

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ELEKTRİK PİYASALARININ İZLENMESİNDE ÜRETİM
TESİSLERİNİN ARIZA BİLDİRİM GERÇEKLİĞİNİN TESPİT
EDİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Nurullah ÇAKMAK

Elektrik Mühendisliği Ana Bilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Ramazan ÇAĞLAR

OCAK 2020

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ELEKTRİK PİYASALARININ İZLENMESİNDE ÜRETİM
TESİSLERİNİN ARIZA BİLDİRİM GERÇEKLİĞİNİN TESPİT
EDİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Nurullah ÇAKMAK
504121028**

Elektrik Mühendisliği Ana Bilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

**Tez Danışmanı: Doç. Dr. Ramazan ÇAĞLAR
Eş Danışman: Dr. Ezgi AVCI**

OCAK 2020

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 504121028 numaralı Yüksek Lisans öğrencisi, "Nurullah ÇAKMAK", ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "ELEKTRİK PİYASALARININ İZLENMESİNDE ÜRETİM TESİSLERİNİN ARIZA BİLDİRİM GERÇEKLİĞİNİN TESPİT EDİLMESİ" başlıklı tezini, aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Doç. Dr. Ramazan ÇAĞLAR**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Eş Danışman : **Dr. Ezgi AVCI**
Türk Standardları Enstitüsü,
Orta Doğu Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Emine AYAZ**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Canbolat UÇAK
Yeditepe Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Canan KARATEKİN
İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : 31 Aralık 2019
Savunma Tarihi : 17 Ocak 2020

ÖNSÖZ

Ülkemiz elektrik piyasalarının önemli sorunlarından birisinin ele alındığı bu tez çalışmasında, kamuoyuna açık veriler kullanılarak analizler yapılmış ve elde edilen bulgular neticesinde öneriler getirilmiştir. Yapılan çalışmanın ülkemiz elektrik piyasalarının gelişimine küçük de olsa bir katkı sağlayabilmesini temenni ederim.

Yüksek lisans öğrenimimin ilk döneminde danışmanlığımı yürüten Doç. Dr. Nazif Hülâgü SOHTAOĞLU'na kazandırdığı bakış açısından dolayı teşekkürlerimi sunarım. Bu çalışmanın konusunun olgunlaştırılması sürecinde destek olan Enerji Uzmanı Selahattin Murat ŞİRİN'e, verilerin derlenmesinde katkı sağlayan değerli çalışma arkadaşım EPİAŞ Uzlaştırma Müdürü Meriç Emre AYDIN'a ve onun şahsında emeği geçen EPİAŞ çalışanlarına, tüm iş yoğunluğuna rağmen, her türlü kolaylığı ve anlayışı gösteren Grup Başkanım Sayın Dr. Hakkı ÖZATA'ya, bugüne kadar bilgi ve tecrübelerinden yararlandığım değerli üstatlarıma ve mesai arkadaşlarıma teşekkürlerimi arz ederim.

Bu çalışmadaki analizlerin yapılmasında önemli destekler sağlayan Araştırma Görevlisi Onur ENGİNAR'a, bilgi ve tecrübelerinden istifade ettiğim, her türlü yardımlarını esirgemeyen eş danışmanım Sayın Dr. Ezgi AVCI'ya ve danışman hocam Sayın Doç. Dr. Ramazan ÇAĞLAR'a en özel teşekkürlerimi arz ederim.

Son olarak, ele alınan konu bakımından hassas bir alanda yürüdüğümün farkındayım. Bu çalışmada kamuya açık veriler kullanılarak analizler yapılmış, sonuçlar verilirken katılımcıların ve santrallerin isimlerinin gizli tutulması konusunda gerekli hassasiyet gösterilmiştir. Yapılan bu çalışma tamamen bilimsel bir çalışma olup; elde edilen sonuçlar ve dile getirilen yorumlar hiçbir kurum ve kuruluşun görüşünü yansıtmamaktadır.

Aralık 2019

Nurullah ÇAKMAK
(Elektrik Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖNSÖZ	v
İÇİNDEKİLER	vii
KISALTMALAR	ix
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
ÖZET	xv
SUMMARY	xvii
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	4
1.2 Literatür Taraması	5
2. TÜRKİYE TOPTAN ELEKTRİK PİYASALARI	11
2.1 Türkiye Elektrik Piyasalarının Tarihçesi	11
2.2 Türkiye Elektrik Piyasalarının Genel Görünümü	13
2.2.1 Üretim	14
2.2.2 İletim ve sistem işletimi	15
2.2.3 Dağıtım.....	16
2.2.4 Perakende satış	16
2.2.5 Toptan satış ve piyasa işletimi	16
2.2.6 İthalat ve ihracat.....	17
2.2.7 YEKDEM.....	17
2.3 Toptan Elektrik Piyasaları	19
2.4 İkili Ticaret.....	21
2.5 Gün Öncesi Piyasası.....	21
2.5.1 GÖP teklifleri	22
2.5.1.1 Teklif tipleri	24
2.5.2 GÖP optimizasyonu ve piyasa takas fiyatının belirlenmesi.....	25
2.5.3 Teklif bölgeleri.....	26
2.6 Gün İçi Piyasası.....	26
2.7 Vadeli Elektrik Piyasası	27
2.8 Gerçek Zamanlı Dengeleme.....	27
2.8.1 Yan hizmetler	28
2.8.1.1 Primer frekans kontrolü	29
2.8.1.2 Sekonder frekans kontrolü	30
2.8.2 Dengeleme Güç Piyasası	30
2.8.2.1 YAL ve YAT tekliflerinin sunulması	31
2.8.2.2 YAL ve YAT talimatlarının verilmesi ve etiket değerlerinin belirlenmesi	32
2.8.2.3 Talimat mutabakatları	33
2.8.2.4 Sistem marjinal fiyatının hesaplanması	33
2.8.2.5 YAL ve YAT talimatlarının fiyatlarının belirlenmesi	34
2.9 Mali Uzlaştırma İşlemleri	34
2.9.1 Denge sorumluluğu	35

2.9.2 Dengesizlik miktarının belirlenmesi	35
2.9.3 Dengesizlik tutarının hesaplanması.....	37
2.9.4 Üretim programından sapma tutarı	38
2.9.5 Sıfır bakiye düzeltme tutarı	40
2.10 Günlük Piyasa Süreçleri	41
3. ENERJİ PİYASALARINDA ŞEFFAFLIK VE PİYASA İZLEME	43
3.1 Şeffaflık ve İzleme Kavramları	43
3.2 AB Düzenlemeleri ve REMIT.....	44
3.3 Türkiye Elektrik Piyasalarında Şeffaflık ve Piyasa İzleme.....	46
3.3.1 Bakım ve arızaların bildirilmesi.....	48
4. BAKIM VE ARIZA BİLDİRİMLERİ	53
4.1 Veri Kaynakları	53
4.2 Bakım ve Arıza Verilerinin İçeriği.....	55
4.2.1 Bildirim gerekçelerinin sınıflandırılması	56
4.2.2 Üretim programı ile gerçekleşen üretimin karşılaştırılması	58
4.3 Santral Bakım ve Arıza Bildirimlerinin İncelenmesi	59
4.3.1 Bakım ve arıza bildirim verilerindeki sorunlar	65
5. BİLDİRİM DAVRANIŞLARININ KÜMELEME ANALİZİ İLE İNCELENMESİ	69
5.1 Veri Kümesinin Hazırlanması	69
5.2 Kümeleme Analizi.....	70
5.2.1 K-Ortalama kümeleme yöntemi	71
5.2.2 Analiz sonuçları.....	73
5.3 Arıza Bildirim Davranışlarının Değerlendirilmesi.....	75
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	81
KAYNAKLAR.....	85
ÖZGEÇMİŞ	97

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ACER	: Enerji Düzenleyicileri �şbirliği Ajansı
AGC	: Otomatik �retim kontrolü
BYTM	: Bölgesel yük tevzi merkezi
DSG	: Dengeden sorumlu grup
DSİ	: Devlet Su �şleri
DST	: Dengeden sorumlu taraf
DUY	: Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EAK	: Emre amade kapasite
ENTSO-E	: Avrupa Elektrik İletim Sistem �şletmecileri Ağı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	: Enerji Piyasaları �şletme Anonim Şirketi
EŞY	: Elektrik Şebeke Yönetmeliği
EUPHEMIA	: Pan-Avrupa Hibrit Elektrik Piyasası Entegrasyon Algoritması
GİP	: Gün İçi Piyasası
G�P	: Gün �ncesi Piyasası
GWh	: Gigawatt saat
HES	: Hidroelektrik santrali
Hz	: Hertz
İHD	: �şletme hakkı devri
KGÜP	: Kesinleşmiş gün öncesi üretim tüketim programı
mHz	: miliHertz
MVA	: Mega Volt-Amper
MW	: Megawatt
MWh	: Megawatt saat
MYTM	: Milli Yük Tevzi Merkezi
OSB	: Organize Sanayi Bölgesi
OTC	: Tezgahüstü
PFK	: Primer frekans kontrolü
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi

PTF	: Piyasa takas fiyatı
REMIT	: Toptan Enerji Piyasalarında Dürüstlük ve Şeffaflık Hakkında Tüzük
RMS	: Basınç düşürme ve ölçüm istasyonu
SBDT	: Sıfır bakiye düzeltme tutarı
SEE CAO	: Güneydoğu Avrupa Koordineli İhale Ofisi
SFK	: Sekonder frekans kontrolü
SMF	: Sistem marjinal fiyatı
TCAT	: TEİAŞ Kapasite İhale Sistemi
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TL	: Türk Lirası
UEVÇB	: Uzlaştırmaya esas veriş çekiş birimi
UEVM	: Uzlaştırmaya esas veriş miktarı
VEP	: Vadeli Elektrik Piyasası
VIOP	: Vadeli İşlem Opsiyon Piyasası
YAL	: Yük alma
YAT	: Yük atma
YEKDEM	: Yenilenebilir enerji kaynaklarını destekleme mekanizması
YHY	: Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği
Yİ	: Yap-İşlet
YİD	: Yap-İşlet-Devret

ÇİZELGE LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
Çizelge 2.1 : Örnek teklif seti.	23
Çizelge 2.2 : Günlük piyasa süreçleri [117, 143, 146].	42
Çizelge 3.1 : Acil piyasa mesajlarında bulunması gereken bilgiler [151].	46
Çizelge 3.2 : Şeffaflık Platformunda yayımlanacak veriler listesinde yer alan arıza, bakım, kesinti ve kısıntı verileri [165].	51
Çizelge 4.1 : Üretim programı ve gerçekleşen üretim için tanımlanan durumlar.	59
Çizelge 4.2 : Kaynak tipi ve bildirim gerekçelerine göre arıza bildirim sayıları.	62
Çizelge 5.1 : Veri kümesinin hazırlanması.	70
Çizelge 5.2 : Veri kümesinde yer alan UEVÇB'ler ve bunlara ait bildirim sayıları.	70
Çizelge 5.3 : Kümeleme performansları.	73
Çizelge 5.4 : Risksiz UEVÇB'ler için küme merkezleri.	74
Çizelge 5.5 : Düşük riskli UEVÇB'ler için küme merkezleri.	74
Çizelge 5.6 : Riskli UEVÇB'ler için küme merkezleri.	74
Çizelge 5.7 : En riskli UEVÇB'ler için küme merkezleri.	74
Çizelge 5.8 : Kümelere düşen UEVÇB ve bunlara ait bildirim sayıları.	76
Çizelge 5.9 : En fazla riskli ve en riskli kümede yer alan santraller.	80

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Yıllar itibariyle kurulu güç, ani puant brüt talep ve üretim değerleri.	14
Şekil 2.2 : YEKDEM teşvik tarifleri ve yerli ürün katkısı.	18
Şekil 2.3 : 20/02/2019 günü saat 11'deki arz ve talep eğrisi.	23
Şekil 2.4 : Blok teklif ağacı örneği [132].	25
Şekil 2.5 : Örnek arz talep eğrisi.	26
Şekil 2.6 : Frekans kontrol rezervlerinin kullanımı [140].	29
Şekil 2.7 : Örnek YAL ve YAT teklif seti [126].	32
Şekil 4.1 : Raporlama Platformu Arıza Bakım Bildirim Listesi bildirim tipi, tarih aralığı ve santral seçimine ilişkin ekran görüntüsü.	54
Şekil 4.2 : Piyasa Mesaj Sistemi arıza detayı örnek ekran görüntüsü.	54
Şekil 4.3 : Yıllar itibariyle santral bakım bilgileri.	60
Şekil 4.4 : Yıllar itibariyle santral arıza bildirimleri.	60
Şekil 4.5 : Üretim kaynağına santrallerin göre yıllar itibariyle arıza bildirimleri.	61
Şekil 4.6 : Örnek sorunlu bir arıza bildirimini mobil uygulama ekran görüntüsü.	66
Şekil 5.1 : Araştırma Modeli.	71

ELEKTRİK PİYASALARININ İZLENMESİNDE ÜRETİM TESİSLERİNİN ARIZA BİLDİRİM GERÇEKLİĞİNİN TESPİT EDİLMESİ

ÖZET

Elektrik piyasalarının serbestleşmesi ile şeffaflık ve piyasa izlem kavramları önemli hale gelmiştir. Adil ve eşit şartlar altında rekabet edilebilmesine imkân sağlayan bir piyasa yapısının oluşturulabilmesi için piyasalarda şeffaflığın sağlanması ve piyasa bozucu davranışların önlenmesi için etkin piyasa gözetim ve izleme mekanizmalarının hayata geçirilmesi önem taşımaktadır. Günümüzde çeşitli veri analitiği yöntemleri pek çok alanda kullanılmakta, enerji piyasalarının gelişmesi ve karmaşıklaşması ile veri analitiğinin piyasaların izlenmesinde kullanılması gerekli hale gelmektedir.

Türkiye elektrik piyasalarının gelişiminde önemli mesafeler kat edilmiş, 2011 yılında Gün Öncesi Piyasası, 2015 yılında ise Gün İçi Piyasası devreye alınmış, yine 2015 yılında piyasa işletmecisi olarak Enerji Piyasaları İşletme AŞ (EPIAŞ) kurulmuştur. Ancak piyasalardaki yapısal gelişmelere karşın, piyasaların izlenmesi konusunda yeterli noktaya gelinememiştir.

Elektrik piyasalarında öne çıkan önemli sorunlardan bir tanesi de santrallerin bakım ve arıza bildirimlerinin izlenmesi konusudur. Enerji tesislerinin planlı veya plansız emre amade olmama bilgisi dâhili bilgi niteliği taşımakta, dâhili bilginin ise tüm katılımcılara duyurulması gerekmektedir. Santrallerin bakım ve arıza bildirimleri, gelişmiş piyasalarda olduğu gibi, EPIAŞ tarafından işletilen Şeffaflık Platformu aracılığıyla kamuoyuna duyurulmaktadır. Ancak tesislerin doğru bir şekilde bildirim yapmadıkları veya farklı amaçlarla gerçek dışı bildirimlerde buldukları konusu sürekli dile getirilen bir husus olmuştur. Santral işletmeciliği ayrı bir uzmanlık konusu olup bildirimlerin yerinde incelenmesi gibi bir durum söz konusu olamayacağından, bakım ve arıza bildirimlerinin izlenmesinde veri analitiği yöntemlerinin önemi ortaya çıkmaktadır.

Bu tez çalışmasında EPIAŞ Şeffaflık Platformu ve Raporlama Platformundan elde edilen bakım ve arıza bildirimleri incelenmiş, tesislerin davranışlarının anlaşılması için kümeleme analizi yapılmıştır. Kümeleme analizi için yıllar itibariyle tesislerin bildirim davranışlarını temsil eden veri kümesi oluşturulmuş, oluşturulan veri kümesi k-ortalama kümeleme analizi yöntemiyle analiz edilerek her yıl için arıza bildirimlerinde yanlış veya yanıltıcı davranış sergileme riski bulunan tesisler gruplandırılmıştır.

Yapılan inceleme ve analizler sonucunda, arıza bildirimlerinin 2018 yılından itibaren 2 kattan fazla artış gösterdiği, 2018 öncesinde riskli olarak değerlendirilen tesislerin çoğunluğu termik üretim santralleri iken, 2018 yılından sonra üretimini kontrol edemeyen yenilenebilir tesislerin gerçek dışı bildirimde bulunma riskinin arttığı görülmüştür. Bu kırılmanın sebebinin ise 2018 yılında yürürlüğe giren üretim programından sapma tutarı uygulaması olduğu değerlendirilmiştir.

Bakım ve arıza bildirim verileri ile analiz sonuçları değerlendirildiğinde, etkin bir piyasa izlemenin önemi bir kez daha ortaya çıkmaktadır. Etkin bir gözetim ve izleme

mekanizması ile çözümlenmesi gereken sorunların düzenlemeler yoluyla çözülemeyeceği, bu çalışmanın sonuçlarında da görülmektedir. Etkin bir piyasa gözetimi ve izleme mekanizmasının oluşturulabilmesi için veri analitiği araçlarından yararlanılması gerekmektedir.



DETECTING THE INTEGRITY OF POWER PLANT UNAVAILABILITY NOTIFICATIONS IN ELECTRICITY MARKET MONITORING

SUMMARY

As the volume and complexity of electricity markets increase by liberalization process, the terms transparency and market monitoring gain more importance. Transparency is essential for providing fair and equal competition in market environment. It is required to implement effective market surveillance and monitoring mechanisms for preventing abusive behaviors of market participants. By the development of information and communication technologies, data analytic tools are widely exploited in various domains. Surveillance and monitoring of energy markets is one of the major domain which should benefit from data analytic methods.

Turkish wholesale electricity markets had a significant development over last two decades. Electricity demand almost doubled and installed power tripled. In 2006 Balancing Power Market, in 2009 Day-Ahead Planning, in 2011 Day-Ahead Market and in 2015 Intra-Day market has been implemented. Independent market operator (EPIAŞ) has been established and took over market operations and financial settlements in September 2015. Auction mechanism for procurement of primary and secondary frequency control reserves has been started in 2018 while they were defined as compulsory services before. A new organized wholesale market, electricity future market with physical settlement which will be operated and settled by EPIAŞ is planning to be launched by the end of 2020. Besides the structural developments of the market, current situation of market surveillance and monitoring is not sufficient.

In Turkish electricity market, power plants have to submit their generation schedules (KGÜP) and balancing units submit bids and offers for Balancing Power Market to System Operator (TEİAŞ). Each unit (UEVÇB) have obligation to follow their schedule and instructions of the System Operator. Moreover market participants have to balance their portfolio for each settlement period which is currently 1 hour. If any participant does not fulfill these requirements, are charged to additional cost, and further can be audited so that may suffer from monetary and administrative sanctions. In 2018, a new regulation implemented to charge deviations of real time generation from generation schedules.

One of the core topics which has been discussed for a long time in Turkish electricity market is monitoring unavailability notifications of power plants. Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) defines the inside information and indicates that inside information should be disclosed publicly in European markets. As the unavailability of an energy utilities is has the characteristics of inside information, it needs to be disclosed on a public notification platform. Planned and unplanned unavailability notifications of power plants are published in Market Message System of EPIAŞ Transparency Platform. Not disclosing the unavailability of energy utilities or misleading notifications are defined as abusive behaviors. However, ongoing allegations that power plants do not notify unavailability

in proper way or make notifications pursuing unfair purposes have been discussing for years.

Operation of power plant is an important specialization. Each power utility has different fuel, technology, size and some unique characteristics. It means that, inspecting a notification which is proper or fake on site does not seem to be possible. Hence, data analytic tools are promising to surveil power plant unavailability notifications, which is called maintenance and failure notifications in Turkish electricity markets.

At this study, main purpose is to detect behavioral pattern of market participants' unavailability notifications in Turkish electricity markets. In the literature, methods aim to detect unfair behaviors are called as fraud or anomaly detection. Fraud or anomaly detection tools are widely used to detect fraudulent or anomalous behaviors in credit card transactions, insurance claims, banking, accounting finance, communication and various domains. In the domain of energy, fraud detection methods are also widely used to detect non-technical losses by the help of smart meters. There is lack of literature on energy market monitoring, specifically on unavailability notifications of energy utilities. Reviewed studies use various methods include both supervised and unsupervised learning algorithms. As there is not power plant unavailability data labelled in advance, the best solution for this study is to use unsupervised learning algorithms.

To prepare data set, unavailability notifications, schedules and real time generations of power plants are used. Power plant maintenance notifications, notifications in 2012 and data with scarce information is filtered and removed. For each year, data sets consists of generation units (UEVÇB) with the attributes of yearly number of notification, average event duration and frequency 4 situations which represents the comparison of schedule and real generation.

The data set is analyzed by using k-means clustering methodology. K-means clustering method is an partitioning based clustering methodology to detect the data with similar characteristics. Number of clusters "k" needs to be determined in advance. Significance and interpretability of results are crucial besides the performance of clustering. Thus 4 cluster are created for each year are named after their tendency to have risk of improper notification behavior compared to other clusters as riskless, low risky, risky and most risky. When the clustering results are examined and cross-checked with raw notification data, appear significant and interpretable.

Analyze results and notification data indicate a structural break in 2018. This structural break is the regulation of charging for generation schedule deviances. After 2018 unavailability notifications of renewable power plants boomed. While risky and most risky groups consists mostly thermal power plants during 2013 and 2017, renewable power plants become prominent after 2018. This could be because of two reasons: First, participants started to notify the unavailability events of their power plants while they did not before 2018; or the second, they use the notification platform to update their schedules by notifying unavailability which is not real.

Results reveal the significance of market monitoring. It is not possible to solve all the problems of electricity markets which can be prevented by effective market surveillance and monitoring, by implementing new regulations. These kind of solutions have over regulations risk which restricts well-minded participants. Unfair participants may adapt new regulations and find new abusive methods. This is clearly witnessed at unavailability notifications data.

In this study, publicly accessible data has been used to detect behavioral pattern of unavailability notifications. Parties which is responsible for monitoring the market may conduct further investigation by using commercial and confidential data and benefiting from data analytic tools. Data analytics present a great opportunity for market surveillance and monitoring.



1. GİRİŞ

Günümüzde insanın temel ihtiyaçlarından birisi sayılan elektrik enerjisi, ekonomiler için de önemli bir girdi kalemini oluşturmaktadır. İkincil bir enerji kaynağı olması, arz ve talebin her an dengelenmesi ihtiyacı, iletim sistemlerindeki kısıtlar ve bunların yanında arz yeterliliği ve sistem güvenliğinin sağlanması gerekliliği, elektrik piyasalarını diğer enerji ve emtia piyasalarından farklı kılmaktadır.

Özellikle 1990'lerden itibaren dünya elektrik piyasalarından serbestleşme süreci hız kazanmış, genellikle kamu tekelinde bulunan dikey bütünleşik yapılardan, rekabete açık serbest piyasalara geçiş hedeflenmiştir. Bununla birlikte doğal tekel niteliğini haiz şebeke endüstrileri olan iletim ve dağıtım faaliyetlerinin düzenlenmesi (regülasyonu) önem kazanmıştır. Üretim ve perakende satış faaliyetleri ise sektörün rekabete açık alanlarındandır. Dikey bütünleşik yapılarda mühendislik açısından ele alınan pek çok sorun, serbestleşme ile birlikte ekonomik ve hukuki boyut kazanmıştır [1].

Serbestleşen elektrik piyasalarında ele alınması gereken önemli konuların başında şeffaflık gelmektedir. Şeffaflık piyasada tüm tarafların eşit şartlar altında rekabet edebilmesi ve kararlarını etkileyecek bilgilere eşit şekilde ulaşabilmesi açısından büyük önem taşımaktadır. Şeffaflıkla birlikte piyasaların izlenmesi ve denetlenmesi, piyasa düzenlemelerinin temelleri arasında yer almaktadır [2]. Piyasalarda şeffaflığın temini ve katılımcılar arasındaki bilgi asimetrisinin önlenmesi amacıyla, ülkemizde de olduğu gibi, gelişmiş piyasalarda şeffaflık ve bildirim platformları hizmet vermektedir. Piyasaların izlenmesi ve denetlenmesi açısından da şeffaflık önemli bir konu olup, gerçek anlamda şeffaflığı sağlanmış piyasalarda katılımcıların piyasa bozucu davranışta bulunmaları zorlaşmakta, piyasalardaki sorunların tespiti kolaylaşmaktadır [3].

Türkiye'de de 1980'li yılların sonlarında başlayan süreç, 1990'lı yıllarda özel sektör yatırımcılarının uzun dönemli alım sözleşmeleriyle yaptıkları üretim yatırımları ile devam etmiştir. 2001 yılında çıkarılan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (şimdiki EPDK teşkilat Kanunu) ile elektrik piyasalarında serbest ve rekabetçi bir yapıya

geçilmesi hedeflenmiş ve düzenleyici Kurum olarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur.

Gelinen süreçte, Türkiye elektrik piyasalarının serbestleşmesinde ve gelişiminde önemli bir aşama kaydedilmiştir. Özel sektörün yatırımları ile toplam kurulu güç yaklaşık 4 kat artmış, uygulanan destekleme mekanizması sayesinde yenilenebilir enerjinin payında önemli bir artış sağlanmış, 21 dağıtım bölgesi tarifleri EPDK tarafından düzenlenmek üzere özel sektör yatırımcıları tarafından işletilmeye başlanmış, 1990'lı yıllardan kalan uzun dönemli alım sözleşmelerinin süresi ise büyük ölçüde sona ermiştir.

Toptan elektrik piyasalarında da hızlı bir gelişme sağlanmıştır. 2006 yılında Dengeleme Güç Piyasası (DGP), 2009 yılında Gün Öncesi Planlama, 2011 yılında Gün Öncesi Piyasası (GÖP), 2015 yılında ise Gün İçi Piyasası (GİP) işletmeye açılmıştır. Yine 2015 yılında piyasa işletmecisi olarak Enerji Piyasaları İşletme AŞ (EPIAŞ) kurulmuş ve EPDK'dan lisans alarak organize toptan elektrik piyasalarını işletmeye başlamıştır. 2018 yılında ise organize toptan doğalgaz piyasası kurulmuş olup, halen fizikî teslimatlı elektrik vadeli işlem piyasası (VEP) kurulmasına ilişkin çalışmalar devam etmektedir.

Yaşanan bu hızlı gelişmenin yanında, elektrik piyasalarının önemli sorunları halen daha çözüm beklemektedir. Bu sorunların arasında en önemlilerinden bir tanesi de, bu çalışmanın eksenini oluşturan şeffaflık ve piyasa izleme kurgusudur. EPIAŞ tarafından işletilen şeffaflık platformu, piyasalara ilişkin pek çok veriye ulaşma imkânı sunmaktadır. Ancak piyasa izleme kurgusu netleştirilmemiş, EPIAŞ bünyesindeki Piyasa İzleme Komitesinin üyelerinin tamamı atanmamış ve tarafların görev ve yetkileri belirlenmemiştir. Bununla birlikte, mevcut Kanunlar ve ikincil mevzuatta yer alan düzenleme ve yaptırımlar, piyasaları bozucu davranışları önlemede yeterli olmamaktadır.

Üretim tesislerinin bakım ve arıza bildirimleri de uzunca bir süredir elektrik piyasalarının sorunları arasında tartışılmakta ve bu tez çalışmasının konusunu oluşturmaktadır. Avrupa Birliği'nin düzenlemelerinde santrallerin planlı ve plansız emre amade olmama durumları dâhili bilgi kapsamında ele alınmakta ve tüm katılımcılara bildirilmesi gerektiği belirtilmektedir. Nitekim Türkiye elektrik piyasalarında da benzer düzenlemeler yer almakta olup, EPIAŞ Şeffaflık

Platformunda, Piyasa Mesaj Sistemi başlığı altında santrallerin bakım ve arıza bildirimleri kamuya duyurulmaktadır.

Bakım ve arıza bildirimlerinin doğru bir şekilde yapılmadığı, yanlış ve yanıltıcı bildirimlerin bulunduğu, bildirimlerin farklı amaçlarla kullanıldığı veya bakım ve arıza durumlarının hiç duyurulmadığına yönündeki iddialar tartışmaların temelini oluşturmaktadır. Üretim tesislerinin arıza bildirimini yaparak emre amade kapasitelerini düşürmeleri, Sistem İşletmecisinin kullanabileceği rezerv miktarının düşmesine ve piyasalardaki fiyat ve hacimlerin değişmesine sebep olabilmektedir. Belirtmek gerekir ki, elektrik piyasalarında bir katılımcı, pazara hâkim durumda olmamasına ve piyasa gücünü elinde bulundurmasına rağmen, elektrik piyasalarının kendine has özelliklerinden dolayı fiyatları etkileyebilmektedir.

Bir üretim tesisinin bakım ve arıza bildirim davranışı; zamanında ve doğru bildirim yapmak, usulüne uygun olmayan biçimde, yanlış veya yanıltıcı bildirim yapmak veya hiç bildirimde bulunmamak şeklinde sınıflandırılabilir. Bildirimin zamanında yapılmaması veya bildirimde yer alan parametrelerin doğru bir şekilde verilmemesi, usulüne uygun bildirim yapılmaması olarak değerlendirilebilir. Yanıltıcı veya gerçek dışı bildirimde bulunmanın arkasındaki başlıca nedenler ise, piyasalarda fiyatlar vb. koşulları gözeterek rezerv sağlama yükümlülüklerinden kaçınmak veya Sistem İşletmecisinin verdiği talimatları yerine getirmemek, Dengeleme Güç Piyasasına gerçekte var olmayan rezervi sunmak suretiyle pozisyon alarak, haksız gelir elde etmek üzere Sistem İşletmecisinden talimat bekleyip, beklenen talimat gelmeyince de üretim programını sıfırlamak amacıyla arıza bildirimini yapmak veya gerçekleşen üretimin tahmin edilenden farklı olması halinde, arıza bildirimlerini üretim programını güncelleyebilmek için araç olarak kullanmak sıralanabilir. Bunların dışında, bakım ve arıza bildirimlerinin gerekli şartlar oluştuğunda pazar gücü oluşturmak veya fiyatları etkilemek gibi manipülatif amaçlarla da kullanılması mümkündür.

Özellikle 2018 yılında santral arıza bildirimleri bir önceki yıla göre neredeyse 2,5 kat artış göstererek toplamda 24.280 adede ulaşmış, 2019 yılının ilk sekiz ayında ise 21.953 adet arıza bildirimini yapılmıştır. 2018 yılından itibaren görülen bu ciddi artışın sebebi olarak, bildirdikleri üretim programlarına uymayan tesislere yansıtılmaya başlanan sapma tutarı gösterilmektedir. Üretim tesislerinin bir gün önceden Sistem İşletmecisine bildirdikleri üretim programlarını güncelleyebilmek için arıza bildirimini

yaptıkları iddiaları, oluşturulan kurgunun piyasayı buna yönelttiği iddiaları ile beraber dile getirilmektedir.

Santral işletmeciliği kendi içerisinde bir uzmanlık gerektirmekte, hatta her bir kaynak türü ve teknoloji birbirinden farklı şekilde işletilmektedir. Bu nedenle, bakım ve arıza bildiriminde bulunan tesislerin, bildirimlerinin doğruluğunun yerinde denetlenmesi mümkün değildir. Kaldı ki, yerinde denetim yapılabilmesi için bildirimim hemen akabinde tesise ulaşılması gerekeceğinden, böyle bir durumun söz konusu olamayacağı da açıktır.

Üretim tesislerinin bakım ve arıza bildirimlerinin izlenmesi ancak söz konusu tesisin, ilgili katılımcının ve piyasaların verilerinin incelenmesi ile mümkündür. Enerji piyasalarına ilişkin pek çok veri kamuya açık platformlarda yayımlanmakta, ticari sır niteliği taşıyan pek çok veri de Piyasa İşletmecisinin ve Sistem İşletmecisinin elinde bulunmaktadır. Günümüzde veri analitiği yöntemleri pek çok alanda kullanılmakta olup, enerji piyasalarının izlenmesinde kullanmak mümkündür. Bu kapsamda santral bakım ve arızalarının izlenmesinde de veri analitiği yöntemleri büyük imkânlar sunmaktadır.

1.1 Tezin Amacı

Bu tez çalışmasında, Türkiye toptan elektrik piyasalarında üretim tesislerinin emre bakım ve arıza bildirimleri ele alınmıştır. Öncelikle bakım ve arıza bildirimleri ve bildirimde bulunan katılımcılar incelenerek, bildirim sebepleri ve katılımcıların davranışları incelenmiştir. Bu çalışmada EPIAŞ Şeffaflık ve Raporlama Platformlarında yayımlanan kamuya açık veriler kullanılmıştır. Piyasaların ve özellikle üretim tesislerinin bakım ve arıza bildirimlerinin incelenmesinde veri analitiği yöntemlerinden faydalanılması gerektiği düşünülmüştür.

Hazırlanan veri kümesinde veri analitiği yöntemlerinden olan kümeleme analizi uygulanarak katılımcılar davranışlarına göre gruplanmış, veri setindeki anomaliler ve gerçek dışı bildirimde bulunmuş olması muhtemel katılımcılar araştırılmıştır. Elde edilen bulgular çerçevesinde, bakım ve arıza bildirimlerinin izlenmesine, yapılması gereken düzenlemelere ve ileride yapılabilecek çalışmalara ilişkin öneriler getirilmesi amaçlanmıştır.

1.2 Literatür Taraması

Bilgi ve iletişim teknolojilerindeki gelişmelerle birlikte bilgiyi saklamak, işlemek ve bilgiyi kullanarak anlamlı sonuçlar çıkarmak önemli hale gelmiştir. Büyük verileri işleyerek bunları anlamlı bilgiler haline getirmek üzere çeşitli veri madenciliği yöntemleri geliştirilmiştir. Veri analitiğinin kullanıldığı önemli alanlardan bir tanesi de hile denetimidir. Büyük veri kümelerinin içerisindeki sorunlu verileri tespit etmeyi amaçlayan yöntemler hile denetimi, anomali denetimi veya dışa düşenlerin denetimi gibi adlarla anılmaktadır. [4, 5]

Hile ve anomalilerin denetiminde çeşitli veri analitiği yöntemleri geliştirilmektedir. Ancak bilgi teknolojilerinin gelişmesinden önce, büyük sayısal veriler içeren finansal tabloların ilk rakamlarının logaritmik bir dağılım göstermesi gerektiği fark edilmiş [6] ve bu Benford tarafından 1938 yılında yayımlanan makalenin ardından Benford Kanunu olarak adlandırılmıştır. Günümüzde dâhi muhasebe beyannamelerinin [7] ve seçim sonuçlarının [8, 9] incelenmesinde bu kuralı uygulayan çalışmalar yapılmaktadır.

Anomali denetiminde, sınıflandırma gibi eğitici öğrenme yöntemleri, kümeleme gibi eğitici olmayan öğrenme yöntemleri ve bunların birlikte kullanılması ile yarı eğitici yöntemler, regresyon ve diğer istatistiksel yöntemler, genetik algoritmalar, karar destek ağaçları, çeşitli sezgisel algoritmalar gibi farklı yöntemler kullanılabilir. Eğitici öğrenme yöntemlerinde oluşturulan model daha önceden hileli olduğu veya anomali içerdiği tespit edilmiş örneklerden oluşan bir eğitim kümesi ile eğitilmekte, modelin performansı yine daha önceden belirlenmiş bir test kümesi ile test edilmektedir. Eğitici olmayan öğrenmede ise, veriler oluşturulan yöntem ile analiz edilmekte ve elde edilen sonuçlara göre çıkarımlar yapılmaktadır. Eğitici olmayan öğrenme yöntemlerinde sonuçların ne derece anlamlı olduğu ve ne şekilde yorumlanması gerektiği, araştırmanın yapıldığı alanda uzmanlık bilgisi gerektirebilmektedir. Hile denetimindeki en önemli sorunlar ise, hile davranışlarının zamanla değişmesi, hileli ve gerçek veriler arasındaki sınıf dengesizliği, verilerin büyüklüğü ve gerçek zamanlı denetimin güçlüğü olarak sıralanmaktadır. [10–19]

Literatürde, anomali ve hile denetimi konusundaki çalışmaların, kredi kartı dolandırıcılığı, sigortacılık ve telekomünikasyon alanlarında yoğunlaştığı görülmektedir. Kredi kartı hilelerinin denetiminde eğitici öğrenme ve sınıflandırma

yöntemleri [20–24] lojistik regresyon [25, 26], diskirminant analizi [27], genetik algoritmalar [28], yapay bağıklık sistemleri [29], karar ağaçları [30], yapay sinir ağları tabanlı yöntemler [31] gibi çeşitli yöntemlerin kullanıldığı görülmektedir. Eğitici ve eğitici olmayan öğrenme yöntemlerinin birlikte kullanıldığı uygulamalar da [32] bulunmakta olup, Juszczak ve diğerleri [33], iki sınıflı eğitici sınıflandırma yöntemi ile tek sınıflı eğitici olmayan sınıflandırma yöntemini karşılaştırdıkları çalışmada eğitici öğrenmenin daha önceden bilinen örneklere benzer hileleri tespit etmekte daha başarılı olduğu, ancak eğitici olmayan öğrenmenin yeni geliştirilen hile yöntemlerine uyum sağlamada daha başarılı olduğunu belirtmektedir.

