Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
AC	: Alternating Current, Alternatif Akım
ACER	: Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Avrupa Enerji Düzenleyicileri İş birliği Ajansı
ADMS	: Advanced Distribution Management System, Gelişmiş Dağıtım Yönetim Sistemi
AG	: Alçak Gerilim
AEEG	: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, İtalya Elektrik ve Doğal Gaz Düzenleme Kurumu
Aggregator	: Toplayıcı.Çeşitli üretim/tüketim birimlerini toplayarak organize piyasalarda esneklik hizmeti sunan piyasa oyuncusu
AMI	: Advanced Metering Infrastructure, Gelişmiş Sayaç Altyapısı
ANSI	: American National Standards Institute, Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü
Ar-Ge	: Araştırma&Geliştirme
ASM	: Ancillary services market programs, Yan Hizmetler Piyasası Programları
AYS	: Arıza Yönetim Sistemi
BAN	: Building Area Network, Bina Alan Ağı
BB-PLC	: Broadband PLC, Broadband Over Power Line(BPL), Geniş Bant PLC
BEA	: Battery Electric Vehicle-BEV, Tümü Bataryalı Elektrikli Araçlar
BIT	: Bilgi ve İletişim Teknolojileri
BT	: Bilgi Teknolojileri
bps	: Bit Per Second, Saniyede Gönderilen Bit Miktarı
CAES	: Compressed Air Energy Storage, Sıkıştırılmış Hava Enerjisi Depolama
CAPEX	: Capital Expenditures, Sermaye/Yatırım Harcamaları
CBS	: Coğrafi Bilgi Sistemi
CDMA2000	: Code Division Multiple Access, Kod Bölmeli Çoklu Erişim
CEER	: Council of European Energy Regulators, Avrupa Enerji Düzenleyicileri Konseyi
CEN	: European Committee for Standardization, Avrupa Standardizasyon Komitesi
CENELEC	: European Committee for Electrotechnical Standardization, Avrupa Elektroteknik Standardizasyon Komitesi
CERTs	: Computer Emergency Response Teams, Bilgisayar Acil Durum Müdahale Ekipleri
CG-SEG	: CEN-CENELEC-ETSI Coordination Group on Smart Energy Grids, Akıllı Enerji Şebekeleri için CEN-CENELEC-ETSI Koordinasyon Grubu
CIM	: Common Information Model, Ortak Bilgi Modeli

CIP	: Critical Infrastructure Protection, Kritik Altyapıları Koruma
CIIP	: Critical Information Infrastructure Protection, Kritik Bilgi Altyapısı Koruma
CM	: Capacity Market Programs, Kapasite Piyasası Programları
CO2	: Karbondioksit
CSIRTs	: Computer Security Incident Response Teams, Bilgisayar Güvenlik Olay Müdahale Ekipleri
CPP	: Critical Peak Pricing, Kritik Puant Fiyatlama
CR	: Bilişsel Radyo, Cognitive Radio
CVPP	: Commercial VPP, Ticari VPP
DAM	: Data Access Point Manager, Veri Erişim Yöneticisi Modeli
DBB	: Demand Side Bidding/Buyback Programs, Talep Tarafı Teklif Verme/Geri Satın Alma Programları
DC	: Direct Current, Doğru Akım
DCC	: Data and Communications Company, Veri ve Haberleşme Şirketi
DEK	: Distributed Energy Resources-DER, Dağıtık Enerji Kaynakları
DERMS	: Distributed Energy Resources Management System, Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemi
DLC	: Direct Load Control, Doğrudan Yük Kontrolü
DMS	: Distribution Management System, Dağıtım Yönetim Sistemi
DOE	: U.S. Department of Energy, ABD Enerji Bakanlığı
DPCR	: Distribution Price Control Review, Dağıtım Fiyat Kontrol Dönemi
DRMS	: Demand Response Management System, Talep Tepkisi Yönetim Sistemi
DSIP	: Distributed System Implementation Plan, Dağıtık Sistem Uygulama Planı
DSL	: Digital Subscriber Line, Sayısal Abone Hattı
DSP	: Distributed(Distribution) System Platform, Dağıtık Sistem Platformu
DÜK	: Distributed Generation-DG, Dağıtık Üretim Kaynakları
EA	: Elektrikli Araç
EAM	: Earnings Adjustment Mechanisms, Gelir Ayar Mekanizmaları
EAM	: Enterprise Asset Management, Kurumsal Varlık Yönetim Sistemi
EBİS	: EPDK Bildirim Sistemi
EDGE	: Enhanced Data rates for GSM Evolution, GSM'in Gelişmesi için Geliştirilmiş Veri Hızları
EDR	: Emergency Demand Response Programs, Acil Durum Talep Tepkisi Programları
EDS	: Enerji Depolama Sistemleri
EDVARs	: Elektrik Dağıtım Veri Ambarı ve Raporlama Sistemi
EISA	: Energy Independence and Security Act, Enerji Bağımsızlığı ve Güvenliği Kanunu
EKS	: Endüstriyel Kontrol Sistemleri
ELDER	: Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği
EMS	: Energy Management System, Enerji Yönetim Sistemi
ENISA	: European Union Agency for Network and Information Security, Şebeke ve Bilgi Güvenliği Ajansı
EPAct	: Energy Policy Act, Enerji Politikası Kanunu
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ	: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
EPRI	: Electric Power Research Institute, Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü

ERGEG	: European Regulators Group for Electricity and Gas, Avrupa Elektrik ve Doğal Gaz Düzenleyicileri Grubu
ERP	: Enterprise Resource Planning, Kurumsal Kaynak Planlama Sistemi-KKP
ESCOs	: Energy Service Companies, Enerji Hizmeti Şirketleri
ESM	: Earnings Sharing Mechanism, Gelir Paylaşımı Mekanizması
ESOs	: European Standardisation Organisations, Avrupa Standardizasyon Kuruluşları
ETSI	: European Telecommunications Standard Institute, Avrupa Telekomünikasyon Standartlar Enstitüsü
FACTS	: Flexible Alternating Current Transmission Systems, Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri
FAN	: Field Area Network, Saha Alan Ağı
FERC	: Federal Energy Regulatory Commission, Federal Enerji Piyasası Düzenleme Komisyonu
FLISR/FDIR	: Fault Location, Isolation, and Service Restoration/Fault Detection, Isolation and Recovery, Arıza Tespiti, İzolasyonu ve Yeniden Enerjileendirme
FMA	: Cost Benefit Analysis-CBA, Fayda Maliyet Analizi
FP7	: EU 7th Framework Programme, AB 7. Çerçeve Programı
G2V	: Grid to Vehicle, Şebekeden Araca Doğru Enerji Akışı
GEO	: Geostationary Earth Orbit, Yer Sabit Yörünge
GES	: Güneş Enerjisi Santrali
GHz	: Giga Hertz
GPRS	: General Packet Radio Service, Genel Paket Radyo Hizmeti
GSM	: Global System for Mobile Communications, Küresel Mobil İletişim Sistemi
HAN	: Home Area Network, Ev Alan Ağı
HES	: Hidroelektrik Santrali
HEA	: Hybrid Electric Vehicle-HEV, Hibrit Elektrikli Araçlar
HKY	: Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği
IAN	: Industrial Area Network, Endüstriyel Alan Ağı
IAP	: Intelligent Alarm Processing, Akıllı Alarm İşleme
ICS	: Interruptible/Curtailable Service, Kesilebilir/Azaltılabilir Hizmet
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
IFI	: Innovation Funding Incentive, İnovasyon Finansman Teşviki
IoT	: Internet of Things, Nesnelerin İnterneti
IQI	: Information Quality Incentive, Bilgi Kalitesi Teşviki
IRENA	: International Renewable Energy Agency, Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
IRM	: Innovation Roll-Out Mechanism, İnovasyon Yaygınlaştırma Mekanizması
ISGAN	: International Smart Grid Action Network, Uluslararası Akıllı Şebekeler Eylem Ağı
ISM	: Industrial Scientific Medical, Endüstriyel Bilimsel Medikal Frekans Bandı
ISO	: International Organization for Standardization, Uluslararası Standartlar

	Teşkilatı
ITU	: International Telecommunication Union, Uluslararası Telekomünikasyon Birliği
İ&D	: İletim&Dağıtım
İHDS	: İşletme Hakkı Devir Sözleşmesi
kbps	: Kilo Bit Per Second, Saniyede Gönderilen Kilo Bit Miktarı
KCETAŞ	: Kayseri ve Civarı Elektrik Türk Anonim Şirketi
KF	: Kalite Faktörü
KPF	: Sharing Factor-SF, Kar Paylaşım Faktörü
kr	: kuruluş
Kurul	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
kV	: kilo Volt
kW	: kilo Watt
kWh	: kilo Watt saat
LCNF	: Low Carbon Network Fund, Düşük Karbon Şebeke Fonu
LCOS	: Levelized Cost of Storage, Seviyelendirilmiş Maliyet
LEO	: Low Earth Orbit, Alçak Dünya Yörüngesi
LNAP	: Local Network Access Point, Yerel Ağ Erişim Cihazı
LoRaWAN	: Long Range Wide Area Network, Kısa Mesafe Geniş Alan Ağları
LPWAN	: Low Power Wide Area Network, Düşük Güç Geniş Alan Ağları
LTE	: Long Term Evolution, Uzun Vadeli Gelişim
MBS	: Customer Information Management-CIS, Customer Relationship Management-CRM, Müşteri Bilgi Sistemi
MDMS	: Meter Data Management Systems, Sayaç Veri Yönetim Sistemi
MEO	: Medium Earth Orbit, Orta Dünya Yörüngesi
MGCC	: Microgrid Central Controller, Mikro Şebeke Merkez Denetleyicisi
MRP	: Multi Year Rate Plans, Çok Yıllık Tarifeler Planları
MTU	: Main Terminal Unit, Ana Kontrol Merkezi
MW	: Mega Watt
MWe	: Mega Watt elektrik
MWh	: Mega Watt saat
NAN	: Neighborhood Area Network (Neighborhood Network-NN), Komşu Alan Ağı
Nb-IoT	: Narrowband Internet of Things, Dar Bant Nesnelerin İnterneti
NB-PLC	: Narrowband PLC, Dar Bant PLC
NERC	: North American Electric Reliability Corporation, Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirlik Düzenleyici Kurumu
NIA	: Network Innovation Allowance, Şebeke İnovasyon Ödeneği
NIC	: Network Innovation Competition, Şebeke İnovasyon Yarışması
NIS	: Network and Information Security Directive, Şebeke ve Bilgi Güvenliği Direktifi
NIST	: National Institute of Standards and Technology, Ulusal Standartlar ve Teknoloji Enstitüsü
NNAP	: Neighborhood Network Access Point, Komşuluk Ağı Erişim Cihazı
NYDPS	: New York State Department of Public Service, New York Kamu Hizmetleri Departmanı
OFGEM	: The Office of Gas and Electricity Markets, Doğal Gaz ve Elektrik Piyasaları Kurumu

OG	: Orta Gerilim
OKSÜRE	: The Customer Average Interruption Duration Index-SAIDI, Ortalama Kesinti Süresi Endeksi
OKSIK	: The System Average Interruption Frequency Index-SAIFI, Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi
OMS	: Outage Management System, Kesinti Yönetim Sistemi
OPEX	: Operational Expenditures, İşletme Giderleri
OSOS	: Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri
OSB	: Organize Sanayi Bölgesi
OT	: Operasyonel Teknolojiler
PBR	: Performance Based Regulation, Performansa Dayalı Düzenleme
PHS	: Pumped Hydro Storage, Pompaj Hidroelektrik Depolama
PLC	: Power Line Communication, Güç Hattı Haberleşmesi
Prosumer	: Üreten Tüketici
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
PV	: Photovoltaic, Fotovoltaik
PVNO	: Private Virtual Network Operator, Özel Sanal Şebeke Operatörü
QoS	: Quality of Service, Hizmet Kalitesi
RES	: Rüzgar Enerjisi Santrali
REV	: Reforming the Energy Vision, Enerji Vizyonu Reformu
RF	: Radio Frequency, Radyo Frekansı
RIIO	: Revenue= Incentives + Innovation + Outputs, Gelirler = Teşvikler + İnovasyon + Çıktılar modeli
RNM	: Reference Network Model, Referans Şebeke Modeli
RPI	: Retail Price Index, Perakende Satış Fiyatları Endeksi
RPT	: Reverse Power Flow Time, Ters Güç Akışı Süresi
RPZ	: Registered Power Zone, Kayıtlı Güç Bölgeleri
RTP	: Real Time Pricing, Gerçek Zamanlı Fiyatlama
RTU	: Remote Terminal Unit, Uzak Uç Birim
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition, Merkezi Veri Alma ve Kontrol Sistemi
SGAM	: Smart Grid Architecture Model, Akıllı Şebekeler Mimari Modeli
SGCC	: Smart Grid Cybersecurity Committee, Akıllı Şebekeler Siber Güvenlik Komitesi
SG-CG	: Smart Grid Coordination Group, Akıllı Şebekeler Koordinasyon Grubu
SGIP	: Smart Grid Interoperability Panel, Akıllı Şebekeler Birlikte Çalışabilirlik Paneli
SGTF EG3	: Smart Grid Expert Group 3, Akıllı Şebekeler Uzman Grubu 3
SHC	: System Hosting Capacity, Sistem Bağlanabilirlik Kapasitesi
SM-CG	: Smart Meters Coordination Group, Akıllı Sayaçlar Koordinasyon Grubu
SMES	: Superconducting Magnetic Energy Storage, Süper İletken Manyetik Enerji Depolama
ŞEHEA	: Plug-In Hybrid Electric Vehicle-PHEV, Şarj Edilebilir Hibrit Elektrikli Araç
TAŞ 2023	: Türkiye Akıllı Şebeke 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Danışmanlık Projesi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TKSAYI	: Toplam Kesinti Sayısı

TKSÜRE	: Toplam Kesinti Süresi
TM	: Trafo Merkezi
TOTEX	: Total Network Expenditures, Toplam Şebeke Harcamaları
ToU	: Time of Use, Kullanım Zamanı
TSE	: Türk Standartları Enstitüsü
TSKS	: Tedarik Sürekliliği Kayıt Sistemi
TSUİS	: Tedarik Sürekliliği Uzaktan İzleme Sistemi
TTY	: Demand Side Management - DSM, Talep Tarafı Yönetimi
TÜBİTAK	: Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu
TÜFE	: Tüketici Fiyatları Endeksi
TVPP	: Technical VPP, Teknik VPP
TWh	: Tera Watt saat
UMTS	: Universal Mobile Telecommunications System
UPS	: Kesintisiz Güç Kaynağı
V2G	: Vehicle to Grid, Araçtan Şebekeye Doğru Enerji Akışı
VPP	: Virtual Power Plant, Sanal Güç Santrali
VVC/VVO	: Voltage and VAR Control/Optimization, Volt/VAR Kontrolü ve Optimizasyonu
YG	: Yüksek Gerilim
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YHY	: Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği
WACC	: Weighted Average Cost of Capital, Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
WAN	: Wide Area Network, Geniş Alan Ağı
WFM	: Workforce Management System, İş Gücü Yönetim Sistemi
WiMAX	: Worldwide Interoperability for Microwave Access, Mikrodalga Erişim İçin Dünya Çapında Birlikte Çalışabilirlik
WLAN	: Wireless Local Area Network, Kablosuz Yerel Alan Ağı
WTA	: Willingness-To-Avoid, Kaçınmaya İsteklilik
WTP	: Willingness-To-Pay, Ödemeye İsteklilik
X	: Verimlilik Faktörü

ÖZET

“Proaktif” kavramının Türk Dil Kurumu internet sayfasında tanımının bulunmamasına karşın herhangi bir konu hakkında ihtiyaçların, problemlerin ve değişikliklerin öngörülerek sonradan ortaya çıkabilecek istenmeyen sonuçların önüne geçilmesini sağlayacak şekilde hareket edilmesi olarak ifade edilebilmektedir.

Tez çalışmasının odak noktası, ülkemizde akıllı şebekelerin yaygınlaştırılması amacıyla elektrik dağıtım sisteminin işletmecisi olan elektrik dağıtım şirketlerinin teşvik edilmesine yönelik düzenleyici mekanizmaların araştırılması olmakla beraber düzenleyici kurumun bakış açısıyla akıllı şebekeler konseptinde yer alan diğer oyuncuların aktif katılımının teşvik edilmesi hususu göz önünde bulundurulmuştur. Tezin işlenişinde öncelikle akıllı şebeke kavramına ilişkin temel oluşturması adına tetikleyici nedenlerden başlanarak akıllı şebekelerin tanımından, kapsamından, Avrupa’da geliştirilen standart referans mimari model ve kavramsal modelden, etkilerinden, faydalarından, akıllı şebeke sisteminde yer alan paydaşlardan ve akıllı şebeke bileşenlerinden bahsedilmiştir. Ardından elektrik dağıtım şirketlerinin düzenlenmesine ilişkin ekonomik mekanizmalara yer verilmiş, akıllı şebekelerin dağıtım sisteminde getirdiği dönüşüm sürecinde dağıtım şirketleri ve sistem kullanıcılarının değişen rolleri ve sorumluluklarına değinilmiş, dönüşüm sürecinin dağıtım şirketlerinin düzenlenmesine yönelik mekanizmalardaki etkilerine yer verilerek dağıtım şirketlerinin nasıl desteklenebileceği sorusu yurtdışındaki en iyi uygulama örnekleriyle beraber cevaplanmaya çalışılmıştır. Dağıtım ve görevli tedarik şirketlerinin hukuki olarak ayrıştırılmasının, akıllı şebekeler konseptine olan etkileriyle ilgili AB ülkelerinde yapılan değerlendirmeler doğrultusunda ülkemiz için düzenleyici yaklaşım önerilerine yer verilmiş, ardından akıllı şebekelerin ülkemizde yaygınlaştırılması adına elektrik dağıtım şirketlerinin teşvik edilmesine ilişkin düzenleyici çerçeveye ilişkin öneriler ve konuyla ilgili genel öneriler getirilmiştir. Sonuç olarak tez çalışması kapsamında, akıllı şebekelerin ülkemizde gelişimi ve yaygınlaştırılması sürecinde yapılan düzenlemelerde proaktif yaklaşımın önemi vurgulanmaya çalışılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Akıllı şebekeler, dağıtım sistemi, teşvik esaslı regülasyon, performansa dayalı regülasyon

GİRİŞ

Elektriğe olan gereksinim ve bağımlılık; nüfus, teknoloji ve sanayideki gelişmelere bağlı olarak her geçen gün artmaktadır¹. Elektrik üretiminde kullanılan kaynaklar ağırlıklı olarak fosil yakıtlar olup gerek bu yakıtların tükenme riskinin olması gerekse de yüksek miktarda sera gazı salınımına yol açmasının küresel iklim değişikliğini tetiklemesi nedenleriyle dünya genelinde çeşitli politik girişimlerle önlem alınmaya çalışılmaktadır. Politik girişimlere ilişkin en önemli örnek belki de Avrupa Birliği'nde (AB) "20-20-20 hedefleri" olarak bilinen ve karbon salınımının 2020'ye kadar azaltılmasının teşvik edildiği mevzuat paketidir. İklim değişikliğinin etkilerinin hafifletilmesi ve enerjide dışa bağımlılığın azaltılmasına yönelik politikaların sonucu olarak enerji verimliliği, karbon ayak izinin küçültülmesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarından (YEK) elektrik üretimi konularına ağırlık verilmiştir. Yenilenebilir kaynaklar, iklim değişikliği ile mücadelede yerel ve sürdürülebilir nitelikte olması, kaynak çeşitliliğini artırması gibi açılardan önemli bir yere sahiptir. Ayrıca rüzgar ve fotovoltaik (PV) güneş enerjisi santralleri için maliyetlerin düşüş göstermesi, YEK'e dayalı tesislerin kurulmasına yönelik çalışmalara hız kazandırmıştır². Çatı tipi GES, RES, kojenerasyon santralleri gibi genelde tüketim noktalarına yakın yerlerde santrallerin kurulumu, üretimin merkezi olmaktan uzaklaşmasına ve dolayısıyla dağıtık üretim kaynaklarının (DÜK) enerji dünyamıza girmesine neden olmuştur. DÜK'ün, yerel puant talebinin azaltılması, iletim ve dağıtım kayıplarının düşürülmesi gibi birçok faydası bulunmaktadır. Ancak YEK'e dayalı üretimin hava koşullarına bağlı olarak değişken, kesintili ve öngörülemeyen nitelikte olması, üretimin tüketimle örtüşmemesi sorununa yol açmaktadır. YEK'e dayalı tesis sayısının artışı, şebekeye olan olumsuz etkilerinden ötürü güç akışlarının anlık olarak kontrol edilmesini gerektirmekte olup arz güvenilirliği ve güvenliğinin sağlanmasına yönelik gereksinimi de artırmaktadır. Bu gereksinimlerin bir sonucu olarak enerji depolama sistemlerinin (EDS) yaygınlaştırılmasıyla ilgili çalışmalara ağırlık verilmiştir. EDS'nin maliyetlerindeki düşüşle birlikte şebeke kısıtlarının giderilmesi, yatırım erteleme, yan hizmetler gibi birçok alanda kullanımının artması beklenmektedir. Ayrıca ulaşımın sera gazı

¹ Dünya genelinde 2009-2035 arasında %1,9-2,7 arası artış olacağı öngörülmektedir (IEA, 2011a).

² 2008-2014 arasında yaklaşık %40 ve %60 (DOE, 2006).

salınımındaki büyük etkisi dikkate alındığında çevre dostu teknoloji ürünü olan elektrikli araçların (EA) yaygınlaştırılması elzem hale gelmiştir³. EA'ların elektrik talebini ciddi oranda artırma potansiyeli bulunmakta olup ayrıca depolama kapasitesinin EDS gibi şebeke içerisinde değerlendirilmesi planlanmaktadır.

Bir diğer açıdan bakılırsa, devamlı artan enerji talebini karşılamada mevcut enerji altyapısı yetersiz kalacağından şebeke altyapısının ve enerjinin verimli kullanımı önemli bir husus haline gelmiştir. Sadece yeni yatırımlarla talebin karşılanmaya çalışılması hem çevresel hem de ekonomik açıdan sürdürülebilir olmayıp bu minvalde enerjinin istenen şartlarda sağlanması da giderek zorlaşmaktadır. Bilgi ve iletişim teknolojilerinin (BIT) 1990'larda gösterdiği hızlı ilerleme, söz konusu teknolojilerin enerji sisteminde uygulanmasının faydalı olabileceği fikrini meydana getirmiştir. BIT'nin sisteme entegrasyonu, enerji sistemiyle ilgili beklentilerin gerçekleşmesine yardımcı olmaktadır. Gelişmiş teknolojilerle birlikte akıllı sayaçların yardımıyla şebeke en uç noktaya kadar uzaktan gözlemlenebilir, kontrol edilebilir ve yönetilebilir duruma gelmektedir. Bu doğrultuda tüketim tarafının da esneklik kazanarak elektrik tüketiminin yönetilebilir hale gelmesi söz konusu olabilmektedir. Bununla beraber DÜK ve EDS tarafındaki gelişmeler sayesinde son kullanıcının daha önceden sadece tüketici iken ayrıca üretici veya enerji depolama kaynağı haline gelmesi mümkün olabilmektedir. Dolayısı ile bu noktada tüketicilerin de pasif durumunun değişerek piyasada değişen fiyatlara duyarlı ve aktif rol oynayan kullanıcılara dönüşmeleri ve böylelikle sistemde verimliliğe ve güvenilirliğe daha düşük maliyetlerle ulaşılabilmesi beklenmektedir.

Sonuç olarak; şebekede zamansal ve mekânsal olarak birbirinden ayrı olan tüm şebeke kullanıcılarının karşılıklı etkileşiminin sağlanması, yeni teknolojilerin ve iş modellerinin sistem içerisinde doğru kurgulanması sayesinde mümkün olabilecektir. Bu bağlamda elektrik enerjisinin üretim aşamasından itibaren iletim, dağıtım ve tüketimi de kapsayan bütün süreçlerin gelişen teknolojilerin yardımıyla daha verimli, daha sürdürülebilir ve daha yönetilebilir olmasına yönelik çabaların gerçeğe dönüşmüş hali olarak akıllı şebekeler kavramı doğmuştur (Baykant, 2015).

³ Toplam karbon salınımında ulaşım sektörünün payı %14'tür (IPCC, 2015).

Tez çalışmasında, Türkiye’de şebeke yatırımlarının önemli bir bölümünü oluşturan dağıtım sistemindeki akıllı şebekelere doğru geçiş sürecinde dağıtım şirketlerinin akıllı şebeke bileşenlerine yatırım yapabilmesi ve aktif şebeke yönetim stratejilerine yönelmesi için kullanılabilecek destekleyici mekanizmaların araştırılması **amaçlanmıştır**.

Tez çalışması, “*Türkiye’de akıllı şebekelere doğru değişim/dönüşüm sürecinin proaktif bir yaklaşımla yönetilmesi gerekmektedir*” **hipotezi** çerçevesinde hazırlanmıştır.

Tez çalışması kapsamında, ağırlıklı olarak **nitel araştırma yöntemi** kullanılsa da akıllı sayaç ve depolama tesisi gibi maliyetli yatırımların tarifelere etkisinin görülmesi açısından **nicel analiz yönteminden** de yararlanılmıştır. Literatür araştırmasında akademik veri tabanları, ulusal/uluslararası raporlar, makaleler, kitaplar ve yüksek lisans/doktora tezlerinden yararlanılmıştır. Türkiye Akıllı Şebeke 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Danışmanlık Projesi sürecinde dağıtım şirketleri ve danışmanlık firması ile yapılan toplantılarda edinilen bilgiler ve proje çıktılarından da faydalanılmıştır. Ayrıca düzenleyici çerçeveye ilişkin önerilerde dağıtım şirketlerinin tedarik sürekliliğine ilişkin durumu hakkında yapılan saha inceleme ve denetimleri ile CBS kontrolleri çalışmalarından edinilen deneyimlerden de yararlanılmıştır.

Tezin birinci bölümünde, akıllı şebekeleri tetikleyen sebeplerden başlayarak akıllı şebekelerin çeşitli kuruluşlar tarafından yapılan tanımlamalarına yer verilmekte, akıllı şebekelere doğru dönüşüm sürecinde güç sisteminin değişimi, akıllı şebekelerin karakteristikleri, faydaları, rol oynayan paydaşlar, CEN-CENELEC-ETSI’nin yer aldığı Akıllı Şebekeler Koordinasyon Grubu (SG-CG) tarafından geliştirilen standart referans mimari ve kavramsal model konuları ele alındıktan sonra akıllı şebeke bileşenleri irdelenmektedir.

İkinci bölümde, elektrik dağıtım şirketlerinin ekonomik olarak düzenlenmesine ilişkin kullanılan mekanizmalardan bahsedilmekte, akıllı şebekelerin dağıtım sisteminde getirdiği dönüşüm sonucunda dağıtım şirketleri ve sistem kullanıcılarının değişen rolleri ve sorumluluklarına değinilmekte, daha sonra bu sürecin dağıtım şirketlerinin düzenlenmesine yönelik mekanizmalardaki etkilerine yer verilerek bu etkilerin etkin bir

şekilde nasıl yönetilebileceği ve dağıtım şirketlerinin nasıl teşvik edilebileceği hususları dünya üzerindeki en iyi uygulama örnekleriyle beraber açıklanmaktadır.

Üçüncü bölümde ise Türkiye’de dağıtım sektörünün özelleştirilmesi sürecinden başlayarak dağıtım sisteminde akıllı şebeke yatırımları ve akıllı şebeke kavramıyla ilişkili EPDK mevzuatı incelenmektedir. Daha sonra dağıtım ve görevli tedarik şirketlerinin hukuki olarak ayrıştırılmasının, akıllı şebeke yatırımları üzerindeki etkileri ve bu etkilerin nasıl bertaraf edilebileceğiyle ilgili olarak Avrupa Komisyonu ile düzenleyici kurum ve kuruluşlar tarafından yayımlanan raporlar ışığında Türkiye için görüşler sunulmaktadır.

Sonuç bölümünde, akıllı şebekelerin ülkemizde yaygınlaştırılması adına elektrik dağıtım şirketlerinin teşvik edilmesine ilişkin düzenleyici çerçeveye ilişkin öneriler ve konuyla ilgili genel öneriler sunulmaktadır.

BİRİNCİ BÖLÜM

AKILLI ŞEBEKELER NEDİR?

1.1. Akıllı Şebeke Kavramı

Akıllı şebekeler kavramı, 2000’li yıllarda ortaya çıkmaya başlamış olup resmi olarak ilk kez 2007 yılında ABD’de kabul edilen Enerji Bağımsızlığı ve Güvenliği Kanunu (EISA) içerisinde tanımlanmıştır (Bucher, 2017, s.1). Akıllı şebeke teknolojilerinin ticari ölçekte evlerdeki ilk kullanımı ise İtalya’da Enel tarafından yürütülen Telegestore projesi olarak görülmektedir. Enel, İtalya’nın en büyük enerji şirketi olup proje kapsamında 2001 yılından itibaren günümüze kadar toplamda 38 milyon akıllı sayaç tesis edilmiştir (Enel, 2016, Tuballa&Abundo, 2016, s.715).

Akıllı şebeke kavramının dünyaca kabul gören bir tanımı bulunmamakla beraber bazı tanımlara aşağıda yer verilmektedir:

ABD Enerji Bakanlığı (U.S. Department of Energy - DOE): “2030 şebekesi; güç santrali ve son kullanıcının cihazı arasındaki bütün noktalarda iki yönlü bilgi ve elektrik enerji akışını sağlayarak her tüketici ile uç noktayı izleyen ve kontrol eden tamamen otomatik bir güç temin şebekesi olarak düşünülmektedir” (Borlase, 2016, s.18).

Avrupa Komisyonu (European Commission): “Akıllı şebeke; düşük kayıplar, yüksek kalite seviyesi, arz güvenliği ve emniyeti ile birlikte verimli ve sürdürülebilir güç sistemlerinin sağlanması için kendisine bağlı tüm kullanıcıların (üreticiler, tüketiciler ve her ikisini gerçekleştirebilen kullanıcılar) davranışlarını ve eylemlerini maliyet-etkin bir şekilde entegre edebilen bir elektrik şebekesidir” (EC, 2011).

Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü (Electric Power Research Institute - EPRI): “Akıllı şebeke terimi; merkezi ve dağıtık üretim tesislerinden yüksek gerilim şebekesi ve dağıtım tesisleri vasıtasıyla endüstriyel kullanıcılara, bina enerji yönetim

sistemlerine, enerji depolama tesislerine, son kullanıcı olan tüketiciler ile onların termostatlarına, elektrikli taşıtlarına, cihazlarına ve diğer ev aletlerine kadar birbirine bağlı bütün bileşenlerin işletilmesini izleyecek, koruyacak ve otomatik olarak optimize edecek şekilde elektrik güç sisteminin modernizasyonuna karşılık gelmektedir” (Borlase, 2016, s.18).

Kore Akıllı Şebekeler 2030 Yol Haritası: “Akıllı şebekeler; tüketicilerle üreticiler arasında gerçek zamanda elektrik bilgisinin iki yönlü alışverişi yoluyla enerji verimliliğinin optimize edilebilmesi için mevcut güç şebekesinin içerisine bilgi teknolojilerinin entegre edildiği yeni nesil şebekeleri ifade etmektedir” (Ministry of Knowledge Economy & Korea Smart Grid Institute, 2010).

Yukarıda yer verilen tanımlarda akıllı şebekelerin ne gibi işlevlerinin olduğunu ve modern toplumun yeni beklentilerine yönelik faydalarının vurgulandığı görülmektedir.

Uluslararası Akıllı Şebekeler Eylem Ağı (International Smart Grid Action Network, ISGAN) tarafından 2014 yılında yapılmış olan anket çalışması sonuçlarına göre gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde akıllı şebekelere doğru dönüşümü tetikleyen faktörler aşağıda verilmektedir:

Ortak faktörler:

- Sistem verimliliğinin iyileştirilmesi
- Enerji arz güvenilirliğinin iyileştirilmesi
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaştırılması

Gelişmiş ülkelerde:

- Son kullanıcıların piyasaya aktif katılımının sağlanması
- Yeni ürün/hizmet/piyasaların etkinleştirilmesi
- Şebeke varlıklarının kullanımının optimize edilmesi

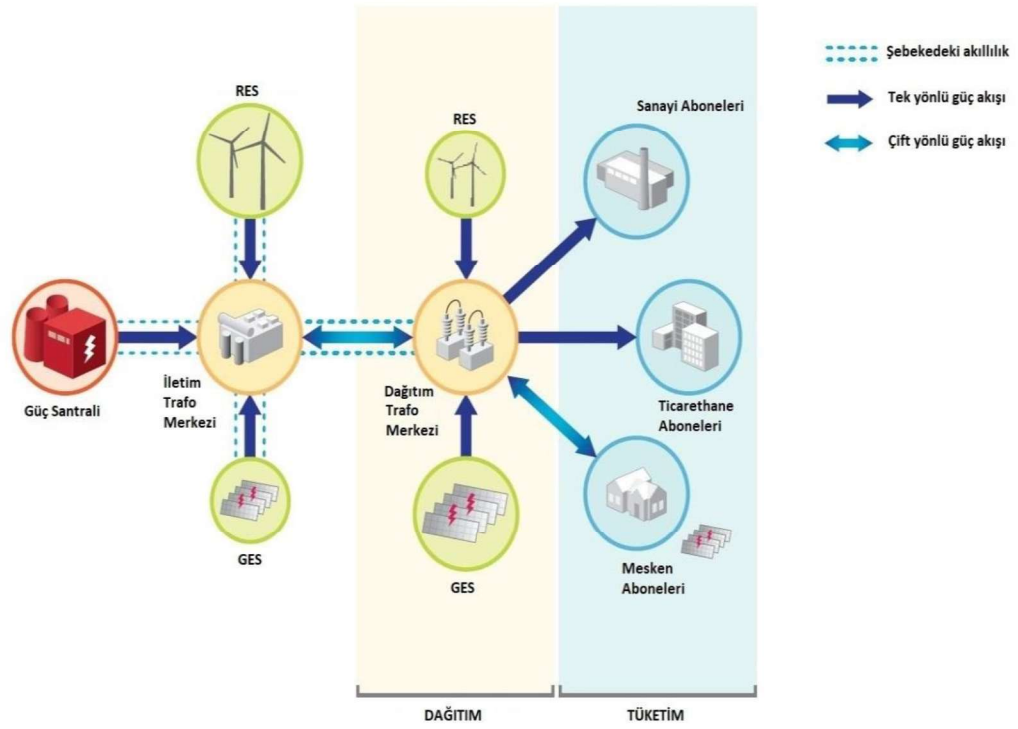
Gelişmekte olan ülkelerde:

- Gelir tahsili ve güvencesinin iyileştirilmesi
- Ekonomik avantaj sağlanması
- Enerji arzının yeterli hale getirilmesi

Elde edilen sonuçlara göre ortak faktörler dışında gelişmiş ülkelerin daha çok akıllı şebekelerin karakteristiklerine ve varlık optimizasyonuna odaklandıkları, gelişmekte olan ülkelerin ise daha çok ekonomik yönleri geliştirmeyi göz önünde tuttukları tespit edilmiştir (ISGAN, 2014).

1.2. Akıllı Şebekelere Doğru Dönüşüm

Klasik elektrik enerjisi sistemi; alternatif akıma geçildiği 19. yüzyılın sonlarından bugüne dek fazla değişmemiş olup enerjinin merkezi üretim santrallerinden iletim ve sonrasında dağıtım tesisleri vasıtasıyla farklı yerlerdeki tüketim noktalarına doğru hiyerarşik bir şekilde iletildiği, kısaca ‘yukarıdan aşağıya’ (top-down) olarak ifade edilebilecek bir yapıya sahiptir. Elektriğin üretildiği anda tüketilmesi gerektiğinden sistem dengesini sağlayabilmek adına üretim miktarı, kontrol edilemeyen elektrik talebini karşılayacak şekilde sürekli ayarlanmaktadır. Şebekenin kapasitesi ve genişletilmesiyle ilgili yatırımlar, enerji tüketimine ilişkin tahminlere dayanarak en yüksek tüketim miktarına göre planlanmaktadır. Sistemin işletilmesi, daha pasif yaklaşımla manuel yürütülen süreçlere dayanmakta olup kısıt yönetimi, arıza onarım ve bakım işlemlerine odaklanılmaktadır. Şebeke izleme ve güç akış kontrolü süreçlerinin yönetildiği ana kontrol merkezleri, şebekenin sınırlı sayıdaki düğüm noktalarını (trafo merkezleri (TM) vb.) kapsamakta olup büyük ölçüde operatör müdahalesine dayanmaktadır. Tüketicinin ölçülmesinde elektromekanik sayaçlar kullanılmakta olup yaklaşık olarak aylık periyotlarla tüketim yerinde okuma yapılmaktadır. Mevcut enerji sisteminin genel yapısı Şekil 1’de gösterilmektedir.



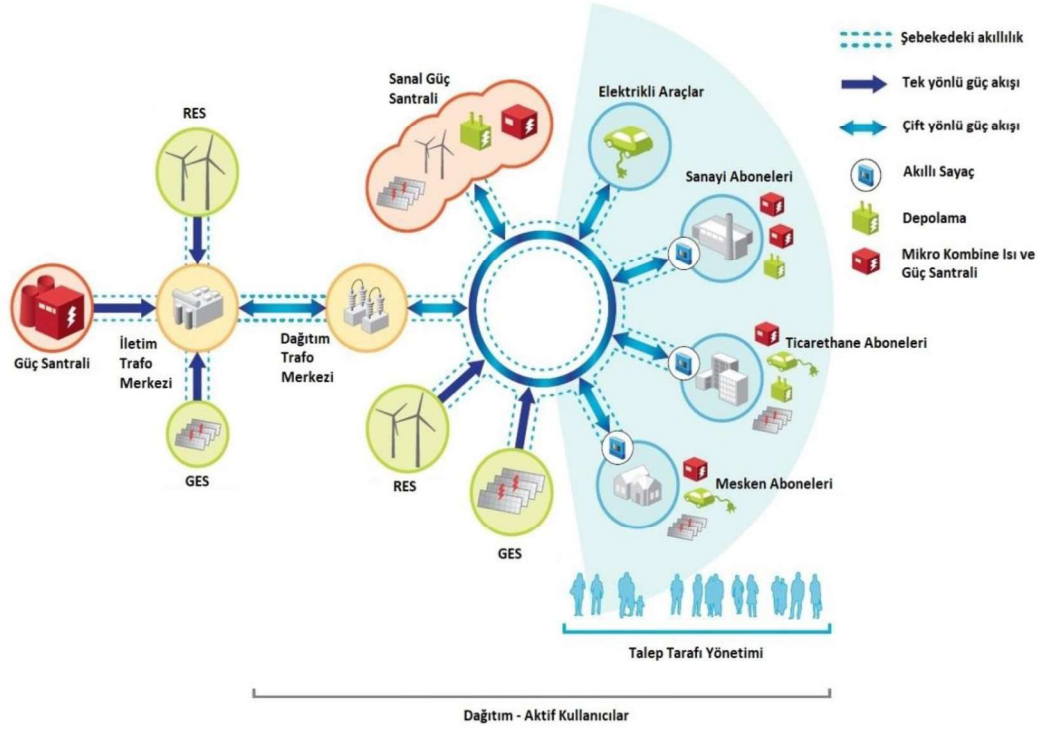
Şekil 1: Klasik Elektrik Şebekesi (Eurelectric, 2011)

Son zamanlarda, mevcut elektrik şebekesinin daha önce olmadığı kadar değişmesi ve dönüşmesi kaçınılmaz bir gerçek haline gelmiştir. Şebekede değişim ve dönüşümü tetikleyen unsurlar, şebekeyi daha ‘akıllı’ olarak ifade edilen bir yapıya doğru götürmekte yani modernleştirmektedir. Akıllı şebekeler, üç temel alana yönelik değişimi kapsamaktadır:

1. **Elektrifikasyon:** Isınma ve ulaşım gibi sektörlerde kaynak olarak elektriğin kullanılması planlanmaktadır.
2. **Dağıtıklaşma:** Dağıtık depolama, dağıtık üretim kaynakları (DÜK), talep esnekliği ve enerji verimliliği kaynakları gibi dağıtık enerji kaynakları (DEK) akıllı şebekelerde etkin rol oynamaktadır.
3. **Dijitalleşme:** Üretimden itibaren sayacın ötesini de kapsayacak şekilde şebekenin her seviyesinde BIT sistemlerinin kullanımıyla fiziksel cihazlar ile sayısal ortamın birbirine yakınsaması mümkün olmaktadır (WEF, 2017, s.4, IEA, 2017).

Akıllı şebekeler, geleceğin elektrik şebekesi olarak görülmekte olup haberleşme, bilgi teknolojileri (BT), kontrol sistemleri, yarı iletken teknolojileri gibi çeşitli disiplinlere ait bakış açılarını gerektiren karmaşık bir olgudur. Akıllı şebekelerin klasik

şebekelerden en büyük farkı, elektrik şebekesine bilgi ve haberleşme sistemlerinin entegre olmasıdır. BIT sistemlerinin sayesinde sistemde bilginin her iki yönde (üretimden tüketime ve tüketimden üretime doğru) aktarılması ve şebekenin her noktasında izleme, kontrol ve yönetim süreçlerinin gerçek zamanlı, otomatik ve hatta proaktif hale gelmesi mümkün olmaktadır. Ayrıca DEK sayesinde şebekede enerji akışı çift yönlü ve dağıtık hale gelmektedir. Geleceğin elektrik şebekesine yönelik olarak merkezi üretim santrallerinden ziyade DEK tesislerinin yüksek oranda şebekeye dahil olması, mevcut durumda olduğu gibi tüketimi takip eden üretim profili yerine tüketicilerin aktif katılımcısı olduğu kontrol edilebilir tüketim modeline geçilmesi, son kullanıcıların sadece tüketici iken aynı zamanda elektrik üretebilme ve üretimini piyasada satabilme seçeneklerine kavuşması ve EA'lar gibi yeni ve çevre dostu kullanıcıların yaygınlaşması hedeflenmektedir. Nihai olarak bütün şebeke varlıklarının sistemde güvenilirliği, verimliliği ve sürdürülebilirliği en uygun maliyetle sağlayacak şekilde bütüncül bir yaklaşımla birbirine entegre olduğu ve böylelikle bilişim teknolojilerindeki gelişmelere benzer şekilde enerjinin şebekenin herhangi bir noktasında üretilebildiği, depolanabildiği ve paylaşılabildiği kullanıcı odaklı, interaktif ve esnek bir şebeke yapısı öngörülmektedir (Baykant, 2015). Dolayısıyla, 'akıllı şebekeler' kavramı sadece yeni teknolojilerin mevcut şebekeye entegrasyonu olarak düşünülmemeli, ayrıca enerjinin üretiminden kullanımına kadar geçirdiği tüm süreçlere ilişkin anlayışta da köklü değişiklikleri kapsayan bir olgu olarak anlaşılmalıdır. Akıllı şebekelerin, enerji sistemindeki oyuncular ve bilgi ve enerji bağlamındaki etkileşimlerini içeren genel yapısı Şekil 2'de gösterilmektedir.



Şekil 2: Akıllı Şebeke (Eurelectric, 2011)

Elektrik şebekesinin modernizasyonuna karşılık gelen akıllı şebekelerin işlevlerini tanımlamak üzere DOE tarafından aşağıdaki karakteristikler belirlenmiştir (IEA, 2011b, s.7, NETL, 2010, DOE 2008, s.38):

- **Tüketicilerin aktif katılımına imkan verilmesi:** Günümüz şebekesi sadece talebe karşılık üretim miktarının ayarlanması ile yönetilirken, akıllı şebekeler talep tarafının düzenlenmesi ve kontrolüne odaklanmaktadır. Talep tarafını oluşturan tüketicilerin piyasalara aktif katılımı, üretim/tüketim dengesini kolaylaştırmasının yanında sistemin güvenilirliğini de artırmaktadır. Akıllı şebekeler, tüketicilere kendi tüketimleri ve fiyatlar hakkında bilgi sahibi olma, kendi tüketim davranışını seçebilme gibi yeni kabiliyetler kazandırmaktadır.
- **Bütün üretim ve depolama seçeneklerinin sisteme adapte edilmesi:** Akıllı şebekeler sadece merkezi üretim santrallerini değil ayrıca yerel ve daha çevreci üretim kaynaklarını şebekeye adapte edebilmektedir. DÜK'ün yanı sıra EDS'ler ile EA'ların depolama kapasitesi, akıllı şebekelerin 'akıllı' veri işleme ve kontrol yetenekleri sayesinde değerlendirilebilmektedir. Bu durum şebekenin 'yukarıdan aşağıya' olarak tanımlanan yapısını değiştirerek çok sayıda DEK'i

bünyesinde barındıracak hale getirmekte olup bu sayede daha verimli ve temiz enerji üretimi için yeni fırsatlar ortaya çıkmaktadır.

- **Yeni ürün, hizmet ve piyasalara imkan verilmesi:** Akıllı şebekeler ile beraber mevcut elektrik piyasalarındaki alıcılar ve satıcılar farklı rollerle yeniden bir araya gelmektedir. Örneğin; mevcut piyasalardaki tüketiciler, akıllı şebekeler sayesinde aynı zamanda üretici olarak da davranabilmekte olup bu durumdaki kullanıcıları tanımlamak için üreten tüketici (prosumer) kavramı kullanılmaktadır. Ayrıca talep yönetimi, depolama gibi şebekede esneklik sağlayan yeni hizmetler devreye alınabilmektedir. Talep ve üretimin esnek olması da şebekenin etkin ve verimli yönetilmesini sağlamaktadır. Sonuçta tüm taraflara açık olan piyasalarda tercihlere göre yeni iş modelleri, hizmetler ve ürünlere uygun ortam oluşmaktadır.

- **Günümüz ihtiyaçlarına uygun olarak güç kalitesinin sağlanması:** Güç kalitesi ve tedarik sürekliliği, akıllı şebekeler için bir öncelik olup farklı fiyat/kalite seviyelerine göre hizmet alınması mümkün olabilmektedir. Ayrıca akıllı şebekelerde güç kalitesinde sorun meydana geldiğinde hızla çözüm bulunabilmekte ve enerji kayıpları azaltılabilmektedir.

- **Varlık kullanımının optimize edilmesi ve sistemin verimli işletilmesi:** Şebeke operasyon verisinin ve geniş çapta toplanan şebeke parametrelerinin şebeke ve varlık yönetim sistemlerine entegrasyonu sayesinde ekipmanların kapasitesinin en uygun şekilde kullanımı, kayıpların azaltılması, arızaların oluşmadan önlenmesi, şebeke varlıklarının verimli çalışması ve ömürlerinin uzatılması mümkün olabilmektedir. Böylelikle şebekenin operasyon, bakım-onarım süreçleri daha verimli hale gelmekte veya yeni yatırımlar önlenebilmekte/ötelenebilmektedir.

- **Sistemdeki arızaların önceden kestirilebilmesi ve sistemin kendi kendini iyileştirebilmesi (self-healing):** Kendi kendini iyileştirme, sistemin otomatik olarak bozucu olayları önceden tespit edebilmek, analiz edebilmek, olay gerçekleşmeden önce önlem alabilmek için sürekli kendi kendine değerlendirme yapabilmesi ve oluşan arızaları kısa sürede ve etkilerini en aza

indirgeyecek şekilde onarabilmesi yeteneğidir. Akıllı şebekelere entegre olan yapay zeka algoritmaları sayesinde şebeke kendi kendini iyileştirebilme yeteneğini kazanabilmekte, böylelikle sistem güvenilirliği ve verimliliği önemli ölçüde artmaktadır.

- **Saldırlara ve doğal afetlere karşı dayanıklılık (resiliency):** Akıllı şebekeler, doğal afetler ve saldırı gibi durumları engelleyebilmekte veya bu gibi durumlarda sistemi hızla toparlayarak çalışmasına devam edebilmektedir. Akıllı şebekelerin klasik şebekelere göre en büyük dezavantajı, siber saldırılara karşı daha zayıf olmasıdır. Buna karşın, gerekli güvenlik önlemleri ile tehditler en aza indirilebilmektedir. Öte yandan, DÜK ve EDS'ler şebekenin arıza, kesinti veya olağanüstü koşullardan kaynaklanan sorunlardan daha az etkilenmesini ve bu sorunların daha dar bir alanda kalmasını sağlamaktadır (Baykant, 2015).

1.3. Paydaşlar ve Faydalar

Akıllı şebekeler, klasik enerji tedarik zincirinde yer alan oyuncuların yanı sıra yeni oyuncuları da bünyesine dahil etmektedir. Dolayısıyla çok sayıda paydaşın birbiriyle etkileşimde bulunduğu karmaşık bir yapı olduğundan akıllı şebekelerin bütün işlevleriyle hayata geçirilebilmesi için her bir paydaşın ve paydaşların akıllı şebeke çatısı altındaki rolünün doğru belirlenmesi büyük önem taşımaktadır. Akıllı şebekeler bağlamında yer alan paydaşlara aşağıda yer verilmektedir (IEA, 2015, s. 13-15, Hadjsaïd & Sabonnadière, 2012, s.22).

- Sistem Operatörleri: İletim ve dağıtım şebeke işletmecileri
- Hükümet ve Düzenleyici Kuruluş
- Merkezi ve Dağıtık Enerji Üreticileri
- Tedarik Şirketleri
- Depolama veya Enerjinin Korunumu Hizmeti Sağlayıcıları: Üreten tüketiciler (prosumers) de bu gruptadır.
- Ekipman Üreticileri
- Enerji ve Hizmet Sağlayıcılar: Toplayıcılar (aggregators) da dahil edilecektir.

- BIT Hizmet Sağlayıcıları
- Tüketiciler
- Araştırma ve İnovasyon Merkezleri
- Eğitim Merkezleri
- Standardizasyon Kuruluşları

Akıllı şebekelerin elektrik piyasasının tüm oyuncularını dikkate alınarak getireceği faydalar, aşağıda belirtilen altı temel alanda gerçekleşecek iyileştirmelerden ileri gelmektedir (NETL, 2010):

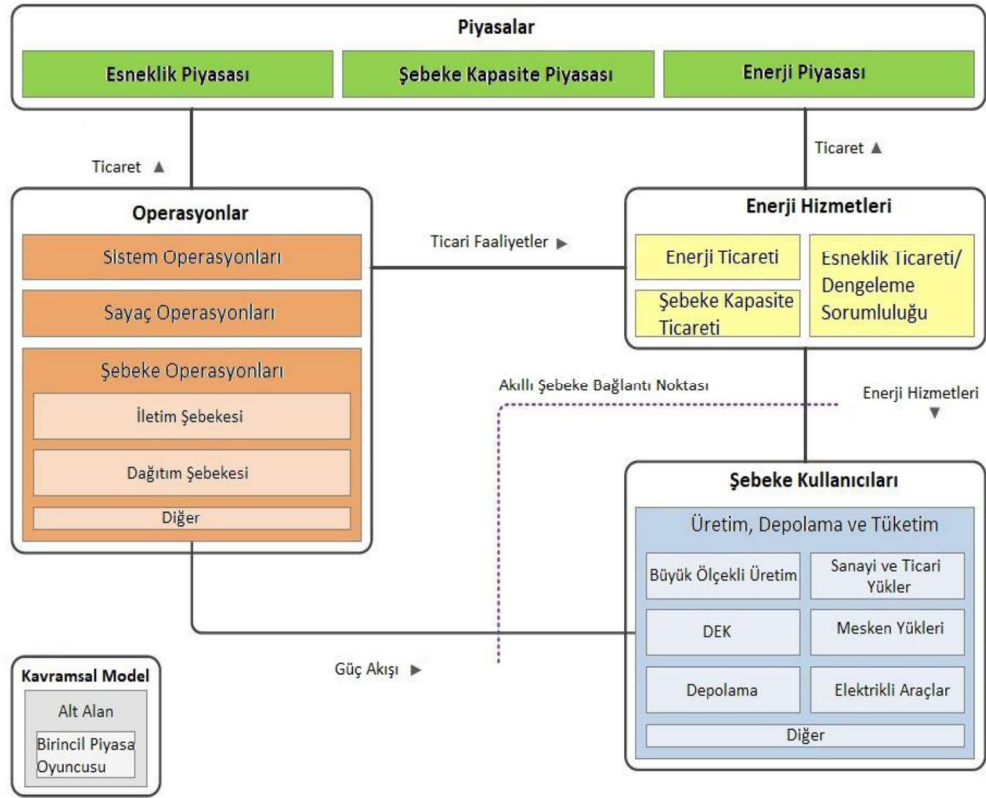
- **Güvenilirlik** : Kesintilerin ve güç kalitesindeki bozulmaların azaltılmasıyla geniş çapta elektrik kesintilerinin olasılığı ve sonuçları en aza indirilebilmektedir.
- **Ekonomi** : Elektrik fiyatlarının düşmesiyle tüketicilerin mevcut şebekelere kıyasla ödedikleri miktar azalmakta, ayrıca yeni iş olanaklarının artması sağlanmaktadır.
- **Verimlilik** : Enerjinin üretimi, tedariki ve tüketimine ilişkin maliyetler azalmaktadır.
- **Çevresel** : YEK'in geniş ölçekte entegrasyonu ve elektriğin üretimden tüketime kadar izlediği tüm süreçlerdeki verim artışı sayesinde karbon salınımı düşürülmektedir.
- **Güvenlik** : İnsan kaynaklı saldırılar ve doğal afetlerin sisteme zarar verme olasılığı ve sonuçları en aza indirilebilmektedir.
- **Emniyet** : Şebeke operasyonlarıyla ilgili tüm süreçlerde meydana gelebilecek olaylardan ötürü insanların ve çevrenin en az zarara uğraması sağlanmaktadır.

1.4. Avrupa Akıllı Şebeke Referans Modeli

Akıllı şebekelerin yaygınlaştırılmasında farklı rollere (görev, davranış, sorumluluk) sahip paydaşlara yol göstermesi ve uygulamalarda gerekli standartların oluşturulması açısından akıllı şebekelerin yapı taşları olan bileşenlerin ve bu bileşenlerin birbirleriyle etkileşimini gösterecek ortak bir referans çerçevesinin belirlenmesi önemli bir ihtiyaç haline gelmiştir. Bu ihtiyaç doğrultusunda, Avrupa'da akıllı şebekelere ilişkin standartların ve referans mimari çerçevesinin geliştirilmesi için Avrupa Komisyonu tarafından yayımlanan M/490 Direktifi ile Avrupa Standardizasyon Kuruluşları (ESOs) olan CEN-CENELEC-ETSI'nin yer aldığı Akıllı Şebekeler Koordinasyon Grubu (SG-CG) görevlendirilmiştir. 2014 yılında tamamlanan çalışma süreci içerisinde Avrupa Kavramsal Modeli (European Conceptual Model) ve Akıllı Şebekeler Mimari Modeli (Smart Grid Architecture Model-SGAM) gibi birçok referans doküman yayımlanmıştır (EC, 2018a).

1.4.1. Avrupa Akıllı Şebeke Kavramsal Modeli

Kavramsal model, akıllı şebekelerin ana oyuncuları ve aralarındaki temel etkileşimleri tanımlayan genel bir modeldir. Kavramsal modelde, ortak bir çerçevenin oluşturulması, farklı paydaşlar arasında diyalogun ve iş birliğinin kolaylaştırılması ve bu sayede akıllı şebekelerin istikrarlı bir şekilde yaygınlaştırılması amaçlanmaktadır. Avrupa kavramsal modeli, NIST'in çalışmasına dayanarak yeni şebeke altyapısının merkezi ve merkezi olmayan yönlerini ele almaktadır. Bu model ayrıca esneklik kavramının dahil edilmesini, güç sistemi yönetimi ve BIT'den kaynaklanan iki yaklaşım arasında köprü kurulmasını ve SG-CG standardizasyon faaliyetleri ve piyasa modeli tartışmaları arasındaki iş birliğini sağlamaktadır (Sondermann, 2017, SG-CG 2014, s. 15-17). Avrupa elektrik piyasasına uygun olarak düzenlenen model, Şekil 3'te gösterilmektedir.



Şekil 3: Avrupa Akıllı Şebeke Kavramsal Modeli (SG-CG 2014, s. 16)

Her bir kavramsal alan ve onun alt alanları, Avrupa elektrik piyasalarına uygun olarak benzer hedeflere sahip akıllı şebeke oyuncuları ve benzer tipteki rolleri kapsamaktadır. Kavramsal alanlar ve tanımlamaları aşağıda verilmektedir.

- **Operasyonlar:** Güç sisteminin kararlı ve emniyetli bir şekilde işletilmesi ile ilgili roller ve oyuncular ile tanımlanır. Bu alan, şebeke kullanımının belirli sınırlar içerisinde kalmasını ve piyasadaki faaliyetlerin kolaylaşmasını sağlar. Bu alandaki sistem oyuncuları iletim ve dağıtım şebekelerinde transformatörler, şalt tesisleri, sayaç ve ölçüm sistemleri, kontrol merkezi sistemleri gibi şebeke varlıklarını içerir.
- **Şebeke Kullanıcıları:** Büyük ölçekli üretim ve büyük ölçekli ticari ve endüstriyel yüklerden başlayarak DEK'e, mesken yüklerine kadar elektriğin üretimi, kullanımı ve muhtemelen depolanmasına dahil olan roller ve oyuncular tarafından tanımlanır. Bu alandaki roller ve oyuncular, şebekeyi üretimden yüklerle doğru gücün iletimi ve dağıtımını için kullanmaktadır. Ayrıca bu alan

üretim, yük ve depolama varlıklarıyla ilgili roller dışında (müşteri) enerji yönetimi ve süreç kontrol sistemleri gibi sistem oyuncularını da içermektedir. Şebeke kullanıcıları, sistemin aktif katılımcısı oldukları için enerji sisteminin tamamının yönetiminde ve piyasalarda ihtiyaç duyulan esnekliği sağlayan oyuncularını barındırmaktadır.

- **Enerji Hizmetleri:** Şebeke kullanıcıları kavramsal alanına enerji hizmetleri sunmakla görevli roller ve oyuncular ile tanımlanır. Bu hizmetler, şebeke kullanıcıları alanı tarafından üretilen, kullanılan veya depolanan elektriğin sistem dengeleme mekanizmaları içerisinde ticaretinin yapılmasını ve şebeke kullanıcıları alanındaki faaliyetlerde koordinasyonun sağlanmasını (örn. sistem dengeleme mekanizmaları ve müşteri bilgi sistemleri) içerir. Şebeke kullanıcıları alanı, bu kavramsal alan aracılığıyla ticaret ve sistem dengelemesi gibi faaliyetlerle bağlantı kurmaktadır. Şebeke kullanıcıları tarafından güç arzında ve talepte esneklik sağlanmakta olup bu esneklik sistem dengelemesi (yan hizmetler, talep tepkisi gibi) ve piyasada ticari işlemleri gerçekleştirmek için kullanılmaktadır. Ayrıca şebeke kapasitesinde ticaretle ilgili roller de bu alana dahil edilmiştir. Bu kavramsal alandaki roller ve oyuncular, operasyon süreçlerinde şebeke kullanıcıları alanını (örn. dengeleme sorumluluğu) ve piyasaları (ticaret) temsil ederek elektrik sistemine katılımı kolaylaştırmaktadır.

- **Piyasalar:** Elektrik ticaretini (örn. gün öncesi güç alışverişleri) ve diğer elektrik ürünlerini (örn. şebeke kapasitesi, yan hizmetler) destekleyen rol ve oyuncular tarafından tanımlanır. Piyasalar alanındaki faaliyetler, güç sisteminin istikrarlı ve emniyetli bir şekilde çalışmasını sağlamak için operasyonlar alanıyla koordineli çalışır. Bu alandaki sistem oyuncularına örnek ticaret platformlarıdır (SG- CG, 2014, s. 15-17).

1.4.2. Avrupa Akıllı Şebeke Mimari Modeli

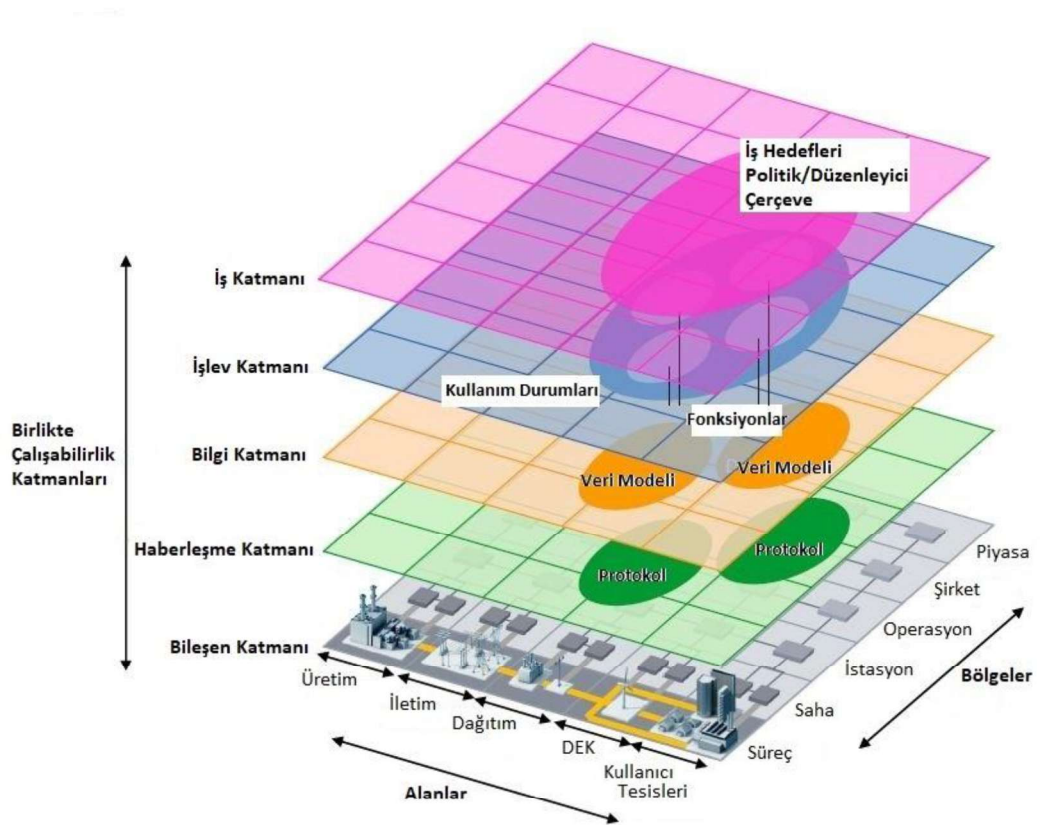
SGAM ve metodolojisi, Avrupa elektrik şebekelerinin gereksinimlerine uygun olarak farklı oyunculara ait farklı bakış açılarını, daha detaylı görünümüne sahip ortak bir platformda birleştirmektedir. SGAM, gelecekteki sistemler ve bileşenlerin geliştirilmesi için iyi bir kılavuz olmasının yanı sıra birlikte çalışabilirlik odağıyla çözüm ve

teknolojiden bağımsız olarak bütün akıllı şebeke kullanım durumlarını (use cases) analiz ederek bunu destekleyen standartların tespit edilmesini ve dolayısıyla standardizasyon boşluklarının belirlenmesini sağlamaktadır (CEN&CENELEC&ETSI, 2012a, s. 7-8). SGAM'nin dayandığı temel ilkeler şunlardır:

- **Evrensellik:** SGAM, akıllı şebeke bileşenlerini özel çözüm ve teknolojilerden bağımsız olarak tarafsız ve ortak bir bakış açısıyla göstermektedir.
- **Konumlandırma:** Tüm varlıkların (bileşenler, protokoller, veri modelleri), akıllı şebeke düzlemi ve birlikte çalışabilirlik katmanları üzerinde en uygun yere yerleştirilmesidir. Böylelikle varlıklar ve diğer varlıklarla olan bağlantıları, kapsamlı ve sistematik bir şekilde gösterilmektedir.
- **Tutarlılık:** Herhangi bir kullanım durumu veya işlevin tüm katmanlar üzerinde tanımlar, standartlar ve bileşenler olarak uygun karşılığının olmasıdır. Tüm katmanların tutarlı olması, verilen bir kullanım durumu veya işlevin verilen tanımlar, standartlar ve bileşenlerle uygulanabilmesini sağlar.
- **Esneklik:** Mimari üzerindeki tüm katmanların, kullanım durumları, işlevler veya hizmetlere ilişkin alternatif tasarım veya uygulamalara imkan vermesidir. Bu özellik gelecekte kullanım durumları, işlevler veya hizmetlerde meydana gelecek değişikliklerin mimari üzerinde yerleşiminde ihtiyaca göre farklı yolların izlenebilmesi açısından önem taşımaktadır.
- **Ölçeklenebilirlik:** SGAM, akıllı şebeke tasarım ve uygulamalarına bütüncül bir yaklaşım sunmasının yanı sıra özel kullanım durumları, işlevler veya hizmetler için de detaylı gösterim sağlayabilmektedir. Örneğin, mikro şebeke senaryoları da detaylandırılabilir.
- **Genişletilebilirlik:** SGAM, mevcut durumu yansıtacak şekilde tasarlanmış olup akıllı şebekelerin gelişimine göre yeni alanlar ve bölgelerin eklenmesi suretiyle genişletilebilmektedir.

- **Birlikte Çalışabilirlik:** Birlikte çalışabilirlik, akıllı şebekelerin yaygınlaştırılabilmesini mümkün kılan temel özellik olarak görülmektedir. SGAM, gerekli bütün birlikte çalışabilirlik durumlarının gösterimi amacıyla akıllı şebeke düzlemi ile birlikte çalışabilirlik katmanlarını birleştiren üç boyutlu bir model olarak tasarlanmıştır. Farklı aktörler, uygulamalar, sistemler ve bileşenler (bileşen katmanı) arasında, bilgi alışverişi ve veri modelleri (bilgi katmanı), protokoller (haberleşme katmanı), işlev veya hizmet (işlev katmanı) ve iş hedefleri ve süreçleri (iş katmanı) seviyelerindeki etkileşimlerin bu katmanlar üzerinde tanımlanması sonucunda bütün seviyelerdeki sistem etkileşimlerinde uyumluluk sağlanmış olmaktadır. Varlıklar (bileşenler, protokoller, veri modelleri) arasındaki iletişim, genellikle ara yüzler yardımıyla kurulmaktadır (Sondermann, 2017).

SGAM, 3 boyutlu olarak Şekil 4’te görülebilmektedir.