Kredi kartı işlemlerine benzer şekilde sağlık ve araç sigortalarındaki usulsüzlüklere ilişkin de yapılmış çalışmalar mevcuttur [34–47]. Köse, Göktürk ve Kılıç [48], Türkiye’deki bir sigorta şirketine ait kayıtlara ilişkin yaptıkları çalışmada, hileli işlemlerin neler olabileceğinin ve ne tür usulsüzlükler yapılabileceğini alanın uzmanları tarafından bilindiği hususundan yola çıkarak, interaktif makine öğrenmesi tabanlı bir sağlık sigortası hile ve suiistimal algoritması geliştirmişlerdir. Capelleveen ve diğerlerinin [49] yaptıkları çalışmada ise, öncelikle çalışmada kullanılacak ölçütler için alanın uzmanları ile görüşmeler yapılmış, daha sonra 396 adet diş tabibine ait yaklaşık 650 bin veri kümeleme analizi ve farklı dışa düşen belirleme yöntemleri ile analiz edilerek elde edilen sonuçlar için tekrar uzmanların görüşü alınmış, uzmanlar bulguların bir kısmının yanlış sınıflandırıldığını belirtmişlerdir. Yazarlar elde edilen sonuçlara göre, uzmanların tecrübe ve sezgilerine analitik yöntemlerden daha fazla güvendiklerini belirtmektedirler.

Finansal tabloların denetimi de, hile denetiminin kullanıldığı alanlardan birisi olarak ortaya çıkmaktadır. Bu alanda da yapay sinir ağları [50–52], sınıflandırma ve diğer eğitici öğrenme yöntemleri [53, 54] regresyon [55], sezgisel algoritmalar [56, 57] gibi çeşitli yöntemler kullanılmaktadır. Huang ve diğerleri [58] kara para aklama gibi hilelerde, hilenin birden fazla tarafı olduğu düşüncesiyle, eğitici olmayan öğrenmeye dayalı bir algoritma geliştirmiştir. İmişiker ve Taş ise [59] Borsa İstanbul verilerine göre hangi firmaların manipülasyona daha meyilli olduğunu tespit etmek amacıyla lojistik regresyon kullanmışlardır. Throckmorton ve diğerleri ise [60] finansal hilelerin denetiminde, konferans görüşmelere ait edilen ses kayıtlarından elde edilen sayısal, sözel (linguistik) ve vokal veriler üzerinden yaptığı sınıflandırma çalışmasında, istenilen sonuca ulaşmada özellik seçiminin önemini vurgulamaktadır. Farklı

yöntemlerin birlikte kullanıldığında daha iyi sonuçlar elde edildiğini gösteren çalışmalar da bulunmaktadır [61, 62].

Telekomünikasyon alanındaki anomalilerin tespit edilmesi için yapılan çalışmalarda da büyük veriler ile çalışmanın gerekliliği ve veri analitiği yöntemlerinin önemi vurgulanmış [63], örneğin telefon kullanıcılarının profillerinin oluşturulması ve telefon aramalarındaki usulsüzlüklerin tespitinde kümeleme yöntemleri ile sınıflandırma ve yapay sinir ağları yöntemleri beraber kullanılmıştır [64, 65]. Sharma ve diğerleri [66] sosyal ağlardaki kullanıcıların davranışlarını incelemek üzere, yapay sinir ağları ile bulanık mantığa dayalı bir yöntem geliştirmiştir. Karataş ve Korkmaz [67] ise, siber saldırıları tespit etmek üzere k-ortalama kümeleme analizine dayalı bir model geliştirmiştir. Yine anomali denetiminin kullanıldığı alanlardan birisi çevrimiçi alışveriş sitelerindeki değerlendirmelerin gerçek olup olmadığının denetlenmesi konusu olup [68], bu konuda da alışveriş sitelerinde yer alan verilerin regresyon [69, 70], yapay sinir ağları ve karar ağaçları [71], çeşitli eğitici öğrenme algoritmaları [72] kullanılmıştır.

Anomali veya hile denetimi ve dışadüşen verilerin tespitine ilişkin yöntemler farklı pek çok alanda kullanılabilmekte olup, sahte internet siteleri [73], ortalama saldırıları [74], kimlik hırsızlığı [75], belge sahteciliği [76], taksicilerin davranışları [77] ve gıda [78] alanlarındaki anomalilerin tespitine ilişkin çalışmalar örnek gösterilebilir.

Veri analitiği yöntemleri enerji alanında da giderek yaygınlaşmakta olup, enerji verimliliği [79, 80] ve enerji tüketim profillerinin oluşturulmasında bu yöntemlerden yararlanılmaktadır. Elektrik sektöründe ise teknik olmayan kayıpların tespitinde hile denetimi yöntemlerinden yararlanılmaktadır. Viegas ve diğerleri [81] teknik olmayan kayıpları sayaçtan önce, sayaca müdahale edilerek ve faturalama sırasında oluşan kayıplar olarak sınıflandırırken, teknik olmayan kayıplarla mücadele yöntemlerini, sosyo-ekonomik çözümlere dayalı teorik yöntemler, özel cihazlarla yapılan tespitlere dayalı donanım çözümleri ve veri analizine dayalı donanım harici çözümler olarak sıralamaktadır. Messinis ve Hatziargyriou [82] ise bu yöntemleri veri odaklı, şebeke odaklı ve her iki çözümün birlikte kullanıldığı melez modeller olarak adlandırmaktadır. Her iki çalışmada da, donanım temelli çözümlerin daha doğru sonuçlar vermekle birlikte, sahada ek teçhizat kurmanın maliyetli ve farklı risklere açık olduğu, veri analizi tabanlı çözümlerde de yanlış sonuçlar elde etme riskinin bulunduğu ifade edilmektedir.

Nagi ve diğeri [83] tüketim profillerinden sapmaları belirlemek üzere destek vektör makinelerinden yararlanmış ve daha sonra yöntemin doğruluğunu artırmak için bulanık mantık yaklaşımıyla desteklemişlerdir [84]. Depuru ve diğeri [85] de sınıflandırma algoritmalarının diğeri algoritmalarla desteklendiğinde daha iyi sonuçlar verdiğini belirtmiş, Pereira ve diğeri [86] tarafından destek vektör makineleri, sosyal örümcek optimizasyonu ile desteklenmiştir. Ahmad ve diğeri [87] ise elektrik hırsızlığının tespiti için çeşitli yöntemler arasında en etkili olanın genetik destek vektör makineleri olduğunu belirtmişlerdir. Literatürde, teknik olmayan kayıpların denetiminde, evrimsel algoritmalar [88], metin madenciliği [89, 90], karar ağaçları ve Bayes ağları [91], XMR çizelgeleri [92], regresyon ve zaman serileri [93–95] ve doğrusal programlama [96] gibi çeşitli yöntemlerin kullanıldığı görülmektedir. Donanım ve veri analizine dayalı yöntemlerin birlikte kullanıldığı çalışma örnekleri de mevcuttur [97–99].

Yapılan çalışmalarda öncelikle kümeleme yöntemleri ile tüketicilerin profilleri oluşturulmakta ve sonrasında sınıflandırma yöntemleri kullanılarak tüketimlerin profillerle ne kadar uyduğu araştırılmaktadır. Örnek olarak, dos Angelos ve diğeri [100], öncelikle yaklaşık 20.000 tüketiciye ait tüketim verisini bulanık k-ortalama yöntemiyle kümelemiş ve sonrasında tüketicilere ait verileri sınıflandırmış, yöntemin fazla veri gerektirmemesi ve eğitici olmaması nedeniyle uygulanmasının kolay olduğunu belirtmiştir. Benzer şekilde Han ve diğeri [101] de öncelikle kendi tüketici grubundan farklı tüketim grubunda yer alan değişiklikleri tespit etmek üzere k-ortalama kümeleme yöntemini kullanmış ve sınıflandırma yöntemleri ile anormal davranış sergileyen tüketicileri tespit etmeye çalışmıştır. Viegas, Esteves ve Vieira [102] ise bulanık Gustafson-Kessel kümelemesinin diğeri kümeleme yöntemlerine göre daha iyi sonuçlar verdiğini belirtmişlerdir. Yine Buzau ve diğeri [103] öncelikle tüketicileri sözleşme gücü gibi verilerine göre k-ortalama yöntemiyle kümelemiş, ardından anomalileri tespit etmek üzere çeşitli eğitici öğrenme yöntemleri uygulamıştır. Zanetti ve diğeri [104] tarafından ise kısa süreli tüketim verileri üzerinden yaptıkları kümeleme analizine dayalı çalışmada, kısa süreli verilerin çeşitli anomalileri yakalamada daha başarılı olduğu, uzun vadeli tüketim verilerinde olduğu gibi fazla sayıda veri gerektirmediği, tüketicilerin gizliliğinin ihlal edilmediği ve yanlış pozitif (anomali) verme riskinin azaltıldığı belirtilmektedir.

Literatürde, toptan enerji piyasalarında katılımcıların davranışlarındaki anomali ve hileleri tespit etmek üzere yapılmış çalışmalar konusunda bir açık olduğu görülmektedir. Üretim tesislerinin bakım ve arızalarının piyasalara etkileri konusunda yapılmış çalışmalar ise oldukça sınırlı olup (örneğin [105]); literatür taramasında, piyasa mesajları ile bakım ve arıza bildirimlerindeki hile ve anomaliler üzerine yapılmış herhangi bir çalışma bulunamamıştır.



2. TÜRKİYE TOPTAN ELEKTRİK PİYASALARI

Elektrik enerjisinin üretim tesislerinden nihai tüketicilere doğru aktarılması en temelde üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleri altında ele alınmaktadır. Ticari anlamda ise elektrik piyasaları, toptan piyasalar ve perakende piyasalar olarak ayrılmaktadır. Perakende piyasalar elektrik enerjisinin nihai tüketicilere satışının yapıldığı piyasaları ifade etmektedir. Toptan elektrik piyasaları ise 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununda elektrik enerjisi veya kapasitesinin tekrar satılmak amacıyla satıldığı piyasalar olarak tanımlanmakta olup [106], elektrik enerjisinin piyasa oyuncuları arasındaki ticaretini ifade etmektedir.

Bu bölümde Türkiye toptan elektrik piyasalarının gelişimi, genel görünümü ve piyasaların işleyişi hakkında bilgiler verilecektir.

2.1 Türkiye Elektrik Piyasalarının Tarihçesi

Türkiye’de elektrik sektörünün tarihçesi çeşitli kaynaklarda 20. yüzyılın başlarından itibaren ele alınmaktadır. Ancak 1970 yılında kurulan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) [107] en önemli dönüm noktalarından birisidir.

Daha önce Etibank, İller Bankası, Devlet Su İşleri, mahalli idareler ve imtiyaz verilmiş bazı şirketler gibi çeşitli kurum ve kuruluşlarca yürütülen üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin tek çatı altında toplanması amacıyla 1970 yılında dikey bütünleşik yapıya sahip bir kamu teşekkülü olan TEK kurulmuştur. Bazı belediyeler ise 1982 yılına kadar elektrik dağıtımını yürütmeyi sürdürmüş ancak bu tarihte söz konusu faaliyetleri TEK’e devretmişlerdir [108]. 1984 yılında yayımlanan “Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtım ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun” ile özel teşebbüslerin de elektrik sektöründe faaliyet gösterebilmesinin önü açılmıştır.

1994 yılında ise TEK, Türkiye Elektrik Üretim İletim AŞ (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım AŞ (TEDAŞ) olarak ayrıştırılmıştır. TEAŞ elektriğin üretim ve iletimi ile ticaretinden sorumlu olup, TEDAŞ ise ülke genelinde dağıtım ve perakende satış

faaliyetini yürütmüştür. Bu dönemde, elektrik üretiminde özel sektör yatırımcıları ile, yap-işlet (Yİ), yap-işlet-devret (YİD) ve işletme hakkı devri (İHD) modelleriyle uzun dönemli alım sözleşmeleri imzalanmıştır.

2001 yılında gelindiğinde ise 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu [109] yürürlüğe girmiş ve elektrik sektöründe serbestleşme süreci başlamıştır. Bu kanunda TEAŞ üçe bölünerek; kamunun üretim tesislerini işletmek üzere Elektrik Üretim AŞ (EÜAŞ), iletim faaliyetlerini yürütmek üzere Türkiye Elektrik İletim AŞ (TEİAŞ) ve uzun dönemli alım sözleşmelerini yürütmek üzere Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt AŞ (TETAŞ) kurulmuştur. 4628 sayılı Kanunun getirdiği en önemli husus ise elektrik sektöründe düzenleyici Kurum olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun (EPDK) kurulmasıdır. Bu tarihten itibaren enerji sektörü büyük bir hızla büyümüş, 2001 yılında 28.332 MW [110] olan kurulu güç, 2019 yılı Ağustos ayı itibariyle 90.403 MW'a ulaşmıştır [111].

Organize toptan elektrik piyasalarının gelişiminde de önemli mesafeler kat edilmiş, 2003 [112] yılında mali uzlaştırma tebliği yayımlanmış, 2006 yılında ise batı illerini kapsayan sistem oturmasının ardından Dengeleme Güç Piyasası devreye alınmıştır. 2009 yılında ise nihai DUY yayımlanmış [113] ve aynı yılın Aralık ayında, gün öncesi piyasasının öncüsü sayılabilecek olan Gün Öncesi Planlama devreye alınmıştır. Ardından 2011 yılı Aralık ayında Gün Öncesi Piyasası ve 2015 yılı Temmuz ayında da Gün İçi Piyasası devreye alınarak spot piyasaların gelişimi büyük ölçüde tamamlanmıştır.

2013 yılında yayımlanan yeni 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile getirilen en önemli yeniliklerden birisi, Enerji Piyasaları İşletme AŞ'nin (EPIAŞ) kurulmasıdır. EPIAŞ'ın kuruluş süreci 2015 yılında tamamlanmış ve EPDK'dan Piyasa İşletim Lisansı alarak organize toptan elektrik piyasalarının işletimini ve mali uzlaştırmalarını TEİAŞ bünyesindeki PMUM'dan devralmıştır. Böylece TEİAŞ'ın yürüttüğü sistem işletmeciliği ve piyasa işletmeciliği faaliyetleri birinden ayrılmış olup, TEİAŞ Sistem İşletmecisi, EPIAŞ ise Piyasa İşletmecisi olarak faaliyet göstermektedir.

Haziran 2016'dan itibaren, EPIAŞ bünyesinde geliştirilen yeni GÖP optimizasyon aracı kullanılmaya başlanmıştır. 2018 yılında ise yeni Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği (YHY) [114] yürürlüğe girerek, PFK ve SFK rezervlerinin tedarikinde ihale usulüne geçilmiştir. Yine 2018 yılı itibariyle Elektrik Piyasası Kapasite

Mekanizması Yönetmeliği [115] yayımlanmış ve çeşitli tartışmaları da beraberinde getiren kapasite ödemelerine dayalı kapasite mekanizması yürürlüğe girmiştir.

Diğer yandan, 2018 yılı Eylül ayında Organize Toptan Doğalgaz Piyasası EPIAŞ bünyesinde açılmıştır. Aynı yılı Temmuz ayında yayımlanan 703 sayılı Kanun Hükmünde Kararname [116] ile TETAŞ'ın tüzel kişiliğine son verilmiş ve TETAŞ, EÜAŞ bünyesine dâhil edilmiştir.

Son olarak EPIAŞ bünyesinde Vadeli Elektrik Piyasası (VEP) adı altında, fizikî teslimatlı vadeli elektrik sözleşmelerinin ticaretinin yapılacağı yeni bir vadeli işlem (*future*) piyasasının açılmasına yönelik çalışmalar devam etmekte olup, buna ilişkin mevzuat taslakları EPDK tarafından kamuoyu görüşü alınmak üzere yayımlanmıştır [117, 118].

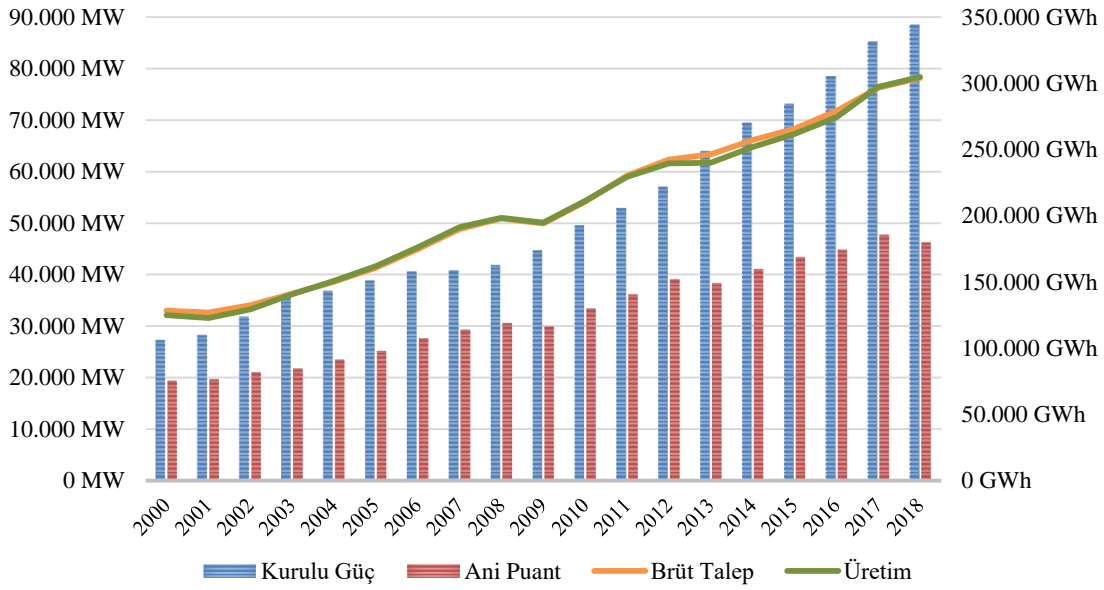
2.2 Türkiye Elektrik Piyasalarının Genel Görünümü

Türkiye enerji sektöründe 2001 yılından itibaren hızlı bir serbestleşme sürecine girmiştir. Bu süreçte hızlı artan taleple birlikte elektrik üretiminde özel sektör yatırımları hızla artmış, kamunun payı giderek azalmıştır. Uzun dönemli Yİ, YİD ve İHD sözleşmelerinin büyük çoğunluğunun süresi dolmuş ve bundan dolayı 2018 yılında TETAŞ'ın tüzel kişiliğine son verilmiştir. Organize piyasalar anlamında da önemli mesafeler alınmış olup, bir enerji borsası ve Piyasa İşletmecisi olarak EPIAŞ kurulmuştur. Ancak dünya finans piyasalarında daralma ve Ülkenin makroekonomik durumu 2015 yılından itibaren enerji sektörünü etkilemeye başlamıştır. Talepteki artışın arza göre yavaşlaması ve artan döviz kuru gibi başlıca sebepler, sektörün finansal anlamda sorunlar yaşamalarına sebep olmuştur.

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa göre arz güvenliğinin izlenmesinden Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı sorumludur. EPDK ise düzenleyici kuruluş olarak, ikincil mevzuatın hazırlanmasından, piyasalarda faaliyet gösteren oyuncuların lisanslandırılmasından, tarifesi düzenlemeye tâbi şirketlerin tarifelerinin düzenlenmesinden, piyasaların izlenmesinden ve denetlenmesinden sorumludur. Elektrik Piyasası Kanununda piyasa faaliyetleri üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, piyasa işletim, ithalat ve ihracat faaliyetleri olarak sıralanmaktadır.

2.2.1 Üretim

TEİAŞ verilerine göre, 2001 yılında 28.332 MW, 2010 yılında 49.524 MW olan Türkiye'nin toplam elektrik üretim kurulu gücü 2019 yılı Ağustos ayı itibariyle 90.403 MW'a ulaşmıştır [111]. Yine 2001 yılında 122.725 GWh, 2010 yılında 210.208 GWh olan üretim miktarı. 2018 yılı sonu itibariyle 304.802 GWh olarak gerçekleşmiştir [119]. Kurulu güç, ani puant, üretim miktarı ve brüt talep değerlerinin yıllar itibariyle gelişimi Şekil 2.1'de verilmekte olup, toplam kurulu gücün talebe göre daha hızlı büyüdüğü ve son yıllarda ani puant ile arasındaki farkın büyüdüğü görülmektedir.



Şekil 2.1 : Yıllar itibariyle kurulu güç, ani puant brüt talep ve üretim değerleri.

TEİAŞ'ın verilerine göre 2019 yılı Ağustos ayı itibariyle 1.404 adet lisanslı üretim santrali faaliyetine devam etmektedir. Toplam elektrik üretim kurulu gücünün %27'si kamuya, %73'ü ise serbest üretim şirketlerine aittir. Birincil kaynaklara dağılımına bakıldığında ise, 26.038 MW doğalgaz, 20.256 MW kömür (linyit, taşkömürü ve ithal kömür) ve 832 MW da diğer yakıtlar (fuel-oil, nafta, motorin vs.) olmak üzere %52'sinin fosil kaynaklara dayalı olduğu görülmektedir. 7.855 MW akarsu tipi ve 20.582 MW rezervuarlı olmak üzere hidrolik kaynaklı tesislerin payı ise yaklaşık %31,52'tir. Diğer yenilenebilir kaynakların payı ise %16,4 civarında olup, bunların içinde rüzgâr 7.270 MW, 5.528 MW, jeotermal 1.335 MW ve biyokütle tesisleri 707 MW kurulu güce sahiptir. 2018 yılındaki toplam elektrik üretiminin %68'i fosil kaynaklardan, %20'si hidrolik kaynaklardan, %12'si de diğer yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır [119].

Üretim portföyü incelenirken dikkat çeken önemli bir husus, Ağustos 2019 itibariyle toplamda 5.887 MW kurulu güce ulaşmış olan lisanssız üretim tesisleridir. 6446 sayılı EPK belirli şartlarda üretim tesislerine lisans alma muafiyeti tanımakta olup, bunların başında tüketim tesislerinin kendi ihtiyaçlarını karşılamak üzere kurulan yenilenebilir kaynaklara dayalı tesisler gelmektedir. Lisanssız üretim tesisleri içim 1 MW olan kurulu güç sınırı ise 10 Mayıs 2019 tarihinde yayımlanan Kararname ile 5 MW'a çıkarılmıştır [120]. Lisanssız tesislerin içerisinde en önemli pay 5.437 MW ile güneş enerjili tesislere aittir. Başka bir açıdan bakıldığında ise güneş enerjili tesislerin neredeyse tamamı lisanssız santrallerden oluşmaktadır. Söz konusu tesislerde üretilen ihtiyaç fazlası enerji, ilgili düzenlemeler çerçevesinde görevli tedarik şirketlerince satın alınmakta ve YEKDEM kapsamında değerlendirilmektedir.

2.2.2 İletim ve sistem işletimi

Türkiye'de iletim faaliyetlerinin yürütülmesinden ve sistem işletmeciliğinden sorumlu kuruluş bir kamu iktisadi teşekkülü olan TEİAŞ'tır. Çeşitli kaynaklarda şebeke işletmeciliği ile sistem işletmeciliği birbirinden ayrı olarak ele alınmaktadır [3, 121]. TEİAŞ iletim şebeke işletmecisi olarak iletim varlıklarının sahibi olup, bunların yatırımından, bakım, onarım ve işletmesinden sorumludur. TEİAŞ dünyanın en büyük iletim şebekelerinden birisini işletmekte olup, 2018 yılı sonu itibariyle iletim şebekesi 64.204 km uzunluğunda iletim hattına, toplamda 172.276 MVA gücünde transformatöre sahiptir [122].

Sistem işletmecisi sıfatı ile de TEİAŞ, gerçek zamanlı arz ve talep dengesini sağlamakla, iletim şebekesi üzerindeki kısıtları yönetmekle ve gerilim değerlerini belirlenmiş sınırlar içerisinde tutmakla yükümlüdür. Bu amaçla Dengeleme Güç Piyasası ve yan hizmetler piyasalarını işletmektedir. TEİAŞ, sistem işletmeciliğine ilişkin görevlerini kendi bünyesindeki Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) aracılığıyla yürütmektedir. Buna ilaveten 9 adet de bölgesel yük tevzi merkezi (BYTM) bulunmaktadır.

TEİAŞ'ın arz güvenliğine ilişkin görevleri 6446 sayılı EPK'da belirlenmiş olup, bu kapsamda üretim kapasite projeksiyonları, talep tahminleri raporları ve bölgesel bağlanabilir kapasite tahminleri gibi raporları da yayımlamaktadır [123].

Türkiye iletim şebekesi, kıta Avrupası ile senkron olarak işletilmektedir. Türkiye iletim Şebekesinin kıta Avrupası senkron bölgesine bağlantısı ilk olarak 18 Aralık

2010'da sağlanmış, 1 Haziran 2015'ten itibaren kalıcı olarak senkron işletmeye geçilmiştir. TEİAŞ 16 Ocak 2016 tarihinde ise Avrupa Elektrik İletim Sistem İşletmecileri Ağı ENTSO-E'ye gözlemci üye sıfatıyla katılmıştır. Türkiye iletim şebekesi ile komşu ülke iletim şebekeleri arasında halen 3 tanesi senkron paralel olarak işletilen toplamda 11 adet enterkonneksiyon hattı mevcuttur [122].

2.2.3 Dağıtım

Türkiye'de dağıtım faaliyetleri 21 adet dağıtım şirketi vasıtasıyla yürütülmektedir. Ayrıca organize sanayi bölgeleri de lisans alarak OSB içerisinde dağıtım faaliyeti yürütebilmektedir. EPDK verilerine göre 2018 yılı sonu itibariyle dağıtım sistemine bağlı tüketici sayısı 43 milyonun üzerindedir. Söz konusu 21 dağıtım bölgesinde yer alan dağıtım şirketleri özel şirketler olup tarifeleri EPDK tarafından düzenlenmektedir. Dağıtım şirketleri, bölgelerindeki dağıtım şebekelerini işletmekle, dağıtım varlıklarının yatırım, bakım ve onarımlarını yapmakla, kullanıcılara ilgili düzenlemelerde belirlenmiş olan kalite şartları içerisinde hizmet sunmakla, teknik ve teknik olmayan kayıplarını toptan piyasalardan tedarik etmekle yükümlüdür.

2.2.4 Perakende satış

Perakende elektrik satışı nihai tüketicilere yapılan satışı ifade etmektedir. 21 dağıtım bölgesinde faaliyet gösteren görevli tedarik şirketleri EPDK tarafından onaylanan tarifeler üzerinden kendi bölgelerindeki tüketicilere elektrik tedarik etmektedir. Ancak serbest tüketici vasfını haiz tüketiciler, dilediği tedarikçi ile ikili anlaşma imzalayarak, anlaşmada belirlenen fiyat ve şartlarda elektrik enerjisi satın alma hakkına sahiptir. Üretim ve tedarik lisansı sahibi şirketler, tedarikçi olarak tüketicilere elektrik enerjisi satışı yapabilmektedir. Her ne kadar 2011 yılı itibariyle tüm tüketicilerin serbest tüketici olabilmesi hedeflenmişse de [124], henüz bu hedefe ulaşamamıştır. 2019 yılı için EPDK tarafından serbest tüketici limiti yıllık 1.600 kWh olarak belirlenmiştir [125].

2.2.5 Toptan satış ve piyasa işletimi

Toptan satış, elektrik enerjisinin nihai tüketiciler haricinde, piyasa oyuncuları arasında alınıp satılmasını ifade etmektedir. Piyasa oyuncuları kendi aralarında, tezgahüstü piyasalarda (OTC), VIOP'ta veya EPIAŞ tarafından işletilen piyasalarda elektrik enerjisi ticareti yapabilmektedir. EPIAŞ, piyasa işletmecisi vasfı ile Gün Öncesi

Piyasasını ve Gün İçi Piyasasını işletmekle ve tüm piyasaların mali uzlaştırma işlemlerini yürütmekle yükümlüdür. EPIAŞ'ın işlettiği organize toptan elektrik piyasalarına katılım gönüllü olmakla birlikte, tüm piyasa katılımcılarının uzlaştırma işlemlerinin yürütülebilmesi için EPIAŞ'a kayıt olması zorunludur. Üretim, iletim, dağıtım ve tedarik lisansı sahibi piyasa katılımcıları toptan piyasalarda enerji ticareti yapabilmektedir. Ancak iletim ve dağıtım lisansı sahiplerinin şebekelerindeki teknik ve teknik olmayan kayıpları için ticari faaliyette bulunmaları esastır.

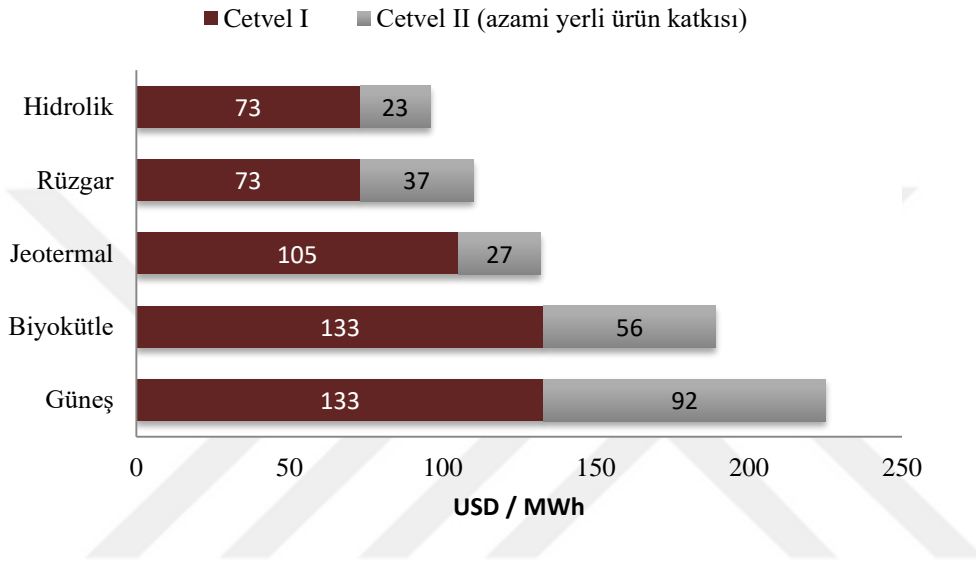
2.2.6 İthalat ve ihracat

Türkiye iletim sistemi ile komşu ülke iletim sistemleri ile toplamda 11 adet enterkonneksiyon hattı bulunmaktadır. Bunlardan 2 tanesi Bulgaristan ve 1 tanesi de Yunanistan ile olmak üzere 3 tanesi kıta Avrupası ile senkron paralel olarak işletilmektedir. Bulgaristan ile olan hatlardaki kapasite tahsisi TEİAŞ kapasite ihale sistemi (TCAT), Yunanistan ile olan hattaki kapasite tahsisi, TEİAŞ'ın da üye olduğu Güneydoğu Avrupa Koordineli İhale Ofisi (SEE CAO) platformları aracılığıyla açık artırma (*explicit auction*) yöntemiyle yapılmaktadır [126]. Gürcistan ile Türkiye arasındaki Borçka – Akhaltsikhe hattının Gürcistan tarafında 2x350 MW gücündeki evirici (*back-to-back*) istasyonu aracılığıyla iki iletim şebekesi arasında asenkron paralel işletme yöntemiyle enerji alış verişi yapılmaktadır. Diğer ülkelerle olan hatlarda ise ünite yönlendirme ve izole bölge besleme yöntemleri ise elektrik ticareti yapmak mümkündür [127]. Üretim lisansı sahipleri ihracat, tedarik lisansı sahipleri ise hem ithalat hem de ihracat yapabilmektedir.

2.2.7 YEKDEM

Organize toptan elektrik piyasalarındaki gelişmelere paralel şekilde, yenilenebilir enerjinin piyasa mekanizmaları içerisine dâhil edilerek desteklenmesi amacıyla 2011 yılında YEK Kanununda yapılan değişiklikler ile YEK Destekleme Mekanizması (YEKDEM) oluşturulmuştur. YEKDEM gönüllü bir mekanizma olup, 2020 yılı sonuna kadar işletmeye giren yenilenebilir kaynaklarla elektrik üretimi yapan tesisler için işletmeye geçtikleri tarihten itibaren 10 yıl süreyle piyasa risklerinden korunarak, sabit bir gelir elde etme imkânı sunmaktadır. YEKDEM'e katılmak istemeyen piyasa katılımcıları ise ürettikleri enerjiyi serbest piyasa koşulları içerisinde arz etme ve piyasaların risklerinin yanında fırsatlarından da yararlanma imkânına sahiptir. YEKDEM katılımcılarına üretim şebekeye verdikleri enerji için YEK Kanunu uyarınca

belirlenmiş sabit teşvik tarifeleri (*feed-in tariff*) uygulanmaktadır. Belirlenen teşvik tarifelerine, tesiste yerli aksam kullanılması ve bunun belgelenmesi halinde yerli aksam katkısı ilave edilmektedir. Kaynak bazında uygulanan teşvik tarifeleri YEK Kanununa ekli I sayılı cetvelde, her bir yerli aksam için uygulanacak ilave katkı da II sayılı cetvelde belirlenmekte olup, yenilenebilir kaynaklı üretim tesislerinin teşvik tarifeleri ve bunlara ilaveten yararlanabilecekleri azamî yerli aksam katkıları Şekil 2.2’de gösterilmektedir.



Şekil 2.2 : YEKDEM teşvik tarifeleri ve yerli ürün katkısı.

YEKDEM yenilenebilir enerji kaynakları ile elektrik üretimi yapan tesislerin teşvik tarifeleri yöntemiyle desteklenmesi ve bu kapsamda üretilen enerjinin piyasa yapısı içerisinde değerlendirilmesi amacıyla oluşturulmuş bir mekanizmadır. YEKDEM’in ilk kez uygulanmaya başlandığı Aralık 2011 ilâ Mayıs 2016 dönemleri arasında, YEKDEM katılımcısı tesisler, MYTM tarafından yönetilen bir portföy altında toplanmakta ve bu kapsamdaki enerji MYTM tarafından piyasaya arz edilmekte idi. Bu dönemde YEKDEM katılımcısı tesisler için herhangi bir portföy yönetimi ve denge sorumluluğu söz konusu değildi. EPDK tarafından YEKDEM Yönetmeliğinde yapılan değişiklikler sonrasında, Mayıs 2016 döneminden itibaren MYTM tarafından yönetilen YEKDEM portföyü kaldırılmış, böylece YEKDEM kapsamındaki tesisler ilgili piyasa katılımcılarının portföylerinde kalmaya devam etmiştir. Böylece, mevcut durumda YEKDEM’den yararlanan tesisler için denge sorumluluğu başta olmak üzere herhangi bir muafiyet söz konusu olmayıp, diğer üretim tesisleri ile aynı yükümlülüklerle sahiptir. Bir YEKDEM santralinin üretimi, öncelikle ilgili katılımcı

tarafından piyasaya arz edilmekte, piyasa fiyatları ile teşvik tarifeleri arasındaki farklar ise mekanizma kapsamında katılımcıya ödenmektedir. YEKDEM katılımcıları da diğer tüm piyasa katılımcıları gibi, üretim tesisleri için günlük program bildirme ve bu programa uyma, portföyün dengesini sağlama, dengeleme birimi olanlar için Dengeleme Güç Piyasasına katılma ve Sistem İşletmecisinin talimatlarına uyma yükümlülüklerine sahip olup, yükümlülüklerini yerine getirmediklerinde uygulanacak dengesizlik bedeli gibi bedellere muhataptır.

2.3 Toptan Elektrik Piyasaları

En genel anlamda piyasalar, alıcılarla satıcıların buluştuğu, mal veya hizmetlerden oluşan ürün sepetlerinin alış verişinin yapıldığı, fiziki veya sanal her türlü ortamı ifade etmektedir. Elektrik piyasaları ise elektrik enerjisi, kapasitesi, gücü gibi ürünlerin sunulduğu piyasalardır. Elektrik piyasalarında ticareti yapılan ürünlerin başında elektrik enerjisi ürünleri gelmektedir. Örneğin Gün Öncesi Piyasasında ürün olarak 1 saatlik elektrik enerjisi alınıp satılmaktadır. Diğer yandan örneğin gerçek zamanlı piyasalarda, sistemdeki arz ve talebin dengelenmesi amacıyla ürün olarak güç ticarete konu edilmektedir. Yan hizmetlerde ise alışverişe konu olan ürün rezerv, kapasite piyasalarında veya kapasite mekanizmalarında ise üretim kapasitesidir. Kapasitesi ticarete konu bir diğer ürün de iletim hatlarının kullanım hakları olup, Türkiye ile Bulgaristan arasındaki iletim hat kapasiteleri TCAT platformu aracılığıyla, Türkiye ile Yunanistan ve diğer üye Balkan ülkeleri arasındaki hat kapasiteleri de SEE CAO tarafından yıllık, aylık veya günlük ihaleler ile tahsis edilmektedir.

Toptan ve perakende elektrik piyasaları yukarıda açıklanmıştır. Sıkça karşılaşılan bir diğer önemli kavram ise organize toptan elektrik piyasalarıdır. Bunun için öncelikle organize piyasa kavramına açıklama getirmek gerekmektedir. Organize piyasalar, bir piyasa işletmecisi tarafından işletilen, piyasa işletmecisinin alıcılara karşı satıcı, satıcılara karşı da alıcı rolünü üstlenerek tüm ticari işlemlere merkezi karşı taraf olarak taraf olduğu ve bu sıfatıyla muhataplarına ürünün teslimini garanti ettiği piyasaları ifade etmektedir. Örnek vermek gerekirse, EPIAŞ tarafından işletilen GÖP ve GİP ile Borsa İstanbul tarafından işletilen ve VIOP'ta işlem gören elektrik türev ürünleri piyasaları organize piyasalardır.

Diğer yandan, alıcı ve satıcıların çeşitli platformlar aracılığıyla buluştuğu, ancak aracı tarafın ticarete katılmadığı piyasalar ise tezgahüstü piyasalar (OTC) olarak

adlandırılmaktadır. Bu piyasalarda aracı kuruluş (veya broker) ticari işlemin tarafı olmayıp sadece tarafları buluşturmaktadır. Ticari işlemlere taraf olanlar doğrudan alıcı ve satıcılardır.

Organize piyasalarda piyasa işletmecisi, merkezi karşı taraf rolüyle, bir tarafın ürünü teslim etmemesi veya teslim almaması riskini üzerine alarak karşı taraflara ürünü teslim etmeyi veya teslim almayı garanti etmekte, bunun karşılığında ise taraflardan teminat talep edebilmektedir. Tezgahestü piyasalarda ise aracı kuruluşun ürünün teslimatını garanti etmesi gibi bir zorunluluk bulunmamaktadır.

Elektrik enerjisi homojen bir ürün olup, bu yönüyle organize piyasalarda alınıp satılmaya gayet uygundur. Diğer yandan elektrik enerjisinin bir diğer özelliği, elektrik enerjisi olarak depolanamaması, üretildiği anda tüketilmesi ve bu sebeple sistemdeki arz ve talebin her an dengede tutulması zorunluluğudur. Bu bakımdan belirli bir olgunluk seviyesine ulaşmış piyasalarda organize elektrik piyasalarının kurulması kaçınılmaz hale gelmektedir. Organize elektrik piyasaları, ticari işlemlerin hızlanmasını, işlem maliyetlerinin düşmesini, fiyatların şeffaf bir şekilde belirlenmesini ve piyasa izleme faaliyetlerini kolaylaşmasını sağlamaktadır. [3]

Elektrik piyasaları teslimat zamanlarına göre ise vadeli, spot ve gerçek zamanlı piyasalar olarak sınıflandırılabilir. Vadeli piyasalar teslimatı gelecekte bir tarihte gerçekleştirilmek üzere ürünlerin ticaretinin yapıldığı piyasalardır. Buna örnek olarak, alivire (*forward*), vadeli işlem (*future*) elektrik sözleşmeleri veya dayanak varlığı elektrik ürünleri olan opsiyon sözleşmeleri gibi diğer türev ürünler gösterilebilir. Spot piyasalar bir ürünün teslimatının, alış verişine yakın bir zamanda gerçekleştiği piyasalardır. Örneğin gün öncesi piyasalarında, bir sonraki gün teslimatı yapılacak olan elektrik enerjisi alınıp satılmaktadır. Gerçek zamanlı piyasalar ise esas itibarıyla elektrik gücünün ticarete konu edildiği, arz ve talep dengesinin sağlanması amacıyla işletilen ve ticari işlemin gerçekleşmesiyle hemen teslimatı yapılan piyasaları ifade etmektedir.

Özetlemek gerekirse, elektrik piyasaları;

- alıcının amacına göre: toptan veya perakende;
- ticareti yapılan ürüne göre: enerji, güç, rezerv veya kapasite (üretim veya iletim hat kapasitesi);
- aracı kuruluş ve/veya karşı tarafa göre: organize veya organize olmayan;

- teslimat zamanına göre: vadeli, spot veya gerçek zamanlı

piyasalar olarak sınıflandırılabilir.

Türkiye’de elektrik ürünlerinin ticaretinin yapıldığı toptan elektrik piyasaları, ikili anlaşmalar piyasaları, EPIAŞ tarafından işletilen Gün Öncesi Piyasası ile Gün İçi Piyasası ve TEİAŞ tarafından işletilen Dengeleme Güç Piyasası ile yan hizmetler piyasalarıdır. Tezgahestü piyasalarda yapılan fiziki teslimatlı işlemler veya piyasa katılımcılar arasında doğrudan yapılan ikili ticaret, ikili anlaşmalar piyasaları altında ele alınabilir. Bunun dışında VIOP’ta işlem gören vadeli işlem elektrik sözleşmelerinin uzlaştırma şekli nakdi uzlaştırma olduğundan, gerek VIOP’ta gerekse tezgahestü piyasalarda işlem gören nakdi uzlaştırmalı sözleşmeler bu kapsamda ele alınmamıştır.

2.4 İkili Ticaret

Toptan elektrik piyasalarında faaliyet gösteren katılımcıların birbirleri ile doğrudan veya tezgahestü piyasalarda yaptıkları anlaşmalar ikili anlaşmalar veya ikili ticaret kapsamında ele alınmaktadır. Taraflar aralarındaki ticareti karşı taraf miktar ikilisi ile birlikte EPIAŞ’a karşı uzlaştırmaya esas ikili anlaşma olarak bildirmektedir. İkili anlaşma bildirimlerinde fiyat bilgisi bulunmayıp, fiyatlar taraflar arasında özel hukuk çerçevesinde belirlenmekte ve ticari sır niteliği taşımaktadır. Her iki tarafın da aynı şekilde bildirim yapması halinde, söz konusu ikili anlaşma bildirimini onaylanmakta ve onaylanan bildirimler taraflara gerçek zamanda fiziki teslimat yükümlülüğü doğurmaktadır.

2.5 Gün Öncesi Piyasası

Gün Öncesi Piyasası (GÖP) organize toptan elektrik piyasalarının en önemlisidir. EPIAŞ tarafından işletilmektedir. Türkiye’de 2 yıllık bir Gün Öncesi Planlama döneminin ardından Aralık 2011’de PMUM bünyesinde işletilmeye başlanmış, EPIAŞ’ın kurulması ve piyasa işletim faaliyetlerini devralmasını müteakip, Eylül 2015 döneminden sonra EPIAŞ bünyesinde işletilmeye devam edilmiştir. Kabaca ikili anlaşmalar ve organize toptan elektrik piyasalarında gerçekleşen işlemlerin üçte biri ve gerçek zamanlı talebin miktarının yarısı GÖP’te işlem görmektedir.

GÖP’ün amacı gerçek zamanlı arz ve talep dengesini sağlayarak elektrik enerjisinin gerçek fiyatını belirlemektir. Bu amaçla bir gün, her bir saat için önceden alıcılar alış

tekliflerini, satıcılar da satış tekliflerini Piyasa İşletmecisine sunarlar. Piyasa İşletmecisi de amaç fonksiyonunu gerçekleştiren en iyi çözümü bularak elektrik enerjisinin her bir saat için fiyat ve miktarları ilan eder. Elektrik homojen bir ürün olmakla birlikte fiyatın iki temel bileşeni vardır. Bunlar zaman ve konum bileşenleridir. Günün her bir saati için olmak üzere, bir günde 24 adet fiyat belirlenir. Diğer yandan tüm ülke tek bir teklif bölgesi olarak işletildiğinden fiyatın konum bileşeni de tüm ülkedir. Başka bir açıdan bakıldığında ise henüz teklif bölgeleri belirlenmediğinden fiyatın konum bilgisi de söz konusu değildir.

GÖP'te belirlenen fiyatlar piyasa takas fiyatı (PTF) olarak adlandırılmaktadır. PTF arz ve talebin bulunduğu ve takasın gerçekleştiği marjinal fiyattır. Uzlaştırma hesaplarında, YEKDEM bedellerinin belirlenmesinde ve gerek VİOP gerekse de tezgahüstü piyasalardaki işlemlerde PTF referans fiyat olarak kullanılmaktadır.

2.5.1 GÖP teklifleri

GÖP teklifleri TL/MWh cinsinden fiyat ve lot cinsinden miktar ikilileriyle birlikte verilmektedir. Fiyat kuruş hassasiyetinde olup, lot ise 0,1 MWh'e eşittir. Bir piyasa katılımcısı her bir saat için 32 adet alış ve 32 adet satış yönünde olmak üzere toplamda 64 adet fiyat ve miktar ikilisi oluşturacak şekilde teklif verebilmektedir. Verilen fiyat ve miktar ikilileri doğrusal enterpolasyonla yöntemiyle birleştirilerek sürekli bir fonksiyon haline getirilmektedir Ancak uygulamada katılımcılar söz konusu teklifleri adım (*step-wise*) fonksiyonları halinde sunmayı tercih etmektedir.

Örnek vermek gerekirse bir piyasa katılımcısının portföyünde marjinal maliyeti 120 TL/MWh olan 50 MW kurulu güce sahip bir üretim tesisi ve marjinal maliyeti 200 TL/MWh olan 150 MW kurulu güce sahip başka bir üretim tesisi bulunsun. Ayrıca bu katılımcının örneğe konu olan saatte daha önceden yaptığı ikili anlaşmalar neticesinde teslim etmekle yükümlü olduğu 20 MWh enerji bulunsun. Bu durumda katılımcı, fiyat 120 TL/MWh'in altında iken herhangi bir tesisini çalıştırmadan, ikili anlaşmalar ile daha önce sattığı enerjiyi piyasadan almayı tercih edecektir. Fiyat 120 TL/MWh ile 200 TL/MWh arasında ise 50 MW kurulu güce sahip tesisini çalıştıracak, ancak ikili anlaşmalarla daha önce 20 MWh enerji satmış olduğundan, piyasaya 30 MWh teklif edecektir. Eğer fiyat 200 TL/MWh'in üstünde ise diğer tesisini de çalıştıracak ve 180 MWh satış teklifi girecektir. Bu durumda katılımcının gireceği örnek teklif seti Çizelge 2.1'de verilmektedir. Miktarlardaki pozitif değerler alışları, negatif değerler ise

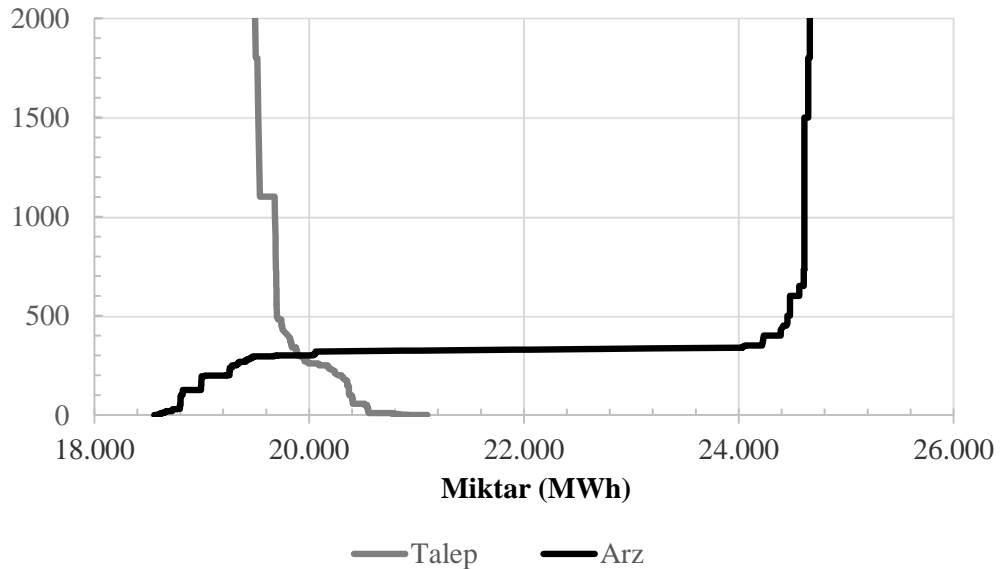
satışları göstermektedir. Görüldüğü üzere katılımcının teklif seti birer kuruşluk fiyat farkları kullanılarak adım fonksiyonlarının toplamı haline getirilmiştir. Örnekte yer alan 0 TL/MWh ve 2.000 TL/MWh değerleri ise asgari ve azami fiyat limitleridir.

Çizelge 2.1 : Örnek teklif seti.

Fiyat (TL/MWh)	0	119,99	120,00	199,99	200,00	2.000,00
Miktar (lot)	+200	+200	-300	-300	-1.800	-1.800

Piyasa katılımcılarının sundukları alış ve satış tekliflerinin bir araya getirilmesi ile arz ve talep eğrileri elde edilmektedir. Örnek olarak Şekil 2.3'te 20/02/2019 günü saat 11 için arz ve talep eğrisi gösterilmektedir [128]. Söz konusu gün ve saatte 0 TL/MWh'ten 18.558,8 MWh satış teklifi sunulmuştur. Bu yenilenebilir santraller gibi marjinal maliyeti sıfır olan ve herhangi bir fiyattan enerjisini satılmaya razı olunan enerji miktarını göstermektedir. Benzer şekilde 2000 TL/MWh'te ise 19.495,7 MWh alış teklifi bulunmakta olup, bu da tedarikçilerin tüketicilere teslim etmekle yükümlü oldukları enerji gibi fiyat ne çıkarsa çıksın satın alınmaya razı olunan miktarı göstermektedir. Bu örnekte 2.000 TL/MWh'te 24.662,4 MWh satış, 0 TL/MWh'te de 21.099,10 MWh alış teklifi bulunmakta olup, bu rakamlar piyasaya sunulmuş en büyük arz ve talep miktarlarını göstermektedir.

Fiyat TL/MWh



Şekil 2.3 : 20/02/2019 günü saat 11'deki arz ve talep eğrisi.

Yukarıda verilen örnekler, saatlik teklifler dikkate alınarak verilmiştir. Ancak piyasa katılımcıları GÖP'e farklı tipte teklifler sunabilmektedir.

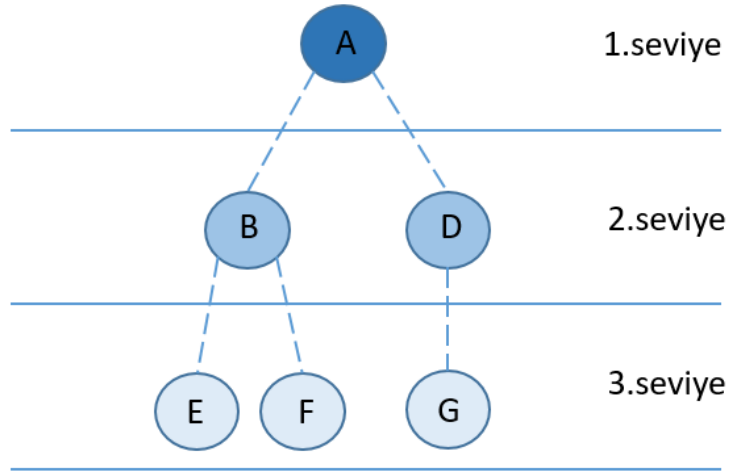
2.5.1.1 Teklif tipleri

Organize toptan elektrik piyasalarında teklif tipleri çeşitli kaynaklarda basit ve karmaşık yarı karmaşık teklifler olarak sınıflandırılmaktadır [129]. Basit teklifler sadece fiyat ve miktar ikililerinden oluşurken, karmaşık teklifleri ise fiyat ve miktar bilgisinin yanı sıra, kalkış maliyeti yüklenme eğrisi, bekleme ve duruş maliyeti gibi bilgileri içermektedir. GÖP'te kullanılan teklif tipleri, saatlik, blok ve esnek tekliflerdir. Avrupa piyasalarında EUPHEMIA algoritması dâhilinde asgari gelir şartlı, yük gradyanlı ve planlı duruş gibi farklı teklif tipleri de kullanılmaktadır [130].

Saatlik teklifler, belirli bir saat için fiyat ve miktar ikilileriyle verilen basit tekliflerdir. Ancak güçlü termik santraller gibi yük alma maliyet yüksek olan, duruş ve kalkış süreleri uzun olan tesisler blok teklifler sunabilmektedir. Blok teklifler tümüyle kabul edilebilen veya tümüyle reddedilen sunuldukları zaman aralığı içinde bölünemeyen tekliflerdir. Blok teklifler en az üç saatlik zaman dilimini kapsar. Daha önce sunulduğu zaman diliminde blok teklif miktarı sabit iken, Eylül 2019 dönemi itibariyle geçerli olduğu saatler içerisinde miktarı değişebilen blok teklifler de kullanıma açılmıştır [131]. Bu şekilde miktarı değişken blok teklifler özellikle üretim tesislerinin duruş ve kalkış süreçlerini temsil etmektedir.

Bir blok teklifin kabul edilmesi, başka bir blok teklifin kabul edilmesi şartına bağlanabilir. Bu şekilde başka bir teklif ile ilişkilendirilmiş blok tekliflere “bağlı” ya da “ilişkili” blok teklifler denilmektedir. GÖP'te en fazla 3 seviye derinliğinde ve toplamda 6 adet blok teklif birbiri ile ilişkilendirilebilmektedir. Örnek blok teklif ağacı Şekil 2.4'te gösterilmektedir. Şekilde B ve D teklifleri A teklifi ile, E ve F teklifleri B teklifi ile, G teklifi de D teklifi ile ilişkilendirilmiştir. Muhtemel çözümler içerisinde, A teklifi tek başına kabul edilebilecekken, B teklifi ancak A teklifi ile birlikte kabul edilebilir. A teklifi kabul edilmediği durumda E teklifinin kabul edilmesi mümkün olmayıp, E teklifi ancak A ve B teklifleri ile birlikte kabul edilebilmektedir.

GÖP katılımcılarının kullanabileceği bir diğer teklif tipi de esnek tekliflerdir. Esnek teklifler, örneğin barajlı hidrolik santraller gibi sınırlı miktarda kaynağı olan ve bunu en uygun zamanda kullanmak isteyen katılımcıların kullanımına uygundur. Esnek teklifler bir zaman aralığı, teklif süresi, fiyat ve miktar bilgileriyle sunulur. Esnek teklifler saatlik ve blok tekliflere göre daha az kullanılmaktadır.



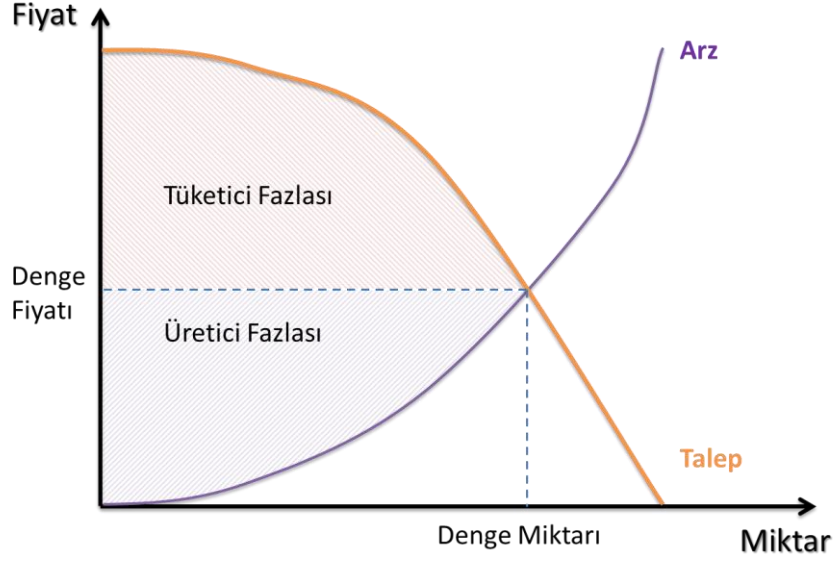
Şekil 2.4 : Blok teklif ağacı örneği [132].

2.5.2 GÖP optimizasyonu ve piyasa takas fiyatının belirlenmesi

GÖP’de marjinal fiyatlandırma yöntemi uygulanmakta yani tüm alış ve satışlara arz ve talebin dengelenmesi sonucu bulunan ve bu dengeyi sağlayan son birimin marjinal maliyetine tekabül ettiği kabul edilen PTF’ler uygulanmaktadır. Satıcıların teklif fiyatları ile PTF arasındaki farka tekabül eden satış tutarları üretici fazlasını, alıcıların da kendi teklif fiyatları ile PTF arasındaki farka tekabül eden tutarlar ise tüketici fazlasını ifade etmektedir [133–135]. Şekil 2.5’de örnek bir arz – talep eğrişi verilmekte olup, üretici ve tüketici fazlaları taralı şekilde gösterilmiştir. Bu alanın toplam fazla veya toplum refahı, sosyal fayda gibi kavramlarla ifade edilmektedir. Arz ve talebin dengelendiği fiyat GÖP’de PTF’ye karşılık gelmektedir. Arz ve talebin dengelendiği miktar işlem miktarını, bu miktarın PTF’ile çarpılması sonucu bulunan değer de işlem hacmini vermektedir.

GÖP’ün amaç fonksiyonu en büyük günlük toplam fazlayı elde etmektedir. GÖP’te saatlik tekliflerin yanı sıra blok ve esnek teklifler de bulunduğundan, piyasa için en uygun çözümün bulunması için bir optimizasyon aracı kullanılmaktadır.

Halen kullanılmakta olan optimizasyon aracı EPIAŞ bünyesinde geliştirilmiş olup Haziran 2016’dan itibaren kullanılmaya başlanmıştır. GÖP optimizasyon modeli, problemin küçültülmesi amacıyla bir ön işlem, sezgisel algoritmalar, matematik optimizasyon ve ardından diğer doğrulama ve diğer prosedürlerden oluşan son işlem olmak üzere dört aşamada problemi çözmektedir. [136]



Şekil 2.5 : Örnek arz talep eğrisi.

2.5.3 Teklif bölgeleri

Teklif bölgeleri, iletim sistemi üzerinde süreklilik arz eden kısıtların piyasa içerisinde çözülmesi amacıyla uygulanan kısıt yönetim yöntemlerinden birisidir. Teklif bölgeleri arasındaki yük akışları sistem işletmecileri tarafından belirlenen sınırların altında kaldıkça bölgelerin fiyatlar eşitlenmekte, akışlar belirlenen limit değerlerine ulaşıncaya kadar fiyatlar farklılaşmaktadır. Teklif bölgelerinin varlığı, kısa vadede elektrik enerjisinin konum bilgisini de içeren gerçek marjinal maliyetinin belirlenmesi, uzun vadede de yatırımcılara doğru yatırım sinyallerinin verilebilmesi için önem taşımaktadır. Dünya örneklerine bakıldığında ise Nord Pool tarafından işletilen İskandinav ve Baltık ülkelerini kapsayan piyasalarda teklif bölgeleri yöntemi hem piyasa bölünmesi (*market splitting*) hem de piyasa birleşmesi (*market coupling*) şeklinde başarılı bir şekilde uygulanmaktadır. [126]

DUY'da da kısıt yönetim yöntemi olarak teklif bölgeleri yaklaşımı benimsenmiş, elektrik piyasası mevzuatı teklif bölgelerinin varlığı öngörülerek hazırlanmıştır. Ancak henüz teklif bölgeleri belirlenmemiş olduğundan, GÖP tüm Türkiye tek bir bölge olacak şekilde işletilmektedir.

2.6 Gün İçi Piyasası

Gün İçi Piyasası (GİP), kapı kapanış zamanından önce piyasa katılımcılarının portföylerindeki dengesizlikleri gidermelerini ve gerçek zamana en dengeli şekilde

girmelerini sağlamak üzere ticarete devam edebilmeleri amacıyla işletilen bir organize toptan elektrik piyasasıdır. GİP'e katılım gönüllüdür. Temmuz 2015'te işletmeye açılmış olup, halen daha EPIAŞ tarafından işletilmektedir. Dünya'da farklı ülkelerde oturma bazlı, sürekli ticaret yöntemi veya her iki şekilde işletilen gün içi piyasaları bulunmaktadır.

GİP sürekli ticaret yöntemiyle işletilmektedir. Kapı kapanış zamanı, ilk açıldığı yıllarda gerçek zamandan 2 saat öncesi iken, bu süre zamanla 1 saate indirilmiştir. GİP'te tekliflerin yazılı olduğu teklif defterinde yer alan bir teklif için uygun fiyatlı bir alış veya satış teklifi girildiğinde söz konusu teklifler eşleştirilmektedir. Alış teklifleri için daha düşük fiyatlı bir satışı teklifi, satış teklifleri için ise daha yüksek fiyatlı bir alış teklifi uygun fiyatlı tekliftir. Eşleşme fiyatı ise teklif defterine önce kaydedilen teklifin fiyatıdır. Bu sebeple her bir eşleşmenin fiyatı farklı olabilmektedir.

GİP'te saatlik ve blok teklifler ile bunlara ilişkin çeşitli özellikte teklifler sunmak mümkündür. Kullanıcılar teklifin geçerlilik süresi, tamamen veya kısmen eşleşebilmesi, eşleşmeden sonra kalan kısmın teklif defterinde yer alıp almaması gibi özellikleri olan teklifler sunabilmektedir [137]. Saatlik teklifler kendi aralarında, blok teklifler ise kendi aralarında eşleşebilmektedir.

2.7 Vadeli Elektrik Piyasası

EPIAŞ tarafından işletilecek ve uzlaştırması yapılacak fizikî teslimatlı vadeli işlem (*future*) piyasalarının çalışmaları devam etmekte olup 2020 yılı sonuna kadar işleme açılması hedeflenmektedir. Vadeli Elektrik Piyasası (VEP) adıyla işletilecek bu piyasada katılımcılar uzun dönemli risklerini yönetmek üzere vadeli kontratlara işlem yapabilecektir. VEP'in VIOP'daki vadeli işlemlerden farkı uzlaştırmasının nakdi değil fizikî olması yani işlemin taraflarına vadesi geldiğinde açık pozisyonu kadar elektrik enerjisini şebekeye verme veya şebekeden çekme yükümlülüğü getirmesidir.

2.8 Gerçek Zamanlı Dengeleme

Sistem işletmecisi olarak TEİAŞ arz ve talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesinden ve iletim sistemi üzerinde oluşan kısıtların yönetilmesinden sorumludur. Ülkemizde nominal frekans değeri 50 Hz olup EŞY'de [138] hedeflenen işletme koşulları $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ olarak belirlenmiştir. Frekansın nominal

değerinden 200 mHz ilâ 500 mHz arasında sapması kabul edilebilir işletme koşulları; 500 mHz ilâ 2,5 Hz arasında sapması kritik işletme koşulları, ve 2,5 Hz'den fazla sapması da kararsız işletme koşulları olarak kabul edilmektedir.

Türkiye iletim şebekesi Kıta Avrupası senkron alanına dahil olduktan sonra frekans sapmaları azalmıştır. ENTSO-E tarafından Kıta Avrupası için belirlenen standart frekans aralığı $50 \text{ Hz} \pm 50 \text{ mHz}$, azami kararlı hal frekans sapması da 200 mHz'dir [139]. Türkiye'nin Kıta Avrupası ile senkronize olmasının ardından frekans tek başına arz talep dengesinin göstergesi olmaktan çıkmıştır. Bu bakımdan gerçek zamanlı dengelemenin bir amacı da komşu ilerim şebekeleri ile güç akışlarının planlanan seviyede tutarak alan kontrol hatasının (*area control error – ACE*) sıfıra yakın tutulmasıdır. Gerçek zamanlı dengeleme, frekans kontrolü ve alan kontrolü ile beraber ENTSO-E tarafından yük-frekans kontrolü (*load frequency control – LFC*) olarak adlandırılmaktadır.

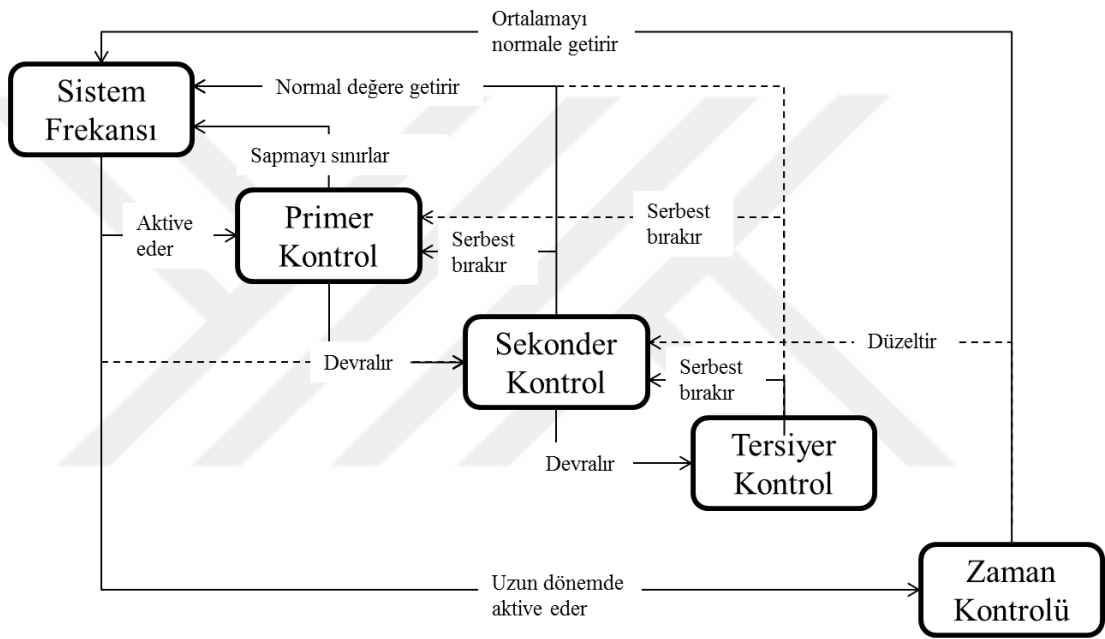
Gerçek zamanlı dengeleme, Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ve yan hizmetler ile yapılmaktadır. Yük-frekans kontrol rezervlerinin kullanım sırasının şematik gösterimi Şekil 2.6'da verilmektedir. Frekans sapmalarının giderilmesi amacıyla sırasıyla primer frekans kontrolü (PFK), sekonder frekans kontrolü (SFK) ve tersiyer frekans kontrolü kullanılmaktadır. Zaman kontrolü ise frekans sapmaları sonucu gerçek zaman ile senkron zaman arasında oluşan elektriksel zaman hatalarının düzeltilmesini ifade etmekte ve bu düzeltme sistem işletmecileri tarafından yapılmaktadır. EŞY'nin “Gerçek zamanlı dengeleme prosedürü” başlıklı 114 üncü maddesinde de yer alan söz konusu şemada tersiyer kontrolün ardından bekleme yedeği hizmeti gösterilmektedir. Ancak bekleme yedeği hizmeti EŞY ve YHY'den çıkarılmış olup, hâlihazırda kullanımda değildir.

Primer ve sekonder frekans kontrolü yan hizmetler, tersiyer kontrol ise DGP vasıtasıyla sağlanmaktadır. Bu çerçevede öncelikle yan hizmetler sonrasında ise Dengeleme Güç Piyasası incelenecektir.

2.8.1 Yan hizmetler

Yan hizmetler elektrik enerjisinin kalitesini, sistem güvenliğini ve kararlılığını sağlamak üzere kullanılan hizmetleri ifade etmektedir. Yan hizmetlerin kapsam ve tanımları çeşitli piyasalarda farklı biçimlerde ele alınmaktadır [141, 142]. Türkiye'de yan hizmetler EPDK tarafından çıkarılan Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği

ile düzenlenmektedir. Buna göre hâlihazırda kullanılmakta olan yan hizmetler, primer frekans kontrolü, sekonder frekans kontrolü, reaktif güç kontrolü, anlık talep kontrolü ve oturan sistemin toparlanması hizmetleridir. Bunların yanında EŞY ve YHY’de bölgesel kapasite kiralama hizmeti de yan hizmetler arasında sayılmaktadır. Ayrıca daha önce yan hizmetler arasında sayılan bekleme yedeği hizmeti, 2017 yılında yürürlükten kaldırılmıştır. Yan hizmetler TEİAŞ tarafından tedarik edilmekte olup, yan hizmetlere katılacak piyasa katılımcıları ilgili düzenlemelerde belirtilen şartları sağlamaları halinde TEİAŞ ile yan hizmetler anlaşmaları imzalamak suretiyle bu hizmetleri sunabilmektedir.



Şekil 2.6 : Frekans kontrol rezervlerinin kullanımı [140].

Bu kapsamda PFK ve SFK hizmetleri ele alınacaktır. ENTSO-E'nin son şebeke düzenlemelerinde bunların yerine frekans koruma rezervi (*frequency containment reserve – FCR*), frekans onarım rezervi (*frequency restoration reserve – FRR*) ve yedek rezerv (*replacement reserve – RR*) terimleri kullanılmakta, frekans onarım rezervi ise otomatik (a-FRR) ve manuel (m-FRR) olarak ele alınmaktadır.

2.8.1.1 Primer frekans kontrolü

Primer frekans kontrolü, frekans sapmalarının sınırlandırılması amacıyla ünitelerin çıkış güçlerinin frekans sapmalarına göre otomatik olarak ayarlanması suretiyle sağlanan frekans kontrol hizmetidir. PFK hizmeti sunan bir ünitenin, 200 mHz'lik bir frekans

sapmasında PFK rezervinin tamamını 30 saniye içerisinde etkinleştirebilmesi ve 15 dakika boyunca bunu koruyabilmesi gerekmektedir.