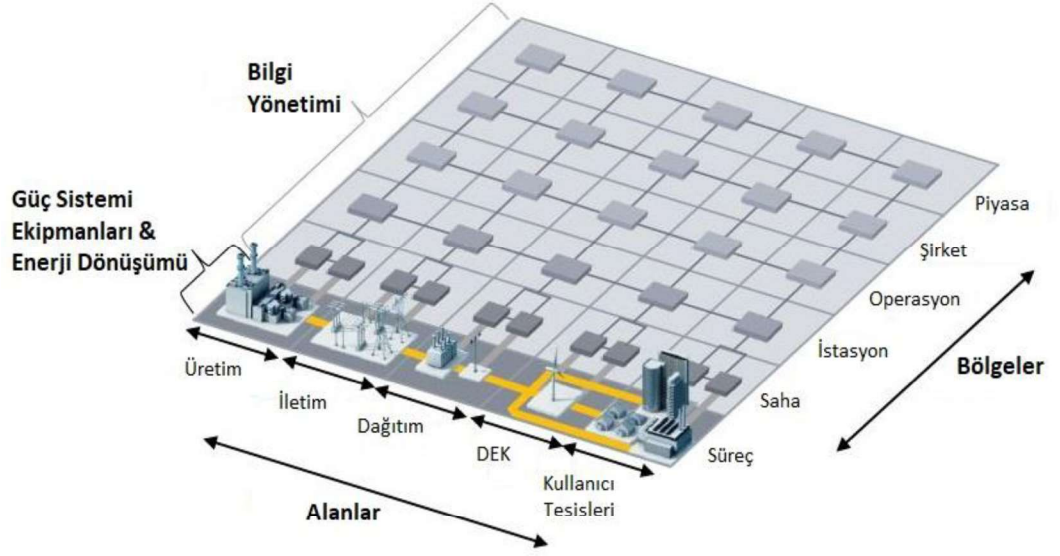
Şekil 4: Avrupa Akıllı Şebeke Mimari Modeli (CEN&CENELEC&ETSI, 2012a, s. 30)

SGAM’de her bir katman, kurulan etkileşimlerin farklı bir yönünü ifade etmektedir. Birlikte çalışabilirlik katmanları aşağıda açıklanmaktadır:

- **İş Katmanı:** Akıllı şebekelerle ilgili veri alışverişine iş bakış açısını sağlamaktadır. Bu katman, akıllı şebeke işlevleriyle düzenleyici ve ekonomik (piyasa) yapıları ve politikalarının, iş modellerinin, piyasa oyuncularının iş ürünleri ve hizmetlerinin eşleştirilmesi için kullanılmaktadır. Ayrıca iş kabiliyetleri ve süreçleri de bu katmanda gösterilmektedir.
- **İşlev Katmanı:** Mimari bakış açısıyla işlevleri, hizmetleri ve onların birbiriyle ilişkilerini, oyuncular ve fiziksel uygulamalardan bağımsız olarak tanımlamaktadır. İşlevler, kullanım durumlarının işlevlerinden yararlanılarak elde edilmektedir. Örnek olarak fider otomasyonu verilebilir.
- **Bilgi Katmanı:** Birlikte çalışabilirliğin temini için işlevler, hizmetler ve bileşenler arasında kullanılan ve alışverişi yapılan bilgi detaylandırılmaktadır. Bu katman, veri modelleri ve bilgi nesnelerini içerir.
- **Haberleşme Katmanı:** Akıllı şebeke bileşenlerinin birbirleri arasında kullanım durumu, işlev veya hizmet bağlamındaki bilgi alışverişi için gerekli protokolleri ve mekanizmaları tanımlamaktadır.
- **Bileşen Katmanı:** Akıllı şebeke bileşenlerinin fiziksel dağılımını göstermektedir. Bu katman, sistem oyuncuları, uygulamaları, güç sistemi donanımı, koruma ve kontrol cihazları, ağ altyapısı (kablolu/kablosuz haberleşme bağlantıları, yönlendiriciler, sunucular vb.) ve her çeşit bilgisayar sistemlerini içerir (Chren, 2017, CEN&CENELEC&ETSI, 2012a, s. 27-29).

Genel olarak güç sistemi yönetimi, elektriksel süreçlerle bilgi yönetimi bakış açılarını birbirinden ayırmaktadır. Bu bakış açıları; elektrik enerji dönüşüm süreçlerine ilişkin fiziksel alanlara ve elektriksel süreçlerin yönetimine ilişkin hiyerarşik bölgelere (seviyelere) ayrılabilir. Bu yaklaşım, akıllı şebeke kavramsal modeline uygulandığında ortaya akıllı şebeke düzlemi (smart grid plane) ortaya çıkmıştır. Alanlar (domains); güç sisteminin fiziksel bölümünü, bölgeler (zones) ise güç sistemi yönetimini hiyerarşik seviyelere ayırıştırarak göstermektedir. Akıllı şebeke düzlemi; tüm

alanlar ve bölgelerin birbiriyle etkileşiminin görülmesine imkan vermektedir (CEN&CENELEC&ETSI, 2012a, s. 27-29).



Şekil 5: Akıllı Şebeke Düzlemi

Alanların tanımları aşağıda verilmektedir (CEN&CENELEC&ETSI, 2012a, s. 28):

- **Büyük Ölçekli Üretim (Bulk Generation):** Fosil, nükleer, hidroelektrik güç santralleri, deniz üstü rüzgar çiftlikleri, büyük ölçekli GES gibi büyük miktarda elektrik enerji üretim kaynakları olup genellikle iletim sistemine bağlıdır.
- **İletim:** Uzun mesafelerde elektriğin iletilmesiyle görevli kuruluşlar ve altyapıyı temsil etmektedir.
- **Dağıtım:** Son kullanıcıya elektriğin dağıtılmasıyla görevli kuruluşlar ve altyapıyı temsil etmektedir.
- **Dağıtık Enerji Kaynakları (DEK):** Doğrudan dağıtım sistemine bağlı dağıtık ve küçük ölçekli güç üretim kaynaklarıdır.

- **Kullanıcı Tesisleri:** Son kullanıcılar (ticari, endüstriyel veya mesken tüketicileri) ile aynı zamanda yerel enerji üreticilerini (PV üretim, depolayabilen EA'lar, bataryalar vb.) de kapsamaktadır.

Bölgelerin tanımları aşağıda verilmektedir:

- **Süreç :** Enerjinin üretimi ve fiziksel, kimyasal ve konumsal dönüşümünden (güneş, ısı, su, rüzgar vb.) sorumlu tüm fiziksel donanımları (jeneratör, transformatör, hat, kablo, kesici, sensör vb.) doğrudan içermektedir.
- **Saha :** Güç sistemi süreçlerini koruma, kontrol ve izleme işlemlerini yürüten donanımları içermektedir. Örn. akıllı elektronik cihazlar (IED), koruma röleleri
- **İstasyon :** Saha seviyesinde bölgesel birleştirme işlemlerini göstermektedir. Örn. veri yoğunlaştırıcı, TM otomasyonu, yerel SCADA sistemleri
- **Operasyon :** İlgili olduğu alanda güç sistemi kontrol ve yönetim işlemlerini kapsamaktadır. Örn. dağıtım yönetim sistemleri (DMS), enerji yönetim sistemleri (EMS), EA şarj yönetim sistemleri
- **Şirket :** Şirketler (dağıtım şirketleri, hizmet sağlayıcılar vb.) için ticari ve kurumsal süreçleri, hizmetleri ve altyapıları içermektedir. Örn. varlık yönetimi, iş gücü yönetimi, müşteri ilişkileri yönetimi, faturalama
- **Piyasa :** Enerji dönüşüm sürecindeki olası piyasa işlemlerini yansıtmaktadır. Örn. enerji ticareti, toptan ve perakende satış piyasaları

1.5. Dağıtım Sisteminde Akıllı Şebeke Bileşenleri

Dağıtım sisteminde yer alan akıllı şebeke bileşenlerinin incelenmesi aşamasında benzer yönlere sahip bileşenlerin aynı kategori içerisinde gruplandırılmasının, konunun

aktarılabilmesi açısından daha uygun olacağı düşünüldüğünden “Türkiye Akıllı Şebeke 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Danışmanlık Projesi (TAŞ 2023)” kapsamında proje paydaşlarıyla birlikte belirlenen formattan yararlanılacaktır. Böylelikle tezin tasarımının, proje yürütücüsünün Türkiye’de akıllı şebekelere ilişkin hazırladığı raporların çıktılarıyla da uyumlu olması amaçlanmaktadır. Şekil 6’da akıllı şebekelere ilişkin ana kategoriler, teknik bileşenler ve tüm teknik bileşenleri ilgilendiren ortak bileşenler gösterilmektedir.



Şekil 6: Akıllı Şebeke Bileşenleri (TAŞ 2023, 2018e).

1.5.1. Akıllı Şebeke Yönetimi

Dağıtım şebekesinin işletilmesiyle ilgili iş süreçlerinin yürütülmesinde kullanılan temel sistem ve teknolojilere bu kategori içerisinde yer verilmiştir.

1.5.1.1. Gelişmiş Şebeke İzleme, Kontrol ve Yönetim Sistemleri

Dağıtım sisteminde farklı üretim/tüketim profillerine sahip yeni üretim kaynakları ve yüklerin yaygınlaşmasıyla ortaya çıkan çift yönlü güç akışı, kontrol edilemediği takdirde sistemde emniyeti, güvenilirliği ve kararlılığı ciddi şekilde etkilemektedir. Bunun yanında tüketim tarafındaki esneklik potansiyelinin değerlendirilmesi adına tüketimin izlenmesi ve kontrol edilmesi, dolayısıyla da yüklerin

etkin yönetimi planlanmaktadır. Mevcut sistemle şebekenin artan karmaşıklığının yönetilmesi ve normal işletme koşullarının sürdürülmesi giderek zorlaşmaktadır. Dolayısıyla şebeke kullanıcıları sisteme en uygun şekilde entegre olurken hizmet kalitesinin de sürdürülebilmesi adına şebeke izleme, yönetim ve koruma süreçlerinin yenilenerek daha dinamik, otomatik ve verimli bir yapıya dönüştürülmesi gereksinimi ortaya çıkmıştır. Akıllı şebekelere geçişte ortaya çıkabilecek tüm bu problemlerin çözümü gelişmiş otomasyon ve haberleşme sistemleriyle sağlanabilmektedir. Hatta şebekenin en uygun ve verimli şekilde işletilmesini teminen akıllı şebekeler kapsamında dağıtım sisteminde yatırımların ilk yapıldığı teknik alanlar içerisinde gelişmiş şebeke izleme, kontrol ve yönetim altyapılarının olması gerekmektedir (Miceli, 2013, Uzunoğlu&Erdoğan, 2013, s.69-95).

Klasik şebeke ile akıllı şebekelerin işletme süreçleri arasındaki farklılıklar, Şekil 7’de özetlenmektedir.



Şekil 7: Klasik Şebeke ve Akıllı Şebekelerin İşletme Süreçleri (TAŞ 2023, 2018d)

Gelişmiş şebeke izleme, kontrol ve yönetim altyapıları başlığı altında yer alan temel teknoloji ve sistemlere aşağıda yer verilmektedir (CG-SEG, 2017, IEA, 2011b, s.18):

- Merkezi veri alma ve kontrol sistemi (SCADA)
- Gelişmiş dağıtım yönetim sistemi (ADMS)

- Esnek alternatif akım iletim sistemleri (FACTS)
- Kesinti yönetim sistemi (OMS)
- Dağıtık enerji kaynakları yönetim sistemi (DERMS)
- İş gücü yönetim sistemi (WFM)
- Trafo merkezi otomasyonu (gerilim düzenleyici, RTU, IED gibi)
- Fider otomasyonu (arıza algılayıcı, tekrar kapama rölesi (recloser), orta gerilim (OG) anahtarlama ekipmanları, OG şalter vb.)
- Diğer izleme/ölçüm sistemleri (sensör, röle vb.)

Merkezi Veri Alma ve Kontrol Sistemi (Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA): Şebekede geniş alana dağılan sensör vb. ekipmanlardan sürekli ve gerçek zamanlı olarak verileri aldıktan sonra belirli kriterlere göre değerlendiren, böylelikle şebekenin durumunun gerçek zamanlı ve sürekli olarak izlenmesine, şebeke unsurlarının uzaktan kontrol edilmesine ve geçmiş verilerin saklanmasına yarayan yazılım ve donanımlardan oluşan sistem, SCADA olarak tanımlanmaktadır. Tipik bir SCADA sistemi; en az bir ana kontrol merkezi (MTU), bir veya birden fazla uzak uç birim (RTU) ve haberleşme altyapısından oluşmaktadır. MTU'lar her dağıtım şirketinin kendi bünyesinde bulunmakta olup bilgisayar(lar), sunucu(lar) ve kullanıcı ara yüzünü içermektedir. MTU'ların temel işlevleri;

- Veri alma
- Uzaktan kontrol
- Kullanıcı ara yüzü oluşturma
- İstatistiksel veri analizi
- Rapor oluşturma

şeklinde sayılabilmektedir (Uzunoglu&Erdirinç, 2013, s.70-71). RTU'lar TM, fider, üretim santrali vb. yer almakta olup sahadaki cihazlardan gelen ölçüm değerlerini MTU'ya gönderen, MTU'dan gelen komutlar doğrultusunda saha ekipmanlarını kumanda eden, ayrıca ölçüm değerlerinin belirli sınırlar içerisinde olup olmadığını da denetleyen mikroişlemci tabanlı bir cihazdır. Haberleşme sistemi; MTU, RTU'lar ve saha ekipmanları arasındaki bağlantıyı sağlamakta olup PLC, kablosuz, fiber optik gibi birçok alternatif bulunmaktadır. Akıllı elektronik cihazlar (IEDs) TM ve fider gibi

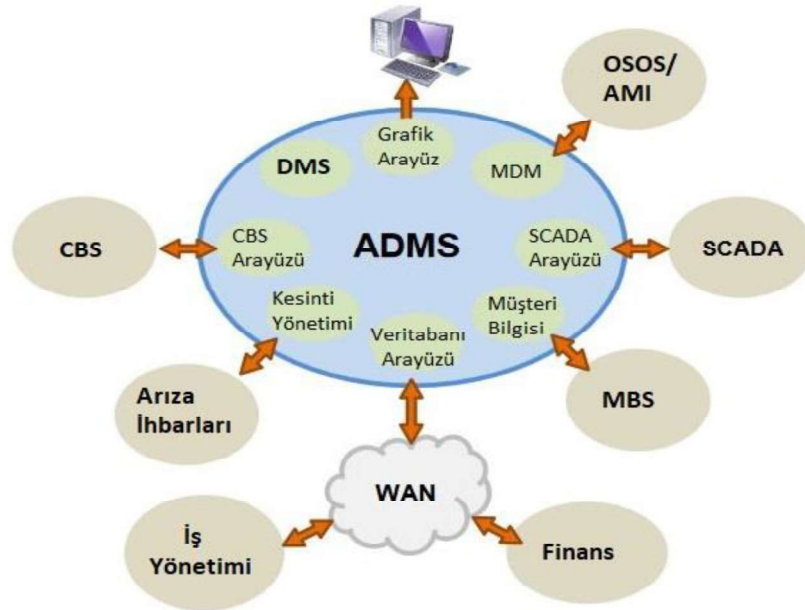
- **Anahtarlama yönetimi:** Kullanıcıya manuel (uzaktan) veya otomatik (sistem tarafından) olarak anahtarlama (kesici, ayırıcı gibi ekipmanlar için) komutları oluşturabilme seçeneği sunmaktadır. Operasyonlar için faydası, tüm ilişkili etkenlerin emniyetin, güvenilirliğin ve verimliliğin iyileştirilmesini sağlayacak şekilde tek platform üzerinde analiz edilmesidir.
- **Arıza tespiti, izolasyonu ve yeniden enerjileendirme (FLISR/FDIR):** Arızanın tespiti, konumunun belirlenmesi, izole edilmesi ve arızadan etkilenen tüm yüklerin yeniden enerjileendirilmesi (restorasyon) süreçlerini kapsamaktadır. Fider üzerinde tesis edilen arıza algılayıcı cihazlar, IED'ler veya RTU'lardan gelen gerçek zamanlı ölçümlere bağlı olarak arızanın konumunun belirlenmesiyle fiderin arızalı kısmı otomatik anahtarlama manevralarıyla hattan ayrılmaktadır. Daha sonra arızadan etkilenen yüklere manuel (uzaktan komut verilerek) veya otomatik olarak yeniden enerji verilmektedir. Arıza konumunun tespitinde doğruluğun iyileştirilmesi adına fiderdeki arızalarla ilgili tarihsel verilerin de kullanılması fayda sağlamaktadır.
- **Topoloji analizörü (işleme):** Dağıtım şebeke topolojisini, statik bağlantı modelini, anahtarlama cihazlarının dinamik durumlarını, fider enerjileendirme durumlarını, besleme yolları vb. tek hat şeması ve coğrafi görünüm şeklinde gösterebilmektedir.
- **Volt/VAr kontrolü ve optimizasyonu (VVC/VVO):** Dağıtım sistemi üzerinde reaktif gücün azaltılması ve kullanıcı bağlantı noktasında gerilimin normal sınırlar içerisinde kalmasını sağlamak amacıyla tasarlanmıştır. Uygulama bu amaçla, gerilim regülasyonu cihazları (yük kademe değiştiricileri), kapasitör bankaları ve diğer DEK cihazlarını kontrol ederek sistemdeki toplam yükü en aza indirmekte, böylelikle de daha düzgün gerilim profili elde edilebilmektedir.
- **Şebekenin optimum şekilde yeniden yapılandırması:** Bu uygulama, hat kayıplarının en aza indirilmesi, optimum faz dengesinin sağlanması ve uygun gerilim profillerinin sürdürülmesi amacıyla en uygun dağıtım fider hat

yapılandırmasını sağlayacak anahtarlama operasyon aşamalarına ilişkin öneriler sunmaktadır.

- **Durum kestirimi:** Bu uygulama, şebekenin tüm alt bölümlerinde (düğüm, bara, kol, trafo vb.) yüklerin, gerilim ve akım fazörleri gibi durum değişkenlerinin ve güç kayıplarının yaklaşık değerlerinin belirlenmesinde kullanılmaktadır. Dağıtım şebekesinin mevcut durumuna ilişkin veri analizinde daha çok telemetri noktasını dikkate aldığından daha doğru ve hassas bir kestirim sağlamaktadır.
- **Akıllı alarm işleme (IAP):** Sistemdeki anormal koşullarda operatörü uyarmakta olup ayrıca alarmların önceliklendirilmesini ve gereksiz alarmların filtrelenmesini sağlamaktadır.
- **Online güç akışı:** Uygulama, tamamen radyal veya zayıf ağ (gözlü) dağıtım şebekelerinde üç fazda dengesiz güç akışını çözmektedir. Gerçek ölçüm değerleri yerine akım, gerilim ve güç akışı için gerçek zamana yakın bir şekilde hesapladığı değerleri kullanarak anormal koşullarda operatörü uyarılmaktadır. Uygulama tüm dağıtım sisteminde faz açısı, aktif ve reaktif güç, tüketim parametrelerini de hesaplayabilmektedir.
- **Kısa devre analizi:** Kısa devre akımını hesaplayarak arıza oluşmadan önce tespit edebilmekte olup ayrıca yaklaşık arıza konumunu da belirleyebilmektedir.
- **Yük modelleme/yük kestirimi:** Uygulama, kısa döneme ilişkin yük tahmini yapabilmekte olup ayrıca puant yük potansiyeli tespit ettiğinde önceden tanımlanmış kademe değiştirici, gerilim düzenleyici, kapasitör gibi ekipmanların kontrolü gibi eylemleri yerine getirerek kullanıcılar etkilenmeden gerilim profilini sınırlar içerisinde kalacak şekilde sürdürebilmektedir (Avazov&Sobinova 2016,Wang vd., 2015, s. 19, Uzunoglu&Erdoğan, 2013, s.69-95).

Kesinti Yönetim Sistemi (Outage Management System - OMS): OMS; akıllı sayaçlar, SCADA ve kullanıcı ihbarları gibi kaynaklardan gelen kesinti bildirimlerinin şebeke topolojisinden yararlanarak analizi sonrasında arıza konumunu, etkilenen bölgeleri ve olası arıza nedenlerini tespit etmekte, arızanın mümkün olan en kısa sürede giderilmesi ve yeniden enerjileştirme için plan ve gerekli kaynak (iş gücü vb.) önerilerini sunmakta ve ekiplerin organizasyonunu yapabilmektedir (Uzunoğlu&Erdoğan, 2013, s.93-95).

Gelişmiş Dağıtım Yönetim Sistemi (Advanced Distribution Management System - ADMS): ADMS, dağıtım şebeke yönetimi ve performans optimizasyonuna ilişkin tüm çözümleri destekleyen yazılım platformudur. ADMS; DMS'nin bütün gelişmiş işlevlerini barındırmasının yanı sıra OMS, AMI ve talep tepkisi yönetim sistemi gibi ilişkili diğer sistemlerle entegre edildiğinden sistemler arası entegrasyon sorunları çözülmektedir. Elektrik dağıtım şebekesinin tamamının ortak gösterimini üzerinde çalışabilen görüntüleme, analiz, kontrol, optimizasyon, eğitim ve planlama araçlarının sayesinde güvenilir ve etkin şebeke operasyonları mümkün olmaktadır. ADMS'nin bir diğer avantajı ise akıllı şebeke teknolojileriyle beraber çift yönlü güç akışına sahip ve karmaşık hale gelen şebekenin yönetilmesine yönelik işlevlerle geliştirilmiş olmasıdır (Avazov&Sobinova 2016, Wang vd., 2015). ADMS'nin genel yapısı Şekil 9'da gösterilmektedir.



Şekil 9: ADMS'nin Genel Yapısı (Lightner, 2015)

Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri (Flexible Alternating Current Transmission Systems-FACTS): AC iletim hatlarının kalitesini ve verimliliğini şebekeye kapasitif reaktif güç vererek veya şebekeden endüktif reaktif güç çekerek artıran, böylelikle gerilim kontrolü sağlayan sistemlerdir (Endoks, 2017). Esasen iletim seviyesindeki hatlarda kullanılan sistemler olmasına karşın dağıtım seviyesinde de kullanılmaktadır.

Akıllı şebekelere geçilmesiyle beraber gelişmiş şebeke izleme, kontrol ve yönetim sistemlerinin kazanacağı/kazanması gereken yetenekler şu şekilde sıralanabilir:

- **Dağıtık işlem gücü ve yapay zeka:** Analiz, karar verme ve manevra yapma yetilerinin dağıtım seviyesinde TM'ler ve fiderlere kadar yaygınlaşması ile şebekenin cevap verme kabiliyeti artmakta olup bu sayede birçok operasyonel süreçte insan müdahalesi azaltılarak kendi kendini iyileştiren şebekelere ulaşmada en önemli adımlardan birisi atılmış olmaktadır. Yapay zeka algoritmalarının öğrenme ve adaptasyon yeteneklerine sahip olması dolayısı ile şebeke yönetim sistemlerine dahil edilmesinin, dinamik ve giderek karmaşılaşan sistem koşullarına uyum sağlanmasında büyük fayda sağlayacağı düşünülmektedir.
- **Şebeke analitiğinde iyileşme:** Akıllı şebeke unsurlarının şebekeye entegrasyonu, üretilen gerçek zamanlı veri boyutunu oldukça artırdığından büyük verinin işlenerek iş süreçleri için faydalı bilgi haline getirilmesi, şebeke analitiği ile mümkün olabilmektedir. Şebeke modelinin eksiksiz hale getirilmesi, doğruluğu, kalitesi ve güncelliği şebeke analitiğini etkileyen önemli hususlardır. Böylelikle şebekenin daha ayrıntılarıyla anlaşılabilir hale getirilmesi, hızlı ve verimli dayalı karar verilmesi, böylelikle kestirimci/önleyici faaliyetlerin yürütülmesi, ayrıca iş süreçlerinin iyileştirilmesi mümkün olabilmektedir.
- **DEK ve mikro şebeke yönetim uygulamaları ile entegrasyon:** Şebekenin en uygun koşullarda işletilmesini teminen farklı alanlara dağıtılan DEK'in, en yüksek ekonomik faydayı, güvenilirliği ve hizmet kalitesini sağlayacak şekilde toplanması, kontrolü ve koordinasyonunu sağlayan yazılım çözümü Dağıtık Enerji Kaynakları Yönetim Sistemi (DERMS) olarak

adlandırılmaktadır. Ayrıca toplanan grupların sanal üretim birimleri şeklinde de modellenerek belirli zaman aralıklarında çalışacak şekilde programlanması da mümkündür. Mikro şebekelerin ada modunda veya dağıtım şebekesine bağlı çalıştığı durumlarda optimal çalışma koşullarının (üretim-tüketim dengesi, gerilim profili, aktif/reaktif güç akışı gibi) yerel olarak kontrol edilmesi adına mikro şebeke yönetim sistemlerinden yararlanılabilmektedir. DEK ve mikro şebekelerin yaygınlaşmasıyla beraber şebeke seviyesinde yönetim ihtiyacına yönelik olarak bu sistemlerin DMS veya ADMS ile entegrasyonu önem taşımaktadır.

- **Akıllı sayaçlar ve gelişmiş sayaç altyapısı (AMI) ile entegrasyon:**

Akıllı sayaçların entegrasyonu özellikle tedarik sürekliliği ve gerilim kalitesinin takibinde fayda sağlamaktadır. Tüketim noktalarındaki enerji durumuna ve kesinti olaylarında kesintinin başlangıcı ve olası konumuna ilişkin bilgiler kesinti yönetim ve operasyon süreçlerini desteklemektedir. Bununla birlikte kullanıcı özelinde tüketim bilgisinin elde edilmesiyle hem yük/durum kestirimi kolaylıkla yapılabilmekte hem de daha düzgün gerilim profili sağlanabilmektedir.

- **Talep tepkisi ve talep tarafı yönetimi uygulamaları ile entegrasyon:**

Talep tepkisi yönetim sistemi (DRMS), şebekenin güvenilirliği ile güç kalitesinin iyileştirilmesi için şebeke yönetim stratejilerinin içerisinde yük dengeleme veya azaltma süreçlerinin optimizasyonunda fayda sağlamaktadır. Talep yönetimi amacıyla ayrı bir yazılım tasarlanabileceği gibi gerekli işlevsellikler ADMS platformunun bir parçası olarak yer alabilmektedir (TAŞ 2023, 2018e).

Sonuç olarak gelişmiş şebeke izleme, kontrol ve yönetim sistemlerinin faydaları aşağıdaki gibi sıralanabilmektedir (TAŞ 2023, 2018a):

1. **Operasyonel verimlilik artışı**

a. Durum farkındalığı: Değişen sistem koşullarında şebekenin durumunun gerçek zamanda izlenmesi ve kontrol edilmesi anlamına gelmektedir. Açıklanacak olursa sürekli değişen işletme koşullarında şebekeden toplanan veri yığını dönüştürülerek faydalı bilgi elde edilmesi ve görselleştirilerek sunulması yeteneğidir. Durum farkındalığının şebeke işletmecisi için önemi, şebekenin durumuna ilişkin doğru bilginin, olası riskler ve düzeltici önlemlerle beraber zamanında ulaştırılarak operatörün karar verme süreçlerine yardımcı olmasıdır. İlerleyen dönemde durum farkındalığının risk yönetimi ve gelişmiş karar verme yeteneklerine sahip olacak şekilde geliştirilmesi hedeflenmektedir.

b. Arızalara müdahale ve sistemin yeniden enerjilendirilmesi süreçlerinin optimizasyonu: Şebekede oluşan arızaların uzaktan ve hızlı tespiti yapılabilmektedir. Ardından ring şebekelerde arızanın izolasyonu ve yeniden enerjileendirme için, radyal şebekelerde ise arızanın izolasyonu için en uygun anahtarlama seçenekleri sistem tarafından operatöre sunulmaktadır. Bu sayede vakit kaybedilmeksizin gerekli anahtarlama/manevra işlemleri RTU'lar veya saha ekipleri tarafından gerçekleştirilmektedir. Ayrıca saha ekiplerinin gerçekleştireceği müdahaleler için iş güvenliğinin sağlanması da sistem içerisinde gözetilmektedir.

c. Kesinti yönetim süreçlerinde iyileşme: Kontrol merkezi, arıza hakkında sistemden gelen bilgiler doğrultusunda saha ekiplerini yönlendirmektedir. Ayrıca OMS'nin entegrasyonu ile beraber saha personelinin, uygun olmayan manevra/anahtarlama yapmaları da engellenebilmektedir. Geniş alanı etkileyen arızalar için yapılan müdahalelerde tüm dağıtım şebekesi göz önünde bulundurulmaktadır. Böylelikle arıza ve kesinti yönetim süreçlerinin daha verimli yürütülmesiyle işletme giderlerinde de azalma sağlanabilecektir.

2. Sistem güvenilirliği ve hizmet kalitesinde iyileşme: Arıza tespit, müdahale ve yeniden enerjileendirme süreçlerinde sağlanan her türlü iyileştirme,

kesintiden etkilenme sürelerinin azalması yönünde etki ettiğinden hizmet kalitesi parametrelerinde ve sistem güvenilirliğinde iyileşme görülebilecektir.

3. Yatırım gereksinimlerinin optimizasyonu: Uzaktan izlenen şebeke varlıklarının daha verimli ve yüksek yüklenme oranında işletilmesi sayesinde yeni yatırımlar ertelenebilmektedir. Buna örnek olarak şebeke topolojisinin yeniden düzenlenerek yüklerin dengelenmesi ve reaktif güç optimizasyonu sayesinde ilave yatırım ihtiyaçlarının azaltılması mümkündür. Ayrıca şebeke varlıklarının işletilmesinde emniyet kriter ve limitleri de uzaktan takip edildiğinden sistemin daha emniyetli bir şekilde işletilmesi ve varlıkların yıpranma oranlarının düşürülmesiyle kullanım ömürlerinin uzatılması da mümkün olabilmektedir.

4. Şebeke hafızasının oluşturulması: Geçmişe dönük veriler, sistemin performansı ile ilgili bilgi vermekte olup verilerin işletme, bakım - onarım ve planlama süreçlerine dahil edilmesiyle karar verme süreçleri iyileştirilmektedir.

5. Enerji kayıplarının düşürülmesi: Reaktif güç akışı gibi teknik kaliteyi etkileyen kriterler göz önüne alınarak şebeke topolojisinin esnek ve en uygun şekilde düzenlenmesiyle tüm şebeke teknik kayıplarında yaklaşık %0,1-0,3 arasında azalma olacağı beklenmektedir. Ayrıca dengesiz veya aşırı yüklenmelerin de önüne geçilebilmektedir.

6. Güç kalitesinin iyileştirilmesi: Şebekede gerilim dalgalanmaları ve güç faktörünün dinamik bir şekilde takip edilmesi ve düzenlenmesiyle daha düzgün gerilim profili elde edilmektedir.

1.5.1.2. Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS, Geographic Information Systems - GIS)

Varlık yönetimi ve CBS uygulamalarının; şebeke izleme, yönetim ve kontrol sistemlerine veri kaynağı olmaları nedeniyle akıllı şebeke yönetimi içerisinde farklı bir bileşen olarak ele alınmıştır.

Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS), büyük hacimli coğrafi ve ilişkili sözel verinin toplanması, depolanması, işlenmesi, yönetimi, mekânsal analizi, sorgulanması ve görüntülenmesi işlevlerini yerine getiren donanım, yazılım, kullanıcı, veri ve yöntemlerin tamamı olarak ifade edilmektedir (Kaplukan,2014). Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği'nde (HKY) “*Şebeke bağlantı modeli; kullanıcıların şebekeye bağlandığı noktalar dahil olmak üzere asgari olarak transformatörleri, fiderleri ve koruma ve anahtarlama düzenlerini kapsayan ve bunlara ilişkin gerekli bilgiler ile bunların elektriksel ilişkilerini içeren bağlantı modelini*” şeklinde tanımlanmaktadır. Şebeke bağlantı modelinin, sayısal ortama aktarılarak coğrafi koordinat bilgisiyle eşleştirilmesinden sonra CBS üzerinde katmanlar halinde görüntülenmesi mümkün olabilmektedir. CBS ile şebeke varlıklarına ilişkin konuma dayalı analiz ve istatistiksel raporlama yapılması, şebeke anahtarlama elemanlarının (açık-kapalı) pozisyon bilgileriyle birlikte saklanabilmesi sayesinde seçilen herhangi bir trafo üzerinden enerji alan bölgelerin tespit edilmesi ve şebeke üzerinde gerçek zamanlı enerji akış simülasyonunun yapılması mümkün olabilmektedir. Böylelikle karar verme süreçlerinde CBS'nin dağıtım şirketlerine yardımcı olması dolayısı ile gerek şebeke operasyon ve planlamasıyla gerekse de akıllı şebekelerle beraber devreye alınacak ilgili birçok sistem ve sürecin ana veri kaynağı haline gelmiştir (Yıldırım, 2017).

Akıllı şebeke bileşenlerinin tam anlamıyla devreye alınabilmesi için CBS'nin verimli ve etkin bir şekilde kullanılması büyük önem arz etmektedir. Bu da gerek OG gerekse de AG seviyesinde sayısal şebeke bağlantı modelinin doğru ve eksiksiz bir şekilde oluşturulması, ilgili tüm sistemlerle CBS'nin ortak şebeke bağlantı modelini kullanacak şekilde entegre edilmesi ve ilgili tüm iş süreçlerinde aynı şebeke modelinin kullanılmasıyla mümkün olabilmektedir. Burada önemli olan hususlar; ADMS, envanter yönetimi, iş gücü yönetim sistemi, müşteri bilgi sistemi gibi farklı sistemlerin CBS ile entegre çalışabilmesi için ihtiyaçlara ve standartlara uygun bir veri modelinin kullanılması, şebeke verilerinin doğruluğunun ve kalitesinin periyodik olarak denetlenmesi ve sahada oluşan her değişiklik sonrasında güncellenmesidir.

1.5.1.3. Varlık Yönetimi (Asset Management)

Akıllı şebeke teknolojileri, dağıtım şirketlerinin şebekeyi daha verimli ve güvenilir şekilde yönetebilmesi adına fiziksel ekipmanların gerçek mevcut durum

bilgisini karar verme süreçlerine dahil edebilmesi için geniş imkanlar sunmaktadır. Bu konuya ilişkin yaklaşımlar, genel olarak varlık yönetimi konusu altında incelenmektedir. Varlık yönetimi, temel olarak şebeke varlıklarının kullanım süreleri boyunca tüm ekonomik faydasından yararlanabilmek adına ilişkili maliyetlerinin ve risklerinin etkin şekilde yönetilmesine yönelik uygulama ve faaliyetlerin genel adı olup varlıkların planlama, kurulum, operasyon, bakım ve tasfiyesine kadar geçirdiği tüm süreçlere ilişkin maliyetleri kapsamaktadır (Liu vd., 2016, s.905-908).

Dağıtım şebekesinde varlık yönetim stratejileri; kısa vadede şebekenin işletimi, orta vadede varlıkların bakım işlemleri ve uzun vadede şebeke yatırım planlaması olarak üç farklı zaman dilimini ilgilendirmektedir (Reddy Surrender, 2016). Varlık yönetimine ilişkin temel aşamalar; verilerin toplanması ve izlenmesi, veri analitiği ve karar verme işlemleridir. Şebeke varlıklarına ait fiziksel ve elektriksel parametre değerlerinin sahadan toplanması ve sahada SCADA, CBS, MBS gibi kaynaklardan sürekli güncellenmesi sayesinde daha iyi bir varlık durum farkındalığı sağlanabilmektedir. Toplanan büyük miktardaki veri üzerinde şebeke stratejisi ve hedefleri göz önüne alınarak birçok teknik ve ekonomik yönden analiz gerçekleştirilmektedir. Analizler sonucunda, karar verme aşamasında destek olması için şebekenin tamamı göz önüne alınarak kısa vadede kesintiye neden olmaksızın şebekenin işletilmesi veya arızaların en kısa sürede giderilmesi, orta vadede varlığın bakım işlemleri, uzun vadede varlığın yenilenmesi veya güçlendirilmesine ilişkin çeşitli planlara yönelik harcama detayları ve riskler sunulmaktadır (Tor&Shahidehpour, 2006).

Varlık bakım çalışmalarına ilişkin yaklaşımlar aşağıda verilmektedir (IEC, 2015):

- Düzeltici bakım; varlıklar arızalandıktan sonra yapılan onarım/yenileme işlemlerini içermektedir.
- Zamana dayalı bakım; önceden belirlenmiş planlara göre düzenli olarak gerçekleştirilen bakım işlemleridir.
- Duruma dayalı bakım; ekipmanların gerçek çalışma koşullarındaki durumu takip edilerek gerektiğinde bakım yapılmaktadır.
- Kestirimci bakım; varlıkların durum bilgisine bağlı yapılan arıza kestirimlerine dayalı olarak bakım planının düzenlenmesini sağlamaktadır.

- Güvenilirlik merkezli bakım; varlıkların şebeke güvenilirliğine olan etkisi analiz edilerek bakım öncelikleri belirlenmektedir.

Varlık yönetimi stratejilerinin hayata geçirilmesiyle şebekenin daha verimli işletilmesi, varlıkların daha doğru yönetilerek kapasite kullanımının artırılması ve böylelikle yapılması öngörülen yeni yatırımların ertelenmesi mümkün olabilmektedir. Ayrıca gerçek zamanlı varlık durum farkındalığı sayesinde şebeke bakım programlarının düzeltici yaklaşım yerine duruma dayalı, kestirimci ve güvenilirlik odaklı yürütülmesi, böylelikle varlıkların kullanım ömürlerinin uzatılmasıyla CAPEX'ten gereksiz bakım harcamalarının azaltılması ve saha personelinin verimli kullanımı ile OPEX'ten tasarruf sağlanması, ayrıca şebekenin güvenilirliğinin ve emniyetinin artırılması sağlanabilmektedir.

1.5.2. Akıllı Gömülü Sistemler

Akıllı gömülü sistemler kategorisi altında OG veya AG seviyesinden bağlanan üretim kaynakları, enerji depolama sistemleri, EA'lar, mikro şebekeler ve sanal güç santrali (VPP) gibi konulara yer verilecektir.

1.5.2.1. Dağıtık Üretim Kaynakları (DÜK, Distributed Generation - DG)

Tezin bu kısmına kadar Dağıtık Üretim Kaynakları (DÜK) ile Dağıtık Enerji Kaynakları (DEK) kavramlarına sıkça yer verilmiş olup karıştırılmaması açısından bu kavramların tanımlamalarına yer verilmesi gerektiği düşünülmektedir. DÜK; dağıtım seviyesinden bağlı ve küçük ölçekli RES, GES, HES, jeotermal ve biyokütle gibi yenilenebilir kaynaklar ile kojenerasyon santrallerini içermektedir. DEK ise dağıtık üretim tesisleriyle birlikte EDS, EA'lar ve kontrol edilebilir ve/veya esnek yükleri (talep yönetimi) de kapsayan geniş bir kavramdır (Şirin, 2014).

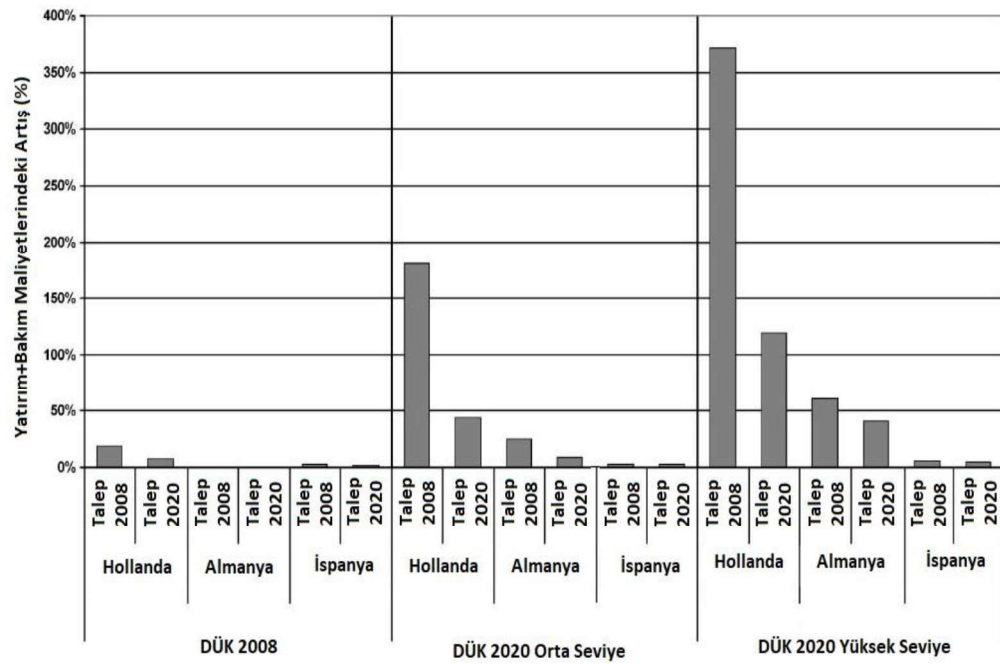
DÜK'ün dağıtım şebekesine bağlantısının teknik ve ekonomik yönlerden önemli etkileri bulunmaktadır (Cossent vd., 2010). Temel amacı, elektrik üretim kaynağının tüketim noktasına yakınlştırılması olan dağıtık üretim tesislerinin belki de en önemli etkisi, klasik tüketici konumundaki şebeke kullanıcılarının üreten-tüketiciler haline gelmesidir. Yenilenebilir kaynaklara dayalı dağıtık üretim, arz güvenliğinin yanı sıra

kaynak çeşitliliğinin artmasını, kirlenici madde salınımı ile yakıt maliyetlerinin azaltılmasını sağlamaktadır. Yerel tüketimin karşılanması sayesinde şebeke kısıtlarının hafifletilmesi, iletim/dağıtım kayıplarının azaltılması, sistemde güvenilirliğin, güvenliğin ve emniyetin artırılması ve uzun vadede yeni üretim santrali ve şebeke yatırımlarının ötelenmesi önemli faydaları arasında sayılabilmektedir (MIT, 2011, s. 109-115).

Bahsedilen avantajlarına karşın özellikle de rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklara dayalı üretimin kesintili (intermittent), değişken (variable) ve tahmin edilemeyen (unpredictable) özellik göstermesi, üretilen enerjinin tüketimle örtüşmemesi sorununa yol açmakta, dolayısıyla da sistem dengesinin sürdürülmesi giderek zorlaşmaktadır. YEK'in değişken üretiminin yönetilerek dengenin sağlanması amacıyla sistemde esnekliğin artırılması elzem hale gelmiştir. Bu doğrultuda, klasik üretim santralleri, talep tarafı yönetimi (TTY) ve talep tepkisi uygulamaları, enterkonneksiyon bağlantıları (ve iletim kapasitesinin genişletilmesi), EDS ve gelişmiş şebeke işletim uygulamaları gibi esneklik kaynakları kullanılabilmektedir (IEC, 2012, s. 51-73).

Dağıtık üretimin şebekeye olan etkilerinden bahsedilecek olursa DÜK'ün kapasite olarak enerji talebinin %15-20'sini aşan oranda bağlantısı, dağıtım şebekesi üzerinde çözülmesi gereken bazı operasyonel problemlere yol açmaktadır. DÜK, şebekede güç akışını çift yönlü hale getirmekte olup neden olduğu ters yönde (üst seviyedeki TM'lere doğru) güç akışı, şebekede gerilimin yükselmesine yol açtığından yüksek yaygınlık seviyelerinde işletme, güvenlik ve emniyet açısından ciddi risk teşkil etmektedir. DÜK, yüklere yakın konumda tesis edildiğinde gerilim düşümünü ve kayıpları azaltsa da aktif/reaktif güç akışı, güç kalitesi ve gerilim gibi parametrelerde bozulmaya ve kısa devre akımında artış, koruma sistemlerine ait koordinasyonun bozulması, harmonikler vb. problemlere yol açabilmektedir (Borlase, 2017, s. 125-130, Cossent, 2013, s. 5-38). DÜK'ün en büyük risklerinden birisi de ana dağıtım sisteminden ayrılarak adalaşma oluşmasıdır. Bununla beraber yenilenebilir kaynakların kesintili üretim özelliğinden dolayı şebekede anlık olarak devreye girmesi-devreden çıkması sonucunda şebekenin kararlılığını bozabilmektedir (Çoksürer, 2013, s. 8).

DÜK entegrasyonunun dağıtım şebekesi maliyetleri içerisinde kısa vadede şebeke güçlendirme yatırımları (her ne kadar uzun vadede yatırım öteleme olasılığı bulunsa da) ve enerji kayıpları olarak iki alana etkisi bulunmaktadır (Cossent vd., 2009, s.1149). DÜK'ün farklı yaygınlık seviyelerine göre şebeke maliyetlerine olan etkileri, Cossent vd.'nin çalışmasında, referans şebeke modeli (RNM) kullanılarak incelenmiştir. İspanya, Hollanda ve Almanya'nın örnek olarak seçildiği çalışmanın sonuçları Şekil 10'da görselleştirilmiştir.

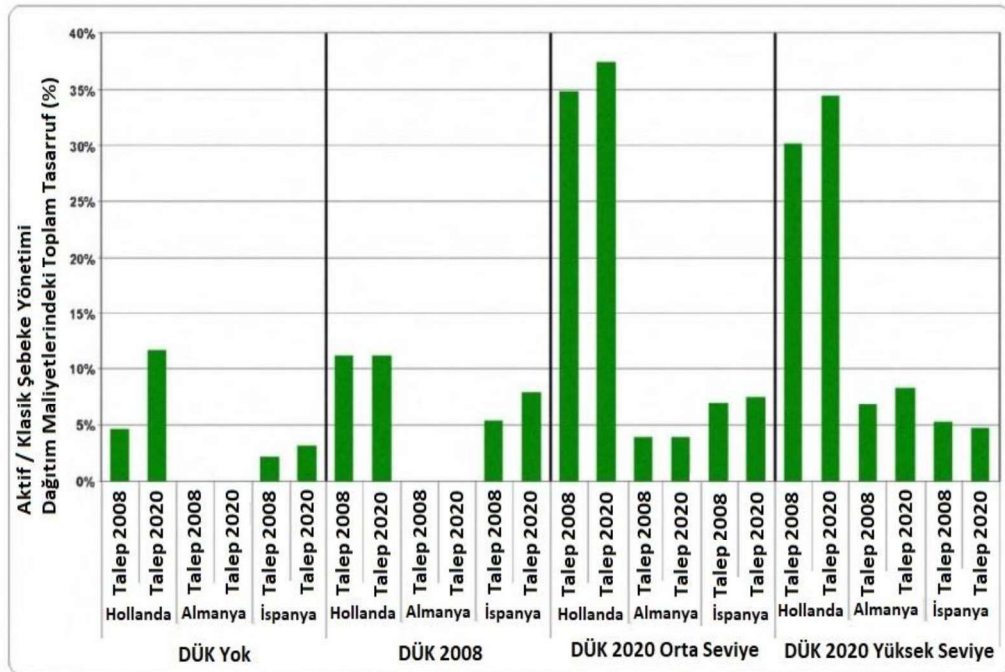


Şekil 10: DÜK Bağlantısının Olmadığı Senaryoya Kıyasla Maliyet Artışı (Cossent vd., 2011)

Şekilden görülebileceği üzere DÜK'ün klasik planlama yaklaşımıyla şebekeye entegre edilmesi durumunda şebeke maliyetleri (yatırım + bakım + enerji kayıpları) artmaktadır. Ayrıca, DÜK bağlantısının yüksek düzeyde olduğu senaryolarda talep arttıkça, şebeke maliyetlerinde azalma olduğu tespit edilmiştir. Bu durumun nedeninin talebin, üretimin en yüksek olduğu periyotlarda olması nedeniyle güç akışlarının azalması ve trafolarla kapasite ihtiyacının azalması olduğu belirtilmiştir. Tespit edilen bir diğer husus ise DÜK entegrasyonunun hiç olmadığı senaryoda, taleple birlikte maliyetlerin artması olmuştur. Bu hususlardan talep ve üretim dengesinin aktif bir şekilde yönetilmesi halinde şebeke maliyetlerinde büyük olasılıkla azalma sağlanacağı çıkarılmakla beraber farklı ülkelerde farklı sonuçların görülmesi nedeniyle maliyetlere olan etkisinin trafo/hat maliyetleri, DÜK'ün şebekede yaygınlık seviyesi, DÜK ile

yüklerin birbirine olan mesafesi, üretim-tüketim eşzamanlılığı gibi pek çok faktöre bağlı olduğu ifade edilmektedir (Cossent vd., 2011).

Cossent vd.'nin bir diğer çalışmasında; yüksek oranda DÜK entegrasyonu senaryosu için pasif şebeke yönetimine kıyasla üretim kontrolü, ekonomik teşvikler, dağıtım şirketleri ve üreticiler arasında imzalanan ikili anlaşmalar ile TTY'nin birleşiminden oluşan aktif şebeke yönetimi yaklaşımının şebeke maliyetlerindeki tasarrufa katkısı yine aynı üç ülke için karşılaştırılmıştır. Şekil 11'de de görüleceği üzere çalışmada aktif şebeke yönetimi, hemen hemen tüm senaryolarda klasik (pasif) yaklaşıma göre daha fazla maliyet tasarrufu sağlamaktadır (Cossent vd., 2010).



Şekil 11: Pasif Yaklaşıma Göre Aktif Şebeke Yönetim Yaklaşımının, Toplam Maliyetlerdeki Tasarrufa Etkisi (%) (Cossent vd., 2010)

Çalışma sonuçlarında, özellikle DÜK'ün bağlı olduğu aynı veya üst gerilim seviyesinde bulunan şebeke varlıklarına ilişkin daha az güçlendirme yatırımı yapıldığında tasarrufa katkısının olduğu, ancak maliyet tasarrufunun şebekenin yapısına ve aktif şebeke yönetiminin ne ölçüde kullanılacağına bağlı olduğu sonucuna varılmıştır (Cossent vd., 2010).

Van Werven & Scheepers tarafından yapılan çalışmada ise DÜK'ün talep noktasına yakın olması durumunda şebeke kayıplarının azaldığı ve dağıtım şirketleri

tarafından yan hizmetlerde kullanılmalarının avantajları üzerinde durulmuştur (van Werven & Scheepers, 2005, s. 6-15). Sonuç olarak dağıtım sisteminde DÜK'ün etkin bir şekilde yaygınlaştırılabilmesi adına aktif şebeke yönetim stratejilerinin hayata geçirilmesi gerekmektedir (Jenkins&Pérez-Arriaga, 2017, Cossent, 2013, s. 28-38).

1.5.2.2. Enerji Depolama Sistemleri (EDS, Energy Storage Systems)

EDS; elektrik enerjisini başka bir enerji formuna dönüştürerek saklayan ve daha sonra tekrar elektrik enerjisine dönüştüren teknolojilerdir (McKinsey, 2018). EDS; hem enerji üretim ve tüketim işlevlerini tek başına bünyesinde toplaması hem de çift yönde enerji akışını gerçekleştirmesi yetenekleriyle şebekede üretim, iletim, dağıtım veya tüketim işlevlerine göre sınıflandırılan klasik şebeke varlıklarından ayrılmaktadır. Bu yönüyle depolama sistemleri, üretimle tüketim arasındaki zamansal uyumsuzlukların giderilmesinde milisaniyelerden haftalara kadar çeşitli zaman ölçekleri için hızlı bir şekilde çözüm getirebilmektedir. Ayrıca EDS; enerji sisteminde merkezi veya dağıtık olarak farklı yerlere tesis edilerek üretimle tüketim arasındaki coğrafi farklılıkları da gidermektedir. EDS; kesintili, değişken ve belirsiz üretim profiline sahip YEK'in verimli, güvenilir ve güvenli bir şekilde yaygınlaştırılması konusunda düşünülen çözümlerden birisi olup hatta şebekeden bağımsız (off-grid) üretim uygulamalarında YEK'i desteklemek amacıyla da kullanılabilir. Ulaşımda karbon salınımını ve petrol bağımlılığının azaltılması amacıyla yakın gelecekte yaygınlaştırılması planlanan EA'ların şarj sistemlerinde de EDS kullanılmaktadır. Bu zamana kadar teknolojik sınırlamalar ve maliyetinin yüksek olması gibi etkenler, EDS'nin geniş ölçekte uygulanmasının önünde engel olsa da kurulum, işletme ve bakım masraflarının azalmasıyla orantılı olarak güç sistemine entegrasyonunun artması beklenmektedir (Deloitte, 2015a, IEA, 2014). IRENA'nın (International Renewable Energy Agency) "Elektrik Depolama ve Yenilenebilir Kaynaklar: 2030'a Kadar Maliyetler ve Piyasalar" isimli raporunda; bataryaların 2016 yılı enerji kurulum maliyetleri baz alınarak 2030 yılında batarya teknolojisine (kurşun asit, yüksek sıcaklık, akış ve Li-ion) bağlı olarak maliyetlerde %50-66 arası azalma olacağı tahmin edilmektedir (IRENA, 2017).

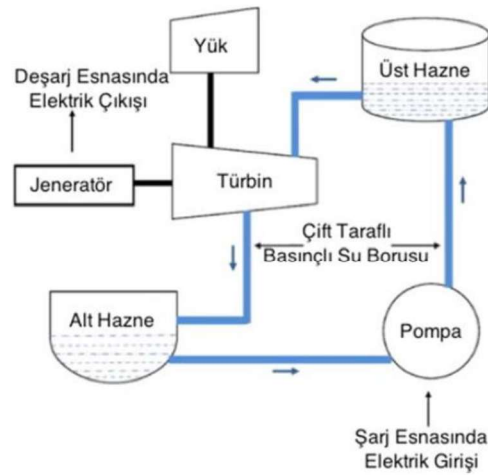
EDS'nin bazı faydalarına aşağıda yer verilmektedir:

- Kısa/uzun süreli güç veya yük desteği sağlayarak üretim ile tüketim arasında denge kurulmasını kolaylaştırmakta ve sistemde arz güvenliğini, esnekliği, güvenilirliği ve kararlılığı artırmaktadır.
- YEK'in kesintili, tahmin edilemeyen ve değişken üretimini dengeleyerek kapasite faktörünün artmasını ve sistemde güvenilir, verimli ve sürdürülebilir bir şekilde yaygınlaşmasını sağlamaktadır. Böylelikle fosil yakıtlara dayalı santrallerin daha az kullanımı mümkün hale gelmekte ve sistem dengeleme maliyetlerinin azaltılmasında katkı sağlamaktadır.
- Şebekede meydana gelen geçici olaylara ve arızalara karşı güvenliğin, kararlılığın ve dayanıklılığın artırılmasında önemli bir kaynaktır.
- Şebekede güç kalitesinin sürdürülmesinde ve iyileştirilmesinde destek vermektedir.
- Puant yükün azaltılmasını veya ötelenmesini sağladığından şebeke kısıtları hafifletilebilmekte, kısıtlarla ilgili maliyetler azaltılabilmekte, varlıkların yıllık bazda kullanım oranı artırılabilenmekte, varlıkların kullanım ömürleri uzatılabilmekte, santral ve şebeke altyapı yatırımları ertelenebilmekte ve hatta gereksiz yatırımlar önüne geçilebilmektedir. Ayrıca EA'ların depolama sistemleri de bu amaçla kullanılabilmektedir (IEA, 2011b).
- Tüketim noktalarına yakın yerlere tesis edilerek enerji kayıplarının azalmasını ve tüketicilerin enerjiye ulaşılabilirliğinin artmasını sağlamaktadır.
- Piyasa fiyatlarının düşük olduğu dönemlerde enerjinin depolanması, fiyatların yükseldiği dönemlerde ise depolanan enerjinin satılmasıyla piyasa fiyatlarındaki dalgalanma azaltılabilmektedir.

EDS, enerjinin depolanmasında kullanılan teknolojiye göre çeşitlilik göstermektedir. EDS teknolojileri hakkındaki açıklamalara aşağıda yer verilmektedir (IRENA, 2017, Turan&Yönetken, 2016, IEA, 2014, Uzunoğlu&Erdoğan, 2013, s.55-63):

1. Mekanik Sistemler: Elektrik enerjisinin, mekanik enerji (potansiyel veya kinetik) şeklinde depolandığı sistemlerdir.

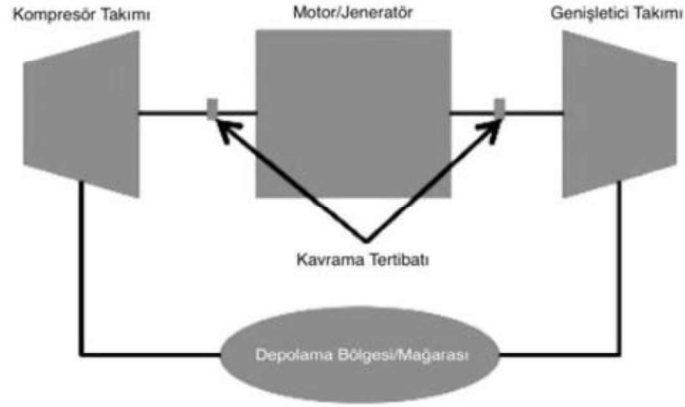
a. Pompaj Hidroelektrik Depolama (Pumped Hydro Storage-PHS): Puant dışı zamanlarda elektrik kullanılarak suyun aşağı seviyedeki rezervuardan yukarı seviyedeki rezervuara pompalandığı, puant zamanlarda enerji ihtiyacının karşılanması için klasik HES'teki gibi elektriğin üretildiği sistemlerdir. Yüksek güç kapasitesine sahip ve işletme maliyetlerinin düşük olmasına karşın, kurulabilmesi için geniş alana ihtiyaç duyulması, inşaat maliyetlerinin yüksek olması, düşük enerji yoğunluğuna sahip olması ve büyük su haznesinden dolayı çevresel sorunlara yol açması gibi dezavantajlara sahiptir. Verimi, %50-85 arasındadır. PHS'ye ilişkin şematik gösterim, Şekil 12'de yer almaktadır:



Şekil 12: Pompaj Hidroelektrik Depolama Sistemi (Turan&Yönetken, 2016)

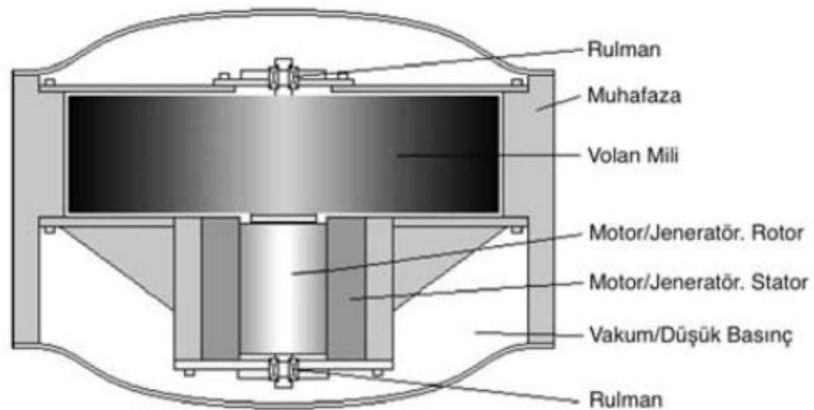
b. Sıkıştırılmış Hava Enerjisi Depolama (Compressed Air Energy Storage-CAES): Enerjiyi, yüksek basınca sahip sıkıştırılmış hava olarak yeraltı mağaraları gibi jeolojik katmanlarda saklayan, daha sonra sıkıştırılmış havadan gaz türbinleriyle elektrik üreten sistemlerdir. CAES sistemleri, pompalı depolama sistemlerine kıyasla daha yüksek güç ve enerji yoğunluğuna sahiptir. Düşük maliyetli, geniş ölçekte kullanılabilir ve teknolojik olgunluğunun yüksek olmasına karşın, coğrafi olarak kurulabilecek alanın sınırlı olması, volan ve bataryalara göre yavaş tepki

vermesi gibi dezavantajlara sahiptir. Verimi yaklaşık %27-70 aralığında olup verimi artırmak için hava kaçaklarını azaltacak teknolojilerin geliştirilmesi gerekmektedir. CAES'e ilişkin şematik gösterim Şekil 13'te yer almaktadır:



Şekil 13: Sıkıştırılmış Hava Enerjisi Depolama Sistemi (Turan&Yönetken, 2016)

c. **Volan (Flywheel):** Enerjinin, tek ekseninde dönen disk/silindire kinetik enerji olarak depolandığı sistemlerdir. Depolanan enerjiye bağlı olarak dönüş hızı artmaktadır. Hızlı tepki vermesi, yüksek güç sağlaması, verimli ve uzun ömürlü olmasına karşın kurulum maliyetlerinin yüksek, düşük enerji yoğunluğuna sahip ve boşdaki kayıplarının yüksek olması gibi dezavantajları bulunmaktadır. Bu nedenle uzun süreli depolama için uygun değildir. Verimi, %90-95 arasındadır. Volan enerji depolama sistemine ilişkin şematik görsel aşağıda yer almaktadır:



2. Elektriksel Sistemler: Enerjinin, elektrik/manyetik alan yoluyla depolandığı sistemlerdir.

a. Süper Kapasitörler: Elektrik, iki iletken plaka arasındaki geniş elektrostatik alanda depolanmakta olup sıradan kapasitörlere göre daha yüksek enerji kapasitesine sahiptir. Hızlı tepki vermesi, veriminin yüksek ve çevrim ömrünün uzun olması, sıcaklık şartlarından fazla etkilenmemesine karşın, bataryalara göre enerji yoğunlukları daha düşük ve maliyetleri daha yüksektir. Verimi, %90-95 arasındadır.

b. Süper İletken Manyetik Enerji Depolama (SMES): Enerjinin, içerisinde çok iyi soğutulmuş helyum gibi bir sıvı bulunan kazana batırılmış süper iletken manyetik bobin ile depolandığı sistemlerdir. Süperiletkenin direnci neredeyse sıfır olduğundan enerji kaybı olmaksızın uzun süre çalışabilmektedir. Verimli, yüksek güçlü, sağlam ve güvenilir olmasına karşın, soğutmaya ihtiyaç duyması, ısıya karşı duyarlı, enerji yoğunluğunun düşük ve yüksek maliyetli olması gibi dezavantajları bulunmaktadır. Verimi, %90-95 arasındadır.

3. Elektrokimyasal Sistemler: Elektrokimyasal hücreler arasındaki kimyasal tepkimeler yoluyla elektrik akışının sağlandığı sistemlerdir. Şebekede farklı ölçeklerde birçok alanda uygulaması bulunmaktadır.

a. Bataryalar (Kurşun asit, NiCd, NiMh, Li): Verimleri, %75-95 arasındadır. Kurşun asit bataryaların düşük maliyetli, diğer bataryalara göre daha az kendi kendine deşarj olması ve bakım ihtiyacının az olması gibi avantajlarına karşın çevrim ömrünün sınırlı, enerji yoğunluğunun daha düşük ve içerdiği maddelerin çevreye zararlı olması gibi dezavantajları bulunmaktadır. Gelişmiş kurşun asit bataryalar, klasik olana göre daha yüksek güç ve enerji yoğunluğuna sahiptir. Lityum-ion (Li-ion) bataryaların, diğer batarya çeşitlerine göre daha hafif, enerji ve güç yoğunluğunun, verimliliğinin ve teknolojik olgunluğunun daha yüksek olması, elektronik cihazlarda ve EA'larda uygulama alanı bulması gibi

nedenlerle ilerleyen yıllarda piyasada dominant hale geleceği öngörülmektedir. Li bataryaların dezavantajları; verimliliğinin zamanla azalması, şarj yoğunluğunun düşük olması, kendi kendine deşarj olabilmesi ve güvenlik problemleridir. Nikel bazlı bataryalar yapı olarak lityum bazlı bataryalara benzetmekle beraber nikelin kullanımı farklı şarj karakteristiklerine izin vermektedir.

b. Akış (Flow) Bataryalar (Redox, Hibrit): İki tane elektrot olarak membranla birbirinden ayrı tutulan sıvılar ve sıvı elektrolit kullanılarak elektron akışı sağlanmaktadır. Kendi kendine deşarj olma oranının düşük, güç ve enerji kapasitesinin ayarlanabilir, deşarj derinliğinin yüksek ve çevrim ömrünün uzun olması gibi avantajlarına karşın Li-ion bataryaya göre daha az verimli olması, kullanım için geniş alana ihtiyaç duyulması, yavaş tepki vermesi, asit kaçağı riskinin olması gibi dezavantajları bulunmaktadır. Verimleri, %65-85 arasındadır.

c. Yüksek Sıcaklık (NaS, NaNiCl₂): Sıvı aktif materyaller ve beta alüminyumdan yapılmış katı seramik elektrolit kullanılmaktadır. Aktif materyallerin sıvı fazda tutulabilmesi için yüksek sıcaklıklar gerektiğinden bu isim verilmiştir. Deşarj süresinin uzun olması, verimliliğinin yüksek olması gibi avantajlara sahip olmasına karşın yüksek sıcaklıklarda çalıştığından güvenlik problemlerine yol açabilmektedir. Verimleri, %75-85 arasındadır.

4. Kimyasal Sistemler: Enerjinin, kimyasal taşıyıcılar kullanılarak elektroliz vb. yollarla depolandığı sistemlerdir. Enerji yoğunluklarının yüksek ve geniş ölçekli uygulamalar için potansiyelinin olmasına karşın yüksek maliyetli, düşük verimli ve uzun vadede kendi kendine deşarj olması gibi dezavantajları bulunmaktadır.

a. Hidrojen: Elektrik enerjisi kullanılarak elektroliz yoluyla sudan hidrojen elde edilmekte olup hidrojen, yakıt hücresinde depolanarak daha sonra kullanılmak üzere saklanabilmektedir. Hidrojen yakılarak elektrik elde edilmekte olup yanma sonucunda su ortaya çıkmaktadır. Ancak

hidrojenin depolanması konusunda bazı problemler bulunmaktadır. Verimi, %30-50 arasındadır.

b. Metan: Enerji taşıyıcısı olarak metan kullanılmaktadır.

5. Termal Sistemler: Santrallerin atık ısısından yararlanılması ve ısıtma/soğutma sistemlerinde TTY'nin kullanılması gibi önemli uygulama alanları bulunmaktadır. Üç grupta incelenebilmektedir:

a. Duyulur (Sensible): Malzemenin, sıcaklığının değiştirilmesi esasına dayanmaktadır. Binalardaki su ısıtma sistemleri veya bina yapı malzemeleri örnek olarak verilebilmektedir.

b. Gizli (Latent): Malzemenin faz değişimine uğraması esasına dayanmaktadır. Eriyik tuzlar (Molten salts) örnek olarak verilebilmektedir. Bu yöntemde, oda sıcaklığında ve atmosfer basıncı altında katı olan tuzun, ısıtıldığında faz değiştirmesi ve daha sonra tuttuğu ısınn elektrik üretiminde kullanılması esasına dayanmaktadır. Verimi, %40-93 arasındadır.

c. Termokimyasal: Isı alan/açığa çıkaran ve tersinir kimyasal tepkimeler yoluyla gerçekleştirilebilmektedir. Örnek olarak silika jel, zeolit verilebilir.

EDS Uygulama Alanları

1. Büyük Ölçekli Enerji Hizmetleri (Bulk Energy Services)

a. (Arz Edilen) Enerjinin Zamanda Ötelenmesi (Electric (Grid-Supplied) Energy Time Shift): Toptan satış piyasalarında, elektrik fiyatlarının düşük olduğu zaman periyotlarında depolama tesisi şarj edilmekte ve fiyatların yüksek olduğu periyotlarda depolanan enerji deşarj

edilerek şebekeye geri verilmektedir. Fiyat farkına dayalı kazanç (arbitraj) olarak da tanımlanmaktadır.

b. Elektrik Arz Kapasitesi (Electric Supply Capacity): EDS ile depolanan enerjinin, ihtiyaç duyulan zamanda sisteme geri verilecek şekilde hazır tutularak yeni üretim kapasitesine duyulan ihtiyacın, üretim santrali ve yakıt maliyetlerinin azaltılmasına yönelik uygulamalardır.

2. Yan Hizmetler (Ancillary Services)

a. Yük Takibi (Load Following): Belirli bir bölgede, yükteki değişiklikleri karşılayacak şekilde güç çıkışını değiştirmektedir. Yüktteki artış ve azalışa hızlı bir şekilde cevap verebilmektedir.

b. Bölge ve Frekans Regülasyonu (Area and Frequency Regulation): Belirli bir kontrol bölgesinde arz ve talep arasındaki anlık farklılıkları dengeleyerek frekansın normal sınırlar içerisinde kalmasını sağlamaktadır.

c. Frekans Tepkisi (Frequency Response): Şebeke frekansının normal değerinden sapması durumunda çok hızlı tepki vererek frekansın normal sınırlar içerisinde kalmasını sağlamaktadır.

d. Elektrik Arzı Rezerv Kapasitesi (Electric Supply Reserve Capacity): Elektrik üretim kaynaklarının bir kısmının devre dışı kaldığı durumlarda yedek üretim kaynağı olarak kullanılmaktadır. Döner yedek (spinning reserve), ek rezerv (supplemental reserve), arz yedeği (backup supply) olarak üç tür uygulaması bulunmaktadır.

e. Gerilim Desteği (Voltage Support): Reaktif güç desteği vererek gerilimin normal sınırlar içerisinde kalmasını sağlamaktadır.

f. Sistemin Toparlanması (Black Start): Depolama tesisi, geniş ölçekli kesinti durumlarında elektrik santrallerinin ve şebekenin yeniden enerjilendirilmesinde kullanılabilmekte ayrıca oturan sistemin yeniden toparlanması için gereken referans frekansı sağlayabilmektedir.