PFK rezerv miktarı ENTSO-E'nin kuralları çerçevesinde TEİAŞ tarafından belirlenmektedir. 2019 yılı içerisinde TEİAŞ tarafından ilen edilen PFK rezerv miktarları 200 MW ilâ 300 MW arasında değişiklik göstermektedir [143]. PFK rezervleri TEİAŞ tarafından açık artırma usulüyle düzenlenen ihaleler yoluyla tedarik edilmektedir. Söz konusu ihalelerin süreçleri TEİAŞ tarafından belirlenmekte olup, halihazırda teslimat zamanından 2 gün önce düzenlenmektedir. İhalelerde marjinal fiyatlandırma yöntemi uygulanmaktadır.

2.8.1.2 Sekonder frekans kontrolü

Sekonder frekans kontrolü, komşu iletim bölgeleri ile yük akışlarının planlanan seviyede tutularak alan kontrol hatalarının sınırlandırılması, frekansın nominal değerine getirilmesi ve primer rezervlerin serbest bırakılması amacıyla kullanılan frekans kontrol hizmetidir. Sistem İşletmecisi tarafından üretilen otomatik üretim kontrolü (*automatic generation control – AGC*) sinyali ile etkinleştirilir. SFK'ya katılan üretim tesisleri ünite çıkış güçlerini MYTM tarafından gönderilen AGC sinyalini takip ederek ayarlar. SFK hizmeti sağlanan ünitelerin, AGC sinyaline en geç 30 saniyelik gecikmeyle tepki verebilmeleri, belirlenmiş olan yüklenme eğimlerini takip ederek 15 dakika boyunca çıkış güçlerini koruyabilmeleri gerekmektedir.

SFK rezerv miktarı ENTSO-E'nin kuralları çerçevesinde TEİAŞ tarafından belirlenmektedir. 2019 yılı içerisinde TEİAŞ tarafından ilen edilen SFK rezerv miktarları 700 MW ilâ 1.200 MW arasında değişiklik göstermektedir [143]. SFK rezervleri TEİAŞ tarafından açık artırma usulüyle düzenlenen ihaleler yoluyla tedarik edilmektedir. Söz konusu ihalelerin süreçleri TEİAŞ tarafından belirlenmekte olup, hâlihazırda teslimat zamanından 2 gün önce düzenlenmektedir. İhalelerde marjinal fiyatlandırma yöntemi uygulanmaktadır.

2.8.2 Dengeleme Güç Piyasası

Dengeleme Güç Piyasası (DGP), gerçek zamanda enerji dengesizliklerinin giderilmesi, PFK ve SFK rezervlerinin serbest bırakılması ve ayrıca sistem kısıtlarının giderilmesi amacıyla, TEİAŞ tarafından işletilen organize bir piyasadır. DGP gerçek zamanlı bir piyasa olup, ticarete konu ürün güçtür. Tersiyer rezervler DGP'ye arz

edilir. PFK ve SFK rezervlerinde olduğu gibi ayrı bir tersiyer rezerv tedariki bulunmamaktadır. Dengeleme birimi olma vasfını taşıyan tüm tesislerin, DGP'ye katılımları zorunlu olup, bu yönüyle de GÖP ve GİP ile PFK ve SFK rezervlerinden ayrılmaktadır.

Bağımsız olarak yük alıp yük atabilen ve çıkış gücünü belirlenmiş süre içerisinde belirlenmiş miktarda değiştirebilen her bir ünite dengeleme birimi olarak tanımlanmaktadır. Bu süre 15 dakika ve çıkış gücündeki değişim miktarı ise 10 MW olarak belirlenmiştir. Bir dengeleme birimi, içerisinde dengeleme birimi olma vasfı taşıyan başka bir dengeleme birimini içeremez. Bu bakımdan bir üretim tesisinin içindeki birbirinden bağımsız çalışabilen ve çıkış gücünü 15 dakika içinde 10 MW değiştirebilen her bir ünite ayrı bir dengeleme birimi olarak kaydedilmektedir. Ayrıca DUY'da gerekli şartları taşıyan ve Sistem İşletmecisi tarafından uygun görülen tüketim tesislerinin de dengeleme birimi olabilmesine olanak sağlanmıştır.

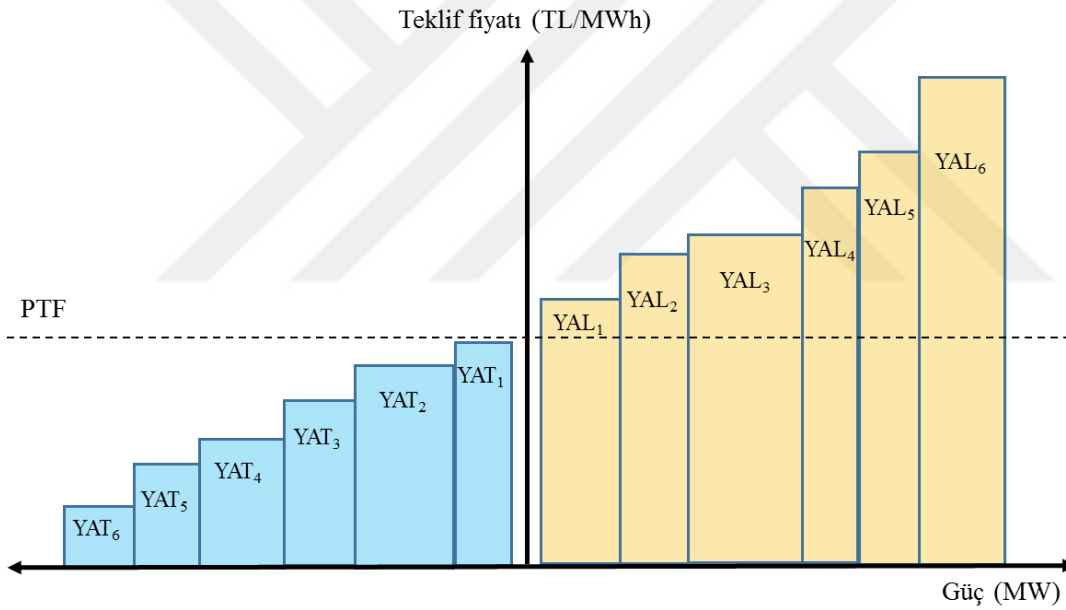
Dengeleme birimleri her gün emre amade kapasitelerini (EAK), üretim/tüketim programlarını ve DGP tekliflerini Sistem İşletmecisine sunmaktadır. Sistem İşletmecisi enerji açığı veya fazlası oluşması durumlarında söz konusu tesislere yük alma (YAL) veya yük atma (YAT) talimatları vermektedir. Yük alma bir üretim tesisinin çıkış gücünü artırması veya bir tüketim tesisinin çıkış gücünü azalması; yük atma ise bir üretim tesisinin çıkış gücünü azaltması veya bir tüketim tesisinin çıkış gücünü artırması anlamına gelmektedir. YAL veya YAT talimatları sonucu halihazırda 1 saat olarak belirlenmiş olan her bir uzlaştırma dönemi için sistem marjinal fiyatı (SMF) hesaplanmaktadır.

2.8.2.1 YAL ve YAT tekliflerinin sunulması

Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcıları, her gün bir sonraki gün için, portföylerinde bulunan dengeleme birimleri için emre amade kapasitelerini (EAK), kesinleşmiş gün öncesi üretim/tüketim programlarını (KGÜP), YAL ve YAT tekliflerini Sistem İşletmecisine sunmaktadır. İlk seviye YAL ve YAT tekliflerinin KGÜP'e göre, diğer seviyelerdeki YAL ve YAT tekliflerinin ise bir önceki seviyeye göre 15 dakika içerisinde sağlanabilecek güç artışı veya azalışları ile yerine getirilebilir olması gerekmektedir. YAL teklifleri PTF'ye eşit veya daha yüksek fiyatlı, YAT teklifleri ise PTF'ye eşit veya daha düşük fiyatlı olacak şekilde TL/MWh cinsinden verilir.

2.8.2.2 YAL ve YAT talimatlarının verilmesi ve etiket değerlerinin belirlenmesi

Piyasa katılımcıları tarafından sunulan YAL ve YAT tekliflere, Sistem İşletmecisi tarafından günün herhangi bir zamanında ihtiyaca göre talimatlar verilebilmektedir. Bunun için öncelikle DGP'ye sunulan teklifler öncelikle Şekil 2.7'de gösterildiği gibi teklif fiyatlarına göre sıraya konulmaktadır. Talimatlar üretilirken teklif sıralamasının takip edilmesi esastır. Örnek vermek gerekirse, sistemin enerji açığı yönünde olduğu durumda, öncelikle YAL₁, sonrasında YAL₂, YAL₃ ve YAL₄ tekliflerine talimatlar verilmesi ve enerji açığının azalması ile bu sıralamanın tersi takip edilerek talimatların sonlandırılması gerekmektedir. Benzer şekilde sistemin enerji fazlası yönünde olduğu durumda, öncelikle YAT₁, sonrasında YAT₂, YAT₃ ve YAT₄ tekliflerine talimatlar verilmesi ve enerji fazlasının azalması ile bu sıralamanın tersi takip edilerek talimatların sonlandırılması gerekmektedir.



Şekil 2.7 : Örnek YAL ve YAT teklif seti [126].

Ancak iletim şebekesi üzerinde kısıtların oluşması, acil durumların meydana gelmesi veya herhangi başka bir sebeple, Sistem İşletmecisi teklif sırasını gözetmeksizin talimat verebilmektedir. Bunun dışında, acil durum hallerinde, DGP'ye katılmayan piyasa katılımcılarında da talimat verilebilmektedir.

DGP'de verilen talimatların sebeplerinin belirlenmesi amacıyla talimatlara etiket değerleri verilmektedir. Arz ve talebin dengelenmesi amacıyla verilen talimatlara 0 (sıfır), sistem kısıtlarının giderilmesi amacıyla verilen talimatlara 1 (bir) ve yan hizmetler kapsamında verilen talimatlara ise 2 (iki) etiket değeri verilmekte ve bu

şekilde etiketlenen talimatlar 0 kodlu, 1 kodlu veya 2 kodlu olarak anılmaktadır. TEİAŞ'ın iletim yatırımları ile son yıllarda 1 kodlu talimatlar büyük ölçüde azalmıştır. Yan hizmetler için genellikle SFK rezervi oluşturmak amacıyla verilen 2 kodlu talimatlar ise, PFK ve SFK tedarikinde ihale usulüne geçilmesiyle ortadan kalkmıştır. Talimatların etiketlenmesine örnek vermek gerekirse; sistemdeki enerji açığının giderilmesi amacıyla YAL_1 , ve YAL_2 tekliflerine talimat verilerek arz ve talep dengesinin sağlandığı, ancak bir bölgede iletim hatlarının aşırı yüklenmesi sebebiyle YAL_5 teklifinin talimatlandırıldığı, bunun sonunda arz ve talep dengesini tekrar sağlamak amacıyla YAT_1 talimatı verildiği varsayalım. Bu durumda YAL_1 , YAL_2 ve YAT_1 talimatları 0 (sıfır), YAL_5 talimatı ise 1 (bir) ile etiketlenmektedir.

2.8.2.3 Talimat mutabakatları

Piyasa katılımcılarının, tesislerinin üretim veya tüketim değerlerini Sistem İşletmecisine bildirdikleri KGÜP değerlerinde tutmaları ve Sistem İşletmecisi tarafından verilen talimatlara uymaları gerekmektedir. Ancak katılımcıların, verilen talimatı herhangi bir sebeple yerine getirmemeleri halinde bunu sistem işletmecisine 4 saat içerisinde bildirerek mutabakat sağlamaları gerekmektedir. Aksi takdirde katılımcılar talimatı yerine getirmeme bedellerine maruz kalabilmektedir.

2.8.2.4 Sistem marjinal fiyatının hesaplanması

YAL ve YAT talimatları neticesinde hesaplanan sistem marjinal fiyatı (SMF), sistemdeki arz ve talebin dengeye getirildiği marjinal fiyatı ifade etmektedir. SMF'nin hesaplanmasında farklı yaklaşımlar benimsemek mümkündür. Ancak Türkiye'de SMF net talimat hacmine karşılık gelen teklifin fiyatı olarak belirlenmiştir. TL/MWh cinsinden hesaplanmaktadır. Net talimat hacmine karşılık gelen teklifin talimatlandırılmış olup olmaması önem arz etmemektedir [144]. Net talimat hacmi ise verilen YAL ve YAT talimatlarının talimat süreleriyle çarpılması sonucu bulunan enerji miktarlarının farkının mutlak değeridir.

Eğer herhangi bir saatte YAL ve YAT talimatları verilmemiş veya YAL ve YAT talimat miktarları birbirine eşitse sistem dengede olup, SMF PTF'ye eşit olmaktadır. Eğer sistem enerji açığı yönünde ise YAL talimat miktarı YAT talimat miktarından fazla ve SMF PTF'den büyüktür. Eğer sistem enerji fazlası yönünde ise YAT talimat miktarı YAL talimat miktarından fazla ve SMF PTF'den küçüktür.

2.8.2.5 YAL ve YAT talimatlarının fiyatlarının belirlenmesi

DGP’de verilen hizmet ve ticaret konu ürün elektrik gücü olsa da, ödemeler enerji üzerinden yapılmaktadır. DGP’de herhangi bir rezerv veya etkinleştirme (aktivasyon) ücreti bulunmamaktadır. Talimat büyüklüklerinin, talimatların başlangıç ve bitiş zamanları arasındaki sürelerle çarpılarak enerji miktarları bulunakta ve bu miktarların talimat fiyatlarıyla çarpılması sonucu tutarlar hesaplanmaktadır.

YAL talimatları, piyasa katılımcılarının Sistem İşletmecisine enerji satışı niteliğinde olup, bu talimatlara teklif fiyatıyla SMF’nin büyük olanı üzerinden ödeme yapılmaktadır. YAT talimatları ise piyasa katılımcılarının Sistem İşletmecisinden enerji satın alması niteliğinde olduğundan, katılımcı Sistem İşletmecisine teklif fiyatıyla SMF’nin küçük olanı üzerinden ödeme yapmaktadır.

2.9 Mali Uzlaştırma İşlemleri

Piyasa katılımcılarının ikili anlaşma bildirimleri, GÖP’te ve GİP’te yaptıkları alış ve satışlar ile kendilerine Sistem İşletmecisi tarafından DGP’de verilen talimatlar gerçek zamanda fizikî teslimat yükümlülüğü doğurmaktadır. Elektrik piyasalarında fizikî teslimat, teslimat zamanında şebekeye elektrik enerjisi vermek veya şebekeden elektrik enerjisi çekmek anlamına gelmektedir. Teslimat zamanları ise uzlaştırma dönemleri olup, bir uzlaştırma dönemi 1 saatlik zaman dilimini kapsamaktadır.

Gerçek zamanda, piyasa katılımcılarının fiziki yükümlülüklerini yerine getirmeyerek dengesizlik oluşturmaları durumunda Sistem İşletmecisi, arz ve talep dengesini gerçek zamanlı dengeleme mekanizması çerçevesinde diğer piyasa katılımcılarından sundukları primer, sekonder ve tersiyer rezervleri etkinleştirerek sağlamaktadır. Mali uzlaştırma işlemleri, Sistem İşletmecisinin bu süreçte katlandığı maliyetlerin ilgili taraflara yansıtılmasını ifade etmektedir.

Mali uzlaştırma işlemleri EPIAŞ tarafından yürütülmektedir. Esas itibariyle gerçek zamanda fizikî teslimat yükümlülükleri Sistem İşletmecisine karşı olmakla birlikte, önceden PMUM tarafından yapılan uzlaştırma işlemleri, EPIAŞ’ın faaliyete geçmesiyle birlikte, piyasa işletim faaliyetleriyle beraber EPIAŞ bünyesine geçmiştir.

Uzlaştırma işlemleri, kayıtlar, fiziki yükümlülüklerin belirlenmesi, sahadan gerçekleşme verilerinin toplanması ve enerji dengesizlik miktarlarının hesaplanarak dengesizlik tutarlarının belirlenmesi süreçlerinden oluşmaktadır.

2.9.1 Denge sorumluluğu

Her piyasa katılımcısı kendi portföyünün dengesini sağlamak zorundadır. Katılımcıların portföyleri, üzerlerine kayıtlı üretim tesisleri ve enerji tedarik ettikleri tüketim tesislerinden oluşmaktadır. Bunun için öncelikle uzlaştırmaya esas veriş çekiş birimi (UEVÇB) olarak adlandırılan üretim ve tüketim tesislerinin piyasa katılımcılarının portföyelerine kaydının yapılması gerekmektedir. Kayıt süreçleri EPIAŞ tarafından yürütölmektedir.

Uzlaştırmaya esas veriş çekiş birimleri, katılımcıların sahip olduğu üretim tesisleri veya bu üretim tesislerinin birbirinden bağımsız çalışan ünitelerinden ve elektrik enerjisi tedarik ettikleri tüketicilerden oluşmaktadır. Bunun yanı sıra, TEİAŞ ve dağıtım şirketlerinin portföyleri iletim veya dağıtım şebekeleridir.

Piyasa katılımcıları, portföyelerinin dengesini birlikte sağlamak üzere dengeden sorumlu grup (DSG) oluşturabilmektedir. Bu durumda DSG üyesi katılımcılardan birisi dengeden sorumlu taraf olarak (DST) grubun denge sorumluluğunu üstlenmektedir. Piyasa katılımcısının herhangi bir DSG'ye katılmaması halinde bizzat kendisi kendi portföyünün DST'si olmaktadır. Mali uzlaştırma işlemleriyle ve dengesizlik bedelleriyle DST muhatap alınmaktadır.

2.9.2 Dengesizlik miktarının belirlenmesi

Piyasa katılımcılarının piyasalardan yaptıkları alışlar gerçek zamanda şebekeden enerji çekme, piyasalara yaptıkları satışlar da gerçek zamanda şebekeye enerji verme yükümlölüğü doğurmaktadır. Katılımcıların portföyelerindeki tüketicilere tedarik ettikleri enerjiyi piyasadan satın almaları veya portföyelerindeki üretim tesislerinden üreterek şebekeye vermeleri gerekmektedir.

Dengesizlik miktarları, katılımcının piyasalarda yaptıkları işlemler ile teslimat zamanı gerçekleşmeleri karşılaştırılarak belirlenmektedir. Gerçekleşme veriler, sahada yapılan sayaç okumaları ile tespit edilmektedir. Bu bakımdan TEİAŞ veya dağıtım lisansı sahipleri tarafından sayaçların uzaktan veya yerinde okunması, uzlaştırmaya esas veriş çekiş miktarlarının tespit edilmesi ve zamanında EPIAŞ'a bildirilmesi uzlaştırma işlemlerinin sağlıklı bir şekilde yürütölmesi açısından büyük önem taşımaktadır.

Enerji dengesizlik miktarının ne şekilde hesaplanacağı DUY'un 111 inci maddesinde belirlenmiştir. Buna göre bir DST'nin bir uzlaştırma dönemindeki dengesizlik miktarı eşitlik 2.1'de gösterildiği gibi hesaplanır.

$$EDM_{d,u} = \sum_{b=1}^B (VM_{d,b,u} - \zeta M_{d,b,u}) + (AM_{d,u} - SM_{d,u}) + \sum_{b=1}^B (YATM_{d,b,u} - YALM_{d,b,u}) \quad (2.1)$$

Eşitlik 2.1'de yer alan terimler ise şu şekildedir:

- EDM_u : “d” DST'nin “u” uzlaştırma dönemindeki enerji dengesizlik miktarı
- $VM_{d,b,u}$: “d” DST'nin “b” UEVÇB'sinin “u” uzlaştırma dönemindeki uzlaştırmaya esas veriş miktarı
- $\zeta M_{d,b,u}$: “d” DST'nin “b” UEVÇB'sinin “u” uzlaştırma dönemindeki uzlaştırmaya çekiş veriş miktarı
- AM_u : “d” DST'nin “u” uzlaştırma döneminde toptan piyasalardaki alış miktarı
- SM_u : “d” DST'nin “u” uzlaştırma döneminde toptan piyasalardaki alış miktarı
- $YATM_{d,b,u}$: “d” DST'nin “b” UEVÇB'sinin “u” uzlaştırma döneminde yerine getirilmiş toplam yük atma talimatı miktarı
- $YALM_{d,b,u}$: “d” DST'nin “b” UEVÇB'sinin “u” uzlaştırma döneminde yerine getirilmiş toplam yük alma talimatı miktarı
- B : “d” DST'nin portföyünde yer alan UEVÇB sayısı

Eşitlik 2.1'de geçen alış miktarı ve satış miktarı terimleri ise, eşitlik 2.2 ve eşitlik 2.3'te yer alan şekilde gösterilebilir.

$$AM_{d,u} = \dot{I}AAM_{d,u} + G\ddot{O}PAM_{d,u} + G\dot{I}PAM_{d,u} \quad (2.2)$$

$$SM_{d,u} = \dot{I}ASM_{d,u} + G\ddot{O}PSM_{d,u} + G\dot{I}PSM_{d,u} \quad (2.3)$$

Eşitlik 2.2 ve eşitlik 2.3'te yer alan değişkenler ise şu şekildedir:

- $\dot{I}AAM_{d,u}$: “d” DST'nin “u” uzlaştırma döneminde ikili anlaşmalarla yaptığı toplam alış miktarı
- $G\ddot{O}PAM_{d,u}$: “d” DST'nin “u” uzlaştırma döneminde GÖP'te yaptığı alış miktarı

- $GIPAM_{d,u}$: “d” DST’nin “u” uzlaştırma döneminde GİP’te yaptığı alış miktarı
- $IASM_{d,u}$: “d” DST’nin “u” uzlaştırma döneminde ikili anlaşmalarla yaptığı toplam satış miktarı
- $GÖPSM_{d,u}$: “d” DST’nin “u” uzlaştırma döneminde GÖP’te yaptığı satış miktarı
- $GIPSM_{d,u}$: “d” DST’nin “u” uzlaştırma döneminde GİP’te yaptığı satış miktarı

Tüm piyasa halen tek bir teklif bölgesi olarak işletildiğinden Eşitlik 2.1, 2.2 ve 2.3’te teklif bölgeleri indisleri ihmal edilmiştir. Katılımcıların portföylerinden bulunan üretim ve tüketim tesislerinin şebekeye verdikleri enerji miktarı uzlaştırmaya esas veriş miktarı, şebekeden çektikleri enerji miktarı da uzlaştırmaya esas çekiş miktarı olarak adlandırılmaktadır. Başka bir şekilde ifade etmek gerekirse, en genel anlamda üretimler verişe, tüketimler ise çekişe karşılık gelmektedir.

2.9.3 Dengesizlik tutarının hesaplanması

Enerji dengesizlik tutarının ne şekilde hesaplanacağı DUY’un 110 uncu maddesinde belirlenmiştir. Buna göre enerji dengesizlik tutarının hesabı eşitlik 2.4’te verilmektedir. Halen tek bir teklif bölgesi bulunduğundan, dengesizlik miktarının hesaplanmasında olduğu gibi burada da teklif bölgelerini gösteren indisler ihmal edilmiştir.

$$EDM_{d,u} < 0 \text{ ise } EDT_{d,u} = EDM_{d,u} \times \max(PTF_u, SMF_u) \times (1 + k) \quad (2.4)$$

$$EDM_{d,u} > 0 \text{ ise } EDT_{d,u} = EDM_{d,u} \times \min(PTF_u, SMF_u) \times (1 - l)$$

Eşitlik 2.4’te yer alan değişkenler şunlardır:

- $EDT_{d,u}$: “d” DST’nin “u” uzlaştırma dönemindeki enerji dengesizlik tutarı
- EDM_u : “d” DST’nin “u” uzlaştırma dönemindeki eşitlik 2.1’e göre hesaplanan enerji dengesizlik miktarı
- PTF_u : “u” uzlaştırma dönemindeki piyasa takas fiyatı
- SMF_u : “u” uzlaştırma dönemindeki sistem marjinal fiyatı
- k ve l : 0 ile 1 arasında belirlenen sabit katsayılar

Eşitlik 2.4'e göre dengesizlik miktarı negatif olan katılımcılardan ilgili saatteki PTF ile SMF'nin büyük olanı tahsil edilmekte, dengesizlik miktarı pozitif olan katılımcılara ise ilgili saatteki PTF ile SMF'nin küçük olanı üzerinden ödeme yapılmaktadır. Buna göre piyasadaki toplam dengesizlik ile aynı yönde dengesizliğe düşerek, sistemdeki arz ve talep dengesizliğinin büyümesine sebep olan katılımcılar gelir kaybına uğramakta; piyasadaki toplam dengesizlik ile ters yönde dengesizliğe düşerek, sistemdeki arz ve talep dengesizliğinin azalmasını sağlayan katılımcılar dengesizlik miktarlarının piyasadaki karşılıkları kadar bir dengesizlik tutarına maruz kalmaktadır. Böylece katılımcılar dengesizliğe düşerek herhangi bir ek gelir sağlayamamaktadır.

Sistemdeki arz ve talep dengesinin aleyhine hareket edenin cezalandırıldığı, lehine hareket edenin ise herhangi bir kazanç sağlayamadığı dengesizlik fiyatlandırması yöntemi, çift fiyatlandırma yöntemi olarak da adlandırılmaktadır. Daha önce kullanılmakta olan tek fiyatlandırma yönteminde ise, dengesizlik tutarları ilgili saatlerdeki SMF'ler üzerinden hesaplanmakta, böylece sistemin genel arz ve talep dengesinin aleyhine hareket eden katılımcılar cezalandırılmakta iken sistemin lehine hareket eden katılımcılar ödüllendirilmekte idi.

Eşitlik 2.4'te yer alan "k" ve "l" katsayıları ise halihazırda 0,03 olarak uygulanmaktadır. Bu değer belirlendiği sırada, paranın zaman değeri gözetilerek belirlenmiştir. GÖP ve GİP'teki avans ödemeleri teslimattan sonraki gün uzlaştırma işlemleri ise takip eden ayın son yarısında yapıldığından, dengesizliğe düşen katılımcıların aldıkları (veya ödemedikleri) avanslar tutarlarından herhangi bir faiz geliri etmemeleri ve ayrıca dengesizlik bedellerinin caydırıcı hale getirilmesi amacıyla uygulanmaktadır.

2.9.4 Üretim programından sapma tutarı

Piyasa katılımcıları her gün bir sonraki gün için UEVÇB'ler bazında emre amade kapasitelerini (EAK) ve üretim programlarını saatlik bazda bildirmektedir. Üretim programları DUY'da kesinleşmiş gün öncesi üretim/tüketim programı (KGÜP) olarak adlandırılmaktadır. Esas itibarıyla, 2009 – 2011 yılları arasında uygulanan gün öncesi planlama döneminde önce gün öncesi üretim/tüketim programları (GÜP) bildirilmekte, daha sonra gün öncesi planlama sonucunda KGÜP'leri belirlenmekteydi. Ancak GÖP'ün uygulamaya alınması ile katılımcıların bildirdikleri üretim/tüketim programları KGÜP olarak anılmaya devam etmiştir.

Katılımcılar, gün öncesinde EAK'ları ve KGÜP'leri ile birlikte dengeleme birimleri için YAL ve YAT tekliflerini sunmaktadır. GİP işlemleri sonucu KGÜP'lerde değişiklik olması durumunda, KGÜP'ler GİP kapı kapanış zamanından itibaren 30 dakika içerisinde güncellenebilmektedir. Uygulamada bu güncelleme GİP işlem miktarları ile sınırlı tutulmaktadır.

Piyasa katılımcılarının KGÜP'lerine uygun üretim veya tüketim yapmaları gerekmektedir. DUY'a göre KGÜP'lerine ve Sistem İşletmecisinin talimatlarına uymayan piyasa katılımcıları önce Sistem İşletmecisi tarafından uyarılmakta, buna rağmen aynı davranışı sürdüren katılımcılar yine Sistem İşletmecisi tarafından EPDK'ya bildirilmekte ve EPDK tarafından idari yaptırım uygulanmaktadır.

Ancak üretim programlarına ve Sistem İşletmecisinin talimatlarına uymayan ve özellikle farklı saiklerle sıklıkla arzı bildirim yapılarak KGÜP'lerini sıfırlayan piyasa katılımcıları hakkında etkin bir denetim yapılamaması neticesinde, 2018 yılında KGÜP'lerden sapma tutarı getirilmiştir. Bu tutar eşitlik 2.5'e göre hesaplanmaktadır.

$$PST_{p,u} = \sum_{b=1}^B (PSM_{p,b,u} \times maks(PTF_u \times SMF_u) \times n) \quad (2.5)$$

Eşitlik 2.5'te yer alan değişkenler şunlardır:

- $PST_{p,u}$: "p" piyasa katılımcısının "u" uzlaştırma dönemindeki KGÜP sapma tutarı
- $PSM_{p,u}$: "p" piyasa katılımcısının "u" uzlaştırma dönemindeki KGÜP'lerinden sapma miktarı
- PTF_u : "u" uzlaştırma dönemindeki piyasa takas fiyatı
- SMF_u : "u" uzlaştırma dönemindeki sistem marjinal fiyatı
- n: Kurul tarafından belirlenen katsayı
- B: "p" piyasa katılımcısının UEVÇB sayısı

Dengesizlik miktarı ve dengesizlik tutarı hesabında olduğu gibi burada da teklif bölgeleri indisleri ihmal edilmiştir. Yine dikkat edileceği üzere sapma miktarı ve sapma tutarlarında, dengesizlik miktarı ve dengesizlik tutarı hesabından farklı olarak

“d” indisi yerine “p” indisi kullanılmıştır. Burada katılımcı, DST olup olmamasından bağımsız olarak, söz konusu sapma tutarına doğrudan muhatap olmaktadır.

Eşitlik 2.5’te $PSM_{p,u}$ ile gösterilen KGÜP sapma miktarı ise, EPDK’nın ayrı bir Kurul Kararı ile ayrıntılı bir şekilde düzenlenmektedir [145]. Buna göre bildirilmiş KGÜP’ün GİP işlemleri sonucu güncellenmesinden sonra, varsa Sistem İşletmecisi tarafından verilen YAL ve YAT talimatları ile etkinleştirilen SFK rezervleri sonucu ilgili birimin gerçekleştirmesi gereken üretim/tüketim miktarı ile söz konusu UEVÇB’nin gerçekleştirdiği üretim/tüketim miktarı karşılaştırılmakta ve belirli bir tolerans aralığının dışında kalan sapmalar, KGÜP sapma tutarı ile cezalandırılmaktadır.

2018 yılında getirilen bu tutar etkin piyasa izleme ve gözetiminin önemini bir kez daha ortaya çıkarmaktadır. Özellikle arıza bildirimini yaparak KGÜP’lerini yerine getirmeyen üretim tesislerinin yeterince izlenememesi ve denetlenememesi sonucu yapılan bu düzenleme bir yönüyle de aşırı düzenleme (*over-regulation*) tehlikesi taşımaktadır. Ayrıca piyasa katılımcılarının portföylerinin dengesinden sorumlu olduğu, hatta DSG’ler oluşturabildikleri halde, bu tutarın UEVÇB’ler bazında uygulanması, katılımcıların portföylerini dengelerken bu tutara muhatap olmaları gibi bir sonuca neden olabilmekte, bu durum da piyasaların genel kurgusuna aykırı düşmektedir. Bunun yerine KGÜP sapmalarının örneğin dengesizlik bedeli hesabına bir parametre olarak dahil edilmesi gibi piyasanın kurgusuna uygun çözümler üretilmesi ve KGÜP’lerine uymayan katılımcıların etkin bir şekilde izlenmesi ve denetlenmesi gerekmektedir.

2.9.5 Sıfır bakiye düzeltme tutarı

Dengesizliklerin mali uzlaştırmaları EPIAŞ tarafından yürütülmekte, gerçek zamanlı dengeleme ise Sistem İşletmecisi sıfatıyla TEİAŞ tarafından sağlanmaktadır. Ancak dengesizlik bedelleri ise Sistem İşletmecisi tarafından verilen talimatların bedelleri arasında oluşan farklılıklar EPIAŞ’ın elinde artık veya eksik bakiye kalmasına neden olmaktadır. Bu farklılıkların düzeltilmesi amacıyla TEİAŞ’ın EPIAŞ’a ödediği veya EPIAŞ’tan tahsil ettiği tutar sıfır bakiye düzeltme tutarı (SBDT) olarak adlandırılmaktadır. Bir diğer SBDT, uzlaştırma işlemleri neticesinde oluşan bakiyenin sıfırlanmasını sağlamaktadır. SBDT’nin hesabı DUY’un 113 üncü maddesinde düzenlenmekte olup, Eşitlik 2.6’da verilmektedir.

$$SBDT = \sum_{b=1}^B (YATT_b - YALT_b) - \sum_{d=1}^D EDT_d + \sum_{p=1}^P PSM_p \quad (2.6)$$

Eşitlik 2.6’da yer alan değişkenler şu şekildedir:

- *SBDT*: Aylık sıfır bakiye düzeltme tutarı
- *YATT_b*: “b” UEVÇB’sine verilen YAT talimatlarının toplam tutarı
- *YALT_b*: “b” UEVÇB’sine verilen YAL talimatlarının toplam tutarı
- *EDT_d*: “d” DST’sinin aylık enerji dengesizlik tutarı
- *PSM_p*: “p” piyasa katılımcısının aylık toplam KGÜP sapma tutarı
- B: piyasadaki UEVÇB sayısı
- D: piyasadaki DST sayısı
- P: piyasadaki katılımcı sayısı

DGP hacminin küçük ve talimatların 0 kodlu olması durumunda SBDT’nin pozitif olması veya negatif olsa bile sıfıra yakın olması beklenir. Bu durum piyasadaki arz talep dengesinin sağlıklı bir şekilde sağlandığını, dengesizlik tutarlarının Sistem İşletmecisinin DGP’de katlandığı maliyetleri karşılayabildiğini göstermektedir. Ancak sistem kısıtlarının fazla olduğu durumlarda verilen 1 kodlu talimatlar nedeniyle DGP hacmi büyümekte, dengesizlik tutarları DGP maliyetlerini karşılamakta yetersiz kalmakta ve SBDT negatif olmaktadır. SBDT’nin pozitif olması durumunda EPIAŞ TEİAŞ’a, negatif olması durumunda ise TEİAŞ EPIAŞ’a hesaplanan bakiye kadar ödeme yapmaktadır.

2.10 Günlük Piyasa Süreçleri

Piyasaların günlük süreçleri zaman sırası gözetilerek Çizelge 2.2’de verilmiştir. Verilen çizelgede teminat kontrolleri gibi finansal süreçler gösterilmemiştir. Süreçlerin zamanları verilirken bu çalışmanın yapıldığı sırada uygulanan zamanlamalar esas alınmıştır.

Çizelge 2.2 : Günlük piyasa süreçleri [117, 143, 146].