3. Şebeke Altyapı Hizmetleri (Transmission Infrastructure Services)

a. İletim Desteği (Transmission Support): Gerilim düşmesi veya kararsızlığı gibi elektriksel düzensizlikleri ve kesintileri kompanze ederek iletim/dağıtım sistem performansını iyileştirmektedir.

b. İletim Kısıtlarının Giderilmesi (Transmission Congestion Relief): Depolama tesisi, iletim sisteminde stratejik konumlara yerleştirilerek sistemde kısıtlara yol açan yüksek tüketim dönemlerinde sisteme enerji verebilmekte böylelikle iletim kapasite gereksinimleri ve kısıtlarla ilgili maliyetler azaltılmaktadır.

c. İletim/Dağıtım Yenileme Yatırımlarının Ertelenmesi ve İkame Edilmesi (Transmission/ Distribution Upgrade Deferral and Substitution): Yıl boyunca kısa bir sürede gerçekleşen yüksek talebi karşılayacak kapasitede EDS tesis edilerek bu talebi karşılamak için yapılması gereken yeni iletim/dağıtım şebeke yatırımları ertelenebilmekte veya bu yatırımlardan kaçınılabilmektedir.

d. Trafo Merkezi Güç Temini (Substation On-site Power): Şebekede enerji olmadığında TM'lerdeki anahtarlama elemanları ve kontrol ve haberleşme ekipmanlarına güç sağlamaktadır.

4. Müşteri Enerji Yönetimi & Güç Kalitesi

a. Kullanım Zamanı Enerji Maliyet Yönetimi (Time-of-use Energy Cost Management): Son kullanıcılar tarafından perakende enerji fiyatlarının düşük olduğu zaman periyotlarında depolama tesisi şarj

edilmekte ve fiyatların yüksek olduğu periyotlarında depolanan enerji deşarj edilerek kullanılmakta olup böylelikle enerji tüketimi zamanda ötelenmektedir. Bu uygulamada, kullanılan enerji maliyetlerinin düşürülmesi hedeflenmektedir.

b. Talep Fiyat Yönetimi (Demand Charge Management): Bu uygulama, çift terimli tarife (faturası sözleşme gücüne ek olarak tüketilen enerji için hesaplanan) uygulanan ticarethane kullanıcıları için uygundur. Son kullanıcının puant talebini, depolama tesisinde tutulan enerjiden karşılaması suretiyle puant dönemdeki talebin düşürülmesi ve böylelikle elektrik faturalarının azaltılmasına yönelik uygulamalardır.

c. Güvenilirlik: Birkaç saniyeden uzun süren güç kesintilerinde, arızanın giderilerek normal işletme koşullarına geri dönünceye kadar sistemin kararlılığını kaybetmeden enerji sağlayabilmektedir. Ayrıca normal şartlarda şebekeden beslenen bir bölgede enerji kesintisinin olması halinde ada çalışma moduna geçiş yapılarak EDS'den yerel yüklerin kesintisiz olarak enerjilendirilmesi mümkündür.

d. Güç Kalitesi: Frekans değişiklikleri, kısa süreli ve ani gerilim değişiklikleri, güç faktörünün değişmesi, harmonikler, flikır vb. kalite olaylarının etkilerinden yerel yükleri korumaktadır.

5. YEK Entegrasyonu

a. YEK Üretimini Zamanda Öteleme (Renewables Energy Time Shift): EDS, enerji talebinin düşük olduğu zaman periyotlarında YEK'in ürettiği enerjiyi depolayarak talebin yüksek olduğu periyotlarda sisteme geri vermekte böylelikle YEK'in enerji üretimi ile talep arasındaki zamansal uyumsuzluğu gidermektedir.

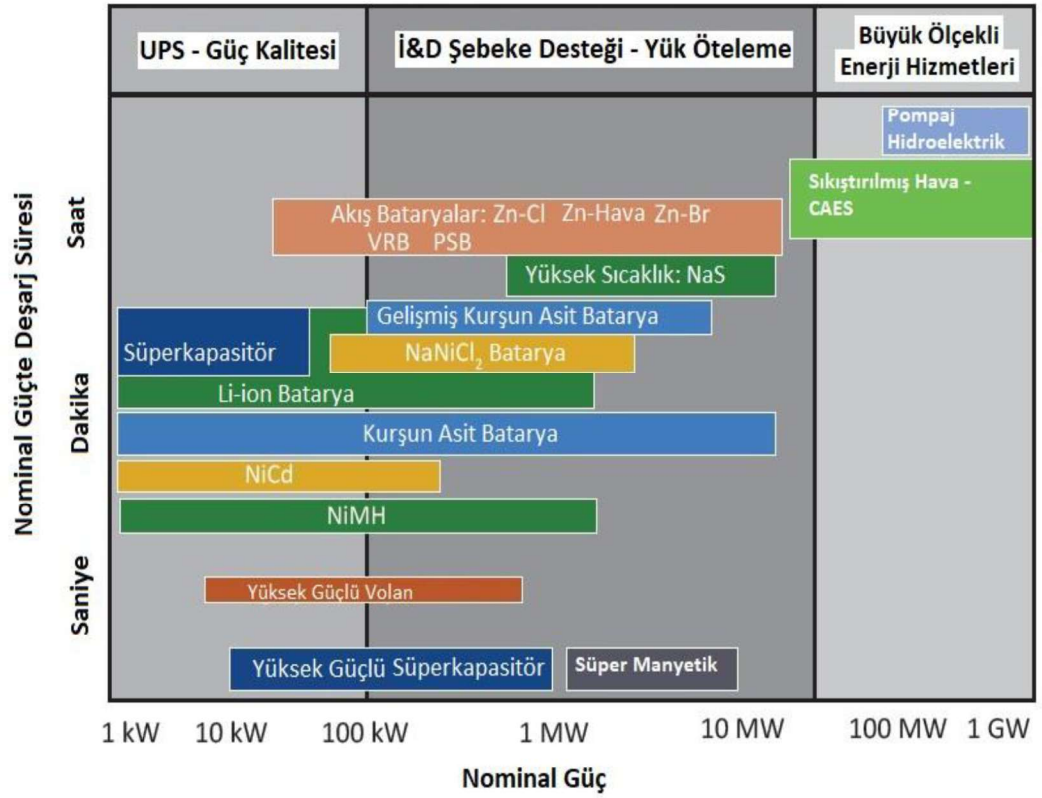
b. YEK Kapasite Güçlendirme (Renewables Capacity Firming):

YEK'in hızlı değişebilen (ramping) üretim profiliyle uyumlu şekilde enerji çıkışını değiştirerek sabit enerji arzını temin etmektedir.

c. YEK'in Şebeke Entegrasyonu (Renewables Grid Integration):

YEK'in çıkış gerilimindeki dalgalanmaları ve değişkenliği azaltarak, güç kalitesini iyileştirerek, üretimin öngörülemeyen şekilde azalmasına/kesilmesine karşılık yedek güç sağlayarak ve ters güç akışı problemlerini azaltarak YEK'in şebekeye entegrasyonunu desteklemektedir (ESA,2018, Borlase, 2017, s. 88-91, TAŞ 2023, 2018a).

Depolama teknolojilerinin karakteristikleri farklılık gösterdiğinden, kullanım yeri ve amacına uygun olarak kullanılacak teknolojinin seçilmesi önem taşımaktadır. Teknoloji seçiminde göz önünde bulundurulacak karakteristikler; güç, enerji, çevrim verimi (round-trip efficiency), çevrim ömrü (cycle life), deşarj derinliği (depth of discharge), tepki süresi (response time) ve maliyettir (DOE, 2015). Depolama teknolojilerinin, performans karakteristikleri ile genel uygulama alanları Şekil 15'te gösterilmektedir.



Şekil 15: Depolama Sistemlerinin Performans Karakteristikleri ve Uygulama Alanları (DOE, 2015)

1.5.2.3. Elektrikli Araçlar (EA'lar, Electric Vehicles - EV)

Tez içerisinde daha önce de yer verildiği üzere fosil yakıtların hızla tükeniyor olması ve ulaşım araçlarının çevre kirliliğinin üzerinde büyük etkisinin olması nedeniyle ulaşımında alternatif kaynakların kullanılmasıyla ilgili çalışmalar hızlanmıştır. Elektrik de bu çalışmalar içerisinde yer alan kaynaklar arasındadır. Her ne kadar ulaşımında elektriğin kullanımının uzun bir geçmişi olsa da akıllı şebeke teknolojilerinin etkisiyle elektrik şebekesinde görülen gelişmeler, dağıtık durumdaki ve nispeten küçük boyutlu EA'ların, akıllı şebekelerin aktif katılımcısı olması yönünde gerekli ortamı sağlamaktadır. EA'ların, akıllı şebeke konsepti içerisinde yük ve enerji depolama birimi olarak yer almasının yanı sıra ilgili teknolojilerin yardımıyla üretim kaynağı olarak hareket etmesi de mümkündür (Uzunoğlu&Erdoğan, 2013).

EA teknolojileri kapsamında hibrit elektrikli, şarj edilebilen hibrit elektrikli ve tam elektrikli olarak üç tür teknolojinin varlığından bahsetmek mümkündür (Borlase, 2017).

1. Hibrit Elektrikli Araç (HEA) (Hybrid Electric Vehicle-HEV):

HEA'larda klasik içten yanmalı bir motor ve bir elektrik motorunun bir kombinasyonu kullanılmakta olup verimin artırılması ve karbon salınımının azaltılması için birçok farklı teknolojiyi de barındırmaktadır. İçten yanmalı motor, ürettiği elektrik sayesinde elektrik motorunun çalışmasını sağlayan batarya grubunu şarj etmekte veya elektrik motorunun kendisini çalıştırmaktadır. Aracın çalışması esnasında genellikle elektrik motoru kullanılırken ayrıca yüksek devirlerde gerekli tahrik gücünü sağlamak için içten yanmalı motor da devreye alınabilmektedir. HEA'larda kullanılan batarya grubu şebekeden şarj edilmediğinden, bu tür EA'ların elektrik şebekesine de bir etkisi bulunmamaktadır (Borlase, 2017).

2. Şarj Edilebilir Hibrit Elektrikli Araç (ŞEHEA) (Plug-In Hybrid Electric Vehicle-PHEV):

Adından da anlaşılacağı üzere ŞEHEA'ların batarya grubunun şebekeden şarj olma özelliği bulunduğu HEA'lara göre nispeten daha büyük batarya grubuna sahiptir. HEA'larda olduğu gibi içten yanmalı bir motor ile bir elektrik motoruna sahiptir. Klasik benzinli araçlar veya HEA'lara kıyasla petrol ürünleri tüketiminin azaltılması, enerji üretim kaynağının türüne bağlı olarak sera gazı gibi kirlenici madde salınım oranının düşürülmesi, yakıt maliyetlerinin azaltılması ve yaşam döngüsü maliyetlerinin daha az olması ŞEHEA'nın potansiyel faydaları arasındadır. ŞEHEA'ların iki temel kombinasyonu mevcuttur (Borlase, 2017):

a. Seri Hibrit (Series PHEV) veya Menzili Uzatılmış Elektrikli Araç (Extended Range Electric Vehicles-EREV):

Elektrik motoru ile güç aktarım ekipmanları, tekerleklerle itici güç sağlarken içten yanmalı motor ise sadece elektrik üretmek için kullanılmaktadır.

b. Paralel veya Karışık/Seri-Paralel PHEV (Parallel or Blended PHEV):

Her iki motor da mekanik olarak tekerleklerle bağlantılı olup ikisi birlikte çoğu sürüş koşulları için itici gücü sağlamaktadır. Sadece elektrikle çalışma durumu genelde düşük hızlarda gerçekleşmektedir.

ŞEHEA'ların BEA'lara göre üstün özellikleri; daha uzun menzile sahip ve

yeniden şarj olma süresinin daha kısa olmasıdır.

3. Tümü Bataryalı Elektrikli Araç (BEA) (Battery Electric Vehicle-BEV): BEA içerisinde tekrar şarj edilebilen batarya grupları ile elektrik motoru/motorları (DC veya AC) kullanılmaktadır. İçten yanmalı motor bulunmadığından BEA sadece şebeke enerjisiyle çalışmaktadır. Bu nedenle, özellikle BEA'ların kullanımındaki artışla beraber güç sistemi üzerindeki etkilerinin kontrol altında tutulması gerekmektedir.

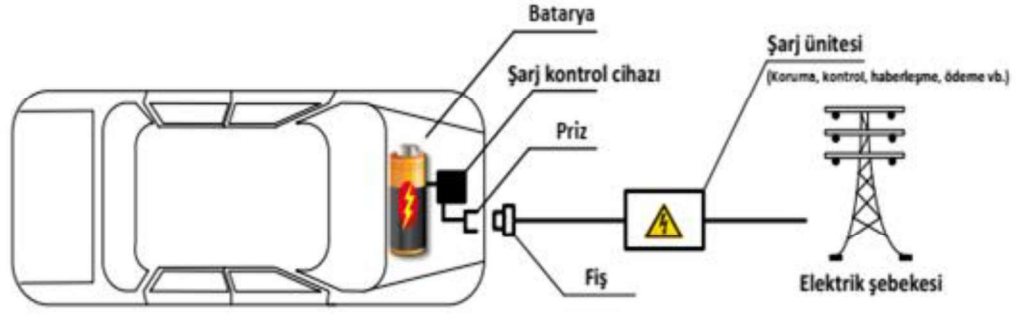
BEA bataryalarının güç/ağırlık oranı, enerji/ağırlık oranı, maliyet ve enerji yoğunluğu gibi teknik gereksinimleri diğer enerji depolama uygulamalarından farklıdır. Mevcut durumda çeşitli Li-ion teknolojilerinin bu gereksinimleri karşıladığı gösterilmiş olup BEA uygulamalarında tercih edilebilecek tek bir Li-ion teknolojisi henüz ortaya çıkmamıştır (Borlase, 2017).

Elektrik şebekesi ve akıllı şebekeler yönünden bakıldığında, ŞEHEA ve BEA türü EA'lar dikkate alınmaktadır. Bu doğrultuda, EA'lar ile şebeke arasında iki şekilde güç etkileşimi gerçekleşebilmektedir (Yağcıtekin, 2014):

1. Şebekeden Araca Doğru (Grid to Vehicle-G2V) Enerji Akışı: Şebekeden bağlantı aparatı (konnektör, fiş, soket) yoluyla çekilen enerji, EA'nın bataryasının şarj edilmesini sağlamaktadır.

2. Araçtan Şebekeye Doğru (Vehicle to Grid-V2G) Enerji Akışı: EA'nın bataryasında depolanan enerjinin şebekeye verilmesine imkan veren ilave özelliktir. V2G özelliği, şebekede çift yönlü güç akışı oluşturmalarının yanı sıra EA'ların, gerektiğinde dağıtık enerji ve güç kaynağı olarak şebekede kullanımına da imkan vermektedir.

EA'ların belirli zamanlarda şarj edilmesi gerekmekte olup ayrıca klasik araçlara göre menzilin daha kısa ve şarj süresinin uzun olması nedeniyle yaygın bir şarj altyapının kurulmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Şarj işleminin gerçekleşebilmesi için sistemde bulunan şarj bileşenleri Şekil 16'da yer almaktadır.



Şekil 16: EA Şarj Bileşenleri (Yağcıtekin, 2014)

Şekilden de görülebileceği üzere, EA şarj bileşenleri; şarj kontrol ünitesi, konnektör, priz, şarj kontrol cihazı ve bataryadır. Şarj ünitesi, EA ile şarj noktası arasında şarj işleminin gerçekleşmesi, koruma, kontrol ve bilgi alışverişini sağlamaktadır. Şebekeden çekilen enerji, şarj ünitesinden geçerek şarj kontrol ünitesine iletilmektedir. Şarj kontrol ünitesine gelen AC gerilim DC'ye dönüştürülerek bataryada depolanmaktadır. Şebeke ile EA arasındaki enerji akışının güvenilir ve sağlıklı bir şekilde yapılabilmesi için şarj modları, elektriksel bağlantılar ve güvenlik konularında uluslararası standartlar mevcuttur (Yağcıtekin, 2014).

Elektrikli Araçların Şebeke Üzerindeki Etkileri

EA'ların, aynı anda ve/veya puant saatlerde şarj edilmesi halinde ciddi seviyede bölgesel yük artışına dolayısıyla da dağıtım sisteminde trafoların aşırı yüklenmesine ve AG fiderlerde sıkışıklığa yol açabilecektir. Artan talebin karşılanması amacıyla daha fazla santral devreye gireceğinden elektrik üretim maliyetlerinin yükselmesi de söz konusu olabilecektir. Tüm bunlarla birlikte üretim, iletim ve dağıtım sistemlerine maliyetli yatırımların yapılmasına gerek duyulabilecektir. EA'ların kullanımındaki artışla beraber şebekede gerilim dalgalanmaları, frekans/faz dengesizliği, harmonik etkiler ve enerji kayıplarında artış gibi problemlerin görülebileceği belirtilmiştir (Yağcıtekin, 2014). EA'lardan kaynaklanan yük artışının, düşük maliyetlerle ve olumsuz etkilerini en aza indirecek şekilde yönetilmesi amacıyla yükün puant dışı saatlere ötelenmesine imkan veren talep tepkisi uygulamalarına katılımının fayda sağlayacağı düşünülmektedir (Borlase, 2017). Başka çalışmalarda ise dağıtım şirketlerinin kontrolünde aktif şebeke/akıllı şarj yönetimi stratejileriyle EA'ların şarj edilmesi gerektiği, aksi halde EA'ların yol açtığı yerel talep artışını karşılayabilmek için

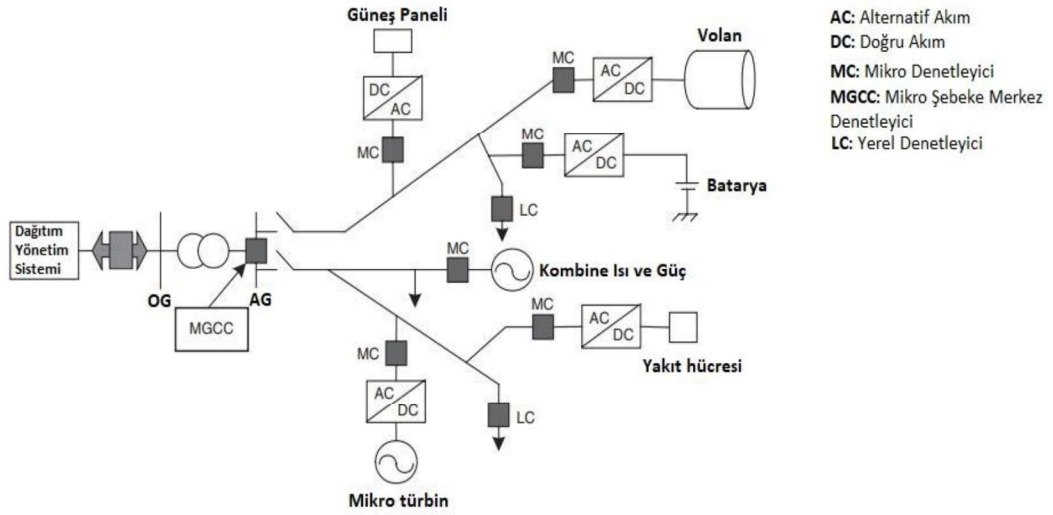
dağıtım şirketlerinin AG ve OG şebekede büyük miktarda yatırım yapmak zorunda kalacakları belirtilmiştir (Ruester vd., 2014, Yağcıtekin, 2014). Bir diğer öneri ise kullanım zamanına göre değişen tarifelerin uygulanarak dolaylı yoldan puant dışı zamanlarda şarj işleminin gerçekleştirilmesinin teşvik edilmesidir. Ayrıca EA'ların özellikle V2G modunda çalışarak şebekeye destek vermesine yönelik çalışmalar ve pilot projeler de yürütülmektedir (Borlase, 2017).

EA'ların maliyetlerinin yüksekliği nedeniyle araç sahiplerinin üstlendiği yükü bir nebze hafifletilmesi adına şebekeye destek vermesi karşılığında gelir elde edilmesine yönelik çalışmalar da mevcuttur. Bu doğrultuda EA'ların verebileceği olası hizmetler arasında esnek tüketim veya üretim kaynağı, sistem frekansının düzenlenmesi, acil rezerv veya reaktif güç desteği sayılabilmektedir (Hadjisaïd & Sabonnadière, 2013, s.246-250).

1.5.2.4. Mikro Şebekeler ve Sanal Güç Santrali (Virtual Power Plant - VPP)

Mikro şebekeler; bir grup birbiriyle bağlantılı DEK ve yüklerden oluşan küçük ölçekli elektrik şebekesidir. Mikro şebekeler, OG/AG gerilim seviyelerinde tek noktadan mevcut şebekeye entegre olabilmekte veya şebekeden bağımsız (ada modu) şekilde çalışabilmektedir. Mikro şebekeler; yerel üretimle şebekeden uzak bölgelere enerji arzının sağlanması, YEK'in olası negatif etkileri azaltılarak daha fazla tesisin devreye alınması, iletim kısıtlarının hafifletilmesi, iletim ve hatta dağıtım kayıplarının azaltılması, arızaların kolaylıkla tespit edilerek hizmet kalitesinin iyileştirilmesi, ana şebekede herhangi bir arıza gerçekleştiğinde mikro şebekenin izole edilerek yerel yüklerin arızalardan etkilenmemesi, talep yönetiminin desteklenerek enerjinin verimli kullanılması ve şebekenin dayanıklılığının artırılması gibi faydaları bulunmaktadır. Hatta mikro şebekelerin, oturan sistemin yeniden toparlanması ve yan hizmetlerde destek vermesi dahi mümkün olabilmektedir. Bu nedenlerle akıllı şebekeler açısından bakılırsa gelecekte çok sayıda mikro şebekenin yer aldığı ve koordineli olarak kontrol edildiği bir şebeke yapısı öngörülebilir. Mikro şebekelerin kullanım alanlarına örnek olarak askeri birlikler, kışlalar, hastaneler, kampüsler ve kırsal alanlar verilebilmektedir. (ASELSAN, 2018, IEA, 2017, MIT, 2016, s.282, IEC, 2012).

Temel mikro şebeke yapısı Şekil 17'de gösterilmektedir.



Şekil 17: Mikro Şebeke Yapısı (Ekanayake vd., 2012, s.168)

Mikro şebekeler, OG/AG TM'lere tesis edilen mikro şebeke merkez denetleyicisi (Microgrid Central Controller-MGCC) üzerinden kontrollü olarak dağıtım sistemine bağlanmaktadır.

Sanal güç santralleri (VPP), birden çok DEK'in toplu olarak tek bir merkezden yönetilmesine imkan veren bir sistemdir. Böylelikle farklı karakteristiklere sahip küçük ölçekli esneklik kaynakları, enerji satışı veya güç sistemine destek vermek amacıyla tek bir santral gibi hareket edebilmekte ve piyasalara katılabilmektedir. Ayrıca YEK'in kesintili, değişken ve tahmin edilemeyen özellikteki üretim profili, sistemdeki uygun kaynaklarla dengelenerek dezavantajlarının üstesinden gelinebilmektedir. VPP'nin kullanım alanları olarak arz-talep dengesinin sağlanması, puant yükün azaltılması, talebin zamanda ötelenmesi ve şebeke yükünün hafifletilmesi sayılabilmektedir. VPP'nin klasik üretim santrallerine göre üstünlükleri; kontrol ve haberleşme teknolojilerinin yeteneklerine bağlı olarak tepki süresinin daha kısa olması, yatırım ve işletme maliyetlerinin daha az olması, kurulumunun daha hızlı ve kolay olması, farklı bölgelerde yer alan kaynaklardan oluştuğundan yerel koşullardan daha az etkilenmesi, geçici hal koşullarında şebekenin kararlılığını korumasıdır (TAŞ 2023, 2018e). VPP'nin sayılan bu üstün özellikleriyle, gelecekte daha fazla yaygınlaşacağı söylenebilmektedir.

Sanal güç santralleri (VPP), mikro şebekeler ile benzer bir tanım içerse de aralarında birtakım farklılıklar bulunmaktadır. Bunlardan en bariz olanı, mikro şebekelerde üretim kaynaklarının tüketim birimlerine yakın olması hedeflendiğinden

kapsadığı alan daha sınırlı olup VPP, çeşitli konumlarda yer alan çeşitli kaynakların yönetilmesine imkan vermektedir.

VPP'nin iki şekilde uygulanması mümkündür(CG-SEG, 2017):

Ticari VPP (Commercial VPP-CVPP): Birincil amacı, portföy içerisindeki DEK'in, ekonomik karının artırılmasıdır.

Teknik VPP (Technical VPP-TVPP): Birincil amacı, dağıtım şebekesinin optimizasyonuna destek sağlamaktır.

Çok sayıda DEK'in gerçek zamanlı kontrolü için akıllı şebeke altyapılarının kurulmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Talep tepkisi uygulamalarında hizmet sağlayıcısı olarak bilinen toplayıcı, VPP uygulamalarına geçiş yapıldığında çok sayıda küçük ölçekli esneklik kaynağını toplamak ve kaynakları ortak hedefe doğru koordine etmek suretiyle çok sayıda küçük üretici/tüketici ile piyasalar/şebeke işletmecileri arasında arayüz görevi üstlenebilecektir. Bu amaca yönelik yerel enerji ortaklığı (community energy), uçtan uca enerji ticareti (peer-to-peer trading) ve sanal piyasa konseptleri halihazırda Fransa, Danimarka, ABD, Kore ve Japonya'da çeşitli ölçeklerdeki pilot projelerle test edilmektedir (IEA, 2017).

1.5.3. Akıllı Sayaç Altyapıları ve Müşteriler

1.5.3.1. Akıllı Sayaçlar (Smart Meter) ve Gelişmiş Sayaç Altyapısı (Advanced Metering Infrastructure-AMI)

Dağıtım sistemine BIT sistemlerinin dahil olmasıyla beraber değişiklik görülen alanlardan birisi de ölçüm altyapıları olmuştur. Sanıldığı gibi akıllı şebekeler kavramı akıllı sayaçlardan ibaret olmasa da son kullanıcılarla etkileşim kurulmasını sağlaması ve şebekeye ilişkin detaylı bilgi kaynağı olması nedeniyle akıllı şebekelerin yaygınlaştırılmasında kritik aşamalardan birisidir.

Akıllı sayaç sistemlerinin geldiği son nokta olarak gösterilen Gelişmiş Sayaç Altyapısı (AMI); son kullanıcı noktasındaki akıllı sayaçları, sayaç veri yönetim sistemini ve bu iki ucu farklı altyapı hiyerarşilerinde birleştiren haberleşme sisteminin yanı sıra sayaçlardan toplanan verinin dağıtım şirketlerinin uygulama platformları ve arayüzlerine entegrasyonunu sağlayan araçları (head-end) kapsayan altyapı olarak tanımlanmaktadır (NETL, 2008). AMI'nin, Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinden (OSOS) bazı farklılıkları bulunmaktadır. OSOS'ta haberleşme tek yönlü olup ölçüm verisi sayaçlardan merkez sisteme doğru iletilmektedir. AMI'de ise çift yönlü veri alışverişi söz konusu olup ölçüm verilerinin iletilmesinin yanı sıra merkezden sayaçlara doğru gelişmiş kesme-açma, yük kontrolü gibi işlemler için komutların veya kullanıcı için fiyat bilgisinin gönderilmesi mümkündür (Mohassel vd., 2014).

Gelişmiş sayaç sistemlerinin faydaları aşağıda açıklanmaktadır:

- Sayaç okuma ve açma/kesme gibi işlemler uzaktan yürütülebildiğinden manuel sayaç operasyonları için tahsis edilen personel/araç gibi kaynaklardan ve giderlerden tasarruf sağlanabilmektedir.
- Sayaç okumalarında sıklığın ve doğruluğun artması sonucunda faturalama süreçlerinin iyileştirilmesi mümkün olup böylelikle kullanıcı şikayetlerinde azalma sağlanabilmektedir.
- Sayaçların kurcalanması ve kaçak elektrik kullanımı durumlarının tespit edilmesi kolaylaştığından teknik olmayan kayıplar azaltılabilmektedir.
- Şebekede yük durumu ve güç kalitesi gibi parametrelerin anlık olarak izlenebilmesi, dağıtım şirketlerinin, şebekenin durumu hakkında gerçek zamanlı ve ayrıntılı bilgi sahibi olmasını sağlamaktadır. Bu sayede, şebeke varlıklarının kullanım oranlarının ve sağlıklı ömürlerinin uzatılması, güç kalitesinin iyileştirilmesi, teknik kayıpların azaltılması ve olası arızaların öngörülmesi mümkündür. Sayaçların uzaktan kontrol edilebilmesiyle yük kontrolü/sınırlaması kolaylaşmaktadır. Sonuç olarak gerçek zamanlı ve ayrıntılı durum bilgisi ve artan kontrol yetenekleri gerek gerçek zamanlı şebeke işletim

gerekse de uzun vadede şebeke planlama ve bakım süreçlerinin optimizasyonu ve verimliliğine katkıda bulunmaktadır.

- AMI'nin, kesinti yönetim sistemi ve CBS ile entegrasyonu sonucunda dağıtım şirketleri kesinti ve yeniden enerjilendirme olaylarına ilişkin sayaç düzeyinde ve anında bilgi alabildiğinden arızaların giderilmesi ve yeniden enerjilendirme süreçleri iyileşmekte, böylelikle şebekenin güvenilirliği artmaktadır.
- Tüketicilerin, tüketim bilgisinin yanı sıra dinamik fiyat sinyallerini zamanında alabilmesi, enerjiyi ne zaman ve nasıl tüketeceği konusunda karar verebilmesi açısından önem taşımaktadır. Ayrıca tüketicinin gerçek zamanlı kullanım verisine erişebilmesinin, toplam tüketimi ortalama olarak %8,7 azalttığı tespit edilmiştir. Bu sayede talep tarafı yönetimi programları hayata geçirilebilmektedir.
- Detaylı ve gerçek zamanlı enerji veriş/çekiş verisinin görüntülenmesiyle yerel tarifelerin uygulanması mümkün hale gelmektedir.
- DÜK ve EA'lar, şebekeye olumsuz etkileri en aza indirilecek şekilde uzaktan yönetilebildiğinden daha uygun maliyetlerle şebekeye entegre edilebilmektedir (Borlase, 2016, TAŞ 2023, 2018a).

Sayılan avantajlarına karşın AMI'nin; ölçüm verilerinde gizliliğin azalması ve siber güvenlik riskleri gibi potansiyel dezavantajları bulunmaktadır.

Gelişmiş sayaç sistemleri; üç temel bileşenden oluşmaktadır (Borlase, 2016, Mohassel vd., 2014):

1. Akıllı Sayaç
2. Haberleşme Altyapısı
3. Sayaç Veri Yönetim Sistemi (Meter Data Management Systems-MDMS)

Akıllı Sayaç

Akıllı sayaçlar, gelişmiş sayaç altyapısının en önemli bileşenidir. Enerji üretiminin/tüketiminin yanı sıra klasik sayaçlara göre daha fazla veriyi belirli zaman aralıklarında ölçebilen (gerilim, akım, frekans, faz açısı, aktif/reaktif güç vb.), hafızasında saklayabilen ve haberleşme portu üzerinden veri alışverişi yapabilen cihazlardır (Uzunoglu&Erdoğan, 2013, s.115-116). Akıllı sayaçların, klasik sayaçlara göre önemli bir diğer avantajı ise uzaktan yönetilebilmesi/kontrol edilebilmesidir.

Avrupa Komisyonu tarafından 2012 yılında yayımlanan 2012/148/EU sayılı tavsiye kararıyla; akıllı sayaç sistemlerinin yaygınlaştırılmasına yönelik projelerde dikkate alınmak üzere akıllı sayaçların sahip olması gereken temel işlevler ve fayda maliyet analizi (FMA) çalışması için genel yöntemler tanımlanmıştır. Söz konusu karar ile beş başlık altında tanımlanan 10 temel işlev aşağıda verilmektedir (EC, 2012):

Tüketici:

- Okuma değerlerinin kullanıcıya ve üçüncü taraflara doğrudan sağlanması
- Tüketiciler için enerji tasarrufuna imkan verecek okuma aralığının desteklenmesi

Sayaç Operatörü:

- Uzaktan okumanın desteklenmesi
- Kontrol ve bakıma imkan sağlayacak iki yönlü veri haberleşmesinin desteklenmesi
- Şebeke planlaması için yeterli zaman aralığında okumanın desteklenmesi

Ticari Faaliyetler:

- Gelişmiş tarife sistemlerinin desteklenmesi
- Uzaktan açma/kapama, akım ve güç sınırlama işlevlerinin desteklenmesi

Veri Güvenliği:

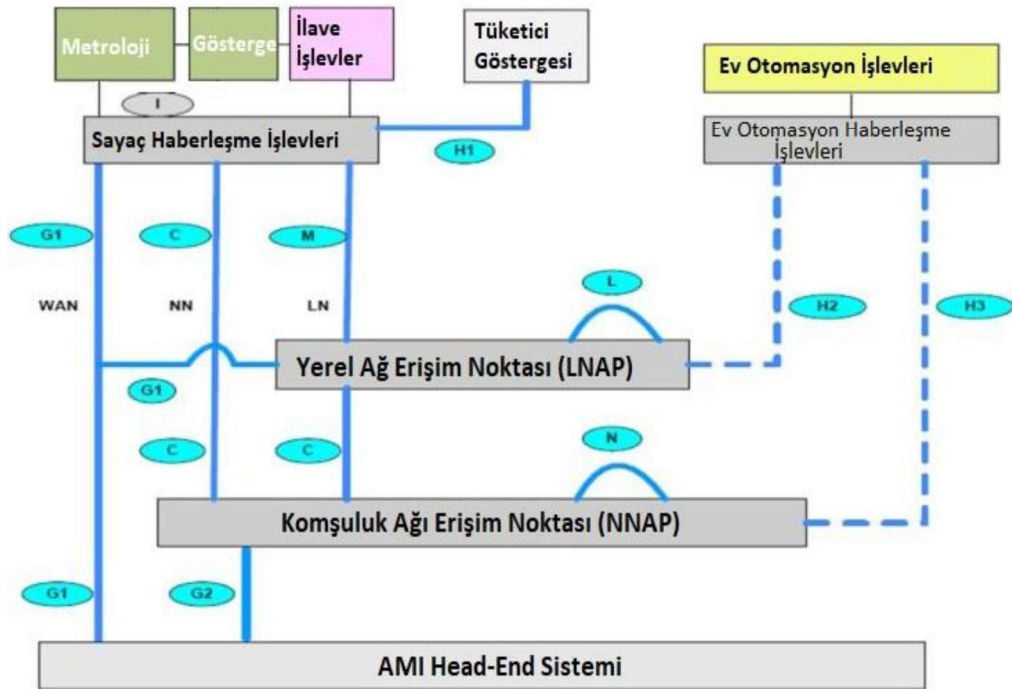
- Güvenli veri haberleşmesinin sağlanması
- Kaçak kullanım tespit ve önleme işlevlerinin desteklenmesi

Dağıtık Üretim:

- Aktif ve reaktif güç veriş/çekiş ölçümlerinin desteklenmesi

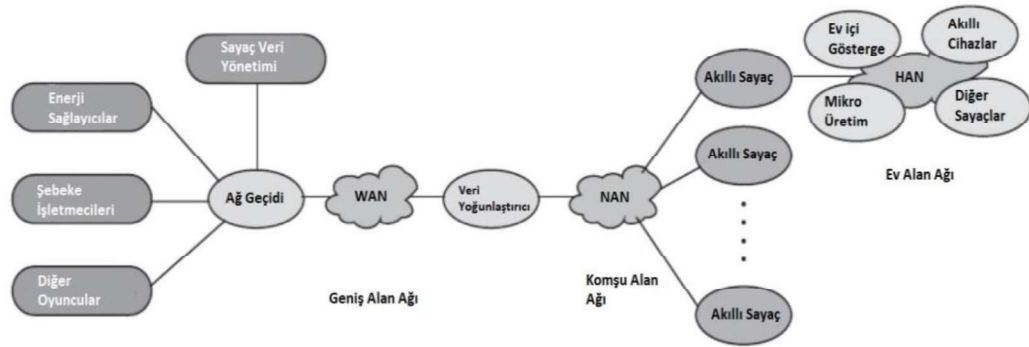
Akıllı Sayaç Haberleşme Altyapısı

Akıllı sayaçlar için kullanılacak haberleşme altyapısı, iki yönlü haberleşmeyi desteklemesinin yanında son kullanıcıların ve akıllı sayaçların sayısı göz önüne alındığında ortaya çıkan verinin boyutu ve gizliliği nedeniyle akıllı sayaç altyapıları içerisinde önemli yere sahiptir. Şekil 18’de CEN/CENELEC/ETSI kuruluşlarının oluşturduğu Akıllı Sayaçlar Koordinasyon Grubu (Smart Meters Coordination Group, SM-CG) tarafından akıllı sayaç sistemleri için belirlenen işlevsel referans haberleşme mimarisine yer verilmektedir.



Şekil 18: Akıllı Sayaç Haberleşme Mimarisi (CEN&CENELEC&ETSI, 2012b)

Yukarıdaki model referans olmakla beraber tasarım ve uygulamada farklı çözümler uygulanabilmektedir. Örneğin; Yerel Ağ (Local Network) Ev Alan Ağına (Home Area Network-HAN), Yerel Ağ Erişim Cihazı (Local Network Access Point-LNAP) akıllı sayaçların üzerindeki haberleşme modemine, Komşuluk Ağı Erişim Cihazı (Neighborhood Network Access Point-NNAP) ise OG/AG trafolarında yer alan veri yoğunlaştırıcılara (data concentrator) karşılık gelmektedir (Ekanayake vd., 2012, s.96). Akıllı sayaç haberleşme altyapısının uygulamadaki genel hiyerarşisi Şekil 19’da gösterilmektedir.



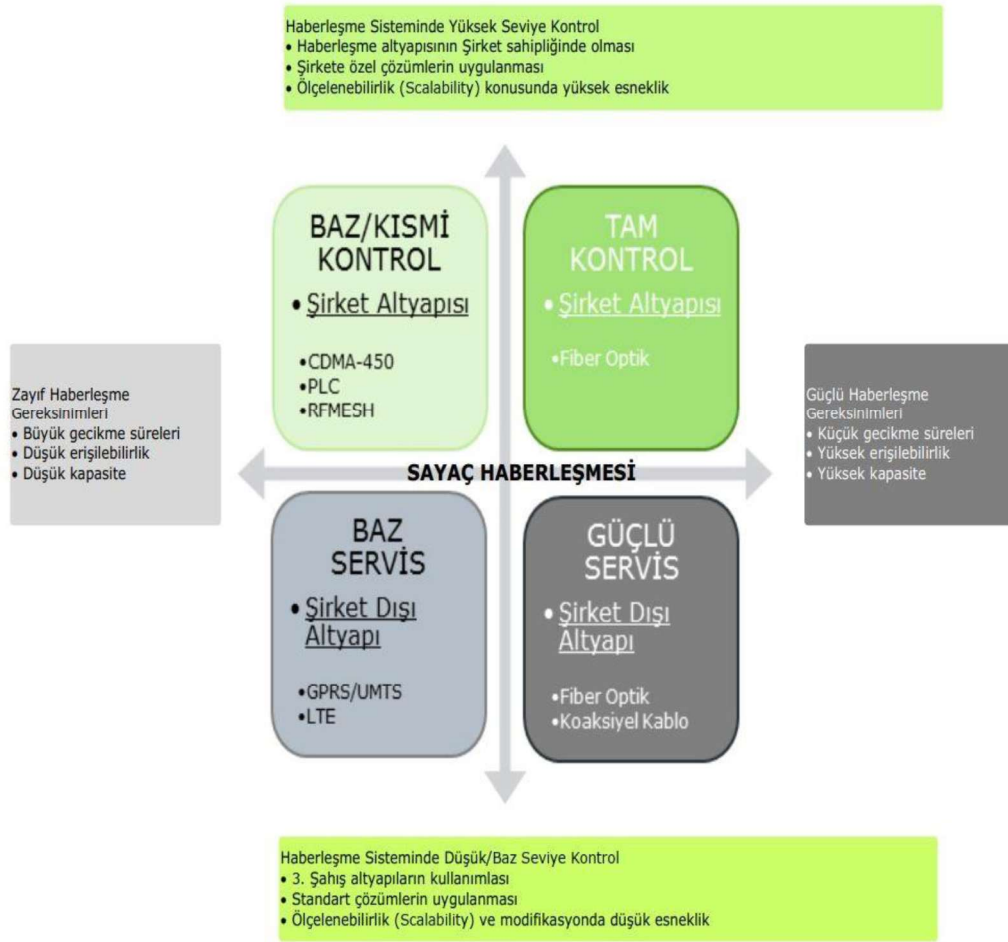
Şekil 19: Akıllı Sayaç Haberleşme Hiyerarşisi (Ekanayake vd., 2012, s.96)

Şekilden görülebileceği üzere, akıllı sayaçların haberleşme altyapısı, coğrafi olarak kapsadığı alana göre üç temel alt ağdan oluşmaktadır (Emmanuel& Rayudu, 2016, Kuzlu vd., 2014, Mohassel vd., 2014, Ekanayake vd., 2012, s.96-98). Bu konudaki daha ayrıntılı açıklamalara ‘Haberleşme Altyapıları’ başlığı altında yer verilecektir.

- **Ev Alan Ağı (Home Area Network-HAN):** Bina alan ağı (BAN) veya endüstriyel alan ağı (IAN) olarak da adlandırılabilir. Akıllı sayaçların, ev içi elektrikli cihazların, bina ölçeğinde üretim-tüketim ekipmanlarının (dağıtık üretim, EA'lar, depolama tesisleri) ve ev içi gösterge cihazlarının (in-home display) birbiriyle bağlantısını sağlamaktadır. HAN/BAN/IAN'lar, erişim noktası (akıllı sayaçlar) üzerinden NAN/FAN'lara bağlanmaktadır. En temel kullanım amacı, son kullanıcıların üretim-tüketim miktarı ve fiyatlar hakkında bilgilendirilmesidir. Wi-Fi, ZigBee, Z-wave, Home Plug, PLC, Ethernet gibi teknolojiler kullanılabilmektedir.

- **Komşu Alan Ağı (Neighborhood Area Network-NAN, Neighborhood Network-NN):** Birden çok HAN'ın, TM'lere tesis edilen veri yoğunlaştırıcılar (veya veri toplayıcılar) üzerinden geniş alan ağına bağlanmasını sağlamaktadır. PLC, DSL, Koaksiyel Kablo, Wi-Fi, RF Mesh gibi teknolojiler kullanılabilmektedir.
- **Geniş Alan Ağı (Wide Area Network-WAN):** Geniş coğrafik alanlarda dağınık halde bulunan NAN/NN'ların, şirketin head-end sistemine bağlantısını sağlamaktadır. GSM/GPRS, WiMAX, PLC, 3G/LTE (Long Term Evolution), fiber optik gibi teknolojiler kullanılabilmektedir.

Bütün AMI uygulama senaryolarının gereksinimlerini sağlayabilen tek bir haberleşme teknolojisi bulunmamaktadır (Ancillotti vd., 2013). Bu açıdan akıllı sayaçların başarılı bir şekilde yaygınlaştırılması açısından seçilecek teknolojinin/teknolojilerin güvenli, yeterli veri hızı, sinyal kalitesi, kapsama alanı ve bant genişliğine sahip, uygun maliyetli (CAPEX ve OPEX), erişilebilir ve birlikte çalışabilir olması önem taşımaktadır (Uribe-Perez vd., 2016). Şekil 20'de, farklı haberleşme teknolojilerinin, hizmet kalitesi/şirket kontrol seviyesi açılarından karşılaştırmasına ilişkin görsel yer almaktadır.



Şekil 20: Haberleşme Teknolojilerinin Karşılaştırılması (TAŞ 2023, 2018a)

Şirket altyapısının kullanıldığı çözümler, mevcut altyapının kullanılması ve dağıtım şirketlerinin kontrolü altında olması açısından ön plana çıkmaktadır. Bu konuda öne çıkan çözümler; NB/BB-PLC, RF ve dağıtım şirketlerinin kendi kullanımına ayrılmış SIM kartın kullanıldığı PVNO (Private Virtual Network Operator) olup ayrıca uygun bölgelerde fiber optik altyapısı veya şirkete özel Wi-Fi ağı da kullanılabilir (TAŞ 2023, 2018d). GSM gibi telekom operatörlerine ait altyapılar ise yatırım maliyetlerinin daha düşük olması nedeniyle tercih edilebilmektedir. Diğer taraftan, kablosuz teknolojiler, ulaşılması zor bölgelere tesis edilmesinin kolaylığı açısından tercih edilebilmektedir. Kablolı teknolojiler ise daha güvenli ve emniyetli haberleşme ortamı sağlaması ve girişim (interference) gibi bozucu etkilere karşı dayanıklı olması açısından kablosuz çözümlere göre avantajlıdır (Uribe-Perez vd., 2016). Dolayısıyla akıllı sayaçların dağıtım sistemi genelinde yaygınlaştırılması için bölgesel koşullar, uzun dönemli gereksinimler ve katlanılacak maliyetlerin göz önünde bulundurularak çeşitli haberleşme çözümlerinin bir arada kullanılabileceği bir yapının tasarlanması fikri öne çıkmaktadır (Melo Leite vd., 2014).

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

Büyük miktardaki sayaç verilerinin entegrasyon platformu (head-end) vasıtasıyla toplanmasından sonra veriler sayaç veri yönetim sistemine iletilmektedir. Dağıtım şirketlerinin kontrol merkezinde yer alan sayaç veri yönetim sistemi, büyük miktardaki sayaç verilerinin teslim alınmasından, kontrolünden, depolanmasından, işlenerek şirketin ilgili diğer sistem ve uygulamaları için uygun formata ve yararlı bilgiye dönüştürülmesinden ve akıllı sayaçların uzaktan yönetilmesinden sorumludur (Uzunoglu&Erđinç, 2013, s.118-121). Sayaç veri yönetim sistemi; CBS, Müşteri Bilgi Sistemi (MBS), faturalama sistemi, Kesinti Yönetim Sistemi (OMS), Kurumsal Kaynak Planlama Sistemi (ERP), yük tahmin sistemi gibi uygulamalarla ilişkili olup öncelikle şirketlerin şebeke operasyon ve varlık yönetim süreçlerini iyileştirmesi ve optimize etmesi ve kullanıcıların sisteme katılımına olanak sağlamasına yönelik işlevlere sahip olması beklenmektedir (Mohassel vd., 2014).

Sayaç verilerinin yönetiminde sorumluluk sahibi tarafların ve rollerin belirlenmesine ilişkin olarak SG-CG tarafından üç farklı veri modeli geliştirilmiş olup bu modeller:

- **Dağıtım Şirketlerinin Kontrolündeki Veri Merkezi Modeli:** Dağıtım şirketlerinin piyasa kolaylaştırıcısı (market facilitator) olarak ölçüm ve veri işleme ile ilgili tüm alt işlemlerden sorumlu olduğu modeldir. Piyasada yer alan kullanıcılar ve diğer paydaşlar, dağıtım şirketinin kontrolünde olan bir portal üzerinden verilere erişebilmektedir. Bu modelin İtalya, İspanya ve Hollanda'da farklı versiyonları uygulanmaktadır.
- **Bağımsız Sistem Operatörünün Kontrolündeki Veri Merkezi Modeli:** Sayaç verisinin, düzenlemeye tabi bağımsız bir operatör tarafından bir veri merkezinde yönetildiği oluşturulduğu modeldir. Diğer kullanıcılar ve paydaşlara, bağımsız operatöre ait portal üzerinden veriler sağlanmaktadır. Bu model, Birleşik Krallık'ta Veri ve Haberleşme Şirketi (Data and Communications Company-DCC) ile uygulanmaktadır.

- **Veri Erişim Yöneticisi (Data Access Point Manager-DAM) Modeli:**

Bu modelde, veri merkezi bulunmamakta olup her kullanıcının kendi verisi üzerinde tam kontrolü bulunmaktadır. Üçüncü tarafların, sayaç verilerine güvenli bir şekilde erişiminin sağlanması sorumluluğu, DAM olan sertifika sahibi şirketlere verilmektedir. Serbest piyasa esaslı yaklaşımla kullanıcılar istediği veri erişim yöneticisini seçebilmektedir. Bu modelin, Almanya’da Ağ Geçidi Yöneticisi (Gateway Administrator) ile uygulaması bulunmaktadır (Pérez-Arriaga vd., 2013).

1.5.3.2. Talep Tarafı Yönetimi (TTY, Demand Side Management - DSM)

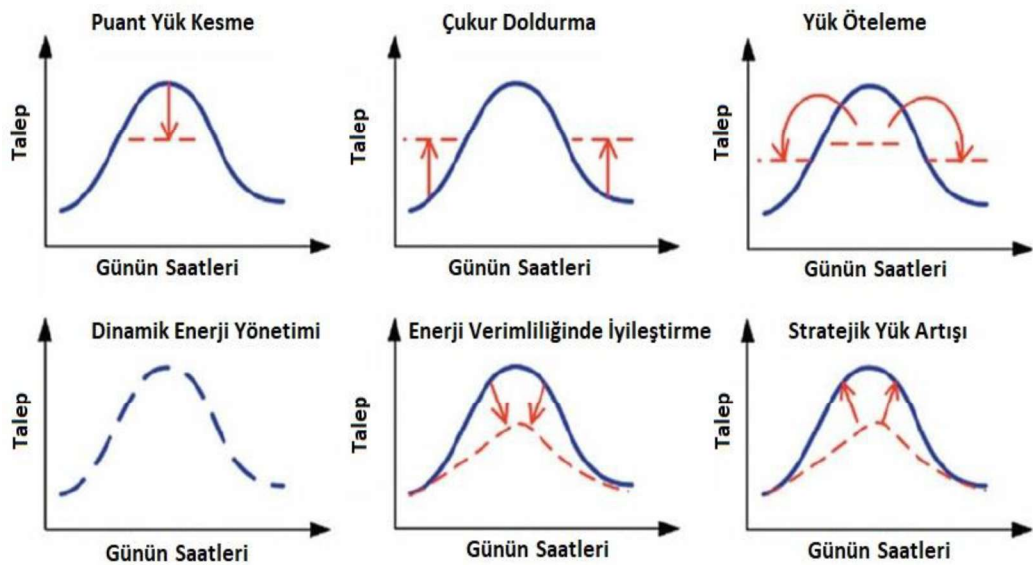
Elektrik enerjisine olan talebin her geçen gün artmasının yanı sıra sistem dengesinin korunması adına elektrik talebinin, talep edilen zamanda ve miktarda karşılanması gerekmektedir. Bu doğrultuda üretim santrallerinin ve şebekenin kapasitesi, puant talebi karşılayacak şekilde tasarlanmaktadır. Ancak bu yaklaşım, tahsis edilen kapasitenin büyük ölçüde verimsiz kullanılmasına sebep olmaktadır. Ayrıca puant talebi karşılamak için devreye alınan santraller (doğal gaz vb.), işletme maliyetlerinin yüksekliği dolayısı ile elektrik fiyatlarının da yükselmesine yol açmaktadır (Ayan, 2017, Uzunoğlu&Erdinç, 2013, s. 123-132).

Bunun yanında elektrik tüketimi; bölgeye, yıl içerisinde mevsime veya gün içerisinde saate göre büyük değişkenlik gösteren bir profile sahiptir. Tüketicinin hızlı ve öngörülemez şekilde dalgalanması; şebekenin dengesiz yüklenmesine, şebekede arızalar oluşmasına, yük faktörünün azalmasına ve enerji kayıplarının artmasına yol açmaktadır. Öte yandan, son yıllarda rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir üretim kaynaklarının artış göstermesi, üretimi değişken ve belirsiz hale getirdiğinden talebin karşılanması giderek zorlaşmaktadır. Dolayısıyla değişken üretim ile tüketim arasındaki dengenin verimli bir şekilde sürdürülebilmesi adına talep tarafındaki esneklik potansiyelinin sistem işletiminde kullanılması fikri ortaya çıkmıştır (Ayan, 2017). Talep tarafının esnekliğinin yönetilmesinde kullanılan mekanizmalar arasında Talep Tarafı Yönetimi (Demand Side Management) ve Talep Tepkisi (Demand Response) öne çıkmaktadır.

Talep Tarafı Yönetimi (TTY); yük şeklinde istenen değişiklikleri meydana getirecek şekilde tüketicilerin enerji kullanım şeklini (zamansal ve büyüklük olarak)

etkileyecek eylemlerin planlanması, uygulanması ve izlenmesidir (SGTF EG3, 2015). Bir başka tanımı ise gelişmiş teknolojilerin tesis edilmesi veya son kullanıcıların enerji kullanım davranışları ve alışkanlıklarındaki değişiklikler yoluyla büyük ölçekte enerji verimliliğinin iyileştirilmesi amacıyla piyasanın talep tarafından kaynaklanan bütün değişiklikleri ifade etmektedir (IEA, 2018). TTY; talep tepkisi ve enerji verimliliği uygulamalarını kapsayan ve nispeten uzun döneme yönelik yük yönetimini sağlayan bir yaklaşımdır (SGTF EG3, 2015). TTY uygulamalarında temel olarak genel tüketimin azaltılması, enerji verimliliğinin artırılması, puant tüketimin azaltılması/ötelenmesi ve böylelikle yük faktörünün (ortalama yük/puant yük) düzeltilmesi amaçlanmaktadır (Meyabadi&Deihimi, 2017). Literatürde, talep tarafı yönetimine ilişkin tüm seçenekleri kapsayan Talep Tarafı Entegrasyonu (Demand Side Integration-DSI) veya Entegre Edilmiş Talep Tarafı Yönetimi (Integrated Demand Side Management-IDSMS) tanımları da yer almaktadır (Borlase, 2017, s. 101-125, Ekanayake 2012, s. 99-111).

Talep tarafı kaynakları; yani şebeke veya piyasa koşullarına tepki verebilen esnek yükler, DÜK ve EDS (kısaca DEK), sistemde yük şeklinin değiştirilmesine yönelik hizmetler sağlayabilmektedir (Ekanayake 2012, s. 99-111). Örneğin EDS; puant yükün, puant olmayan zamana doğru ötelenmesinde kullanılabilmektedir (Borlase, 2017, s. 106). TTY uygulamaları ile yük profilinde yapılacak değişikliklere ilişkin hedefler; altı ana kategori altında sınıflandırılmakta olup Şekil 21’de de gösterilmektedir (Ekanayake 2012, s. 100-103, CIGRE, 2011, s.11-24):



Şekil 21: TTY Uygulama Kategorileri

1. Puant yük kesme (Peak clipping): Yük yönetiminde klasik yaklaşımlardan biri olup doğrudan puant yükün azaltılması hedeflenmektedir. Azaltılan yük, sonraki zaman dilimlerine ötelenemediğinden genellikle kullanıcıların konfor şartlarında azaltmaya yol açabilmektedir. DÜK yardımıyla da yük eğrisinde aynı etki meydana getirilebilmektedir.

2. Çukur doldurma (Valley filling): Yük eğrisinde oluşan dalgalanmaların azaltılması amacıyla puant olmayan zaman dilimlerinde yeni yükler oluşturularak yük miktarı artırılmaktadır. EDS gibi yüklerin sonradan kullanılmak üzere devreye alınmasıyla sağlanabilmektedir. Isı depolama alanları bu amaçla kullanılabilmektedir.

3. Yük öteleme (Load shifting): Toplam tüketimi değiştirmeyecek şekilde puant yükün bir kısmının, puant dışı saatlere aktarılmasıdır. Amacı, çukur doldurmada olduğu gibi yük eğrisinde oluşan dalgalanmaların en aza indirilmesidir.

4. Dinamik enerji yönetimi (Dynamic energy management/Esnek yük şekillendirme-Flexible load shape): Sistem güvenilirliğini karşılayacak şekilde sistem yöneticisi tarafından yük şeklinin dinamik bir şekilde yönetilmesidir. Yük şeklinin ayarlanması esnasında hizmet kalitesinin azaltılmasına ilişkin tüketicilere sunulan çeşitli seçeneklerin kabul edilmesi karşılığında teşvik ödemesi yapılmaktadır.

5. Enerji verimliliğinde iyileştirme (Energy efficiency improvement/Stratejik talep tasarrufu-Strategic Conservation): 5627 Sayılı Enerji Verimliliği Kanununda enerji verimliliği; “Binalarda yaşam standardı ve hizmet kalitesinin, endüstriyel işletmelerde ise üretim kalitesi ve miktarının düşüşüne yol açmadan enerji tüketiminin azaltılması” olarak tanımlanmaktadır. Puant talebin azaltılmasından farklı, toplam enerji tüketimi azaltıldığından bütün yük eğrisini aşağıya doğru çekecek şekilde etkilemesidir.

6. Stratejik yük artışı (Strategic load growth): Günün tamamında veya belirli bir kısmında yüklerin artırılmasıdır. Vadi doldurma işleminden farkı yük eğrisinin, yukarı doğru öteleyecek şekilde değiştirmesidir.

Talep Tepkisi (Demand Response veya Talep Tarafı Katılımı-Demand Side Response); toptan piyasa fiyatlarının yüksek olduğu zamanlarda veya sistem güvenilirliği risk altında olduğunda daha düşük elektrik kullanımının sağlanması amacıyla düzenlenen elektrik fiyatındaki zamana bağlı değişikliklere veya teşvik ödemelerine tepki olarak talep tarafı kaynaklarının elektrik kullanımına ilişkin normal tüketim şeklindeki değişiklikler olarak tanımlanmaktadır (FERC, 2017). Bir diğer tanım ise son kullanıcıların, piyasa sinyallerine (zamana bağlı elektrik fiyatları veya teşvik ödemeleri) tepki olarak olağan elektrik kullanım şekillerinde gönüllü değişiklikler yapması veya elektrik enerjisi talebini belli bir zaman diliminde değiştirme isteğini organize elektrik piyasalarında satma teklifinin (kendi başına veya toplayıcı yoluyla) kabul edilmesidir (EC, 2013). Talep tepkisi uygulamaları puant yük kesme, çukur doldurma, yük öteleme, dinamik enerji yönetimi veya bu tekniklerin bir kombinasyonu şeklinde gerçekleştirilmektedir (Jabir vd., 2018, CIGRE, 2011, s.11-24). Talep tepkisi uygulamaları iki ana gruba ayrılmaktadır (Ekanayake 2012, s. 99-111, Eissa, 2011, CIGRE, 2011, s.11-24):

1. Fiyat esaslı talep tepkisi (Price-based demand reponse): Bu gruptaki uygulamalarda, zamana bağlı fiyatlar/tarifeler, farklı zaman dilimlerindeki elektrik maliyetlerini/değerini yansıtmaktadır. Değişken tarife ve fiyatlara karşılık olarak kullanıcıların, enerji tüketim davranışlarını gönüllü olarak değiştirmeleri beklenmektedir. Dolayısı ile fiyat esaslı yöntemlerde, dolaylı (implicit) yük kontrolünün gerçekleştirildiği söylenebilmektedir. Fiyat planları; statik, dinamik ve gerçek zamanlı tarifeler olarak üç grupta incelenebilmektedir.

a. Kullanım zamanı (Time of use-ToU): 24 saatlik gün için farklı zaman dilimleri boyunca önceden belirlenen birim fiyatlar kullanılmaktadır. Kullanım zamanı tarifeleri, farklı zaman periyotlarında elektriğin üretimi ve tedarikine ilişkin maliyetleri yansıtmaktadır. Statik fiyatlandırma olarak da bilinmektedir. Bu uygulamaya örnek olarak

ülkemizdeki 3 zamanlı tarifeler verilebilir (Uzunoglu&Erdirin, 2013, s.130).

b. Gerçek zamanlı fiyatlandırma (Real time pricing-RTP): Bu yöntemde elektrik fiyatları; elektriğin toptan satış piyasasındaki fiyatlarını yansıtacak şekilde her saatte (veya 15 dakikada bir) değişim göstermektedir. Kullanıcılar, fiyatlar hakkında bir gün/saat öncesinde bilgilendirilmektedir. Gerçek zamanlı tarifelerin uygulanabilmesi için kullanıcıların, güncel fiyat-talep bilgisini öğrenebileceği ve aktif olarak piyasaya katılmasına imkan veren çift yönlü bir haberleşme altyapısının varlığı gerekmektedir.

c. Kritik puant fiyatlandırma (Critical peak pricing-CPP): Kullanım zamanı ile gerçek zamanlı fiyatlandırma uygulamalarının hibrit şekli olup temel tarife programı olarak kullanım zamanı fiyatları kullanılmaktadır. Şebeke güvenilirliği risk altında olduğunda veya elektrik maliyetleri pahalı hale geldiğinde talebin azaltılabilmesi amacıyla sınırlı bir dönem için yüksek değerlerde kritik puant fiyatlar devreye alınmaktadır. Bu uygulama, dinamik fiyatlandırma olarak da bilinmektedir (Ekanayake 2012, s. 99-111, Eissa, 2011, CIGRE, 2011, s.11-24).

2. Teşvik esaslı talep tepkisi (Incentive-based demand response): Şebeke güvenilirliği veya elektrik fiyatlarına ilişkin tetikleyici koşullara bağlı olarak kullanıcılara verilen ilave teşvikler yoluyla talebin azaltılmasını hedefleyen mekanizmalardır. Bazı talep tepkisi programlarında, katılmayı kabul ettiği halde yüklerini azaltmayan veya sözleşme taahhütlerini yerine getirmeyen kullanıcılara ceza verilebilmektedir. Teşvik esaslı yöntemlerde, doğrudan (explicit) yük kontrolünün gerçekleştirildiği söylenebilmektedir (Ekanayake 2012, s. 99-111, CIGRE, 2011, s.11-24). Ayrıca bu gruptaki uygulamalar, Talep Tarafı Katılımı (Demand Side Participation) olarak da tanımlanmaktadır (DG Energy, 2016, s.14).

a. Doğrudan yük kontrolü (Direct Load Control-DLC): Tüketicilerin elektrikli cihazlarının (klima, su ısıtıcısı vb.) sistem

operatörü tarafından uzaktan kontrol edilmesine imkan veren programlardır. Sistem operatörü tarafından gerekli görüldüğünde kullanıcılara ait cihazlar kapatılarak veya ayarlanarak puant tüketim azaltılmaktadır. Bu program, mesken veya küçük ticari kullanıcılara önerilmektedir.

b. Kesilebilir/Azaltılabilir hizmet (Interruptible/Curtailable Service-ICS): Kesinti seçenekleri perakende tarifelere entegre edilmiş olup beklenmedik sistem koşullarında yükün kesilmesini/azaltılmasını kabul eden kullanıcılara tarife indirimi veya fatura kredisi sağlanmakta olup anlaşmaya uymayan kullanıcılara ceza verilebilmektedir. Bu program, daha büyük ticari veya endüstriyel kullanıcılara önerilmektedir.

c. Talep tarafı teklif verme/Geri satın alma programları (Demand side bidding/buyback programs-DBB): Kullanıcıların, yüklerinin kesilmesi için toptan satış piyasa fiyatları üzerinden teklif vermelerine olanak sağlayan programlardır. Genellikle 1 MW ve üstü büyük kullanıcılar teklif verebilmektedir. Daha küçük kullanıcılar için toplayıcı tarafından yüklerin toplanarak kullanıcılar adına teklif verilmesi gerekmektedir.

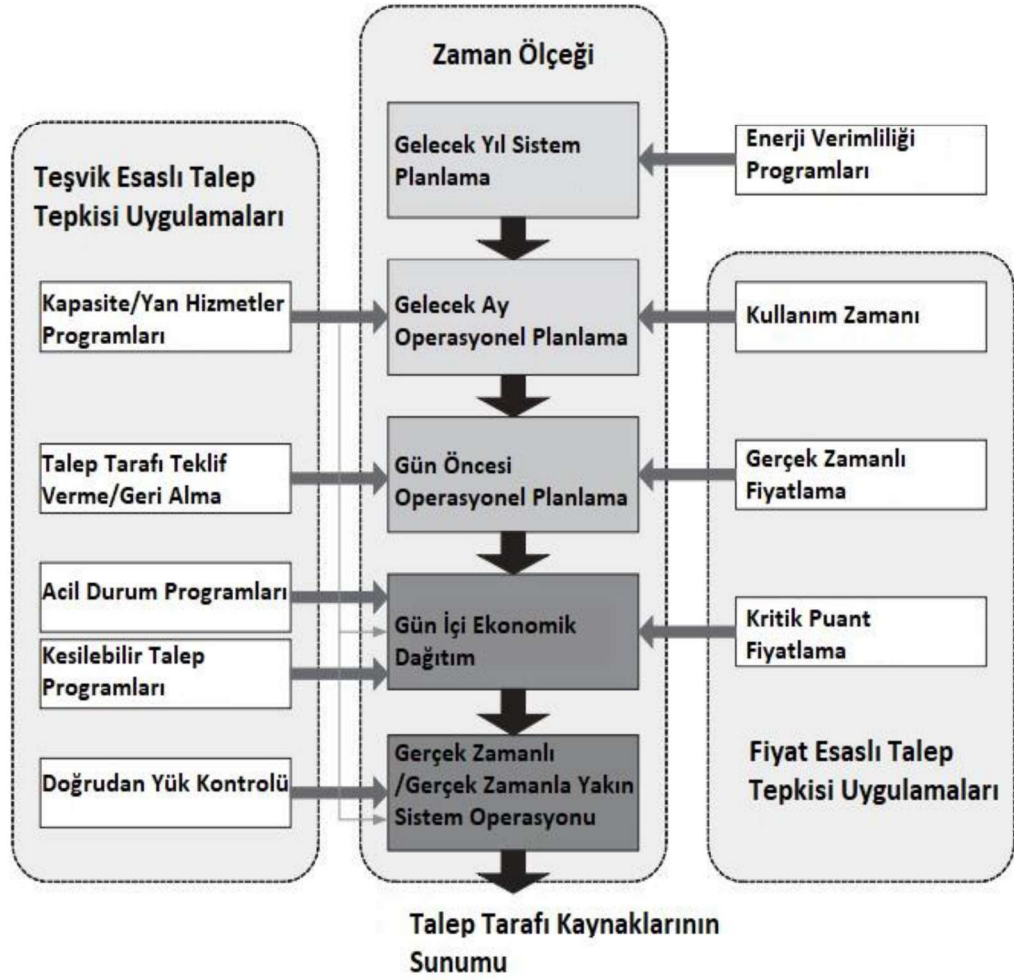
d. Acil durum talep tepkisi programları (Emergency demand response programs-EDR): DLC ve ICS'nin bir birleşimi olarak görülebilmektedir. Acil durum güvenilirlik problemlerinde veya sistem rezervinin yetersiz kaldığı periyotlarda yüklerin azaltılması karşılığında kullanıcılara teşvik ödemesi yapılmaktadır.

e. Kapasite piyasası programları (Capacity market programs-CM): Kullanıcıların, ilave klasik üretim kaynağının kullanılması yerine sistem kapasitesi olarak yük kesintisi teklifi verdiği programlardır. Kesinti bildirimleri, kullanıcılara genellikle gün içerisinde yapılmaktadır. Teşvikler, genelde ön rezervasyon ödemelerinden ve yüklerini azaltmayan kullanıcılar için para cezalarından oluşmaktadır.

f. Yan hizmetler piyasası programları (Ancillary services market programs-ASM): DBB uygulamasına benzetmekle beraber yük kesintilerine ilişkin teklifler, yan hizmetler piyasası için yapılmaktadır. Teklifleri kabul edilirse hazırda beklemeleri taahhüdü karşılığında piyasa fiyatı üzerinden kullanıcılara ödeme yapılmaktadır. Yük kesintisine ihtiyaç duyulduğunda spot enerji piyasası fiyatları üzerinden ödemeler yapılmaktadır (Ekanayake 2012, s. 99-111, CIGRE, 2011, s.11-24).

BIT, AMI ve ev içi akıllı cihazlar gibi akıllı şebeke teknolojileri, şebeke ve piyasanın durumuna ilişkin bilginin anlık olarak izlenmesini ve buna bağlı olarak tepki verilmesini kolaylaştırdığından talep tepkisi uygulamalarının etkin bir şekilde yürütülmesi konusunda fayda sağlamaktadır (Borlase, 2017, s.72). Bu nedenledir ki talep tepkisi, akıllı şebekeler konsepti altında daha fazla önemsenir hale gelmiştir.

Şekil 22’de, elektrik sistem işletimi ve planlamasında çeşitli TTY programlarının, çeşitli zaman ölçeklerindeki uygulamaları görülebilmektedir.



Şekil 22: Zaman Ölçeğinde TTY Programları (Ekanayake 2012, s. 105)

TTY uygulamalarının faydaları aşağıdaki gibi sayılabilmektedir:

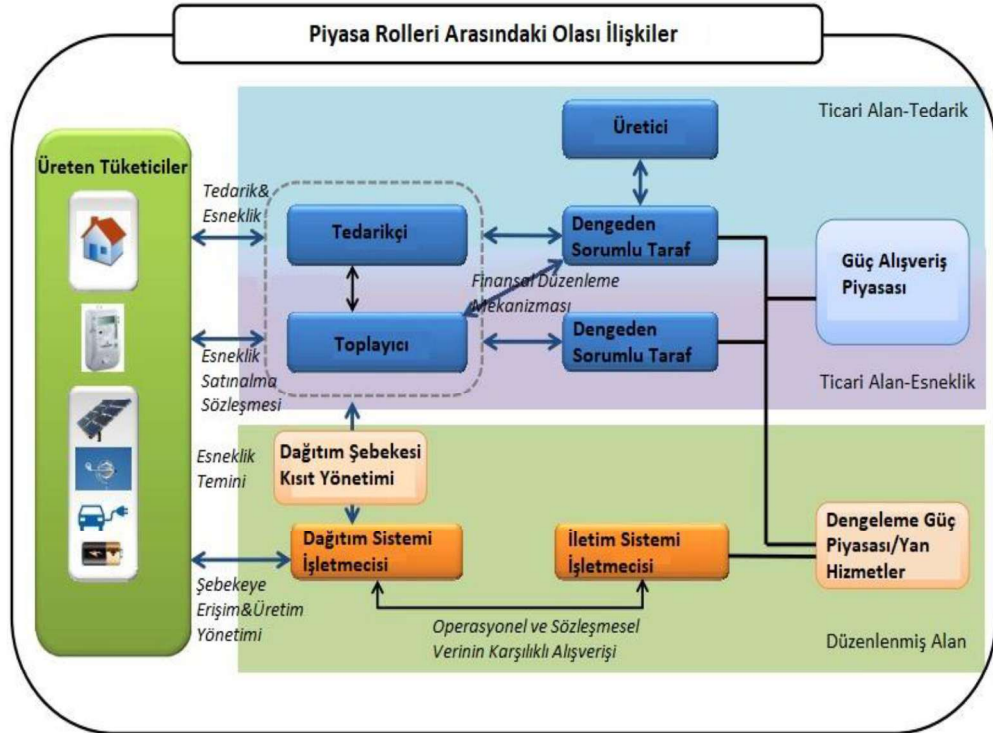
- TTY uygulamalarının en önemli avantajı olarak yeni üretim santrali veya EDS yatırımlarından daha ekonomik bir şebeke işletimi sağlaması olduğu belirtilmiştir (Palensky&Dietrich, 2011).
- Puant talebin azaltılması ve yük faktörünün iyileştirilmesi sonucunda üretim santrali ve şebeke altyapı kapasitesinin daha verimli ve optimum şekilde işletilmesi, şebeke varlıklarının ömürlerinin uzatılması ve enerji kayıplarının azaltılması mümkündür.
- Sistemin ve puant talebin yönetilmesinde esnekliğin artması sayesinde şebeke kısıtları giderildiğinden arızaların ve zorunlu kesintilerin meydana gelme

olasılığı azaltılmakta olup böylelikle sistem güvenilirliğinde iyileşme görülebilmektedir.

- Talep tarafının kontrolü; şebekede güç kalitesinin, gerilim ve frekans kararlılığının iyileştirilmesinde fayda sağlamaktadır.
- Üretim-tüketim dengesinin sürdürülmesi ve üretimde kaynak çeşitliliğinin artması gerek enerji arzında gerekse de sistemin işletilmesinde güvenliği artırmaktadır.
- Elektrik talebinin, rüzgar ve güneş gibi dağınık üretim tesislerinin üretim zamanlarına ötelenmesi ve yan hizmetlerde kullanılmasıyla bu tür kaynaklardan daha fazla yararlanılabilmekte olup böylelikle karbon salınımı da azaltılabilmektedir. Ayrıca yerel enerji talebinin, yerel üretim/depolama kaynaklarından karşılanacak şekilde yönetilmesiyle şebekenin aşırı yüklenmekten korunması ve enerji kayıplarının azaltılması da sağlanabilmektedir.
- Artan enerji talebinin yanı sıra EA'ların enerji ihtiyacının mevcut yatırımlardan karşılanması mümkün hale gelmektedir.
- Yeni üretim tesisi ve şebeke altyapı yatırımlarının ertelenmesi veya yatırımlardan kaçınılması ve işletme giderleri açısından maliyetli olan puant yük santrallerinin daha az devreye alınmasıyla şebekenin daha uygun maliyetlerle işletilmesi ve tüketiciye yansıyan elektrik fiyatlarının azalması da sağlanabilmektedir. Ayrıca tüketiciler, enerji kullanımının azaltılması veya başka zamana ötelenmesi karşılığında teşvik ödemesi alabildiğinden ekonomik fayda sağlayabilmektedir.
- Talep tepkisi uygulamaları gerek tüketiciler gerekse de üreticiler için piyasa risklerini, fiyatlardaki dalgalanmayı ve belirsizliği azaltmaktadır (Borlase, 2017, s. 101-125, Divshali&Choi, 2016, CIGRE, 2011, s.11-24).

Talep Tarafı Yönetimi Piyasa Yapısı

Avrupa Komisyonu Akıllı Şebekeler Uzman Grubu 3 tarafından hazırlanan “SGTF EG3 Raporu: Esnekliğin Uygulanması için Düzenleyici Tavsiyeler” isimli raporda; TTY, DÜK ve diğer esneklik hizmetlerinin yer aldığı esneklik piyasasının devreye alınması ve yaygınlaştırılması için piyasada yer alacak oyuncular, oyuncuların rolleri ve sorumlulukları, piyasa yapısı, teşvikler ve düzenleyici tavsiyelere yer verilmiştir. Esneklik piyasasının etkinleştirilebilmesi için özellikle bir şirketin birden fazla rolü yerine getirebileceği kabul edilirken rollerin ve sorumlulukların net olması gerekmektedir. Bu doğrultuda; TTY’ye katılım sağlamaları için teşvik edilen kullanıcılar ile esneklik kaynaklarını kullanabilmesi için teşvik edilen dengeden sorumlu tarafların (DST, Balance Responsible Party-BRP), iletim sistemi işletmecilerinin, dağıtım sistemi işletmecilerinin ve toplayıcıların arasında dengenin uygun şekilde kurulmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Toplayıcı, çeşitli üretim/tüketim birimlerini toplayarak organize piyasalarda esneklik hizmeti sunan piyasa oyuncusu olup bir işlev olarak mevcut başka piyasa oyuncuları tarafından da yürütülebilmektedir. Şekil 23’de esneklik hizmetleri için piyasa rolleri arasındaki muhtemel etkileşimler gösterilmektedir (SGTF EG3, 2015).



Şekil 23: TTY Piyasa Yapısı (Ekanayake 2012, s. 105)

Talep toplama hizmetlerinin yürütülmesine ilişkin iki tür piyasa modeli önerilmektedir (Eurelectric, 2015):

1. DST'lerin/tedarikçilerin toplayıcı olduğu model: DST'ler/tedarikçi şirketlerin, kendi müşterilerine talep tepkisi hizmeti sundukları ve toplayıcı olarak davrandıkları modeldir. Piyasaya yeni giren toplayıcılar da DST/tedarikçi haline gelerek kendi müşteri portföylerine esneklik hizmetlerini teklif edebilmekte veya kendi hizmetlerini doğrudan DST'ler/tedarikçi şirketlere satabilmektedir. Ayrıca toplayıcılar, müşteriler veya DST'ler/tedarikçi şirketler için danışmanlık veya teknik kolaylaştırıcılık hizmetlerini yerine getirebilmektedir. Bu piyasa modeline örnek olarak İsveç verilebilmektedir.

2. Üçüncü tarafların toplayıcı olduğu model: Bu modelde genel olarak toplayıcılar, DST/tedarikçi şirketlerin kabul/onayına gerek olmaksızın talep tepkisi hizmetleri için müşterilerle doğrudan iletişim kurmakta ve toplanan talepleri toptan satış elektrik piyasasında satmaktadır. Bu faaliyetin müşteriler, DST/tedarikçi şirketler, iletim/dağıtım sistemi işletmecisi gibi diğer piyasa oyuncularına olan etkisinin, sözleşmesel ve operasyonel ilişkiler yoluyla netleştirilmesi gerekmektedir. Bazı Avrupa ülkelerinde bu model uygulanmaktadır.

1.5.4. Haberleşme Altyapıları

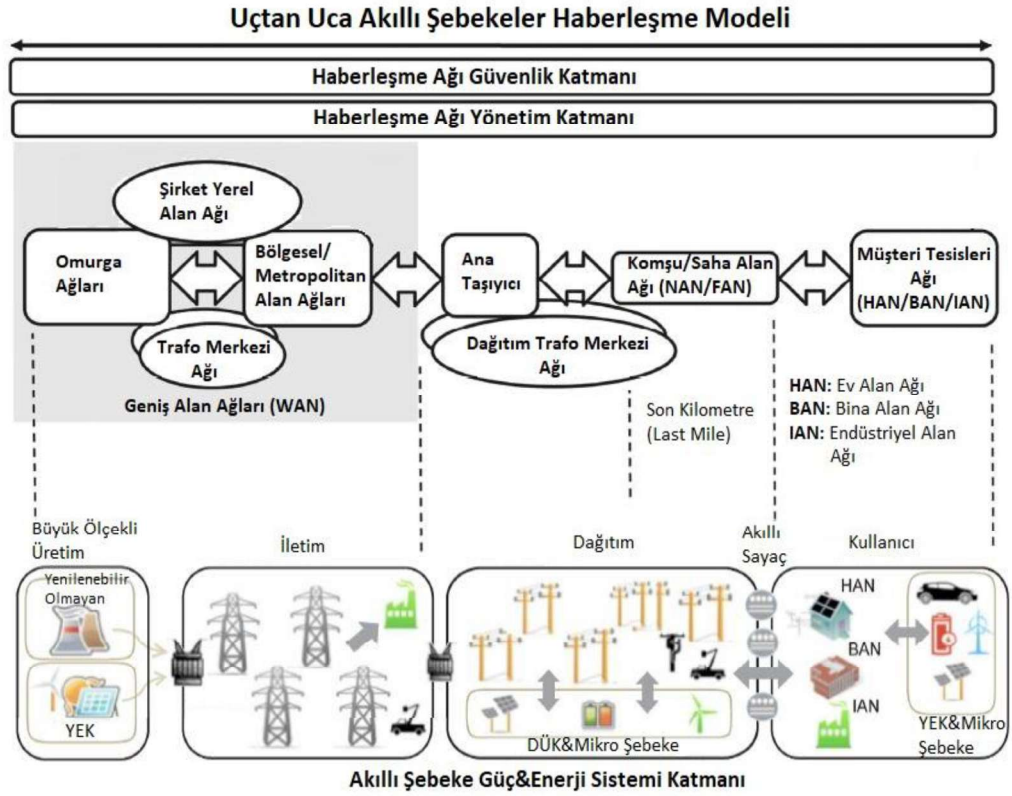
Akıllı şebekelerin klasik elektrik şebekesinden en önemli farkının, BT ile bilginin iki yönde iletilmesini destekleyen gelişmiş haberleşme altyapıları ile şebekenin donatılması olduğundan önceki başlıklarda bahsedilmiştir. Otomatik ve neredeyse gerçek zamanlı bilgi alışverişini sağlayan haberleşme altyapıları, BT ile birlikte programlanabilme yeteneğine sahip ekipmanlar şebekeyi daha 'akıllı' hale getirmektedir. Akıllı şebekelerde haberleşme altyapıları,

- Çift yönde enerji akışına yol açan DÜK, mikro şebekeler, EDS, EA'lar gibi akıllı şebeke bileşenleri ile kontrol edilebilen yüklerin hızlı, kolay ve en uygun şekilde şebekeye entegre edilmesi ve aktif kullanımı,

- Enerji sisteminde en uç noktaya kadar otomatik izleme, koruma, kontrol ve optimizasyon işlevlerinin, yani dağıtık zekanın dahil edilerek sistemin daha verimli, esnek, güvenilir, güvenli ve sürdürülebilir şekilde işletilmesi, durum farkındalığının iyileştirilmesi, kendi kendini iyileştirme ve dayanıklılık gibi yeteneklerinin geliştirilmesi,
- Büyük sayılara ulaşan ve dağıtık durumdaki işlevsel birimler (şebeke kullanıcıları, oyuncular, sistemler, uygulamalar, ekipmanlar, akıllı cihazlar gibi) arasında bağlantısallığın ve etkileşimin sağlanması,
- Akıllı sayaçların da sayesinde şebeke kullanıcılarının piyasalara (TTY, talep tepkisi, yan hizmetler vb.) aktif katılımının geliştirilmesi,

için gerekli bilgi/komut akışını sağlayan akıllı şebekelerin en temel bileşenidir. Akıllı şebekelerde haberleşme altyapıları; haberleşme teknolojilerini, ağları ve protokolleri içermektedir (Ancillotti vd., 2013).

Akıllı şebekelerde haberleşme mimarisi, birbirine bağlı küçük ölçekli alt ağlardan meydana gelen ve geniş coğrafik alanları kapsayabilen hiyerarşik çok katmanlı bir yapıda tasarlanmaktadır (Kuzlu vd., 2013). Bu doğrultuda, IEEE tarafından belirlenen ve IEEE 2030-2011 birlikte çalışabilirlik standardına dayanan standart uçtan uca haberleşme mimarisi büyük ölçüde kabul görmekte olup Şekil 24'te gösterilmektedir.



Şekil 24: IEEE 2030-2011 Standardına Dayalı Uçtan Uca Haberleşme Mimarisi (IEEE, 2011)

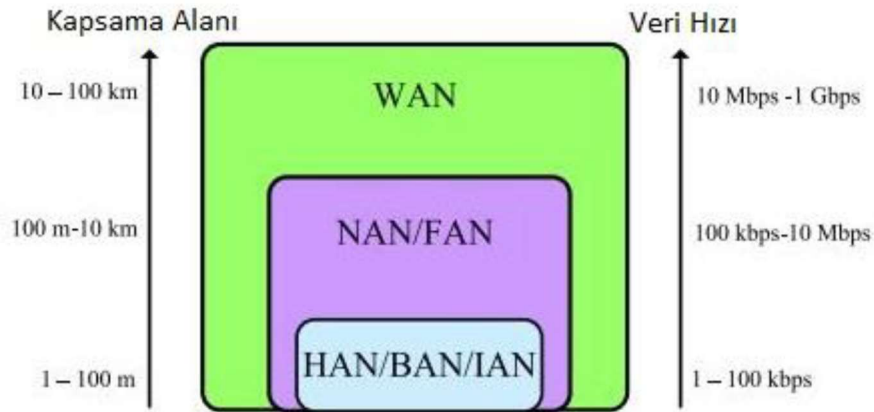
Literatürde genel olarak akıllı şebekelere ilişkin haberleşme altyapısı, kapsadığı alan ve veri hızına göre üç tür ağa (alt ağ) ayrılmakta olup söz konusu alt ağların aralarında sırayla erişim noktası (access point), ana taşıyıcı (backhaul) ve en son omurga (backbone/core) yer almaktadır (Wen vd., 2015, Kuzlu vd., 2014, Ancillotti vd., 2013, Gungor vd., 2013, Hossain vd., 2012, s.8, Wang vd., 2011).

1. Müşteri Tesisleri Ağı (Customer Premises Network, Abone Erişim Ağı (Subscriber Access Network)) : Ağ mimarisinin son kullanıcı tarafında bulunmakta olup abone türüne göre ev alan ağı (HAN), bina alan ağı (BAN) veya endüstriyel alan ağı (IAN) olarak da adlandırılabilir. Akıllı sayaçların, ev içi elektrikli cihazların, bina ölçeğinde üretim-tüketim ekipmanlarının (dağıtık üretim, EA'lar, depolama tesisleri) ve ev içi gösterge cihazlarının birbiriyle bağlantısını sağlamaktadır. HAN/BAN/IAN'lar, erişim noktası (akıllı sayaçlar) üzerinden komşu alan ağlarına bağlanmaktadır. En temel kullanım amacı, son kullanıcıların üretim-tüketim miktarı ve fiyatlar hakkında bilgilendirilmesidir.

2. Komşu Alan Ağı / Saha Alan Ağı (Neighborhood Area Network-NAN, Field Area Network-FAN): Dağıtım seviyesinde TM'leri, fiderleri, DEK'leri/mikro şebekeleri kapsamakta olup NAN; daha çok enerji yönetimi amacıyla HAN/BAN/IAN'ın, FAN ise daha çok şebeke izleme/koruma/kontrol gibi amaçlarla güç sistemi ekipmanlarının (kesiciler, sensörler, fiderler, trafolar, akıllı elektronik cihazlar gibi) WAN'a bağlantısını sağlamak amacıyla kullanılmaktadır. NAN/FAN'lar, verilerin toplanmasına ve iletilmesine yarayan ana taşıyıcı ağ üzerinden WAN'a bağlanmaktadır.

3. Geniş Alan Ağı (Wide Area Network-WAN): Geniş coğrafik alanlarda dağıtık halde bulunan NAN/FAN'ların, ana taşıyıcı ağının, büyük ölçekli üretim tesislerinin ve iletim/dağıtım TM'lerin, şirketin kontrol/operasyon merkezine bağlantısını sağlamaktadır.

Yukarıda yer verilen ağlar için veri hızı ve kapsama alanı gereksinimleri, Şekil 25'te gösterilmektedir.



Şekil 25: Veri Hızı ve Kapsama Alanı Gereksinimleri (Kuzlu vd., 2014)

Yukarıda yer verilen yaklaşımdan farklı olarak SG-CG tarafından 2012 yılında yayımlanan Akıllı Şebekeler Mimari Modeli (SGAM) kapsamında, akıllı şebeke uygulamasına bağlı olarak değişen haberleşme alt ağları (sub-network) tanımlanmış olup bu ağlar aşağıdaki gibidir (CG-SEG, 2017):

- Abone Erişim Ağı (Subscriber Access Network)
- Komşuluk Ağı (Neighborhood Network)

- Çoklu Servis Ana Taşıyıcı Ağı (Multi-services Backhaul Network)
- Alt Uç Trafo Merkezi İçi Ağı (Low-end Intra-substation Network)
- Trafo Merkezi İçi Ağı (Intra Substation Network)
- Trafo Merkezleri Arası Ağı (Inter Substation Network)
- Kontrol/Veri Merkezi İçi Ağı (Intra-Control Centre/Intra-Data Centre Network)
- Omurga Ağı (Backbone Network)
- Operasyon Ana Taşıyıcı Ağı (Operation Backhaul Network)
- Ev ve Bina Entegrasyon Yolu Ağı (Home and Building Integration Bus Network)
- Endüstriyel Haberleşme Alan Ağı (Industrial Fieldbus Area Network)

Haberleşme altyapılarında kullanılan teknolojiler; kablolu ve kablosuz olarak iki grupta incelenmekte olup bu teknolojiler, haberleşme altyapısının aynı bölümünde bir arada veya farklı bölümlerinde yer alabilmektedir (Shaukat vd., 2018, Li vd., 2018, Kabalcı, 2016, Uzunoglu&Erdinc, 2013, s.99-110, Ancillotti vd., 2013, Güngör vd., 2011).

1. Kablosuz (Wireless) Haberleşme Teknolojileri: Kablosuz teknolojilerde sinyaller hava yoluyla iletilmektedir. Kablosuz teknolojilerin, kablolu teknolojilere göre başlıca avantajları; fiziksel olarak erişimin zor olduğu yerlere ulaşılabilmesi, geniş alanları kapsayacak şekilde hızlı ve esnek kurulum yapılabilmesi ve kurulum maliyetlerinin nispeten daha düşük olmasıdır. Öte yandan, sinyaller yapılar içerisinde zayıflamaya veya yayılmadan dolayı kayıplara meyilli olduğundan daha düşük menzile sahiptir. Bundan başka, girişime karşı daha dayanıksız olduğundan sinyal kalitesi bozulabilmekte ve yetkisiz erişim olasılığı fazla olduğundan güvenlik önlemlerinin alınması gerekmektedir.

a. ZigBee: Kısa menzilli, düşük maliyetli, güç tüketimi düşük ve güvenli bir kablosuz haberleşme teknolojisidir. 64.000 uç noktaya (cihaza) kadar destekleyebilmektedir. Kurulumu kolaydır. ZigBee'nin olumsuz yönleri; veri hızının bazı akıllı şebeke uygulamaları için yetersiz

kalabilmesi, bellek boyutunun küçük olması, lisanssız frekans bandında (Industrial Scientific Medical-ISM) çalışması nedeniyle Wi-Fi gibi aynı frekans bandını kullanan diğer kablosuz teknolojilerle girişimden kaynaklanan olumsuz etkilerin meydana gelebilmesidir. Özellikle HAN kapsamında kullanılabilir. Kullanım alanlarına örnek olarak sistemin gerçek zamanlı izlenmesi, yük kontrolü ve talep tepkisi uygulamaları ve akıllı sayaç altyapıları verilebilmektedir.

b. Z-Wave: Kısa menzilli, düşük maliyetli, güç tüketimi düşük ve güvenilir kablosuz RF (radio frequency) ağ standardıdır. Desteklediği cihaz sayısı ZigBee'den daha az olarak 232'dir. Olumsuz yönleri; veri hızının düşük olmasıdır. HAN kapsamında kablosuz kontrol ve izleme uygulamalarında kullanılabilir. Kullanım alanlarına örnek olarak ev otomasyonu, bina otomasyonu, uzaktan sayaç okuma, akıllı aydınlatma ve kablosuz sensör ağları verilebilmektedir.

c. Bluetooth: Kısa menzilli, güç tüketimi düşük, düşük maliyetli ve gecikme (latency) süresi de kısa olan kişisel kablosuz alan ağ teknolojisi. Olumsuz yönü, güvenlik sorunlarının bulunmasıdır. Özellikle HAN kapsamında kullanılabilir.

d. Wi-Fi: Kablosuz yerel alan ağları (Wireless Local Area Networks-WLANs) için geliştirilen bir dizi IEEE 802.11 standardının genel adıdır. Güvenilir, güvenli ve yüksek hızlı bir teknolojidir. HAN, NAN ve FAN'larda kullanılabilmesi, birlikte çalışabilirliği artırmaktadır. Başlıca dezavantajları, ZigBee ve Z-Wave gibi kısa menzilli diğer kablosuz teknolojilere göre güç tüketiminin ve maliyetinin daha yüksek olmasıdır. Bundan başka elektromanyetik girişimden veri hızı etkilenebilmektedir.

e. WiMAX (Mikrodalga Erişim İçin Dünya Çapında Birlikte Çalışabilirlik-Worldwide Interoperability for Microwave Access): Sabit ve mobil noktadan noktaya geniş bant kablosuz erişim için geliştirilmiştir. Yüksek hızlı, güvenilir ve uzak mesafeleri kapsayabilen bir

teknolojidir. Ayrıca modülasyon yapısı nedeniyle girişimi engelleyebilmektedir. WAN'lar için umut veren çözümlerden birisidir. Olumsuz yönleri; kurulum ve işletme maliyetlerinin ve güç tüketiminin yüksek olması ve kötü hava koşullarından etkilenmesidir.

f. Hücresel Haberleşme (Cellular): Lisans sahibi altyapı işletmecileri (operatörler) tarafından hizmet sağlanmaktadır. İlk olarak analog telefonlar ile ortaya çıkmış olup önceleri sadece sesli haberleşmeye imkan vermektedir. Hücresel haberleşme, GSM yani 2G (ikinci jenerasyon-second generation) standartları ile gelişimine devam etmiştir. Daha sonra GPRS ve EDGE gibi 2,5G standartlarının çıkışıyla beraber veri transferi mümkün hale gelmiştir. Sonrasında UMTS (Universal Mobile Telecommunications System) ve CDMA2000 (Code Division Multiple Access) gibi 3G (üçüncü jenerasyon-third generation) standartları, daha yüksek veri hızı ve dolaşım (roaming) gibi yeteneklere sahiptir. Yüksek hızlı mobil haberleşme için Üçüncü Nesil Ortaklık Projesi(3GPP) tarafından geliştirilen 4G standartları, LTE (Long Term Evolution) ve LTE-A (advanced LTE) olarak adlandırılmaktadır.

Hücresel haberleşme teknolojilerinin olgunlaşmış olması, mevcut altyapı kullanıldığından hızlı kurulum yapılabilmesi ve bakım maliyetlerinin düşük olması gibi nedenlerle akıllı şebeke uygulamalarında sıklıkla tercih edilmektedir. Gelişmiş güvenlik mekanizmalarına sahip olduğundan güvenlidir. Ayrıca çok sayıda baz istasyonunun bulunması nedeniyle diğer kablosuz teknolojilere kıyasla kapsama alanı genişler ve milyonlarca cihazı destekleyebilmektedir. Dolayısıyla WAN içerisinde kullanımı daha uygundur. Kullanım alanlarına örnek olarak güç şebekesi varlıklarının izlenmesi, kesinti yönetimi, talep tepkisi uygulamaları ve akıllı sayaç altyapıları verilebilmektedir. Olumsuz yönleri; hücresel haberleşme altyapısı akıllı şebeke haberleşme uygulamaları için tasarlanmadığından akıllı şebekelerden kaynaklanan yoğun veri trafiğinin idare edilmesinin zorluğu, mobil kullanıcılarla aynı hizmet altyapısının paylaşılması nedeniyle akıllı şebeke verileri için münferit frekans bandı tahsis edilmesinin sorun olması ve dolayısı ile özellikle acil durumlarda

haberleşme kesintilerinin ve ağ performansında sorunların oluşabilmesidir. LTE ve LTE-A; büyük miktarda veri iletim kapasitesi, daha hızlı ve gecikme süresinin kısa olması gibi nedenlerle akıllı sayaçlarda kullanılabilmektedir. Ancak LTE ve LTE-A, 2G ve 3G ağlarıyla uyumlu olmayıp ekipman maliyetleri de yüksektir.

g. Düşük Güç Geniş Alan Ağları (Low Power Wide Area Network-LPWAN): Nesnelerin İnterneti (IoT) kavramının gerçeklik kazanmasıyla ortaya çıkan haberleşme teknolojileridir. IoT; fiziksel nesnelerin (cihazlar, sistemler vb.) insan müdahalesi olmaksızın internete bağlanarak birlikte çalışmalarını ifade eden kavramdır (Khalil&Özdemir, 2018). Nesnelerin interneti, akıllı şebekeler bağlamında ev otomasyonu, akıllı sayaç uygulamaları, şebeke durumunun ve varlıkların gerçek zamanlı izlenmesi, kestirimci bakım işlemleri gibi pek çok amaçla kullanım alanı bulabilmektedir. LPWAN teknolojileri; küçük veri paketlerinin düşük hızda çift yönde düşük güç tüketerek uzak mesafelere aktarılmasını sağlamaktadır. Ayrıca güvenilir ve güvenli teknolojilerdir. Bu amaca yönelik üç teknoloji öne çıkmaktadır:

i. SigFox: Hücresel haberleşme teknolojilerine benzetmekle beraber cihazlara hizmet vermektedir. Ultra dar bant genişliğinde çalışması nedeniyle gürültünün etkisi çok düşüktür. Lisanssız frekans bantlarının kullanılması sayesinde GSM gibi teknolojilere kıyasla daha ucuz bir alternatif olmaktadır.

ii. Kısa Mesafe Geniş Alan Ağları (Long Range Wide Area Network-LoRaWAN): Veri iletimini için yüksek frekanslar kullanıldığından girişime karşı daha az yatkındır. SigFox gibi lisanssız frekans bantlarını kullanılmaktadır. Gecikmeye toleranslı uygulamalar için daha uygundur.

iii. Dar Bant Nesnelerin İnterneti (Narrowband Internet of Things, Nb-IoT): IoT için tasarlanan dar bant radyo teknolojisi olup 3GPP tarafından geliştirilmiştir. Mevcut LTE ve GSM

altyapısı üzerinde çalışmaktadır. Hizmet kalitesi yüksek ve güvenilirdir. Düşük veri iletim kapasitesine sahip çok sayıda cihazı destekleyebilmektedir. Gecikmeye toleranslı uygulamalar için daha uygundur.

h. IPv6 Üzerinden Düşük Güç Kablosuz Kişisel Alan Ağları (IPv6 Over Low Power Wireless Personal Area Networks-6LoWPAN): IoT haberleşmesinde kullanılan bir diğer teknoloji olup her bir nesnenin sahip olduğu kendine özgü Ipv6 adresi sayesinde kısa mesafelerde internete bağlanabilmesine imkan vermektedir.

i. Bilişsel Radyo (Cognitive Radio-CR): Lisanssız kullanıcıların, kullanılmayan TV bantlarına erişimini sağlamaktadır. Lisanslı bir spektrum satın alınmasına gerek olmadığından düşük maliyetli bir teknolojidir. Ayrıca CR, izleme ve güç kontrol birimleri için gereken yüksek miktardaki veri transferi için gereken radyo bant genişliklerini de sağlamaktadır. NAN/FAN ve WAN ağları için uygundur.

j. Uydu Haberleşmesi (Satellite Communication): Hücreli haberleşme teknolojilerinin kapsama alanı dışında kalan kırsal veya geniş alanlarda ağ haberleşmesinin sağlanabilmesi için kullanılabilmektedir. Uyduların yerleştiği yörüngenin konumuna bağlı olarak alçak dünya yörüngesi (LEO), orta dünya yörüngesi (MEO) ve yer sabit yörünge (GEO) olarak adlandırılmaktadır. Mevcut haberleşme altyapısının kullanılması sayesinde hızlı kurulum yapılabilmektedir. Olumsuz yönleri; gecikme süresinin uzun, ekipman maliyetinin yüksek olması ve kötü hava koşullarında hizmet alamama olasılığının bulunmasıdır.

2. Kablolu (Wired) Haberleşme Teknolojileri: Sinyallerin iletilmesi için güç hattı veya harici kablolar kullanılmaktadır. Kablolu teknolojiler; güvenilir, güvenli ve girişime karşı dayanıklı olması ve batarya gibi harici güç kaynağına ihtiyaç olmaması açısından kablosuz teknolojilere karşı avantajlıdır (Ancillotti vd., 2013).

a. Güç Hattı Haberleşmesi (Power Line Communication-PLC):

Enerjide en çok kullanılan kablolu haberleşme teknolojisidir. Sinyal iletim ortamı olarak genelde mevcut düşük veya orta gerilim güç hatları kullanılmakla beraber yüksek gerilim hatları da kullanılabilir. Farklı bant genişliklerinde çalışan Dar bant (Narrowband PLC, NB-PLC) ve geniş bant PLC (Broadband PLC(BB-PLC), Broadband Over Power Line(BPL)) olarak iki kategoride incelenmektedir. NB-PLC’de 500 kHz’e kadar olan frekanslar kullanılarak orta seviyede hızlarda (yaklaşık 500 kbps’ye kadar) veri taşınmaktadır. NB-PLC; ev otomasyonu, ekipman kontrolü veya komut gönderilmesi amacıyla kullanılabilir. BB-PLC’de 30 MHz’e kadar olan frekanslar kullanılarak yüksek hızlarda (200 Mbps’ye kadar) veri taşınmaktadır. BB-PLC ile saniyede yüzlerce Mbit taşınabildiğinden daha çok internet erişim uygulamaları amaçlanmaktadır. Altyapının halihazırda mevcut olması nedeniyle kurulum ve işletme maliyetleri düşük bir teknolojidir. PLC’nin dezavantajları; güç hattının gürültülü kanal koşulları veya trafo gibi elektromanyetik kaynakların etkisiyle sinyal şeklinin bozulması, TM’lerden son kullanıcılara doğru sinyallerin zayıflaması gibi teknik bazı zorluklarla karşılaşılabilmesidir. HAN ve NAN/FAN ağları için uygun olarak görülmektedir.

b. Sayısal Abone Hattı (Digital Subscriber Line-DSL): İletim

ortamı olarak telefon hatları kullanılmaktadır. Güvenilir ve düşük maliyetli bir teknoloji olmasına karşın abonenin hizmet sağlayıcısına uzaklığı, ağır verimliliğini negatif etkileyebilmekte ve telekom operatörlerine yüksek kullanım ücretleri ödenebilmektedir.

c. Fiber Optik: Fiber teknolojisinin; güvenilirliği, hızlı veri

transferi sağlayabilmesi, girişime karşı dayanıklılığı, neredeyse sınırsız bant genişliği, gecikme süresinin çok düşük olması gibi özelliklerinden dolayı akıllı şebekeler kapsamında da kullanımı beklenmektedir. 2013 yılında saniyede yaklaşık 1 peta (10^{15}) bit hıza ulaşabildiği bildirilmiştir (OPTICS, 2013).Fiber optik haberleşmenin en büyük dezavantajı, yüksek kurulum maliyeti olup mevcut fiber hatların boşta kalan kapasitesinin kullanılması halinde maliyetler bir miktar düşürülebilmektedir.

d. Koaksiyel Kablo (Coaxial Cable): Bilgisayar ağlarında ve kablolu TV hizmetini taşımak amacıyla kullanılan ve uzun mesafede çok az kayıpla sinyallerin iletebilen bakır kablo türüdür. Kablonun yapısı nedeniyle girişime karşı korunaklıdır. Mevcut altyapının kullanılması nedeniyle yatırım maliyeti bulunmamaktadır. Olumsuz yönü mevcut frekans bandının tüm kullanıcılar arasında paylaşılmasıdır.

Tablo 1’de farklı haberleşme teknolojilerinin özellikleri karşılaştırmalı olarak verilmektedir.

Tablo 1: Haberleşme Teknolojilerinin Özellikleri (Shaukat vd., 2018, Kabalcı, 2016, Kuzlu vd., 2014, Uzunoğlu&Erdoğan, 2013, s.99-110, s.108).

Kablosuz	Standart	Frekans Bandı	Veri Hızı	Kapsama Alanı	Kapsam
ZigBee	IEEE 802.15.4	868 MHz/915 MHz/2,4 GHz	En fazla 250 kbps	100 m	HAN
Z-Wave	Z-Wave	900 MHz	9,6-100 kbps	100 m	HAN
Bluetooth	IEEE 802.15.1	2,4-2,485 GHz	Bluetooth 5.0: 2 Mbps	Bluetooth 5.0: 40-400 m	HAN
Wi-Fi	IEEE 802.11	2,4-5 GHz	IEEE 802.11n: En fazla 600 Mbps	IEEE 802.11n: 1-300 m	HAN, NAN/FAN
WiMAX	IEEE 802.16	10-66 GHz	IEEE 802.16 m: 100 Mbps mobil kullanıcılar, 1 Gbps sabit kullanıcılar	IEEE 802.16 m: 0-5 km: optimal 5-30 km (kabul edilebilir hizmet)	NAN/FAN, WAN
Hücreli Haberleşme	2G: GSM	900-1800 MHz	14,4 kbps	1-10 km	NAN/FAN, WAN
	2,5G: GPRS	900-1800 MHz	144 kbps	1-10 km	
	3G: UMTS (HSPA, HSPA+), CDMA 2000	1,92-1,98 GHz, 2,11-2,17 GHz (lisanslı)	2 Mbps	1-10 km	
	4G: LTE/LTE-A	2,5-20 GHz	LTE:75-300 Mbps LTE-A: 500 Mbps-1 Gbps	LTE-A: 0-100 km	
SigFox		868/915/433 MHz	100 bps	10- 40 km	NAN/FAN
LoRaWAN	LoRa Alliance	868/915/433 MHz	0,3-50 kbps	5-20 km	NAN/FAN
Nb-IoT	3GPP	900-1800 MHz	200 kbps	1-10 km	NAN/FAN
6LoWPAN	IEEE 802.15.4	868 MHz/915 MHz/2,4 GHz	2-250 kbps	10-1000 m	HAN, NAN/FAN
Bilişsel Radyo	IEEE 802.22	Değişken	19 Mbps	10-100 km	NAN/FAN, WAN
Uydu	LEO(Iridium), MEO(New ICO), GEO(Immarsat, BGAN)	Değişken	BGAN: En fazla 1 Mbps	100-6000 km	WAN

Kablolu	Standart	Frekans Bandı	Veri Hızı	Kapsama Alanı	Kapsam
PLC	NB-PLC: PRIME, G3-PLC/IEEE 1901.2, ITU-T G.hnem, IEC 61334-5-1, IEC 62056-21, ISO/IEC 14908-1	En fazla 500 kHz	1-10 kbps düşük veri hızında, 10-500 kbps yüksek veri hızında	En az 150 km	HAN, NAN/FAN
	BPL: HomePlug, IEEE 1901, ITU-T G.hn	2-30 MHz	200 Mbps	Yaklaşık 1,5 km	
Ethernet	IEEE 802.3		10 Mbps-10 Gbps IEEE 802.3bs: 200-400 Gbps	En fazla 100 m IEEE 802.3bs:0,5-10 km	HAN, NAN/FAN
DSL	ADSL: ITU G.992.x	20 kHz-1 MHz	1-8 Mbps	En fazla 5 km	NAN/FAN
	HDSL: ITU G.991.x		2 Mbps	En fazla 3,6 km	
	VDSL: ITU G.993.x		15-100 Mbps	En fazla 1,2 km	
Fiber Optik	PON (IEEE 802.3ah, IEEE 1901, ITU-T G.983), WDM, SONET/SDH	Çok geniş	PON: 155 Mbps-2,5 Gbps WDM: 40 Gbps	10-60 km	WAN
Koaksiyel Kablo	DOCSIS	DOCSIS 3.1 full duplex: En fazla 1,2 GHz	DOCSIS 3.1 full duplex: 10 Gbps		NAN/FAN

Akıllı şebekelerin, şebeke işletme ve kontrol stratejilerinde getirdiği değişimle birlikte çeşitli akıllı şebeke uygulamalarının devreye alınması beklenmektedir. Dolayısı ile haberleşme altyapılarının, çok çeşitli ve büyük miktardaki veriyi taşıırken aynı zamanda uygulamaya bağlı olarak değişen gereksinimleri karşılayacak yeterlilikte olması gerekmektedir. Bu husus, akıllı şebeke haberleşme altyapıları kapsamında işlevsellik ve performans açısından çeşitli özelliklere sahip farklı haberleşme ağlarının tanımlanacağı ve bu ağların birlikte çalışabilir olmasının büyük önem taşıdığı anlamına gelmektedir (Silva Rua, 2013). Akıllı şebekeler kapsamında kullanılacak haberleşme teknolojilerinin, genel olarak aşağıdaki gereksinimleri karşılaması gerekmektedir.

- **Hizmet Kalitesi (Quality of Service-QoS):** Haberleşme ağ hizmetinin performansını gösteren birtakım ölçütler kullanılmaktadır. Bu ölçütler;

- **Gecikme (Latency):** Verinin, haberleşme kanalı üzerinden hedefe ulaşmasına kadar geçen en fazla süreye karşılık gelmektedir (Wang vd., 2011). Birçok akıllı şebeke uygulamasında gecikme süresi gereksinimleri, milisaniyeler ile birkaç saniye arasındadır. Diğer taraftan talep tepkisi, akıllı sayaç ve elektrikli ulaşım uygulamaları gecikmeye karşı daha toleranslıdır (Gungor vd., 2013).

- **Güvenilirlik (Reliability):** Haberleşme ağında güvenilirlik; verilerin tam, bozulmamış ve gönderim sırasına uygun olarak hedefe ulaşmasını garanti etmektedir. Bu doğrultuda haberleşme ağının güvenilirliği, veri paketinin başarılı bir şekilde hedefe teslim edilme olasılığı olarak hesaplanmaktadır (Horyachyy, 2017). Akıllı şebeke uygulamalarında genelde haberleşme güvenilirlik yüzdesinin yüksek olması (%99-99,9999 arası) gerekmektedir (Wen vd., 2015).

- **Bant Genişliği (Bandwidth):** Haberleşme kanalı boyunca belirli bir süre içerisinde iletilen en fazla veri miktarına karşılık gelmektedir. Kısaca, haberleşme kanalının kapasitesi olup bant genişliğinin artması veri transferinin daha hızlı olmasını sağlamaktadır. Saniyede gönderilen bit miktarı, yani bps (bit per second) birimiyle ifade edilmektedir (IEA, 2017). Akıllı sayaç uygulamalarında sayaç başına yaklaşık 10-100 kbps, ana taşıyıcı için 500 kbps yeterli olabilmektedir. Bant genişliği, dağıtım şebeke yönetim uygulamalarında 9,6-100 kbps, geniş alan durum farkındalığı için 600-1500 kbps arasında değişmektedir (Gungor vd., 2013).

- **Veri Hızı (Data Rate):** Haberleşme kanalı boyunca belirli bir süre içerisinde taşınan veri miktarına karşılık gelmektedir (Wen vd., 2015). Bps birimiyle ifade edilmektedir. Haberleşme ortamında gürültü vb. olabileceğinden veri hızı, bant genişliğinden daha az olabilmektedir.

- **Veri Hacmi (Throughput):** Haberleşme kanalı boyunca belirli bir süre içerisinde başarılı bir şekilde hedefe teslim edilen veri miktarıdır. Bps birimiyle ifade edilmektedir. Veri hacmi, paket kaybı vb. nedenlerle genellikle veri hızından daha düşüktür (Horyachyy, 2017).
- **Frekans Bandı (Frequency Range):** Bazı akıllı şebeke uygulamalarında daha kaliteli ve daha uygun maliyetli hizmet alınabilmesi adına daha düşük frekans aralıklarında (2 GHz'in altı) çalışan haberleşme çözümlerine ihtiyaç duyulabilmektedir. Bunun nedeni, düşük frekanslı radyo sinyallerinin iletim ortamındaki bina, yağmur vb. dış engellerden daha az etkilenmesidir (Gungor vd., 2013).
- **Ölçeklenebilirlik:** Akıllı şebekeler, milyonlarca kullanıcı ve ekipmanı bünyesinde barındırdığından haberleşme altyapısının ölçeklenebilir özelliğe olması büyük önem taşımaktadır. Farklı açılardan ölçeklenebilirlik özelliği, ağına artan trafik yükünü taşıyabilmesi veya coğrafi olarak genişletilebilmesi olarak anlaşılabilmektedir.
- **Güvenlik :** Akıllı şebekeler, kritik altyapılar içerisinde olduğundan saldırılara ve arızalara karşı haberleşme ağının dayanıklı olması elzemdir. Bu nedenle haberleşme altyapılarında siber/fiziksel saldırılara karşı dayanıklılığın artırılması ve veri gizliliğinin korunması bağlamında sıkı güvenlik önlemlerinin alınması gerekmektedir. Yetkilendirme (authentication), şifreleme (encryption), güven yönetimi (trust management) ve saldırı/izinsiz giriş tespiti (intrusion detection) akıllı şebekelerde ağ saldırılarının önlenmesi, tespit edilmesi ve etkilerinin hafifletilmesi amacıyla kullanılabilecek bazı güvenlik mekanizmalarıdır.
- **Birlikte Çalışabilirlik:** Akıllı şebekeler kapsamında pek çok farklı ekipman, haberleşme teknolojileri ve protokoller kullanıldığından farklı haberleşme ağlarının birlikte çalışabilirliği önem taşımaktadır. Standartlar ve açık şebeke mimarileri, haberleşme mimarisinin tüm katmanlarında birlikte çalışabilirliğin temini için kilit rol oynamaktadır. Ağların birlikte çalışabilir

olmasının yanı sıra farklı yazılım uygulamalarının birlikte çalışabilirliği de önem verilmesi gereken bir konudur.

- **Esneklik:** Akıllı şebeke haberleşme altyapıları bağlamında esneklik çok yönlü bir kavramdır. Esneklik bir taraftan farklı güvenilirlik ve zamanlama gereksinimleri olan heterojen akıllı şebeke hizmetlerini desteklerken diğer taraftan da farklı haberleşme modellerini sağlayabilmektedir. Örneğin; çoklu noktadan noktaya (multipoint to point) modeli uzaktan izleme uygulamaları, çok sayıdaki sensörden periyodik olarak ve eş zamanlı durum verisinin toplanmasını gerektirmektedir. Noktadan çoklu noktaya (point to multipoint) modeli uzaktan izleme uygulamaları, yapılandırma talimatları ve komut sinyallerinin ekipmanlara dağıtılması için kullanılmaktadır. Dolayısıyla, akıllı şebeke haberleşme altyapılarında, yüksek seviyede esneklik ve kendi kendine adaptasyon yeteneklerine sahip olan ağ teknolojileri ve protokollere ihtiyaç duyulmaktadır (Ancillotti vd., 2013).

1.5.5. Kurumsal Uygulama Entegrasyonu

Akıllı şebekelere doğru geçişte payı olan üç temel alandan birisi de dijitalleşme, yani Bilgi ve İletişim Teknolojilerinin (BIT) mevcut enerji sistemine entegre olmasıdır. Bilgi Teknolojileri (BT); bilgiyi alan, ileten, işleyen sistem veya ekipmanlar olarak ifade edilebilmektedir (NICCS, 2017). Temel hedefi bilgi güvenliği olan BT şirket genelinde faturalama, aboneler, muhasebe, insan kaynakları, tedarik zinciri gibi konulara ilişkin süreçlerin yönetilmesinde kullanılmaktadır. Elektrik dağıtım şirketlerinde kullanılan bazı BT sistemlerine aşağıda yer verilmektedir:

- **Kurumsal Kaynak Planlama Sistemi (KKP, Enterprise Resource Planning-ERP):** Şirketlerin, kurumların veya organizasyonların farklı birimlerinde yürütülen iş süreçlerini (satın alma, muhasebe, finans, stok yönetimi, insan kaynakları, proje yönetimi vb.) kapsayan ve içerisinde ayrı modülleri barındıran bir yazılım paketidir. ERP, işletme içerisinde farklı iş süreçlerinde elde edilen verilerin tek veri tabanında toplanarak farklı birimler tarafından bu bilgilere eş zamanlı olarak ulaşılabilmesine imkan vermektedir. Böylelikle işletme genelinde verilere erişim hızlanmakta, bilgi paylaşımı

kolaylaşmakta, farklı birimler arasındaki uyum artmakta ve aynı zamanda işletmenin verimliliği artmaktadır (Gönen&Rasgen, 2016, Çelebi&Bulut, 2016).

- **Müşteri Bilgi Sistemi (MBS, Customer Information System-CIS):** Müşteri İlişkileri Yönetim (Customer Relationship Management-CRM) Sistemi olarak da bilinmektedir. Abonelere/aboneliğe ilişkin isim, adres gibi genel bilgiler ile abone/tesisat numarası, bağlantı bilgileri, endeks bilgileri, tüketim geçmişi, borç bilgileri vb. dağıtım şirketinde bulunması gereken verilerin tutulduğu, müşteri bilgilerinin daha kolay izlenebilmesini sağlayan ve iş süreçlerinde verimliliği artıran sistemdir (Norfazlına vd., 2016, Ekanayake vd., 2012, s. 144-145).

- **Çağrı Yönetim Sistemi (Call Management System):** Müşterilerden gelen şikayet, ihbar ve taleplere ilişkin telefon çağrılarının kayıt altına alınmasını, bilgilerin analiz edilmesini, raporlanmasını ve diğer operasyonel sistemlere iletilmesini sağlayan sistemdir.

- **İş Gücü Yönetim Sistemi (Workforce Management-WFM):** WFM; saha ekiplerince yürütülen işlere ilişkin iş emirlerinin oluşturularak mobil ekiplere atanmasından, atanan işin kapatılmasına kadar olan bütün aşamalarının yönetildiği ve raporlanabildiği sistemdir. WFM; kullanıcı ve sayaç hizmetleri (enerji kesme, yeni bağlantı, sayaç okuma vb.), kesintilere müdahale edilmesi, bakım-onarım işleri ve yeni tesis yapımı gibi kısa veya uzun vadeli faaliyetleri kapsamaktadır. Saha operasyonlarında verimliliğin, performansın artırılması ve maliyetlerin azaltılması gibi pek çok açıdan fayda sağlamaktadır. WFM sisteminden en iyi şekilde yararlanılabilmesi için DMS/OMS, CBS ve çağrı yönetim sistemiyle entegre çalışması gerekmektedir (Borlase, 2016).

- **Kurumsal Varlık Yönetim Sistemi (Enterprise Asset Management-EAM):** Varlıkların listesi, karakteristik bilgileri, varlıklara ilişkin yapılmış olan bakım-onarım çalışması kayıtları gibi varlıkların yaşam döngüsü boyunca gerekli olan verilerin tutulduğu sistemdir. WFM sistemiyle entegre çalışması gerekmektedir (Borlase, 2017).

- **Araç Takip Sistemi:** Saha ekiplerince kullanılan araçların GPS (Global Positioning System-Küresel Konum Belirleme Sistemi) yardımıyla koordinat ve konum bilgileriyle birlikte sayısal harita üzerinden takip edildiği ve raporlama yapılabilen sistemdir.

Yukarıda açıklanan sistemlerin yanı sıra BT kapsamında yer alan CBS, MDMS, OSOS ve OMS hakkında tez kapsamında bilgi verildiğinden tekrar açıklanmamıştır.

BT ile operasyonel teknolojilerin (OT) bazı karakteristiklerinin benzer olmasına karşın OT sistemleri, klasik BT sistemlerinden farklılık gösteren birçok karakteristiğe de sahiptir. BT'nin aksine OT, fiziksel ekipmanları doğrudan ve gerçek zamanlı izleyerek/kontrol ederek fiziksel dünyada değişiklikleri algılayan veya değişikliklere sebep olan donanım ve yazılım sistemleridir (Thames, 2017). Temel hedefi görev güvenliği olan OT; SCADA, DMS, trafo merkezi/fider otomasyonu gibi sistemlerin yanı sıra, IED'ler, RTU'lar, röleler, sensörler, anahtarlama ekipmanları gibi saha ekipmanlarını da kapsamaktadır. Söz konusu farklılıklar, büyük ölçüde OT'nin fiziksel dünyaya doğrudan etkisinin olmasından kaynaklanmaktadır. Örnek verilecek olursa; OT'de meydana gelen hataların insan yaşamı veya çevreye zarar verme riski bulunurken, BT'de oluşan hatalar üretim kaybı gibi ekonomik zararlara yol açabilmektedir (NIST, 2015).

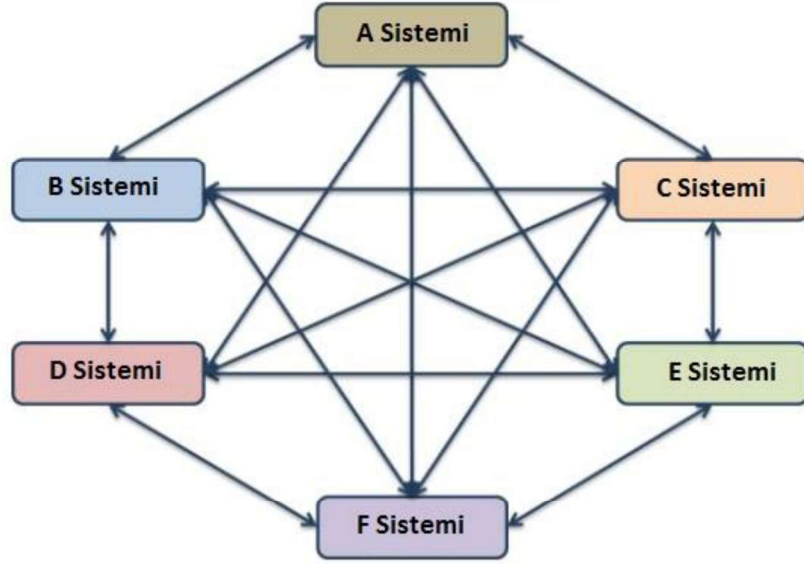
Entegrasyon (integration) veya yakınsama (convergence) kavramları, birbirinden bağımsız tasarlanan iki şeyin (örn. sistemler, uygulamalar, veri tabanları veya süreçler) ortak bir iş hedefine yönelik birlikte çalıştırılan eylem veya yaklaşım olarak tanımlanmaktadır (Borlase, 2017). Akıllı şebekelerle birlikte şebekenin modernleşmesi, bağımsız olarak kullanılmakta olan BT/OT uygulamalarının günbegün birbirine daha fazla bağlantılı hale gelmesine neden olmakta dolayısıyla da şirket/kurum içi sistemlerin yakınsamasını gerekli hale getirmektedir. Örneğin; SCADA/DMS ile CBS/OMS/AMI/MDMS arasında entegrasyon ve veri alışverişinin gerçekleştirilmesi, sistemlerden tam anlamıyla istifade edilmesi açısından önem taşımaktadır. Bununla beraber yakın geçmişe kadar gelişimi BT'den bağımsız olarak devam eden ve BT altyapısından izole şekilde çalışan OT sistemlerinin kapsamına, akıllı şebekelerle birlikte BT çözümleri (örn. internet protokolü-IP) de dahil olmakta böylelikle hem OT sistemleri yeni kabiliyetler kazanmakta, hem de BT/OT sistemlerinin arasındaki belirgin

ayrım giderek azalmaktadır (Borlase, 2017, Meyers, 2013).

Elektrik dağıtım şirketleri özelinde BT/OT arasında tam entegrasyonun/yakınsamanın sağlanması, şirketlerin şebeke işletim tarzını değiştirerek daha akıllı, daha uygun maliyetlerle ve daha hızlı şekilde yürütülmesini sağlayacaktır (Meyers, 2013). Entegrasyonun diğer faydaları olarak kararlarda gerçek zamanlı verilerin esas alınması, şebeke işletiminde verimliliğin ve güvenilirliğin artırılması, hizmet kalitesinin iyileştirilmesi, yatırım ve işletme harcamalarının azaltılması, şebeke varlıklarının sağlık durumunun iyileştirilmesi ve müşteri memnuniyetinin artması sayılabilmektedir (Borlase, 2017, Wirtz, 2015). Sonuç olarak BT/OT sistemlerinden en işlevsel şekilde yararlanılabilmesi için tüm sistemlerin doğru ve yönetilebilir bir ortak entegrasyon tasarımı aracılığıyla entegre olması elzemdir. Ancak BT/OT'nin entegrasyonu yalnız teknolojik yazılım ve sistemler düzeyinde değil ayrıca şirket organizasyonu düzeyinde ve iş süreçleri açısından da yakınsama olduğu takdirde etkisini gösterebilecektir (TAŞ 2023, 2018a, Borlase, 2017).

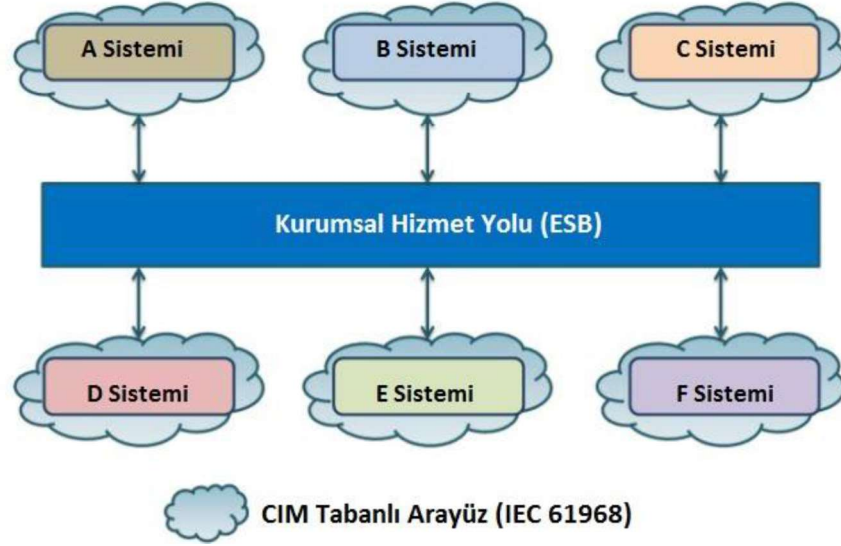
Elektrik dağıtım şirketlerinde kullanılan BT sistemlerinin entegrasyonunda kullanılan bazı yöntemlere aşağıda yer verilmektedir (TAŞ 2023, 2018a, Dönmez, 2013):

1. Noktadan Noktaya (Point-to-Point) Entegrasyon: Yöntemde; süreç gereksinimlerine göre sistemler doğrudan birbiriyle entegre edilmektedir. Burada iş süreçleriyle ilgili entegrasyon göz önünde bulundurulmamaktadır. Olumlu özellikleri; entegrasyon tanımlamaları ve kurulumun hızlı bir şekilde yapılabilmesi, verimli çalışması ve haberleşme iki sistem arasında gerçekleştiğinden gecikme süresinin kısa olmasıdır. Olumsuz özellikleri ise sistem sayısı arttıkça genel yapıda karmaşıklığın artması ve buna bağlı olarak izlenebilirliğin zorlaşması, herhangi bir değişiklik/geliştirme yapılması gerektiğinde tasarım esnek olmadığından sorun oluşması ve bakım maliyetlerinin yükselebilesidir. Şekil 26'da noktadan noktaya entegrasyon yöntemine ilişkin örnek mimari gösterilmektedir.



Şekil 26: Noktadan Noktaya Entegrasyon (Molina-Marin vd., 2016)

2. Servis Odaklı Mimari (Service Oriented Architecture-SOA) Tabanlı Süreç ve Sistem Entegrasyonu: Noktadan noktaya mimarinin dezavantajlarına karşı bir çözüm olarak kullanılmaktadır. Bir sistemin, bir veya birden fazla sistem tarafından kullanılabilen bir işlevselliği, hizmet (servis) olarak tanımlanmaktadır. SOA tabanlı yaklaşımda; tüm sistemler standart haberleşme arayüzü kullanarak Kurumsal Hizmet Yolu (Enterprise Service Bus-ESB) üzerinden önceden tanımlanmış servisleri sağlamaktadır. Bu yaklaşım, ESB üzerinden yapılan veri alışverişini tanımlayan ortak veri modelinin ve süreçlerin belirlenmesini gerektirmektedir. Şekil 27’de SOA tabanlı entegrasyon yaklaşımına ilişkin örnek mimari gösterilmektedir.

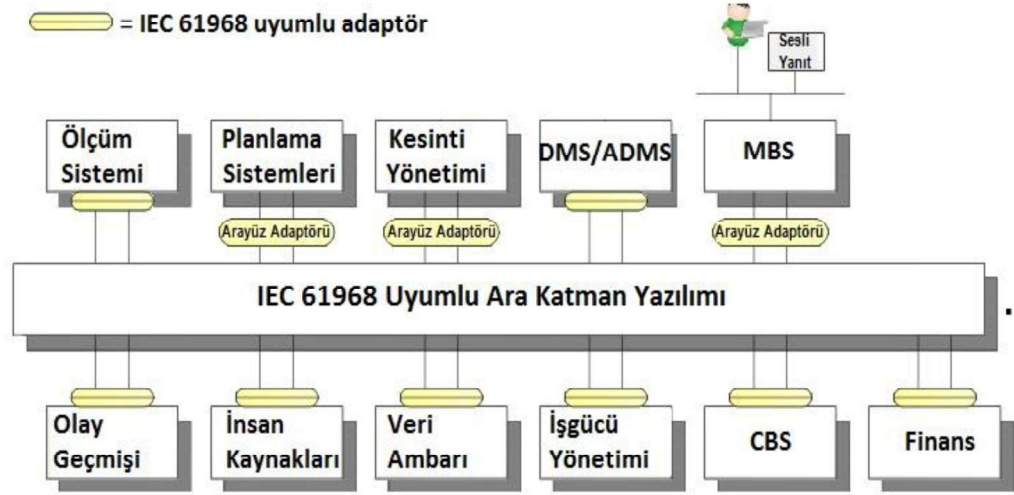


Şekil 27: Servis Odaklı Mimari (SOA) (Molina-Marin vd., 2016)

SOA tabanlı yaklaşımın olumlu özellikleri; tasarımın esnek olması, sistemler ve iş süreçleri ile ilgili uyumluluğun sağlanması, yapının karmaşıklığı önemli ölçüde azaldığından kontrolün kolaylaşması ve sistemlerde veya iş süreçlerindeki değişikliklerin kolaylıkla uygulanabilmesidir. Ayrıca dağıtım şirketlerinin tek entegrasyon platformu yerine amaca yönelik (teknik, ticari) veya süreçler için ayrı platformlar kurmalarına da imkan vermektedir. Olumsuz özellikleri ise kurulumun nispeten pahalı olması ve daha fazla veri akışı olduğundan haberleşmede gecikmelerin yaşanabilmesidir.

3. Ortak Bilgi Modeli (Common Information Model-CIM): Elektrik güç sistemlerinde SOA tabanlı mimari kapsamında aynı çatı altında çalışan farklı sistemler (uygulamalar) arasında veri alışverişinin standartlaştırılarak entegrasyonun sağlanması amacıyla IEC tarafından ortak dil ve veri modeline ilişkin standartlar geliştirilmiştir. Ortak bilgi modeli (CIM) veya IEC 61970/IEC 61968 standartları olarak bilinen modelde; şirketler tarafından şebeke işletiminde kullanılan tüm bileşenlerin (ekipmanlar, kullanıcılar, sistemler vb.) özgün birer nesne olarak tanımlanması gerekmektedir. IEC 61970 standardı; daha çok elektrik üretim/iletim şirketleri bünyesindeki Enerji Yönetim Sistemi (EMS) tarafından kullanılan bilgi modelini tanımlamakta ve temel şebeke bileşenleri (kablo, trafo, anahtar vb.) ile bu bileşenler arasındaki bağlantısalılığı kapsamaktadır. IEC 61968 standardı ise elektrik dağıtım şebekesi yönetiminde

kullanılan sistemlerin (OMS, DMS, WFM, AMI, CBS, ERP vb.) gerçek zamanlı entegrasyonu amacıyla kullanılan bilgi modelini tanımlamaktadır (TAŞ 2023, 2018a, IEC, 2010, EPRI, 2008). Şekil 28’de dağıtım şirketlerinin BT sistemleri için IEC tarafından oluşturulan referans entegrasyon mimarisi gösterilmektedir.



Şekil 28: Referans Entegrasyon Mimarisi (Kienesberger vd., 2015)

1.5.6. Büyük Veri ve Veri Analitiği

Akıllı şebekelere geçişle beraber BIT’nin dahil olduğu elektrik dağıtım sektöründe, veri kavramına dair geleneksel bakış açısı değişmeye başlamıştır. BIT ile birlikte dijitalleşen dünyanın üç temel bileşeninden birincisi olan veri; sayısal ortamda bulunan, işlenen veya taşınan sinyaller olarak tanımlanabilmektedir. Veriden faydalı bilgi üretilmesini sağlayan eylemler olarak tanımlanan analitik kavramı ise dijital dünyanın ikinci temel bileşenidir. Üçüncü temel bileşen olan bağlantısallık kavramı ise insanlar, cihazlar ve makinelerin (makine-makine arası dahil) sayısal haberleşme ağları üzerinden birbirleriyle veri alışverişinde bulunmaları şeklinde kabul edilmektedir (IEA, 2017).

Navigant Araştırma Raporuna göre 2020 yılına kadar dünya genelinde tesis edilen akıllı sayaç sayısının 1,1 milyarı aşacağı tahmin edilmektedir. Klasik elektrik sayaçlarında okuma süresi yaklaşık 1 ay iken AMI’de genel olarak elektrik kullanım verisini kaydetme sıklığı 15 dk-1 saat aralığına kadar kısalmakta olup bu durum

şirketler tarafından işlenmesi gereken verinin üç bin kata kadar artması anlamına gelmektedir (Yu vd., 2015). Diğer taraftan DÜK, EA'lar, EDS, TTY gibi akıllı şebeke bileşenlerinin dağıtım sistemine geniş ölçekte dahil olması, akıllı sayaç, sensör vb. veri toplama ve depolama ekipmanlarının maliyetlerinin giderek düşmesi ve haberleşme teknolojilerindeki hız ve kapasite artışı gibi etkenler şebekedeki bağlantısallığı artırarak gerçek zamanlı üretilen/iletilen veri miktarının artmasını ve çeşitlenmesini sağlamaktadır. IoT konseptinin enerji alanında kullanımının yaygınlaşması ise bunlara ilave olarak çok daha fazla sayıda cihazın şebekeye ve haberleşme ağına bağlanmasına ve yönetilmesi gereken verinin muazzam boyutlara ulaşmasına yol açacaktır. Ayrıca günümüzde verinin toplanması, saklanması, yönetilmesi ve aktarılmasından ziyade işlenerek anlamlı bilgi ve katma değer üretilmesi hususuna daha fazla odaklanılmaktadır. Dolayısıyla veri biliminde 'büyük veri' olarak adlandırılan verinin işlenerek şirketler için değerli bilgiye dönüştürülmesi için klasik veri işleme ve analiz yaklaşımlarının değiştirilerek gelişmiş veri yönetim tekniklerinin kullanımı zorunlu hale gelmektedir.

Büyük veri; verinin saklanması, analiz edilmesi ve yönetilmesinde klasik veritabanı yönetim sistemlerinin yetersiz kalması sonucunda ortaya çıkan bir kavramdır. Tanım olarak büyük veri; verinin anlamlandırılması ve karar verme süreçlerinde kullanılması için maliyet etkin, yenilikçi şekilde toplanması, depolanması ve işlenmesini gerektiren yüksek hacimli, yüksek hızlı ve çok çeşitli bilgi varlığıdır. Verilen tanımdan yola çıkılarak büyük verinin beş temel özelliğine aşağıda yer verilmektedir (Aktan, 2018, Özdemir&Sağiroğlu, 2018, Sağiroğlu&Koç, 2017, s. 133):

- **Hacim (Volume):** Verinin boyutu olarak ifade edilebilmektedir. Genel olarak gigabayt (GB), terabayt (TB) ve petabayt (1024 TB) ölçü birimleri ile ifade edilmekle beraber verilerin boyutu sürekli arttığından ekzabayt (1024 PB) ve zetabayt (1024 EB) gibi yeni ölçü birimleri de kullanılmaya başlanmıştır. Veri hacmi, büyük veri ile ilgili problemlerin başlıcaları arasında yer almaktadır. Veri hacmi, uygulamaya bağlı olarak değişmekte olup örneğin; AMI'deki dakikalar mertebesindeki veri kayıt çözünürlüğü, RTU'ların milisaniyeler/mikrosaniyeler mertebesindeki veri çözünürlüğünden daha az olmasına karşın günlük olarak akıllı sayaçlardan üretilen milyonlarca

kullanıcının tüketim verisinin hacmi, RTU’larda üretilen veri hacminden daha yüksektir.