Piyasa	Zaman	Süreç
Yan Hizmetler	G-2 10:00	Asgari ve azami PFK ve SFK rezerv miktarlarının duyurulması
	G-2 10:00 – 15:00	PFK ve SFK tekliflerinin bildirilmesi
	G-2 16:00	PFK ve SFK için seçilen tekliflerin duyurulması
	G-2 16:00 – 16:30	PFK ve SFK ilahe sonuçlarına itirazlar
	G-2 17:00	PFK ve SFK itirazlarının değerlendirilmesi sonucu kesinleşmiş miktarların duyulması
	G-1 09:00	PFK hizmeti sağlanacak UEVÇB'lerin bildirilmesi
GÖP	G-1 09:30	Teklif bölgeleri arasındaki iletim kapasitelerinin bildirilmesi
	G-1 12:30	GÖP kapı kapanışı
	G-1 12:30 – 12:00	Tekliflerin ve teminatların kontrolü
	G-1 12:00 – 13:00	GÖP optimizasyon aracı ile PTF'lerin ve miktarların belirlenmesi
	G-1 13:30	PTF ve işlem miktarlarının bildirilmesi
	G-1 13:30 – 13:50	GÖP sonuçlarına itirazlar
	G-1 13:50 – 14:00	GÖP itirazlarının değerlendirilmesi
	G-1 14:00	GÖP sonuçlarının kesinleşerek ilan edilmesi
DGP	G-1 14:00 – 16:00	EAK ve KGÜP ile YAL ve YAT tekliflerinin bildirilmesi
	G-1 16:00 – 17:00	KGÜP ve EAK'lar ile YAL ve YAT tekliflerinin kontrol edilmesi
	G-1 17:00 – G boyunca	YAL ve YAT talimatlarının verilmesi
İkili anlaşmalar	G-1 17:00	İkili anlaşma bildirimleri kapı kapanışı
GİP	G-1 18:00 – S-1	GİP tekliflerinin bildirilmesi
	S-1	GİP kapı kapanışı
Yan hizmetler	S-4	PFK ve SFK yükümlülük transferi kapanışı
DGP	S-1	Teknik gerekçelerle KGÜP güncelleme
	S-(30 dakika)	GİP sonucu KGÜP güncelleme
	S – S+4	Talimat mutabakatlarının sağlanması

Açıklamalar:

- 1- G teslimat gününü, G-2 teslimat gününden 2 gün öncesini, G-1 teslimat günden önceki günü ifade eder.
- 2- S teslimat saatini, S-1 teslimat saatinden 1 saat öncesini, S+4 teslimat saatinden 4 saat sonrasını ifade eder.
- 3- Sürekli yaz saati uygulamasından dolayı, Piyasa İşletmecisine GÖP'e ilişkin DUY'da belirlenmiş süreleri 1 saate kadar öteleme hakkın verilmiştir. Bu tabloda EPIAŞ tarafından duyurulan süreler kullanılmıştır.

3. ENERJİ PİYASALARINDA ŞEFFAFLIK VE PİYASA İZLEME

Enerji piyasalarının katılımcılara ve tüketicilere sunacağı en önemli iki imkân öngörülebilirlik ve şeffaflıktır. Piyasa katılımcılarının eşit şartlar altında rekabet edebilmeleri ve fiyatların arz ve talep dengesi içerisinde belirlenebilmesi için katılımcılar arasındaki bilgi asimetrisinin önlenmesi gerekmektedir. Bu amaçla EPDK'nın düzenlemeleri çerçevesinde EPIAŞ tarafından Şeffaflık Platformu adı altında bir veri paylaşımı platformu işletilmektedir. Bu tez çalışmasında Şeffaflık Platformunda kamuya açık şekilde yayımlanan veriler kullanılmıştır. Bu nedenle öncelikle enerji piyasalarında şeffaflık ve piyasa izleme konusu ele alınacaktır.

3.1 Şeffaflık ve İzleme Kavramları

Enerji piyasalarında ve özellikle elektrik piyasalarında, katılımcılar pazarda hâkim durumda olmasalar dahi gerekli şartlar oluştuğunda küçük hacimlerle bile pazar gücü elde ederek piyasaları etkileme imkânına sahip olabilmektedir [147]. Bu bakımdan üretim tesislerinin bakım ve arıza bilgileri dâhil olmak üzere piyasalardaki fiyat ve miktarları etkileyecek bilgilerin tüm katılımcılar tarafından bilinmesi, katılımcılar arasında asimetrik bilginin önlenmesi gerekmektedir. Enerji piyasalarında şeffaflık, piyasadaki fiyat ve miktarlar ile piyasa katılımcılarının kararlarını etkileyebilecek verilere tüm tarafların eşit koşullar altında erişebilmelerini ifade etmektedir.

Enerji piyasalarında katılımcıların eşit koşullar altında rekabet edebilmeleri ve piyasaları etkileyecek bilgilere aynı anda ve eşit imkânlarla ulaşabilmeleri, piyasaların sağlıklı işleyişi açısından büyük önem taşımaktadır. Ancak piyasalarda şeffaflık ilkesi çerçevesinde hareket etmeyen, yanlış, yanıltıcı veya gerçekçi olmayan işlemler yaparak piyasaların işleyişini bozmak suretiyle haksız menfaatler elde etmeye çalışan katılımcıların da tespit edilerek etkin ve caydırıcı yaptırımların uygulanması, enerji piyasalarının adil ve sağlıklı işleyişi açısından büyük önem taşımaktadır. Piyasa bozucu davranışların önlenmesi ve piyasaların işleyişini bozan katılımcıların tespit edilerek gerekli yaptırımların uygulanması ise piyasa gözetim ve piyasa izleme faaliyetleri ile mümkün olabilmektedir.

3.2 AB Düzenlemeleri ve REMIT

AB enerji piyasalarında şeffaflık ve piyasa izleme konusunun genel esasları 2011 yılında yayımlanan Toptan Enerji Piyasalarında Dürüstlük ve Şeffaflık Hakkında Tüzük (REMIT – *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*) ile düzenlenmektedir [148]. REMIT, nerede ve nasıl yapıldığından bağımsız olarak AB içerisinde elektrik ve doğalgazın ticaretine ve taşınmasına ilişkin her türlü emtia ve türev ürünleri konu alan sözleşmeleri kapsamaktadır. Enerji ürünlerinin perakende satışı REMIT kapsamı dışında olmakla birlikte yıllık tüketim kapasitesi 600 GWh'in üzerinde olan tüketicilerin yaptıkları sözleşmeler de REMIT kapsamındadır.

REMIT'te piyasa manipülasyonu genel çerçevede, enerji ürünlerinin arz, talep veya fiyatlarını yapay seviyede tutmak ve bu amaçla teklif veya emirler vermek, bu ürünlerin arz, talep veya fiyatlarını etkileyecek yanıltıcı sinyaller vermek veya bu amaçla haber veya söylentiler çıkarmak veya yayımlamak şeklinde tanımlanmaktadır.

REMIT'te yer alan önemli tanımlardan birisi de dâhili bilgi (*inside information*) olup; “kendine has özellikleri gereği bir veya daha fazla enerji toptan satış ürünü doğrudan ve dolaylı olarak etkileyen, alenileştirildiğinde enerji toptan satış ürünlerinin fiyatlarında önemli etkiye sahip olabilecek, henüz ifşa edilmemiş bilgileri” ifade etmektedir. REMIT'in dördüncü maddesinde elektrik ve doğalgaz tesislerinin planlı ve plansız emre amade olmama durumları da dâhil olmak üzere, üretim, tüketim, depolama ve iletimine ilişkin bilgileri de kapsayacak şekilde dâhili bilgilerin ifşa edilmesi gerektiği belirtilmekte; üçüncü maddesinde de dâhili bilgilerin ifşa edilmeksizin kendi veya üçüncü bir taraf yararına kullanılmasını ifade eden içerden öğrenilenlerin ticareti (*insider trading*) yasaklanmaktadır.

REMIT, piyasa izleme konusunda ise ulusal düzenleyici kuruluşlara ve rekabet otoritelerine piyasa suiistimallerinin araştırılması ve tespit edilen durumlar için hem gerçek hem de tüzel kişilere etkin ve caydırıcı yaptırımların uygulanması için gerekli yetkilerin verilmesini ve piyasa izleme birimlerinin oluşturulmasını öngörmektedir. Şüpheli iş ve işlemler ve tespit edilen ihlaller Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansına (ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) raporlanmakta ve üye ülkelerin düzenleyici kuruluşları ACER'a düzenli raporlar sunmaktadır. Bunun yanı sıra REMIT'e göre, piyasa manipülasyonu veya içerden öğrenilenlerin ticareti gibi

şüpheli durumların en kısa sürede ulusal düzenleyici kuruluşlara bildirilmesi gerekmekte olup, bu bildirimler ACER'ın Bildirim Platformu [149] (*Notification Platform*) aracılığıyla internet üzerinden yapılabilmektedir.

ACER tarafından yayımlanan REMIT Uygulama Kılavuzunda [150] ise, REMIT'te yer alan hükümlere ve bunların uygulanmasına yönelik açıklamalar getirilmektedir. Buna göre, dâhili bilginin şeffaflık verilerinden farklı olarak enerji ürünlerinin fiyatlarını kayda değer şekilde etkileyebilecek ve mantıklı hareket eden katılımcıların kararlarına yön verecek nitelikteki bilgiler olduğu belirtilmektedir. Hangi durumların dâhili bilgi kapsamında yer aldığına ilişkin açıklamalara da yer verilmekte, elektrik ve doğalgaz üretim ve iletim tesislerinin, planlı ve plansız emre amade olmama bilgileri de dâhil olmak üzere, kapasitesi ve kullanımına ilişkin veriler dâhili bilgiler arasında sayılmaktadır. Fiyatları etkileme ihtimali üzerine de açıklamalar getirilmekte, bu kapsamdaki bilgilerin dâhili bilgi olarak değerlendirilmesi için gerçekten fiyatları etkilemiş olmasına gerek olmadığı belirtilmektedir. Kılavuzda, dâhili bilgilerin ifşa edilmesine ilişkin olarak, bu bilgilerin tüm piyasa katılımcıların erişimine açık şekilde, dâhili bilgi platformlarından (IIP – *Inside Information Platform*) elektronik ortamda yayımlanması gerektiği belirtilmektedir. Ayrıca Kılavuzda dâhili bilgi platformlarından yanlış ve yanıltıcı bilgiler yayımlamak, piyasa suiistimalleri arasında sayılmaktadır.

Dâhili bilgi platformlarında yayımlanacak verilerin niteliği ve yayımlanma şekli ise ACER tarafından yayımlanan veri raporlamaya ilişkin kullanıcı kılavuzunda belirlenmektedir [151]. Söz konusu kılavuzda acil piyasa mesajlarının veri formatı ve yayımlanma şekli de belirtilmektedir. Buna göre elektrik tesislerinin emre amade olmama bildirimlerinde bulunması gereken bilgiler Çizelge 3.1'de verilmektedir.

ACER, REMIT kapsamında Avrupa'da yer alan 8 adet elektrik piyasası ve 9 doğalgaz piyasası işletmecisinin dâhili bilgi platformlarını listelemektedir [152]. Söz konusu platformlardan elektrik piyasalarında ilişkin olanlar Elexon [153] (Büyük Britanya), EEX [154] (Orta ve Batı Avrupa), GME [155] (İtalya), HUPX [156] (Macaristan), Nord Pool [157] (İskandinav ve Baltık ülkeleri), TGE [158] (Polonya), REN [159] (Portekiz) ve Solien [160] (Slovakya) tarafından işletilen platformlar olup, ayrıca ENTSO-E tarafından da Şeffaflık Platformu [161] adı altında bir platform işletilmektedir. Söz konusu platformlardaki acil piyasa mesajları incelendiğinde ise

ACER tarafından belirlenen çerçevede bilgilerin paylaşıldığı, bildirimlerin listelendiği ekranlar üzerinde herhangi bir bildirim seçilerek, olayların detaylarına erişilebildiği görülmektedir.

Çizelge 3.1 : Acil piyasa mesajlarında bulunması gereken bilgiler [151].

Veri	Açıklama
1	Bildirim kayıt kodu
2	Olay durumu
3	EA olmama tipi
4	Yayımlanma zamanı
5	Olay tipi
6	Olay başlangıcı
7	Olay bitişi
8	Ölçü birimi
9	EA olmayan kapasite
10	EA kapasite
11	Kurulu güç
12	EA olmama sebebi
13	Açıklamalar
14	Yakıt tipi
15	Teklif bölgesi
16	Etkilenen varlık / üniteler
17	Etkilenen ünitenin EIC kodu
18	Piyasa katılımcısı
19	Katılımcının EIC kodu

EA: Emre amade
EIC: Energy Identification Code

3.3 Türkiye Elektrik Piyasalarında Şeffaflık ve Piyasa İzleme

Türkiye toptan elektrik piyasalarında şeffaflığa ilişkin ilk mevzuat düzenlemeleri 2015 yılında yapılmıştır. Ancak bundan önce, piyasaların işletiminin PMUM tarafından yapıldığı dönemde PMUM Raporlama Platformunda piyasalara ilişkin fiyat, miktar ve hacim bilgileri, DGP talimatları ve piyasalara ilişkin çeşitli veriler bu platformda yayımlanmıştır. Söz konusu platform halen EPIAŞ Raporlama Platformu [162] olarak varlığını devam ettirmektedir.

DUY'da toptan elektrik piyasalarının şeffaflık ilkesi çerçevesinde işletileceğine dair hükümler yer alsa da, elektrik piyasalarında şeffaflığa ilişkin ilk somut düzenleme, 2015 yılında EPDK tarafından yayımlanan "Organize Toptan Elektrik Piyasalarında Şeffaflığın Teminine İlişkin Raporlama Prosedürleri" [163] ile yapılmıştır. 2016

yılında ise söz konusu düzenleme geliştirilerek “Organize Toptan Elektrik Piyasalarında Şeffaflığın Teminine İlişkin Usul ve Esaslar” [164] yayımlanmıştır. Söz konusu düzenlemelerde EPİAŞ’ın Şeffaflık Platformu adı altında bir veri ve analiz platformu işletmesi, bu platformda EPDK tarafından Kurul Kararı ile onaylanan verilerin yayımlanması, yayımlanan verilere ilişkin yükümlülüklerini yerine getirmeyenler hakkında da yaptırım uygulanması öngörülmüştür. Şeffaflık Platformunda yayımlanacak veriler listesi ilk olarak 2016 yılında 100 adet veriyi içerecek şekilde onaylanmıştır. Söz konusu veriler, veri sınıfı, rapor başlığı, verilerin tanımı, veri paylaşım yükümlüsü, zaman dilimi, yayımlanma zamanı ve veri içeriği ve detayı başlıkları altında açıklanmıştır. Daha sonra söz konusu liste 2018 yılında 7912 sayılı Kurul Kararı ile güncellenmiştir [165]. Söz konusu listede, verilerin dağıtım, dengeleme, üretim, doğalgaz, iletim, tüketim, sınır ötesi ticaret ve piyasa başlıkları altında ele alınmakta toplamda 86 adet veri bulunmaktadır.

EPİAŞ Şeffaflık Platformunda [166] elektrik piyasalarında ilişkin pek çok veri kamuya açık bir şekilde ve ücretsiz olarak yayımlanmaktadır. Söz konusu platformda yer alan verilere internet tarayıcıları aracılığıyla veya web-servisler ile ulaşılabilmekte, ayrıca platformun mobil uygulaması da bulunmaktadır. 2018 yılında organize toptan doğalgaz piyasasının da işletmeye açılmasından sonra, doğalgaz piyasasına ilişkin veriler de Şeffaflık Platformuna eklenmiştir. EPİAŞ’ın işlettiği Şeffaflık Platformu, yukarıda bahsedilen diğer ülkelerdeki örneklerine göre çok daha fazla veri içermektedir. Piyasalara ilişkin verilerin yanında barajların doluluk seviyelerine ilişkin veriler bunlara örnek gösterilebilir. Bunların yanında santrallerin UEVÇB bazında üretim programları, katılımcı bazında ikili anlaşma alış satış miktarları ile GÖP alış ve satış miktarları gibi bilgilerin de yayımlanması, zaman zaman platformun aşırı şeffaf olduğu, hedefin aşırı şeffaflık değil tam şeffaflık olması gerektiği ve aşırı şeffaflığın piyasada uyumlu eylemler gibi rekabet hukukuna uygun olmayan sonuçlar doğurabileceği yönünde eleştirileri de beraberinde getirmektedir.

Toptan elektrik piyasalarının izlenmesine ilişkin olarak, EPİAŞ’ın Teşkilat Yönetmeliğinde [167], EPİAŞ bünyesinde Piyasa İzleme Komitesi oluşturulması öngörülmüştür. Buna göre Piyasa İzleme Komitesi EPDK tarafından atanan 5 üyeden oluşmakta ve üyelerden bir tanesi de başkan olarak görevlendirilmektedir. Komite, izleme faaliyetleri sonucu tespit ettiği durumları EPİAŞ Genel Müdürüne ve EPDK’ya raporlamakla ve düzenli raporlar sunmakla görevlidir. Ancak Piyasa İzleme

Komitesinin henüz sadece bir üyesi, Başkan olarak atanmış, diğer üyeleri atanmadığı için henüz tam anlamıyla faaliyete geçmemiştir.

Enerji piyasalarında şeffaflık ve piyasa izlemenin hukuki arka planı incelendiğinde, REMIT benzeri veya bu tüzükte yer alan konuları kapsayan herhangi bir düzenleme bulunmamaktadır. EPDK tarafından yayımlanan Şeffaflık Usul ve Esaslarında veri paylaşım yükümlülüğünü yerine getirmeyen katılımcılara 6446 sayılı EPK çerçevesinde yaptırım uygulanması öngörülmüş olsa da, piyasa manipülasyonu, dahili bilgi, dahili bilgi ticareti, piyasa suiistimali gibi tanımlar ile, bu kapsamdaki adli ve idari yaptırımlar Kanun veya ikincil düzenlemelerde yer almamaktadır. Diğer yandan EPIAŞ bünyesindeki Piyasa İzleme Komitesinin çalışma usulleri henüz tam olarak belirlenmemiş; Komite, EPIAŞ ve EPDK'nın izleme konusundaki görev ve yetkileri netleştirilmemiştir. Sonuç olarak, etkin bir piyasa izleme yapılsa bile tespit edilen piyasa suiistimaller konusunda mevcut düzenlemeler etkin ve caydırıcı olmaktan uzaktır.

3.3.1 Bakım ve arızaların bildirilmesi

Elektrik tesislerinin bakım ve arıza bildirimlerine ilişkin düzenlemeler, EŞY, DUY ve Şeffaflık Platformundan Yayımlanacak veriler listesinde yer almaktadır.

EŞY'de devre dışı olma "*Tesis ve/veya teçhizatın bir parçasının bakım, onarım veya bir arıza nedeniyle otomatik veya elle devre dışı olması*" şeklinde tanımlanmakta ve elektrik tesislerinin devre dışı olması işletme planlaması kapsamında ele alınmaktadır. TEİAŞ ve dağıtım şirketleri ile iletim sistemine doğrudan bağlı üretim ve tüketim tesisleri işletme planlamasının tarafları olarak tanımlanmaktadır. İşletme planlamasında tabi tarafların emre amadeliklerinde değişiklik olması, tesis ve teçhizatlarında meydana gelen arızalar ve programlı devre dışı olma durumlarının Sistem İşletmecisine bildirilerek, söz konusu durumların Sistem İşletmecisinin koordinasyonu ile yürütülmesi gerektiği belirtilmektedir.

EŞY'ye göre üretim tesislerinin bir sonraki yıl için planlanan bakım takvimleri, 30 Nisan tarihine kadar TEİAŞ'a bildirilmekte, TEİAŞ ise işletme planlaması dâhilinde gerekli analizleri yaparak 30 Hazirana kadar ilk yıllık bakım taslağını hazırlamaktadır. Hazırlanan taslağa ilişkin talepler ve itirazlar 31 Ağustosa kadar TEİAŞ'a bildirilmekte, TEİAŞ taraflarla görüşerek 30 Eylül'e kadar yıllık planlı bakım taslağını duyurmakta ve 31 Ekim itibariyle yıllık takvim kesinleşmektedir. EŞY'de ayrıca yıllık

planda yer almayan kısa süreli bakımlar için ise, 8 saate kadar olan bakımlar için en az 24 saat önceden 48 saate kadar olanlar için ise en az 7 gün önceden bilgi verilmesi ve TEİAŞ tarafından onaylanması şartını getirmektedir. Tesis veya teçhizatla engellenemeyen durumlar sebebiyle bildirimli plansız devre dışı olma durumları ile zorunlu devre dışı olma durumlarında TEİAŞ'a en kısa sürede bilgi verilmesi gerekmektedir.

Görüldüğü üzere EŞY'de üretim tesislerinin bakım ve arıza bilgileri, işletme planlaması başlığı altında ele alınmakta ve temelde sistem güvenliği çerçevesinde düzenlenmektedir. Yine EŞY'de, TEİAŞ'ın kendisine bildirilen planlı, plansız ve zorunlu devre dışı olma durumlarını internet aracılığıyla duyuracağı hükmü de yer almaktadır. Ancak TEİAŞ'ın iletim sistemi üzerindeki planlı, plansız ve zorunlu devre dışı olma durumlarını duyuracağı yönünde açık bir düzenleme bulunmamaktadır.

DUY'da ise Sistem İşletmecisinin görevlerini şeffaflık ilkesi çerçevesinde yürütmesi gerektiği belirtilmekte ve *“İletim sisteminde meydana gelen hat ve trafo arızaları ile planlı ve plansız olarak yapılacak olan bakımlar ile ilgili bilgilerin PYS aracılığıyla piyasa katılımcılarına duyurulması”* Sistem İşletmecisinin görevleri arasında sayılmaktadır.

Üretim tesislerinin üretim programlarına ve sistem işletmecisinin talimatlarına uyma yükümlülüklerini teknik gerekçelerle yerine getiremeyecek olmaları durumunda en kısa sürede MYTM'ye bilgi vermeleri gerekmektedir. Santrallerin emre amade kapasitelerinde değişiklik olması durumunda da en kısa sürede MYTM'ye bilgi gerekçeleriyle birlikte bilgi verecekleri, söz konusu değişikliğin MYTM onayı ile geçerlilik kazanacağı belirtilmektedir. Tesisler ayrıca en geç 3 iş günü içerisinde meydana gelen olaya ilişkin MYTM'ye rapor sunmakla yükümlüdür. MYTM tarafından onaylanan bildirimler sonrası tesislerin üretim programları ve DGP tekliflerinin güncellenmektedir. Ancak uygulamada MYTM onayına ilişkin herhangi bir süreç bulunmamakta, üretim tesisleri yaptıkları bildirimler neticesinde üretim programlarını güncelleyebilmektedir.

EPDK tarafından Kurul Kararıyla onaylanan Şeffaflık Platformunda yayımlanacak veriler listesinde yer alan 84 adet veriden üretim tesisleri ile iletim ve dağıtım şebekelerinde meydana gelen arızalar, kesinti ve bakımlarla ilgili 9 adet veri yer aldığı görülmektedir. Bunlara ilaveten, doğrudan elektrik enerjisi arzını etkileyen iletim

kısıtları ile doğalgaz kesinti ve kısıntılarını da eklemek mümkündür. Listede yer alan söz konusu veriler Çizelge 3.2’de gösterilmektedir. Diğer yandan veri listesinde santrallerin emre amade kapasiteleri üretim programları, yük tahminleri, doğalgaz şebekesi ve hidrolik santrallerin su durumları gibi pek çok veri de yer almaktadır.

Elektrik tesislerinin emre amade olmama bilgileri, yukarıda da ifade edildiği üzere dahili bilgi (*inside information*) niteliği taşımaktadır. Söz konusu durumlar elektrik enerjisinin ve elektrik piyasalarında sunulan diğer hizmetlerin arz, talep ve fiyatlarını etkileyebilme ihtimalini barındırmaktadır. Bu sebeple planlı ve plansız bakımlar, gerçekleşen arızalar ve örneğin doğalgaz kısıntıları gibi elektrik piyasalarını etkileyen arızî durumların tüm taraflara duyurulması büyük önem arz etmektedir. Diğer yandan, planlı ve plansız bakımlar ile meydana gelen arızaların Sistem İşletmecisi tarafından bilinmesi, iletim sisteminin ve gerçek zamanlı dengelemenin sağlıklı işleyişi açısından da gereklidir. Türkiye elektrik piyasalarında henüz belirli bir büyüklüğün üzerindeki tüketim tesislerinin emre amade olmama durumlarını bildirmelerine ilişkin herhangi bir düzenleme yapılmamıştır. İletim sistemindeki bakım ve arızaların bildirilmesi konusunda düzenlemeler getirilmiş olsa da henüz bu kapsamdaki veriler ilgili platformlarda yayımlanmamaktadır. Üretim tesislerinin bakım ve arıza bildirimleri ise 2011 yılının sonundan bu yana yayımlanmaktadır. Ancak santrallerin bakım ve arıza bildirimleri, elektrik piyasalarında tartışılan konuların başında olagelmıştır.

Çizelge 3.2 : Şeffaflık Platformunda yayımlanacak veriler listesinde yer alan arıza, bakım, kesinti ve kısıntı verileri [165].

Sıra no	Veri sınıfı	Rapor başlığı	Verinin tanımı	Veri kaynağı	Zaman dilimi	Yayımlanma zamanı	Veri içeriği ve detayı
1	Dağıtım	OG Sistemi	Planlı kesinti bilgisi	Dağıtım şirketleri	Günlük	G-1	İlgili dağıtım bölgelerinde planlanmış kesinti bilgisi, kesinti başlangıç ve bitiş zamanı, etkilenen bölge
2	Dağıtım	OG Sistemi	Planlanmamış kesinti bilgisi	Dağıtım şirketleri	Anlık	Anlık	İlgili dağıtım bölgelerinde planlanmış kesinti bilgisi, tahmini bitiş zamanı, etkilenen bölge
31	Üretim	Arıza & Bakım	Santral bazında bakım bilgisi	EPIAŞ	Günlük	G-1	Emre amade olmayan kapasite, bakım başlangıç ve bitiş tarihleri, G+30
32	Üretim	Arıza & Bakım	Santral bazında arıza veya başka sebepli emre amade olmama bilgisi	Üreticiler	Saatlik	Anlık	Arıza başlangıç, tahmini bitiş tarihi ile arıza sebebiyle verilmeyecek güç miktarı (MW) verisi
33	Üretim	Arıza & Bakım	Santral bazında bakım bilgisi	Üreticiler	Günlük	Y-1 A-1	Bakım başlangıç, bitiş tarihi ile bu bakım sırasında verilmeyecek güç miktarı (MW)
41	Doğalgaz	Kesinti ve kısıntılar	Doğalgaz sistemi kısıt bilgileri	BOTAŞ	Günlük	G-1	Kümülatif tahmini kısıntı-kesinti miktarları
42	İletim	İletim hattı kısıt yeri	Kısıt bilgisi	TEİAŞ	Saatlik	G+1	Kısıt yeri, kısıt süresi, etkilenen bölge, kısıt süresi
43	İletim	Enterkonneksiyon	Şebeke ve enterkonneksiyondaki planlanan kesintiler	TEİAŞ	Aylık	Y-1	Başlangıç ve bitiş zamanı, şebekedeki ve her bir enterkonneksiyon noktasındaki kapasiteye etkisi
44	İletim	Enterkonneksiyon	Planlanan kesinti bilgisi (hat bakımı bilgisi)	TEİAŞ	Saatlik	Anlık	Konum, çalışma süresi, kapasiteye etkisi
45	İletim	Enterkonneksiyon	Planlanmayan kesintiler bilgisi	TEİAŞ	Saatlik	S+1	Başlangıç-bitiş zamanı ve noktalar, kesinti sebebi, kapasiteye etkisi
46	İletim	Enterkonneksiyon	Gerçekleşen/Giderilen Kesintilerle İlgili Detaylar (Planlı ve Plansız)	TEİAŞ	Saatlik	G+1	Kesintilerden etkilenen bileşenler, kesinti yeri, kayıp kapasite

4. BAKIM VE ARIZA BİLDİRİMLERİ

Bu bölümde EPİAŞ Şeffaflık Platformu ve Raporlama Platformunda yayımlanan bildirimler incelenmiş, beşinci bölümde yapılacak analizlerin temelini oluşturan bildirim verilerinin veri kaynakları ve niteliği hakkında bilgiler verilmiştir.

4.1 Veri Kaynakları

Bu çalışmada EPİAŞ Raporlama ve Şeffaflık Platformlarında yayımlanan veriler kullanılmıştır. Üçüncü bölümde de bahsedildiği üzere Raporlama Platformu PMUM döneminden itibaren faal olup, halen daha EPİAŞ bünyesinde işletilmektedir. Şeffaflık Platformu ise EPDK tarafından yapılan düzenlemeler sonucunda erişime açılmıştır.

EPİAŞ Raporlama Platformunda bakım ve arıza bildirimleri “Arıza Bakım Bildirim Listesi” [168] başlığı altında yayımlanmaktadır. Söz konusu sayfada Şekil 4.1’de verildiği üzere, bakım ve arıza bilgileri, “Santral Arızası”, “Santral Bakımı”, “Trafo Arızası”, “Trafo Bakımı”, “İletim Hattı Arızası” ve “İletim Hattı Bakımı” verilerinin bulunduğu görülmektedir. Ancak platformun santral bakım ve arızaları haricinde kullanılmadığı görülmektedir. Örneğin iletim hattı arızası verileri sorgulandığında 2013 yılının Mayıs ve Kasım ayları arasında yapılmış 53 adet bildirim ulaşılmaktadır. İletim hattı bakımı için sadece 1 adet bildirim bulunmakta ve gerekçesinin “Deneme” olarak girildiği görülmektedir. Şimdiye kadar transformatör arızası ve transformatör bakımına ilişkin herhangi bir bildirim yapılmamıştır

EPİAŞ Raporlama Platformunda bakım ve arıza bilgileri santral adı, UEVÇB, mesaj tipi, mesaj tarihi, olay başlangıç tarihi, olay bitiş tarihi, işletmedeki güç, olay sırasındaki kapasite ve gerekçe bilgilerini içerecek şekilde yayımlanmaktadır.

Şeffaflık Platformunda ise santrallerin bakım ve arıza bildirimleri “Piyasa Mesaj Sistemi” başlığı altında yer almaktadır [169]. Piyasa Mesaj Sisteminde yayımlanan veriler esas itibariyle Raporlama Platformunda yayımlananlarla aynı olup, Piyasa Mesaj Sisteminde, Raporlama platformundan farklı olarak mesaj tarihi verisi yer almamaktadır. Diğer yandan seçilen bildirimlerin olay öncesi ve sonrası kapasite ve

meydana gelen olay sebebiyle yaşanan güç ve enerji kaybı verilerine de ulaşmak mümkündür. Buna ilişkin örnek ekran görüntüsü ise Şekil 4.2’de verilmektedir.

Bölge :
 Türkiye

Mesaj Tipi :
 Santral Arızası Santral Bakım Trafo Arızası Trafo Bakımı İletim Hattı Arızası İletim Hattı Bakımı

16.09.2019 - 17.09.2019

Santral : Santral UEVÇB : UEVÇB

Göster

Şekil 4.1 : Raporlama Platformu Arıza Bakım Bildirim Listesi bildirim tipi, tarih aralığı ve santral seçimine ilişkin ekran görüntüsü.

KEBAN HES

Saat	Kalan Kapasite	Arızadan Önceki Güç	Arızadan Dolayı Güç Kaybı	Arızadan Dolayı Enerji Kaybı
08/07/2019 08:00	765,00	920,00	155,00	80,08
08/07/2019 09:00	765,00	920,00	155,00	155,00
08/07/2019 10:00	765,00	920,00	155,00	155,00
08/07/2019 11:00	765,00	920,00	155,00	155,00

Şekil 4.2 : Piyasa Mesaj Sistemi arıza detayı örnek ekran görüntüsü.

Çalışmada kullanılan organizasyon (şirket) adı, yakıt tipi, santralin işletmedeki gücü, santrallere ilişkin KGÜP, EAK ve UEVM verileri de Şeffaflık Platformunda yayımlanmaktadır. Söz konusu verilere internet tarayıcıları üzerinden veya web-servisler aracılığıyla da erişmek mümkündür.

4.2 Bakım ve Arıza Verilerinin İçeriği

EPIAŞ'ın raporlama ve Şeffaflık Platformlarında santral bakım ve arızaları yukarıda da ifade edildiği üzere santral adı, UEVÇB, mesaj tipi, mesaj tarihi, olay başlangıç tarihi, olay bitiş tarihi, işletmedeki güç, olay sırasındaki kapasite ve gerekçe bilgilerini içermektedir. Bu bilgilerden UEVÇB, bakım yapılan veya arızadan etkilenen üniteleri (uzlaştırmaya esas veri çekiş birimini) ifade etmektedir. Mesaj tarihi, bildirim kaydedildiği zamanı, olay başlangıç ve bitiş tarihleri ise emre amadelikte düşüşe neden olan olayın başladığı ve bittiği süreyi göstermektedir.

Bu veriler şu şekilde açıklanabilir:

- Santral adı: Arıza veya bakım bildirim yapılan santralin adı
- UEVÇB: Santralin arıza veya bakım bildirim yapılan ünitesi (uzlaştırmaya esas veri çekiş birimi). Bir santralde birden fazla UEVÇB bulunabilir.
- Mesaj tipi: Santral arızası veya santral bakımı bilgisi
- Mesaj tarihi: Bildirimin kaydedildiği zaman
- Olay başlangıç tarihi: Katılımcı tarafından beyan edilen, olayın başlangıç zamanı
- Olay bitiş tarihi: Katılımcı tarafından beyan edilen, olayın bitiş zamanı
- İşletmedeki güç: Tesisin mevcut kurulu gücü
- Olay sırasında kapasite: Katılımcı tarafından bildirilen, tesisin olay meydana gelmeden önce ürettiği güç
- Gerekçe: Katılımcının olayın sebebine ilişkin açıklamaları

Bunların yanında EPIAŞ Şeffaflık Platformundan elde edilen veriler ise şunlardır:

- Organizasyon adı: Bildirim yapılan tesisin sahibi olan tüzel kişi (şirket)
- Yakıt tipi: Arızalanan veya bakıma alınan ünitenin üretim kaynağı
- Bildirimin başladığı saatteki KGÜP: İlgili ünitenin arıza – bakım bildiriminden önceki üretim programı (KGÜP'ü)
- Bildirimin yapıldığı saatteki UEVM: İlgili ünitenin bakım ve arıza bildirim yapılan saatteki üretim miktarı (uzlaştırmaya esas veri miktarı)

Bunun yanında veri setinde yer alan bilgilerden, yapılacak analizlerde kullanılmak üzere aşağıdaki şu değerler türetilmiştir:

- Arıza süresi: Olay başlangıç ve bitiş tarihleri arasında geçen, bakım veya arızanın süresi dakika cinsinden hesaplanmıştır.
- Arıza sınıfı: Arıza bildirimlerinin gerekçeleri aşağıda açıklanan şekilde 5 farklı kategoriye ayrılmıştır.
- Üretim programı – gerçekleşen üretim durumu: Santrallerin arıza bildirimini yaptıkları saatler için üretim programları ve gerçekleşen üretim miktarlarına göre, aşağıda açıklandığı üzere 4 farklı durum tanımlanmıştır.

4.2.1 Bildirim gerekçelerinin sınıflandırılması

Santrallerin bakım ve arıza bildirimlerinin gerekçeleri katılımcılar tarafından manuel olarak girilmektedir. Her ne kadar yaygın kullanımda santral arızası olarak ifade edilse de, bu bildirimler esas itibarıyla tesislerin emre amadeliklerinde herhangi bir sebeple değişiklik olması durumunu ifade etmektedir. (Bu çalışmada da santral arızaları uygulamada kullanılan anlamıyla, tesisin emre amade kapasitesinde azalmaya yol açan tüm durumları ifade etmek üzere kullanılmıştır.) Başka bir deyişle arıza bildiriminin kaynağı üretim tesisi içerisindeki herhangi bir olay olabileceği gibi, tesisin inisiyatifi dışında meydana gelen bir durum da söz konusu olabilmektedir. Bu bakımdan arıza gerekçeleri, arızaya sebebiyet veren olayın kaynağına göre, üretim tesisi, şebeke, üretim kaynağı, mücbir sebepler ve diğer olarak sınıflandırılmıştır.

Bildirim gerekçelerine arızaların sınıfları şu şekilde açıklanabilir:

- Üretim Tesisi: Bir üretim tesisinin üretim kaynağını teslim aldığı ve üretilen enerjiyi ilgili şebeke işletmecisine teslim ettiği nokta arasında meydana gelen durumları ifade etmektedir. Bu bakımdan, enerji üretimine ilişkin tesis ve teçhizattaki mekanik, elektromekanik veya elektriksel her türlü arızanın yanı sıra; şalt sahalarına, koruma ve kontrol cihazlarına ve ölçüm sistemlerine ilişkin bildirimler de üretim tesisinin sorumluluk alanında görülmüştür.
- Şebeke: Santralin bağlı olduğu iletim veya dağıtım şebekesinde meydana gelen sorunlar nedeniyle üretim yapılamaması durumlarını ifade etmektedir.
- Üretim kaynağı: Santralin üretim kaynağının yetersiz olması veya üretim tesisi dışına bir sebeple kaynağı kullanamaması durumlarını göstermektedir.