- **Hız (Velocity):** Verinin üretilme hızını ifade etmektedir. Büyük veride hız oldukça yüksek olup artmaya devam etmektedir. Bu doğrultuda veri işleme ve analizine yönelik süreçlerin, verinin üretimiyle aynı hızda yürütülmesi gerekmektedir.
- **Çeşitlilik (Variety):** Veri üreten kaynakların çeşitliliği nedeniyle veriler, farklı türlerde ve formatlarda karşınıza çıkmakta olup veri çeşitliliğinin fazla olması, farklı analiz ve saklama yöntemlerinin kullanılmasını gerektirmektedir. Çeşitli kaynaklardan elde edilen veriler biçim ve yapısına göre yapısal, yapısal olmayan ve yarı yapısal olarak sınıflandırılmaktadır. Yapısal (structured) veri; veritabanlarında belirli bir formatta tutulabilen verilerdir. Yapısal olmayan (unstructured) veri; veritabanlarında saklanamayacak formattaki metin, ses ve video verileridir. Yarı-yapısal (semi-structured) veri ise yapısal ve yapısal olmayan türde verileri içeren ve xml., csv. gibi etiket değerleriyle tanımlanabilen verilerdir. Bundan başka veri işleme yöntemine göre veriler; duran veri ve hareketli veri olarak da gruplandırılabilir. Durağan veri (data at rest); üretildikten sonra belirli bir yere (veri ambarı, arşiv vb.) toplu olarak kaydedilen ve saklanan verilerdir. Hareketli veri (data in motion) ise sürekli olarak üretildiği kaynaktan hedef sisteme doğru belirli bir akış hızı ve boyutta iletilen verilerdir.
- **Doğruluk (Veracity):** Verinin ne kadar doğru veya güvenilir olduğunu, yani verinin kalitesini göstermektedir. Analizlerden değerli bilgiler elde edilmesinde verinin doğruluğu kritik olduğundan elde edilen verinin iş kararlarında kullanılabilecek derecede güvenilir olması gerekmektedir. Ancak verinin akışı esnasında doğruluğunu olumsuz etkileyebilecek pek çok faktör bulunmaktadır. Örneğin; haberleşme kanalında gürültüye maruz kalan veride yanlış veya eksik değerler görülebilmektedir. Bu nedenle analiz öncesinde verinin doğruluğunun kontrol edilerek hedeflere uygun verinin elde edilmesinde büyük veriye özgü teknolojiler kullanılmalıdır.

- **Değer (Value):** Büyük veri analitiğini önemli hale getiren, veriden üretilen değerdir. Büyük veri, ilk etapta yüksek hacmine nazaran düşük değere sahiptir. Ancak veri yığını üzerinde yapılan analitik çalışmalarla iş ve karar verme süreçlerine olumlu katkı sağlayacak yüksek değere sahip bilgiler elde edilebilmektedir.

Büyük verinin, değere dönüştürülmesi için işlenmesi gerekmekte olup bu süreç genel olarak veriyi elde etme, depolama, analiz etme ve faydalı bilgiye ulaşma (görselleştirme) gibi aşamalardan oluşmaktadır. Büyük veri işleme çalışmalarında temel olarak verinin türüne ve uygulamanın ihtiyacına göre kullanılan yöntemlere aşağıda yer verilmektedir (Sagiroğlu&Koç, 2017, s. 133):

- **Toplu (Yığın) Veri İşleme (Batch Processing):** Durağan verilerin toplu şekilde işlenmesine yönelik bir yöntem olup büyük verinin; hacim özelliğine odaklanılmaktadır. Hatalara karşı dirençli olmasına karşın gecikme sorunu görülebilmektedir. Büyük veri analizinde kullanılan en yaygın platform olan Hadoop teknolojisi, bu yönteme dayanmaktadır.
- **Akışkan Veri İşleme (Stream Processing):** Hareketli tipteki verilerin gerçek zamanlı veya gerçek zamana yakın hızda işlenmesinde etkin çözüm sağlayan bir yöntemdir. Büyük verinin; hız özelliğine odaklanıldığından hatalara karşı daha az dirençlidir. Bu yöntemde verinin ufak parçalar halinde ele alınarak en az gecikmeyle sonuç alınması hedeflenmektedir. Bu yöntemi kullanan teknolojiler; Storm, S4, Samza, Kafka ve Spark Streaming'tir.
- **Hibrit Veri İşleme:** Birden fazla veya aynı kaynaktan gelen durağan ve hareketli tipteki verilerin birlikte işlenmesine olanak vermektedir. Büyük verinin hem hacim hem de hız özelliklerine odaklanılmaktadır. Üç katmandan oluşan Lambda mimarisi bu yönteme dayanmaktadır.

Büyük veri analitiğinde istatistiksel modeller, yapay zeka (artificial intelligence), veri madenciliği (data mining), makine öğrenmesi (machine learning) ve bulut hesaplama (cloud computing) gibi gelişmiş araçlar kullanılmakta olup söz konusu

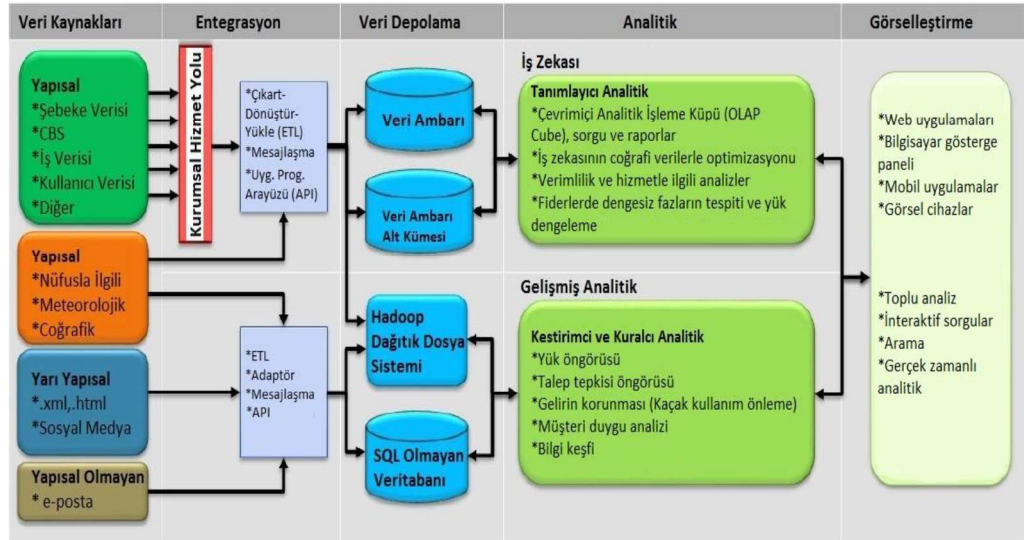
araçlar, üç temel veri analitik modeline dayanmaktadır (Zayas vd., 2017):

1. Tanımlayıcı (Descriptive) Analitik: Geçmişteki/şu andaki verilerin yardımıyla olayların iç yüzünün anlaşılması amacıyla kullanılmaktadır. “Ne oldu?” sorusunun cevabı aranmaktadır. Genellikle raporlamalarda kullanılmaktadır.

2. Kestirimci (Predictive) Analitik: Geçmişteki/şu andaki verilerin yardımıyla olması muhtemel durumları tahmin ederek karar verme süreçlerini desteklemektedir. “Ne olacak?” sorusunun cevabı aranmaktadır.

3. Kuralcı (Prescriptive) Analitik: Analitik yöntemlerin en gelişmiş olarak görülmekte olup simülasyon ve optimizasyon algoritmaları kullanılmaktadır. Gelecekteki eylemlere ilişkin en uygun çözüm önerilerini getiren bir yaklaşım olup “Ne yapılmalı?” sorusunun cevabı aranmaktadır.

Dağıtım sisteminde büyük veriye ilişkin analitik çalışmalarında AMI, sensörler, çağrı merkezi, BT sistemleri gibi pek çok kaynaktan gelen verinin sadece raporlamada kullanılmasının ötesine geçilerek dağıtım sistemi operasyon ve planlanmasına ilişkin karar verme süreçlerini ve iş zekasını desteklemede önemli bir araç haline getirilmesi hedeflenmektedir. Bu noktada büyük veriden en fazla faydanın elde edilmesi açısından tek veri analitik yöntemine/teknolojisine bağlı kalınmaması, uygulamaya göre değişecek şekilde bütün yöntemlerin birlikte kullanılması daha uygundur. Örneğin tanımlayıcı analitik yöntemi; enerji ve hizmet kalitesinin analizi, yük dengeleme, maliyet analizi vb., kestirimci analiz yöntemi; yük ve talep tepkisinin tahmin edilmesi, kaçak kullanımın tespiti, arıza tahmini vb., kuralcı analitik yöntemi ise varlık kapasitesinin en uygun şekilde kullanımı, saha ekiplerinin arızalara yönlendirilmesi vb. uygulamalarda kullanılabilmektedir. Yukarıda yer verilen bilgiler doğrultusunda dağıtım sisteminde büyük verinin kaynağından anlamlı bilgiye dönüşene kadar izlediği tüm aşamaları içeren kavramsal mimari, Şekil 29’da gösterilmektedir.



Şekil 29: Büyük Veri Kavramsal Mimarisi (Zayas vd., 2017)

Dağıtım sisteminde büyük veri analitiğinin kullanılabileceği uygulamalar şirketlerin kısa ve uzun vadeli faaliyetleriyle bağlantılı olarak iki grupta incelenebilmektedir (Yu vd., 2015, Joseph&Jasmin, 2017):

Kısa vadeli şebeke operasyonları: Kaçak kullanım tespiti, kesinti tespiti, puant yük izleme, talep tepkisi, DEK bağlantısının şebekeye etkilerinin tespiti, daha yüksek zaman/konum çözünürlüğünde tüketim ve yenilenebilir dağıtık üretim öngörüsü, dağıtım sisteminin görselleştirilmesi, şebekenin durum kestirimi (arıza vb.), şebeke varlıklarının durum tahmini, güç kalitesi izleme

Uzun vadeli sistem planlama çalışmaları: Tüketici davranışlarının modellenerek talep tepkisi programları ve tarife yapılarının belirlenmesi, dağıtım şebekesinin gelişimine uygun olarak yatırımların planlanması, kestirimci/duruma dayalı bakım çalışmaları

1.5.7. Siber Güvenlik ve Verilerin Korunması

Siber güvenlik, elektronik bilgi ve iletişim sistemlerinin gizlilik, bütünlük ve erişilebilirlik gibi özelliklerini korumaya odaklanmaktadır. Siber güvenlik; şirketlerin ve kullanıcıların varlıklarını kapsayan siber ortamın korunmasında kullanılan birçok araç, politika, güvenlik kavramları, güvenlik korumaları, kılavuzlar, risk yönetim

yaklaşımları, eylemler, alıştırmalar, en iyi sonuç veren uygulamalar (best practices), güvence ve teknolojilerin toplamı olarak düşünülebilir. Enerji altyapısının kritik nitelikte olması, siber ortamdaki tehditlere karşı önemli bir hedef haline getirdiğinden bu durum ülkeler düzeyinde siber güvenlik politikasının oluşturulmasına neden olmaktadır (Eurelectric, 2016a).

Geleneksel elektrik şebekesinin akıllı şebekelere doğru dönüşümü, iletişimi hem dijital ortama taşımakta hem de çift yönlü hale getirmektedir. Bu dönüşüm, ‘akıllı’ olan tüm unsurların uzaktan izlenmesini, yönetimini ve kontrolünü mümkün kılmakta, ancak tüm sistemi siber saldırılara karşı daha savunmasız hale getirmektedir (IEA, 2011b). Sistemin artık hem fiziksel (OT) hem de dijital boyutu (BT) olduğundan tehditler her iki boyutu da etkileyebilmekte ve ciddi zararlara yol açabilmektedir. Hatta günümüzdeki internetin daha gelişmiş hali olarak düşünülebilecek “Nesnelerin interneti”(IoT) fiziksel ekipmanları bilgi işleme ve haberleşme yetenekleriyle donatabilmekte olup ancak bu durumda güvenlik önlemlerinin daha da artırılması gerekecektir (MIT, 2016, s. 137-179).

DEK ve akıllı sayaçların BIT sistemleriyle birlikte şebekeye dahil olmasıyla enerji üretimi, tüketimi ve şebekenin durumuyla ilgili yüksek hacimli veri neredeyse anlık olarak ortaya çıkmaktadır. Akıllı sayaçlar, kullanıcıların tüketim davranışlarıyla ilgili detaylı bilginin elde edilmesini sağlarken aynı zamanda çok büyük boyuttaki akıllı sayaç verilerinin kim tarafından/nasıl yönetileceği ve nasıl korunacağına dair soruları gündeme getirmektedir (D’Almeida, 2013). Söz konusu veriler farklı piyasa oyuncuları tarafından kullanılmakta olduğundan artan miktardaki verinin güvenliğinin sağlanması yeni bir sorun olarak gündeme gelmiştir.

Bahsedilen nedenlerle giderek ‘akıllı’ hale gelen şebekenin siber ortamdaki risklerden korunması adına ülke genelinde iyi yapılandırılan ve uygulanan siber güvenlik ve veri koruma politikasına gereksinim duyulmaktadır. Siber güvenlikle ilgili yapılacak düzenlemelerde konunun sadece teknik boyutuyla düşünülmemesi, ayrıca kurumsal ve operasyonel açılardan da dikkate alınması gerekmektedir (Eurelectric, 2016a). Ayrıca siber tehditler günbegün değiştiğinden, düzenlemelerin ve en iyi sonuç veren uygulamaların da güncellenmesine ve geliştirilmesine dikkat edilmelidir (MIT, 2016, s. 137-179). Bunların yanı sıra akıllı şebekelerde siber güvenliğin artırılmasına

yönelik aşağıdaki adımlar önerilmektedir:

- İyi bir siber güvenlik yönetim stratejisinin oluşturulması
- Güçlü bir olay müdahale planının oluşturulması
- İnsan faktöründen kaynaklanan risklerin en aza indirilmesi adına siber güvenlik kültürünün kazanılması
- Gerek kamu-özel sektör arasında, gerekse de uluslararası iş birliğinin ve bilgi paylaşımının geliştirilmesi
- Yeni tehditlere karşı Ar-Ge ve pilot projelere destek verilmesi (MIT, 2016, s. 137-179)

Birçok ülkede enerji sistemlerinin siber güvenliğinin sağlanması amacıyla çeşitli düzenlemeler hayata geçirilmiştir. Ancak dağıtım seviyesinde, (özellikle DEK ve kullanıcılara ait bağlantı noktalarını kapsayacak şekilde) düzenlemeler yetersiz kaldığından dağıtım şebekesinde referans siber güvenlik standartlarının belirlenmesi zorunluluk haline gelmiştir. Sayıları giderek artan DEK'lere ilişkin güvenliğin artırılması adına teknik şartnamenin oluşturulması, güncellenmesi ve her yeni bağlantı işleminde dağıtım şirketleri ve DEK sağlayıcıları tarafından uygulanması gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179). Bu konuda yararlanılabilecek bazı kaynaklar, Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü'nün (Electric Power Research Institute-EPRI) "DEK Sistemleri için Siber Güvenlik" raporu, Ulusal Standartlar ve Teknoloji Enstitüsü'nün (National Institute of Standards and Technology-NIST) "Akıllı Şebekelerde Siber Güvenlik için Kılavuzlar" ve Uluslararası Elektroteknik Komisyonu'nun (International Electrotechnical Commission-IEC) "DEK Siber Fiziksel Sistemleri Olan Güç Sistemleri için Dayanıklılık ve Güvenlik Tavsiyeleri" raporudur (IEC, 2016, NIST 2014, EPRI, 2013).

Siber güvenlik yatırımları konusunda karşılaşılabilecek zorluklardan birisi, çözümlerin maliyetli olabilmesi dolayısı ile dağıtım şirketleri veya şebeke kullanıcılarının bu tür çözümleri karşılayabilecek yeterli finansal kaynağa sahip olmamalarıdır. Bunun yanında, siber güvenlik yatırımlarından elde edilen faydaların dağıtım şirketlerine doğrudan finansal getirisi fazla olmadığından şirketler siber güvenliğin sağlanması konusuna eğilmekte isteksiz olabilmektedirler. Dolayısıyla şirketlerin dağıtım sisteminde siber güvenliğe ilişkin gerekli ve yeterli önlemleri

alabilmeleri için şirketleri teşvik edecek ve yönlendirecek ilave düzenlemelerin hayata geçirilmesi gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

1.5.7.1. Enerji Sisteminde Siber Güvenlik ve Gizlilikle İlgili Avrupa Birliği ve ABD Düzenlemeleri

AB tarafından üye ülkeleri kapsayacak şekilde siber güvenliği dolaylı olarak destekleyen daha önce çeşitli öneri ve direktifler (örn. 14/2008 Direktifi) yayımlanmıştır. Ayrıca 2004 yılında üye ülkelerin siber güvenlik bilincinin artırılması amacıyla AB bünyesinde Şebeke ve Bilgi Güvenliği Ajansı (European Union Agency for Network and Information Security-ENISA) kurulmuştur (ENISA, 2005). Temmuz 2016'da yürürlüğe giren Şebeke ve Bilgi Güvenliği Direktifi (2016/1148 Direktifi-NIS) ile büyük bir adım atılmıştır. NIS hedefleri; üye ülkelerde siber güvenlik konusunda sorumlu olacak yerel düzenleyici kurumların oluşturularak ülkelerin siber güvenlikle ilgili yeterliliklerinin artırılması, üye ülkeler arasındaki iş birliği ve koordinasyonun güçlendirilmesi, kilit sektörlerde (enerji, ulaşım, bankacılık vb.) yüksek düzeyde risk yönetim uygulamalarının oluşturulmasıdır. Ayrıca dağıtım şirketleri, sorumlu oldukları şebeke ve sistemlerin güvenliğini sağlamakla ve direktifi doğru bir şekilde uygulamakla sorumlu tutulmuştur (Eurelectric, 2016a).

Kritik altyapılarla ilgili bir diğer AB girişimi ise, Kritik Bilgi Altyapısı Koruma (CIIP) eylem planıdır. Siber güvenliğin sağlanmasında ülkeler arası bilgi paylaşımının önemi anlaşıldığından söz konusu planda 2012'den itibaren üye ülkelerin kendi Bilgisayar Acil Durum Müdahale Ekiplerinden (Computer Emergency Response Teams-CERTs) oluşan bir ağ sisteminin kurulması amaçlanmıştır (Eurelectric, 2016a). Daha sonra NIS kapsamında CERTs, ulusal düzeyde Bilgisayar Güvenlik Olay Müdahale Ekiplerinden (Computer Security Incident Response Teams-CSIRTs) oluşturulan ağ sistemine dahil edilmiştir. ENISA, CSIRTs arasındaki iş birliği ve bilgi alışverişine aktif bir şekilde destek vermektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

Üye ülkelerde de siber güvenlik konusunda başlatılan bazı girişimler ve projeler bulunmaktadır. Örneğin; Fransa'da şirketler, büyük siber güvenlik olaylarını ulusal siber güvenlik kuruluşuna (ANSSI) raporlamakla yükümlü tutulmuştur. Portekiz'de siber güvenliğin koordinasyonu için Ulusal Siber Güvenlik Merkezi kurulmuştur.

Almanya’da 2015 yılında BT-Güvenlik Kanunu yürürlüğe girmiş, iletim ve dağıtım şirketleri şebeke ve bilgi güvenliği ile ilgili olayları raporlamakla sorumlu tutulmuştur. SEGRID projesinde, akıllı şebeke korumasının siber saldırılara karşı güçlendirilmesi hedeflenmektedir. SPARK projesinde, akıllı şebekelerin daha güvenli olması için referans mimariler ve risk değerlendirme yaklaşımları gibi yenilikçi çözümlerin bulunması hedeflenmektedir (Eurelectric, 2016a).

ABD’de ise siber güvenlik düzenlemeleri açısından tek bir merkezi otorite bulunmamaktadır. Genelde Federal Enerji Piyasası Düzenleme Komisyonu (Federal Energy Regulatory Commission-FERC) ve Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirlik Düzenleyici Kurumu (North American Electric Reliability Corporation- NERC) tarafından kabul edilen düzenlemeler uygulanmaktadır. Akıllı Şebekeler Birlikte Çalışabilirlik Paneli’nin (SGIP) içerisinde siber güvenlikle ilgili çalışmaları yürütmek üzere Akıllı Şebekeler Siber Güvenlik Komitesi (Smart Grid Cybersecurity Committee-SGCC) kurulmuştur. Grup tarafından 2014 yılında yayımlanan NIST Kuruluşlar arası Raporu (NISTR 7628) ile siber güvenlik çerçevesinin beş hedefi; risklerin belirlenmesi, uygun önlemlerle korunma, siber güvenlik olaylarının tespit edilmesi, olaylara müdahale, olay sonrası sistemin restorasyonu olarak tanımlanmıştır. 2013 yılında ABD Başkanlığı tarafından Kritik Altyapıların Siber Güvenliğinin Artırılması Kararnamesi (Executive Order 13636) çıkarılmıştır. Kritik Altyapıları Koruma (Critical Infrastructure Protection-CIP) programı altında 2016’da NERC tarafından elektrik güç sistemi ve iletim seviyesinde siber güvenlik için bir dizi standart ve gereksinimler belirlenmiştir (MIT, 2016, s. 137-179).

Gizlilik yasakları, şifreleme gereksinimleri ve bilgilerin ifşa edilmesiyle ilgili mevcut düzenlemeler, ülkeye veya tutulan verilerin türüne göre çeşitlilik göstermektedir. Avrupa Komisyonu bünyesindeki “Akıllı Şebekeler Çalışma Grubu” tarafından hazırlanan akıllı şebekeler (M/490) direktifiyle, aynı zamanda verilerin güvence altına alınması amaçlanmıştır (Crispim vd., 2014). Bunun yanında Çalışma Grubu içerisinde yer alan Uzman Grubu 2; tamamen verilerin gizliliği, korunması ve siber güvenlik üzerine öneriler sunmaktadır. Grup, Ekim 2014’te akıllı sayaç sistemlerinin güvenliği ve kişisel verilerde risklerin azaltılması için girişim başlatmıştır. Komisyon, sanayi ve diğer paydaşlarla iş birliği içinde iki yıllık bir değerlendirme süreci gerçekleştirmiş ve Kasım 2016 sonunda Komisyon Tavsiyesi ve Genel Veri

Koruma Yönetmeliği uyarınca akıllı sayaç sistemlerinde 10 minimum işlevsel gereksiniminin her birinin gizliliğinin ve siber güvenliğinin sağlanması adına bir öneri paketi hazırlamıştır (EC, 2018a). Avrupa Parlamentosu ve Konseyi tarafından Nisan 2016'da kabul edilen 2016/679 Direktifi kapsamında vatandaşların kişisel verilerinin korunması teminat altına alınmıştır. Bu açıdan dağıtım şirketleri de kullanıcılara ait verilerin toplanması, işlenmesi, tutulması ve silinmesi işlemleriyle ilgili olarak katı veri koruma kurallarına tabi olmaktadır (Eurelectric, 2016a). Ayrıca ABD'de 2007 yılında yayımlanan Enerji Bağımsızlığı ve Güvenliği Kanunu (EISA) çerçevesinde çalışma grupları oluşturulmuş olup gizlilik konusunda çalışma yürüten alt grup mevcuttur.

İKİNCİ BÖLÜM

AKILLI ŞEBEKELER VE EKONOMİK DÜZENLEME

2.1. Dağıtım Şirketlerinin Ekonomik Düzenlenmesi

Bu bölümde, elektrik dağıtım şirketlerinin akıllı şebekelerin getirdiği dönüşüm bağlamında düzenlenmesi konusundan önce giriş olması açısından literatürdeki elektrik dağıtımına ilişkin ekonomik düzenlemelere dair genel bilgiler verilecektir.

Elektrik dağıtımının, ekonomik gerekçelerle doğal tekel niteliğini haiz olması nedeniyle rekabetin tam olarak mümkün olamadığı piyasa ortamında elektrik dağıtım hizmeti sunan şirketlerin devlet tarafından düzenlenmesi ihtiyacı ortaya çıkmıştır. Elektrik dağıtımından şirketler; fiyat, şebekeye erişim, hizmet kalitesi ve piyasaya giriş hususlarında düzenlemelere tabi olmaktadır (Joskow, 2014).

Elektrik dağıtımının sektörünün bazı nitelikleri (yatırımların uzun ömürlü olması, batık maliyetler, bilgi eksikliği, teknoloji/talep değişimleri gibi) dağıtım şirketlerinin ekonomik düzenlemelere tabi olmasının daha uygun olduğuna karar verilmesine yol açmıştır (Joskow, 2005, Cossent, 2013, s.12-28). Ekonomik düzenlemelerde şirketlerin, dağıtım şebekesinin işletilmesi esnasında sağladıkları hizmetler karşılığında üstlendikleri maliyetlerin geri kazanılması adına düzenleyici kurum tarafından belirlenen gelirler/fiyatlar, tarifeler yoluyla son kullanıcılara yansıtılmaktadır. Düzenleyici kurum tarafından şirketlere izin verilen gelirin/fiyatın saptanması aşamasında karşılaşılan en büyük zorluklardan birisi, düzenlenen şirketlerin gerçek maliyetlerini, maliyetlerle ilgili fırsatlarını ve maliyetlerini azaltma isteğinin olup olmadığını düzenleyici kurumun tam olarak bilememesidir. Literatürde bu durum bilgi asimetrisi olarak tanımlanmaktadır (Atıyas, 2006, Cossent, 2013, s.12, Joskow, 2014). Bilgi asimetrisinin kısıtlayıcılığında sağlıklı bir düzenleme yapılabilmesi için şirketlerin hâkim durumundan yararlanmasını ve bu yolla aşırı kâr elde ederek (tekel rantı) fiyatların aşırı yükselmesini önlenmesi, şirketlerin mali sürdürülebilirliğini garanti edilmesi, şirketlerin kaynaklarını verimli ve etkin bir şekilde değerlendirerek şebeke kullanıcılarına güvenilir, kaliteli ve düşük maliyetli hizmet sunmasının sağlanması gibi

hususların düzenleyici kurum tarafından göz önünde bulundurulması gerekmektedir (Atiyas, 2006, Joskow, 2008, ELDER 2017). Ekonomik düzenlemeler kapsamında şirketlerin değerlendirilmesinde etkinlik kavramı sıkça kullanılmaktadır. Etkinlik (efficiency); üretkenlik etkinliği (productive efficiency) ve kaynak tahsis etkinliği (allocative efficiency) olarak ikiye ayrılmaktadır. Üretkenlik etkinliği, hizmetlerin en düşük maliyetle sunulması anlamına gelmekte olup şirketlerin maliyet tasarrufu çabasıyla ilgili bilgi vermektedir. Kaynak tahsis etkinliği (veya verimlilik) ise kaynakların, en uygun şekilde kullanılarak fiyatların gerçek hizmet maliyetlerine yaklaştırılmasının bir göstergesidir (MIT, 2016, s. 137-179). Düzenleyici kurum, bahsi geçen etkinlik teşviklerini dengelerken aynı zamanda hizmet kalitesinin iyileştirilmesi ve enerji kayıplarının azaltılması adına şirketleri desteklemelidir (Rothwell, 2013, s. 83-87).

2.1.1. Getiri Oranı Düzenlemesi (Rate of Return Regulation, Hizmet Maliyeti - Cost of Service)

Getiri oranı düzenlemesi (getiri oranı), doğal tekellerin ekonomik açıdan düzenlenmesinde kullanılan maliyet esaslı bir model olup zamanla teşvik esaslı düzenlemeler daha fazla ön plana çıkmıştır. Bu düzenleme kapsamında özetle; şirketlerin bir önceki tarife dönemine ait hesaplanan maliyetlerine ilaveten makul bir getiri belirlenerek yeni döneme ilişkin şirketin toplam gelir gereksinimi ile akabinde yeni uygulama dönemine ilişkin tarifeler hesaplanmaktadır. Tarife belirleme dönemleri arasında yer alan uygulama dönemlerinin süresi, yani düzenleme aralığı düzenleyici kurum tarafından belirlenmektedir.

Yöntemin avantajları sayılacak olursa şirketlerin yatırımlarının finanse edilmesi, piyasa risklerinden korunmaları ve aşırı kar elde etmelerinin önüne geçilmesi sayılabilir (Erol, 2003). Maliyetler geriye dönük (ex-post) incelendiğinden düzenleyici kurumun, şirketlerin gerçekleşen maliyetleri hakkında daha doğru bilgi sahibi olma imkânı vardır. Düzenleyici kurum tarafından uygulama dönemi için belirlenen fiyatlar, düzenleme aralığı boyunca sabit kalacağından bu süreçte dağıtım şirketlerine maliyetlerinden tasarruf ederek bir miktar karını arttırma fırsatı doğmaktadır (Cossent, 2013, s. 12-58).

Yöntemin en büyük handikapları; şirketlerin (özellikle uzun dönemde) maliyetlerini azaltmasına, uzun dönemde getirisi olan yenilikçi yatırımların yapılmasına ve hizmet kalitesinin iyileştirilmesine yönelik herhangi bir teşvik içermemesidir. Hatta şirketlerin, sadece uygulama dönemi içerisinde (kısa vadede) maliyet tasarrufu sağlayacak yatırımlara öncelik vermesine yol açmaktadır. Geriye dönük yaklaşımının kullanılıyor olması nedeniyle şirketlerin bütün harcamaları düzenleyici kurum tarafından kabul edilmemekte yani izin verilen maliyetler, gerçekleşen maliyetlerden farklı olabilmektedir. Düzenleyici kurum tarafından makul ve ihtiyatlı bulunan yatırımların gelir gereksinimi hesabında kabul görmesi, şirketlerin bir sonraki tarifeyi öngörememesini, dolayısıyla düzenleyici riskini ortaya çıkarmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179, Joskow, 2005). Buna bağlı olarak şirketlerin bilgi avantajını kullanarak gereksiz yatırımlarla maliyetlerini yüksek göstermesi veya maliyet tasarrufu çabaları azaldığından üretkenlik etkinliğinin zayıflaması sonucunda fiyatların optimum seviyeden daha yüksek olması gibi riskler de bulunmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179, Joskow, 2014). İlave olarak getiri oranında şirketlerin dağıtım sistemi varlıklarına ilişkin tüm giderleri düzenleyici kurum tarafından incelendiğinden ilave zorluk oluşmakta ve düzenleme maliyetlerinin artmasına yol açmaktadır (Rothwell, 2013, s. 83-87). Sayılan nedenlerle teşvik esaslı düzenlemeler daha çok tercih edilir olmaya başlanmıştır.

2.1.2. Teşvik Esaslı Düzenlemeler (Incentive Regulation)

Getiri oranı düzenlemesinin, şirketlerin etkinliğini sağlamada yetersiz kaldığının görülmesi üzerine şirketlerin etkinliğini artırırken aynı zamanda da yatırımların yapılmasını özendirmek amacıyla teşvik düzenlemesi (RPI-X olarak da bilinir) kullanılmaya başlanmıştır. Getiri oranına göre izleme ve yönetim maliyetlerinin daha düşük olması, teşvik düzenlemesinin bir başka tercih edilme sebebi olmuştur (ELDER, 2017). Fiyat veya gelir tavanı bu yöntemin temel uygulamaları arasındadır. Fiyat/gelir tavanında, fiyatlara/gelirlere bir sonraki tarife dönemi boyunca geçerli olacak şekilde üst sınır (tavan) getirilerek şirketlerin o dönemde kazanacağı fiyatları/gelirleri garanti edilirken aynı zamanda maliyetlerden tasarruf etmeleri yönünde güçlü bir teşvik sağlamaktadır. Fiyat tavanı uygulamasında, yıllık fiyatların ağırlıklı ortalamasında meydana gelecek artışa tüketici fiyat enflasyon oranı (Retail Price Index, RPI) eksi verimlilik faktörü (X) kadar sınır getirilmektedir (Atiyas, 2006). Verimlilik faktörü,

şirketlerin geleceğe yönelik verimlilik (etkinlik) artışlarına karşılık gelmekte olup verimlilik oranı hesaplamasında en çok kullanılan yöntem kıyaslamadır (benchmarking) (Odyakmaz, 2009, ELDER, 2017). Bunun yanında X faktörü, şirketin elde ettiği gelirler/fiyatlar ile gerçekleşen maliyetler arasındaki farkın (kar/zarar) veya maliyet tasarrufundan elde edilen karın yüzdesel olarak bir kısmının tüketicilere yansıtılmasında da kullanılmaktadır.

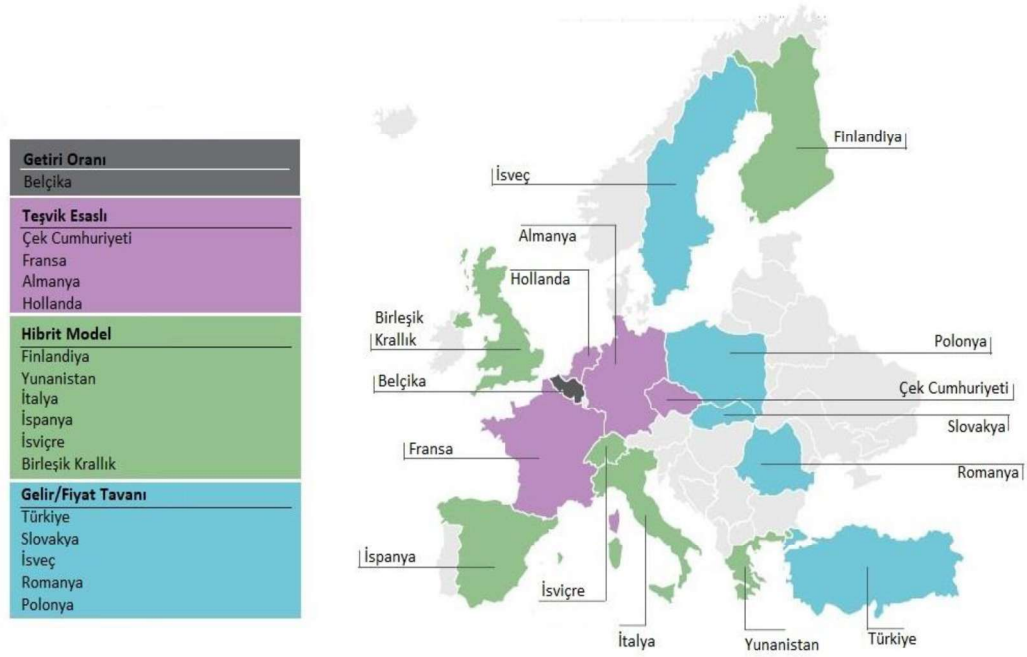
Teşvik esaslı düzenlemelerde, belirlenen tavan ile maliyetler arasındaki fark şirkete kaldığından şirketler de karlarını artırabilmek için maliyetlerini düşürmeye çalışmaktadır. Burada düzenleme aralığının uygun seçilmesi gerekmektedir. Fiyatların/gelirlerin sıklıkla gözden geçirilmesi, fiyatların maliyetleri takip etmesine yol açacağından getiri oranında olduğu gibi şirketlerin maliyetlerini düşürmesi ve uzun dönemde fayda verecek yatırımları yapması yönündeki teşviklerini azaltmakta ve düzenleyici kuruma ilave külfet getirmektedir. Diğer taraftan düzenleme aralığının uzun tutulması, şirketlerin maliyetlerini daha fazla azaltmalarına olanak vermesine karşın maliyet tasarrufundan aşırı kar sağlamasına yol açmaktadır. Uygulamada genellikle bu süre 3-5 yıl arasında seçilmiştir (Cossent, 2013, s. 12-58). Buna istisna olarak Birleşik Krallık'ta 5 yıldan 8 yıla çıkarılmıştır (OFGEM, 2010).

Saf teşvik düzenlemesinin, getiri oranından en büyük farkı, şirketlerin gelir gereksinimlerinin ileriye yönelik (ex-ante) yaklaşımla kestirilmesidir (Odyakmaz, 2009). Düzenleyici kurum tarafından izin verilen gelir gereksinimi, şirketlerin gerçek maliyetlerinden farklı olduğunda şirketlere veya tüketicilere zarar vereceğinden izin verilen gelir gereksiniminin en yakın doğrulukla belirlenmesi önem arz etmektedir. İleriye yönelik gelir gereksinimlerinin belirlenmesi aşamasında etkin şebeke maliyetleri kestirilirken şirketlerin geçmiş maliyetleri/performansına dayalı kıyaslama (benchmarking) veya başka benzer şirketlerin maliyetlerinin referans alındığı göreceli rekabet (yardstick) yöntemlerinden yararlanılmaktadır. Ancak bilgi asimetrisi ve talep/maliyetlerdeki değişim gibi faktörler, düzenleyici kurum açısından şirketlerin etkin maliyetlerinin doğru kestirilmesini daha fazla zorlaştırmaktadır (Cossent, 2013, s. 12-58).

Gelir tavanı, fiyat tavanına benzemekle beraber bu yöntemde şirketin gelirlerine üst sınır getirilmektedir. Tarife dönemi başında düzenleyici kurum tarafından şirketlerin

ileriye yönelik gelir gereksinimleri ve X faktörü belirlenir. Tarife dönemi sonunda ise geçmiş döneme ait şirketlerin kazandığı gelirler (veya gerçekleşen yatırımlar) ile izin verilen gelirler (veya yatırımlar) arasında fark olduğu takdirde yeni döneme ait gelir gereksiniminde X faktöründen yararlanılarak düzeltme yapılır. Böylelikle şirketlerin talep/fiyat dalgalanmalarıyla ilgili riskleri de hafifletilmiş olmaktadır (Cossent, 2013, s. 12-58).

Fiyat ve gelir tavanı esasen birbirine yakın yöntemler olmasına karşın aralarında önemli farklar bulunmaktadır. Fiyat tavanı, şirketleri daha çok satış yapmaya iterken, gelir tavanında maliyetlerini daha fazla düşürmeye yönlendirmektedir (Rothwell, 2013, s. 83-87). Esasen saf gelir tavanı düzenlemesinde de geriye dönük düzeltme işlemi yapılmamakta olup bu durum gelir tavanının yüksek belirlenmesi durumunda şirketlerin aşırı kazanç elde etmesine veya düşük belirlenmesi durumunda da şirketlerin zarar etmesine ve yatırım yapmamasına (katılım kısıtı) yol açmaktadır. Buna karşın gelir tavanına ilişkin uygulamada, tahmin hatalarının en aza indirilmesi adına düzenleyici kurum tarafından geriye dönük gözden geçirme ve düzeltme yapılmaktadır. Hatta X faktörü, gelir tavanında verimlilikten çok geriye dönük düzeltme amacıyla kullanılmakta iken fiyat tavanında bu şekilde bir düzeltme yapılmamakta, talep/maliyet değişimine ilişkin riskleri büyük ölçüde şirketler üstlenmektedir. Elektrik dağıtımında şirketlerin sabit maliyetlerinin yüksek, talep ve maliyetlerin belirsiz olması nedeniyle fiyat tavanı uygulandığı takdirde riskler daha fazla olacağından gelir tavanı düzenlemesinin, fiyat tavanına göre daha uygun olduğuna karar verilmiştir (Atiyas, 2006, Cossent, 2013, s. 12-58). Dolayısıyla gelir tavanının, enerji tasarrufu ve talep tarafı yönetimi uygulamaları için daha kullanışlı olduğu düşünülmektedir (Rothwell, 2013, s. 83-87). Buna karşın, fiyat tavanının uyarlanarak getiri oranı yöntemi ile birleştirildiği hibrit modeller de kullanılmaktadır. Şekil 30'da Avrupa ülkelerinde kullanılan düzenleme modelleri harita üzerinde gösterilmektedir.



Şekil 30: Avrupa Ülkelerinde Kullanılan Düzenleme Modelleri (EY, 2013)

Tavan düzenlemesinin en çok eleştirilen özelliği, sunulan hizmetin kalitesine yönelik herhangi bir teşvik sunmamasıdır. Uygulamada, şirketlerin maliyetlerden tasarruf etme pahasına kaliteden taviz vermeye eğilim göstermeleri, ek performans mekanizmalarının devreye alınması ihtiyacını doğurmuştur (Joskow, 2005).

2.1.3. Görelî Rekabet (Yardstick) Düzenlemesi

Şirketlerin maliyet tasarrufu yapmalarını özendirmek amacıyla kullanılan bir diğer düzenleme olup en büyük avantajı, düzenleyici kurumun şirketler hakkında ayrıntılı bilgi sahibi olmasını gerektirmemesidir (Cossent, 2013, s. 12-58). Yöntemde, şirketlere izin verilen gelirler/fiyatlar başka benzer şirketlerin ortalama maliyetleri baz alınarak ilişkilendirildikten sonra şirketlerin etkinliğini artırarak maliyetlerini istenen seviyeye getirmesi beklenmektedir (ELDER, 2017). Ancak şirketlerin koşulları (şebekenin durumu, talep, coğrafi koşullar vb.) arasındaki farklılıkların bulunması, yani şirketler arasında homojen dağılımın olmaması referans maliyetlerin belirlenmesini zorlaştırmaktadır. Yöntemin bir diğer sonucu, maliyetler düştüğünde hizmet kalitesi ihmal edilebildiğinden kalite seviyesinin de izlenmesinin gerekmesidir (Odyakmaz, 2009).

2.1.4. Kar/Zarar Paylaşımı (Profit/Loss Sharing)

Karın veya zararın paylaşımına ilişkin yöntemler, ileriye yönelik yaklaşımın yol açtığı düzenleyici belirsizliğinin, şirketlerin etkinlik artışından kaynaklanan aşırı kazancının veya öngörülemeyen durumlardan kaynaklanan zararının azaltılması amacıyla kullanılmaktadır.

Yöntemin gelir tavanına ilişkin uygulamasında, şirketlerin ileriye yönelik izin verilen gelirleri belirlendikten sonra yapılan geri düzeltmeler, gelirlerin geri alınması (clawback) ihtimalini doğurduğundan düzenleyici belirsizliğine yol açmaktadır. Düzenleyici belirsizliği, şirketlerin özellikle inovasyonla ilgili yatırımlarını engelleyici olabilmektedir. Bu yüzden uygulamada hem ileriye yönelik hem de geriye dönük yaklaşımlar beraber kullanılırken geriye dönük düzeltmeler, önceden belirlenmiş kurallara göre yapılmaktadır. Bu amaçla kullanılan yöntemler arasında değişken oran (sliding scale) ve kar paylaşımı (profit sharing) sayılabilir (Cossent, 2013, s. 12-58).

Kar paylaşımı, teşvik esaslı düzenlemelerin tamamlayıcısı olarak şirketlere izin verilen gelirler ile gerçekleşen maliyetler arasındaki farkın (kar/zarar) yüzdesel olarak bir kısmının şirketler ile tüketiciler arasında paylaşılması esasına dayanmaktadır (Cossent, 2013, s. 12-58). Değişken oran ise şirketlerin karının/zararının bir kısmının tüketicilerle paylaşılması adına izin verilen getiri oranında (rate of return) geriye dönük yapılan ayarlamaları içermektedir (Odyakmaz, 2009). Her ikisinde de şirkete ait tarife modeli, kar paylaşım faktörünün (KPF) değeri 0 ile 1 arasında ayarlanması suretiyle maliyetlere ilave makul kar elde edilmesini garantileyen getiri oranına veya maliyet tasarrufunu ödüllendiren gelir/fiyat tavanına yaklaştırılabilmektedir.

2.2. Akıllı Şebekelere Doğru Yol Alırken Dağıtım Sisteminin Değişimi

Dağıtım sistemi, tüm elektrik sistemi içerisinde akıllı şebeke teknoloji yatırımlarının en fazla yapılacağı kısımdır. Bunun nedenleri arasında elektrik sisteminde dağıtım sisteminin hem şebeke yatırım oranı olarak⁴ hem de bağlanan kullanıcı sayısı olarak büyük pay sahibi olması, dağıtım seviyesinde DÜK, EDS, üreten-tüketiciler, EA'lar gibi çeşitli üretim/tüketim profillerine sahip yeni kullanıcıların geniş ölçekte

devreye alınmasının ve tüketicilerin daha aktif katılımcı olmalarını sağlayacak teknolojik gelişmelerin görülmesi sayılabilmektedir (Hadjisaïd& Sabonnadière, 2013, s. 5).

Klasik dağıtım sisteminde yatırımlar, ‘bağla ve unut’ yaklaşımına göre yani geçmişteki en yüksek tüketim miktarına ilişkin tahminler baz alınarak planlanmakta olup tesisler yapıldıktan sonra kullanım ömrü boyunca gerek duyulmadığı müddetçe müdahale edilmemektedir. Mevcut durumda dağıtım şebekesi radyal (dal budak) yapıda, yani enerjinin dağıtım TM’lerden yüklere doğru hiyerarşik bir şekilde aktarılacağı biçimde tasarlanmıştır. Radyal yapı, şebekenin bir yerinde arıza olduğunda yedek besleme imkanının olmaması nedeniyle enerji alan tüm yüklerin arızadan etkilenmesine ve kesinti süresinin uzamasına yol açmaktadır. Dağıtım sisteminde uzaktan izleme ve kontrol altyapısı, iletim sistemine göre şebekenin daha sınırlı sayıdaki düğüm noktalarını (TM’ler vb.) kapsadığından ve gerçek zamanlı ölçme-kontrol altyapıları yetersiz kaldığından şebekenin durumuna ilişkin dağıtım şirketinin tam bir hakimiyeti bulunmamaktadır. Kısacası dağıtım şebekesi işletmeciliğinin reaktif, yani olay meydana geldikten sonra müdahale yaklaşımına dayandığı söylenebilmektedir (Uzunoğlu&Erdoğan, 2013, s.91-92).

Akıllı şebekelerle beraber dağıtım şebekesinde yeni kullanıcılar, yeni piyasa oyuncuları ve yeni ihtiyaçlar ortaya çıktığından elektriğin dağıtımına ilişkin şebekenin gerçek zamanlı işletilmesinden uzun dönemde şebeke planlamasına kadar bütün aşamalarda köklü değişiklikler meydana gelmektedir. Dağıtım sisteminin fiziksel yönetiminde elektrik dağıtım şirketlerinin esas sorumlu olmaları hasebiyle mevcut şebekenin, akıllı şebekelere doğru değişimini yönetmekte kritik rol oynamaktadır. Söz konusu süreç, dağıtım şirketlerinin mevcut rol ve görevlerini (yatırım, işletme, bakım ve onarım) de büyük oranda etkilemektedir. Akıllı şebeke teknolojilerinin yardımıyla dağıtım şebekesinin kapasite kullanımının artırılması, ekipmanların kullanım ömrünün uzatılması ve kayıpların tespit edilmesi sayesinde dağıtım şirketleri yatırım ve bakım-onarım kararlarını daha doğru verebilmekte ve maliyetlerini optimize edebilmektedir. Şebekenin daha verimli, güvenilir, kararlı bir şekilde ve uygun maliyetlerle işletilebilmesi amacıyla dağıtım şirketleri, üretim ve tüketim tarafındaki esneklik

⁴ 2011 için tüm şebeke yatırımlarının 2/3’ünü oluşturmaktadır (Eurelectric, 2014).

potansiyelinden ve gelişmiş BIT sistemleriyle şebekenin iyileşen izlenebilirlik ve kontrol yeteneklerinden yararlanabilmektedir. Şebekede esnekliğin artması aynı zamanda, dağıtım şirketlerinin iletim şebekesi işletmecisi, üreten tüketiciler, toplayıcılar gibi birçok paydaşla koordinasyonunun güçlenmesi anlamına gelmektedir. Dolayısı ile dağıtım şirketlerinin piyasalara ilişkin sorumluluğu da gelişmekte olup tarafsız piyasa kolaylaştırıcısı (neutral market facilitator) olarak tüm üreticilerin, hizmet sağlayıcıların, üreten tüketicilerin ve tüketicilerin serbest ve açık piyasa ortamında (perakende piyasaların yanı sıra dengeleme ve yan hizmetler için enerji ve güç piyasaları) aktif katılımcı olmalarını kolaylaştırması gerekmektedir. Sonuç olarak akıllı şebekelerin tüm karakteristiklerinin hayata geçirilebilmesi için dağıtım şirketlerinin daha aktif hatta proaktif davranması gerekmekte olup bu davranış yaklaşımı kısaca aktif şebeke yönetimi olarak tanımlanmaktadır (Eurelectric, 2011).

Aktif şebeke yönetim yaklaşımı; şebeke varlıklarının operasyonel sınırları aşılmadan kullanımının artırılması için esnek şebeke kullanıcılarının otonom bir şekilde gerçek zamanlı kullanılması olup dolayısıyla ilave yatırım ihtiyacı azaltılmakta, bağlantılar hızlandırılmakta ve maliyetler azaltılmaktadır (Naiades, 2017). Bu doğrultuda, dağıtım şebekesinin yönetiminde en büyük role ve sorumluluğa sahip ve aynı zamanda faaliyetleri düzenlemeye tabi olan dağıtım şirketlerinin akıllı şebeke bileşenlerine ilişkin yatırımları yapması ve aktif şebeke yönetim stratejilerine yönelmesi için teşvik edilmesine yönelik hazırlanacak politikalar, akıllı şebekelerin yaygınlaştırılması konusunda büyük önem taşımaktadır.

2.2.1. Düzenleme Bağlamında Karşılaşılan Fırsatlar ve Zorluklar

Mevcut dağıtım şebekesinin akıllı şebekelere dönüşümü konusunda önemli derecede rol ve sorumluluk sahibi olan dağıtım şirketlerinin faaliyetlerinin ve gelirlerinin düzenlenmesine yönelik geleneksel yaklaşımlar, önceki konularda yer verilen değişiklikleri etkin bir şekilde yönetebilecek yeterlilikte olmadığından şirketleri özendirmek adına düzenlemelerde proaktif ve uzun dönemli değişikliklerin yapılması gerekmekte olup aksi takdirde güncel olmayan düzenlemeler, akıllı şebekelerin gelişiminin önünde büyük bir engel olacaktır.

Akıllı şebekelerin yaygınlaştırılması amacıyla yapılan düzenlemelerin net ve istikrarlı olması, belirsizliklerin ve bilgi asimetrisinin etkilerinin en aza indirgenmesini sağlaması, şirketlere izin verilen gelirler belirlenirken uygun ve özendirici yatırım ortamının oluşturulması, uzun dönemli inovasyon yatırımlarının, etkinliğin ve hizmet kalitesi artışının yanı sıra enerji kayıplarının düşürülmesinin teşvik edilmesi gibi hususlar öncelikli olarak dikkate alınmalıdır (MIT, 2016, s. 137-179, Cossent, 2013, s. 12-58). Dağıtım şirketlerinin düzenlenmesinde gözetilen temel hedefler, aşağıda yer almaktadır (CEER, 2018):

- Eşit ve taraflar arasında ayırım gözetmeksizin hareket etmelerinin sağlanması
- Maliyet etkinliğinin teşvik edilmesi
- Ekonomik açıdan varlıklarını sürdürmelerinin sağlanması
- Hizmet kalitesinin iyileştirilmesi
- İnovasyonun kolaylaştırılması
- Arz güvenliğinin sağlanması
- Güç sistemi boyunca sürdürülebilirliğin gelişiminin kolaylaştırılması ve enerji verimliliğinin teşvik edilmesi
- Güç sisteminin tamamına yönelik bütüncül (holistik) bakış açısının kullanılması
- Kullanıcı verilerinin korunması

Buradan itibaren, akıllı şebekeler bağlamında ulaşılmak istenen hedeflere doğru yol alırken düzenleyici kurumların karşılaşmakta olduğu bazı önemli zorluklara yer verilecektir.

2.2.2. Yeni Kullanıcılar ve Yeni Maliyet Etkenleri

Dağıtım sisteminde dağıtık enerji kaynaklarının (DEK) artış göstermesi sonucunda yeni maliyet etkenleri ve maliyet tasarrufu fırsatları ortaya çıkmaktadır. Klasik getiri oranı modelinde yatırımlarının düzenleyici kurum tarafından verimlilik ve ihtiyatlılık odağıyla kabul edilmesi eğilimi nedeniyle dağıtım şirketlerinin yeni kullanıcılara ilişkin hızla artan bağlantı taleplerine cevap verirken aynı zamanda hizmet

kalitesini iyileştirmesini zorlaştırmaktadır. Ortaya çıkan yeni maliyet etkenleri ve maliyet tasarrufu fırsatları bu zorlukları daha da artırmakta, şirketlerin bu yöndeki yatırımlarının hemen hemen tamamının makul bulunmayarak kabul edilmemesi, üretkenlik etkinliğini sağlaması yönündeki çabalarını zayıflatmaktadır. Ayrıca düzenleme aralığı kısa tutulduğu takdirde geriye dönük kontrolün doğal bir sonucu olarak uygulama dönemi süresi içerisinde DEK'in sisteme etkin bir şekilde entegre edilebilmesi, şebeke maliyetlerinin azaltılması ve performansının iyileştirilmesi amacıyla akıllı şebekelerin potansiyelini kullanması için Ar-Ge ve proje faaliyetlerini sürdürmesi konusunda şirketlerin esneklik alanını daraltmaktadır. Sonuç olarak klasik getiri oranı düzenlemesi, akıllı şebeke yatırımlarının desteklenmesi adına uygun bir düzenleme değildir (Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017, Eid vd., 2016, Cossent, 2013, s. 12-58).

Akıllı şebekelerin tetiklediği değişim, teşvik esaslı düzenlemelerde genellikle belirsizliklerden kaynaklanan birtakım zorluklara neden olmaktadır. Bunlara bir sonraki başlıkta yer verilecektir.

Sonuç olarak DEK'in şebeke üzerinde olumsuz etkilerinin olması ve yüksek yaygınlık seviyelerinde şirketlere ilave maliyetler getirmesi gibi zorluklara karşın dağıtım şirketlerinin DEK'i kaçınılacak bir problem olarak değil şebeke kısıtlarının giderilmesi, yeni şebeke yatırım maliyetlerinin azaltılması gibi faydalarından yararlanabilecekleri alternatif bir kaynak olarak görmeleri için düzenleyici kurum tarafından destekleyici düzenlemelerin yapılması gerekmektedir (Cossent vd., 2011).

2.2.3. Artan Belirsizlik ve Bilgi Asimetrisi

Akıllı şebeke bileşenlerinin yaygınlaşması; şebeke kullanıcılarının, maliyet etkenlerinin ve maliyet tasarrufu fırsatlarının gelecekte nasıl gelişim göstereceği, DEK'in şebekeyi nasıl ve ne ölçüde etkileyeceği gibi konularda giderek artan belirsizlikle baş başa bırakmaktadır.

Yatırımların verimliliği ve ihtiyatlılığı, getiri oranı modelinde değerlendirmede temel kıstas olduğundan gelecekte şebekenin değişimi ve şebeke hizmetlerine olan

talebin belirsizliği, düzenleme zorluklarını daha da artırmakta ve sonuç olarak şirketlerin üretkenlik etkinliği çabalarına engel olmaktadır (Cossent, 2013, s. 12-58).

Belirsizlikler, teşvik esaslı düzenlemelerde tahmin ve kıyaslama hataları olmak üzere başlıca iki tür hataya yol açabilmektedir. Şirketlerin ileriye yönelik gelir gereksinimleri belirlenirken şirketlerin geçmiş maliyetleri/performansı gibi veriler kullanılmakta veya başka benzer şirketlerin maliyetleriyle kıyaslama yapılmaktadır. Uygulama dönemi içerisinde şebeke kullanımında, maliyet etkenlerinde/tasarruf fırsatlarında ortaya çıkan ani ve beklenmedik değışikliklerin şebeke maliyetlerini öngörölemeyen bir şekilde artırması/azaltması, tahmin hatalarına neden olmaktadır. Şebeke kullanımının gelişimine bakılmaksızın düzenleyici kurumun etkin şebeke maliyetlerini tahmin etmekte başarısız olması ise kıyaslama hatalarına yol açmaktadır. Bunun yanında, uygulama dönemi içerisinde ortaya çıkan yeni teknolojiler, şebeke uygulamaları vb. maliyet tasarrufu sağlayacak etkenleri düzenleyici kurumun öngörememesi halinde yine kıyaslama hataları meydana gelmektedir. Şebeke kullanıcıları, maliyet etkenleri ve maliyet tasarrufu fırsatları hızla geliştiğinde şirketlerin geçmişteki performansıyla kıyaslamaya dayanarak ileriye yönelik olarak belirlenen izin verilen gelirlerde doğru sonuçlar vermemekte yani kıyaslama hatası oluşmaktadır (Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017). Ayrıca DEK'in dağılımını birçok faktör (bölgelerin rüzgar, güneş koşulları vb.) etkilediğinden farklı bölgelerdeki dağılımı ve yaygınlık seviyeleri, dolayısıyla da şebeke maliyetleri, şirketler arasında heterojenlik gösterebilmektedir. Bu yüzden DEK'in yaygınlaşmasıyla beraber BIT altyapıları, şebeke kullanıcıları ve kullanılan teknolojiler gibi pek çok faktörde de farklılıklar artacağından şirketler arasında karşılaştırma yapılması ve her bir şirket bazında gerçek şebeke maliyetlerinin doğru bir şekilde kestirilmesi daha da zorlaşmaktadır (Cossent, 2013, s. 5-38). Her iki durumda da daha sık geriye doğru kontrol yapılarak hatalar en aza indirilebilmekte olup ancak bu durum, düzenleyici belirsizliğine sebep olduğundan şirketlerin etkinliğini olumsuz yönde etkilemektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

Hızlı değışim ve belirsizliklerin yol açtığı bir diğerk problem ise bilgi asimetrisindeki artıştır. Maliyet değışiklikleri ve fırsatlarıyla ilgili olarak şirketlerin doğrudan ve daha detaylı bilgi edinmeleri mümkün olduğundan bilgi avantajını düzenleyici kuruma karşı yeni stratejik fırsatlar oluşturmak amacıyla kullanabilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

Sonuç olarak akıllı şebekelerin yaygınlaştırılması adına yapılacak düzenlemelerde, dağıtım şirketlerinin maliyetlerine ve performansına akıllı şebeke teknolojilerinin sağlayacağı olumlu katkılardan yararlanabilmeleri için özendirilmesinin yanı sıra DEK'in şebeke maliyetlerine olan etkilerini belirleyebilecek, düzenleyici belirsizliğini ve bilgi asimetrisini en aza indirecek yeni metodolojilerin kullanılması gerekmektedir.

2.2.4. CAPEX & OPEX Dengesinin Bozulması (Trade Off)

Akıllı şebeke teknolojilerinin yaygınlaşmasıyla maliyet veya maliyet tasarrufu kaynakları değiştiğinden CAPEX'in artmasına karşılık OPEX'in azaldığı veya tam tersi durumlar ortaya çıkmaktadır. Örnek verilecek olursa DEK'in, BIT ve aktif şebeke yönetim sistemleriyle birlikte yaygınlaşması beraber sonucunda şebeke altyapı yatırım maliyetlerinden ve dolayısıyla CAPEX'ten tasarruf edilmesi mümkün olabilmektedir. Ancak dağıtım şirketlerinin şebeke kısıt yönetimi, yatırımların ötelenmesi, yan hizmetler gibi amaçlarla toplayıcı ve/veya üreticilerden sözleşme yoluyla esneklik hizmetlerini tedarik etmesi veya BIT sistemleri için firmalardan hizmet alınması OPEX'i artırabilmektedir (Eid vd., 2016). Dağıtım şirketlerinin varlık yönetimi sisteminden yararlanarak önleyici bakım-onarım çalışmalarını yürütmesi OPEX'i artırsa da şebeke varlıklarının ömürlerinin uzaması sonucunda yatırımların ertelenmesi veya hiç yapılmaması mümkün olacağından CAPEX'in azalması sağlanmaktadır. Bunun tersi de mümkündür: akıllı sayaç veya gelişmiş şebeke izleme, kontrol ve yönetim sistemleri altyapı yatırımları ise CAPEX'i artırmakta ancak saha operasyonlarının azalmasıyla OPEX'ten tasarruf edilebilmektedir (Cossent, 2013, s. 12-58).

Mevcut düzenlemeler çerçevesinde gelir hesabında CAPEX ve OPEX'e ait teşvikler ayrıştırılmakta olup yani varlık tabanı ve getiri hesabına CAPEX yatırımları dahil edildiğinden şirketler tarafından CAPEX'i artıracak yatırımlara OPEX'e dayalı harcamalardan daha fazla ağırlık verilebilmektedir. Bu durum, CAPEX & OPEX dengesinin bozulmasına yol açmaktadır. Getiri oranı modelinde, şirketler aşırı yatırım yapmaya ve kısa vadeli maliyet tasarrufuna daha uygun olduğundan OPEX'e dayalı giderlerini kısımaya yöneldiğinden dengesizlik daha fazla artmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179). Tavan düzenlemesinde ise bunlara ilave olarak şirketlerin toplam maliyetlerden tasarrufa yönelik özendirilmesi dolayısı ile şebeke yatırım harcamaları

kaynaklı CAPEX'in azalması, varlık tabanına dahil olan yatırımların getirisini etkilediğinden OPEX'teki verimlilik artışı her ne kadar bir miktar ek gelir getirirse de toplamda net faydayı düşürmektedir. Bu nedenle akıllı şebeke teknolojilerinin entegrasyonunun önündeki engelleri kaldırmak adına CAPEX ve OPEX tasarrufu için sağlanan teşvikleri eşitleyecek metotların getirilmesi gerekmektedir (Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017).

2.3. Akıllı Şebekelere Doğru Giden Yolda Yeni Düzenleyici Mekanizmalar

Bir önceki başlıkta; elektrik dağıtım şirketlerinin düzenlenmesi yönünden temel yaklaşımlardan olan getiri oranı, teşvik (tavan) ve görel rekabet modelleri açıklanmış, daha sonra ek teşvik mekanizmaları arasındaki kar/zarar paylaşımı yöntemleri hakkında bilgi verilmiştir. Akıllı şebekelerin dağıtım şebekesinde tetiklediği değişim ve dönüşüm sürecinde elektrik dağıtım şirketlerinin düzenlenmesi hususunda mevcut düzenlemelerde yaşanabilecek zorluklara karşı dağıtım şirketlerini destekleyecek proaktif düzenleme mekanizmalarına bu başlık altında yer verilecektir.

2.3.1. Etkinlik Teşvikleri

Dağıtım şirketlerinin, DEK'e ilişkin bağlantı taleplerini karşılarken esneklik, yan hizmetler gibi alanlarda kullanabilmeleri ve BIT sistemlerinin sağladığı fırsatlardan yararlanabilmeleri için yenilikçi bir bakış açısına sahip olmaları, yeni planlama ve yönetim uygulamalarını geliştirmeleri, artan ve çeşitlenen şebeke kullanıcılarına maliyet etkin hizmet sunabilmek için uygun yollar bulmaları gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179). Düzenleyici kurumların da buna uygun olarak mevcut düzenlemelerdeki potansiyel engelleri kaldıracak ve şirketlerin beklenen hedeflere ulaşmalarını kolaylaştıracak yeni düzenleyici mekanizmaları hayata geçirmeleri büyük önem arz etmektedir. Bu doğrultuda, literatürde gelir tavanı ile kar/zarar paylaşımı yönteminin beraber kullanılması önerilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017, Cossent, 2013, s. 12-58). Bu sayede şirketler sayıca artan ve çeşitlenen kullanıcılara daha maliyet etkin hizmet sunabilmek için çaba harcamaya özendirilirken aynı zamanda etkinlik artışından elde edilen fayda tüketicilere yansıtılmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179).

Düzenleyici kurumun şirketler hakkında doğru bilgiye sahip olmamasından yola çıkılarak tek bir KPF değeri belirlemesi yerine şirketlerin kendi maliyet tasarrufu olanaklarına göre istediği sözleşmeyi (tarife modelini) seçebileceği çeşitli KPF'lerden oluşan bir sözleşmeler menüsünü (menu of contracts) sunması önerilmiştir (Laffont&Tirole 1993). Kopsakangas-Savolainen & Svento'nun araştırmasında, sözleşmeler menüsünün, uygulamaya bağlı olarak sosyal refahın artmasını veya refah kazanımı aynı kalsa bile şirketler ile tüketiciler arasında daha iyi dağılımını sağladığı tespit edilmiştir. Yöntemin sahip olduğu önemli avantajlar olmasına karşın uygulamanın karmaşıklığı yüzünden fazla kabul görmemiştir (Kopsakangas-Savolainen&Svento, 2013).

Sözleşmeler menüsü, getiri oranı ve teşvik düzenlemelerinin avantajlarını bir araya getirecek şekilde birleştirirken aynı zamanda faydaların ve risklerin şirketler ile tüketiciler arasında uygun şekilde dağılımını sağlamaktadır (Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017). Her bir sözleşme (tarife modeli), şirketlerin maliyet tasarrufu yapmasına yönelik teşviklerin gücünü ifade etmektedir. Yani, şirketin seçeceği KPF değerine göre şirkete uygulanacak tarife modeli, daha çok gelir/fiyat tavanına veya getiri oranına yaklaşabilmektedir (Kopsakangas-Savolainen&Svento, 2013). Menü doğru tasarlandığı takdirde kurallar teşvike uyumlu (incentive compatible) hale gelmektedir. Açıklamak gerekirse, kar maksimizasyonu odaklı şirketler daha yüksek teşvikli sözleşmeyi seçtiğinde ve gelecek maliyetleri hakkında doğru tahminde bulunduğu daha yüksek kar elde etmektedir. Maliyet tasarrufu imkanı fazla olmayan şirketler de daha düşük teşvikli sözleşmeyi seçebilmektedir. Şirketlerin kendi imkanlarına göre en doğru kararı vermeleri teşvik edildiğinden bilgi asimetrisinin etkisini oldukça azalmaktadır. Ayrıca kaynak tahsis etkinliği ile üretkenlik etkinliğinin arasında da denge kurulmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179).

2.3.1.1. Birleşik Krallık

Birleşik Krallık'ta elektrik ve gaz piyasalarının düzenleyicisi OFGEM tarafından düşük karbon ekonomisine geçiş vizyonu doğrultusunda başlatılan RPI-X@20 inceleme çalışması kapsamında gaz ve elektrik iletim, gaz dağıtım ve elektrik dağıtım şebeke şirketlerine ilişkin düzenlemeler tekrar gözden geçirilmiş ve sonuç olarak düzenlemelere yeni bir boyut kazandıran RIIO (Revenue= Incentives + Innovation +

Outputs) modeli ortaya çıkmıştır. Bu doğrultuda, elektrik dağıtım şirketleri için halihazırda kullanılmakta olan fiyat tavanına dayalı tarife modelinin (RPI-X) yerine 2015 yılından itibaren RIIO modeli uygulanmaya başlanmıştır (Cossent, 2013, s. 12-58). Yeni düzenleyici yapı, gelir tavanına ilave performans teşvikleriyle beraber çok yıllık tarife planını içermektedir. RIIO modeli, şebeke şirketlerini aşağıdakiler konusunda desteklemek amacıyla tasarlanmıştır:

- Paydaşların (hükümet, düzenleyici kurum, tedarikçiler, yatırımcılar, dağıtık üreticiler, tüketiciler gibi) karar verme sürecinin odağına yerleştirilmesi,
- Güvenli ve güvenilir şebeke hizmetlerinin sürdürülebilmesi için yatırımların etkin yapılması,
- Mevcut ve gelecekteki tüketicilerin uzun dönemde maliyetlerinin azaltılması için inovasyona önem verilmesi,
- Düşük karbon ekonomisi vizyonu ile sürdürülebilir enerji hizmeti hedeflerine ulaşmada öncü olunması (OFGEM, 2010)

RIIO modelinin önemli özellikleri aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- Elektrik dağıtım şirketleri için fiyatların denetlendiği RIIO-ED1 (2015-2023) kapsamında şirketlerin fiyat kontrol dönemi boyunca kazanabilecekleri miktar (izin verilen gelir), OFGEM'e sundukları iş planları (business plan) çerçevesinde belirlenmektedir.
- İleriye yönelik fiyat kontrolleri (price control review) arasındaki süre 8 yıla çıkarılmıştır. Ayrıca 4 yılda bir dönem ortası gözden geçirme işlemi yürütülmektedir.
- İzin verilen gelirlerde CAPEX ve OPEX kaynaklı giderlerin toplamı yani toplam şebeke harcamaları (TOTEX-Total Network Expenditures) dikkate alınmaktadır.

- Altı önemli çıktı kategorisi (güvenilirlik ve emreameadelik, müşteri hizmetleri, emniyet, bağlantılar, çevre ve sosyal yükümlülükler) vurgulanmış ve bu çıktılara özgü ölçülebilir göstergeler ve hedefler belirlenerek ödül-ceza mekanizması getirilmiştir.
- Ar-Ge’den pilot projeye kadar yenilikçi projelere finansal destek verilmesi amacıyla çeşitli fonlar oluşturulmuştur (Greentech Media, 2017).
- Fiyat kontrol sürecine paydaşların görüşleri dahil edilmiştir (Pöyry, 2017)

Fiyat kontrolünde önemli aşamalardan birisi olarak şirketlerden şebekenin gelişimine ilişkin düzeltilmiş öngörülerini doğrultusunda ve paydaşların desteğini alarak hazırladıkları “iyi gerekçelendirilmiş” iş planlarını OFGEM’e sunmaları beklenmektedir. Şirketler iş planlarında; şebeke kullanıcılarına hizmet sunması için belirtilen çıktılar odağında yapılması gerekenleri, paydaşlarla nasıl iş birliği yapılacağını, mevcut ve gelecekteki kullanıcılardan elde etmesi gereken geliri belirtmekte ve bunu gerekçelendirmektedir. İş planlarının kalitesi beş kritere göre değerlendirilmektedir: süreç (process), çıktılar (outputs), etkin harcama (efficient expenditure), etkin ekonomi (efficient finance), belirsizlik ve risk. İş planları, şirketlere izin verilen gelirlerin (baz) belirlenmesinde kullanıldığından sunulan iş planının kalitesine ve iyi gerekçelendirilmiş olmasına önem verilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017, OFGEM, 2010). Herhangi bir şirketin iş planı kaliteli bulunduğu takdirde yeni fiyat kontrol işlemleri standart zaman çizelgesinden daha erken tamamlanabilmektedir (fast-tracked). Ayrıca bilgi kalitesi teşviki (Information Quality Incentive – IQI) altında ek ödeme almalarına imkan sağlanmaktadır. Diğer şirketlerin ise iş planlarını güncelleyerek OFGEM’e yeniden sunmaları gerekmektedir (Pöyry, 2017).

Etkinliğin özendirilmesi bağlamında Birleşik Krallık, sözleşmeler menüsünün ilk uygulayıcılarındandır. Sözleşmeler menüsü, ilk kez dördüncü fiyat kontrol dönemi (DPCR4) (2005-2010) içerisinde bilgi kalitesi teşviki (IQI) adı altında devreye alınmış, beşinci fiyat kontrol döneminden itibaren (DPCR5) (2010-2015) CAPEX ve OPEX’i

kapsayacak şekilde genişletilmiş olup RIIO modeli kapsamında halen kullanılmaktadır (Cossent, 2013, s. 12-58,107-127).

Sözleşmeler menüsü kısaca, OFGEM tarafından belirlenen dört farklı parametrenin farklı değerlerinden oluşan bir matris olup değişken oran metoduna dayanmaktadır. OFGEM'e sunulan iş planlarının üzerinde yapılan değerlendirilmelerin akabinde sözleşmeler menüsünü oluşturmada kullanılacak tahmini TOTEX (estimated TOTEX), baz gelirler (revenue baseline), KPF ve otomatik ayar faktörü (automatic adjustment factor - delta factor) parametreleri hesaplanmaktadır. Oluşturulan sözleşmeler menüsünden hem ileriye yönelik izin verilen gelir gereksiniminin belirlenmesi hem de geriye dönük gelirlerde yapılan düzeltmelerin ve etkinlik teşviklerinin (kar/zarar paylaşımı) uygulanması aşamalarında yararlanılmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179, Jenkins&Pérez-Arriaga, 2017). Tablo 2'de örnek bir sözleşmeler menüsü matrisi yer almaktadır.

Tablo 2: Sözleşmeler Menüsü Örneği (Jenkins&Pérez-Arriaga, 2017)

Şirketin TOTEX Tahmininin, Düzenleyicinin TOTEX Tahminine Oranı (Düzenleyicinin Maliyet Tahmininin %'si)	$\theta_{ex\ ante}$	90	95	100	105	110	115	120	
İleriye Yönelik İzin Verilen TOTEX (Düzenleyicinin Maliyet Tahmininin %'si)	$X_{ex\ ante}$	96.6	98.3	100.0	101.7	103.4	105.1	106.8	
Kar Paylaşım Faktörü (%)	SF	80.0	75.0	70.0	65.0	60.0	55.0	50.0	
Ek Kazanç Parametresi (Düzenleyicinin Maliyet Tahmininin %'si)	AI	3.2	2.2	1.0	-0.2	-1.5	-2.9	-4.4	
Şirketin Gerçekleşen Geriye Dönük Giderlerinin Düzenleyicinin TOTEX Tahminine Oranı (İleriye Yönelik Maliyet Tahmininin %'si)	$\theta_{ex\ post}$	Etkinlik Teşviki (Düzenleyicinin İleriye Yönelik TOTEX Tahmininin %'si)							I
85		12.5	12.1	11.5	10.6	9.5	8.1	6.5	
90		8.5	8.4	8.0	7.4	6.5	5.4	4.0	
95		4.5	4.6	4.5	4.1	3.5	2.6	1.5	
100		0.5	0.9	1.0	0.9	0.5	-0.1	-1.0	
105		-3.5	-2.9	-2.5	-2.4	-2.5	-2.9	-3.5	
110		-7.5	-6.6	-6.0	-5.6	-5.5	-5.6	-6.0	
115		-11.5	-10.4	-9.5	-8.9	-8.5	-8.4	-8.5	
120		-15.5	-14.1	-13.0	-12.1	-11.5	-11.1	-11.0	
125		-19.5	-17.9	-16.5	-15.4	-14.5	-13.9	-13.5	

Not: $\omega = 0.66$; $SF_{ref} = 0.7$; $SF_{roc} = -0.01$; $AI_{ref} = 1.0$.

Menüde kullanılan temel parametreler; kestirim oranı, ağırlık faktörü (weight factor- w), KPF değeri ve ek kazanç ödemesidir. Birinci satır; ileriye yönelik maliyetlere ilişkin düzenleyici kurum ve şirketin tahminlerinin oranını (kestirim oranı, Ratio-

$\theta_{ex\ ante}$), ikinci satır; izin verilen baz gelirler (revenue allowance baseline- $X_{ex\ ante}$), üçüncü satır; tarife modelini belirleyen kar paylaşım faktörünü (sharing factor- SF) ve dördüncü satır; sözleşmenin teşvike uyumlu olmasını mümkün hale getiren ek kazanç parametresini (additional income- AI) ifade etmektedir. Kar paylaşım faktörü ile ek kazanç parametresinin referans değerleri; düzenleyici kurum ile şirketin tahminlerinin eşit olduğu duruma karşılık gelmektedir. Diğer satırlarda, gerçekleşen maliyetler üzerinden etkinlik teşviki belirlenmektedir. Kar paylaşımı etkinlik değeri (profit sharing efficiency incentive); ilk dört satırdaki temel parametreler de kullanılarak şirketlerin düzeltilen gelirlerinin ve elde edilen kar veya zarardan tüketiciye yansıtılacak miktarın belirlenmesini sağlamaktadır. Ağırlık faktörü ise izin verilen gelirlerde düzenleyici kurumun ve şirketlerin tahminlerine verilecek ağırlığın ayarlanmasında kullanılmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179, Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017).

Tablodan görüleceği üzere, şirketlerin OFGEM'e sundukları maliyet tahminleri ile gerçekleşen maliyetleri eşleştğinde (koyu renkli değerler) veya düzenleyici kurumun öngörüsüne göre giderlerden tasarruf ettiklerinde (koyu renkli değerlerden yukarı doğru gidildikçe) daha fazla gelir elde edebilmektedir. Diğer taraftan şirketlerin yatırım öngörülerini fazla yüksek göstermeleri durumunda her ne kadar izin verilen TOTEX değeri artsa da (ikinci satırda sağa doğru gidildikçe), kazançlarının azalmasına (üçüncü ve dördüncü satırlarda sağa doğru gidildikçe ve koyu renkli değerlerden aşağı doğru gidildikçe) yol açmakta ve böylelikle şirketler, tahminlerini doğru şekilde sunmak konusunda zorlanmış olmaktadır (Jenkins Perez Arriaga 2017, Cossent, 2013, s. 12-58,107-127). Konuyla ilgili daha detaylı ve sayısal bilgiler, referans olarak gösterilen dokümanlarda yer almaktadır. Sonuç itibarıyla sözleşmeler menüsünün, hem bilgi asimetrisinin olumsuz etkilerinin hafifletilmesinde fayda sağladığı, hem de şirketlerin etkinliğini özendirici olduğu görülebildiğinden standart düzenleme yöntemlerine göre büyük avantajlar getirdiği anlaşılabilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017).

RIIO modelinin iki yıllık uygulama sürecinde maliyet etkinliğine ilişkin sonuçlara yer verilecek olursa fiyat kontrolünün süresince çıktıların sunumu için şirketlere 2018-2023 döneminde toplam 26,7 milyar £ gelir izin verilmiş, buna karşılık şirketler 25,4 milyar £ harcama yapmayı (%5 daha az) öngörmüşlerdir. İlk iki yılda 6,6 milyar £ harcama yapılmış olup %7'lik maliyet tasarrufu sağlandığı ve tasarrufun bazı

CAPEX maliyet bileşenlerinden kaynaklandığı belirtilmektedir. Söz konusu tasarruf, 2018-2019 dönemi için şebeke kullanıcılarının faturalarında bir önceki döneme göre yaklaşık %3,5 oranında düşüşle yansıtılmaktadır (OFGEM, 2017a).

2.3.1.2. ABD

OFGEM'in iş planına benzer uygulamalar, ABD gibi elektrik dağıtımının yatırımcı sermayeli şirketler (investor owned utilities) tarafından yerine getirildiği ve perakende satış faaliyetinin monopol ağırlıklı olduğu elektrik piyasasında da yürütülmektedir. California, New York, Illinois, Wisconsin gibi toplam 14 eyaletin düzenleyici komisyonları tarafından getiri oranı düzenlemesinin yanında ileriye yönelik test yılı (forward test year) yöntemi kullanılmakta olup ileriye yönelik belirli bir döneme ait (4-5 yıl) şirketlerin sundukları çok yıllık tarife planları (Multi Year Rate Plans -MRP) doğrultusunda varlık tabanları ve gelir gereksinimleri belirlenmektedir. MRP'lerin en temel avantajı, şirketlerin maliyet etkinliğini teşvik etmesidir (Lowry vd., 2017).

New York'ta dağıtım faaliyeti yatırımcı sermayeli 6 büyük şirket tarafından yürütülmekte, perakende satış ise hem bu şirketler tarafından hem de enerji hizmeti şirketleri (Energy Service Companies-ESCOs) tarafından yerine getirilebilmektedir. New York'ta düzenlemelerde yeni hedeflere yönelik yenilikçi yollar izlenmektedir. 2014 yılında New York Kamu Hizmetleri Departmanı (NYDPS) tarafından eyalet enerji sektöründe karbon azaltımını hedefleyen bir politika ve düzenleme girişimi olan Enerji Vizyonu Reformu (Reforming the Energy Vision-REV) yayımlanmıştır. REV'in temel hedefleri arasında; pasif şebeke yönetiminin, şebeke operasyonları ve planlama süreçlerine DEK'in dahil olduğu aktif sistem yönetimine dönüştürülmesi, DEK entegrasyonunun hızlandırılması, enerjinin daha verimli kullanılması, elektrik şebeke hizmetleri için daha canlı piyasaların oluşturulması ve yenilikçi ve sürdürülebilir enerji teknolojilerinin hayata geçirilmesi bulunmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179, NYDPS, 2015a). REV politikası, yol haritasını çizen iki çerçeve rapor ile yürütülmekte olup bunların birincisi, 2015 yılında yayımlanan "Track One" da DEK'in (enerji verimliliği, DÜK, EDS ve talep tepkisini içeren tüm kaynakların) aktif rol oynadığı piyasa yapısı, bu piyasalarda dağıtım şirketlerinin rolü ve yeni iş modellerine ilişkin uygulamalar konu edilmiştir. 2016 yılında yayımlanan "Track Two" ile REV hedeflerine uygun olarak

düzenleme mekanizması, tarife yapısı ve teşviklere yönelik değişikliklere yer verilmiştir (Enerknol Research, 2016). Söz konusu değişiklikler, aşağıda özetlenmektedir:

- Halihazırda uygulanmakta olan klasik getiri oranı düzenlemesine devam edilse de ilave bazı değişiklikler yapılmıştır.
- Öngörülere dayalı ileriye yönelik test yılları mekanizmasıyla gelirlerde, yatırımlarda, işletme harcamalarında ve yeni programlarda (güçlü nakit akışı sağlanmasına ve sermayeye en düşük makul maliyetle erişime yardımcı olacak) beklenen değişiklikler yansıtılmaktadır.
- Dağıtım şirketlerinin temel şebeke gereksinimlerini (enerji verimliliği, güvenilirlik, güvenlik vb.) karşılamaya devam ederken aynı zamanda aktif yönetilen şebekeye nasıl geçeceklerini göstermeyi amaçlayan “dağıtık sistem uygulama planını” (Distributed System Implementation Plan-DSIP, MRP’ye benzer yapıda) sunmaları gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179). DSIP dokümanı her şirketin 5 yıllık dönem için tüm sisteme yönelik planlarını içermekte olup 2 yılda bir güncellenmektedir. Planlarda şirketlerin özellikle, gereksiz yatırım yapılmaksızın geniş ölçekte DEK entegrasyonu için en maliyet etkin ve yenilikçi çözümleri sunması beklenmektedir. Uzun vadede en maliyet etkin çözümlerin, fayda maliyet analizleri ile desteklenmesi gerekmektedir.
- Gelir ayar mekanizmaları (Earnings Adjustment Mechanisms-EAM) ile emniyet, güvenilirlik, müşteri hizmetleri, acil durumlara müdahale ve enerji verimliliği konularıyla ilişkili performans ölçütleri belirlenerek çıktıların doğrudan gelirle bağlantısı sağlanmaktadır.
- Ayrıştırma (decoupling) mekanizması ile şirketlerin gelir kaybına uğramaksızın DÜK ve enerji verimliliğinde teşvik edilmesi mümkün olmaktadır (NYDPS, 2015b). Ayrıştırma mekanizması; şirket gelirlerinin, satış hacminden ayrı tutulmasına yarayan tarife ayar yöntemidir. Ayrıştırma, genellikle şirketlerin gelir gereksinimi ve tarifelerin uygulama dönemi için belirlenmesinden sonra yapılmakta olup düzenli olarak elde edilen gelirler, gelir gereksinimine uyacak

şekilde tarifeler ayarlanmaktadır (Florida Public Service Commission, 2008). Ayırıştırma mekanizmasının enerji verimliliği, DÜK ve talep tepkisini hızlandırdığı belirtilmektedir (Aggarwal&Harvey, 2013).

- Önceden uygulanmakta olan geri alma mekanizmasında (clawback) değişiklik yapılmıştır. Geri alma kuralında şirketlerin yetersiz yatırım yapması, hizmet kalitesini düşürmesi veya maliyet kestirimlerini yüksek göstermesinin önüne geçilmesi amaçlanmaktaydı. Bu kural, klasik yatırım projelerinin yerine maliyet etkin DEK'e dayalı alternatiflerin teşvik edilmesi (net plant reconciliation mechanism) şeklinde yenilenmiştir. Yenilenen mekanizmada, şirketlerin uygulama dönemi için önceden varlık tabanına dahil edilen klasik sermaye projelerinden elde edecekleri kazancın korunması garanti edilirken aynı zamanda OPEX'e ilişkin harcamalar ve planlanan yatırım projelerine alternatif oluşturan DEK'e dayalı yatırımlarda maliyet etkinliğini gözetmeleri için serbest bırakılmaktadır. Söz konusu kazanç, şirketler tarafından DEK'e ilişkin işletme giderlerinde kullanılabilir. Bir sonraki uygulama döneminde, şirketlerin DEK'e ilişkin giderleri varlık tabanına eklenmekte ve kaçınılan yatırım projeleri ile ilgili kazançlar silinirken aynı zamanda toplam harcamalarla ilgili net fayda tüketicilere yansıtılmaktadır. Ancak maliyet etkin olmayan DEK projelerinin kabul edilmemesi nedeniyle geri alma kuralından tümüyle vazgeçilmemiştir (Lowry vd., 2017, MIT, 2016, s. 137-179, NYDPS, 2016).

- Gelir paylaşımı mekanizması (Earnings Sharing Mechanism-ESM) ile şirketlerin maliyet etkinliğine ulaşmaları ve bu sayede elde ettikleri faydayı kullanıcılarla paylaşmaları hedeflenmektedir.

- Elektrik dağıtım şirketlerinin dağıtık sistem platformu (Distributed System Platform-DSP) sağlayıcısı görevini üstlenerek klasik altyapı yatırım harcamaları veya satış hacmi yerine daha çok piyasa veya platform hizmeti sağlamalarına karşılık gelir elde etmeleri planlanmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179). Böylelikle düzenlenen şirket faaliyetlerinin kapsamı değiştirilerek dağıtım şirketlerinin, 'aktif' piyasa kolaylaştırıcısı ve sistem koordinatörüne dönüşmesi amaçlanmaktadır. Dağıtım şirketlerinin, DSP sağlayıcıları olarak yerine getireceği fonksiyonlar üç sınıfta toplanabilir:

- **Piyasa operasyonları:** Perakende düzeyindeki piyasalarda tüketiciler, üçüncü taraflar ve DEK sağlayıcıları için çok çeşitli enerji ürün (aktif, reaktif enerji, rezerv kapasite) ve hizmetlerinin (yük yönetimi, yan hizmetler, enerji verimliliği, alternatif arz modelleri (mikro şebeke vb.) alışverişine imkan sağlayan şeffaf platformun oluşturulması ve yönetilmesi
- **Şebeke operasyonları:** Sistem maliyetlerini en aza indirecek şekilde piyasa fonksiyonları, mevcut şebeke operasyonları ve gelişmiş akıllı şebeke teknolojilerinin entegre edilerek dağıtık şebekenin gerçek zamanlı izlenmesi, yönetilmesi ve kontrol edilmesi
- **Entegre sistem planlama:** Politika hedeflerini (güvenilirlik ve dayanıklılık, karbon salınımı azaltılması, verimlilik, maliyet etkinliği, rekabetçi piyasa vb.) karşılayacak şekilde dağıtım sisteminin planlanması (NYDPS, 2015c)

2.3.2. Belirsizliğin ve Bilgi Asimetrisinin Yönetilmesi

Şirketlere izin verilen gelir gereksiniminin belirlenmesi aşamasında akıllı şebeke teknolojilerinin tetiklediği değişim ve gelişim sürecinde karşıya çıkan geleceğe dair belirsizliğin yol açtığı hataların ve bilgi asimetrisi artışının indirgenebilmesi ve sonuçta daha doğru bir gelir tahmininin yapılabilmesi adına kullanılan yöntemlere bu başlık altında yer verilecektir.

İzin verilen gelir gereksinimi belirlenirken kullanılacak yeni metodolojiler, şirketlerin en iyi performansının veya tüketici tercihlerinin geçmişteki durumu baz alınarak değil, gelecekte etkin bir şirketin ne başarabileceğine ve çeşitlenen şebeke kullanıcılarının neleri talep edebileceğine yönelik tahminleri içerecek şekilde yapılandırılmalıdır. Bu konuda bir önceki başlıkta yer alan iş planı uygulamasının hem düzenlemelerin belirli kurallara bağlanmasıyla düzenleyici belirsizliğinin azaltılmasında, hem de yüksek kaliteli planların sunulmasının teşvik edilmesiyle bilgi asimetrisinin en aza indirilmesinde katkıları bulunmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179).

Düzenleyici kurumların, gelişimi önemli ölçüde belirsizliğe sahip şebeke ortamına daha iyi hazırlıklı olmasını sağlayabilecek araçlardan birisi de referans şebeke modelidir (RNM). RNM temel olarak şebeke kullanımının ileriye yönelik öngörülen gelişimini karşılayabilmek için etkin bir dağıtım şirketinin yatırım ve planlama yaklaşımının benzetimi yapılarak etkin şebeke maliyetlerinin hesaplandığı teknik/ekonomik bir yazılımsal optimizasyon modeli olup İspanya, İsveç ve Şili’de uygulamaları bulunmaktadır (Cossent, 2013, s. 12-58).

Modelde tüm şebeke kullanıcılarının yük çekiş/veriş profilleri ve mevcut ekipmanların teknik/maliyet bilgilerini kullanılmakta olup hizmet kalitesi ölçütlerini karşılayacak şekilde maliyetleri (CAPEX, OPEX ve teknik kayıplardan kaynaklanan cezalar) en aza indiren referans şebeke oluşturulmaktadır. Böylelikle hem kısa vadede şebeke operasyonları hem de uzun vadede planlama süreçleri için destekleyici bir kaynak olarak kullanılabilir. Şebeke kullanımında (talep değişimi, DEK entegrasyonu vb.), maliyetlerde, farklı şebeke varlıklarının entegrasyonunda veya yönetim uygulamalarında görülebilecek değişikliklere uygun olarak etkin maliyetlerin kestirimi yapılabilmektedir. RNM’nin halihazırda büyük ölçekli DEK ve EA entegrasyonu ile aktif şebeke yönetiminin kullanımıyla ilgili uygulamaları bulunmaktadır. Hatta talep artışı, DEK ve EA yaygınlık seviyeleri gibi belirsizliğe sahip etkenleri içeren farklı senaryolar altında etkin maliyetlerin hesaplanmasına imkan vermektedir. Ek olarak her bir dağıtım şirketinin şebeke topolojisini ve kullanıcı tüketim profilini hesaba katabildiğinden bu açıdan heterojen dağılım gösteren DEK için RNM, diğer kıyaslama yöntemlerine göre üstünlük sağlamaktadır. Tüm bunların sayesinde RNM, düzenleyici kurumlara ileriye yönelik daha kesin gelir öngörüsü sunarken aynı zamanda bilgi asimetrisinin etkilerini de azaltmaktadır. RNM ile başarılı sonuçların elde edilebilmesi için düzenleyici kurumların, mevcut şebeke topolojisine ve ekipmanların birim maliyetlerine ilişkin güncel bilgileri edinmesi gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Jenkins&Pérez-Arriaga, 2017).

Belirtilmesi gereken bir diğer husus, RNM sadece şebeke maliyetleriyle ilgili bilgi verdiğinden Ar-Ge, personel giderleri, amortisman vb. diğer maliyet kalemlerinin hesabı için farklı yöntemlerin kullanılması gerekmektedir. Sonuç olarak RNM’nin uygulaması önemli miktarda veri gerektirse ve karmaşık olsa da yeni şebeke yatırımlarının değerlendirilmesi, DEK ve akıllı şebeke teknolojilerinin şebekeye

etkilerinin görülebilmesi açısından pek çok kıyaslama yöntemine göre daha uygun olduğu kabul edilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017, Cossent, 2013, s. 12-58).

RNM her ne kadar etkin şebeke maliyetlerine ilişkin iyi bir kıyaslama aracı olsa da izin verilen gelirlerin tayin edilmesinden sonra bazı kıyaslama kaynaklı hatalar meydana gelebilmektedir. Bu tür hataların etkisinin yönetilebilmesi amacıyla düzenleme periyodunun süresi (gözden geçirme süresi) veya sözleşmeler menüsündeki (referans) KPF'nin değeri değiştirilebilmektedir. Gözden geçirme süresi kısaltıkça ve/veya KPF sıfıra yaklaştıkça kıyaslama hatası da azalmaktadır. Kıyaslama hatasının hafifletilmesi, doğrudan kaynak tahsis etkinliğini iyileştirirken tam tersine üretkenlik etkinliğine yönelik teşviklerin azalmasına neden olmaktadır. Dolayısıyla kıyaslama kaynaklı hataların yönetilebilmesi adına gözden geçirme süresinin veya KPF'nin uygun şekilde ayarlanması suretiyle kaynak tahsis etkinliği ve üretkenlik etkinliği arasında dengenin kurulması gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017).

Belirsizliklere karşı kıyaslama hatasını indirgeyebilecek bir diğer parametre de sözleşmeler menüsünde yer alan ve düzenleyici kurumun kendi gelir öngörüsüne ne kadar güvendiğini ifade eden ağırlık faktörüdür. Ağırlık faktörü 1'e doğru yaklaştıkça düzenleyici kurumun, 0'a doğru yaklaştıkça şirketlerin tahminlerine daha fazla ağırlık verilmektedir. Sözleşmeler menüsünde, aynı zamanda şirketin öngörülerinin doğruluğu teşvik edilmekte olduğundan geleceğe ilişkin belirsizliğin fazla olması halinde düzenleyici kurum tarafından ağırlık faktörü ile şirketlerin öngörülerine ağırlık verilme suretiyle kıyaslama hatası indirgenebilmektedir (Jenkins& Pérez-Arriaga, 2017).

Kıyaslama hatalarından başka maliyetlerdeki öngörülemeyen değişiklikler nedeniyle izin verilen gelirlerde ortaya çıkan tahmin hatalarının azaltılması amacıyla kullanılan birçok yöntem bulunmaktadır. Teşvik esaslı düzenlemeler konusunda da değinildiği üzere RPI-X olarak da bilinen formül ile şirketlere izin verilen gelirlerde/fiyatlarda yıllık enflasyon oranı üzerinden ayarlama yapılmaktadır. Bir diğer yöntemde ise önceden belirlenen bazı tetikleyici olayların gerçekleşmesi (örn. bağlantı sayısındaki artış, akıllı sayaç sayısı, tüketim artışı vb.) durumunda izin verilen gelirlerde değişiklik yapılmasına yönelik kural koyulmasıdır. Şebeke kullanımının gelişimindeki

belirsizliklere uyum gösterilebilmesi amacıyla sözleşmeler menüsü içerisinde yıllık olarak geriye dönük düzeltme mekanizması veya delta faktörü kullanılmaktadır. Delta faktörü sayesinde, fiyat kontrol dönemi boyunca gelirlerin tekrar belirlenmesi riskinin önüne geçilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

Gerek kıyaslama ve tahmin hatalarının gerekse de düzenleyici belirsizliğinin etkilerinin hafifletilebilmesi adına ilerleyici (progressive) kar paylaşım mekanizması uygulanabilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179). Ayrıca düzenleyici kurum tarafından gerek şirketlerin gerekse de tüketicilerin maruz kalabileceği risklerin hafifletilmesini sağlamaktadır. Şöyle ki; şirketlerin getirisi izin verilen seviyeyi aştığında, KPF'nin değeri aşamalı olarak yükseltilmekte ve dolayısıyla tüketicilerle paylaşılan kazancın yüzdesi de artmaktadır. Bunun tersi olarak şirketlerin kazancının beklenen seviyenin altında kalması halinde KPF'nin değeri düşürüldüğünden paylaşımdan kaynaklanan aşırı yük altına girilmesi önlenmektedir (Malkin&Centolella, 2014). Kar paylaşım oranındaki değişim, sürekli bir fonksiyon haline getirilerek olası değişiklikler için şirketlere uygulanacak teşvik oranı belirlenebilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

Yukarıda yer verilen mekanizmaların yanında OFGEM tarafından RIIO çerçevesinde dönem ortası gözden geçirme işlemi yürütülmekte olup belirsizliklerin çıktılar üzerindeki etkileri kontrol edilerek şirketlerin fiyat kontrol süresi boyunca çıktılarla ilgili gereksinimleri karşılayabilmeleri adına gelirlerde gerekli düzeltmeler yapılmaktadır (OFGEM, 2017b).

2.3.3. CAPEX & OPEX Teşviklerinin Eşitlenmesi

Akıllı şebekelerle birlikte yeni maliyet kaynakları ve maliyet tasarrufu fırsatları ortaya çıktığından yapılan düzenlemelerin doğru sonuca hizmet edebilmesi adına şirketlerin maliyet tasarrufu etkinliğinin, maliyetlerin türüne bakılmaksızın özendirilmesi yani CAPEX ve OPEX teşviklerinin eşitlenmesi gerekmektedir (Cossent, 2013, s. 12-58).

OFGEM tarafından TOTEX bazlı yaklaşım olarak bilinen ve toplam maliyetlere yönelik teşviklerin eşitlenmesini ifade eden yeni bir mekanizma geliştirilmiştir. CAPEX ve OPEX'e ilişkin teşviklerin ayrıştırılmasının önüne geçilmesi amacıyla beşinci fiyat

kontrol döneminden (DPCR5) itibaren sözleşmeler menüsünde TOTEX üzerinden işlem yapılmaya başlanmıştır. Öte yandan, RIIO modeli içerisinde yer alan ve fast money-slow money olarak da bilinen yöntemde, toplam harcamaların belirli bir bölümü (fast money) yıl içerisinde geri ödemeye dahil edilmektedir. Toplam harcamaların geri kalan kısmı ise (slow money) düzenlenmiş varlık tabanına dahil edilerek (buradan amortisman ve izin verilen sermaye gelirleri hesaplanmaktadır) 20 yıl içerisinde karşılanmaktadır. TOTEX içerisindeki paylaşım oranları, OFGEM tarafından 8 yıllık fiyat kontrol döneminin başında CAPEX ve OPEX'e ilişkin ileriye yönelik kestirimler esas alınarak sabitlenmektedir. Gerçekleşmede paylaşım oranları değişse de şirketlere toplam getirisi değişmemektedir. Böylelikle hem CAPEX hem de OPEX'e dayalı maliyetlerde yapılan tasarruflar, şirketlerin gelirlerinde aynı getiriye sağlamakta ve teşvik dengesizliği çözümlenmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

Sonuç olarak hangi mekanizma kullanılırsa kullanılsın düzenlemelerde amacın, şirketlerin istenen kalite düzeyinde hizmet sunabilmesi adına klasik yatırımlarla yeni işletme giderlerinin (DEK sahiplerine yapılan ödemeler dahil) en maliyet etkin birleşimini bulmaları için serbest kalmalarının sağlanması olmalıdır (MIT, 2016, s. 137-179).

2.3.4. Performansa Dayalı Düzenlemeler

Maliyet etkinliğinin özendirildiği düzenlemelerin, kaliteden taviz verilmesine yol açma olasılığının bulunduğundan daha önceki başlıkta bahsedilmiştir. Dolayısıyla dağıtım şirketlerinin sundukları hizmetlerin düzenlenmesine yönelik ilave mekanizmalara ihtiyaç duyulmaktadır. Bu amaçla temel olarak iki yaklaşım kullanılmaktadır: girdi esaslı (input based) ve çıktı esaslı (output based) yöntemler. Girdi esaslı yaklaşımda hizmetlerin üretilmesinde katlanılan maliyetler, ayrı bir bileşen olarak daha yüksek getiri verilmesi veya kar/zarar paylaşımı ile şirketlerin risklerinin azaltılması suretiyle şirketlerin varlık tabanına eklenmektedir. Çıktı esaslı yaklaşım, performansa dayalı düzenleme (performance based regulation - PBR) olarak da ifade edilmekte olup şirketlerin belirli çıktılara yönelik performansı, önceden belirlenmiş göstergeler/ölçütler yoluyla kontrol edilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Cossent vd., 2009). Performansın iyileştirilmesi, şirketlere ilave maliyet yükü getirdiğinden hizmet

kalitesinin özendirilmesinde çıktı esaslı mekanizmalar tercih edilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Meeus vd., 2010).

Çıktı esaslı düzenlemelerin başlıca üç temel yaklaşım kullanılmaktadır:

1. **Raporlama:** Şirketin belirli hedeflere dair kendi performansını düzenli olarak düzenleyici kuruluşa veya kamuya açık şekilde raporlamasına yönelik olarak yükümlülük getirilmektedir.
2. **Asgari kalite standartları:** Şirketlere asgari performans hedefi belirlenerek bu hedefe ulaşılması için belirli bir süre verilmektedir.
3. **Ödül-ceza uygulaması:** Şirketlerin gelirleri üzerinden belirli performans hedefinin aşılması halinde ödül, altında kalınması halinde ceza verilmektedir. Sadece ödül veya sadece ceza verilmesine yönelik örnekler de mevcuttur (MIT, 2016, s. 137-179).

Çıktı esaslı teşvik mekanizmalarından, günümüzde en çok hizmet kalitesinin iyileştirilmesi ve enerji kayıplarının azaltılması amacıyla yararlanılmaktadır. Hizmet kalitesi başlığı altında ticari kalite, tedarik sürekliliği ve teknik kalite alanları düzenlenmektedir (Cossent, 2013, s. 12-58).

Şirketler için verilen performans hedefinin hem son kullanıcıyı hem de şirketleri etkileyen sonuçları bulunmaktadır. Bu nedenle uygulamada performans hedefinin en uygun seviyesinin bulunması amacıyla hesap kolaylığı açısından şirket maliyetleri ile müşteri maliyetlerinin toplamından oluşan toplam sosyal maliyet fonksiyonunun minimum değeri seçilmektedir. Müşteri maliyetleri için müşterilerin daha yüksek seviyede hizmet alabilmek için ne kadar ödemeye razı olduklarını ifade eden WTP (willingness-to-pay) veya kullanıcıların daha düşük seviyede hizmet aldıklarında bunun telafisi için ne kadar ödemeyi kabul edeceklerini ifade eden WTA (willingness-to-avoid) parametresi kullanılmaktadır. Gerek WTA gerekse WPT değerlerinin kestirilmesinde en çok müşteri anketlerinden yararlanılmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179).

En uygun performans hedefi belirlenirken dikkate alınması gereken bir diğer husus, hedefin farklı tipteki şebeke kullanıcıları için ve zamana göre değişebilmesidir. Dağıtım şirketlerinin belirli bir performans seviyesini karşılamaya yönelik maliyetleri, teknoloji maliyetlerinin ve ölçek ekonomisinin etkisiyle zamanla değişebilmektedir. Bu konuda, RNM'nin şebeke kullanıcılarının tipi, yük yoğunluğu, teknolojik değişim gibi farklı durumlar için hizmet kalitesi ile maliyetler arasında denge kurulacak şekilde kullanıma uygun olduğu bildirilmiştir. Örneğin, İsveç'teki RNM sisteminde (NPAM) kesintilerin toplam sosyal maliyetini en aza indireyecek şekilde hesaplamalar yapılabilmektedir. İspanya'daki RNM sisteminde ise tedarik sürekliliğine ilişkin belirlenen sınırlar karşılanıncaya kadar referans şebeke güçlendirilebilmektedir. Dahası, RNM ile DEK'in, enerji kayıplarına veya dağıtım şebeke maliyetlerine olan etkileri bölgeler arası heterojen dağılımı da dikkate alınarak ölçülebilmektedir. Ancak RNM'nin belki de en büyük dezavantajı, uygulamasının karmaşıklığıdır (Cossent vd., 2011).

Buradan itibaren öncelikle hizmet kalitesinin iyileştirilmesi (ticari kalite, tedarik sürekliliği ve teknik kalite) ve enerji kayıplarının azaltılmasına yönelik teşvik edici mekanizmalara, daha sonra da örnek olarak seçilen ülkelerden farklı düzenleme örneklerine yer verilecektir.

2.3.4.1. Hizmet Kalitesinin İyileştirilmesi

2.3.4.1.1. Ticari Kalite

Ticari kalite; müşteriler ile hizmet sağlayıcıları (dağıtım şirketi, tedarik şirketi) arasında teknik olmayan yönden hizmet başlangıcının öncesinden hizmetin sona ermesine kadar devam eden etkileşimleriyle ilintili hizmetleri içermektedir (Fumagalli vd., 2007, s.15-16). Ticari kalitenin düzenlenmesinde yukarıda belirtilen üç temel yaklaşımın tamamı (raporlama, minimum standart ve ödül-ceza) kullanılmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179). AB'de ticari kalite kapsamında dağıtım şirketleri için düzenlenen hizmetler aşağıdaki tabloda verilmektedir.

Tablo 3: AB’de Ticari Kalite Kapsamında Dağıtım Şirketleri İçin Düzenlenen Hizmetler (Fumagalli,2007)

Enerji Arzı Öncesinde	Aktif Sözleşme Süresince	
	Düzenli Olarak Sağlanan	Ara Sıra Sağlanan
Tedarik (Enerji ve Sayaç)	Düzenlenen Faturaların Doğruluğu	Arızalara müdahale edilmesi
Bağlantı Bedeli Tespiti	Sayaç Okumalarının Doğruluğu	Gerilim şikayetleri
Bağlantıyla ilgili Yürütülen İşler	Müşteri Merkezlerindeki Hizmetler	Sayaç problemleri
	Çağrı Merkezlerindeki Hizmetler	Randevu planlama
		Müşterilerin bilgi taleplerinin cevaplanması
		Müşteri şikayetlerinin cevaplanması
		Borçtan kesilen enerjinin tekrar bağlanması
		Kesinti bildirimi

Yukarıdaki hizmetlerin düzenlenmesinde kullanılan ölçütler, genelde şirketlerin müşteri taleplerine cevap verme sürelerini veya müşteri memnuniyeti anketlerinden elde edilen sonuçları kapsamaktadır (MIT, 2016, s. 137-179).

Bunların yanında DEK’in şebekede giderek yaygınlaşması, ticari kaliteyle ilgili düzenlemelerde bazı değişikliklere sebebiyet vermektedir. Şebeke kullanıcılarının, aynı zamanda elektrik hizmeti sağlayıcısı haline gelmesiyle beraber elektrik hizmeti piyasalarına hızlı ve etkin bir şekilde erişim sağlanmasının yanı sıra piyasa hakkındaki bilginin kolay erişilebilir olması hususları önem kazanmıştır. Bu doğrultuda dağıtım veya tedarik şirketlerinin şebeke kullanıcılarına piyasa platform hizmetlerini sunması gündeme gelmiştir. Ticari kalite düzenlemelerinin bu yönde gelişen ihtiyaç ve önceliklere uyum sağlayabilmesi halinde inovasyona ve aktif şebeke yönetimine geçilmesinde önemli katkıları olacaktır (MIT, 2016, s. 137-179).

2.3.4.1.2. Tedarik Sürekliliği

Şebekenin veya enerji arzının güvenilirliğinin önemli bir göstergesi olan tedarik sürekliliği, elektrik arzının kesintisiz olarak sağlanması şeklinde tanımlanabilmektedir.

EN 50160 standardına göre elektrik kesintisi, besleme noktalarındaki gerilimin nominal değerinin %1'inin altına düşmesi olarak tanımlanmakta ve süresine göre geçici (veya ani), kısa (veya anlık) ve uzun (veya sürekli) kesintiler olarak 3 sınıfa ayrılmaktadır. Geçici kesintiler, daha çok güç kalitesini ilgilendiren bir husus olduğundan genellikle teknik kalite başlığı altında incelenmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Cossent, 2013, s. 171-211). Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği'nde “geçici kesinti; 1 saniye ve daha az süren kesinti, kısa kesinti; 1 saniyeden uzun ve 3 dakikadan (dahil) az süren kesinti ve uzun kesinti; 3 dakikadan uzun süren kesinti” olarak tanımlanmaktadır.

Tedarik sürekliliğinin düzenlenmesinde, en çok kullanılan kalite göstergeleri; Ortalama Kesinti Süresi Endeksi (OKSÜRE-SAIDI) ve Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksidir (OKSIK-SAIFI). Düzenlemelerde; raporlama, minimum standart ve ödül-ceza yaklaşımlarının hepsi kullanılmakta olup kesintilerin gerek süre gerekse sıklığının azaltılmasına yönelik olarak özellikle teşvik mekanizmalarından yararlanılmaktadır. Teşvik yöntemlerinde kalite seviyesine karşılık gelen ekonomik ödül-ceza miktarı teşvik fonksiyonu ile gösterilmekte olup fonksiyonlar olabildiği ölçüde WTP'yi yansıtmalıdır. Fonksiyonların çeşitli tipleri mevcut olup ülkelerde farklı teşvik fonksiyonları kullanılabilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

Öte yandan, akıllı şebeke bileşenlerinin yaygınlaşmasıyla beraber tedarik sürekliliği düzenlemelerinde birtakım değişiklikler ortaya çıkmaktadır. Dağıtım şirketlerinin, tedarik sürekliliğinin kontrolü ve iyileştirilmesi konusunda DEK ve mikro şebekelerle beraber BIT sistemlerinin sağladığı esneklik potansiyelinden yararlanma imkanı bulunmaktadır. Örneğin, şebekenin bir bölümünde arıza görülmesi durumunda aktif şebeke yönetim sistemi yardımıyla DEK devreye alınabilmekte, bu sayede çevredeki şebeke ekipmanları geçici olarak aşırı yüklenmekten korunurken aynı zamanda sistemin yeniden enerjilendirilme süresi kısalmaktadır. Ayrıca DEK'in güç veri/çekişleri kontrol edilerek hem planlı bakım çalışmalarından hem de arıza durumlarından kaynaklanan kesintiler önlenabilmektedir. DEK'in dahil olduğu mikro şebekelerin ada modunda çalışma olanağı ile şebekenin bazı bölümlerinin, geri kalanında meydana gelen kesintilerden etkilenmemesi sağlanabilmekte, böylelikle şebekenin güvenilirliği ve dayanıklılığı artmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179, Cossent, 2013, s. 171-211). Dağıtım seviyesinde şebeke güvenilirlik hizmeti sağlanmasına

yönelik DEK'in aktif rol oynayabileceği piyasalara kapı açılabilmesi adına dağıtım şirketlerine yönelik çıktı esaslı performans teşviklerinde değişiklik yapılması gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

Bundan başka, akıllı sayaçların kısa dönemde tedarik sürekliliğine ilişkin ölçümleri iyileştirmesi nedeniyle düzenleyici kurumların kesintilerle ilgili daha detaylı bilgi sahibi olmasını ve daha ileri düzeyde teşvik mekanizmalarını uygulayabilmesini sağlamaktadır. EA'ların kullanımındaki artışın, elektrik arızında süreklilik ihtiyacını etkilemesi nedeniyle WTP değerinde de artış görüleceği düşünülmektedir (Cossent, 2013, s. 171-211). Dolayısıyla dağıtım sisteminde görülen tüm bu değişiklikler doğrultusunda düzenleyici kurumların tedarik sürekliliğinin iyileştirilmesine yönelik çıktı esaslı performans teşvik mekanizmalarındaki teşvik yapılarını, hedef seviyelerini ve ödül - ceza miktarlarını uygun şekilde ve düzenli olarak güncellemesi gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

2.3.4.1.3. Teknik Kalite

Teknik kalite, gerilimin ideal dalga şeklinden sapmasını tanımlayan bir dizi etkenle ilintilidir. Kullanıcıya ulaşan gerilim üç fazda frekans, genlik ve dalga şekli içeren bir dizi karakteristiğe sahip olup normal işletme şartlarında her bir karakteristiğin olması gereken belirli değer aralıkları bulunmaktadır. Teknik kalitenin düzenlenmesi raporlama, minimum standart ve ödül-ceza yaklaşımlarının tümüne uygundur (MIT, 2016, s. 137-179).

Gerilim kalitesinin kontrolü, verilerin elde edilmesinin zorluğu ve cihazların tüm şebeke noktalarına tesis edilmesinin maliyetli olması yüzünden bu zamana kadar genelde ekonomik yöntemlerden ziyade teknik standartlar veya şirketlerle kullanıcılar arasındaki ikili anlaşmalar yoluyla düzenlenmiştir. Ancak gelişmiş sayaç altyapısının yaygınlaşması sayesinde dağıtım fideri düzeyinde veri alınabilmesi mümkün olacağından teknik kalitenin iyileştirilmesine yönelik düzenlemelerde yeni bakış açıları ortaya çıkabilecektir. Fiderlerin, gerçek zamanlı gerilim kontrolü yapabilen güç elektroniği teknolojileriyle donatılması sonucunda da tüm sistemde gerilimin normal sınırlar içerisinde kalması sağlanabilecektir. Ayrıca akıllı sayaçlara da güç kalitesi analiz fonksiyonlarının getirilerek hem genel sistemde hem de son kullanıcı tarafında

gerçekleşen olayların takip edilmesi de geliştirme aşamasındadır. Bu gelişmeler ışığında gerilim kalitesinin iyileştirilmesi adına çıktı esaslı teşvik düzenlemelerinin ortaya çıkmaya başlayacağı düşünülmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

2.3.4.2. Enerji Kayıplarının Düzenlenmesi

Dağıtım sisteminde enerji kayıpları, teknik ve teknik olmayan kayıplar olarak iki sınıfa ayrılmaktadır. 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 3 üncü maddesinde teknik ve teknik olmayan kayıp; *“Dağıtım sistemine giren enerji ile dağıtım sisteminde tüketicilere tahakkuk ettirilen enerji miktarı arasındaki farkı oluşturan ve maliyeti etkileyen; teknik kayıp ve/veya kaçak kullanım gibi sebeplerden kaynaklanan ve teknik bir sebebe dayanmayan kaybı”* olarak tanımlanmaktadır. Teknik kayıplar; fiziksel kayıp olarak da adlandırılmakta olup şebeke elemanları kaynaklı kayıpları içermektedir. Öte yandan, teknik olmayan veya ticari kayıplar ise şebeke dışı unsurlar nedeniyle oluşan kayıplardır (KÖLMEK, 2013).

Enerji kayıpları, kullanıcıların elektrik faturalarının yükselmesine ve dolaylı olarak da CO₂ gibi kirleticilerin salınımının artmasına yol açmaktadır. Dikey ayrıştırmanın bulunduğu elektrik piyasalarında, kayıpların dağıtım şirketlerine doğrudan etkisi olmadığından şirketler, kayıpların en aza indirilmesi için çaba göstermekte isteksiz olabilmektedirler. Ticari kayıplar, ölçüm hassasiyetinin iyileştirilmesi ve enerji hırsızlığının önlenmesine yönelik özel tedbirleri gerektirmekteyken teknik kayıplar ise daha çok dağıtım şirketlerinin şebeke faaliyetleriyle ve yatırım kararlarıyla ilintilidir (Cossent, 2013, s. 215-231). Bu nedenle kayıplar, daha çok dağıtım şirketleri tarafından başa çıkılması gereken bir konu olarak görülmektedir.

Kayıpların azaltılması hususunda istenen hedeflere ulaşılabilmesi için dağıtım şirketlerini özendirecek düzenlemeler yoluyla şirketlerin yatırım ve operasyonla ilgili kararlarına enerji kayıplarının etkilerini dahil etmeleri gerekmektedir. Bu amaçla ödül-ceza mekanizmasının kullanılmasının daha uygun olduğu değerlendirilmektedir. Kayıplara ilişkin belirlenen hedefin en uygun seviyesi, kullanıcılar için kayıpların marjinal maliyetinin, kayıpların azaltılmasındaki marjinal maliyetlere eşit olduğu mutlak değerde eşit olduğu noktadır. Performans hedefi veya kayıpların referans değeri,

enerjinin mutlak değeri veya kayıp enerjinin, sisteme verilen/tüketilen enerjiye oranının yüzdesi olarak iki yoldan hesaplanabilmektedir (Cossent, 2013, s. 215-231).

Akıllı şebekelerin enerji kayıpları bağlamındaki en önemli faydaları, şebekenin izlenebilirliğini ve tüketime ilişkin ölçümleri iyileştirmesinden kaynaklanmaktadır. Akıllı sayaçlar ile birlikte gelişmiş sayaç altyapısı sayesinde tüketim bilgisi doğru ve detaylı olarak elde edilebildiğinden kayıp enerji miktarının doğru bir şekilde belirlenmesine ve kaçak kullanımın tespit edilmesine imkan sağlamaktadır. Dolayısıyla akıllı sayaçların ticari kayıpların azaltılmasına yönelik olumlu sonuçları bulunmaktadır. Nitekim, kaçak kullanım oranı yüksek olan Brezilya gibi ülkelerde ticari kayıpların azaltılması, akıllı şebekelerin ve özellikle de akıllı sayaçların hayata geçirilmesinde ana sebeplerden birisidir. Diğer taraftan şebeke izleme ve kontrolüne yönelik diğer akıllı şebeke teknolojilerinin kayıpların azaltılmasına olan etkileri, tedarik sürekliliğinin iyileştirilmesine kıyasla daha sınırlı olduğundan bu teknolojiler, hizmet kalitesi düzenlemeleri kapsamında teşvik edilmektedir (Cossent, 2013, s. 215-231).

Teknik kayıplarda DEK'in sisteme entegrasyonu, bazı zorluklara/fırsatlara neden olmaktadır. Teknik kayıplar, sabit ve değişken olarak iki gruba ayrılmaktadır. Sabit kayıplar, trafo nüvelerinde ısı ve gürültü nedeniyle oluşan ve akıma bağlı olmayan kayıplardır. Değişken kayıplar ise hat ve kablolardan geçen akıma bağlı oluşmaktadır. DÜK, EDS ve V2G özelliğine sahip EA'ların şebekede güç akış şeklini önemli ölçüde değiştirmesi nedeniyle değişken teknik kayıpları etkilemektedir. Çalışmalarda, DÜK ve EA'ların özellikle yüksek yaygınlık seviyelerinde değişken kayıpların artmasına yol açacağı belirlenmiştir. Diğer taraftan, DÜK'ün tüketim noktalarına yakın olması halinde kayıpların azalmasına katkısının olabileceği veya DÜK'e ilave olarak reaktif güç kontrol ekipmanlarının kullanılmasıyla gerilim profilinin düzeleceği ve dolayısıyla kayıpların azalacağı belirtilmiştir. Ayrıca TTY'nin kayıpları azaltma potansiyelinin olduğu ifade edilmiştir. Ancak tüm bu etkiler, birçok faktöre bağlı olup şebekenin yerel koşullarının iyi analiz edilmesi gerekmektedir (Cossent, 2013, s. 215-231, Shaw vd., 2010). DÜK'ün, kayıpların düşürülmesinde katkı sağlasa bile sisteme verilen toplam enerji miktarının azalmasına karşılık sabit kayıpların değişmemesi nedeniyle kayıpların referans değeri hesabında kullanılan formüle göre şirketlerin cezalandırılması durumu ortaya çıkabilmektedir (Shaw vd., 2010). Sonuçta kayıplar, DEK kaynaklı değişkenlik gösterdiğinden dağıtım şirketlerinin kayıplar üzerinde doğrudan herhangi bir kontrolü

bulunmamasına rağmen şirketler ödüllendirilebilmekte veya cezalandırılabilir. Bu yüzden kayıpların düşürülmesi adına şirketlerin özendirildiği düzenlemeler içerisinde enerji kayıplarının referans değeri hesaplanırken DEK'in etkilerinin de dahil edilmesi gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

2.3.5. Çıktı Esaslı Performans Teşvik Düzenlemeleri

Çıktı esaslı düzenlemeler kapsamında buraya kadar hizmet kalitesinin iyileştirilmesi ve enerji kayıplarının azaltılmasına yönelik yöntemler incelenmiştir. Bunların yanı sıra, şebekenin yeni ve gelişen ihtiyaçları doğrultusunda çıktıların güncellenerek örneğin; DÜK'ün şebekeye entegrasyonu, AMI'nin kurulumu ve talep tepkisinin uygulanması gibi konularda ölçülebilir hedeflerin ve süre sınırlarının belirlenmesi veya yeni kullanıcı bağlantılarına ilişkin yükümlülükler getirilmesi suretiyle şirketlerin teşvik edilmesi, sonuç alınmasını kolaylaştıracaktır (Lazar, 2014). Buradan itibaren dünya genelinde konuya ilişkin en iyi uygulama örneklerine yer verilecektir.

2.3.5.1. Birleşik Krallık

Performansın geliştirilmesi adına şirketleri teşvik eden mekanizmaları, tarife düzenlemelerinin merkezine dahil eden Birleşik Krallık'ın bu konuda en iyi örnek olduğu söylenebilmektedir. RIIO modeli içerisinde altı tane birincil çıktı (primary outputs) ve ikincil çıktılar (secondary deliverables) belirlenerek izin verilen gelirler ve teşviklerle ilişkilendirilmiştir. Birincil çıktılara aşağıda yer verilmektedir:

- **Güvenilirlik ve Emreanadelik (Reliability and Availability):** Müşterilerle ilgili şebeke hizmetlerin sürekliliği ve güvenilir olması (kesintilerin sayısı, süresi)
- **Müşteri Hizmetleri (Customer Services):** Şebeke hizmetleri konusunda şebeke kullanıcılarının memnuniyetinin sağlanması
- **Emniyet (Safety):** Şebeke hizmetlerinin emniyet ve güvenlik gereksinimlerine uygun şekilde sunulması
- **Bağlantılar (Connections):** Kullanıcıların hızlı ve etkin şekilde şebekeye bağlantısının gerçekleştirilmesi

- **Çevre (Environment):** Şirketlerin çevresel hedeflere ulaşacak ve karbon ayak izini azaltacak şekilde faaliyetlerini yürütmesi
- **Sosyal Yükümlülükler (Social Obligations):** Kırılgan kullanıcıların korunması (Pöyry, 2017)

Birincil çıktılar, şebeke kullanıcılarına sunulması istenen hizmetlere göre sınıflandırılmıştır. Fiyat kontrollerinin başında OFGEM tarafından birincil çıktılara ilişkin performans seviyeleri, şirketlerin geçmiş performansı göz önüne alınarak veya başka şirketlerin performansı ile kıyaslanarak belirlenmektedir. İkincil çıktılar, ileri dönemde hizmetin devamlılığının sağlanması ve şirketlerin performansının izlenebilmesi için gösterge olarak kullanılmaktadır. İkincil çıktılar ile uzun vadede birincil çıktılarının sağlanmasının garanti edilmesi için şebeke risklerinin yönetilmesi ve projelerin sunulması, gelecek dönemlerde değer sağlayacak teknik ve ticari inovasyon projelerinin geliştirilmesi amaçlanmıştır. Bu tür çıktılar, şirketlerin önerileri ve OFGEM'in onayı neticesinde belirlenmektedir (OFGEM, 2010).

Her bir çıktı kategorisi için takdir edilen puanlar karşılığında izin verilen gelirler üzerinden ekonomik ödül ve ceza mekanizması uygulanmaktadır. OFGEM, çıktıları standartlaştırılmış puan kartı (scorecard) üzerinden izlemekte olup bu sayede paydaşlar tarafından da şirketlerin hangi hedefleri gerçekleştirebildiği veya başarısız olduğu kolaylıkla takip edilebilmektedir (Greentech Media, 2017). Birincil çıktılara dair kullanılan ölçütler Şekil 31'de verilmektedir.



Şekil 31: Birincil Çıktı Ölçütleri (OFGEM, 2017b)

2.3.5.2. New York

Birleşik Krallık'ta olduğu gibi New York'ta da çıktı esaslı teşvikler, düzenlemelerde önemli rol oynamaktadır. NYDPS tarafından şirketlerin REV politikası hedeflerine ulaşabilmeleri adına gelir ayar mekanizmaları (EAM) adında bir dizi çıktı esaslı performans teşvikleri geliştirilmiştir. Bu amaçla çıktı esaslı teşviklerin uygulanacağı beş performans alanı kritik olarak görölmektedir:

- **Sistem Verimliliği (System Efficiency):** Puant yükün azaltılması ve yük faktörünün iyileştirilmesi
- **Enerji Verimliliği (Energy Efficiency):** TTY uygulamaları, verimlilik artışı
- **Kullanıcı Katılımı (Customer Engagement):** Kullanıcıların, dağıtım seviyesindeki piyasalar, fatura yönetimi veya diğer online yenilikçi sistemlere

(enerji verimliliği, talep tepkisi gibi) katılımına, veri erişimine olanak sağlanması ve kullanıcıların bilgilendirilmesi

- **Enterkonneksiyon (Interconnection):** DEK entegrasyonunun maliyet etkin şekilde yapılması ve bağlantı süresinin iyileştirilmesi
- **Ödenebilirlik (Affordability):** Düşük gelirli veya kırılgan kullanıcıların enerjiyi ödenabilir maliyetlerle tedarik edebilmesi adına enerji verimliliği gibi mekanizmalara katılımının sağlanması (NYDPS, 2016)

Bahsedilen alanlardaki teşvik edici düzenleme mekanizmaları, geçici olup düzenli olarak yeniden değerlendirilecek ve güncellenecektir. Düzenleyici komisyon tarafından puant yükün azaltılması ve enerji verimliliği gibi büyük oranda dağıtım şirketinin kontrolü dışında olan alanlarda sadece performans artışına yönelik ödül verilmesine karar verilmiştir (MIT, 2016, s. 137-179).

2.3.6. İnovasyonun Teşvik Edilmesi ve En İyi Uygulama Örnekleri

DEK'in şebekeyle uyumlu bir şekilde dahil edilebilmesi, aktif şebeke yönetiminin gerçekleştirilebilmesi, TTY'nin devreye alınabilmesi ve tüm bu değişim sürecine dağıtım şebekesinin ayak uydurabilmesi için dağıtım şirketleri düzeyinde uzun dönemli inovasyona önem verilmesi gerekmektedir (Bauknecht, 2011, Meeus vd., 2010). Bu doğrultuda, dağıtım şirketlerinin Ar-Ge çalışmalarını sürdürmeleri, uygulama projelerini ve pilot projeleri hayata geçirerek buradan öğrenilen teknolojik bilgi ile çıkarılan derslerin diğer paydaşlarla ve şirketlerle paylaşılması zorunluluk haline gelmiştir. Ayrıca orta - uzun vadede şebekenin nasıl gelişeceğine dair belirsizliğe bağlı olarak hangi teknolojilerin daha başarılı ve maliyet etkin olacağı da hala bilinmezliğini korumakta olduğundan belirsizliğin aydınlatılmasında en büyük katkıyı sağlayacak Ar-Ge faaliyetlerine, uygulama projelerine ve pilot projelere ağırlık verilmesi gerekmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

İnovasyonla ilgili karşılaşılabilecek zorluklardan bir tanesi, esasen risk taşıyan ve sonuçları uzun vadede görülebilecek projeleri kapsamasıdır (MIT, 2016, s. 137-179).

Bir diğerk zorluk ise dışsallık yani faydaların, özellikle dağıtım şirketleri haricinde diğerk üreticileri ve tüketicileri etkilemesidir. İnovasyon ile sadece şebeke maliyetlerinin düşürölmesi hedeflenmemekte, DÜK ve akıllı sayaçların düşük maliyetle entegrasyonu gibi şebeke maliyetlerini artırıcı etkisi olabilecek yatırımları kolaylaştırması beklenmektedir. Bu durum, dağıtım şirketlerinin inovasyon yatırımlarını yapmasını özendirici olmaktan uzaklaştırmaktadır. Dolayısıyla dağıtım şirketleri, inovasyonun geliştirilmesi konusunda yapılacak düzenlemelerle desteklenmeli, hatta ekonomik düzenleme mekanizmalarıyla sınırlandırılmamalı, daha geniş kapsamlı enerji ve inovasyon politikası bağlamında düşünölmelidir (Bauknecht, 2011).

Klasik getiri oranı düzenlemesinin, sadece kısa dönemli maliyet tasarrufuna imkan vermesi ve düzenleyici kurum tarafından makul ve ihtiyatlı bulunan harcamaların kabul görmesinden kaynaklanan bazı yatırımların karşılığının alınamaması olasılığı, yeni teknoloji ve hizmetleri içeren yatırımların gelişimini yavaşlatmakta, hatta bu tür yatırımlara engel olabilmektedir (Rothwell&Gómez, 2013, s. 83-87, Joskow 2005). Öte yandan ABD’de, yenilikçi ve DEK entegrasyonu odaklı uygulama projelerine ilişkin giderlerin varlık tabanına eklenmesine izin verilmiştir (NYDPS, 2015c, CPUC, 2015).

İnovasyon teknolojilerinin hayata geçirilebilmesi için düzenlenen şirketler, test etme & performans doğrulama döngüsü, küçük ölçekli pilot projelerin düzenleyici kuruma önerilmesi ve proje maliyetlerinin onaylatılması, pilot projelerden veri ve sonuçların elde edilmesi, sonuçların düzenleyici kuruma sunulması, sistem çapında uygulama için maliyetlerin düzenleyici kuruma onaylatılması, geniş çaplı sistem uygulamasının devreye alınması olarak sıralanabilecek aşamaları takip etmektedir (Malkin&Centolella, 2014). Bu açıdan teşvik esaslı düzenlemelerde inovasyon projelerinin sonuçlarının başarılı veya başarısız olmasına bağlı olarak getiri oranına kıyasla şirketlere daha fazla kar veya zarar geri dönmektedir. Projelerin sonuçları özellikle kısa vade için belirsiz olduğundan teşvik düzenlemesi, inovasyon yatırımları konusunda şirketleri daha fazla riske maruz bırakmaktadır. Uygulama dönemi içerisinde maliyet etkinliğinin özendirilmesi, düzenlemenin doğasında bulunduğundan şirketlerin uzun dönemde getirisi olabilecek inovasyon harcamalarından kaçınarak kısa dönemde maliyetlerini düşürmeye yönelmelerine yol açmaktadır. Sonuçta teşvik esaslı düzenlemeler de inovasyon çalışmalarının desteklenmesi adına yeterli olamamaktadır (Bauknecht, 2011).

İnovasyonun teşvik edilmesi konusunda girdi ve çıktı esaslı olmak üzere başlıca iki yaklaşım kullanılmaktadır. Çıktı esaslı düzenlemeler, inovasyon projelerinin sonuçlarındaki belirsizlik dolayısı ile fazla tavsiye edilmemekle beraber DEK'in yaygınlaştırılmasında teşvik edici olması amacıyla kullanılmasının uygun olduğu değerlendirilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Meeus vd., 2010). Öte yandan her iki yaklaşımın bir kombinasyonunun kullanılmasını savunanlar da bulunmaktadır (Bauknecht, 2011). Bu açıklamalardan sonra inovasyonun desteklenmesi konusunda ülkeler arasından ve AB düzeyinde başarılı uygulama örnekleri verilecektir.

AB 7. Çerçeve Programı (EU 7th Framework Programme FP7) ve Ufuk 2020 (Horizon 2020)

7. Çerçeve programı (FP7), AB genelinde araştırmayla ilgili faaliyetlerin tek bir çatı altında toplanması amacıyla oluşturulmuştur. Akıllı şebekelerle ilgili projeler, programa dahil olup üye ülkelerin iş birliği içerisinde çözüm üretmeleri hedeflenmektedir (Crispin vd., 2014). Bu doğrultuda enerji projelerine 2007-2013 yılları arasında FP7 kapsamında fon sağlanmıştır (EC, 2018b).

2014-2020 yılları arasında FP7'nin yerine başlatılan Ufuk 2020 programı, AB araştırma ve inovasyon çalışmaları için 80 milyar €'ya yakın bütçe tahsis edilen Avrupa'nın en büyük inovasyon teşvik programıdır. Programın hedefi, Avrupa'nın dünya standartlarında bilim ve teknoloji üretmesi, inovasyona ilişkin engellerin ortadan kaldırılması, kamu ve özel sektörün birlikte çalışarak toplumun karşılaştığı sorunlara çözümler sunulmasıdır. Ufuk 2020'de üç temel alana odaklanılmış olup bunlar; mükemmel bilim, endüstriyel liderlik ve toplumsal zorluklardır. Akıllı şebeke projeleri, özellikle son alan içerisinde yer alan güvenli, temiz ve verimli enerji konusuyla ilintilidir (EC, 2014, EC 2018b).

Proje masraflarının karşılanması amacıyla verilen hibe miktarları, Komisyon tarafından kabul edilen masraflar için tek bir orana dayanmaktadır. Ufuk 2020 kapsamında kabul edilen proje türleri ve destek oranları Ar-Ge projeleri için %100'e kadar, inovasyon projeleri için %70 (Kar amacı gütmeyen kuruluşlar için %100), dolaylı maliyetler ise (yönetim, iletişim ve altyapı maliyetleri) doğrudan maliyetlerin %25'i oranında karşılanmaktadır (EC, 2014).

Birleşik Krallık

Birleşik Krallık inovasyon için teşvik gücü yüksek mekanizmaları, tarife düzenlemelerine dahil etmekte öncü ülkelerden olup OFGEM ile dağıtım şirketleri arasında kurulan etkileşim sayesinde ülkedeki akıllı şebeke gelişmelerinin merkezinde yer alan inovasyon için bir teşvik ve finansman kaynağı ortaya çıkmaktadır. Akıllı şebeke projelerinin geliştiricisi olarak hareket eden dağıtım şirketleri, yenilikçi bir tedarik zincirinin geliştirilmesi amacıyla teknoloji çekme ve alt finansman için ana kaynak haline gelmekte ve diğer kuruluşların yeni iş modellerini test etmesi, öğrenmesi, uygulaması ve büyümesi için fırsatlar oluşturmaktadır (Owaineh vd., 2015). OFGEM tarafından inovasyonun desteklenmesi amacıyla ağırlıklı olarak girdi esası yöntemlerden yararlanılmaktadır. 2005 yılı itibariyle Ar-Ge ve uygulama projelerine finansman sağlanması amacıyla tarife modeli içerisinde tahsis edilmiş olan iki fon bulunmaktadır:

- **İnovasyon Finansman Teşviki (Innovation Funding Incentive - IFI) :** Dağıtım sistemi varlık yönetimini her açıdan kapsamakta olup özellikle Ar-Ge projelerinin finansmanı hedeflenmektedir. Bu doğrultuda, izin verilen gelirlerde ‘kullan veya kaybet’ esasına dayalı %0,5’lik üst sınır getirilmektedir. Ayrıca 5 yıl boyunca proje maliyetlerinin %90’dan %70’e doğru azalan oranlarda tüketiciye yansıtılmasına izin verilerek dağıtım şirketlerinin karşılaştığı risklerin azaltılması sağlanmaktadır (OFGEM, 2004).
- **Kayıtlı Güç Bölgeleri (Registered Power Zone - RPZ):** Yeni DÜK’ün şebekeye bağlantısında yenilikçi çözümlerin araştırılmasına yönelik uygulama projelerinin finansmanı hedeflenmektedir. Bu amaçla, RPZ projelerine ilişkin her bir şirket için izin verilen gelirlerde yıllık 0,5 milyon £’a varan üst sınır verilmektedir (OFGEM, 2004). RPZ’nin yerini, 2010’da Düşük Karbon Şebeke Fonu (Low Carbon Network Fund - LCNF) almıştır (Connor vd., 2014).

Teşviklerin uygulamaya alınmasından itibaren özellikle IFI’ye talep daha fazla olmuş ve şirketlere ayrılan fon miktarı 2003-2004 arasında yaklaşık 2 milyon £ iken 2008 yılında yaklaşık 12 milyon £’a çıkarak toplam IFI portföyü 67 milyon £’a ulaşmıştır (Connor vd., 2014).