- Mücbir sebepler: Valilik, kaymakamlık, Afet ve Acil Durum Yönetimi Başkanlığı (AFAD), savcılık vs. talimatıyla üretimin durdurulması hallerini ifade etmekte olup, tamamında yakını boğulma vakalarıdır.
- Diğer: Esasen üretim tesislerinin emre amadeliklerinde bir değişikliği ifade etmeyen durumlardır. Zaman zaman bildirimlerin amacı dışında kullanıldığı görülmektedir.

Sınıflandırma yapılırken, manuel olarak yazılan gerekçeler taranmış, söz konusu gerekçelerin kaynağı öncelikle şahsi bilgi ve tecrübeye dayanarak belirlenmiştir. Anlaşılamayan durumlar için üretim tesisinin teknolojisi, tesisinin diğer bildirimleri, diğer tesislerin benzer bildirimleri incelenmiş, bazı konularda da uzman kimselerden yardım alınmıştır. Ancak bazı bildirimlerin kaynağını kesin olarak belirlemek yine de mümkün değildir. Örneğin “koruma rölesi hat kesicisini açtırdı” gibi bir gerekçe incelenirken, söz konusu koruma rölelerinin çalışmasını şebeke kaynaklı mı üretim tesisi kaynaklı mı olduğu belirlenemediğinden, belirsizlik içeren söz konusu durumlar üretim tesis kaynaklı olarak işaretlenmiştir.

Sınıflandırma çalışmasına ilişkin bazı notlar şu şekildedir:

- HES’lerin “iletim hattı arızası” şeklindeki bildirimleri enerji iletim hatlarını ifade edecek şekilde açık olarak yazılmamış ise, su iletim hattı olarak değerlendirilmiş ve üretim tesisi kaynaklı olarak seçilmiştir.
- Yine HES’lerde DSİ talimatıyla üretim durdurulması, sel, taşkın feyzan vs. sebeplerle üretim yapılamaması gibi durumlar üretim kaynağı olarak sınıflandırılmıştır. Ancak sel sebebiyle regülatöre / ızgaralara pislik yığılması vs. gerekçeleri üretim tesisi sınıfına dâhil edilmiştir.
- Şebeke darbesi, elektrik dalgalanması vs. gibi sebepler açıklayıcı olmamakla birlikte şebeke sınıfına alınmıştır.
- Doğalgaz santralleri için gaz şebekesi ile santralin sorumluluk alanları konusunda uzmanlardan (Onur KİĞİLCİM, kişisel görüşme, 09/07/2019) bilgi alınmış bu çerçevede, RMS istasyonu arızaları yakıt sorunu; valf, vana arızası bildirimleri üretim tesisi kaynaklı olarak seçilmiştir.
- “Santral duruşta” şeklindeki bildirimlerin YAL talimatı almaktan imtina etmek amacıyla verilebileceği düşünüldüğünden “Diğer” sınıfına alınmıştır.

- Kömür kalorisi düşüklüğü, kömürün ıslak olması gibi sebepler kaynak sınıfında, “kömürün ıslak olması sebebiyle değirmende sarma yapması” gibi sebepler üretim tesisi sınıfında değerlendirilmiştir.
- Sebebi açıkça belirtilmedikçe “kesici açması” bildirimleri üretim tesisi kaynaklı olarak düşünülmüştür.
- BYTM talimatlarıyla üretimin durdurulması şebeke kaynaklı olarak değerlendirilmiştir. Ancak YAT talimatı nedeniyle üretimin durdurulması şeklindeki bildirimler, amacı dışında kullanıldığı düşünüldüğünden diğer kategorisine alınmıştır.
- Mesafe koruma rölelerinin çalışması şebeke kaynaklı olarak işaretlenmiştir. Benzer şekilde aşırı akım rölelerinin çalışması da üretim tesisinden ziyade şebeke kaynaklı olarak düşünülmüştür.
- HES’lerin aynı havzada yer alan başka bir HES’in arızalı olması sebebiyle üretim yapamaması kaynak sorunu olarak değerlendirilmiştir.
- Anlamsız gerekçeler de (örn. FGHFH) üretim tesisi kategorisinde değerlendirilmiştir.
- Bakım çalışması, çalışma devam ediyor, arıza giderildi, program yüküne çıkılıyor vs. gibi sebepler de üretim tesisi kaynaklı olarak seçilmiştir.

Santral bakımları için ayrıca bir sınıflandırma çalışması yapılmamıştır. Santral bakımları MYTM’nin onayı ile yapıldığından ve sayıca arıza bildirimlerinden çok daha az olduğundan, santral bakımlarının gerekçelerine incelenmesine ve sınıflandırılmasına gerek duyulmamıştır.

4.2.2 Üretim programı ile gerçekleşen üretimin karşılaştırılması

Arıza bildirimleri konusunda en çok dile getirilen konulardan birisi de bildirilen değerlerin doğru olmaması veya arıza bildiren santralin üretimine herhangi bir düşüş olmadan devam etmesidir. Bu bakımdan bildirim başladığı saatteki üretim programları ile gerçekleşen üretim miktarları karşılaştırılarak 4 farklı durum tanımlanmıştır. Bu durumlar Çizelge 4.2’de verilmektedir.

Belirtilen durumlar tanımlanırken sadece bildirim başlangıç saatindeki değerler esas alınmıştır. Belirtmek gerekir ki bir arıza bildiriminin birden fazla saati kapsamı

mümkündür. Diğer yandan üretim programı ile üretim miktarı karşılaştırılırken, sadece gerçekleşen miktarlar üzerinden Çizelge 4.2’de belirtildiği şekilde mantıksal bir karşılaştırma yapılmış, beklenen üretim değeri ile gerçekleşen değerler üzerinden herhangi bir karşılaştırmaya gidilmemiştir.

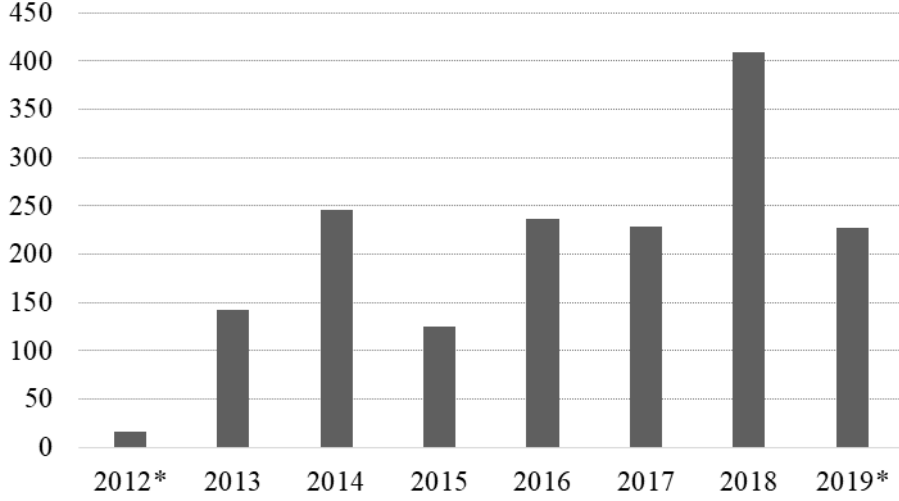
Çizelge 4.1 : Üretim programı ve gerçekleşen üretim için tanımlanan durumlar.

	Olay başladığı saatteki üretim programı (KGÜP)	Olayın başladığı saatteki üretim miktarı (UEVM)
1. Durum	$KGÜP > 0$	$UEVM < KGÜP$
2. Durum	$KGÜP = 0$	$UEVM = 0$
3. Durum	$KGÜP > 0$	$UEVM > KGÜP$
4. Durum	$KGÜP = 0$	$UEVM > 0$

Söz konusu durumları açıklamak gerekirse, 1. durum tesisin üretim programı bildirdiği ancak arıza sonrası gerçekleşen üretim miktarının beklendiği üzere üretim programından daha az olduğu durumu ifade etmektedir. 2. durum da benzer şekilde üretim programının sıfır olduğu yani tesisin çalışmadığı durumda, beklendiği üzere üretim miktarının da sıfır olduğu durumlardır. 3. durum tesisin üretim programı bildirdiği ve üretim miktarının arıza öncesi bildirilmiş üretim programından daha fazla olduğu durumu, 4. durum ise tesisin üretim programı bildirmediği halde üretim yaptığı durumları göstermektedir. Görüldüğü üzere 1. ve 2. durumlar beklenen durumlar olduğu halde, 3. ve 4. durumlarda bildirimlerin veya bildirimlerdeki değerlerin yanlış veya yanıltıcı olduğu düşünülebilir.

4.3 Santral Bakım ve Arıza Bildirimlerinin İncelenmesi

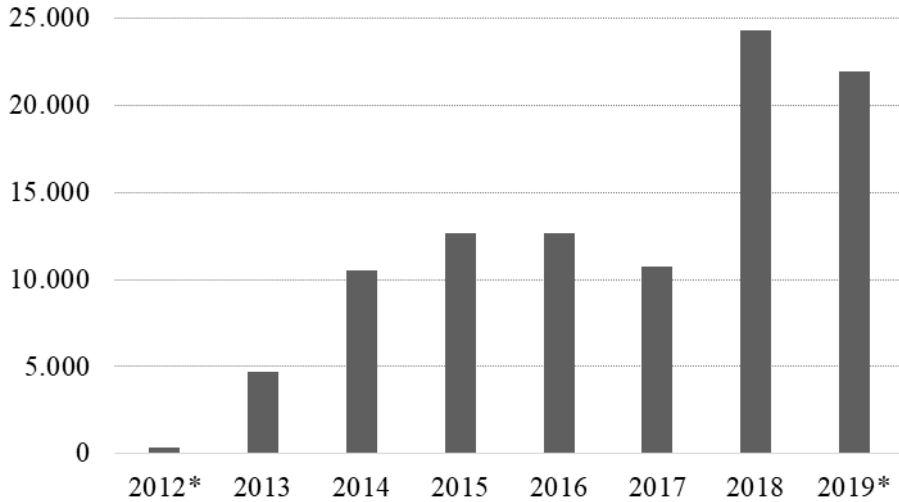
Çalışmada Ağustos 2019 dönemi sonuna kadar yapılan bildirimler incelenmiştir. Şeffaflık ve Raporlama Platformlarında yapılan sorgulamada Kasım 2012 döneminden itibaren yapılan bildirimlere erişilebilmektedir. Erişilen en eski bildirim 23/11/2012 yapılan santral arızası bildirimidir. Ağustos 2019 dönemi sonuna kadar toplamda 1.630 adet santral bakımı, 97.831 adet de santral arızası bildirimini bulunmaktadır. Bakım ve arıza bildirimlerinin yıllara göre kırılımları Şekil 4.3 ve Şekil 4.4’te gösterilmektedir.



Şekil 4.3 : Yıllar itibariyle santral bakım bilgileri.

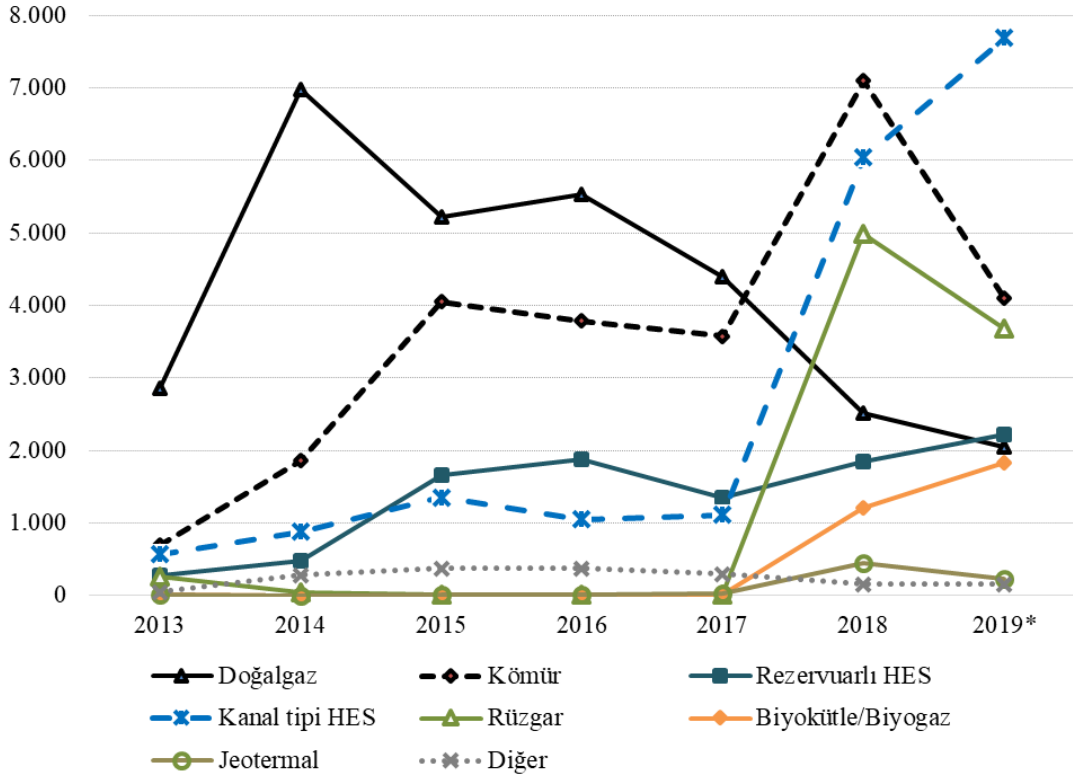
(* Grafik 2012 yılının son 2 ayı ve 2013 yılının ilk 8 ayını içermektedir)

Santral bakımları incelendiğinde 2018 yılında bir önceki yıla göre neredeyse 2 kat bir artış olduğu gözlenmekle birlikte, 2019 yılının ilk 8 ayı da göz önüne alındığında yıllar itibariyle önemli farklılıklar bulunmadığı değerlendirilebilir. Yukarıda da bahsedildiği üzere santral bakımları TEİAŞ'ın bilgisi ve onayı dâhilinde yapılmaktadır. Ancak Şekil 4.4'te görüldüğü üzere 2018 yılında arıza bildirimlerinde 2017 yılına göre yaklaşık 2,25 kat bir artış görülmektedir.



Şekil 4.4 : Yıllar itibariyle santral arıza bildirimleri.

(* Grafik 2012 yılının son 2 ayı ve 2013 yılının ilk 8 ayını içermektedir)



Şekil 4.5 : Üretim kaynağına santrallerin göre yıllar itibariyle arıza bildirimleri.

(* Grafik 2019 yılının ilk 8 ayını içermektedir.)

Şekil 4.5'te üretim kaynağı itibariyle santrallerin yıllık arıza bildirim sayıları gösterilmektedir. Buna ilişkin bildirim gerekçelerine göre yapılan sınıflandırmayı da içeren detaylar Çizelge 4.2'de verilmektedir.

Şekil 2.5 ve çizelge 4.2'de görüldüğü üzere 2018 yılından itibaren tüm kaynak tiplerine sahip üretim tesislerinin bildirimlerinde artış görülmektedir. Hatta rezervuarlı ve nehir tipi HES'ler ile biyokütle santrallerinin 2019 yılının ilk 8 ayındaki bildirim sayısı, 2018 yılındaki toplam bildirimleri de geçmiş durumdadır. Yıllar itibariyle toplam arıza bildirim sayıları düşen tek santral türü doğalgaz yakıtlı santrallerdir. Bu durumun doğalgaz santrallerinin elektrik üretimindeki payının ve çalışma sürelerinin azalmasına bağlı olduğu düşünülebilir. Ancak özellikle yenilenebilir kaynaklı tesislerin bildirimlerindeki dramatik artışlar göze çarpmaktadır. HES'lerin 2017 yılındaki bildirim sayıları 2.453 adet iken bu sayı 2018 yılında 7.878'e 2019 yılının ilk 8 ayında da 9.908'e yükselmiştir. Jeotermal kaynaklı tesislerin ise 2017 yılındaki bildirim sayıları toplam 24 adet iken, 2018 yılında yaklaşık 20 kat artarak 448'e yükselmiştir.

Çizelge 4.2 : Kaynak tipi ve bildirim gerekçelerine göre arıza bildirim sayıları.

	Doğalgaz	Kömür	R. HES	N. HES	Rüzgâr	Biyokütle	Jeotermal	Diğer	TOPLAM	
2013	Üretim tesisi	2.480	682	249	389	237	5	6	46	4.094
	Şebeke	88	6	18	148	8	1		1	270
	Üretim kaynağı	284		3	27	19			1	334
	Mücbir sebepler			5	1					6
	Diğer		2							2
2013 yılı toplamı	2.852	690	275	565	264	6	6	48	4.706	
2014	Üretim tesisi	6.538	1.806	444	497	38			263	9.586
	Şebeke	127	39	17	201	4			16	404
	Üretim kaynağı	308	13	22	176	1			2	522
	Mücbir sebepler									0
	Diğer	2	1							3
2014 yılı toplamı	6975	1.859	483	874	43	0	0	281	10.515	
2015	Üretim tesisi	4616	3859	1364	809		9		343	11.000
	Şebeke	81	44	157	306	5	1		26	620
	Üretim kaynağı	514	141	119	220				1	995
	Mücbir sebepler			6	16					22
	Diğer	1	6	6	1					14
2015 yılı toplamı	5.212	4.050	1.652	1.352	5	0	10	370	12.651	
2016	Üretim tesisi	4.884	3.689	1.635	712	12	7		360	11.299
	Şebeke	33	50	107	128	3	3		15	339
	Üretim kaynağı	613	35	119	197					964
	Mücbir sebepler		1	13	13					27
	Diğer		7	4						11
2016 yılı toplamı	5.530	3.782	1.878	1.050	15	0	10	375	12.640	

Çizelge 4.2 (Devam) :Kaynak tipi ve bildirim gerekçelerine göre arıza bildirim sayıları.

		Doğalgaz	Kömür	R. HES	N. HES	Rüzgâr	Biyokütle	Jeotermal	Diğer	TOPLAM
2017	Üretim tesisi	3.764	3.449	1.200	403	3	6	24	248	9.097
	Şebeke	32	25	72	232	3			4	368
	Üretim kaynağı	603	75	51	472				38	1.239
	Mücbir sebepler			21	2				1	24
	Diğer	1	24							25
2017 yılı toplamı		4.400	3.573	1.344	1.109	6	6	24	291	10.753
2018	Üretim tesisi	2.337	6.829	1.348	2.811	4.878	1.074	324	147	19.748
	Şebeke	42	30	150	713	98	119	124	4	1.280
	Üretim kaynağı	123	233	151	2426	15	14		1	2.963
	Mücbir sebepler			178	83					261
	Diğer	6	4	15	3					28
2018 yılı toplamı		2.508	7.096	1.842	6.036	4.991	1.207	448	152	24.280
2019	Üretim tesisi	1948	3.897	1.640	2.885	3.443	1.471	115	101	15.500
	Şebeke	20	14	212	1.289	194	326	114	23	2.184
	Üretim kaynağı	58	182	300	3.485	35	44		30	4.142
	Mücbir sebepler			66	25					91
	Diğer	26	3	4	2	1				36
2019 yılı toplamı		2.052	4.096	2.222	7.686	3.673	1.841	229	154	21.953
2013-2019	Üretim tesisi	26.567	24.211	7.880	8.506	8.611	2.556	485	1.508	80.324
	Şebeke	423	208	733	3.017	315	446	242	89	5.465
	Üretim kaynağı	2.503	679	765	7.003	70	58		73	11.159
	Mücbir sebepler		1	289	140				1	431
	Diğer	36	47	29	6	1				119
GENEL TOPLAM		29.493	25.099	9.667	18.666	8.996	3.060	727	1.671	97.379

(Çizelgede 2019 yılının Ocak – Ağustos dönemlerine ait 8 aylık bildirim değerleri yer almaktadır. R. HES rezervuarlı hidroelektrik santralleri, N. HES ise nehir tipi hidroelektrik santralleri göstermektedir.)

Rüzgâr ve biyokütle tesislerinde bu durum daha fazla göze çarpmaktadır. 2018 yılında sadece 6'şar adet bildirimde bulunmuş olan rüzgar ve biyokütle tesislerinden rüzgar kaynaklı tesisler 2018 yılında toplam 4.991 adet, biyokütle tesisleri ise 2018 yılında 1.207, 2019 yılının ilk 8 ayında ise 1.841 adet arıza bildirimini yapmışlardır.

Arıza gerekçelerine bakıldığında ise, beklendiği üzere en büyük pay üretim tesisi kaynaklı arızalara aittir. 2013 ilâ 2019 yılının ilk 8 ayı itibariyle mücbir sebepler kaynaklı arızaların 2 tanesi hariç tamamı HES'ler tarafından bildirilmiş olup, tamamına yakını boğulma ve arama – kurtarma olayları sebebiyle verilmiştir. Diğer 2 bildirimde de gerekçelerine bakıldığında, bir tanesinin gerekçesinin “yerel halk tepkisi”, diğerinin ise enerji nakil hattı çevresindeki yangın söndürme çalışmalarından dolayı verildiği görülmektedir. Ayrıca şebeke ve üretim kaynağı gerekçesiyle yapılan bildirimlerin de arttığı görülmekte olup, özellikle HES'lerde bu türde bildirimlerin diğer santral türlerine göre daha fazla olduğu görülmektedir. HES'lerdeki üretim kaynağı gerekçesine dayalı bildirimlerin genellikle akarsudaki suyun eksilmesi gerekçesiyle verildiği görülmektedir. Her ne kadar HES'lere gelen suyun azalması gerçek anlamda bir arıza sebebi olmasa da bu durum aynı havzadaki tesislerin üretimlerinin birbirlerine bağımlı olması ancak havza planlaması veya kaskat yönetiminin bulunmamasının sonucu olarak görülebilir.

Görüldüğü üzere 2018 yılından itibaren özellikle yenilenebilir kaynaklı tesisler başta olmak üzere doğalgaz santralleri hariç, kaynak türlerine göre tüm tesislerin arıza bildirimlerinde artış görülmektedir. Bu durum, enerji piyasalarında yapısal bir kırılmayı veya piyasalara ilişkin düzenlemelerde önemli bir değişikliği işaret etmektedir. Bu değişiklik 2018 yılında uygulamaya konulan KGÜP sapma tutarı uygulamasıdır. Özellikle yenilenebilir kaynaklı tesislerin üretimleri kontrol edememelerinden dolayı, üretim tahminlerinde ve gün öncesinden bildirdikleri üretim programlarında meydana gelen sapmalar nedeniyle maruz kalacakları sapma tutarından kaçınmak için, arıza bildirimlerini, KGÜP'lerini güncellemek için bir araç olarak kullandıkları görülmektedir.

4.3.1 Bakım ve arıza bildirim verilerindeki sorunlar

Bakım ve arıza bildirimlerine ve bildirimlerde yer alan verilerin formatına ilişkin herhangi bir düzenleme bulunmamaktadır. Bu nedenle bildirimlerin herhangi bir standardının bulunmadığı söylenebilir. Örneğin bazı arızaların birden fazla saati kapsadığı, bazı tesisler için ise arızanın devam ettiği her bir saat için ayrı ayrı bildirim yapıldığı görülmektedir.

Bu durum en fazla bildirim gerekçelerinde gözlenmektedir. Bildirim gerekçeleri katılımcılar tarafından manuel olarak girilmekte, aynı türdeki arızalar farklı şekillerde ifade edilebilmektedir. Diğer yandan bazı bildirimlerin gerekçeleri ise arıza kaynağının belirlenmesi için yeterince açıklayıcı olmamaktadır.

Örnek vermek gerekirse bazı bildirimlerin gerekçeleri sadece “Arıza” şeklinde girilmiş, bazılarında ise “3. ünite devreye alınacaktı fakat cebri çekme fan arızasından dolayı devreye alınamadı.” gibi cümleler yazılmıştır. Bazı bildirimlerin gerekçelerinin ise arızanın kaynağını belirlemekte yeterince açıklatıcı olmadığı görülmektedir. Bu nedenle bildirim gerekçelerinin sınıflandırılmasında zorluklar yaşanmış, arıza kaynakları belirlenirken söz konusu tesisin diğer bildirimlerine, aynı türdeki diğer tesislerin bildirimlerine veya benzer gerekçelerle yapılan diğer bildirimlere de bakılarak yukarıda izah edildiği şekilde sınıflandırma yapılmıştır.

Bildirim gerekçeleri arasında “hat tutmuyor”, “bara boşta”, “kömür sarma yapıyor” gibi teknik literatürde yer almayan kavramların kullanıldığı sıkça görülmektedir. Bunun yanında “19.75”, “Deneme”, “FGHFGH”, “EPIAŞ” gibi anlamsız gerekçelerin de yer aldığı görülmektedir. Bunun yanında “PFK tutulamaması” gibi, tesislerin yükümlülüklerini yerine getiremediği durumlarda da arıza bildirimleri yapıldığı görülmektedir. Diğer yandan santral bakımlarının, santral arızası olarak bildirildiği durumlarla da karşılaşılmaktadır. Ayrıca arıza bildirimlerinin “5 dakika önce devreden çıkmış kombine çevrim termik bir santral 5 dakika içerisinde tekrar devreye alınamaz.”, “saat 07:35 ile 12:00 arasında Rize trafo merkezinden yaşanan sıkıntılardan dolayı Yeşilköy HES’e elektrik verilemiyor ve dolayısıyla üretim yapılamıyor. Dolayısıyla cezaya tabi tutuluyoruz” veya “Rekabetin korunması hakkında 4054 sayılı kanun gereği; sistem satış fiyatları (stf) maliyet fiyatlarımızın altında olduğundan üretime ara verilmiştir.” gibi gerekçelerle, çeşitli mesajlar iletmek üzere amacı dışında da kullanıldığı görülmektedir. Ancak hiç şüphesiz

rastlanan en ilginç gerekçe “[P]ayitaht Abdülhamid 85. Bölüm” şeklinde olup, buna ilişkin mobil uygulama ekran görüntüsü Şekil 4.6’da gösterilmektedir.



Şekil 4.6 : Örnek sorunlu bir arıza bildirimini mobil uygulama ekran görüntüsü.

Diğer yandan, bildirim verileri içerisinde bazı bildirimlerin mükerrerlik gösterdiği veya aynı tesis için aynı zaman diliminde birden fazla bildirim bulunduğunu gözlenmiştir. Bildirim süreleri incelendiğinde ise bir adet bildirim süresinin negatif olduğu, yani olayın başlangıç zamanının bitiş zamanından daha sonra olacak şekilde bildirim yapıldığı görülmektedir. Yine mesaj ekleme zamanları ile olay başlangıç zamanları incelendiğinde, 2019 yılına kadar bu konuda bir standart bulunmadığı ve bazı bildirimlerin olay başlangıcından önce, bazılarının ise olay başlangıcından sonra eklendiği görülmektedir. Bu durum ise bildirimlerin doğru bir şekilde yapılmamış olma olasılığına işaret etmektedir. Ayrıca incelenen bildirim verilerinde, bazı bildirimler için üretim değeri (UEVM), üretim programı (KGÜP) veya emre amade kapasite (EAK) değerlerinin boş olduğu da görülmüştür. Diğer yandan bakım veya arıza bildiriminde bulunduğu halde üretiminde düşüş olmayan tesislerin varlığı da bu verilerin sorunları arasında yer almaktadır.

Netice itibariyle, bakım ve arıza bildirimlerine ilişkin veri kümesi, bildirimlerin içeriğine ilişkin herhangi bir düzenlemenin bulunmaması sebebiyle sorunlu verileri de

içermektedir. Ancak bu durum, bakım ve arıza bildirimlerinin kötüye kullanımını da kolaylaştırdığından bu çalışmanın kapsamı ve amaçları açısından önem taşımaktadır.



5. BİLDİRİM DAVRANIŞLARININ KÜMELEME ANALİZİ İLE İNCELENMESİ

Bu çalışmada, EPİAŞ Şeffaflık ve Raporlama platformlarından elde edilen veriler ile oluşturulan veri kümesi veri madenciliğinde kullanılan k-ortalama kümeleme yöntemi ile incelenmiştir. Bunun için öncelikle elde edilen bakım ve arıza bildirim verileri, veri analizi için hazırlanmış, ardından kümeleme analizi uygulanarak elde edilen sonuçlar yorumlanmıştır.

5.1 Veri Kümesinin Hazırlanması

Veri analizine başlamadan önce, analize dâhil edilmeyecek bildirimler ile eksik verileri olan bildirimler temizlenmiştir. Bu amaçla öncelikle 2012 yılının verileri analize dâhil edilmemiştir. Çünkü bakım ve arıza bildiriminin 2012 yılının Kasım ayından itibaren başladığı görülmekte olup, ilk bildirimlerin gerekçelerinde de “Deneme” gibi açıklamalar olduğu görülmektedir. Bu nedenle, 2012 yılındaki bildirimlerin anlamlı bir sonuç vermeyeceği düşünülerek veri kümesinden çıkarılmıştır.

Üçüncü bölümde de izah edildiği üzere, planlı bakımlar TEİAŞ’ın bilgisi dâhilinde yürütülmektedir. Bu nedenle mesaj tipi “santral bakımı” olan bildirimler analize dâhil edilmemiştir. Bir diğer deyişle mesaj tipi “santral arızası” olan bildirimler analiz edilmiştir.

Diğer yandan, dördüncü bölümde de bahsedildiği üzere, mesaj tipi “santral arızası” olan bildirimlerin içerisinde planlı bakım bildirimleri de yer almaktadır. Gerekçeleri planlı bakım çalışması, “30.000 saat bakımı”, yıllık bakım gibi, planlı bakımları işaret eden bildirimler veri kümesinden çıkarılmıştır. Ancak, bakım çalışmasının uzaması, bakım sonrası test çalışmaları gibi, planlı bakımlarla ilişkili olmakla birlikte önceden bildirilmiş bakım programından farklılıklara sebep olabileceği düşünülen bildirimler ise dâhil edilmiştir.

Sayıları fazla olmamakla birlikte, mükerrerlik içerdiği tespit edilen bildirimler de temizlenmiştir. Olay başlangıç zamanı bitiş zamanından daha sonra, yani arıza süresi

negatif olan 1 adet bildirim tespit edilmiş ve bu bildirim de veri kümesinden temizlenmiştir. Son olarak, üretim programı (KGÜP), emre amade kapasite (EAK), üretim miktarı (UEVM) gibi verileri eksik olan bildirimler de veri kümesine dâhil edilmemiştir. Böylece kümeleme analizi için oluşturulacak veri kümesine, 2013 ila 2019 yılının ilk 8 ayındaki 95.583 adet “santral arızası” bildirimini dâhil edilmiştir.

Santrallerin arıza bildirim davranışlarını incelemek üzere, her yıl için bildirim verileri üretim birimi (UEVÇB) bazında toplulaştırılmıştır. Her ne kadar bir üretim tesisinin içerisinde birden fazla UEVÇB bulunabilmekle beraber, bildirimler UEVÇB’ler bazında yapılmaktadır. Bu nedenle verilerin santraller yerine UEVÇB’ler bazında toplulaştırılmasının uygun olacağı değerlendirilmiştir. Her yıl için ve her UEVÇB bazında, yıllık toplam bildirim sayısı, ortalama arıza süresi ve Çizelge 4.2’de verilen 4 adet durumun her birinin frekansı olmak üzere, 6 adet değişken oluşturulmuştur. Veri kümesinin hazırlanmasında yürütülen çalışmalar Çizelge 5.1’de özetlenmektedir. Hazırlanan veri kümesinde yer alan UEVÇB sayıları ile bunlara ait arıza bildirim adetleri ise yıllar itibariyle Çizelge 5.2’de verilmektedir.

Çizelge 5.1 : Veri kümesinin hazırlanması.

		Bildirim tarihi 2012 Mesaj tipi “Santral bakımı”
Veri temizleme	Filtreleme	
	Eleme	Planlı bakım bildirimleri KGÜP, EAK, UEVM bilgisi eksik Arıza süresi negatif
Veri kümesinin oluşturulması		Toplam bildirim sayısı
		Ortalama arıza süresi
	Türetilen	1. durum frekansı
	özellikler	2. durum frekansı
		3. durum frekansı
		4. durum frekansı

Çizelge 5.2 : Veri kümesinde yer alan UEVÇB’ler ve bunlara ait bildirim sayıları.

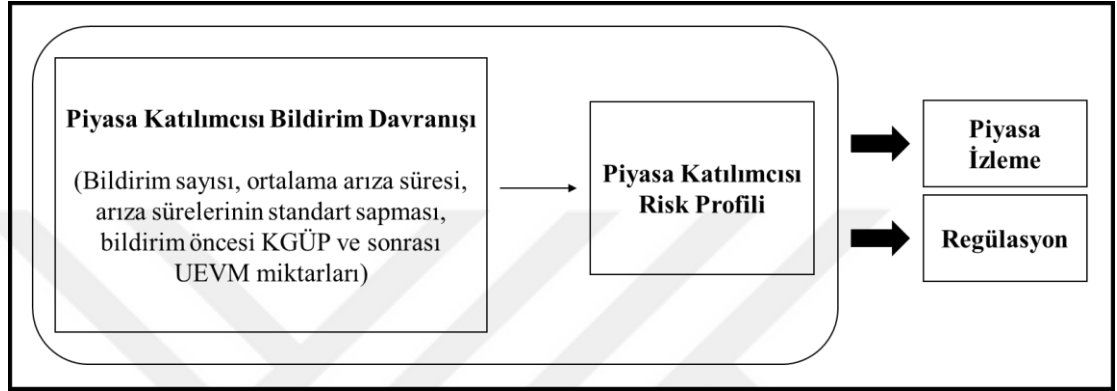
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
UEVÇB sayısı	220	236	243	268	243	506	479
Arıza Bildirim Sayısı	4404	10004	12287	12473	10509	24015	21891

* 2019 yılının Ocak – Ağustos dönemi verilerini içermektedir.

5.2 Kümeleme Analizi

Bu çalışmada, piyasa izleme faaliyeti kapsamında üretim tesislerinin arıza bildirimlerinde kullanılacak veri analitiği yöntemleri ile katılımcıların bakım ve arıza bildirimlerine ilişkin davranışlarının tespit edilmesi ve gerçek dışı arıza

bildirimde bulunma riski bulunan katılımcıların tespit edilmesi amaçlanmıştır. Bu amaçla, EPİAŞ Şeffaflık Platformundan elde edilen ham verilerden, veri analizinde kullanılacak veri kümesi oluşturulmuş, oluşturulan veri kümesi k-ortalama kümeleme algoritması ile analiz edilmiştir. Kümeleme analizi sonucunda elde edilen veriler neticesinde katılımcıların arıza bildirim davranışları yorumlanmış, davranış profillerine göre gerçek dışı bildirimde bulunma riski olan katılımcıların tespit edilmesi amaçlanmıştır. Kullanılan araştırma modeli Şekil 5.1’de gösterilmektedir.



Şekil 5.1 : Araştırma Modeli.

5.2.1 K-Ortalama kümeleme yöntemi

Kümeleme analizi, bir veri kümesi içerisinde birbirine benzer özellikler taşıyan veri gruplarını tespit etmek amacıyla kullanılmaktadır. Kümeleme yöntemleri hiyerarşik ve hiyerarşik olmayan yöntemler olarak ayrılmaktadır. Sınıflandırma yöntemlerinden farklı olarak herhangi bir eğitim kümesi gerektirmemektedir. Bu çalışmada da arıza bildirimlerinin hatalı veya gerçek olduğuna dair önceden yapılmış herhangi bir tespit bulunması gibi bir durum söz konusu olmadığından, bildirimleri ve katılımcıların davranışlarını incelemek üzere kümeleme analizi yönteminin kullanılması uygun görülmüştür.

Hiyerarşik olmayan kümeleme algoritmaları içerisinde en çok kullanılanlardan birisi de k-ortalama kümeleme yöntemidir. Yöntem, önceden oluşturulacak “k” küme sayısının belirlenmesini gerektirmektedir. Buna göre $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ olmak üzere n adet veriden oluşan veri kümesi ve $C = \{c_1, c_2, \dots, c_k\}$ k adet kümenin merkezleri, $d(c_i, x_{i,j})$ c_i küme merkezi ile i kümesine ait $x_{i,j}$ verisi arasındaki uzaklık olmak üzere amaç fonksiyonu;

$$\min \sum_{i=1}^k \sum_{j \in i} d(\mathbf{c}_i, \mathbf{x}_{i,j}) \quad (5.1)$$

olarak ifade edilebilir. Anlaşılacağı üzere yöntemin amacı, küme merkezleri ile kümelere düşen veriler arasındaki en düşük uzaklığa ulaşmaktır. Farklı uzaklık fonksiyonlarının kullanılması mümkün olmakla birlikte en yaygın olarak kullanılanlardan birisi öklit uzaklığıdır. Öklit uzaklığı ise, m , \mathbf{c}_i ve $\mathbf{x}_{i,j}$ vektörlerinin boyutunu göstermek üzere ;

$$d_{\text{öklit}}(\mathbf{c}_i, \mathbf{x}_{i,j}) = \sqrt{\sum_m (\mathbf{c}_i - \mathbf{x}_{i,j})^2} \quad (5.2)$$

eşitliğiyle ifade edilmektedir.

Bu amaçla önceden belirlenmiş k-ortalama kümeleme algoritması “k” adet küme için rastgele atanmış $\mathbf{C} = \{\mathbf{c}_1, \mathbf{c}_2, \dots, \mathbf{c}_k\}$ küme merkezleri ile çözüme başlamakta ve en küçük uzaklıkları elde eden küme merkezlerine yakınsamaya çalışmaktadır [170, 171].

Kümeleme analizinde küme içerisindeki varyansın küçük, yani benzerliklerin yüksek olması beklenmektedir. Bir kümedeki elemanların küme merkezine yakınlığı arttıkça, küme içerisindeki benzerlik de artmaktadır. Diğer yandan kümeler arasındaki farklılıkların fazla olması, kümelemenin performansını artırmaktadır. Kümeleme performansını ölçmek için farklı performans ölçütleri kullanılabilir. Örneğin R, standart performans ölçütü olarak, her bir veri için küme merkezlerinin tüm verilerin ortalamasına uzaklığının karesi ile her bir verinin tüm verilerin ortalamasına uzaklığının oranını vermektedir. Buna göre kümeleme performansı;

$$P_{\text{küme}} = \frac{\sum_{i,j} d^2(\mathbf{C}, \mathbf{c}_i)}{\sum_k \sum_{n_i} d^2(\mathbf{C}, \mathbf{x}_{i,j})} = \frac{\sum_{i=1}^k n_i \sum_m (\mathbf{C} - \mathbf{c}_i)^2}{\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \sum_m (\mathbf{C} - \mathbf{x}_{i,j})^2} \quad (5.3)$$

eşitliği ile gösterilebilir Burada \mathbf{C} , tüm veri kümesinin merkezini; n_i , i kümesindeki veri sayısını; m ise \mathbf{C} , \mathbf{c}_i ve $\mathbf{x}_{i,j}$ vektörlerinin boyutlarını göstermektedir. Bu eşitlikten elde edilen değer, kümelerin birbirinden ne kadar farklı olduğunu veya başka bir deyişle de küme içerisindeki benzerliklerin ne derece yüksek olduğunu

göstermektedir. Dolayısıyla daha yüksek değerler kümeleme performansının daha fazla olduğuna işaret etmektedir.

Diğer yandan, kümeleme analizi bir eğiticiyiz öğrenme yöntemi olup, amaç analizden elde edilen sonuçlardan anlamlı bilgiler üretmektir. Bu bakımdan performans ölçütlerinin yüksek sonuçlar vermesi tek başına bir anlam ifade etmemekte, sonuçların anlamlı ve yorumlanabilir olması daha büyük önem taşımaktadır.

5.2.2 Analiz sonuçları

K-ortalama kümeleme algoritmasında oluşturulacak k küme sayısının önceden belirlenmesi gerekmektedir. Analizler R programlama dili Versiyon 3.5.3 ile yapılmıştır. Analiz için öncelikle veriler standardize edilmiştir. Her yıl için 2 ilâ 7 arasında kümeler oluşturularak elde edilen sonuçlar değerlendirilmiş, en uygun olanın her yıl için 4 adet küme oluşturulması olduğuna karar verilmiştir. Örnek olarak R’da eşitlik 5.3’te gösterildiği şekilde hesaplanan kümeleme performansları Çizelge 5.3’te verilmektedir.

Çizelge 5.3 : Kümeleme performansları.

	Küme Sayıları					
	2	3	4	5	6	7
2013	0,4938	0,5589	0,4846	0,5621	0,5296	0,5068
2014	0,4103	0,5492	0,4651	0,5017	0,4651	0,5021
2015	0,4719	0,4847	0,4847	0,4763	0,4321	0,4453
2016	0,4880	0,5543	0,5112	0,4880	0,5543	0,5543
2017	0,4794	0,4582	0,4678	0,4824	0,4794	0,4678
2018	0,4829	0,4829	0,4829	0,4830	0,4706	0,4775
2019*	0,5238	0,5238	0,5238	0,5102	0,5006	0,5238

* 2019 yılının Ocak – Ağustos dönemi verilerine göre.

Her yıl için oluşturulan 4 kümenin merkezleri Çizelge 5.4, Çizelge 5.5, Çizelge 5.6 ve Çizelge 5.7’de verilmektedir. Analiz sonucu oluşturulan kümeler değerlendirilirken, yanlış veya yanıltıcı arıza bildiriminde bulunma riskinin yıllık toplam arıza bildirim sayısı ile arttığı; kısa süreli arızaların ise amacı dışında kullanılma riskinin daha yüksek olduğu değerlendirilmiştir. Yine bir tesisin arıza sonrasında, önceden bildirdiği üretim programından daha fazla üretim yapma durumlarını gösteren 3. ve 4. durum frekanslarının artması da, bildirimlerin yanlış veya yanıltıcı bilgiler içerme olasılığının yüksek olduğunu göstermektedir. Bu çerçevede oluşturulan kümeler, sırasıyla risksiz, düşük riskli, riskli ve en riskli kümelere olarak adlandırılmıştır. Yapılan adlandırma,

her yıl için, analiz sonucunda oluşturulan veri gruplarının birbirlerine kıyasla ne derece yanlış veya yanıltıcı olabilme riski taşıdığını ifade etmektedir.

Çizelge 5.4 : Risksiz UEVÇB’ler için küme merkezleri.

	Bildirim sayısı	Ortalama arıza süresi (dakika)	1. durum frekansı	2. durum frekansı	3. durum frekansı	4. durum frekansı
2013	1,80	12.784,60	0,80	0,80	0,00	0,20
2014	13,30	3.808,79	8,20	3,20	0,10	1,80
2015	20,27	856,02	14,91	3,12	0,70	1,53
2016	10,88	890,58	7,16	2,16	0,63	0,94
2017	20,25	3.634,61	13,25	5,75	0,25	1,00
2018	18,24	758,36	11,06	4,53	2,20	0,45
2019*	51,00	1.109,27	16,03	31,43	2,00	1,54

* 2019 yılının Ocak – Ağustos dönemi verilerini içermektedir.

Çizelge 5.5 : Düşük riskli UEVÇB’ler için küme merkezleri.

	Bildirim sayısı	Ortalama arıza süresi (dakika)	1. durum frekansı	2. durum frekansı	3. durum frekansı	4. durum frekansı
2013	5,99	646,79	4,39	0,86	0,20	0,54
2014	14,10	1.184,16	10,61	1,94	0,59	0,96
2015	132,95	270,29	111,66	14,00	4,21	3,08
2016	91,19	360,41	63,22	18,98	4,03	4,95
2017	15,55	342,19	11,72	2,43	0,62	0,79
2018	26,54	184,60	23,23	1,67	1,10	0,54
2019*	17,12	264,66	15,08	0,91	0,94	0,19

* 2019 yılının Ocak – Ağustos dönemi verilerini içermektedir.

Çizelge 5.6 : Riskli UEVÇB’ler için küme merkezleri.

	Bildirim sayısı	Ortalama arıza süresi (dakika)	1. durum frekansı	2. durum frekansı	3. durum frekansı	4. durum frekansı
2013	39,60	494,20	31,31	5,21	1,64	1,43
2014	33,62	251,34	26,12	4,32	0,99	2,20
2015	196,78	222,17	62,00	90,67	16,22	27,89
2016	257,33	110,58	235,78	14,56	6,44	0,56
2017	129,56	507,39	62,06	55,75	1,50	10,25
2018	162,50	931,71	40,92	107,58	7,08	6,92
2019*	135,13	192,97	124,06	3,42	6,13	1,52

* 2019 yılının Ocak – Ağustos dönemi verilerini içermektedir.

Çizelge 5.7 : En riskli UEVÇB’ler için küme merkezleri.

	Bildirim sayısı	Ortalama arıza süresi (dakika)	1. durum frekansı	2. durum frekansı	3. durum frekansı	4. durum frekansı
2013	100,22	257,56	60,89	13,89	8,83	16,61
2014	264,29	134,21	150,00	60,43	14,86	39,00
2015	517,33	84,17	512,67	0,00	4,67	0,00
2016	346,00	204,63	132,25	147,63	40,63	25,50
2017	137,25	229,75	125,75	1,98	8,08	1,45
2018	339,26	156,45	314,97	2,90	18,48	2,90
2019*	468,00	239,12	389,00	1,89	72,22	4,89

* 2019 yılının Ocak – Ağustos dönemi verilerini içermektedir.

Düşük riskli kümede yer alan UEVÇB'lerin yıllık bildirim sayılarının aynı yıl arıza bildiriminde bulunan diğer tesislere göre çok daha az ve arıza sürelerinin çok daha uzun olduğu görülmektedir. Bu kümelerde yer alan tesislerin yanlış, yanıltıcı bildirimlerde bulunma veya bildirimleri amacı dışında kullanma olasılığı en düşük grubu oluşturduğu, mevcut verilerin bu yönde bir sonuç çıkarmak için yeterli olmayacağı değerlendirilmiştir.

Düşük riskli kümede yer alan UEVÇB'lerin bildirim sayılarının risksiz olarak adlandırılan kümeye göre bir miktar daha fazla olduğu, ortalama bildirim sürelerinin ise en yine risksiz kümeye göre daha kısa olmakla birlikte, diğer iki kümedeki bildirimlere göre oldukça fazla olduğu görülmektedir. Bu tesislerin yanlış veya yanıltıcı bildirimde bulunmuş olma olasılıklarının düşük olduğu değerlendirilmiştir. Arıza bildiriminde bulunmuş tesislerin büyük bir kısmının bu grupta yer aldığı görülmektedir.

Riskli olarak adlandırılan kümede yer alan tesislerin yıllık toplam bildirim sayılarının düşük riskli gruba göre artış gösterdiği, ortalama arıza sürelerinin ise düşüş gösterdiği görülmektedir. Bu kümeyi düşük riskli kümeden ayıran önemli bir husus, üretim tesisinin arıza sonrasında, gün öncesinden bildirdiği programdan daha fazla üretim yaptığı veya program bildirmemişken üretiminin olduğu durumlar ifade eden 3. ve 4. durumun daha fazla olmasıdır.

En riskli küme olarak adlandırılan kümede yer alan UEVÇB'ler her yıl için bildirim sayılarının en yüksek ve ortalama arıza sürelerinin en düşük olduğu gruptur. Bu kümedeki tesislerin arıza bildirimlerinin yanlış, yanıltıcı olma ve amacı dışında yapılmış olma ihtimali en yüksek tesisler olduğu ve bu katılımcıların, işlemleri dikkatle takip edilmesi gereken en riskli katılımcılar olduğu değerlendirilmiştir.

5.3 Arıza Bildirim Davranışlarının Değerlendirilmesi

Santral arıza bildirimlerinin yıllar içerisindeki değişimleri Şekil 4.4 ve Çizelge 4.2'de verilmiştir. Buna göre 2018 yılından itibaren bildirim sayılarında artış olduğu görülmektedir. Yapılan kümeleme analizi neticesinde, oluşturulan kümelere düşen UEVÇB sayıları ile bu UEVÇB'lere ait bildirim sayıları Çizelge 5.8'de verilmektedir. 2013, 2017, 2018 ve 2019 yılları içerisinde en kalabalık küme düşük riskli UEVÇB'lerin yer aldığı küme olurken, 2014 yılı için en kalabalık grubun riskli

kümede, 2015 ve 2016 yıllarında da risksiz kümede yer aldığı görülmektedir. Önceki kısımda da ifade edildiği üzere, kümelerin adlandırmaları aynı yıl için oluşturulan diğer kümelere nispetle ne kadar risk taşıdığını göstermektedir. Örneğin 2014 yılı için küme merkezlerine bakıldığında, düşük riskli olarak adlandırılan kümenin ortalama arıza süresinin diğer yıllara göre daha fazla olduğu, bu durumun da o yıl içerisinde arıza bildirimini yapan çoğu tesisin riskli grupta yer almasında neden olduğu anlaşılmaktadır. Nitekim bu çalışmanın amacı da, katılımcıların davranışlarını tespit ederek bunlar hakkında çıkarımlarda bulunmaktır. Diğer yandan 2019 yılının ilk 8 ayı içerisinde yer alan verilerin bu çalışmaya dâhil edildiği, tüm yılın verilerini içeren bir çalışmada farklı sonuçlar elde edilebileceği de unutulmamalıdır.

Çizelge 5.8 : Kümelere düşen UEVÇB ve bunlara ait bildirim sayıları.

	Risksiz		Düşük Riskli		Riskli		En Riskli	
	UEVÇB Sayısı	Arıza Bildirim Sayısı	UEVÇB Sayısı	Arıza Bildirim Sayısı	UEVÇB Sayısı	Arıza Bildirim Sayısı	UEVÇB Sayısı	Arıza Bildirim Sayısı
2013	5	9	155	928	42	1.663	18	1.804
2014	10	133	49	691	163	5.480	14	3.700
2015	193	3.912	38	5.052	9	1.771	3	1.552
2016	193	2.100	58	5.289	9	2.316	8	2.768
2017	8	162	179	2.784	16	2.073	40	5.490
2018	89	1.623	374	9.925	12	1.950	31	10.517
2019*	37	1.887	362	6.198	71	9.594	9	4.212

* 2019 yılının Ocak – Ağustos dönemi verilerini içermektedir.

Çizelge 5.2 ve Çizelge 5.7 birlikte incelendiğinde (veri kümesinde yer alan) arıza bildiriminde bulunmuş tesis sayısının 2013 – 2017 yılları arasında fazla değişiklik göstermemekle birlikte 2018 yılından itibaren yaklaşık 2 katına çıktığı görülmektedir. Toplam bildirim sayısı ise 2013 yılında 4.404 iken 2014 yılında iki katına çıkmış, 2014 – 2017 yılları arasında fazla değişiklik göstermemiş ancak 2018 yılında 2 kattan fazla artmıştır. Yine yıllar itibariyle tüm bildirimler için ortalama arıza süreleri 2013 yılı için 412 dakika iken, bu değer yıllar itibariyle düşüş göstermiş, 2014 – 2017 yılları için sırasıyla 328, 324, 317 ve 312 dakika olmuş, 2018 yılında ise 261 dakikaya düşmüştür.

Veri kümesinde 2014 ve 2018 yılları itibariyle iki önemli kırılma görülmektedir. Her iki yılda da bir önceki yıla göre toplam bildirim sayısında 2 kattan fazla bir artış ve ortalama arıza sürelerinde de kayda değer bir düşüş görülmektedir.

2013, 2017 ve 2018 yıllarında en kalabalık küme düşük riskli olarak değerlendirilen tesislerin yer aldığı küme olup, 2019 yılının 8 aylık dönemi itibariyle de en fazla tesis düşük riskli kümede yer almıştır. 2014 ve 2015 yıllarında en fazla UEVÇB risksiz kümede, 2014 yılında ise riskli kümede yer almaktadır.

Santraller kurulu güçlerine göre, P kurulu gücü göstermek üzere; çok küçük ($P < 10$ MW), küçük ($10 \text{ MW} \leq P < 50 \text{ MW}$), orta ($50 \text{ MW} \leq P < 150 \text{ MW}$), büyük ($150 \text{ MW} \leq P < 300 \text{ MW}$) ve çok büyük ($P \geq 300 \text{ MW}$) olacak şekilde tanımlanırsa;

- 2013 yılında 4'ü küçük, 7'si orta, 2'si büyük, 1'i çok büyük olmak üzere 14 adet doğalgaz, 1 adet çok büyük kömür, 1 adet çok küçük nehir tipi HES ve 2 adet küçük güçte rüzgâr santrali,
- 2014 yılında 4'ü küçük, 5'i orta, 3'ü büyük ve 1'i çok büyük olmak üzere 13 adet doğalgaz santrali,
- 2015 yılında 1 büyük doğalgaz ve 2 çok büyük kömür santrali
- 2016 yılında 1'i küçük, 1'i orta ve 2'si büyük 4 adet doğalgaz, 1 adet çok büyük termik, 1 adet büyük rezervuarlı HES ve 1 adet küçük nehir tipi HES,
- 2017 yılında 3'ü orta, 3'ü büyük ve 3'ü çok büyük olmak üzere 9 adet doğalgaz, 1'i büyük, 10'u çok büyük olmak üzere 11 adet kömür santrali, 1 adet çok büyük termik santral, 1'i küçük, 1'i orta, 4'ü büyük ve 2'si çok büyük olmak üzere 8 adet rezervuarlı HES, 2'si çok küçük, 1'i küçük ve 1'i orta büyüklükte nehir tipi HES,
- 2018 yılında 1 adet büyük doğalgaz santrali, 1'i büyük, 6'sı çok büyük olmak üzere 7 adet kömür santrali, 3'ü çok küçük, 3'ü küçük ve 1'i de orta büyüklükte olmak üzere 7 adet nehir tipi HES, 9'u küçük, 2'si orta büyüklükte olmak üzere 11 adet rüzgâr santrali, 1 adet çok küçük jeotermal santrali ve 2'si çok küçük, 1'i küçük biyokütle santrali,
- 2019 yılının ilk 8 aylık verilerine göre ise, 1 adet çok büyük kömür, 2'si çok küçük, 1'i küçük olmak üzere 3 adet nehir tipi HES, 4 adet küçük rüzgâr santrali ve 1 adet çok küçük biyokütle santrali

en riskli kümede yer almaktadır. Çizelge 5.7’de yer alan UEVÇB sayıları ile yukarıda verilen santral sayılarının farklı olmasının sebebi ise aynı santrale ait farklı UEVÇB’lerin aynı grupta yer almasıdır ki bu da analiz sonuçlarının tutarlılığını göstermektedir.

Riskli kümede yer alan santrallerin dağılımına bakıldığında ise;

- 2013 yılında 25 doğalgaz, 6 kömür, 1 termik, 1 rezervuarlı ve 3 nehir tipi HES,
- 2014 yılında 57 doğalgaz, 15 kömür, 4 termik, 34 rezervuarlı HES, 27 nehir tipi HES ve 1 rüzgar santrali,
- 2015 yılında 6 doğalgaz, 1 kömür ve 1 rezervuarlı HES,
- 2016 yılında 4 doğalgaz, 4 kömür ve 1 nehir tipi HES,
- 2017 yılında 9 doğalgaz, 11 kömür, 1 termik, 8 rezervuarlı ve 4 nehir tipi HES,
- 2018 yılında 2 doğalgaz, 4 kömür, 1 rezervuarlı ve 2 nehir tipi HES,
- 2019 yılının ilk 8 ayı itibarıyla ise 10 doğalgaz, 9 kömür, 7 rezervuarlı HES, 24 nehir tipi HES, 12 rüzgar, 1 jeotermal ve 4 biyokütle santrali

yer almaktadır. Ancak 2014 yılı için elde edilen sonuçlarda, UEVÇB’lerin kümelere dağılımının diğer yıllardaki dağılımlardan farklı olduğu da göz önünde bulundurulmalıdır.

2018 yılı öncesinde riskli ve en riskli tesislerin büyük çoğunluğunu başta doğalgaz olmak üzere termik santraller oluştururken, 2018 yılından sonra özellikle yenilenebilir kaynaklı tesislerin de riskli tesislerin bulunduğu gruplarda daha fazla yer aldığı görülmektedir. Örneğin en riskli tesisler için ortalama bildirim sayısının 339,26 olduğu 2018 yılında, 500’den fazla bildirim yapmış olan 6 adet santral bulunmakta olup, bunlardan orta büyüklükteki bir rüzgâr santralinin yaptığı bildirim ise 1.300 adetten fazladır. Hâlbuki hazırlanan veri kümesinde, 2017 yılında en fazla bildirim 624 adet ile büyük güçteki bir doğalgaz santraline, ikinci olarak da 370 adet bildirimle çok büyük güçte bir kömür santraline ait olduğu görülmektedir. 2019 yılının 8 aylık dönemine bakıldığında ise en fazla bildirim çok küçük güçte bir biyokütle santraline ait olduğu, bu tesisin 775 adet bildirimindeki ortalama arıza süresinin ise 29 dakika

olduğu görülmektedir. Bu örnekler, 295 adet bildirimde ortalama arıza süresi 16,2 dakika, 184 adet bildirimde ortalama arıza süresi 15,5 dakika, 161 adet bildirimde ortalama arıza süresi 15,7 dakika, 83 adet bildirimde ortalama arıza süresi 29,5 dakika ve 73 adet bildirimde ortalama arıza süresi 16,7 dakika olan çok küçük ve küçük nehir tipi HES örnekleri ile sürdürülebilir.

Özellikle bildirim sayılarındaki olağan dışı artışlar ve arıza sürelerindeki düşüşler, söz konusu bildirimlerin gerçekçi olmama ihtimalini artırmaktadır. Bu konuda bildirim gerekçelerinin de incelenmesi gerekmektedir. Gerekçesi “Arıza” veya “Santral arızası” gibi açık olmayan bildirimlerin, riskli kümelerde de artış gösterdiği görülmektedir. 2018 yılında 1.300’den fazla bildirim yapmış olan rüzgâr santralının 1 bildirimini hariç tamamının gerekçesi türbin arızası olarak bildirilmiştir. Yukarıda örneği verilen kanal tipi bir HES’in bildirimlerine bakıldığında ise tamamına yakınının gerekçesinin hat açması olarak bildirilmiş olup, ilginç olan ise bu durumun sürekli bir saatin bitimine 16 dakika kala meydana gelmesidir. Yine bir başkasının da sürekli saatin bitimine yaklaşık 15 dakika kala kaynak yetersizliği nedeniyle bildirim yaptığını görülmektedir. Benzer davranışlar başka tesislerde de görülmekte olup, bu tür davranışlar bildirimlerin amacı dışında kullanılmış olma ihtimaline işaret etmektedir.

Bildirim gerekçelerinin sınıflarına göre incelendiğinde ise, üretim tesisi kaynaklı gerekçelerin tüm kümelerde görüldüğü ancak riskli ve en riskli kümelerde üretim kaynağı sebebiyle yapılan bildirimlerde artış olduğu da gözlenmektedir. 2018 yılından sonra nehir tipi HES’lerin, akarsudan gelen suyun azalması nedeniyle yaptıkları bildirimlerin sayısındaki artış bu durumun başlıca sebebi olarak görülmektedir.

Analiz sonuçlarına göre en fazla riskli ve en riskli kümelerde yer alan santrallere ait bilgiler Çizelge 5.9’da verilmektedir. Çizelge’de santrallerin isimleri gizlenmiş olup, birden fazla aynı santrale ait UEVÇB’lere ait sonuçlar santralin altında birleştirilmiştir. Zaten aynı santrale ait UEVÇB’lerin aynı kümelerde yer alması, yapılan analizin tutarlılığını göstermektedir. Çizelge incelendiğinde 2018 yılına kadar en riskli santrallerin çoğunun doğalgaz santralleri olduğu, 2018 yılından sonra ise yenilenebilir tesislere ait bildirimlerin daha riskli hale geldiği, ardından kömüre dayalı elektrik üretimi yapan santrallerin de önemli bir yer edindiği görülmektedir.

Çizelge 5.9 : En fazla riskli ve en riskli kümede yer alan santraller.

	Kaynak	Kurulu Güç	Riskli kümede yer aldığı yıllar	En riskli kümede yer aldığı yıllar
1	Doğalgaz	Büyük	2015, 2017	2013, 2014, 2016
2	Doğalgaz	Büyük	2013, 2015, 2017	2014, 2016
3	Doğalgaz	Büyük	2013, 2014, 2016	2015, 2017
4	Kömür	Çok büyük	2014, 2014	2017, 2018
5	Nehir tipi HES	Küçük	2014, 2019	2016, 2017
6	Doğalgaz	Orta	2014, 2016	2013, 2017
7	Doğalgaz	Orta	2013, 2015	2014, 2016
8	Nehir tipi HES	Orta	2016, 2019*	2017, 2018
9	Kömür	Çok büyük	2016, 2019*	2017, 2018
10	Doğalgaz	Orta	2014	2013, 2017
11	Kömür	Çok büyük	2014	2015, 2017
12	Kömür	Çok büyük	2019*	2017, 2018
13	Kömür	Büyük	2019*	2017, 2018
14	Kömür	Çok büyük	2019*	2017, 2018
15	Nehir tipi HES	Küçük		2018, 2019*
16	Nehir tipi HES	Çok küçük		2018, 2019*
17	Kömür	Çok büyük		2018, 2019*
18	Nehir tipi HES	Çok küçük		2018, 2019*
19	Rüzgâr	Küçük		2018, 2019*
20	Doğalgaz	Küçük	2013, 2014, 2014	2016

Not: Birden fazla UEVÇB'si olan santrallerin sonuçları birlikte verilmiştir.

* 2019 yılının Ocak – Ağustos dönemi verilerinden elde edilen sonuçlara göre.

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Enerji piyasalarında merkezi piyasa yapısından rekabete dayalı serbest piyasa yapısına geçilmesiyle piyasaların işleyişi daha karmaşık hale gelmiş, şeffaflık ve piyasa izleme kavramları önem kazanmıştır. Şeffaflık tarafların eşit şartlar altında rekabet edebilmeleri ve piyasa katılımcıları arasındaki bilgi asimetrisinin önlenmesi için büyük önem taşımakta, enerji piyasalarında şeffaflık ve dürüstlük ilkesi çerçevesinde hareket etmeyen ve piyasa bozucu davranışlarda bulunan katılımcıların tespit edilebilmesi için etkin piyasa izleme mekanizmalarına ihtiyaç duyulmaktadır.

Günümüzde veri analitiği yöntemleri pek çok alanda uygulanmakta olup, kullanılan yöntemler geliştirilmeye devam etmektedir. Elektrik piyasalarında katılımcıların davranışlarının izlenmesinde de veri analitiği yöntemlerinin kullanılması, piyasaların gelişimine paralel olarak daha da önemli hale gelmiştir.

Bu tez çalışmasında Türkiye toptan elektrik piyasalarında önemli bir sorun olarak uzunca bir zamandır gündemde olan üretim tesislerinin bakım ve arıza bildirimlerinin izlenmesi konusu ele alınmıştır. Türkiye organize toptan elektrik piyasalarının gelişmesinde önemli mesafeler kat edilmiş, fakat piyasaların izlenmesi konusu yapısal gelişmelerle aynı hızda ilerlememiştir. Enerji tesislerinin emre amade olmama bilgileri, AB mevzuatında dâhili bilgi olarak sayılmakta ve tüm taraflara duyurulması gerektiği belirtilmektedir. Türkiye’de de benzer düzenlemeler yürürlüğe konmuş olup, bakım ve arıza bildirimleri EPİAŞ’ın Şeffaflık ve Raporlama Platformlarında kamuoyuna duyurulmaktadır. Ancak bakım ve arıza bildirimlerinin doğru bir şekilde yapılmadığı, farklı amaçlarla yanlış ve yanıltıcı bildirimlerin yapıldığı konusundaki şüpheler dillendirilmeye devam etmektedir.

EPİAŞ’ın Şeffaflık ve Raporlama Platformlarından elde edilen bakım ve arıza bildirim verileri kullanılarak veri seti hazırlanmış, arıza bildiriminde bulunan santrallerin davranışlarının incelenmesi amacıyla kümeleme analizi yapılmıştır. Elde edilen sonuçlara göre yanlış veya yanıltıcı bildirimde bulunma ihtimali olan santrallerin tespit edilmesi amaçlanmıştır.

Gerek bakım ve arıza bildirim verileri, gerekse analiz sonuçları incelendiğinde en önemli kırılmanın 2018 yılında yaşandığı görülmektedir. 2018 yılından itibaren yürürlüğe konulan KGÜP sapma tutarı uygulaması sonrası, özellikle üretimini kontrol edemeyen yenilenebilir kaynaklı santrallerin arıza bildirim sayılarında önemli bir artış yaşanmıştır. Bu durumun; KGÜP sapma tutarından önce bildirim yapmayan tesislerin getirilen düzenleme sonrası emre amadeliklerini etkileyen olayları bildirmeye başlamaları ve üretim tahminlerindeki sapmalar nedeniyle bir gün önceden bildirdikleri üretim programını sapma tutarına maruz kalmamak için gerçekte emre amadeliklerinde düşüş olmadığı halde arıza bildirimini yaparak güncellemeleri sebebiyle ortaya çıktığı söylenebilir. Yine yıllar itibariyle riskli olarak değerlendirilen santrallere bakıldığında 2018 öncesinde çoğunluğunun doğalgaz başta olmak üzere termik üretim tesisleri olduğu, 2018 yılından itibaren ise yenilenebilir kaynaklı tesislerin daha fazla riskli gruplarda yer aldığı görülmektedir. Bu noktadan hareketle, muhtemel yanıtıcı bildirimlerin arkasındaki başlıca sebebin, 2018 yılı öncesinde Sistem İşletmecisinin talimatlarını yerine getirmemek veya gerçekte üretim yapma niyetinde olmadığı halde KGÜP bildirerek beklediği talimat gelmeyince de arıza bildirerek programını sıfırlamak olduğu; 2018 yılı sonrasında ise üretim tahminindeki sapmalar neticesinde arıza bildirerek üretim programını güncellemek olduğu yorumunu yapmak mümkündür.

Bu çalışmada santral bakım ve arıza bildirimlerinin izlenmesinde veri analitiğinden ne şekilde faydalanılabileceğinin araştırılması amaçlanmıştır. Yapılan kümeleme analizinde yanlış ve yanıtıcı bildirimde bulunma ihtimali diğerlerine göre daha yüksek olan tesisler araştırılmıştır. Elde edilen bulgular neticesinde riskli olduğu değerlendirilen tesislerin yapmış oldukları bildirimlerin gerçek dışı olduğu sonucu çıkarılmamalıdır. Bu konuda toptan elektrik piyasalarını izlemekle görevli EPIAŞ, TEİAŞ ve EPDK gibi kuruluşların ellerinde bulunan diğer verilerle gerekli incelemeleri yapmaları gerekmektedir. Bunun için örneğin, arıza bildirimini sonrasında üretim değerleri incelenerek emre amade kapasitede beyan edilen düşüşün gerçekten meydana gelip gelmediğinin tespit edilmesi gerekmektedir. Diğer yandan, gerekçesi iletim veya dağıtım şebekesinde meydana gelen sorunları işaret eden bildirimlerin, ilgili şebeke işletmecisi tarafından da teyit edilmesi düşünülebilir. Bir katılımcıyı gerçek dışı arıza bildiriminde bulunmakla suçlayabilmek için, ilgili katılımcının toptan elektrik piyasalarında yaptığı işlemlerin, sunduğu tekliflerin ve

ticari sır niteliği taşıyabilecek diğer verilerinin de ilgili kuruluşlarca incelenmesi gerekmektedir.

Bakım bildirimleri ilgili mevzuat gereği TEİAŞ'ın bilgisi dâhilinde yapıldığından bu çalışmaya dâhil edilmemiştir. Ancak, santral bakımı bildirimlerinin de TEİAŞ tarafından izlenmesi, tesislerin bakımlarını bildirdikleri programa uygun yürütüp yürütmediklerinin ve bildirim yükümlülüklerini yerine getirip getirmediiklerinin TEİAŞ tarafından kontrol edilmesi önerilebilir.

Bu çalışmaya bakım ve arıza bildiriminde bulunmuş tesisler dâhil edilmiştir. Ancak bildirimde bulunan santral adetlerine bakıldığında, herhangi bir bildirim yapmamış çok sayıda tesisin de bulunduğu görülmektedir. Yapılan bildirimlerin doğruluğunun izlenmesi kadar bildirimde bulunmayan tesislerin de izlenmesi büyük önem taşımaktadır.

Elektrik piyasalarının geliştirilmesinde gerekli piyasa gözetim ve izleme mekanizmalarının oluşturulmaması, piyasaları suiistimale ve manipülasyona açık hale getirmektedir. Nitekim Türkiye elektrik piyasalarında piyasa izleme konusu, piyasalardaki gelişmelerin gerisinde kalmıştır. Piyasa gözetim ve izleme mekanizmaları ile çözülmesi gereken sorunların, yeni düzenlemeler getirilerek çözülmesi aşırı düzenleme tehlikesi oluşturmaktadır. Nitekim santrallerin gerçek olmayan üretim programları bildirmesi ve Sistem İşletmecisinden talimat gelmemesi sonrası gerçek dışı arıza bildirimini yapılmasının önlenmesi amacıyla getirilen KGÜP sapma tutarı düzenlemesi sonrasında arıza bildirimleri iki kattan fazla artmış olup, getirilen düzenleme amaçlananın tersine bir etki yapmıştır. Kaldı ki, katılımcılarının denge sorumluluğunun portföyleri üzerinde olduğu ve dengeden sorumlu grupların oluşturulmasına izin verildiği bir yapıda UEVÇB bazında bir sapma tutarı yansıtılması, portföyünü dengelemek isteyen iyi niyetli katılımcıların da imkânlarını sınırlamaktadır. Kötü niyetli katılımcıların getirilen her yeni düzenlemeye karşı yeni davranış stratejileri geliştirilebileceği ve piyasadaki her sorunun yeni düzenlemelerle çözülmesinin mümkün olmadığı açıktır. Bu nedenle Türkiye elektrik piyasalarında öncelikle piyasa bozucu davranışları önleyecek ve dürüstlük ilkesi çerçevesinde hareket etmeyen katılımcıları caydıracak Kanun ve ikincil mevzuat seviyesindeki düzenlemelerin hayata geçirilmesi, ardından etkin piyasa gözetim ve izleme mekanizmalarının oluşturularak ilgili kurum ve kuruluşların görev, yetki ve sorumluluklarının belirlenmesi büyük önem taşımaktadır.

Bakım ve arıza bildirimleri özelinde bakıldığında, üretim tesislerinin emre amadeliklerinde değişiklik olması durumunda bunu Şeffaflık Platformu aracılığıyla bildirmeleri gerektiği konusunda düzenlemeler getirilmiştir. Ancak söz konusu bildirimlerin şekli ve içeriği konusunda belirli standartların ortaya konulması gerekliliği ortaya çıkmakta, bu durum özellikle bildirim gerekçelerinde açıkça görülmektedir.