- **Düşük Karbon Şebeke Fonu (Low Carbon Network Fund - LCNF):** 2010'da DPCR5'in bir parçası olarak tarife düzenlemelerine dahil edilmiş olup aynı zamanda rekabetçiliği de teşvik eden bir yöntemdir. LCNF'nin amacı dağıtım şirketlerinin, arz güvenliği ve karbon salınımının azaltılmasıyla ilgili beklentilere uygun olarak şebekenin işletilmesinde bilgi ve deneyimlerini artırma araştırmalarının desteklenmesidir. Fon iki tür projeyi desteklemektedir. Birinci aşama, daha küçük çapta ve en fazla üç yıl sürecek projeleri kapsamakta olup şirketlerin maliyetlerin büyük çoğunluğunu geri kazanmalarına izin verilmektedir. İkinci aşama ise amiral gemisi olarak tabir edilen projeleri kapsamakta olup beş yıllık dönem süresince toplamda 500 milyon £'a kadar fon sağlanabilmektedir. İkinci aşama, yıllık düzenlenen yarışmalar şeklinde yürütülmekte olup şirketlerin verdikleri tekliflere ilişkin ve nihai değerlendirme OFGEM tarafından yapılmaktadır. İkinci aşama projeler dağıtım şirketlerinin çeşitli paydaşlar ile iş birliği içerisinde olmasını gerektirmektedir. Kabul edilen proje harcamaları şirketlerin izin verilen varlık tabanına dahil edilmekte ve tarifeler yoluyla tüketicilere yansıtılmaktadır. Fon kapsamında 2010-2015 döneminde tüm projeler için toplamda 250 milyon £'luk fon sağlanmıştır (Pöyry, 2016). RIIO düzenlemesine geçişle beraber LCNF'nin adı değiştirilmiş ve Şebeke İnovasyon Yarışması (NIC) olarak devam edilmiştir (Connor vd., 2014).

RIIO modelinin uygulanmasıyla beraber şirket kültüründe inovasyonun yerleşmesi hedeflenmiş ve inovasyonun tüm aşamalarının (Ar-Ge, uygulama ve pilot projeler) hızlandırılması adına önceden kullanılan bazı mekanizmalar değiştirilip yenileri dahil edilerek İnovasyon Teşvik Paketi (Innovation Stimulus Package) altında toplanmıştır.

- **Şebeke İnovasyon Yarışması (Network Innovation Competition - NIC):** LCNF'nin RIIO'ya dahil edilmiş şekli olup yıllık yarışmalar yoluyla kabul edilen büyük ölçekli inovasyon projelerinin maliyetlerinin en fazla %90'ının karşılanmasına izin verilmektedir (OFGEM, 2017b).

Gerek LCNF gerekse de NIC'nin dağıtım şirketlerinin Ar-Ge faaliyetlerinde ve daha büyük ölçekli uygulama projelerinde atılım yapmalarını sağladığı söylenebilmektedir. Dahası, her iki yöntem de dağıtım şirketlerinin edindikleri

bilgileri diğer şirketler ve piyasa katılımcılarıyla internet, konferans vb. yoluyla paylaşmasını zorunlu kıldığından öğrenme süreci hızlandırılmakta ve inovasyonun başarısı yükselmektedir. Yine her iki yöntemde de dağıtım şirketlerinin somut uygulama projelerinde tedarikçiler, BIT firmaları, üreticiler ve tüketicilerle birlikte çalışması gerektiğinden hem sinerjinin artması hem de yeni ticari ilişkiler (örn. talep tepkisi) için fırsatlar sunmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179). Projelerle ilgili bilgi paylaşımının kolaylaştırılması amacıyla elektrik/doğal gaz iletim/dağıtım sektörleri için ‘Smarter Networks Portal’ adında bir ortak bilgi paylaşım platformu kurulmuş olup akıllı şebeke inovasyon projeleriyle ilgili gelişmeler portal üzerinden takip edilmektedir (ENA, 2017).

- **Şebeke İnovasyon Ödeneği (Network Innovation Allowance - NIA):** Küçük ölçekli inovasyon projeleri için her dağıtım şirketine fiyat kontrol dönemi boyunca kullan veya kaybet esasına dayalı olarak ödenek ayrılmaktadır (OFGEM, 2017b).

- **İnovasyon Yaygınlaştırma Mekanizması (Innovation Roll-Out Mechanism - IRM):** Her şirketin kendi şebekesiyle doğrudan ilgili, daha küçük ölçekli ve ekonomik fayda sağlayabilecek ticari, teknik ve operasyonel projelerin fonlanması amaçlanmaktadır (MIT, 2016, s. 137-179).

İtalya

İtalya’da da Birleşik Krallık’ta olduğu gibi enerji sisteminde inovasyonun geliştirilmesine önem verilmektedir. Ar-Ge projelerinin desteklenmesi için ayrı bir tarife bileşeni bulunmaktadır (D’Almeida, 2013). Öte yandan, özellikle dağıtım sisteminde DÜK’ün hızlı bir şekilde ve büyük ölçekte yaygınlaşması sonucunda şebekenin klasik yönetim ve planlama anlayışının daha fazla devam ettirilemeyeceği anlaşılmıştır. Dağıtım şirketleri, son zamanlarda yüksek miktarda dağıtık ve yenilenebilir üretimin, ana TM’lerde ters güç akışına yol açması sorunuyla mücadele ettiğinden İtalya’da inovasyon araştırmalarındaki temel hedefin, arz güvenliği için şebeke kısıtlarının kaldırılarak mümkün olan en fazla DÜK’ün BIT sistemlerine dayalı çözümler vasıtasıyla şebekeye bağlanabilmesi olduğu söylenebilir (Schiavo vd., 2013).

İtalyan Enerji ve Gaz Düzenleyicisi olan AEEG tarafından 2009 yılında başlatılan girişim sonucu oluşturulan komisyon tarafından mevcut OG şebekesinde (DÜK'ün %75 oranında bağlı olduğu) dağıtık üretimin bağlanabilirlik kapasitesi (hosting capacity) araştırılmıştır. Çalışma sonucunda OG şebekesinin bağlanabilirlik kapasitesinin düğüm bazında, yani her baranın ayrı düşünüldüğü durum için (seçilen örnekler içerisindeki) baraların %85'ine en az 3 MW'lık kapasitenin bağlanabileceği, bunun yüksek bir oran olduğu belirlenmiştir. Ancak sistem genelinde ortaya çıkma potansiyeli yüksek problemlerin bulunduğu görüldüğünden her bir TM bazında sisteme bağlanabilecek maksimum DÜK kapasitesine karşılık gelen Sistem Bağlanabilirlik Kapasitesi (System Hosting Capacity - SHC) olarak yeni bir performans göstergesi bulunmuştur. Diğer gösterge ise şebekenin aktifliğini, yani yıl içerisinde OG'den YG'ye doğru ne kadar süre ters yönde güç akışı olduğunu yüzdesel olarak ifade eden Ters Güç Akışı Süresidir (Reverse Power Flow Time - RPT) (Schiavo vd., 2013).

Elde edilen sonuçlar AEEG tarafından, RPT'nin azaltılarak dağıtım şebekesinde DÜK'ün bağlanabilirlik kapasitesini artırmaya öncelik veren yenilikçi uygulama projelerinin teşvik edilmesine yönelik süreçleri tetiklemiştir. Söz konusu projeler, yarışma usulüyle seçilmekte olup komite tarafından uygun bulunan uygulama projeleri için 12 yıl boyunca şirketlerin WACC'nin %2'si oranında artırılmasına karar verilmiştir (Crispin vd., 2014). Projelerin değerlendirmesinde nitel göstergeler, teknik puanlamalar, proje maliyeti ve Psmart olarak ifade edilen yeni bir performans göstergesi kullanılmaktadır. Psmart, pilot projenin gerçekleştirilmesi sonucunda şebekenin emniyetli işletme koşullarını (gerilim, akım ve frekans) bozmaksızın ve herhangi bir ilave şebeke yatırımı yapılmaksızın şebekeye bağlanan DÜK'ten kaynaklanan yıllık toplam üretim artışı olarak ifade edilmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

Bu düzenleyici çerçeve kapsamında 8 pilot proje devreye alınmış olup projelerin, aktif şebeke yönetimine uygun olan bazı işlevsellikleri test edilmiştir. Pilot projeler özellikle dağıtım sistemi işletmecisi ile iletim sistemi işletmecisi arasındaki etkileşim, akıllı gerilim kontrolü, aktif güç modülasyonu, anti-ada modu işlevsellikleri, hızlı OG arıza izolasyonu ve enerji depolama hususlarına ışık tutmuştur. AEEG tarafından aktif sistem yönetimine geçişte kullanılacak çıktı esaslı teşviklerin geliştirilmesi adına söz konusu projelerden öğrenilen derslere odaklanılmaktadır. 2015 yılında çeşitli aktif yönetim işlevselliklerinin detaylı incelemesine başlanmış olup

gelecekte sistem yaygınlaştırma aşaması için çıktı esaslı teşvik planında Psmart ile orantılı, RPT eşik değeri veya OG seviyesinde minimum DÜK seviyesi ile düzenleyici tarafından belirlenen bir dizi asgari gereksinimler gibi ölçütlerin kullanılması düşünülmektedir (MIT, 2016, s. 137-179, Crispim vd., 2014).

Finlandiya

Finlandiya’da 2012’den bu yana inovasyona yönelik özel teşvikler bulunmaktadır. Mevcut düzenleyici mekanizmada; şirketin yıllık kazancının %1’ine kadar olan Ar-Ge maliyetleri (sadece OPEX), aynen yansıtılan maliyetler (pass-through cost) olarak işlem görmektedir. Düzenleyici kurum, hangi tür maliyetlerin Ar-Ge maliyetleri olarak kabul edildiğine dair bazı talimatları vermiş olup maliyetlerin Ar-Ge-OPEX teşviki içerisine dahil edilebilmesi için elektrik şebeke faaliyetleriyle ilgili tamamen yeni bilgi, ürün veya teknolojiler getirmesi (örn. pilot projelerle ilgili akıllı çözümler) gerekmektedir (EDSO, 2017).

Fransa

Fransa’da Ar-Ge OPEX harcamaları, etkinlik gereksinimlerini içermeyen dağıtım şebeke tarifelerinin özel bir bölümüne dahil edilerek akıllı şebekeler için bütçe tahsis edilmiştir. Söz konusu bütçenin şebekenin başka herhangi bir yerinde harcanmasına izin verilmediğinden şirketler genel şebeke operasyonları için maliyetleri düşürmeleri için mecbur bırakılmaktadır. Dolayısıyla bütçenin etkin kalması için sınırlanması gerekmektedir (EDSO, 2017).

New York

ABD’de New York eyaleti, uzun dönemli inovasyonun desteklenmesi adına düzenlemeler geliştirilmesinde öncü konumdadır. DSIP dokümanlarında şirketlerin özellikle, gereksiz yatırım yapılmaksızın geniş ölçekte DEK entegrasyonu için en maliyet etkin ve yenilikçi çözümleri sunması beklenmektedir. Şirketler DSIP dokümanlarında REV kapsamındaki güncel ve yakın döneme ilişkin uygulama projeleri ve pilot projelerle ilgili bilgi verilmesinden sorumlu tutulmuştur. Planlarda yer verilen

projelere ait veriler, DEK'in sistem ve eyalet genelinde yaygınlaştırılması sürecinde sistemin işletilmesi, planlanması ve geliştirilmesi amacıyla kullanılmaktadır (NYDPS, 2015c).

Yenilenen düzenlemelerin sonucunda, New York'un büyük dağıtım şirketleri tarafından pilot projelerle ilgili taslaklar sunulmuş olup 10'un üstünde projenin çalışmaları devam etmektedir. Projelere birkaç örnek verilecek olursa 'CenHub Marketplace' isimli projede; dağıtım şirketi ile bir teknoloji firmasının birlikte çalışarak müşterilere iyileştirilmiş veri analizleri yardımıyla enerji ürün ve hizmetlerine ilişkin kişiselleştirilmiş öneri ve tekliflerin sunulduğu online bir portalın oluşturulması, 'Clean Virtual Power Plant' isimli projede; dağıtım şirketi ile DEK sağlayıcılarının ortaklığında elektrik arzının bir araya toplanabilmesi için GES ile depolama tesislerinin birleştirilerek açık havalarda sanal enerji santrali olarak şebeke hizmeti verilmesi, 'Flexible Interconnect Capacity Solution' isimli projede; dağıtım şirketi ile bir teknoloji firmasının ortaklığında büyük DEK projelerinin şebekeye bağlanabilmesi için klasik enterkonneksiyona alternatif olarak müşterilere ve üçüncü şahıslara daha az maliyetli ve daha hızlı yoldan teklif verilmek suretiyle altyapının hizmet olarak sunulabilmesi (infrastructure as a service) hedeflenmektedir (MIT, 2016, s. 137-179).

2.3.7. Standardizasyon ve Birlikte Çalışabilirlik Konularının Düzenlenmesi

Teknolojinin geliştirilmesinde standartlar önemli yer tutmaktadır. Herhangi bir ekipman için ortak tasarım protokollerinin belirlenmesi, tedarikçiler arasında rekabetçiliği ve inovasyonu artıracığından maliyetlerin azaltılmasında katkıda bulunmaktadır. Standartlar ayrıca; teknolojilerin modasının çabuk geçmesini önlemekte, gelecekte yapılacak geliştirmeleri kolaylaştırmakta, gelecekteki yatırımların var olan sisteme entegrasyonunu, sistemlerin uygulama ölçeğinin genişletilmesini, siber saldırılara karşı sistemin dayanıklılığını ve kullanıcılara ait verilerin korunmasını sağlamaktadır. Ayrıca birlikte çalışabilirlik standartları ile iki ya da daha fazla şebeke, sistem, cihaz, uygulama ve ekipmanın birbiriyle etkin ve güvenli şekilde ciddi bir kullanıcı müdahalesi olmaksızın haberleşebilmesi ve birlikte çalıştırılabilmesi mümkün olabilmektedir. Bu sayede üreticiden/tedarikçiden bağımsız olarak çözümler uygulanabilmektedir (IEA, 2011b). Temelde standartlar, teknik ve teknik olmayan standartlar olarak ikiye ayrılmaktadır. Teknik standartlar, çeşitli unsurların uyumluluk

ve arayüz özellikleriyle ilintilidir. Teknik olmayan standartlar ise kalite gereksinimleri, güvenlik, çevre gibi birçok alanla ilgilidir. Diğer taraftan, hukuki olarak kabul edilen kuruluşlarca geliştirilen hukuki / yasal (de-jure) standartlar ve yasal olarak standart geliştirmeye yetkili olmayan şirketlerin oluşturduğu ve uygulamada referans kabul edilen fiili (de-facto) standartlar olarak sınıflandırma yapılabilmektedir (D'Almeida, 2013).

Akıllı şebekelerin yaygınlaştırılması için ortak standartların oluşturulması çok büyük önem taşımaktadır. Akıllı şebekelere ilişkin olarak yüzlerce standardın belirlenmesi gerekmekte olup en yüksek önceliğe sahip alanlar aşağıda verilmektedir (IEA, 2011b):

- Akıllı sayaçlar
- Uzaktan şebeke izleme, yönetim ve kontrol altyapıları
- BIT sistemleri
- DÜK, EDS ve EA'ların şebekeye entegrasyonu
- Siber güvenlik ve veri gizliliği

Akıllı şebekelere ilişkin standartları geliştiren/belirleyen başlıca yapılanmalar arasında; uluslararası düzeyde, Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC), Uluslararası Standartlar Teşkilatı (ISO), Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü (IEEE) ve Uluslararası Telekomünikasyon Birliği (ITU), Avrupa'da Avrupa Standardizasyon Komitesi (CEN), Avrupa Elektroteknik Standardizasyon Komitesi (CENELEC) ve Avrupa Telekomünikasyon Standartlar Enstitüsü (ETSI) ve Kuzey Amerika'da ise NIST ve Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü (ANSI) sayılabilmektedir (UNECE, 2015).

Standartlarda uluslararası iş birliği, farklı bölgelerin ihtiyaçlarının dahil edilmesi, standartlarda tekrarların ve örtüşmelerin azaltılması bakımından gereklidir. Bu konuda bazı uluslararası teşkilatlar standartları birbiriyle uyumlu hale getirmek adına çalışmalar yürütmektedir (IEA, 2011b).

Avrupa Komisyonu tarafından 2009 yılında akıllı şebekelere ilişkin düzenleme

ve politika tavsiyeleri üretilmesi adına “Akıllı Şebekeler Çalışma Grubu” kurulmuş olup grubun çalışma alanlarına göre ayrılan alt grupları:

- **Uzman Grubu 1-** Akıllı şebeke standartları
- **Uzman Grubu 2-** Akıllı şebeke ortamında gizlilik, verilerin korunması ve siber güvenlik için düzenleyici tavsiyeler
- **Uzman Grubu 3-** Akıllı şebekelerin yaygınlaştırılması için düzenleyici tavsiyeler
- **Uzman Grubu 4-** Akıllı şebeke altyapısının yaygınlaştırılması
- **Uzman Grubu 5-** Akıllı şebeke endüstri politikasının uygulanması

olarak adlandırılmıştır. Uzman Grubu 1’in ilgi odağı; akıllı şebeke ortamında sistemlerin ve teknolojilerin birlikte çalışabilmesine izin vermek için tasarlanan teknik standartlara ve hükümlere dayalı olarak akıllı şebekelerin başarıyla yaygınlaştırılmasıdır. Uzman Grubu 1; “AB üye ülkelerindeki akıllı sayaç sistemlerinin büyük ölçekli yaygınlaştırılması için arayüzlerin birlikte çalışabilirliği” ve “Akıllı sayaçların büyük ölçekte yaygınlaştırılmasında uygulanan birlikte çalışabilirlik, standartlar ve işlevler” olarak iki rapor yayımlamıştır. Avrupa Komisyonu, Uzman Grubu 1’in önceki çalışmalarına dayanarak teknik standartların geliştirilmesi ve güncellenmesi adına Avrupa Standardizasyon Kuruluşları (ESOs) olan CEN-CENELEC-ETSI için akıllı sayaçlar (M/441), EA’lar (M/468) ve akıllı şebekeler (M/490) hakkındaki talimatları yayımlamıştır. M/490 direktifi üzerinde çalışılmak üzere 2011 yılında “Akıllı Şebekeler Koordinasyon Grubu (SG-CG)” kurulmuş olup 2012 yılında Sürdürülebilir Süreçler, Uyumlu Standartların İlk Grubu, Referans Mimari, Bilgi Güvenliği ve Veri Gizliliği ile Çerçeve Dokümanı raporlarını hazırlamıştır. Grup 2014 yılında Akıllı Şebekelerin Yayılımını Destekleyen Genişletilmiş Standartlar, Gözden Geçirme Metodolojisi, Genel Piyasa Modelini Geliştirme, Akıllı Şebekeler Mimari Modeli Kullanım Kılavuzu, Esneklik Yönetimi, Akıllı Şebekelerin Birlikte Çalışabilirliği ve Bunun Araçları, Akıllı Şebekeler Bilgi Güvenliği raporlarını hazırlamış ve M/490 Direktifinin gereklerini başarıyla tamamlamıştır (EC, 2018a).

ABD’de 2005 yılında yayımlanan Enerji Politikası Kanunu (EPAct) ile FERC, enerji sistemleri için zorunlu güvenilirlik standartlarının geliştirilmesi konusunda sorumlu tutulmuştur. Ancak, ABD’de akıllı şebekeler için standartların ulusal öncelikli

olarak tanınması, 2007 yılında yayımlanan Enerji Bağımsızlığı ve Güvenliği Kanunu (EISA) ile olmuştur. Söz konusu Kanunda NIST, akıllı şebeke sistemlerinin birlikte çalışabilir olması için standartların ve protokollerin geliştirilmesine ilişkin koordinasyonun yürütülmesi konusunda birinci sorumlu olarak belirlenmiştir. Ardından NIST'in öncülüğünde yürütülmüş olan büyük bir koordinasyon programında “Akıllı Şebekelerin Birlikte Çalışabilirliği için Çerçeve ve Yol Haritası” dokümanının ilk versiyonu 2012’de yayımlanmıştır. Dokümanın son versiyonu ise 2014 yılında yayımlanmıştır (NIST, 2017). NIST ayrıca 2009 yılında akıllı şebekeler konusunda çalışan diğer birçok ülkeyle iş paylaşımın ve iş birliğinin kolaylaştırılması adına ortak çalışmakta olup “Akıllı Şebekeler Birlikte Çalışabilirlik Paneli (SGIP)” adında yeni bir bağımsız teşkilat kurmuştur. 20 standart geliştirme kuruluşunun çalışmaları üzerinde eşgüdüm sağlanan panelde dünya genelinden yaklaşık 600 şirket ve teşkilat yer almaktadır (IEA, 2011b).

Standartlara uygunluğa ilişkin yaptırım ve ceza uygulamasına örnek olarak Birleşik Krallık’ta OFGEM verilebilmektedir. Rutin denetimler veya şikayet üzerine yapılan incelemeler sonucunda standartlara uyumluluk açısından düzenleme ile uygulama arasında farklılık bulunduğu takdirde şirketlere para cezası verilebilmektedir (TAŞ 2023, 2018c).

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

TÜRKİYE'DE MEVCUT DURUM İNCELEMESİ

3.1. Türkiye’de Elektrik Dağıtım Sektörüne Genel Bakış

Elektrik piyasalarının yapısal anlamda değişimi, dünya genelinde ve Türkiye’de 1980 sonrası başlamış olup piyasaların serbestleştirilmesi ve yeniden yapılandırılmasına yönelik yapılan yeniliklerle üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin tek elden yürütüldüğü dikey bütünsel yapının ayrıştırılması, devlet eliyle yürütülen hizmetlerde kamunun payının azaltılarak piyasaların daha rekabetçi bir yapıya kavuşması ve böylelikle sektörde ekonomik etkinliğin artırılması amaçlanmıştır. Türkiye’de de gözlemlenen bu süreç içerisinde yapılan düzenlemeler arasında önemli mihenk taşlarından birisi, 03/03/2001 tarihinde yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunudur⁵. Kanunun amacı birinci maddesinde;

"MADDE 1- (1) Bu Kanunun amacı; elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösteren, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin yapılmasının sağlanmasıdır."

şeklinde ifade edilmiştir. 4628 sayılı Kanun ile özetle; sektörün yasal çerçevesi çizilmiş, kurumsal yapılar, piyasa faaliyetleri ve piyasa oyuncularının görev ve sorumlulukları belirlenmiş, piyasada bağımsız düzenleme ve denetimin yapılabilmesi için EPDK kurulmuş ve piyasada faaliyet gösterilebilmesi için EPDK’dan lisans alınması zorunluluğu getirilmiştir. Ayrıca dikey bütünsel yapıdan vazgeçilerek piyasa faaliyetlerinin ayrıştırıldığı, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin doğal tekel niteliğinden dolayı rekabete açılmayarak düzenlemeye tabi tutulduğu, üretim ve satış (toptan/perakende satış) faaliyetlerinin ise rekabete açıldığı bir piyasa yapısına geçiş

yapılmıştır (ESMAP, 2016, Çetintaş&Bicil, 2015).

Elektrik dağıtım sektöründe gerekli yatırımların devlet bütçesine yük getirmeksizin özel sektör tarafından yapılabilmesi, arz güvenliğinin sağlanması, şebekenin verimli işletilmesi, hizmet kalitesinin iyileştirilmesi, kayıpların azaltılması ve elde edilen faydanın tüketicilere yansıtılması adına dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesine önem verilmiştir. Bu amaç doğrultusunda 17/03/2004 tarihinde yayımlanan Yüksek Planlama Kuruluna ait “Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi” ile Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) özelleştirme kapsamına alınmıştır. Türkiye, coğrafi yapıdan kaynaklanan operasyonel kısıtlar, teknik ve finansal özellikler, enerji talebi ile mevcut sözleşmeler ve hukuki süreç göz önüne alınarak 21 elektrik dağıtım bölgesine ayrılmış ve dağıtım bölgesi sınırları içerisinde elektrik dağıtım faaliyetini yürütmek üzere TEDAŞ ile özel şirketler arasında İşletme Hakkı Devir Sözleşmeleri (İHDS) imzalanmış, böylelikle daha önce TEDAŞ tarafından yürütülen elektrik dağıtım faaliyeti, tesisler kamu mülkiyetinde kalmak üzere özel şirketlere devredilmiştir. KCETAŞ hariç⁶ olmak üzere elektrik dağıtım şirketlerinin özelleştirme süreci 2008-2013 yılları arasında gerçekleştirilmiştir.

Elektrik piyasasının işleyişi ile ilgili yapılan son temel düzenleme, 30/03/2013 tarihinde yürürlüğe giren 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu olup 4628 Sayılı Kanunda tespit edilen boşlukların giderilmesine çalışılmış ve piyasaların düzenlenmesine yönelik birçok yenilik yapılmıştır. Günümüzde elektrik dağıtım şirketleri; lisansında belirtilen bölgedeki 36 kV ve altı elektrik dağıtım sisteminin işletilmesinden, bakım- onarımının yapılmasından, gerekli dağıtım tesisi yatırımlarının yapılmasından ve dağıtım sistemine bağlı/bağlanacak olan tüm kullanıcılara eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin elektrik enerjisi dağıtımı ve bağlantı hizmetinin sunulmasından, tedarik şirketleri ise elektrik enerjisi veya kapasitesinin toptan/perakende satılması ve ticari faaliyetlerinden sorumludur.

⁵ Bu Kanunun adı “Elektrik Piyasası Kanunu” iken, 14/3/2013 tarihli ve 6446 sayılı Kanunun 30 uncu maddesiyle Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun olarak değiştirilmiştir.

3.2. Türkiye’de Elektrik Dağıtım Şirketleri İçin Akıllı Şebeke Yatırımları

Dağıtım sisteminde akıllı şebeke bileşenlerini de içeren bilişim sistemi ve teknolojik altyapılara ilişkin yatırımlar, “*Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar*”ın “*Şebeke işletim sistemi yatırımları*” başlıklı 16 ncı maddesinde;

“MADDE 16- (1) Şebeke işletimi için ilgili mevzuat kapsamında yapılması gerekli olan uzaktan izleme ve kontrol sistemleri, coğrafi bilgi sistemleri gibi bilişim sistemi ve teknoloji yatırımlarına ilişkin harcamalar şebeke işletim sistemi yatırımı olarak değerlendirilir.”

ve “*Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Yatırımlarına İlişkin Usul ve Esaslar*”ın “*Şebeke İşletim Sistemi Yatırımları*” başlıklı 12 nci maddesinde;

“MADDE 12- (1) Şebeke işletimi için ilgili mevzuat kapsamında yapılması gerekli olan ve Vergi Usul Kanunu ve diğer ilgili mali mevzuata uygun olarak aktifleştirilebilen; haberleşme özelliğine sahip röleler dahil uzaktan izleme ve kontrol sistemleri, coğrafi bilgi sistemleri, OSOS, kullanıcı yönetim ve izleme sistemleri ile söz konusu yatırımların mütemmim cüzü niteliğinde olan donanım, yazılım, lisans harcamaları ve bu sistemlerin kullanımı için gerekli bilişim sistemi ve teknoloji yatırımlarına ilişkin harcamalar Şebeke İşletim Sistemi Yatırımları olarak değerlendirilir.

(2) Şebeke işletimi için yapılacak olan yatırımlar kapsamında şebekede yapılacak olan modüler hücre dönüşümü, hücre ilavesi gibi dağıtım tesisine ait tesis işleri Şebeke Yatırımlarında raporlanır;

(3) Şebeke işletimi için dağıtım şirketinin planlaması uyarınca dağıtım sisteminde tahakkuka esas olmayan, OSOS’a ilişkin mevzuatta da olmayan ancak uzaktan ölçme ve kontrolü sağlayan sayaç, analizör veya diğer koruma, kontrol,

⁶ KCETAŞ ise 11/10/1926 tarihinde imzalanan imtiyaz sözleşmesi ile kurulmuş olup özelleştirme kapsamında alınmamıştır. 4628 sayılı Kanun sonrası şirkete verilen 15/07/2009 tarihli lisans çerçevesinde faaliyetlerini sürdürmektedir. Belediyenin pay sahibi olduğu tek elektrik dağıtım şirkettir.

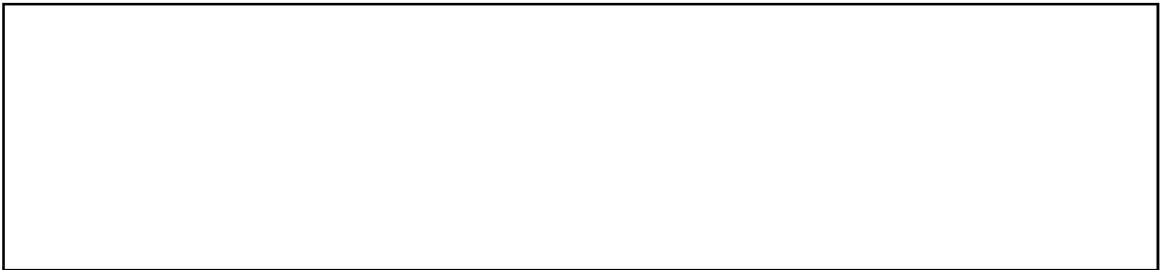
kumanda teçhizatlarına ilişkin yatırım harcamaları da Şebeke İşletim Sistemi Yatırımları içerisinde raporlanır.

*(4) Bu madde kapsamında yapılan işler için alınacak olan **yazılım, proje veya lisanslar da** mütemmim cüz olarak Şebeke İşletim Sistemi Yatırımları kapsamında değerlendirilir.*

(5) Bu madde kapsamında uygulama dönemi boyunca yapılacak olan harcamaların ön kabulden geçmiş yatırım harcamaları hesaplamalarında dikkate alınan tutarı ilgili uygulama dönemine ilişkin ilk onaylanan yatırım planında yer alan Şebeke Yatırımlarının %5'ini geçmeyecek şekilde onaylanır.

*(6) 5 inci fıkrafta belirtilen **%5 sınırını aşan proje bazındaki şebeke işletim sistemi yatırımları ile ilgili yatırım planı revizyonu** Kurul'un yetkisindedir. %5 sınırının aşılmasının öngörülmesi halinde, elektrik dağıtım şirketleri bu karakteristikteki yatırımlar için proje bazında değişiklik taleplerini gerekçeleri ile birlikte Kuruma sunar. Kurul tarafından proje bazında uygun görülen bütçe başka bir proje için kullanılamaz.”*

yer alan hükümler doğrultusunda “Şebeke İşletim Sistemi Yatırımları” kapsamında karşılanmaktadır. Düzenlemeye esas yatırım harcamaları içerisindeki şebeke işletim sistemi yatırımları karakteristiği altında karşılanan yatırım harcamalarının kapsamına ilişkin net bir sınır çizilmemiş olsa da genel olarak bilişim ve teknoloji yatırımları bu kapsamda karşılanmaktadır. Akıllı şebeke konsepti içerisinde yer alan ve şebeke işletim sistemi yatırımları kapsamında takip edilen yatırımlara örnek olarak Tedarik Sürekliliği Kayıt Sistemi (TSKS), Tedarik Sürekliliği Uzaktan İzleme Sistemi (TSUİS), SCADA, OSOS, Arıza Yönetim Sistemi (AYS), OMS, DMS, WFM, MBS, ERP verilebilir. Diğer taraftan, başka yatırım karakteristikleri içerisinde de akıllı şebekeler kapsamına girebilecek yatırım unsurları mevcuttur (Çelebi, 2017). Örneğin; kullanıcıların elektrik enerjisi ölçümü amacıyla tesis edilen sayaçlara ilişkin harcamalar, “Sayaç Yatırımları” karakteristiği altında karşılanmaktadır.



3.3. Akıllı Şebekeler Konseptiyle İlişkili EPDK Mevzuatı

Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği

(HKY): Dağıtım sisteminde sunulan hizmetin kalitesine ilişkin olarak dağıtım şirketlerinin, görevli tedarik şirketlerinin ve kullanıcıların uyması gereken kurallar ile uygulamaya ilişkin usul ve esaslar belirlenmiştir. HKY kapsamında dağıtım şirketlerinin sundukları hizmetin kalitesi “Tedarik Sürekliliği”, “Teknik Kalite” ve “Ticari Kalite” başlıkları altında takip edilmektedir. Ayrıca kalite göstergelerine ilişkin detaylar (hesaplama, raporlama, eşik değerler gibi), göstergelerin gelir tavanına yansıtılması, şebeke bağlantı modelinin kurulmasına yönelik yükümlülükler, tedarik sürekliliği BT sistemleri (AYS, TSKS, TSÜİS, MBS vb.) de HKY ile düzenlenen konular arasındadır (EPDK, 2013).

Kalite Faktörü Uygulamasına İlişkin Usul ve Esaslar: HKY’nin 25 inci maddesi ile Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğe dayanılarak hazırlanmıştır. 21/12/2017 tarihinde yürürlüğe giren Usul ve Esasların hükümlerinin,

üçüncü uygulama dönemi sonuna kadar uygulanmasına karar verilmiştir. Uygulamada temel olarak; HKY kapsamında belirlenen kalite göstergelerine ilişkin olarak belirlenen eşik ve hedef değerler ile gerçekleştirmeler arasındaki farkın, dağıtım şirketlerinin sistem işletim gelir tavanına belirli bir oranda (Kalite Faktörü-KF) yansıtılması amaçlanmaktadır. Mezkur Usul ve Esaslar kapsamında, yalnız ödül mekanizması uygulanacak olup ceza mekanizması öngörülmemiştir. KF'nin hesaplanmasında,

- HKY'de tanımlanan TSKS'nin, ilgili dağıtım şirketince kurulmuş ve sistem entegrasyonunun sağlanmış olması,
- İlgili dağıtım şirketinin tedarik sürekliliği performansında gerçekleştirmiş olduğu iyileştirmeler,
- İlgili dağıtım bölgesine ilişkin kullanıcı memnuniyetinin artırılması,
- HKY'de tanımlanan teknik kaliteye ilişkin yükümlülükler,
- İlgili dağıtım şirketince yatırım gerçekleştirme yükümlülüğü kriterleri,

hususları dikkate alınmaktadır. 2018 yılı itibariyle başlayan KF uygulamasının, dağıtım şirketlerinin hizmet kalitesine yönelik performanslarını iyileştirmeleri için önemli bir adım olduğu ve üçüncü uygulama dönemi sonrasında da güncellenerek devam edeceği değerlendirilmektedir (EPDK, 2017b).

Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği: Dağıtım şirketleri, bölgelerindeki tüm tesis ve/veya teçhizatı gösteren veri tabanının oluşturulması ve yatırımların bu veri tabanına işlenmesiyle yükümlü kılınmış ve böylelikle CBS'nin kurulmasına işaret edilmiştir. Elektrik dağıtım sistemine giriş noktalarından tüketim noktalarına kadar tüm aşamalarda gerçek zamanlı akışının izlenebilmesi, sisteme ilişkin ihbarların alınması ve sonuçlandırılması ve koruyucu bakım-onarım hizmetlerinin planlanması ve uygulanması amacıyla dağıtım şirketleri tarafından gerekli iletişim altyapısının kurulmasına ilişkin yükümlülük getirilmiştir. EA şarj istasyonlarının dağıtım sistemine bağlantısı için yapılacak başvurularında dağıtım şirketlerine elektrik projesi ve diğer bilgilerin sunulması gerekliliğinden bahsedilmiştir. Ayrıca TEİAŞ koordinasyonunda dağıtım şirketi tarafından yapılan talep kontrolüne ilişkin esaslar düzenlenmiştir (EPDK, 2014a).

Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar: Dağıtım şirketleri, CBS'yi 2012 yılı sonuna kadar hazırlamakla yükümlü kılınmıştır (EPDK, 2011).

Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Yatırımlarına İlişkin Usul ve Esaslar: Dağıtım şirketleri tarafından yıllar itibarıyla kullanıma hazır hale gelen yatırımlara ilişkin varlıkların, devreye alınma tarihi ve teknik özellikleri proje bilgileri ile birlikte CBS ve sistem veri tabanında güncellenerek belirli periyotlarda EPDK'nın erişimine sunulması yükümlülüğü getirilmiştir (EPDK, 2015b).

Elektrik Dağıtım Şirketleri Tarafından Kurulan Coğrafi Bilgi Sistemlerinin İyileştirilmesine ve Standartlaştırılmasına Yönelik Usul ve Esaslar: Dağıtım şirketleri tarafından kurulmuş olan CBS'nin dağıtım şirketi ve elektrik dağıtım sektörünün ihtiyaçları doğrultusunda iyileştirilmesi ve kurulan CBS'lerde tutulan şebeke verisine ilişkin asgari standartların belirlenmesi amaçlanmaktadır. Düzenleme kapsamında CBS'lerin sahip olması gereken nitelikler, güncel tutulması gereken veriler, verilerin güncellenmesi, saklanması ve doğruluğuna ilişkin uygulama esasları, CBS'de tutulması gereken asgari şebeke varlıkları ve varlıklara ilişkin karakteristik bilgileri belirlenerek şirketlerin söz konusu yükümlülüklerini tamamlamaları için 01/01/2019 tarihine kadar süre verilmiştir (EPDK, 2018b).

Elektrik Piyasasında Dağıtım Lisansı Sahiplerinin Bilişim Sistemlerine Kurumun Uzaktan Erişiminin Sağlanmasına İlişkin Usul ve Esaslar: Usul ve Esaslarda, elektrik dağıtım şirketlerinin, Enerji Piyasası Bildirim Yönetmeliği kapsamında EBİS (EPDK Bildirim Sistemi) üzerinden EPDK'ya bildirmekle yükümlü oldukları veriler ile gerekli görülebilecek ilave verilerin, gerçek zamanlı olarak izlenmesi ve Kurum tarafından belirlenecek güncellilikte raporlanması için dağıtım şirketlerine ait bilişim sistemlerine Kurumun uzaktan erişiminin sağlanması amaçlanmaktadır. Bu amaca yönelik veri ambarı ve raporlama sistemi ile bu sisteme Kurumun uzaktan erişimini sağlayan web arayüzü, "*Elektrik Dağıtım Veri Ambarı ve Raporlama Sistemi-(EDVARS)*" olarak tanımlanmıştır. Dağıtım şirketlerinin, EDVARS'ı 01/07/2018 tarihine kadar kurarak ilk veri akışını sağlanması ve 01/01/2019 tarihine kadar bildirim yükümlülüğü kapsamındaki tüm verileri EDVARS üzerinden oluşturacak

hale getirmesi gerekmektedir. Ayrıca Kurum tarafından farklı bir güncelleme süresi belirlenmediği müddetçe verilerin, azami 24 saat önceki veri değişimlerini içerecek şekilde EDVARS üzerinden günlük olarak güncellenmesine karar verilmiştir (EPDK, 2017a). Böylelikle gerek dağıtım şirketlerinin yürüttüğü iş ve süreçlerin daha şeffaf hale gelirken gerekse de Kurum tarafındaki izleme/kontrol işlemlerinin daha hızlı ve etkin şekilde yürütülebileceği değerlendirilmektedir.

Elektrik Dağıtım Şirketleri İle Görevli Tedarik Şirketleri Çağrı Merkezleri Hizmet Kalitesi Standartlarına İlişkin Usul ve Esaslar: Dağıtım ve görevli tedarik şirketleri tarafından kurulan çağrı merkezlerinin özellikleri, hizmet kalitesi göstergeleri (ulaşılabilirlik seviyesi, servis seviyesi, cevaplama oranı) ve hedefler belirlenmiştir. Ayrıca kalite göstergelerinin, şirketlerin gelir tavanına yansıtılmasına karar verilmiştir (EPDK, 2016b).

Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin (OSOS) Kapsamına ve Sayaç Değerlerinin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar: Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri (OSOS); sayaç verilerinin otomatik olarak uzaktan okunabilmesi, verilerin merkezi bir sisteme aktarılması, doğrulanması, eksik verilerin doldurulması, verilerin saklanması ve ilgili taraflara sunulması amacıyla, TEİAŞ ve dağıtım şirketleri tarafından kurulacak olan ve gerekli yazılım, donanım ve iletişim altyapısını kapsayan sistem olarak tanımlanmıştır. Mezkur Usul ve Esaslar ile OSOS kapsamına dahil olması zorunlu olan üretici ve tüketici sayaçlarının özellikleri ve tüketim limitleri, sayaçların OSOS'a dahil edilmesi için tarafların görev ve sorumlulukları ve OSOS verilerinin paylaşımına ilişkin usul ve esaslar belirlenmiştir. OSOS kapsamına dahil edilen sayaç, donanım, ilave teçhizat ve altyapının sahip olması gereken asgari teknik özellikler ise *“Dağıtım Şirketlerince Kurulacak OSOS Kapsamına Dahil Edilecek Sayaçların, Haberleşme Donanımının ve İlave Teçhizat ve Altyapının Ortak Asgari Teknik Özellikleri”* konulu Kurul Kararı ile onaylanmıştır (EPDK, 2015a).

Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği (YHY): İletim veya dağıtım sisteminin güvenilir bir şekilde işletilmesini ve elektriğin gerekli kalite koşullarında hizmete sunulmasını sağlamak amacıyla iletim/dağıtım sistemine bağlı ve yan hizmeti sağlayabilme niteliğini haiz gerçek/tüzel kişilerce yan hizmetlerin sunulmasına yönelik usul ve esaslar belirlenmiştir. YHY ile elektrik tüketimi belirtilen seviyenin üzerinde ve

anlık talep kontrol röleleri vasıtasıyla otomatik olarak devreden çıkarılabilecek olan tüketim tesisleri ve enerji depolama tesisleri de yan hizmetler kapsamına dahil edilmiştir. Diğer taraftan, dağıtım sistemine ilişkin yan hizmetlere yönelik olarak dağıtım şirketlerinin ihtiyaç duyduğu tedarik edebileceği yan hizmetlere ilişkin ortak bir öneri hazırlayarak 31/12/2018 tarihine kadar EPDK'ya sunması gerekmekte olup düzenlemelerin Kurul tarafından uygun bulunması halinde YHY'ye dahil edilecektir (EPDK, 2018a).

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik: 01/03/2016 tarihinden itibaren geçerli olmak üzere geçici kabulü yapılmış, işletmedeki kurulu gücü 100 MWe ve üzeri olan üretim lisansı sahiplerinin (OSB üretim lisansı sahipleri hariç), TEİAŞ'ın, EPIAŞ'ın ve elektrik dağıtım şirketlerinin TS ISO/IEC 27001 Bilgi Güvenliği Yönetim Sistemi (BGYS) standardı ile sertifikalandırılmasına dair zorunluluk getirilmiştir. 2015 yılında mezkur Yönetmelikte yapılan değişiklikle tedarik lisansı sahiplerine de aynı zorunluluk getirilmiştir (Dedeoğlu, 2018).

Enerji Sektöründe Kullanılan Endüstriyel Kontrol Sistemlerinde Bilişim Güvenliği Yönetmeliği: Sanal ve fiziksel kritik enerji altyapı envanterinin çıkarılması, kritik enerji altyapılarında kullanılan endüstriyel kontrol sistemlerinde (EKS) bilişim süreçlerinin izlenmesi, sistem sürekliliğinin ve siber güvenliğinin sağlanmasına yönelik hususlar düzenlenmiştir (EPDK, 2015c).

Ar-Ge Usul ve Esasları: Elektrik ve doğal gaz dağıtım şirketlerinin Ar-Ge faaliyetlerinin desteklenmesi amacıyla şirketlerin gelir gereksinimlerine 2011-2015 uygulama döneminden itibaren Ar-Ge bütçesi de dahil edilmiştir. Elektrik dağıtım şirketleri için “*Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ*”in 9 uncu maddesinde yer alan “*Dağıtım şirketinin Ar-Ge faaliyetlerinin desteklenmesi amacıyla, kontrol edilemeyen işletme giderleri hariç düzenlemeye esas işletme giderinin %1'ine tekabül eden tutar gelir gereksinimi hesaplamalarında Ar-Ge bütçesi olarak dikkate alınır.*” hükmü ile Ar-Ge bütçesinin üst sınırı belirlenmiştir. Söz konusu bütçenin kullanımına ilişkin olarak Kurumumuz ve dağıtım şirketlerinin karşılıklı etkileşimine dayanan bir Ar-Ge proje sistemi öngörülmüştür. Bu amaca yönelik olarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun (Kurul) 28/05/2014 tarihli ve 5036 sayılı kararı ile Ar-

Ge bütçesinin kullanılması ve bu amaçla geliştirilen Ar-Ge projelerine ilişkin başvuru, onay ve izleme ile proje giderlerinin kapsamına ilişkin usul ve esaslar (Ar-Ge Usul ve Esasları) belirlenmiştir (Saygılı, 2017). Ar-Ge Usul ve Esaslarında; *Ar-Ge bütçelerinin, ülkemiz elektrik dağıtım sistemi altyapısının uluslararası kalite standartları düzeyine ulaştırılması, sistemin işletimine yönelik teknolojilerin geliştirilmesi, bilgi üretilmesi, yenilik yapılması, yerlilik oranının, verimliliğin ve hizmet kalitesinin artırılması, kayıpların ve maliyetlerin düşürülmesi amacıyla kullanılmasının esas olduğu*, ayrıca *yeni bir ürün geliştirmeye dönük prototip üretme, sistem veya tasarım geliştirme odaklı veya dağıtım şebekesine yönelik en iyi dünya uygulama örneklerinin araştırılarak bu uygulamaların ülkemizde gerçekleştirilmesi amaçlı projelerin de kabul edilebileceği* belirtilmektedir.

Ar-Ge Usul ve Esasları doğrultusunda Ar-Ge projeleri, yılda iki kez ocak ve temmuz aylarında EBİS üzerinden kabul edilmektedir. Dağıtım şirketleri tarafından Kuruma sunulan Ar-Ge projeleri, Kurum bünyesinde oluşturulan Ar-Ge komisyonu marifetiyle değerlendirilmekte ve uygun görülen projeler kabul edilmektedir. Şirketler tarafından kabul edilen projelere ilişkin sonuç raporları ile ara dönem gelişim raporları Kuruma sunulmaktadır (EPDK, 2014b).

Ar-Ge Usul ve Esaslarında 2014 yılından bu yana 17/06/2015 tarihli ve 5646 sayılı ve 27/07/2018 tarihli ve 7209 sayılı Kurul Kararları ile bazı değişiklikler yapılmıştır. Söz konusu değişikliklerle beraber mezkur Usul ve Esasların, vurgulanması gereken yönlerine aşağıda yer verilmektedir (Saygılı, 2017):

- Projelerde mümkün olduğunca yerli kaynak ve paydaşlarla çalışılması teşvik edilmektedir. Ayrıca yerli ve milli şebeke hedefi için gerekli bilgi birikiminin oluşturulması amacıyla şebekenin gelişimine yardımcı olacak dünya uygulamalarının incelenerek ülkemizde uygulanmasına yönelik projeler desteklenmektedir.
- Projelerde enerji alanında fayda sağlayacak yeni bilgi, sistem, teknoloji, ürün, tasarım vb. üretilmesine önem verilmekte, böylelikle dağıtım sektörü özelinde Ar-Ge kültürü oluşturulmaya çalışılmaktadır.

- Projelerin yürütülmesi aşamasında veya gerçekleştirilmesi sonucunda elde edilen teknik, bilgi, yazılım veya üretilen modeller gibi buluşlar Kurum tarafından da kullanılabilir.
- Yatırım niteliği taşıyan veya işletme faaliyetleri kapsamında yer alan projeler Ar-Ge projesi olarak kabul edilmemektedir. Böylelikle hem projeler hem de dağıtım faaliyetleri için ayrılan kaynakların boşa gitmesinin önüne geçilebilecektir.
- AB, TÜBİTAK ve benzeri kurumlar tarafından sağlanan fonlar kapsamında yürütülen Ar-Ge projelerinin de kabul edilebilmekte yani söz konusu fonlarla desteklenen bütçe dışında kalan kısmı Ar-Ge bütçesi kapsamında karşılanabilmektedir. Bu şekilde şirketlerin farklı kaynaklara başvurularının önü açılmıştır.
- Dağıtım şirketlerinin kendi bünyelerinde geliştirilen projeler için bireysel olarak başvuruda bulunulabileceği gibi birden fazla dağıtım şirketinin de bir araya geldiği ortak projelerin geliştirilmesi ve birlikte başvuru yapılması da mümkündür. Böylelikle sektör içerisinde iş birliği ve paylaşımın artmasına imkan verilmektedir.

--

	Kabul edilen proje
--	--------------------

kategorilerine bakıldığında; izleme ve kontrol, malzeme teknolojisi ve şebeke işletim alanlarındaki projelerin sayıca ağırlıklı olduğu söylenebilmektedir. Kabul edilen projeler arasında gelişmiş teknolojilerin elektrik şebekesine kazandırılmasının hedeflendiği, yani akıllı şebeke konseptine yönelik projeler de bulunmaktadır. Örnek olarak “Kimyasal Enerji Depolama Teknolojileri İncelenerek, Dağıtım Şebekelerimizde Pilot Proje Çalışmalarının Yapılması, Çalışmaların Karşılaştırılması Projesi”, “Yeni Nesil Akıllı ve Güvenli Elektrik Dağıtım Şebekeleri”, “Elektrikli Araç Şarj İstasyonları ve Elektrikli

Araçların Şebekeye Etkisinin İncelenmesi ve Bu Yüklerin Optimize Edilmesi İçin Gerekli Yerli Yazılım Geliştirilmesi”, “Talep Ve Dağıtık Üretim Kaynaklarının Birleştiriciler Üzerinden Piyasaya Katılımı Sonrası İhtiyaç Duyulacak Olan Piyasa Mekanizmalarına Ve Kurumlar Arası Koordinasyona Yönelik Araştırma ve Öneri Geliştirme Projesi”, “Smart Energy Aware System (Akıllı Şebeke Farkındalık Projesi)”, “Akıllı Şebekeler İçin Yerli Sayaç Prototip Geliştirme Projesi”, “Talep Tarafı Katılımının Dağıtım Şirketlerine Etkilerinin Araştırılması ve Dağıtım Şirketlerinin Yeni Piyasa Kurgusundaki Konumlanmasının Belirlenmesi”, “Akıllı Şehirlerde Kritik Altyapı Yönetimi için Entegre Akıllı Şebeke Platformu Geliştirilmesi ve Pilot Uygulaması (KRİTA)” konulu projeler verilebilir (EPDK, 2018c).

TAŞ 2023 Projesi

Ülkemizde akıllı şebeke farkındalığının artırılmasına yönelik olarak EPDK Ar-Ge bütçesi kapsamında karşılanmak üzere “Türkiye Akıllı Şebeke 2023 Yol Haritası” (TAŞ 2023) projesi Ocak 2015 döneminde Ar-Ge komisyonunca kabul edilmiştir. ELDER, proje ortağı 9 elektrik dağıtım şirketi ve danışmanlık firması Af Mercados firması tarafından yürütülen projenin temel amacı, ülkemizin ulusal enerji politikaları çerçevesinde akıllı şebekelere ilişkin 2035 strateji ve vizyonunun belirlenmesi ve bu doğrultuda 21 elektrik dağıtım şirketinin aynı akıllı şebeke olgunluk seviyesine ulaşması için kısa, orta ve uzun dönemde yapılması gereken çalışmalarla ilgili yol haritalarının oluşturulmasıdır. Proje, toplam 6 ana fazdan oluşmaktadır. Çalışmalar, başlangıç toplantısı, proje yönetiminin kararlaştırılması ve akıllı şebeke teknik bileşenlerine yönelik genel bakış çalışmaları ile başlamıştır. Mevcut durum analizleri kapsamında, 21 elektrik dağıtım şirketinin akıllı şebeke sistemleri, uygulama kapsamaları, işlevsellikleri ile yaygınlaştırma seviyeleri incelenerek sistemlerin iş süreçleri, insan kaynağı ve şirket içi organizasyon yapısı ile uyumuna ilişkin bütüncül bir değerlendirme çalışması yapılmıştır. Benzer özelliklere sahip şirketler, seçilen beş tane akıllı şebeke teknik bileşeni için farklı ‘küme’ tanımları içerisinde gruplandırılmıştır. Mevcut durum değerlendirme sonuçları doğrultusunda, her bir akıllı şebeke teknik bileşeni özelinde (küme bazlı veya tüm şirketler için ortak) kısa ve orta dönem (2018-2025) yol haritaları, 200’ün üzerinde proje/aksiyon önerileri,

⁷ TÜFE: 359,41

proje/aksiyonlarla ilgili tahmini bütçe hesaplamaları, her bir akıllı şebeke teknik bileşeni özelinde mevzuat önerileri ve Türkiye akıllı şebekeler 2035 vizyon belgesi sunulmuştur. Proje, Nisan 2018 itibarıyla tamamlanmış olup proje çıktılarıyla ilgili olarak EPDK tarafından inceleme ve değerlendirme süreci devam etmektedir.

Referans Şirket Modeli Projesi

“Elektrik dağıtım sektöründe işletme gelir gereksinimi hazırlanmasına yönelik referans şirket metodolojisi, modeli ve yazılımı geliştirilmesi” isimli Ar-Ge projesi, EPDK Ar-Ge komisyonu tarafından 2016 Temmuz başvuru döneminde kabul edilmiştir. Projenin temel amaçları;

- Elektrik dağıtım şirketlerinin sistem işletim (işletme) gelir gereksiniminin belirlenmesine yönelik mevzuat ve düzenlemelerin karşılaştırmalı analizinin yapılması,
- Dünyadaki diğer Referans Şirket (Görelî Rekabet) uygulamalarının, ülkemize özgü koşullar da göz önünde bulundurularak değerlendirilmesi,
- Türkiye’de elektrik dağıtım sektörü şartlarına uygun olarak piyasa katılımcıları ve EPDK için uygulanabilir nitelikte sistem işletim gelir gereksinimi belirleme metodolojisinin oluşturulması,
- Dağıtım şirketleri ve EPDK açısından verimli ve sürdürülebilir gelir modelinin oluşturulması sürecine katkı sağlanması,
- Elektrik dağıtım sektöründe, doğal tekeller genelinde ve ülkemizde bilgi birikimine katkı sağlanması

olarak belirtilmiştir (EPDK, 2016).

Elektrik Dağıtım Şebekesinde Kayıp ve Kaçak Elektrik İçin Önleyici Çalışmalar Projesi

Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş.’nin (Vangölü EDAŞ) bölgesinde kaçak enerji kullanımının önüne geçilebilmesi için 2014 Temmuz döneminde kabul edilen “*Elektrik Dağıtım Şebekesinde Kayıp ve Kaçak Elektrik İçin Önleyici Çalışmalar Projesi*” isimli

Ar-Ge projesi kapsamında pilot bölge olarak seçilen Van ili Gevaş ilçesinde toplam aboneye PLC'li ve uzaktan açma kapama yapılabilen sayaç tesis edilmiştir.

Ar-Ge projesi sonucunda gerek teknik olmayan kayıplarda gerekse de arıza sayılarında önemli derecede azalma olması üzerine Vangözü EDAŞ tarafından yaygınlaştırma çalışmaları aşama aşama devam ettirilmiş olup aşağıda özetlenmektedir:

Özetle; Vangözü EDAŞ 2018 ve sonrasında da bölge genelinde PLC'li sayaç yaygınlaştırma çalışmalarına devam etmeyi hedeflemekte olup şirketin ilave bütçe talepleri, önceki yıllara ilişkin

sonuçlara göre Kurum tarafından değerlendirmeye alınmaktadır.

Sonuç olarak elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde tüketiciye sunulması amacıyla EPDK tarafından belirlenen tedarik sürekliliği ve teknik/ticari kaliteye ilişkin performans göstergeleri ve hedefler, kayıp-kaçak oranının düşürülmesine yönelik hedefler, teknolojik altyapı ve sistemlere ilişkin asgari gereksinimler/standartlar ve teknolojik yatırımlar doğrudan veya dolaylı olarak akıllı şebeke konseptinin hayata geçirilmesini destekleyici niteliktedir. Mefhum-u muhalifinden bakıldığında mevzuat ile şirketler için belirlenen hedeflere ulaşılabilmesi için teknolojik altyapıların, yani akıllı şebeke sistemlerinin kurulması büyük önem arz etmektedir. Dolayısı ile yukarıda yer verilen mevzuatın akıllı şebekeler konseptinden bağımsız düşünülmemesi uygun bir yaklaşım olacaktır.

Mevzuat açısından geline nokta bakıldığında, elektrik dağıtım şirketlerinin akıllı şebeke yatırımlarına yönelmesi konusunda başlangıç sağladığı, ancak akıllı şebekelerin ülkemizde gelişimi ve yaygınlaşması açısından yeni düzenlemelerin yapılması gerektiği değerlendirilmektedir. Düzenleyici çerçeve bağlamında tez çalışması kapsamında sunulan önerilere, sonuç ve öneriler bölümünde yer verilecektir.

3.4. Elektrik Dağıtım ve Tedarik Faaliyetlerinin Hukuki Olarak Ayrıştırılmasının Akıllı Şebeke Yatırımlarına Etkileri

Akıllı şebekelere ilişkin elektrik dağıtım şirketlerinin rol ve sorumlulukları konusunda Avrupa Komisyonu tavsiyeleri, Komisyon tarafından fonlanan projeler ve çalışmalar sonucunda sunulan öneri raporları, Avrupa Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı (ACER) ve Avrupa Enerji Düzenleyicileri Konseyi (CEER) tarafından hazırlanan raporlar incelenmiş olup söz konusu dokümanlarda; piyasalarda rekabetin temin edilmesi ve eşit taraflar arasında ayırım gözetilmemesi amacıyla dağıtım şirketlerinin şebekeye ilişkin faaliyetlerinin, dağıtık üretim, enerji depolama tesisi ve EA şarj istasyonu mülkiyet hakkı/işletilmesi dahil olmak üzere ticari faaliyetlerden ayrıştırılmasının önemi vurgulanmaktadır. Bu doğrultuda, ulusal düzenleyici kurumlar tarafından dağıtım şirketlerinin şebekeye ilişkin faaliyetlerinin yanında ayrıştırma (unbundling) yükümlülüğünü de sağlayacak şekilde tarafsız piyasa kolaylaştırıcısı (neutral market facilitator) rolünü üstlenmesine olanak verilerek faaliyet kapsamının

genişletilmesi ve gerekli faaliyet ayrıştırmasının yapılması önerilmektedir. İstisna olarak dağıtım şirketlerinin, kendi bölgelerinde şebekenin yönetim ihtiyaçları için depolama tesisi kurmalarına izin verilse bile piyasa oyuncularına karşı bağımsızlıklarını koruyacak ilave tedbirlerin alınması gerekmektedir. Ayrıştırma zorunlulukları, dağıtım şirketlerinin kendi faaliyetlerinde DEK'ten yararlanmasına engel olarak görülse de dağıtım şirketlerinin şebeke operasyon, yatırım planlama ve yerel yük dengeleme süreçlerinde esneklik hizmetlerini piyasa tabanlı mekanizmalar yoluyla satın alarak şebekeyi verimli, güvenilir ve güvenli bir şekilde işletmesi, maliyetlerini azaltması ve yenilikçi çözümleri sisteme entegre etmesi böylelikle aktif şebeke yönetimi yaklaşımına geçiş yapılması mümkün olabilecektir. Dağıtım şirketlerinin, tarafsız piyasa kolaylaştırıcısı olarak esneklik hizmeti sağlayan DEK'in şebekeye bağlanarak piyasalara adil, şeffaf ve ayrımcılık yapılmaksızın katılımını kolaylaştırması gerekmektedir. Dağıtım şirketlerinin piyasa kolaylaştırıcısı olarak veri yönetiminden sorumlu olabileceği belirtilmiş olsa da bu konuda fikir birliği bulunmamaktadır. Veri yönetiminin adil, verimli, şeffaf ve ayrımcılık gözetilmeksizin yerine getirilmesi gerekmekte olup veri yönetimine ilişkin işlevler; kullanıcılara ait sayaç ölçüm verilerinin, şebeke işletimi ve kısıtlara ilişkin telemetri verisinin ile diğer ilişkili bilgilerin güvenli şekilde tutulması, söz konusu verilerin kayıtlı piyasa katılımcılarının erişimine açılması, son kullanıcılara kendi elektrik hizmeti kullanımına ve fiyatlara ilişkin verilerin zamanında sağlanmasıdır. Bununla birlikte dağıtım ve iletim sistemi işletmecileri arasında güç sisteminin işletilmesi konusunda koordinasyonun sağlanması tavsiye edilmektedir (CEER, 2018, ACER, 2017, Naiades, 2017, Pérez-Arriaga vd.,2013, MIT, 2016, s. 307-324).

Sonuç olarak akıllı şebekelerle birlikte elektrik dağıtım şirketlerinin temel görevleri değişmemekte buna ilave olarak kısa süreli şebeke problemlerinin yönetilmesi, şebekenin verimli kullanımı, hizmet kalitesinin sürdürülmesine yönelik maliyetlerin azaltılması, şebeke altyapı yatırımlarının ertelenmesi/yatırımlardan kaçınılması ve kayıpların azaltılması gibi pek çok faydaya ulaşabilmek için temin edebilecekleri hizmet seçenekleri bulunmaktadır. 01/01/2013 tarihinden itibaren ülkemizde de dağıtım ve görevli tedarik şirketleri hukuki olarak ayrıştırılmış olup akıllı şebekelere doğru geçiş sürecinde hem dağıtım şirketlerinin tarafsızlığını da koruyacak şekilde faaliyet alanının geliştirilmesi hem de veri yönetiminin şeffaflığı ve gizliliğinin sağlanması konularında gerekli mevzuat düzenlemelerinin yapılmasının gerektiği

değerlendirilmektedir. Elektrik dağıtım şirketlerinin piyasalara ilişkin faaliyet kapsamının genişletilmesine örnek verilecek olursa New York'ta ayrıştırma zorunluluğu bulunmamasına karşın NYDPS tarafından DEK yatırımlarının teşvik edilirken aynı zamanda da dağıtım şirketlerinin gelir kaybına uğramaması amacıyla dağıtım şirketlerinin dağıtık sistem platformu (DSP) sağlayıcısı olarak görev üstlenmelerine karar verilmiş ve şirketlerin piyasa veya platform hizmeti sağlamalarına karşılık ilave gelir elde etmeleri amaçlanmıştır (NYDPS, 2015c).

SONUÇ

İklim değişikliği ve artan enerji talebinin etkisiyle mevcut elektrik şebekesinin akıllı şebekelere doğru dönüşmesi artık kaçınılmaz bir gerçek haline gelmiş ve bu doğrultuda “akıllı şebeke” kavramı ülkemizin 2023 stratejik planlarına dahil edilmeye başlanmıştır. Akıllı şebekelerin klasik elektrik şebekesinde getireceği önemli değişiklikler, ulaşım ve ısınma gibi farklı sektörlerde elektriğin kullanılması, dağıtık enerji kaynaklarının şebekede aktif rol oynaması ve elektriğin üretiminden tüketim kadar geçirdiği tüm süreçlerde dijital teknolojilerin kullanılması olarak ifade edilebilmektedir. Akıllı şebekelerle birlikte nihai olarak bütün şebeke kullanıcılarının güvenilirliği, verimliliği ve sürdürülebilirliği en uygun maliyetlerle sağlayacak şekilde bütüncül bir yaklaşımla birbirine entegre olduğu ve böylelikle enerjinin şebekenin herhangi bir noktasında üretilbildiği, depolanabildiği ve paylaşılabildiği kullanıcı odaklı, interaktif ve esnek bir şebeke yapısına geçilmesi hedeflenmektedir. Ülkemizde akıllı şebeke teknolojilerinin yaygınlaştırılması adına dağıtım sisteminde akıllı şebeke teknoloji yatırımlarına ağırlık verilmesi gerektiğinden elektrik dağıtım şirketlerinin akıllı şebeke bileşenlerine ilişkin yatırımları yapması, inovasyona önem vermesi ve aktif şebeke yönetim stratejilerine yönelmesi için yapılacak düzenlemeler büyük önem taşımaktadır.

Tez çalışmasının sonuç bölümünde; akıllı şebekelerle birlikte buraya kadar verilen bilgiler, ülkemizde elektrik dağıtım şirketlerinin mevcut durumları ve yurtdışındaki en iyi uygulama örneklerinden yola çıkılarak öncelikle dağıtım şebekesinde akıllı şebeke yatırımlarının desteklenmesine yönelik düzenleyici çerçeve önerileri sunulmakta, “*Genel Sonuç ve Öneriler*” olarak adlandırılan alt başlıktan itibaren düzenleyici kurumun bakış açısıyla ayrı ayrı akıllı şebeke bileşenleriyle ilgili genel önerilerde bulunulmakta ayrıca akıllı sayaç ve EDS gibi bazı maliyetli yatırımların tarifelere etkisi yaklaşık olarak tespit edilmeye çalışılmaktadır.

Sözleşmeler Menüsü: Tez içerisinde etkinliğin teşvik edilmesine yönelik kullanılan yöntemler arasında yer verilen sözleşmeler menüsünün kısaca, kar paylaşım uygulamasının daha gelişmiş hali olduğu söylenebilmektedir. Birleşik Krallık’ta tarife metodolojisi içerisinde 2005 yılından beri uygulanan sözleşmeler menüsünün

avantajları, doğru tasarlanması halinde şirketlerin hem maliyet etkinliklerini artırmaları hem de geleceğe yönelik gerçek maliyet (maliyet tasarrufu) beklentilerini yansıtmaları yönünde teşvik içermesi ve böylelikle bilgi asimetrisinin etkilerini en aza indirmesidir. Ayrıca akıllı şebekeler konseptiyle birlikte ortaya çıkması muhtemel olan ileriye yönelik maliyet belirsizliğinin izin verilen gelirlerde yol açacağı hataların azaltılmasında sözleşmeler menüsünün fayda sağlayacağı, bu nedenle akıllı şebekelerin ülkemizde yaygınlaştırılması sürecinde yatırımları destekleyici bir yöntem olarak kullanılabileceği değerlendirilmektedir. Öte yandan, bu yöntemin uygulamasının karmaşık olması nedeniyle düzenlemelerde ilave iş ve maliyet yükü getirip getirmeyeceği hususunun ayrıca değerlendirilmesi gerekmektedir.

TOTEX: Dağıtım şirketlerinin, şebeke planlama ve operasyon faaliyetlerinde klasik şebeke güçlendirme/genişleme yatırımları ile esneklik hizmeti sağlayıcılarından (tedarik şirketi, toplayıcı, şebeke kullanıcıları gibi) hizmet satın alması veya yeni teknoloji çözümlerini kullanması arasında en uygun çözümü bulabilmesi ve bu konuda yenilikçi çalışmaların teşvik edilebilmesi için tezin önceki bölümlerinde de bahsedildiği üzere izin verilen gelirlerin TOTEX üzerinden belirlenmesinin fayda sağlayacağı değerlendirilmektedir. TOTEX yaklaşımıyla dağıtım şirketleri hizmet kalitesi gereksinimlerini de sağlayarak CAPEX ve OPEX harcamalarını en uygun şekilde ayarlamak için yeterli esnekliğe sahip olabilecektir. Örneğin; şirketlerin şebeke yatırımları yerine OPEX'i artıran inovasyon harcamalarına ve esneklik hizmetlerini satın almaya yönelmesi DEK'in yaygınlaştırılması, hizmet kalitesinin iyileştirilmesi ve uzun vadede şebeke altyapı yatırımlarının ertelenmesi/yatırımlardan kaçınılması maliyetlerin düşürülmesi gibi yönlerden faydalı olabilmektedir. Ayrıca TOTEX yaklaşımının, Birleşik Krallık'ta şirketlerin maliyet etkinliklerini artırmalarında sağladığı faydaya ilişkin mali bilgilere "*Etkinlik Teşvikleri*" başlığı altında yer verilmiştir.

Çıktı Esaslı Düzenleme: Türkiye'de elektrik dağıtım şirketlerinin performansının takibi açısından hizmet kalitesinin iyileştirilmesine ve kayıp-kaçak oranının azaltılmasına yönelik çeşitli göstergeler ve hedefler (OKSÜRE, OKSIK, TKSÜRE, TKSAYI, teknik ve ticari kalite göstergeleri vb.) kullanılmakta olup ayrıca akıllı şebeke bileşenlerinin yaygınlaştırılması amacıyla da teknolojiye bağımsız çeşitli ölçülebilir performans hedefleri ve süre sınırları verilmesinin dağıtım şirketlerini teşvik

etmek açısından fayda sağlayacağı düşünülmektedir. Avrupa Elektrik ve Doğal Gaz Düzenleyicileri Grubu (ERGEG) ve SGTF EG 3 tarafından önerilen ve şebekenin akıllılık (smartness) seviyesinin tespitinde kullanılan bazı anahtar performans göstergeleri; DEK için şebeke bağlanabilirlik kapasitesi (hosting capacity), sisteme yeni bağlanan dağıtık üretim tesisi kapasitesi, kısıt ve/veya güvenlik riskine bağlı olarak yenilenebilir kaynaklardan çekilemeyen enerji, sermaye ve varlıkların en uygun şekilde kullanımı, yeni kullanıcı için bağlantı süresi ve şebekenin standart (referans) değere göre gerçek erişilebilirlik kapasitesidir (CEER, 2014). Belirtilen performans göstergelerinin bir kısmı bazı Avrupa ülkelerinde gelir kaynağı veya izleme amaçlı olarak kullanılmaktadır. Akıllı şebeke bileşenleriyle ilgili yeni anahtar göstergelerin belirlenerek dağıtım şirketlerinin akıllı şebeke olgunluk seviyelerinin yükselmesine katkı sağlanacağı değerlendirilmektedir. Bu amaca yönelik olarak 2018 yılı itibariyle başlatılan kalite faktörü uygulaması kapsamında da ilerleyen dönemlerde akıllı şebeke konseptiyle ilgili yeni göstergelerin/hedeflerin belirlenerek uygulama kapsamının genişletilebileceği düşünülmektedir.

Referans Şebeke Modeli: Akıllı şebekelerle birlikte dağıtık üretim, EDS ve EA'lar gibi dağıtım sistemine bağlanan şebeke kullanıcılarının sayısı artış göstermekte, zaman içerisinde söz konusu kullanıcıların yaygınlık durumu ve büyük ölçekte yaygınlaşması halinde şebekeye ve maliyetlere olan etkilerinin kestirilmesi giderek zorlaşmaktadır. Geleceğe dair belirsizliklerin yanı sıra ülkemizde dağıtım şirketlerinin özelleştirme tarihleri, bütçeleri, işlettikleri şebekenin yapısı, abone özellikleri, işlettikleri bölgenin coğrafik koşulları ve sosyo-ekonomik yapısı gibi daha birçok faktör farklılık gösterdiğinden şirketlerin verimliliğinin ve izin verilen gelirlerin doğru şekilde tespit edilmesi önem taşımaktadır. Dolayısıyla şirketlere izin verilen gelirlerin belirlenmesi süreçlerinde teknik/ekonomik yaklaşıma dayalı bir kıyaslama aracı olarak halihazırda İsveç ve İspanya'da kullanılan RNM'den yararlanılmasının fayda sağlayacağı düşünülmektedir. Bu amaca yönelik olarak EPDK Ar-Ge projesi kapsamında yürütülen 'Referans Şirket Modeli' projesinin çıktılarından da yararlanılabileceği değerlendirilmektedir.

İnovasyon: Ülkemizde akıllı şebeke teknolojilerinin yaygınlaşması için Ar-Ge çalışmalarının yanı sıra sonuçları uzun vadede görülebilecek pilot projeler ile uygulama projelerinin gerçekleştirilmesi ve dağıtım şirketlerine bu konuda teşvik sağlanması

büyük önem taşımaktadır. Uzun dönemli inovasyonun desteklenmesi adına girdi esaslı mekanizmalar, yani tarife içerisinde ilave kaynak ayrılması (örn. ilave WACC) uygun bir teşvik yöntemi olarak görülmekte olup inovasyonun teşvik edildiği örnek ülke uygulamalarına tez içerisinde yer verilmiştir. Akıllı şebekeler içerisinde özellikle maliyet anlamında önemli miktarda kaynak ayrılması gereken akıllı sayaçlar, haberleşme altyapıları, EA'lar ve depolama sistemleri için geniş ölçekte yaygınlaştırma süreçleri başlamadan önce büyük çaplı projeler üzerinde sonuçların ve en iyi uygulamaların/teknolojilerin görülmesi ve bu amaçla uygulama projeleri ile pilot projelerine ağırlık verilmesi gerektiği değerlendirilmektedir. Burada üzerinde durulması gereken husus, özellikle uygulama projeleri ile pilot projelerin maliyet olarak yüksek meblağlar içermesi nedeniyle bu tür projelerin değerlendirme ve kabul aşamalarında FMA'nın dahil edilmesinin ve projelerin gidişatının düzenli olarak izlenmesi ve kontrol edilmesi açısından proje takip mekanizmasının oluşturulmasının gerekliliğidir. Akıllı şebeke kavramı sürekli gelişen ve güncellenen bir nitelikte olduğundan IoT, büyük veri analitiği, DC elektrik dağıtımı, kayıt zinciri (blockchain) gibi yeni gelişen ve gelecekte kullanımı öngörülen teknolojiler için de inovasyon çalışmaları desteklenmelidir. Akıllı şebekelerle ilgili Ar-Ge ve inovasyon projeleri için tarifelere gelecek ilave yükü azaltmak açısından ulusal/uluslararası fon ve hibe programları gibi kaynaklardan da destek alınmasının faydalı olacağı düşünülmektedir.

Tarifeler: Şebeke tarifeleri, kullanıcı davranışlarını etkileyen önemli bir tarife bileşeni olduğundan şebekenin daha verimli kullanımı için doğru fiyat sinyallerinin oluşması büyük önem taşımaktadır. Dolayısı ile tarife yapısının, şebeke maliyetlerini yansıtmaması ve kullanıcıların şebekeye olan etkileri dikkate alınarak maliyetlerin abone grupları arasında adil dağıtılacak şekilde tasarlanması gerekmektedir. Türkiye'de elektrik dağıtım şirketlerinin tarifeleri EPDK'nın düzenlemesine tabi olup dağıtım sisteminin kullanımına ilişkin net (çekiş-veriş) enerji hacmine (kWh/£) bağlı yani tek terimli ve net enerji hacmi ile beraber sözleşme gücüne (kW/£) bağlı yani çift terimli olarak iki sınıf tarife uygulaması bulunmaktadır. Bu açıdan ülkemizde dağıtık üretim tesisleri ve TTY uygulamalarının yaygınlaşması halinde net enerji hacmi üzerinden ücretlendirilen kullanıcıların fatura yükünün artmasına ve hatta dağıtılan toplam enerjinin azalması nedeniyle dağıtım şirketlerinin gelirlerinin azalmasına yol açacağı söylenebilmektedir. Bu nedenle kullanıcıların dağıtım sistemindeki coğrafi konumu ve bağlantı noktasındaki enerji veriş/çekiş profiliyle ilişkili karakteristiklere göre şebeke

tarifelerinin belirlenmesi, hem şirketlerin şebeke yatırım ve işletme kararlarını daha doğru vermesi hem de kullanıcıların fiyatlara daha iyi tepki vermesi açısından uygun olacaktır (Pérez-Arriaga vd., 2013). Bir başka açıdan, şebeke kullanıcılarında talep tepkisi ve enerji verimliliği uygulamalarının teşvik edilirken aynı zamanda gerek kullanıcı faturalarının gerekse de dağıtım şirketlerinin yatırımlarının ve gelirlerinin uzun vadede sabit bir çerçeveye oturtulması adına sadece kapasiteye dayalı veya dağıtılan enerji hacmi için değişken ve kullanıcıya sunulan kapasite için sabit tarife bileşenlerinin birlikte kullanıldığı tarife yapısına geçilmesidir. Kapasiteye dayalı tarifelerin, hacimsel tarifelerde olduğu gibi kullanım zamanına bağlı değişen bir yapıda oluşturulması mümkündür (Eurelectric, 2016b). Ancak her bir güç veri/çekiş noktasında akıllı sayacın ve dağıtım sisteminde akıllı sayaç altyapısının kurulması elzem olup aksi takdirde bu tür tarife uygulamaları istenen başarıya ulaşamayacaktır.

İtfa Süresi: Akıllı şebekeler kapsamındaki bazı yatırımlar için örneğin; akıllı sayaçlarda itfa süresinin, 10 yıldan 15-20 yıla uzatılarak bu tür yüksek maliyetli yatırımların kullanıcılara getireceği ilave yükün hafifletilebileceği değerlendirilmektedir.

Kayıplar: Teknik ve teknik olmayan kayıpların azaltılması sayesinde akıllı şebeke yatırımları için ilave gelir kaynağı oluşturulmasının yanında enerjinin daha kaliteli ve kesintisiz sunulması mümkün olacağından kayıpların azaltılması konusunun üzerinde durulması gerektiği düşünülmektedir. Konunun öneminin daha iyi anlaşılabilmesi bakımından tez içerisinde Vangölü EDAŞ'ın teknik olmayan kayıpların azaltılması amacıyla gerçekleştirdiği PLC'li sayaç projesinin tarifelere olan katkısına yer verilmiştir. Bu tür projelerin, kayıp kaçak oranı yüksek olan diğer bölgelerde de devam ettirilmesi gerektiği düşünülmektedir.

Genel Sonuç ve Öneriler

TAŞ 2023 Projesi: Akıllı şebekeler kavramının elektrik tedarik zincirinin tüm aşamalarını etkileyen geniş kapsamı, maliyetler ve faydalarla ilgili belirsizliklerden kaynaklanan riskler, yatırımların yüksek maliyetleri içermesi ve çok sayıda farklı paydaşın koordineli bir şekilde dahil olmasını gerektirmesi gibi nedenlerle akıllı şebekelere geçiş sürecinde detaylı bir planlama yapılması ve yol haritasının belirlenmesi

büyük önem arz etmektedir. TAŞ 2023 proje sürecinde akıllı şebeke konseptiyle ilgili literatür, uluslararası mevzuat düzenlemeleri, fayda maliyet analizleri ve en iyi uygulamaların taranmış olması, akıllı şebekelerle ilgili birçok paydaşla gerçekleştirilen çalıştayların sonucunda konuya çok yönlü ve bütüncül bakış açısıyla yaklaşılması mümkün olmuş ve proje, ülkemizde akıllı şebekelerle ilgili bilgi birikiminin artması yönünden fayda sağlamıştır. Ayrıca proje, Türkiye'nin akıllı şebekelerle ilgili mevcut durumundan yola çıkılarak yol haritasının ve vizyonunun belirlenmesi açısından bir ilk niteliğindedir. Bu nedenle her ne kadar projenin çıktıları tavsiye niteliğinde olsa da dikkate alınmaya ve uygulamaya değer sonuçlar barındırdığından bundan sonra EPDK ve diğer düzenleyici kurum ve kuruluşlar tarafından akıllı şebeke vizyon ve stratejisini hayata geçirecek düzenlemelerin yapılması büyük önem arz etmektedir.

Yerli/Milli Teknoloji Kullanımı: Ülkemizde yenilenebilir enerji üretiminin artırılması amacıyla 5346 Sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” ile bir destekleme mekanizması oluşturulmuştur. Söz konusu Kanun ile santrallerde yerli ekipman kullanımı ayriyeten teşvik edilmektedir. Diğer taraftan, enerji kaynaklarının değil akıllı şebeke teknolojilerinin de mümkün olduğu kadar yerli/milli kaynaklar (yazılım, tasarım vb.) kullanılarak üretilmesi, teknolojik ve ekonomik yönlerden dışa bağımlılığın azaltılmasında fayda sağlamanın yanı sıra siber güvenlik zafiyetlerinin kapatılmasında da büyük önem taşımaktadır. Dolayısı ile yerleştirme/millileştirme çalışmalarının desteklenmesi adına Ar-Ge ve inovasyon faaliyetlerinin teşvik edilmesi ve dağıtım şirketleri tarafından yerli/milli üretilen teknolojilerin kullanılması halinde avantaj sağlayacak özel teşvik araçlarının kullanılabileceği değerlendirilmektedir.

Aşamalı Yaygınlaştırma: Akıllı şebeke bileşenlerinde büyük çapta yaygınlaştırma aşamasına geçilmeden önce asgari kriterlerin ve ortak standartların belirlenmesinin yaklaşık maliyetlerin ortaya çıkarılması, maliyetlerin azaltılması, sistem genelinde birlikte çalışabilirliğin temin edilmesi ve yaygınlaştırma çalışmalarının başarısı açısından önemi büyüktür. Akıllı sayaç altyapıları, SCADA sistemleri gibi yüksek maliyetli yatırımlarda yaygınlaştırma çalışmalarının aşamalı olarak yapılması hususunun hem risklerin azaltılması hem de maliyetlerin kontrol altında kalması açısından göz önünde bulundurulması gerekmektedir.

Bilgi Paylaşımı: Akıllı şebeke inovasyon projeleri ve saha uygulamalarından öğrenilen derslerin ve deneyimlerin sektör genelinde paylaşılmasının akıllı şebekeler konusunda bilgi birikimini artıracak ve dönüşüm sürecini kolaylaştıracağı muhakkaktır. Dolayısı ile tez içerisinde de yer verildiği üzere Birleşik Krallık'ta uygulaması bulunan bilgi paylaşım platformu benzeri bir uygulamanın ülkemiz elektrik dağıtım sektöründe de başlatılabileceği değerlendirilmektedir. Ayrıca kurulacak platformun telekom, yazılım şirketleri vb. diğer paydaşlara açık tutulabileceği gibi platform üzerinden proje takibinin de yapılabilmesi düşünülmektedir.

FMA: Akıllı şebeke bileşenlerinin yüksek maliyetli yatırımlar olması hasebiyle yaygınlaştırma çalışmaları öncesinde teknolojik ve ekonomik riskleri ortaya çıkaracak FMA çalışmalarının yapılması elzem hale gelmiştir. Analizlerde, farklı teknolojilerin birlikte veya birbirine alternatif olarak kullanılmasının sonuçların doğruluğunu ve farklı koşullara sahip bölgelerde uygulanabilirliğini artıracak değerlendirilmektedir.

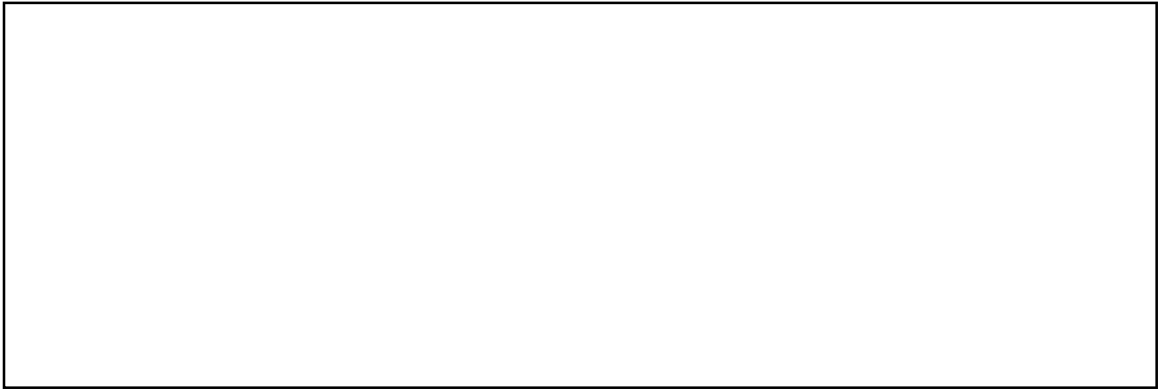
Akıllı şebeke bileşenleriyle ilgili olarak ülkemizde dağıtım şirketleri tarafından EPDK Ar-Ge projesi kapsamında yapılmış veya halihazırda devam etmekte olan FMA çalışmaları bulunmaktadır. Örnek verilecek olursa akıllı sayaçlarla ilgili ADM - GDZ EDAŞ tarafından ve TAŞ 2023 projesinde ayrı ayrı çalışmalar yapılmış olup her iki çalışmada da akıllı sayaç yatırımlarının yıllık tüketimi belirli bir seviyenin üzerinde olan tüketicileri kapsamı halinde faydanın maliyetlerden yüksek olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca akıllı şebeke yatırımlarının ülke ekonomisine etkisinin değerlendirilmesi için kesinti maliyetlerinin hesaplanması amacıyla ADM EDAŞ, GDZ EDAŞ, Sakarya EDAŞ ve Trakya EDAŞ tarafından yapılan proje başvurusu, 2018 Ocak döneminde kabul edilmiştir. Akıllı şebekelere ilişkin yatırım kararlarında, söz konusu çalışmaların çıktılarının yararlanılabileceği değerlendirilmektedir.

Şebeke İzleme, Kontrol ve Yönetim Sistemleri: Ülkemizde faaliyet gösteren 21 elektrik dağıtım şirketi arasında tedarik sürekliliğinin uzaktan izlemesi ve otomatik olarak raporlanması için gerekli altyapı ve sistemleri tamamlamış olduğundan hakkında idari denetim süreci başlatılan şirketler bulunmaktadır. Bu nedenle dağıtım şirketleri CBS üzerinde OG/AG şebeke bağlantı modelini tamamlamadıkları veya özellikle OG seviyesinde şebekeyi otomatik izleme ve kontrol yeteneklerine sahip olmadıkları sürece şirketlerin akıllı şebekeler konusunda istenen olgunluk seviyesine

ulaşmaları da beklenmemelidir. Dolayısı ile dağıtım sisteminde otomatik izlenebilirlik/kontrol edilebilirlik düzeyinin yükseltilmesi açısından gelişmiş şebeke izleme, kontrol ve yönetim altyapıları ve sistemlerin yaygınlaştırılması büyük önem arz etmektedir. Esasen, tez içerisinde bahsedilen CBS Usul ve Esasları, kalite faktörü uygulaması ve EDVARS ile ilgili mevzuatta da dağıtım şirketlerinin bu konudaki eksikliklerini gidermeleri hedeflenmekte olup zamanla şirketlerin bu alandaki yetkinliklerinin artacağı değerlendirilmektedir. Bunun yanı sıra SCADA/DMS/ADMS için de teknolojiden bağımsız asgari kriterlerin belirlenmesinin gerektiği düşünölmektedir. Uzaktan izleme ve/veya kontrol sistemlerine ilişkin yatırımların, dağıtım şirketleri tarafından şebekenin yerel koşullarının (şebeke topolojisi, kritik yükler, DEK yaygınlık seviyesi, meteorolojik durum vb.) ve hizmet kalitesi gereksinimlerinin hesaba katılarak planlanması ve öncelikli alanlar belirlendikten sonra yatırımların hızlı bir şekilde başlatılması gerekmektedir. Bir diğer husus ise şirketlerin, mevcut şebeke varlıkları ile yeni yapılan yatırımlara ilişkin durum bilgisini karar verme süreçlerinde kullanabilmeleri için varlık yönetim sistemi kurma zorunluluğunun getirilmesine yönelik mevzuat düzenlemesi yapılabileceği değerlendirilmektedir.

Akıllı Sayaç: Ülkemizde 42 milyonu aşan tüketicilerin %3'ünden daha azında akıllı sayaç bulunmakta⁸ olup akıllı şebekelerin önemli bir bileşeni olan akıllı sayaç altyapısı kurulum ve yaygınlaştırma çalışmalarına ivedilikle başlanmalıdır. Akıllı sayaç sistemleri için öncelikle ilgili tüm paydaşların (ETKB, Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, EPDK, TEDAŞ, TSE, TÜBİTAK, ELDER, dağıtım şirketleri, sayaç üreticileri gibi) istişarede bulunarak teknolojiden bağımsız olarak asgari gereksinimlerin belirlenmesi gerektiği düşünölmektedir. Akıllı sayaçlar için Avrupa Komisyonu'nun 2012/148/EU numaralı tavsiye kararında belirlenen asgari gereksinimlerin yanı sıra TAŞ 2023 projesi kapsamında da Türkiye elektrik dağıtım sektörü özelinde birtakım ilave gereksinimler önerilmiştir. Geniş ölçekte akıllı sayaç altyapısının kurulumuna karar veren AB üyesi ölkelerde genel olarak akıllı sayaçların kurulumu ve veri yönetimi için dağıtım şirketleri sorumlu tutulmaktadır. Ülkemizde ise dağıtım şirketlerinin birlikte hareket ederek ölçek ekonomisinin etkisiyle akıllı sayaçların daha düşük fiyatlara temin edilebilmesi ve böylelikle kurulumların daha hızlı yapılabilmesi mümkün olduğundan mevzuat bağlamında da izin verilmesinin uygun olacağı değerlendirilmektedir.

⁸ Ekim 2017 sonu itibarıyla (TAŞ 2023, 2018e)



Akıllı sayaçlarda yaygınlaştırma çalışmalarının başlatılmasıyla beraber akıllı sayaç verilerinin yönetilmesinden sorumlu olacak tarafın (dağıtım şirketi, bağımsız sistem operatörü veya sertifika sahibi özel şirketler), artıları ve eksileri göz önüne alınarak belirlenmesine yönelik mevzuat altyapısının hazırlanması gerektiği değerlendirilmektedir. Ayrıca kullanıcılara ait verilerin toplanması, saklanması, işlenmesi, paylaşılması hususlarında ‘Kişisel Verilerin Korunmasına’ yönelik mevzuata uygun olarak düzenleme yapılması gerekmektedir.

DEK: DEK kapsamındaki dağıtık üretim, depolama tesisleri, EA şarj istasyonları ve mikro şebekelerin dağıtım sistemine bağlantısının yol açacağı olumsuz etkilerin en aza indirilmesi ve güvenlik açısından bu tür tesisler için bağlantı kriterleri ve şebeke kodlarının öncelikli olarak belirlenmesi gerekmektedir. Mikro şebekelerin sahip olduğu avantajlar sayesinde geleceğin şebekesinde önemli yere sahip olacağı öngörülmektedir. Bu nedenle, dağıtım şirketleri tarafından da mikro şebekelerin kontrolü ve ada modunda çalışması ile ilgili uygulamaya yönelik projelerin gerçekleştirilmesinin, şirketlere işletme tecrübesi ve yetkinliği kazandıracağı değerlendirilmektedir. VPP konseptinin aktif olarak kullanılması, şebekeye önemli derecede esneklik potansiyeli sağladığından dağıtım şirketleri tarafından BT/OT sistemleri ve haberleşme altyapılarına yatırım yapılması ve ayrıca bilgi birikimi ve işletme tecrübesi oluşturulması adına pilot projelere önem verilmesi hususları ayrıca göz önünde bulundurulmalıdır.

Esneklik/Piyasa Revizyonu: DEK’in sisteme entegrasyonu ile birlikte elektrik toptan satış piyasalarına katılımının desteklenmesi ve aynı zamanda piyasaların iyi

⁹ Sayaç birim maliyeti ortalama yıllık 40 € olarak alınmıştır (TAŞ 2023, 2018b).

işlemesi adına piyasa yapısı ve kuralları ile oyuncuların (üreten tüketiciler ve toplayıcılar dahil) rol ve sorumluluklarının, değişen koşullara uygun olarak güncellenmesi gerekmektedir. Ayrıca dağıtım şirketlerinin bir taraftan uzaktan izleme/kontrol, BT/OT sistemleri, haberleşme altyapıları gibi akıllı şebeke bileşenlerine yatırım yaparken diğer taraftan şebeke yönetim yaklaşımının da değişerek aktif şebeke yönetim yaklaşımına geçiş yapılması büyük önem taşımaktadır. Aktif şebeke yönetim yaklaşımı çerçevesinde şirketlerin şebekeyi daha etkin ve verimli işletebilmek için kendi faaliyet bölgelerindeki esneklik kaynaklarından hizmet alınmasını kolaylaştıracak mevzuat altyapısının oluşturulması gerektiği değerlendirilmektedir.

Depolama: Enerji depolama teknolojilerinin fiyatlarındaki azalmaya bağlı olarak ev/bina ölçeğinde veya yenilenebilir enerji santrallerinin desteklenmesi amacıyla kullanılarak kullanım alanının genişleyeceği değerlendirilmektedir. Bu nedenle EDS'lerin kurulum, işletim ve elektrik piyasalarına katılımına yönelik mevzuat çerçevesinin çizilmesi, yatırımcıların önündeki belirsizliğin kalkmasında ve böylelikle yatırımların hızlanmasında etkili olacağı muhakkaktır. EDS'ler, hem üretim hem de tüketim birimi olarak çalışabildiğinden yüksek sistem kullanım tarifeleriyle tesis sahiplerinin mağdur olmaması adına kapasiteye dayalı tarifelerin kullanılabileceği değerlendirilmektedir.

Li-ion batarya tesisinin dağıtım şirketleri tarafından kurulmasına izin verilmesi

	Elde edilen

sonuçlardan, EDS'lerin şebeke işletmeciliğinde kullanılmak üzere dağıtım şirketleri tarafından tesis edilmesi halinde son kullanıcılar üzerinde fazla yük oluşturmayacağı değerlendirilmesi yapılabilir.

TTY: YHY ile elektrik tüketimi belirtilen seviyenin üzerinde olan tüketim tesislerinin, TEİAŞ'a anlık talep kontrol hizmeti sağlamasına yönelik genel esaslar belirlenmiştir. Akıllı sayaçların yaygınlaşma durumuna bağlı olarak daha küçük ölçekli

¹⁰ Li-ion batarya maliyetleri 200-4000 USD/kWh (Seviyelendirilmiş maliyet-LCOS) (MIT, 2018). 1 ABD doları=4,63 ₺ alınmıştır.

tüketicilerin de piyasalara katılımına yönelik mevzuat kapsamının genişletilmesi ve TTY'nin diğer toptan satış piyasalarına dahil olması yönünde değişiklikler yapılabileceği değerlendirilmektedir. TTY uygulamalarında önemli payı olan toplayıcının piyasa içerisindeki rolünün ve bu sorumluluğu yerine getirecek tarafın mevzuatta belirlenmesi gerekmektedir.

Elektrikli Araçlar: “Elektrikli Araç Şarj İstasyonuna İlişkin Usul ve Esaslar Taslağı” 2017 yılında kamuoyunun görüşlerine açılmış olup Usul ve Esasların yürürlüğe girmesi halinde EA şarj istasyonlarının üretim lisansı ve tedarik lisansı haricindeki gerçek ve tüzel kişiler tarafından herhangi bir lisans alınmaksızın kurulmasına ve işletilmesine izin verileceğinden şarj istasyonlarının ve dolayısıyla EA'ların hızlı bir şekilde artış göstermesinin mümkün olabileceği değerlendirilmektedir. Şarj istasyonları için dağıtım sistemine bağlantı görüşü bölgedeki elektrik dağıtım şirketi tarafından verileceğinden şebekeye etkilerinin daha öngörülebilir ve kontrol altında olacağı söylenebilmektedir. Buna karşın, EA'ların yaygınlaşmasıyla beraber artan elektrik talebinin yönetilmesi problem oluşturacağından dağıtım şirketleri tarafından uzaktan izleme ve kontrol yatırımlarının tesis edilmesi ve dinamik fiyat/kontrol sinyalleriyle bağlantılı akıllı şarj uygulamalarına geçilmesinin fayda sağlayabileceği düşünülmektedir. Ayrıca şarj zamanlarının kullanıcılar arasında adil dağıtılacak şekilde dağıtım şirketleri tarafından kontrol edilmesi ve kullanım zamanına göre dağıtım tarifelerinin yeniden düzenlenmesi gerekebileceği değerlendirilmektedir.

Haberleşme Altyapıları: Haberleşme altyapılarının etkin bir şekilde yönetilmesi, yalnız güç sisteminin haberleşme ihtiyaçlarında kullanıldığından hizmet kalitesinin, güvenilirliğin ve dayanıklılığın sürdürülmesi ve en önemlisi maliyetlerin azaltılması adına elektrik dağıtım şirketleri mümkün olduğu ölçüde kendi haberleşme altyapılarını oluşturmaları konusunda desteklenmelidir. Haberleşme teknolojileri içerisinde en uygun tek bir çözüm bulunmadığından akıllı şebeke uygulamalarının kendine özgü gereksinimleri doğrultusunda şirketlerin kendi koşullarının da hesaba katılarak karar verilmesi uygun olacaktır.

Kurumsal Uygulama Entegrasyonu: 21 elektrik dağıtım şirketi arasındaki bazı şirketlerde şirket içi uygulama yazılımlarının/sistemlerin satın alınması esnasında birlikte çalışabilirlik konusunun dikkate alınmaması nedeniyle farklı farklı üreticilerin

yazılım çözümlerinin kullanıldığı ve bu durumun gerek sistemler arasında gerekse de iş süreçlerinde entegrasyon sorunlarına yol açtığı bilinmektedir. Şirketlerde aynı çatı altında çalışan farklı sistemler uyumlu bir şekilde birlikte çalışmadıkça akıllı şebekelerin tam anlamıyla hayata geçirilmesinin mümkün olmayacağı gibi insan müdahalesi arttıkça hata riski de artmaktadır. Bu yüzden özellikle BT/OT sistemleri açısından birlikte çalışabilirliğin temin edilebilmesi için gerekli kriterlerin/standartların, mevzuat düzenlemeleriyle belirlenmesi büyük önem taşımaktadır. Bu amaçla, elektrik dağıtım sistemi için özel olarak geliştirilen IEC 61968 standardının (CIM veri modeli) kullanılmasının uygun olacağı değerlendirilmektedir.

Büyük Veri/Veri Analitiği: Akıllı şebekelerle birlikte ilerleyen dönemlerde büyük veri işleme ve analiz teknolojilerinin daha fazla kullanım alanı bulacağı değerlendirilmektedir. Ayrıca dağıtım şirketleri tarafından veriye dayalı karar vermesi, durum farkındalığının artmasını ve şebeke işletmeciliğinde proaktif yaklaşıma geçiş yapılmasını sağlayacağından üzerinde ciddiyle durulması gerekmektedir. Bu açıdan büyük verinin işlenmesi ve veri analitiğine ilişkin dağıtım şirketlerince yapılacak yatırımların ve Ar-Ge faaliyetlerinin desteklenmesi gerektiği düşünülmektedir.

Siber Güvenlik: Kritik enerji altyapılarında kullanılan EKS’lerde siber güvenliğin sağlanması amacıyla yayımlanan “Enerji Sektöründe Kullanılan Endüstriyel Kontrol Sistemlerinde Bilişim Güvenliği Yönetmeliği” ile enerji sektörü açısından siber güvenlik bağlamında önemli bir adım atılmış olup sektörde siber tehditlerle ilgili farkındalık oluşturacağı değerlendirilmektedir. Siber güvenlik standartları ve düzenlemelerinin güncelliğini koruması ve yükümlü kuruluşlar tarafından da risk yönetimi eylemlerinin periyodik olarak gerçekleştirilmesi kritik önemi haiz hususlardır.

Tüketiciler: Akıllı şebeke yatırımlarının, tüketiciler açısından her ne kadar elektrik faturalarında artışa yol açma potansiyeli olsa da aktif şebeke yönetim yaklaşımı yerine klasik şebeke işletme, planlama, genişleme yaklaşımının sürdürülmesi halinde oluşabilecek maliyet artışlarını önlemesinin yanı sıra hizmet kalitesinin iyileştirilmesi ve çevresel etkilerin azaltılmasında fayda sağlayacağı muhakkaktır. Bu nedenle akıllı şebekelerin gelişiminin önünde engel oluşturmaması adına tüketicilerin, akıllı şebekelerin faydaları ve gerekliliği konusunda bilgilendirilmesi, kişisel verilerinin korunduğu hususunda ikna edilmesi, tüketimlerini kontrol ederek faturalarını

azalabilecekleri hususunda bilinçlendirilmesi, enerji verimli cihazlar kullanması konusunda teşvik edilmesi gerekmektedir.

Sonuç olarak arz güvenliği, enerjide dışa bağımlılığın azaltılması, karbon ayak izinin küçültülmesi, yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli elektrik arzı için dünyada olduğu gibi ülkemizde de mevcut elektrik şebekesinin akıllı şebekelere doğru dönüşümü kaçınılmaz bir gerçek olup ilerleyen yıllarda akıllı şebekeler hayatımızın bir parçası olacaktır. Akıllı şebeke konseptinin tam anlamıyla hayata geçirilmesi değişim ve dönüşüm süreçlerinin proaktif ve bütüncül yaklaşımla yönetilmesiyle, akıllı şebeke paydaşları arasında iş birliği ve koordinasyonun geliştirilmesiyle ve akıllı şebekelerin toplum tarafından benimsenmesiyle mümkün olabilecektir.

KAYNAKÇA

- 4628 sayılı Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun. 03/03/2001 tarihli ve 24335 sayılı Mükerrer Resmi Gazete.
- 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu. 18/04/2007 tarihli ve 26510 sayılı Resmi Gazete.
- 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu. 30/03/2013 tarihli ve 28603 sayılı Resmi Gazete.
- ACER. (2017). The Role of the DSO Relevant to European Commission's Clean Energy Proposals. European Energy Regulators' White Paper # 2
- Aggarwal, S., Harvey, H. (2013). Rethinking Policy to Deliver a Clean Energy Future. Elsevier. The Electricity Journal. Vol. 26. Issue 8. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2013.08.009> 7
- Aktan, E. (2018). Büyük Veri: Uygulama Alanları, Analitiği ve Güvenlik Boyutu. Ankara Üniversitesi Bilgi Yönetimi Dergisi Cilt: 1. Sayı: 1. s.1-22
- Ancillotti, E., Bruno, R., Conti, M. (2013). The role of communication systems in smart grids: Architectures, technical solutions and research challenges. Elsevier. Journal of Network and Computer Communications 36 (2013) pp. 1665–1697. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.comcom.2013.09.004>
- ASELSAN. (2018). Mikro şebeke sistemleri. <https://www.aselsan.com.tr/tr-tr/cozumlerimiz/enerji-sistemleri/enerji-yonetimiveakillisebekesistemleri/mikro-sebeke-sistemleri> adresinden erişildi.
- Atıyas, İ. (2006). Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform.TESEV YAYINLARI
- Avazov, A. R., Sobinova, L. A. (2016). Advanced Distribution Management System, EDP Sciences, DOI:10.1051/epjconf/201611001004.
- Ayan, O. (Haziran 2017). Akıllı Şebekeler Kapsamında Meskenlerde Talep Tarafı Yönetimi ve Enerji Verimliliği (Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi. İstanbul.
- Baykant, B. (Ocak 2015). Değişken Üretim ve Değişken Talep Koşullarında Akıllı Şebekelerde Enerji Dengeleme (Doktora Tezi). İnönü Üniversitesi. Malatya.
- Borlase, S. (2016). Smart Grids: Infrastructure, Technology and Solutions. CRC Press.
- Borlase, S. (2017). Smart Grids: Advanced Technologies and Solutions, Second Edition. CRC Press.
- Bauknecht, D. (2011). Incentive Regulation and Network Innovations. EUI Working Paper RSCAS2011/02. European University Institute Italy.

- Bucher, R. (2017). Smart grid functionality for the high-voltage transmission grid: On the market readiness of Digital Substation 2.0 technology, IEEE. 2017 Saudi Arabia Smart Grid (SASG).
- CEER. (2014). CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions (“Smart Regulation”). Ref: C13-EQS-57-04
- CEER. (2018). Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation. Ref: C17-DS-37-05
- CEN&CENELEC&ETSI. (2012a). CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group Smart Grid Reference Architecture. 09/04/2018 Tarihinde https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf adresinden erişildi.
- CEN&CENELEC&ETSI. (2012b). Introduction and Guide to the work undertaken under the M/441 mandate A report by the CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group at end 2012. 30/06/2018 Tarihinde <https://www.ei.se/Documents/Projekt/Funktionskrav%20elm%C3%A4tare/2017/M441%20dec%202012.pdf> adresinden erişildi.
- CG-SEG. (2017). SEGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards 22 Version 4.1
- Chren, S. (Ocak 2017). Multi-layered Reliability Analysis in Smart Grids (Doktora Tezi). Masarykova Univerzita. Çekya.
- CIGRE. (2011). Demand Side Integration Working Group C6.09 Technical Brochure 475.
- Connor, P. M., Baker, P.E., Xenias, D., Balta-Ozkan, N., Axon, C. J., Cipcigan, L. (2004). Policy and regulation for smart grids in the United Kingdom. Elsevier. Renewable and Sustainable Energy Reviews 40. pp. 269–286. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.065>
- Cossent, R., Gómez, T., Frias, P. (2009). Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. IEEE. 2010 7th International Conference on the European Energy Market. Madrid. pp. 1-6. DOI: 10.1109/EEM.2010.5558669.
- Cossent, R., Olmos, L., Gómez, T., Mateo, C., Frias, P. (2010). Mitigating the Impact of Distributed Generation on Distribution Network Costs through Advanced Response Options. IEEE. 2010 7th International Conference on the European Energy Market. Elsevier Energy Policy 37 (2009) 1145–1155. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.11.011.
- Cossent, R., Olmos, L., Gómez, T., Mateo, C., Frias, P. (2011). Distribution network costs under different penetration levels of distributed generation. Euro. Trans. Electr. Power 2011;21. pp.1869–1888. DOI: 10.1002/etep.503.
- Cossent, R. (2013). Economic regulation of distribution system operators and its adaptation to the penetration of distributed energy resources and smart grid technologies (Doktora Tezi). Universidad Pontificia Comillas. Madrid.

- CPUC. (2015). Order Instituting Rulemaking Regarding Policies, Procedures and Rules for Development of Distribution Resources Plans Pursuant to Public Utilities Code Section 769. California Public Utilities Commission.
- Crispim, J., Braz, J., Castro, R., Esteves, J. (2014). Smart Grids in the EU with smart regulation: Experiences from the UK, Italy and Portugal. Elsevier. Utilities Policy 31 (2014) pp. 85-93. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.iup.2014.09.006>
- Çelebi, F., Bulut, Y. (2016). Kurumsal Kaynak Planlaması (ERP) ve ERP Yazılımı Kullanan Bir İşletmenin İncelenmesi. Akademik Bakış Dergisi.Sayı: 57 s.166-177.
- ÇELEBİ, M. (2017). Elektrik Dağıtım Sektöründe Akıllı Şebeke Yatırımları. EPDK Uzmanlık Tezi
- ÇETİNTAŞ, H., BİCİL, İ. M. (2015). Elektrik Piyasalarında Yeniden Yapılanma ve Türkiye Elektrik Piyasasında Yapısal Dönüşüm. Optimum Ekonomi ve Yönetim Bilimleri Dergisi. Vol.2(2). s.1-15. <http://dergipark.ulakbim.gov.tr/usakoeyb/>
- Çoksürer, Y. (Ocak 2013). Akıllı Şebekeler ve Orta Gerilim Uygulamaları (Yüksek Lisans Tezi). Gazi Üniversitesi. Ankara.
- D'Almeida, J. P. A. B. (2013). Way forward to Smart Grid Regulation (Yüksek Lisans Tezi). University of Porto Business School. Portekiz.
- DEDEOĞLU, N. (2018). Türkiye’de Siber Güvenlik Konusunda Mevzuat ve Görev Dağılımı ile Kritik Enerji Altyapılarında Etkilerine İlişkin Yapılan Çalışmalar - 1. Uzman Gözüyle Enerji. Mart-Nisan 2018 Sayı: 6. Enerji Uzmanları Derneği Yayın Organı.
- Deloitte. (2015a). Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector.
- Deloitte. (2015b). Akıllı Sayaç Sistemleri Avrupa uygulamaları analizi ve Türkiye uygulamaları üzerine düşünceler.
- DG Energy. (2016). Impact Assessment Study on Downstream Flexibility, Price Flexibility, Demand Response & Smart Metering Final Report. Number: ENER/B3/2015-641
- Divshali, P.H., Choi, B.J. (2016). Electrical Maket Management Considering Power System Constraints in Smart Distribution Grids. MDPI. Energies 2016, 9, 405. DOI: 10.3390/en9060405
- DOE. (2008). THE SMART GRID: An Introduction. ABD Enerji Departmanı. 09/06/2017 Tarihinde https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages%281%29.pdf adresinden erişildi.
- DOE. (2015). Quadrennial Technology Review an Assessment of Energy Technologies and Research Opportunities. Washington, DC: US Department of Energy
- DOE. (2016). Revolution Now: The Future Arrives for Five Clean Energy Technologies 2016 Update. Washington, DC: US Department of Energy.

- Dönmez, M. (2013). Akıllı Şebekeler ve Entegrasyon Smart Grids and Integration. EMO Akıllı Şebekeler ve Türkiye Elektrik Şebekesinin Geleceği Sempozyumu. s. 75-83.
- EC. (2011). EC Directorate-General for Energy: Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment. No: M/490. EN. <http://ec.europa.eu/growth/tools-databases/mandates/index.cfm?fuseaction=search.detail&id=475#> adresinden erişildi.
- EC. (2012). 2012/148/EU: Commission Recommendation of 9 March 2012 on preparations for the roll-out of smart metering systems. <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a5daa8c6-8f11-4e5e-9634-3f224af571a6/language-en> adresinden erişildi.
- EC. (2013). Commission Staff Working Document Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity markets. SWD (2013) 442 final. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd07_en.pdf adresinden erişildi.
- EC. (2014). HORIZON 2020 in brief The EU Framework Programme for Research & Innovation.
- EC. (2018a). 13/04/2018 Tarihinde <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force> adresinden erişildi.
- EC. (2018b). https://ec.europa.eu/research/fp7/index_en.cfm adresinden erişildi.
- EDSO. (2017). European Distribution System Operators for Smart Grids Response to CEER consultation on incentives schemes for regulating DSOs, including for Innovation.
- Eid, C., Hakvoort, R., Jong, M.de (2016). Global trends in the political economy of smart grids A tailored perspective on ‘smart’ for grids in transition. WIDER Working Paper 2016/22.
- Eissa, M.M. (2011). Demand side management program evaluation based on industrial and commercial field data. Elsevier Energy Policy 39 (2011). pp. 5961–5969. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.06.057
- Ekanayake, J., Liyanage, K., Wu, J., Yokoyama, A., & Jenkins, N. (2012). Smart Grid: Technology and Applications (1. baskı). John Wiley & Sons Ltd.
- ELDER. (2017). Elektrik Piyasalarında Regülasyon Eğitimi Sunumu
- Emmanuel, M., Rayudu, R. (2016). Communication technologies for smart grid applications: A survey. Elsevier. Journal of Network and Computer Applications 74 (2016) pp. 133–148. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jnca.2016.08.012>
- ENA. (2017). <http://www.smarternetworks.org> adresinden erişildi.
- Endoks. (2017). Dağıtım Sistemlerinde FACTS Uygulamaları Sunumu. Inavitas Users Conference. Ankara

- ENEL. (2016). 09/03/2018 Tarihinde <https://www.enel.com/stories/a/2016/08/the-future-has-come-home> adresinden erişildi.
- Enerknol Research. (2016). New York Adopts New Revenue Model For Electric Utilities Under REV. <https://breakingenergy.com/2016/06/06/new-york-adopts-new-revenue-model-for-electric-utilities-under-rev/> adresinden erişildi.
- ENISA. (2005). <https://www.enisa.europa.eu/about-enisa> adresinden erişildi.
- EPDK. (2011). Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar. Ankara.
- EPDK. (2013). Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği. Ankara.
- EPDK. (2014a). Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği. Ankara. 1
- EPDK. (2014b). Ar-Ge Usul ve Esasları. Ankara. 5
- EPDK. (2014c). Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik. Ankara. 12
- EPDK. (2015a). Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin (OSOS) Kapsamına ve Sayaç Değerlerinin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar. Ankara.8
- EPDK. (2015b). Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Yatırımlarına İlişkin Usul ve Esaslar. Ankara.11
- EPDK. (2015c). Enerji Sektöründe Kullanılan Endüstriyel Kontrol Sistemlerinde Bilişim Güvenliği Yönetmeliği. Ankara.12
- EPDK. (2016a). Temmuz 2016 Dönemi Ar-Ge Komisyonu Kararı. Ankara. <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-138/arge-projeleri> adresinden erişildi.
- EPDK. (2016b). Elektrik Dağıtım Şirketleri ile Görevli Tedarik Şirketleri Çağrı Merkezleri Hizmet Kalitesi Standartlarına İlişkin Usul ve Esaslar. Ankara. 10
- EPDK. (2016c). Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ. Ankara. 10
- EPDK. (2017a). Elektrik Piyasasında Dağıtım Lisansı Sahiplerinin Bilişim Sistemlerine Kurumun Uzaktan Erişiminin Sağlanmasına İlişkin Usul ve Esaslar. Ankara. 11
- EPDK. (2017b). Kalite Faktörü Uygulamasına İlişkin Usul ve Esaslar. Ankara. 12
- EPDK. (2018a). Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği. Ankara. 2
- EPDK. (2018b). Elektrik Dağıtım Şirketleri Tarafından Kurulan Coğrafi Bilgi Sistemlerinin İyileştirilmesine ve Standartlaştırılmasına Yönelik Usul ve Esaslar. Ankara. 3
- EPDK. (2018c). Ar-Ge Projeleri Listesi. <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-138/arge-projeleri> adresinden erişildi.

- EPRI. (2008). The Common Information Model for Distribution an Introduction to the CIM for Integrating Distribution Applications and Systems.1016058 Technical Update.
- EPRI. (2013). Cyber Security for DER Systems Version 1.0.
- Erol, M. (Ekim 2003). Doğal Tekellerin Düzenlenmesi Ve Telekomünikasyon Sektöründe Düzenleyici Kurum. DPT - Uzmanlık Tezi
- ESA. (2018). 13/06/2018 Tarihinde <http://energystorage.org/> adresinden erişildi.
- ESMAP. (2016). Türkiye Cumhuriyeti: Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Hizmet Kalitesinin İyileştirilmesine Yönelik Adımlar. Dünya Bankası Rapor No. ACS20668
- Eurelectric. (2011). Eurelectric DSOs' Ten-Year Roadmap for Smart Grid Deployment in the EU. 09/04/2018 Tarihinde https://www3.eurelectric.org/media/26140/broch.10steps_lr-2011-030-0304-01-e.pdf adresinden erişildi.
- Eurelectric. (2014). Electricity Distribution Investments: What Regulatory. Framework Do We Need?. https://cdn.eurelectric.org/media/1870/dso_investment_final-2014-030-0328-01-e-h-FFE9D909.pdf adresinden erişildi.
- Eurelectric. (2015). Designing fair and equitable market rules for demand response aggregation. 01/06/2018 Tarihinde https://cdn.eurelectric.org/media/1923/0310_missing_links_paper_final_ml-2015-030-0155-01-e-h-D4D245B0.pdf adresinden erişildi.
- Eurelectric. (2016a). Smart Grid Cyber Security A EURELECTRIC report
- Eurelectric. (2016b). Şebeke Tarifeleri/ Network Tariffs. A EURELECTRIC Position Paper
- EY. (2013). Mapping power and utilities regulation in Europe.Ernst&Young. [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe/\\$FILE/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe_DX0181.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe/$FILE/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe_DX0181.pdf) adresinden erişildi.
- FERC. (2017). 23/05/2018 Tarihinde <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp> adresinden erişildi.
- Florida Public Service Commission. (2008). Report to the Legislature on Utility Revenue Decoupling. https://www.floridapsc.com/Files/PDF/Publications/Reports/Electricgas/Decoupling_Report_To_Legislature.pdf adresinden erişildi.
- Fumagalli, E., Schiavo, L. L., Delestre, F. (2007). Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail. Springer.
- Gönen, M., Rasgen, S. (2016). Kurumsal Kaynak Planlaması ve Satın Alma Süreci Uygulaması. Paradigma 1(1). s.15-33.

- Greentech Media. (2017). 17/03/2018 Tarihinde <https://www.greentechmedia.com/articles/read/emerging-lessons-on-performance-based-regulation-from-the-united-kingdom> adresinden erişildi.
- Güngör, V.D., Sahin, D., Kocak, T., Ergut, S., Buccella, C., Cecati, C., Hancke, G. P. (2011). Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. IEEE Transactions on Industrial Informatics. Volume: 7. Issue: 4.pp. 529 - 539.
- Gungor, V.C., Sahin, D., Kocak, T., Ergut, S., Buccella, C., Cecati, C., Hancke, G. P. (2013). A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements. IEEE Transactions on Industrial Informatics. Volume: 9. Issue: 1.pp. 28 - 42.
- Hadjsaïd, N., & Sabonnadière, J.-C. (Ed.). (2012). SmartGrids. Wiley.
- Horyachyy, O. (Haziran 2017). Comparison of Wireless Communication Technologies used in a Smart Home: Analysis of wireless sensor node based on Arduino in home automation scenario (Yüksek Lisans Tezi). Blekinge Institute of Technology. İsveç.
- Hossain, E., Han, Z., Poor, H. V. (2012). Smart Grid Communications and Networking. Cambridge University Press
- IEA. (2011a). World Energy Outlook 2011. Paris. https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf adresinden erişildi.
- IEA. (2011b). Technology Roadmap Smart Grids. Paris. https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf adresinden erişildi.
- IEA. (2014). Technology Roadmap Energy Storage. Fransa. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergystorage.pdf> adresinden erişildi.
- IEA. (2015). How 2 Guide for Roadmap Development and Implementation Smart Grids in Distribution Networks. Paris.
- IEA. (2017). Digitalization & Energy. Fransa. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/DigitalizationandEnergy3.pdf> adresinden erişildi.
- IEA DSM. (2018). Demand Side Management. 03/06/2018 Tarihinde <http://www.ieadsm.org/> adresinden erişildi.
- IEC. (2010). IEC Smart Grid Standardization Roadmap. Edition 1.0. İsviçre.
- IEC. (2012). Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage. White Paper. İsviçre.
- IEC. (2015). Strategic asset management of power networks. White Paper. İsviçre.
- IEC. (2016). Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 12: Resilience and security recommendations for

power systems with distributed energy resources (DER) cyber-physical systems. Technical Report. İsviçre.

IEC. (2018). 24/06/2018 Tarihinde <http://smartgridstandardsmap.com/> adresinden erişildi.

IEEE. (2011). IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads. IEEE Standards Coordinating Committee 21

IPCC. (2015). Climate Change 2014-Mitigation of Climate Change Summary for Policymakers and Technical Summary. https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/WGIIIAR5_SPM_TS_Volume.pdf adresinden erişildi.

IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets To 2030. http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf adresinden erişildi.

ISGAN. (2014). 2014 Edition: Smart Grid Drivers and Technologies by Country, Economies, And Continent. 09/04/2018 Tarihinde https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/iea_isgan_smart_grid_framework_of_assessment_report_2014.pdf adresinden erişildi.

Jabir, H.J., Teh, J., Ishak, D., Abunima, H. (2018). Impacts of Demand-Side Management on Electrical Power Systems: A Review. MDPI. Energies 2018, 11, 1050. DOI:10.3390/en11051050

Jenkins, J.D., I. Pérez-Arriaga. (2017). Improved Regulatory Approaches for the Remuneration of Electricity Distribution Utilities with High Penetrations of Distributed Energy Resources. The Energy Journal, Vol. 38, No. 3. DOI: <http://dx.doi.org/10.5547/01956574.38.3.jjen>

Joseph, S., Jasmin, E.A. (2017). Big Data Analytics for Distribution System Monitoring in Smart Grid. International Journal of Smart Home. Vol. 11. No. 5. pp. 21-32. DOI: <http://dx.doi.org/10.14257/ijsh/2017.11.5.02>

Joskow, P.L. (2005). Regulation of Natural Monopolies. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. MIT-CEEPR (Series); 05-008WP.

Joskow, P.L. (2008). Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks. MIT Review of Network Economics Vol.7. Issue 4.

Joskow, P.L. (2014). Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks. University of Chicago Press. p. 291 - 344.

Kabalıcı, Y. (2016). A survey on smart metering and smart grid communication. Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews 57. pp. 302–318. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.114>

Kapluhan, E. (2014). Coğrafi Bilgi Sistemleri'nin (CBS) Coğrafya Öğretiminde Kullanımının Önemi ve Gerekliği. Marmara Coğrafya Dergisi. Sayı:29. s. 34-59. DOI: 10.14781/MCD.2014298120.

- Khalil, E.A., Özdemir, S. (2018). Nesnelerin internetine genel bir bakış: Kavram, özellikler, zorluklar ve fırsatlar. Pamukkale Univ Muh Bilim Derg, 24(2), 311-326, 2018.DOI: 10.5505/pajes.2017.60343
- Kienesberger, G., Xypolytou, E., Marchgrabery, J., Kaufmann, T., Prostejovskyy, A., Faschang, M. (2015). Agent-based decentralization of applications in distributed smart grid systems. 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST). pp. 271-277. DOI: 10.1109/SEDST.2015.7315220
- Kopsakangas-Savolainen M., Svento, R. (2013). Different regulation schemes and welfare implications: an application to the electricity distribution industry (Sunum). Finnish Environment Institute
- KÖLMEK, M. (2013). Elektrik Piyasasında Kayıplar, Kayıpların Azaltılması ve Paylaştırılması. EPDK Uzmanlık Tezi
- Kuzlu, M., Pipattanasomporn, M., Rahman, S. (2014). Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN. Elsevier. Computer Networks 67 (2014) pp. 74–88. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.comnet.2014.03.029>.
- Laffont, J.-J., Tirole, J. (1993). A Theory of Incentives in Procurement and Regulation. MIT Press
- Lazar, J. (2014). Performance-Based Regulation for EU Distribution System Operators.Regulatory Assistance Project. 06/03/2018 Tarihinde <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-lazar-performancebasedregulationeudsos-2014-may.pdf> adresinden erişildi.
- Li, Y., Cheng, X., Cao, Y., Wang, D., Yang, L. (2018). Smart Choice for the Smart Grid: Narrowband Internet of Things (NB-IoT). IEEE Internet Of Things Journal.Vol. 5.No. 3. DOI:10.1109/JIOT.2017.2781251
- Lightner, E. (2015). Advanced Distribution Management Systems. US Department of Energy Office of Electricity Delivery&Energy Reliability Smart Grid R&D. 23/04/2018 tarihinde https://www.nrel.gov/esif/assets/pdfs/agct_day1_lightner.pdf adresinden erişildi.
- Liu, C. C., McArthur, S., Lee, S.-J. (2016). Smart Grid Handbook, 3 Volume Set. John Wiley & Sons.
- Lowry, M.N., Deason, J., Makos, M., Schwartz, L. (2017). State Performance-Based Regulation Using Multiyear Rate Plans for U.S. Electric Utilities. Grid Modernization Laboratory Consortium, 2017. https://emp.lbl.gov/sites/default/files/multiyear_rate_plan_gmlc_1.4.29_final_report_071217.pdf adresinden erişildi.
- Malkin, D., & Centolella, P.A. (2014). Results-Based Regulation: A Modern Approach to Modernize the Grid. GE Digital Energy and Analysis Group.
- Mckinsey. (2018). Energy Storage. 04/06/2018 Tarihinde <https://www.mckinsey.com> adresinden erişildi.

- Meyabadi, A.F., Deihimi, M.H. (2017). A review of demand-side management: Reconsidering theoretical framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80 (2017) pp.367–379. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.207>
- Meyers, J. (2013). How the Convergence of IT and OT Enables Smart Grid Development. Schneider Electric White Paper Revision 0. 20/08/2018 Tarihinde http://cdn.iotwf.com/resources/10/How-the-Convergence-of-IT-and-OT-Enables-Smart-Grid-Development_2013.pdf adresinden erişildi.
- Miceli, R. (2013). Energy Management and Smart Grids, *Energies*, 6, 2262-2290; doi:10.3390/en6042262.
- MIT. (2011). The Future of the Electric Grid. 01/08/2018 Tarihinde <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/12/MITEI-The-Future-of-the-Electric-Grid.pdf> adresinden erişildi.
- MIT. (2016). Utility of The Future. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf> adresinden erişildi.
- MIT. (2018). Energy Storage for the Grid: Policy Options for Sustaining Innovation. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/04/Energy-Storage-for-the-Grid.pdf> adresinden erişildi.
- Ministry of Knowledge Economy & Korea Smart Grid Institute (2010). Korea's Smart Grid Roadmap 2030, <https://www.greentechmedia.com/images/wysiwyg/News/SG-Road-Map.pdf> adresinden erişildi.
- Melo Leite, L.H. de, Couto Boaventura, W. do, Errico, L. de. (2014). Telecommunications Infrastructure to Support Distributed Resources Connected to Electricity Distribution in a Smart Grid Scenario. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14)*. Vol.1. No.12. DOI: <https://doi.org/10.24084/repqj12.485>
- Meeus, L., Saguan, M., Glachant, J.M., Belmans, R. (2010). Smart regulation for smart grids. No. RSCAS 2010/45. European University Institute Italy.
- Mohassel, R.R., Fung, A.S., Mohammadi, F., Raahemifar, K. (2014). A Survey on Advanced Metering Infrastructure and its Application in Smart Grids. (CCECE) IEEE 27 th Canadian Conference. pp. 822-828. Canada
- Molina-Marin, M., Granados-Gomez, E., Espinosa-Reza, A., Aguilar-Valenzuela, H. R. (2016). CIM-Based System for Implementing a Dynamic Dashboard and Analysis Tool for Losses Reduction in the Distribution Power Systems in México. *WSEAS Transactions on Computers*. Volume 15. Art.3. pp. 24-33 <http://www.wseas.org/multimedia/journals/computers/2016/a065805-1002.pdf> adresinden erişildi.
- Naiades. (2017). Policy Recommendations for European Distribution of Electricity (Na-Ion Battery Demonstration for Electric Storage)
- NETL. (2008). Modern Grid Strategy Powering our 21st-Century Economy Advanced Metering Infrastructure.

- NETL. (2010). Understanding the Benefits of the Smart Grid Smart Grid Implementation Strategy. 08/04/2018 Tarihinde https://www.netl.doe.gov/File%20Library/research/energy%20efficiency/smart%20grid/whitepapers/06-18-2010_Understanding-Smart-Grid-Benefits.pdf adresinden erişildi.
- NICCS. (2017). 01/09/2018 Tarihinde <https://niccs.us-cert.gov/glossary#I> adresinden erişildi.
- NIST. (2014). Guidelines for Smart Grid Cybersecurity. 7628 Rev 1. DOI: <http://dx.doi.org/10.6028/NIST.IR.7628r1>
- NIST. (2015). Guide to Industrial Control Systems (ICS) Security. NIST Special Publication 800-82 Revision 2. DOI: <http://dx.doi.org/10.6028/NIST.SP.800-82r2>
- NIST. (2017). Framework and Road Map for Smart Grid Interoperability NIST Framework, Version 3.0. <https://www.nist.gov/engineering-laboratory/smart-grid/framework-and-road-map-smart-grid-interoperability> adresinden erişildi.
- Norfazlina, G., Sharidatul Akma, A.S., Nurul Adrina, S., Noorizan, M.M. (2016). Customer Information System Satisfaction and Task Productivity: Fifth International Conference on Marketing and Retailing (5TH INCOMaR) 2015. Procedia Economics and Finance 37. pp. 7-12. DOI: 10.1016/S2212-5671(16)30085-5
- NYDPS. (2015a). Order Adopting Regulatory Policy Framework and Implementation Plan. Case 14-M-0101 - Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision. NY: State of New York Public Service Commission, Department of Public Service. February 2015.
- NYDPS. (2015b). Staff White Paper on Ratemaking and Utility Business Models. Case 14-M-0101 - Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision. NY: State of New York Public Service Commission, Department of Public Service. July 2015.
- NYDPS. (2015c). Staff Proposal Distributed System Implementation Plan Guidance. Case 14-M-0101 - Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision. NY: State of New York Public Service Commission, Department of Public Service. October 2015.
- NYDPS. (2016). Order Adopting A Ratemaking and Utility Revenue Model Policy Framework. Case 14-M-0101 - Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision. NY: State of New York Public Service Commission, Department of Public Service. May 2016.
- Odyakmaz, N. (2009). Türkiye'deki Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Performansa Dayalı Düzenleme Çerçevesinde Karşılaştırmalı Etkinlik Analizi (Doktora Tezi). Hacettepe Üniversitesi. Ankara.
- Ofgem. (2004). Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals
- Ofgem. (2010). Handbook for implementing the RIIO model.

- Ofgem. (2017a). RIIO ED-1 Annual Report 2016-17.
- Ofgem. (2017b). Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution price control
- OPTICS. (2013). 08/07/2018 Tarihinde <http://optics.org/news/4/1/29> adresinden erişildi.
- Owaineh, A., Leach, M., Guest, P., Wehrmeyer, W. (2015). Policy, niches and diffusion in UK smart grid innovation. University of Surrey. CES Working Paper 01/15
- Özdemir, İ., Sağıroğlu, Ş. (2018). Denetimlerde Büyük Veri Kullanımı Ve Üzerine Bir Değerlendirme. Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi Part C: Tasarım Ve Teknoloji, s. 470-480. Ankara. DOI: 10.29109/http-gujsc-gazi-edu-tr.347728
- Pérez-Arriaga, I., Rueter, S., Sebastian Schwenen, S., Batlle, C., Glachant, J. M. (2013). From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs. THINK Topic 12
- Palensky, P., Dietrich, D. (2014). Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol. 7, No. 3. pp. 381-388. DOI: 10.1109/TII.2011.2158841
- Pöyry. (2016). An Independent Evaluation of the LCNF A report to Ofgem
- Pöyry. (2017). Overview of RIIO Framework A report to AEEGSI
- Reddy Surrender, S. (2016). Asset Management and Maintenance in Transmission and Distribution Networks, Energies, International Journal of Applied Engineering Research ISSN 0973-4562 Volume 11, Number 19, s. 9735-9739.
- Rothwell, G., Gómez, T. (2003). Electricity Economics: Regulation and Deregulation. Wiley-IEEE Press
- Rueter, S., Sebastian Schwenen, S., Batlle, C., Pérez-Arriaga, I. (2014). From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs. Elsevier. Utilities Policy 31. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2014.03.007>
- Sağıroğlu, Ş., Koç, O. (2017). Büyük Veri ve Açık Veri Analitiği: Yöntemler ve Uygulamalar. Grafiker Yayınları 1. Baskı Ekim, 2017 / Ankara
- SAYGILI, T. O. (2017). EPDK'nın Bakış Açısından Araştırma ve Geliştirme Faaliyetleri: Bir Proje Olarak Ar-Ge. Uzman Gözüyle Enerji. Kasım-Aralık 2017 Sayı: 4. Enerji Uzmanları Derneği Yayın Organı.
- Schiavo, L. L., Delfanti, M., Fumagalli, E., Olivieri, V. (2013). Changing the regulation for regulating the change: Innovation-driven regulatory developments for smart grids, smart metering and e-mobility in Italy. Elsevier. Energy Policy 57. pp. 506–517. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2014.03.007>
- SG-CG. (2014). SG-CG/M490/J_ General Market Model Development The conceptual model and its relation to market models for Smart Grids Version 3.0.

- Shaukat, N., Ali, S.M., Mehmood, C.A., Khan, B., Jawad, M., Farida, U., Ullah, Z., Anwar, S.M., Maji, M. (2018). A survey on consumers empowerment, communication technologies, and renewable generation penetration within Smart Grid. Elsevier. Renewable and Sustainable Energy Reviews 81. pp.1453–1475 DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.208>
- Shaw, R., Attree, M., Jackson, T. (2010). Developing electricity distribution networks and their regulation to support sustainable energy. Energy Policy. Volume 38, Issue 10, October 2010. pp. 5927-5937. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.046>
- Silva Rua, D. E. da (Aralık 2013). Last-Mile Communications Systems for Smart Electric Distribution Grids (Doktora Tezi). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Portekiz.
- SGTF EG3. (2015). Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility.
- Sondermann, M. (Ağustos 2017). Demand Response Interoperability for the residential European Energy Market (Yüksek Lisans Tezi). University of Twente. Hollanda.
- Şirin, M. (2014). Distributed Energy Technologies and Measures to Increase Their Diffusion. Enerji Piyasası Bülteni. Sayı:33. s. 50-64.
- TAŞ 2023. (2018a). Türkiye Akıllı Şebeke 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Danışmanlık Projesi Başlangıç Raporu. Ankara.
- TAŞ 2023. (2018b). Fayda Maliyet Analizi Uluslararası Örnekler Raporu. Ankara.
- TAŞ 2023. (2018c). Akıllı Şebeke Mevzuatları İnceleme Raporu. Ankara.
- TAŞ 2023. (2018d). Akıllı Şebekeler 2035 Vizyonu. Ankara.
- TAŞ 2023. (2018e). Kısa/Orta Dönem Akıllı Şebekeler Yol Haritası Raporu. Ankara.
- Thames, L. (2017). LAB2-W12 – Integrating IT & OT: Design Challenges in Critical Infrastructure Security. RSA Conference 2017. https://published-prd.lanyonevents.com/published/rsaus17/sessionsFiles/4963/LAB2-W12_LAB2-W12_Integrating-IT-and-OT-Design-Challenges-in-Critical-Infrastructure-Security.pdf adresinden erişildi.
- Tor, O.B., Shahidehpour, M. (2006). Electric Power Distribution Asset Management. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Kanada. DOI: 10.1109/PES.2006.1709234
- Tuballa, M.L., Abundo, M.L. (2016). A review of the development of Smart Grid technologies. Elsevier. 59, 710–725. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.011>
- Turan, D., Yönetken, A. (2016). Enerji Depolama Sistemlerinin Araştırılması ve Analizi. AKÜ FEMÜBİD 16 (2016) Özel Sayı (113-121).
- UNECE. (2015). Electricity System Development A Focus on Smart Grids. 30/01/2018 Tarihinde

https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/eneff/eneff_h.news/Smart.Grids.Overview.pdf adresinden erişildi.

- Uribe- Perez, N., Hernandez, L., Vega, D. de la, Angulo. I. (2016). State of the art and trends review of smart metering in electricity grids. MDPI Applied Sciences. Vol. 6, No. 3. pp. 1–24.
- Uzunoglu, M., Erdinc, O. (2013). Akıllı Şebekelere Giriş. Nobel Yayın Dağıtım.
- van Werven, M.J.N., Scheepers, M.J.J. (2005). The Changing Role of Energy Suppliers and Distribution System Operators in the Deployment of Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. ECN-C--05-048. Energy research Centre of the Netherlands ECN, Petten
- Wang, J., Lu, X., Chen, C. (2015). Guidelines for Implementing Advanced Distribution Management Systems. 23/04/2018 Tarihinde <https://www.anl.gov/energy-systems/publication/guidelines-implementing-advanced-distribution-management-systems> adresinden erişildi.
- Wang, W., Yi Xu, Y., Khanna, M. (2011). A survey on the communication architectures in smart grid. Elsevier. Computer Networks 55. pp. 3604–3629. DOI: 10.1016/j.comnet.2011.07.010
- WEF. (2017). The Future of Electricity New Technologies Transforming the Grid Edge. İsviçre. 15/04/2018 Tarihinde http://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Electricity_2017.pdf adresinden erişildi.
- Wen, H., Leung, K.C., Li, V.O.K., He, X., Kuo, C.-C. J. (2015). A survey on smart grid communication system. APSIPA Transactions on Signal and Information Processing. v.4. pp.1-20. DOI: <http://dx.doi.org/10.1017/ATSIP.2015.9>
- Wirtz, J. (2015). Electric Utilities IT and OT Convergence.CIGRE US National Committee 2015 Grid of the Future Symposium. 20/08/2018 Tarihinde <http://cigre-usnc.tamu.edu/wp-content/uploads/2015/10/Wirtz.pdf> adresinden erişildi.
- Yağcıtekin, B. (2014). Elektrikli Araç Şarj Altyapısı Tasarımı ve Akıllı Şarj Sisteminin Geliştirilmesi (Doktora Tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi. İstanbul.
- Yıldırım, E. (2017). Elektrik Dağıtım Şebeke Bağlantı Modelinin Coğrafi Bilgi Sistemi İle Oluşturulması. V. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergisi Bildirileri. 03/05/2018 Tarihinde http://www.emo.org.tr/ekler/51fl68282907ed8_ek.pdf adresinden erişildi.
- Yu, N., Shah, S., Johnson, R., Sherick, R., Hong, M., Loparo, K. (2015). Big Data Analytics in Power Distribution Systems. 2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). Washington DC.DOI: 10.1109/ISGT.2015.7131868
- Zayas, B., Espinosa, A., Sanchez, V., Perez, J. (2016). Getting ready for data analytics of electric power distribution systems. International Journal of Computers. Volume 2. pp. 179-186.