Bakım ve arıza bildirim verilerinden piyasaların çok farklı alanlardaki sorunlarını da ortaya çıkarmak mümkündür. Örneğin 2018 yılında bildirim sayılarında büyük artış görülen özellikle nehir tipi HES'lerin bildirim gerekçeleri incelendiğinde üretim kaynağına bağlı bildirimler göze çarpmaktadır. HES'lerin üretim kaynağı olan suyun miktarı aynı akarsu havzasının daha yüksek kesimlerinde yer alan diğer HES'lere bağlı olduğundan, örneğin üst kesimde bulunan bir başka HES'e Sistem İşletmecisi tarafından YAL veya YAT talimatı verilmesi veya yukarıdaki bir rezervuarlı HES'in arızalanması, aşağıdaki diğer HES'leri de etkilemektedir. Nitekim bazı bildirimlerde, havzanın yukarısında yer alan başka bir tesisin üretimi durdurması nedeniyle akarsudaki suyun azaldığı açıkça ifade edilmektedir. Bu durum, Türkiye gibi yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde nehir tipi HES'lerin payının büyük olduğu olduğu bir ülke için akarsu havzası planlamasının ve kaskat yönetiminin önemini ortaya koymaktadır.

Santral işletmeciliği farklı bir uzmanlık alanı olup; her tesisin kaynağı, büyüklüğü, teknolojisi ve kendine has koşulları farklılık göstermektedir. Bundan sonraki çalışmalarda tesislerin bakım ve arıza bildirimlerinin ne derece tutarlı olduğu, tesisin şartları dikkate alınarak incelenebilir. Bu konuda özellikle arıza bildirim gerekçeleri önemli bilgiler taşımakta olup, gerekçelerin analiz edilmesinde metin madenciliği yöntemlerinden yararlanmak mümkündür.

Diğer yandan bu çalışmada katılımcıların bakım ve arıza bildirim davranışları genel itibarıyla incelenmiştir. Sonraki çalışmalarda arıza bildirimlerinin santral tipi, büyüklüğü, piyasa fiyatları, piyasa hacimleri gibi parametrelere ne derece bağlı olduğunun ekonometrik yöntemlerle araştırılması mümkündür. Yine bakım ve arıza bildirimlerinin piyasalardaki fiyat ve hacimlere etkileri ile bakım ve arızaların neden olduğu rezerv kayıpları gibi konular, üzerinde çalışılması gereken konular arasındadır.

KAYNAKLAR

- [1] Atiyas, İ., Çetin, T. ve Gulen, G. (2012). *Reforming Turkish Energy Markets: Political Economy, Regulation and Competition in the Search for Energy Policy*. New York: Springer Science and Business Media.
- [2] Ventosa, M., Linares, P. ve Pérez-Arriaga, I. (2013) Power System Economics. İçinde I. J. Pérez-Arriaga (Ed.), *Regulation of the Power Sector* (ss. 47–123). London: Springer London.
- [3] Hunt, S. (2002) *Making competition work in electricity*. New York: John Wiley ve Sons, Inc.
- [4] Nisbet R., Miner, G. ve Yale, K. (2018) Fraud Detection. İçinde *Handbook of Statistical Analysis and Data Mining Applications* (ss. 289–302). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-416632-5.00015-3>.
- [5] Han, J., Kamber, M. ve Pei, J. (2012). Outlier Detection. İçinde *Data mining: concepts and techniques* (Third edition, ss. 543–584) <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-381479-1.00010-1>
- [6] Fewster, R. M. (2009) A simple explanation of Benford's law. *American Statistician*, 63(1), 26-32.
- [7] Debreceeny, R. S. ve Gray, G. L. (2010) Data mining journal entries for fraud detection: An exploratory study, *International Journal of Accounting Information Systems*, 11(3), 157–181.
- [8] Leemann, L. ve Bochsler, D. (2014) A systematic approach to study electoral fraud, *Electoral Studies*, 35, 33–47.
- [9] Lacasa, K. ve Fernández-Gracia, J. (2019) Election Forensics: Quantitative methods for electoral fraud detection. *Forensic Science International*, 294, e19–e22.
- [10] Abdallah, A., Maarof M. A. ve Zainal, A. (2016) Fraud detection system: A survey, *Journal of Network and Computer Applications*, 68. pp. 90–113.
- [11] West, J. ve Bhattacharya M. (2016) Intelligent financial fraud detection: A comprehensive review. *Computers and Security*, 57, 47–66.
- [12] Chiang, A., David, E., Lee, Y. J., Leshem, G. ve Yeh, Y., R. (2017) A study on anomaly detection ensembles. *Journal of Applied Logic*, 21, 1–13.
- [13] Ryman-Tubb, N. F., Krause, P. ve Garn, W. (2018) How Artificial Intelligence and machine learning research impacts payment card fraud detection: A survey and industry benchmark. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 76, 130–157.
- [14] Ahmed M., Mahmood, A. N. ve Islam, M. R. (2016) A survey of anomaly detection techniques in financial domain, *Future Generation Computer Systems*, 55, 278–288.

- [15] **Ha J., S. Seok, S. ve Lee, J. S. (2015)** A precise ranking method for outlier detection. *Information Sciences*, 324, 88–107.
- [16] **Zhang S. ve Wan J. (2018)** Weight-based method for inside outlier detection. *Optik*, 154, 145–156.
- [17] **Yuen K. V. and Ortiz, G. A. (2017)** Outlier detection and robust regression for correlated data. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 313, 632–646.
- [18] **di Martino, M., Fernández, A., Iturralde, P. ve Lecumberry, F. (2013)** Novel classifier scheme for imbalanced problems. *Pattern Recognition Letters*, 34(10), 1146–1151.
- [19] **di Martino, M., Hernández, G., Fiori, M. ve Fernández, A. (2013)** A new framework for optimal classifier design. *Pattern Recognition*, 46(8) 2249–2255.
- [20] **Fiore, U., de Santis, A., Perla, F., Zanetti, P. ve Palmieri, F. (2019)** Using generative adversarial networks for improving classification effectiveness in credit card fraud detection. *Information Sciences*, 479, 448–455.
- [21] **Dal Pozzolo, A., Caelen, O., le Borgne, Y.,A., Waterschoot, S. ve Bontempi, G. (2014)** Learned lessons in credit card fraud detection from a practitioner perspective. *Expert Systems with Applications*, 41(10), 4915–4928.
- [22] **Carneiro, N., Figueira, G. ve Costa, M. (2017)**. A data mining based system for credit-card fraud detection in e-tail. *Decision Support Systems*, 95, 91–101.
- [23] **de Sá, A. G. C., Pereira, A. C. M. ve Pappa, G. L. (2018)**. A customized classification algorithm for credit card fraud detection. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 72, 21–29.
- [24] **Panigrahi, S., Kundu, A., Sural, S. ve Majumdar, A. K. (2009)**. Credit card fraud detection: A fusion approach using Dempster-Shafer theory and Bayesian learning. *Information Fusion*, 10(4), 354–363.
- [25] **Bhattacharyya, S., Jha, S., Tharakunnel, K. ve Westland, J. C. (2011)**. Data mining for credit card fraud: A comparative study. *Decision Support Systems*, 50(3), 602–613.
- [26] **Jha, S., Guillen, M. ve Christopher Westland, J. (2012)**. Employing transaction aggregation strategy to detect credit card fraud. *Expert Systems with Applications*, 39(16), 12650–12657.
- [27] **Mahmoudi, N. ve Duman, E. (2015)**. Detecting credit card fraud by Modified Fisher Discriminant Analysis. *Expert Systems with Applications*, 42(5), 2510–2516.
- [28] **Duman, E. ve Özcelik, M. H. (2011)**. Detecting credit card fraud by genetic algorithm and scatter search. *Expert Systems with Applications*, 38(10), 13057–13063.

- [29] Soltani Halvaiee, N. ve Akbari, M. K. (2014). A novel model for credit card fraud detection using Artificial Immune Systems. *Applied Soft Computing Journal*, 24, 40–49.
- [30] Şahin, Y., Bulkan, S. ve Duman, E. (2013). A cost-sensitive decision tree approach for fraud detection. *Expert Systems with Applications*, 40(15), 5916–5923.
- [31] Jurgovsky, J., Granitzer, M., Ziegler, K., Calabretto, S., Portier, P. E., He-Guelton, L. ve Caelen, O. (2018). Sequence classification for credit-card fraud detection. *Expert Systems with Applications*, 100, 234–245.
- [32] Jiang, C., Song, J., Liu, G., Zheng, L. ve Luan, W. (2018). Credit Card Fraud Detection: A Novel Approach Using Aggregation Strategy and Feedback Mechanism. *IEEE Internet of Things Journal*, 5(5), 3637–3647.
- [33] Juszczak, P., Adams, N. M., Hand, D. J., Whitrow, C. ve Weston, D. J. (2008). Off-the-peg and bespoke classifiers for fraud detection. *Computational Statistics and Data Analysis*, 52(9), 4521–4532.
- [34] Aral, K. D., Güvenir, H. A., Sabuncuoğlu, I. ve Akar, A. R. (2012). A prescription fraud detection model. *Computer Methods and Programs in Biomedicine*, 106(1), 37–46.
- [35] Bayerstadler, A., van Dijk, L. ve Winter, F. (2016). Bayesian multinomial latent variable modeling for fraud and abuse detection in health insurance. *Insurance: Mathematics and Economics*, 71, 244–252.
- [36] Sundarkumar, G. G. ve Ravi, V. (2015). A novel hybrid undersampling method for mining unbalanced datasets in banking and insurance. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 37, 368–377.
- [37] Viaene, S., Dedene, G. ve Derrig, R. A. (2005). Auto claim fraud detection using Bayesian learning neural networks. *Expert Systems with Applications*, 29(3), 653–666.
- [38] Yang, W. S. ve Hwang, S. Y. (2006). A process-mining framework for the detection of healthcare fraud and abuse. *Expert Systems with Applications*, 31(1), 56–68.
- [39] Musal, R. M. (2010). Two models to investigate medicare fraud within unsupervised databases. *Expert Systems with Applications*, 37(12), 8628–8633.
- [40] Shin, H., Park, H., Lee, J. ve Jhee, W. C. (2012). A scoring model to detect abusive billing patterns in health insurance claims. *Expert Systems with Applications*, 39(8), 7441–7450.
- [41] Subudhi, S. ve Panigrahi, S. (2017). Use of optimized Fuzzy C-Means clustering and supervised classifiers for automobile insurance fraud detection. *Journal of King Saud University - Computer and Information Sciences*. <https://doi.org/10.1016/j.jksuci.2017.09.010>
- [42] Kirlidoğ, M. ve Asuk, C. (2012). A Fraud Detection Approach with Data Mining in Health Insurance. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, 62, 989–994.

- [43] Hillerman, T., Souza, J. C. F., Reis, A. C. B. ve Carvalho, R. N. (2017). Applying clustering and AHP methods for evaluating suspect healthcare claims. *Journal of Computational Science*, 19, 97–111.
- [44] Nian, K., Zhang, H., Tayal, A., Coleman, T. ve Li, Y. (2016). Auto insurance fraud detection using unsupervised spectral ranking for anomaly. *The Journal of Finance and Data Science*, 2(1), 58–75.
- [45] Artís, M., Ayuso, M. ve Guillén, M. (2002). Detection of Automobile Insurance Fraud with Discrete Choice Models and Misclassified. *The Journal of Risk and Insurance*, 69(3), 325-340.
- [46] Gao, Y., Sun, C., Li, R., Li, Q., Cui, L. ve Gong, B. (2018). An Efficient Fraud Identification Method Combining Manifold Learning and Outliers Detection in Mobile Healthcare Services. *IEEE Access*, 6, 60059–60068.
- [47] Ai, J., Brockett, P. L., Golden, L. L. ve Guillén, M. (2013). A Robust Unsupervised Method for Fraud Rate Estimation. *Source: The Journal of Risk and Insurance*, 80(1), 121–143.
- [48] Köse, İ., Göktürk, M. ve Kılıç, K. (2015). An interactive machine-learning-based electronic fraud and abuse detection system in healthcare insurance. *Applied Soft Computing Journal*, 36, 283–299.
- [49] van Capelleveen, G., Poel, M., Mueller, R. M., Thornton, D. ve van Hillegersberg, J. (2016). Outlier detection in healthcare fraud: A case study in the Medicaid dental domain. *International Journal of Accounting Information Systems*, 21, 18–31
- [50] Ravisankar, P., Ravi, V., Raghava Rao, G. ve Bose, I. (2011). Detection of financial statement fraud and feature selection using data mining techniques. *Decision Support Systems*, 50(2), 491–500.
- [51] Terzi, S. ve Kıymetli Şen, İ. (2015). Adli muhasebe hilelerinin tespitinde yapay sinir ağı modelinin kullanımı. *Uluslararası İktisadi ve İdari İncelemeler Dergisi*, 14, 477-490.
- [52] Zakaryazad, A. ve Duman, E. (2014). A profit-driven Artificial Neural Network (ANN) with applications to fraud detection and direct marketing. *Neurocomputing*, 175(PartA), 121–131.
- [53] Kim, J., Choi, K., Kim, G. ve Suh, Y. (2012). Classification cost: An empirical comparison among traditional classifier, Cost-Sensitive Classifier, and MetaCost. *Expert Systems with Applications*, 39(4), 4013–4019.
- [54] Kim, Y. J., Baik, B. ve Cho, S. (2016). Detecting financial misstatements with fraud intention using multi-class cost-sensitive learning. *Expert Systems with Applications*, 62, 32–43.
- [55] Cumming, D., Peter Groh, A. ve Johan, S. (2018). Same rules, different enforcement: Market abuse in Europe. *Journal of International Financial Markets, Institutions and Money*, 54, 130–151.
- [56] Chen, Y. J., Wu, C. H., Chen, Y. M., Li, H. Y. ve Chen, H. K. (2017). Enhancement of fraud detection for narratives in annual reports. *International Journal of Accounting Information Systems*, 26, 32–45.

- [57] **Chen, Y. J., Liou, W. C., Chen, Y. M. ve Wu, J. H.** (2019). Fraud detection for financial statements of business groups. *International Journal of Accounting Information Systems*, 32, 1–23.
- [58] **Huang, D., Mu, D., Yang, L. ve Cai, X.** (2018). CoDetect: Financial Fraud Detection with Anomaly Feature Detection. *IEEE Access*, 6, 19161–19174.
- [59] **İmişiker, S. ve Taş, B. K. O.** (2013). Which firms are more prone to stock market manipulation? *Emerging Markets Review*, 16, 119–130.
- [60] **Throckmorton, C. S., Mayew, W. J. venkatachalam, M. ve Collins, L. M.** (2015). Financial fraud detection using vocal, linguistic and financial cues. *Decision Support Systems*, 74, 78–87.
- [61] **Wheeler, R. ve Aitken, S.** (2000) Multiple algorithms for fraud detection. *Knowledge Based Systems*, 13, 93-99.
- [62] **Hajek, P. ve Henriques, R.** (2017). Mining corporate annual reports for intelligent detection of financial statement fraud – A comparative study of machine learning methods. *Knowledge-Based Systems*, 128, 139–152.
- [63] **Becker, R. A., Volinsky, C. ve Wilks, A. R.** (2010). Fraud detection in telecommunications: History and lessons learned. *Technometrics*, 52(1), 20–33.
- [64] **Hilas, C. S. ve Mastorocostas, P. A.** (2008). An application of supervised and unsupervised learning approaches to telecommunications fraud detection. *Knowledge-Based Systems*, 21(7), 721–726.
- [65] **Farvaresh, H. ve Sepehri, M. M.** (2011). A data mining framework for detecting subscription fraud in telecommunication. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 24(1), 182–194.
- [66] **Sharma, V., Kumar, R., Cheng, W. H., Atiquzzaman, M., Srinivasan, K. ve Zomaya, A. Y.** (2018). NHAD: Neuro-Fuzzy Based Horizontal Anomaly Detection in Online Social Networks. *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*, 30(11), 2171–2184.
- [67] **Korkmaz, S. A. ve Karataş, F.** (2018). Big Data: Controlling Fraud by Using Machine Learning Libraries on Spark. *International Journal of Applied Mathematics, Electronics and Computers*, 6(1), 1–5.
- [68] **Heydari, A., Tavakoli, M. A., Salim, N. ve Heydari, Z.** (2015). Detection of review spam: A survey. *Expert Systems with Applications*, Vol. 42, pp. 3634–3642.
- [69] **Hu, N., Liu, L. ve Sambamurthy, V.** (2011). Fraud detection in online consumer reviews. *Decision Support Systems*, 50(3), 614–626.
- [70] **Hu, N., Bose, I., Gao, Y. ve Liu, L.** (2011). Manipulation in digital word-of-mouth: A reality check for book reviews. *Decision Support Systems*, 50(3), 627–635.
- [71] **Dong, M., Yao, L., Wang, X., Benatallah, B., Huang, C. ve Ning, X.** (2018). Opinion fraud detection via neural autoencoder decision forest. *Pattern*

- [72] **Cardoso, E. F., Silva, R. M. ve Almeida, T. A.** (2018). Towards automatic filtering of fake reviews. *Neurocomputing*, 309, 106–116.
- [73] **Abbasi, A., Zhang, Z., Zimbra, D., Chen, H. ve Nunamaker, J. F.** (2010). Detecting Fake Websites: The Contribution of Statistical Learning Theory. *MIS Quarterly*, 34(3), 435-461.
- [74] **Behdad, M., Barone, L., Bennamoun, M. ve French, T.** (2012). Nature-inspired techniques in the context of fraud detection. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics Part C: Applications and Reviews*, 42(6), 1273–1290.
- [75] **Phua, C., Smith-Miles, K., Lee, V. ve Gayler, R.** (2012). Resilient identity crime detection. *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*, 24(3), 533–546.
- [76] **Triepels, R., Daniels, H. ve Feelders, A.** (2018). Data-driven fraud detection in international shipping. *Expert Systems with Applications*, 99, 193–202.
- [77] **Liu, Siyuan, Ni, L. M. ve Krishnan, R.** (2014). Fraud detection from Taxis' driving behaviors. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 63(1), 464–472.
- [78] **Callao, M. P. ve Ruisánchez, I.** (2018, April 1). An overview of multivariate qualitative methods for food fraud detection. *Food Control*, Vol. 86, pp. 283–293.
- [79] **Molina-Solana, M., Ros, M., Ruiz, M. D., Gómez-Romero, J. ve Martín-Bautista, M. J.** (2017). Data science for building energy management: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 70, pp. 598–609.
- [80] **de Silva, D., Yu, X., Alahakoon, D. ve Holmes, G.** (2011). A data mining framework for electricity consumption analysis from meter data. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(3), 399–407.
- [81] **Viegas, J. L., Esteves, P. R., Melício, R., Mendes, V. M. F. ve Vieira, S. M.** (2017). Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 80, pp. 1256–1268.
- [82] **Messinis, G. M. ve Hatziargyriou, N. D.** (2018). Review of non-technical loss detection methods. *Electric Power Systems Research*, Vol. 158, pp. 250–266.
- [83] **Nagi, J., Yap, K. S., Tiong, S. K., Ahmed, S. K. ve Mohamad, M.** (2010). Nontechnical loss detection for metered customers in power utility using support vector machines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(2), 1162–1171
- [84] **Nagi, J., Yap, K. S., Tiong, S. K., Ahmed, S. K. ve Nagi, F.** (2011). Improving SVM-based nontechnical loss detection in power utility using the fuzzy inference system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(2), 1284–1285.

- [85] Depuru, S. S. S. R., Wang, L., Devabhaktuni, V. ve Green, R. C. (2013). High performance computing for detection of electricity theft. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 47(1), 21–30.
- [86] Pereira, D. R., Pazoti, M. A., Pereira, L. A. M., Rodrigues, D., Ramos, C. O., Souza, A. N. ve Papa, J. P. (2016). Social-Spider Optimization-based Support Vector Machines applied for energy theft detection. *Computers and Electrical Engineering*, 49, 25–38.
- [87] Ahmad, T., Chen, H., Wang, J. ve Guo, Y. (2018). Review of various modeling techniques for the detection of electricity theft in smart grid environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2916–2933.
- [88] Ramos, C. C. O., Souza, A. N., Chiachia, G., Falcão, A. X. ve Papa, J. P. (2011). A novel algorithm for feature selection using Harmony Search and its application for non-technical losses detection. *Computers and Electrical Engineering*, 37(6), 886–894.
- [89] Guerrero, J. I., León, C., Monedero, I., Biscarri, F. ve Biscarri, J. (2014). Improving Knowledge-Based Systems with statistical techniques, text mining, and neural networks for non-technical loss detection. *Knowledge-Based Systems*, 71, 376–388.
- [90] León, C., Biscarri, F., Monedero, I., Guerrero, J. I., Biscarri, J. ve Millán, R. (2011). Integrated expert system applied to the analysis of non-technical losses in power utilities. *Expert Systems with Applications*, 38(8), 10274–10285.
- [91] Monedero, I., Biscarri, F., León, C., Guerrero, J. I., Biscarri, J. ve Millán, R. (2012). Detection of frauds and other non-technical losses in a power utility using Pearson coefficient, Bayesian networks and decision trees. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 34(1), 90–98.
- [92] Spirić, J. v., Dočić, M. B. ve Stanković, S. S. (2015). Fraud detection in registered electricity time series. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 71, 42–50.
- [93] Yip, S. C., Wong, K. S., Hew, W. P., Gan, M. T., Phan, R. C. W. ve Tan, S. W. (2017). Detection of energy theft and defective smart meters in smart grids using linear regression. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 91, 230–240.
- [94] Villar-Rodriguez, E., del Ser, J., Oregi, I., Bilbao, M. N. ve Gil-Lopez, S. (2017). Detection of non-technical losses in smart meter data based on load curve profiling and time series analysis. *Energy*, 137, 118–128.
- [95] Cemgil, T., Kurutmaz, B., Cezayirli, A., Bingol, E. ve Sener, S. (2017, April). Interpolation and fraud detection on data collected by automatic meter reading. *5th International Istanbul Smart Grid and Cities Congress and Fair (ICSG)* (ss. 51-55). İstanbul, 19-21 Nisan 2017.
- [96] Yip, S. C., Tan, W. N., Tan, C. K., Gan, M. T. ve Wong, K. S. (2018). An anomaly detection framework for identifying energy theft and defective

meters in smart grids. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 101, 189–203.

- [97] **Ahmad, T.** (2017). Non-technical loss analysis and prevention using smart meters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 573-589.
- [98] **Han, W. ve Xiao, Y.** (2017). NFD: Non-technical loss fraud detection in Smart Grid. *Computers and Security*, 65, 187–201.
- [99] **Ghasemi, A. A. ve Gitizadeh, M.** (2018). Detection of illegal consumers using pattern classification approach combined with Levenberg-Marquardt method in smart grid. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 99, 363–375.
- [100] **dos Angelos, E. W. S., Saavedra, O. R., Cortés, O. A. C. ve de Souza, A. N.** (2011). Detection and identification of abnormalities in customer consumptions in power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4), 2436–2442.
- [101] **Han, S. Y., No, J. G., Shin, J. H. ve Joo, Y. J.** (2016). Conditional abnormality detection based on AMI data mining. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 10(12), 3010–3016.
- [102] **Viegas, J. L., Esteves, P. R. ve Vieira, S. M.** (2018). Clustering-based novelty detection for identification of non-technical losses. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 101, 301–310.
- [103] **Buzau, M. M., Tejedor-Aguilera, J., Cruz-Romero, P. ve Gomez-Exposito, A.** (2019). Detection of non-technical losses using smart meter data and supervised learning. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(3), 2661–2670.
- [104] **Zanetti, M., Jamhour, E., Pellenz, M., Penna, M., Zambenedetti, V. ve Chueiri, I.** (2019). A Tunable Fraud Detection System for Advanced Metering Infrastructure Using Short-Lived Patterns. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(1), 830–840.
- [105] **Poyrazoglu, G. ve Dolu, U.** (2019) Flexibility Assessment Tool by Failure-based Uncertainty Management in Power Systems. *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)* (ss. 1-5). Romanya: Bükreş, 29 Eylül – 2 Ekim 2019
- [106] **Elektrik Piyasası Kanunu.** (2013). T. C. Resmi Gazete, 28603, 30 Mart 2013.
- [107] **Türkiye Elektrik Kurumu Kanunu.** (1970). T.C. Resmi Gazete, 13559, 25 Temmuz 1970.
- [108] **Başçıl, A.** (2008). *Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Özelleştirme Öncesi ve Sonrası Yükümlülükleri*. İstanbul: Babiâli Kültür Yayıncılık.
- [109] **Elektrik Piyasası Kanunu** (2001), T. C. Resmi Gazete, 24335, 31 Mart 2001.
- [110] **TEİAŞ.** (t.y.). Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Yıllar İtibariyle Gelişimi. <<http://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-10/8.xls>> , eşim tarihi 16.08.2019
- [111] **TEİAŞ.** (2019). Kurulu Güç Raporu – Ağustos 2019. <<https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2019->

09/KURULU%20G%C3%9C%C3%87%20%C4%B0NTERNET%20%28A%C4%9EUSTOS%20AYI%20SONU%20%C4%B0T%C4%B0BAR%C4%B0%20%C4%B0LE%29.pdf.>, erişim tarihi: 21.09.2019

- [112] **Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ.** (2003). T.C. Resmi Gazete, 25064, 30 Mart 2003.
- [113] **Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği.** (2009). T. C. Resmi Gazete, 27200, 14 Nisan 2009.
- [114] **Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği.** (2017). T. C. Resmi Gazete, 30252, 26 Kasım 2017
- [115] **Elektrik Piyasası Kapasite Piyasası Yönetmeliği.** (2018). T. C. Resmi Gazete, 30307, 20 Ocak 2018.
- [116] **Anayasada Yapılan Değişikliklere Uyum Sağlanması Amacıyla Bazı Kanun ve Kanun Hükmünde Kararnelerde Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun Hükmünde Kararname.** (2018). T. C. Resmi Gazete, 30473 (3. mükerrer), 9 Temmuz 2019.
- [117] **Url-1.** <<https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/20-0-0-655/elektrik-piyasasi-dengeleme-ve-uzlastirma-yonetme>>, Erişim tarihi: 24.07.2019.
- [118] **Url-2.** <<https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/20-0-0-654/ileri-tarihli-fiziksel-teslimatli-elektrik-piyasa>>, Erişim tarihi 24.07.2019.
- [119] **TEİAŞ.** (t.y.). Üretim – Tüketimin Kaynak ve Kuruluşlara Dağılımı. <<http://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2019-09/%C3%9Cretim-T%C3%BCketimin%20Kurulu%C5%9Flara%20ve%20Kaynaklara%20Da%C4%9F%C4%B1%C4%B1m%C4%B1.xls>>, Erişim tarihi 21.09.2019 .”
- [120] **Cumhurbaşkanı Kararı.** (2019). T.C. Resmi Gazete, 30770, 10 Mayıs 2019.
- [121] **Rivier, M., Pérez-Arriaga, I. J. ve Olmos, L.** (2013). Electricity Transmission. İçinde I. J. Pérez-Arriaga (Ed.), *Regulation of the Power Sector* (ss. 251–340). London: Springer. https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5034-3_6
- [122] **TEİAŞ.** (2019). 2018 Yılı Elektrik İletimi Sektör Raporu. <<https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2019-08/TE%C4%B0A%C5%9E%202018%20Sekt%C3%B6r%20Raporu.pdf>>, Eşirim tarihi: 21.09.2019
- [123] **Url-3.** <<https://www.teias.gov.tr/tr/sektor-raporlari>>, Erişim tarihi: 21.09.2019.”
- [124] **Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi.** (2004). <https://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FBelge%2FElektrik_Enerjisi_Sektoru_Reformu_ve_Ozellestirme_Strateji_Belgesi.pdf>,Erişim tarihi: 24.09.2019.
- [125] **EPDK.** (2018), 8261 sayılı Kurul Kararı,. <<https://www.epdk.org.tr/Detay/DownloadDocument?id=y2P+VT+NZfU=>>>, Erişim tarihi: 24.09.2019.”

- [126] **Çakmak, N.** (2018). *Türkiye Elektrik Piyasasında İletim Sistemi Kısıtları ve Kısıt Yönetimi* (Uzmanlık Tezi). Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara.
- [127] **TEİAŞ.** (2019). Mevcut Enterkonneksiyon Hatlarının Net Transfer Kapasiteleri Duyurusu. <<https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2019-03/NetTransferKapasiteleri%20Duyurusu-11.03.2019.pdf>>, Erişim tarihi: 12.03.2019.
- [128] **Url-4.** <<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasalar/gop/arz-talep.xhtml>>, Erişim Tarihi: 21.9.2019.
- [129] **Battle, C.** (2013). Electricity Generation and Wholesale Markets. İçinde I. J. Pérez-Arriaga (Ed.), *Regulation of the Power Sector* (ss. 341–395). London: Springer https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5034-3_7
- [130] **PCR ALWG.** (2015). *EUPHEMIA Public Description Version 1.5*. <<https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/pcr/euphemia-public-documentation.pdf>>, Erişim Tarihi: 19.01.2017
- [131] **Elektik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönermelik.** (2019). T. C. Resmi Gazete, 30857, 9 Ağustos 2019.
- [132] **EPIAŞ.** (2017b). Gün öncesi piyasası blok teklif yapısı değişikliği. Tarihinde adresinden erişildi <<https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2017/04/Gün-Öncesi-Piyasası-Blok-Teklif-Yapısı-Değişikliği.pdf>>, Erişim tarihi: 17.09.2017.
- [133] **Ünsal, E.** (2012). *Mikro İktisat*. Ankara: İmaj Yayınevi.
- [134] **Alkin, E., Yıldırım, K. ve Özer, M.** (2003). (İ. Şıklar, Ed.) *İktidada Giriş* (9. baskı). Eskişehir: Anadolu Üniversitesi Yayınları.
- [135] **Yıldırım, K., Koyuncu, C., Yazıcı, A. ve Erdoğan, M.** (2012). *Mikro İktisat* (1. Baskı; K. Yıldırım ve M. Erdoğan, Eds.). Eskişehir: Anadolu Üniversitesi Yayınları.
- [136] **EPIAŞ.** (2016). *Gün öncesi elektrik piyasası, Piyasa takas fiyatı belirleme yöntemi*. <https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2016/03/public_document_v4_released.pdf>, Erişim tarihi: 01.03.2017.
- [137] **EPIAŞ.** (t.y.). *Gün İçi Piyasası Kullanıcı Kılavuzu*. <https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2019/04/G%C4%B0P-Kullan%C4%B1c%C4%B1-Klavuzu_05.04.2019.pdf>, Erişim Tarihi: 12.06.2019.
- [138] **Elektrik Şebeke Yönetmeliği.** (2014). T. C. Resmi Gazete, 29013 (mükerrer), 28 Mayıs 2014.
- [139] **ENTSO-E.** (2013). Network Code on Load-Frequency Control and Reserves. <https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/LC_FR/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf>, Erişim Tarihi: 22.01.2016.
- [140] **UCTE.** (2004). .Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance. *UCTE Operations Handbook*.

- <https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix_final.pdf>, Erişim tarihi: 21.01.2017.
- [141] **NYISO.** (2016). NYISO Ancillary Services Manual. (Version 4.8) <http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/ancserv.pdf>, Erişim Tarihi: 01.03.2017.
- [142] **ERCOT.** (2013). *Future Ancillary Services in ERCOT.* <<https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20140421084800-ERCOT-ConceptPaper.pdf>>, Erişim tarihi: 01.03.2017.
- [143] **Url-5.** <<https://tpys.teias.gov.tr/tpys/app/report.htm>> Erişim tarihi: 27.03.2019
- [144] **EPDK.** (t.y.). Dengeleme Güç Piyasası Kapsamında Etiket Değerlerinin Belirlenmesi ve Sistem Marjinal Fiyatının Hesaplanması Prosedürü,, <<https://www.epdk.org.tr/Detay/DownloadDocument?id=plQr2IIfENA=>>>, Erişim tarihi: 01.03.2017.
- [145] **EPDK.** (2017). 7524 Sayılı Kurul Kararı. <<https://www.epdk.org.tr/Detay/DownloadDocument?id=a6vsoQ1QwX0=>>>, Erişim Tarihi: 21/12/2017.
- [146] **Url-6.** <<https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/surecler/>>, Erişim Tarihi, 24.09.2019
- [147] **Ateş, M. A.** (2019). Enerji Toptan Satış Piyasalarının İzlenmesi ve REMIT. *Uzman Gözüyle Enerji*, 36-39. <http://www.enerjiuzmanlari.org.tr/dergiler/Uzman_Go%CC%88zu%CC%88yle_Enerji_5.%20sayi_WEB-min.pdf>, Erişim Tarihi: 08.10.2019
- [148] **Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency.** (2011). Official Journal of European Union, L326/1, 8 Aralık 2011.
- [149] **Url-7.** <<https://www.acer-remit.eu/np/home>>, Erişim tarihi: 08.10.2019
- [150] **ACER.** (2019). Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency. (4th Edition) <<https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/4th-Edition-ACER-Guidance-updated.pdf>>, Erişim Tarihi: 12.11.2019
- [151] **ACER.** (2019) Manual of Procedures on transaction data, fundamental data and inside information reporting. <https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/ACER_REMIT_MoP-on-data-reporting_V6.pdf>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [152] **Url-8.** <<https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [153] **Url-9.** <<https://www2.bmreports.com/bmrs/?q=remit>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.

- [154] **Url-10.** <<https://www.eex-transparency.com/power/>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [155] **Url-11.** <<https://pip.ipex.it/PipWa/Front/#/PowerUmms>>, Erişim tarihi: 08/10/2019.
- [156] **Url-12.** <<https://www.insideinformation.hu/en/PubPages/newslistmain.aspx>>, Erişim Tarihi: 08.10.2019.
- [157] **Url-13.**
<<https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=allveeventDate=nextweek>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [158] **Url-14.** <<http://gpi.tge.pl/en/wit>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [159] **Url-15.**
<<http://www.mercado.ren.pt/EN/Electr/MarketInfo/UrgentMarket/Pages/default.aspx>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [160] **Url-16.** <<https://iip.remitor.eu/#/>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [161] **Url-17.** <<https://transparency.entsoe.eu>>, Erişim tarihi 08.10.2019.
- [162] **Url-18.** <<https://rapor.epias.com.tr/rapor/>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [163] **EPDK.** (2015). Organize Toptan Elektrik Piyasalarında Şeffaflığın Teminine İlişkin Raporlama Prosedürleri, <<https://www.epdk.org.tr/Detay/DownloadDocument?id=5I2bwkD1bmo=>>>, Erişim tarihi: 12.10.2019.
- [164] **EPDK.** (2016). Organize Toptan Elektrik Piyasalarında Şeffaflığın Teminine İlişkin Usul ve Esaslar. <<https://www.epdk.org.tr/Detay/DownloadDocument?id=j6gGkquGQ8c=>>>, Erişim tarihi: 12.10.2019.
- [165] **Şeffaflık Platformunda Yayımlanacak Veriler Listesi.** (t.y). <<https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2018/07/seffaflik%20platformu-yayimlanacak-veriler-listesi.pdf>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [166] **Url -19.** <<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>>, Erişim tarihi: 08.10.2019
- [167] **Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Teşkilat Yapısı ve Çalışma Esasları Hakkında Yönetmelik.** (2015). T. C. Resmi Gazete, 29313, 1 Nisan 2015.
- [168] **Url-20.** <<https://rapor.epias.com.tr/rapor/xhtml/dgpArizaBakimListesi.xhtml>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [169] **Url-21.** <<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasa-mesaj-sistemi.xhtml>>, Erişim tarihi: 08.10.2019.
- [170] **Han, J., Kamber, M. ve Pei, J.** (2012), Cluster Analysis: Basic Concepts and Methods. İçinde *Data mining: concepts and techniques*, (Third Edition, ss. 443-495). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-381479-1.00017-4>.
- [171] **Liu, S., McGree, J., Ge, Z. ve Xie, Y.** (2016). Finding groups in data. İçinde *Computational and Statistical Methods for Analysing Big Data with Applications* (ss. 29–55). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-803732-4.00003-9>.

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad : Nurullah ÇAKMAK
Doğum Yeri ve Tarihi : Turgutlu, 1988
E-posta : nurullahcakmak@hotmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2012, İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Elektronik Fakültesi, Elektronik Mühendisliği
- **Lisans** : 2013, İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği

MESLEKİ DENEYİM:

- 2014-2018: Enerji Uzman Yardımcısı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
- 2018 - : Enerji Uzmanı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu