KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ENERJİ SEKTÖRÜNDE ELEKTRİK TÜKETİM TAHMİNİ VE MALİYET İYİLEŞTİRMESİ UYGULAMASI

SELDA MARMARA

KOCAELİ 2020

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ

ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ENERJİ SEKTÖRÜNDE ELEKTRİK TÜKETİM TAHMİNİ VE MALİYET İYİLEŞTİRMESİ UYGULAMASI

SELDA MARMARA

Prof. Dr. Nilgün FIĞLALI Danışman,	Kocaeli Üniversitesi	.....
Dr. Öğr. Üyesi Hatice ESEN Jüri Üyesi,	Kocaeli Üniversitesi	.....
Dr. Öğr. Üyesi Ahmet CİHAN Jüri Üyesi,	Düzce Üniversitesi	.....

Tezin Savunulduğu Tarih: 24.01.2020

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Tez çalışmam boyunca ilgi ve desteğini esirgemeyen sayın danışman hocam Prof. Dr. Nilgün FIĞLALI'ya minnetlerimi sunarım.

Hayattaki en büyük şansım olan ailemin değerli üyeleri annem Firdevs MARMARA, babam Hasan MARMARA ve kardeşlerim Sevil AKTAŞ, Ali MARMARA'ya sonsuz sevgi, destek, güven ve emeklerinden dolayı teşekkürlerimi borç bilirim.

Ocak – 2020 Selda MARMARA

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR i
İÇİNDEKİLER ii
ŞEKİLLER DİZİNİ iv
TABLOLAR DİZİNİ v
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ vi
ÖZET viii
ABSTRACT ix
GİRİŞ 1
1. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASININ TARİHÇESİ 3
2. TÜRKİYE'DE ENERJİ PİYASASI VE İŞLEYİŞİ 7
2.1. Gün Öncesi Piyasası (GÖP) 8
2.2. PTF (Piyasa Takas Fiyatı) 11
2.3. Gün İçi Piyasası (GİP) 11
2.4. Dengeleme Güç Piyasası 12
2.5. Elektrik Tüketicileri 12
3. PİYASA KATILIMCILARININ ELEKTRİK MALİYET KALEMLERİ 14
3.1. Çıplak Enerji Maliyeti 14
3.2. GİP Maliyeti 14
3.3. Dengesizlik Maliyeti 15
3.3.1. Dengesizlik miktarlarının hesaplanması 16
3.3.2. Dengesizlik fiyatlarının hesaplanması 16
3.3.3. Dengesizlik maliyetinin hesaplanması 17
3.4. YEKDEM Birim Maliyeti 17
3.5. EPİAŞ İşletim Giderleri 18
3.6. Fark Fonu 18
3.7. Fonlar 18
3.8.Dağıtım Bedeli 19
4. ZAMAN SERİSİ VE ZAMAN SERİSİ YÖNTEMLERİ 21
4.1. Zaman Serisi Tanımı ve Bileşenleri 21
4.2. Zaman Serisi Yöntemleri 22
4.2.1. Hareketli ortalamalar yöntemi 22
4.2.2. Üssel düzleştirme yöntemleri 22
4.2.2.1. Basit üssel düzleştirme yöntemi 23
4.2.2.2. Holt çift parametreli doğrusal üssel düzleştirme yöntemi 23
4.2.2.3. Mevsimsel üssel düzleştirme-winter's yöntemi (üstel üçlü düzleştirme-ets) 24
4.2.3. En küçük kareler yöntemi (ekky) 25
4.2.4. Toplamsal ve çarpımsal ayrıştırma modeli 26
4.3. Tahmin Doğruluğunun Ölçülmesi 27
4.4. Literatür Özeti 28
5. ENERJİ SEKTÖRÜNDE ELEKTRİK TÜKETİM TAHMİNİ VE MALİYET İYİLEŞTİRMESİ UYGULAMASI 31
5.1. Tüketicinin Mevcut Tahminleme Metodu 31
5.2. ETS ile Tüketim Tahminlerinin Yapılması 32
5.3. Yapılan Tüketim Tahminine Göre Dengesizlik Maliyetlerinin Hesaplanması 41

5.4. İlgili Son Üç Saatin Tüketim Değerleri İle Tahminleme 44
5.5. İlgili Saatin Tüketim Değerleri İle Tahminleme 48
6. SONUÇ VE ÖNERİLER 53
KAYNAKLAR 55
KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER 59
ÖZGEÇMİŞ 60

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. 2001 ile 2006 yılları arası elektrik piyasasındaki gelişmeler ve zaman çizelgesi 3
Şekil 1.2. 2009 ile 2016 yılları arası elektrik piyasasındaki gelişmeler ve zaman çizelgesi 5
Şekil 2.1. Elektrik piyasası yapısı 8
Şekil 2.2. Gün öncesi piyasası süreçleri 10
Şekil 2.3. EPİAŞ ekranları saatlik teklif girişi 10

TABLOLAR DİZİNİ

Tablo 1.1. Kaynak bazında elektrik üretimi oranları 6
Tablo 3.1. Maliyet kalemleri 14
Tablo 5.1. Mevcut tüketim tahminleri 32
Tablo 5.2. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (1 Aylık)..... 33
Tablo 5.3. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (3 Aylık) 35
Tablo 5.4. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (6 Aylık)..... 37
Tablo 5.5. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (1 Yıllık)..... 39
Tablo 5.6. Veri seti büyüklüğüne göre yapılan tahminlere ait MAPE değerleri 41
Tablo 5.7. Ayın ilk günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri 41
Tablo 5.8. Ayın son günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri..... 42
Tablo 5.9. Toplam dengesizlik maliyetleri ve önemli değerler 43
Tablo 5.10. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (son üç saat) 44
Tablo 5.11. Ayın ilk günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (son üç saat verileri)…… ..... ……46
Tablo 5.12. Ayın son günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (son üç saat verileri) 47
Tablo 5.13. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (ilgili saatin verileri)…… 48
Tablo 5.14. Ayın ilk günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (ilgili saatin verileri)…… . 50
Tablo 5.15. Ayın son günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (ilgili saatin verileri)..... 51
Tablo 5.16. Toplam dengesizlik maliyetleri ve önemli değerlerin karşılaştırması… ..... .52

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

b_t : t dönemine ait trend
C_t : t dönemindeki konjonktür bileşeni
I_t : t dönemindeki tesadüfi (rassal) hareketler bileşeni
L_t : Serinin t dönemi için düzleştirilmiş değeri
n : Değer sayısı
s : Mevsim sayısı
S_t : Serinin t dönemi için mevsimsel tahmin değeri
T_t : Serinin t dönemi için trend tahmin değeri
X : Dönemlerin sıra sayısı
X_t : t dönemindeki gözlem değeri
Y : Dönem değerleri
y'_t : Düzleştirilmiş değer
$\hat{Y}_t$: Serinin t dönemi için tahmin değeri
Y_t : Serinin t dönemi için gerçek değeri
α : Düzleştirmesi katsayısı
β : Trend tahmini için düzleştirme katsayısı
γ : Mevsimsellik tahmini düzleştirme katsayısı
∑ : Toplam
ε_t : t. dönemindeki tahmin hatası

Kısaltmalar

AG : Alçak Gerilim
ANFIS : Adaptive Neuro Fuzzy İnference System (Uyarlamalı Ağ Tabanlı Bulanık Çıkarım Sistemi)
ARMA : Autoregressive Moving Average (Otoregresif Hareketli Ortalama)
ARIMA : Autoregressive Integrated Moving Average (Bütünleşik Otoregresif Hareketli Ortalama)
BTV : Belediye Tüketim Vergisi
DGP : Dengeleme Güç Piyasası
EDM : Enerji Dengesizlik Miktarı
EKKY : En Küçük Kareler Yöntemi
ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity (Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı)
EPDK : Enerji Piyasası Denetleme Kurumu
EPEX : European Power Exchange (Avrupa Enerji Piyasası)
EPİAŞ : Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETS : Exponential Triple Smoothing (Üçlü Üstel Düzleştirme)
EÜAŞ : Enerji Üretim Anonim Şirketi
EXAA : Energy Exchange Austria (Avusturya Enerji Piyasası)
GİP : Gün İçi Piyasası
GÖP : Gün Öncesi Piyasası
GSMH : Gayri Safi Milli Hasıla
GWh : Gigawatt Saat
KHK : Kanun Hükmünde Kararname
KW : Kilowatt

KWh	: Kilowatt Saat
MAPE	: Mean Absolute Percentage Error (Ortalama Mutlak Yüzde Sapma)
MWh	: Megawatt Saat
NDF	: Negatif Dengesizlik Fiyatı
NDM	: Negatif Dengesizlik Maliyeti
OG	: Orta Gerilim
PCA	: Principal Component Analysis (Temel Bileşen Analizi)
PDF	: Pozitif Dengesizlik Fiyatı
PDM	: Pozitif Dengesizlik Maliyeti
PİU	: Piyasa İşlem Ücretleri
POLPX	: Polish Power Exchange (Polonya Enerji Piyasası)
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
SKTT	: Son Kaynak Tedarik Tarifesi
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TL	: Türk Lirası
TRT	: Türkiye Radyo Televizyon Kurumu
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEKA	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması

ENERJİ SEKTÖRÜNDE ELEKTRİK TÜKETİM TAHMİNİ VE MALİYET İYİLEŞTİRMESİ UYGULAMASI

ÖZET

Günümüzün zorlu rekabet koşullarında işletmelerin piyasaya tutunabilmeleri için maliyetlerini mümkün olduğunca azaltması gerekmektedir. Yapılan temel harcamalar arasında enerji bedelleri büyük bir yere sahiptir. İşletmelerin tasarruf edebileceği maliyet kalemleri düşünüldüğünde şüphesiz akla gelebilecek en önemli giderlerden biri enerji maliyetidir. Enerji maliyetlerinde yapılabilecek bir iyileştirmenin olumlu etkisi direkt olarak işletme giderlerinde görülebilecektir. Serbest piyasada katılımcı olarak işlem yapan bir elektrik tüketicisinin, elektrik enerjisi maliyetlerini kontrol altına alabilmesi için öncelikle öngörmesi gereken değer tüketim miktarı olacaktır. Tüketimini doğru tahminleyebilen bir işletme, oluşabilecek enerji maliyetini öngörebilecek ve iyileştirme çalışmalarını bu doğrultuda yönetebilecektir. Bu çalışmada zaman serileri analizi kullanılarak geçmiş tüketim verileri incelenmiş olup gelecekte tüketilecek enerji miktarları tahmin edilmeye çalışılmıştır. Tahmini tüketim miktarlarını gerçeğe en yakın şekilde tahminlemek amaçlanarak enerji maliyetinde bir düşüş hedeflenmiştir. Bu maliyet düşüşünü sağlamak adına enerji dengesizliği minimize edilerek enerji dengesizlik maliyetinin azaltılmasına odaklanılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Dengesizlik, Enerji Maliyetleri, Enerji Piyasaları, Gün Öncesi İşlemleri, Zaman Serisi Analizi.

ELECTRIC CONSUMPTION PREDICTION AND COST IMPROVEMENT IN ENERGY SECTOR

ABSTRACT

In today's harsh competitive environment, businesses need to reduce their costs as much as possible to hold onto the market. Among the basic expenditures, energy costs have a big place. Considering the cost items that businesses can save, one of the most important expenses imaginable is energy cost. The positive effect of an improvement in energy costs can be seen directly in operating costs. In order to be able to control the costs of electricity, a consumer who trades as a participant in the free market will first have to estimate the amount of consumption. An enterprise that can accurately estimate its consumption will be able to foresee the cost of energy and manage its improving efforts accordingly. In this study, past consumption data is analyzed by using time series analysis and it is tried to estimate the amount of energy to be consumed in the future. In order to estimate the estimated consumption amounts in the most realistic way, a decrease in energy cost was targeted. In order to achieve this cost reduction, energy imbalance was minimized and energy imbalance cost was reduced.

Keywords: Imbalance, Energy Costs, Energy Markets, Day Ahead Transactions, Time Series Analysis.

GİRİŞ

Dünyada enerji sektöründeki gelişmeler ve enerjiye olan ihtiyacın her geçen gün artıyor olması ucuz enerjiye erişimi zorlaştırmakta, enerji maliyetlerini daha da arttırmaktadır. Üretim tesisleri, hizmet sektöründe faaliyet göstermekte olan işletmeler, mesken kullanıcıları dahil tüm tüketicilerin elektrik enerjisine olan ihtiyaçları beraberinde bir maliyet getirmektedir. İşletmelerin gider kalemleri arasında elektrik enerjisi maliyeti önemli bir yere sahiptir. Bu maliyetten yapılacak tasarruf ile işletmeler kârlı çıkacaktır. Günümüz rekabet ortamında varlıklarını sürdürebilmeleri açısından maliyet kalemlerinde yapılacak en ufak bir tasarruf işletmeler açısından oldukça önemlidir.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından 2018 yılında, yıllık elektrik tüketimi 50 milyon KWh ve üzeri olan tüketicileri yüksek tüketimli olarak sınıflandıracak şekilde bir limit belirlenmiştir. Belirlenen bu limitle yüksek enerji tüketimine sahip işletmeler ulusal tarifeden faydalanamayacak konuma gelmiştir. Bu durum enerjiyi ya direkt piyasadan almalarını ya da lisans sahibi bir tedarik firması aracılığıyla temin etmelerini zorunlu kılmıştır. İşletmelerin direkt piyasadan enerji temin edebilmeleri için tedarik veya üretim lisansına sahip olmaları gerekmektedir.

Üretim lisansına sahip bir piyasa katılımcısı piyasadan enerji alıp piyasaya enerji satabilmektedir. Bu alış-satış işlemleri gün öncesi piyasasından bir sonraki gün için yapıldığından tüketim veya üretim verilerinin tahmini olarak sisteme girilmesi gerekmektedir. Bu aşamada doğru tahminlemenin yapılması oldukça önem arz etmektedir. Geleceğe dönük tahminleme zor bir süreç olup, tahminleme işlemi karmaşık detayların göz önünde bulundurulmasını gerekli kılmaktadır.

Elektrik tüketim tahminleri, kısa ve uzun dönemli olarak yapılabilmektedir. Kısa dönemli tahminler, genellikle 1 saat ile 1 hafta arasında değişen tahminlerden oluşmaktadır. Günümüzde elektrik tüketim miktarının tahmini için birçok yöntem kullanılmıştır. Ancak bunları her durum için uygulamak ve her işletmenin tüketim tahmininde kullanmak anlamlı olmayacaktır. Farklı ortam şartlarının tamamını temsil eden genel bir tahmin modelinden bahsetmek neredeyse imkansızdır [1].

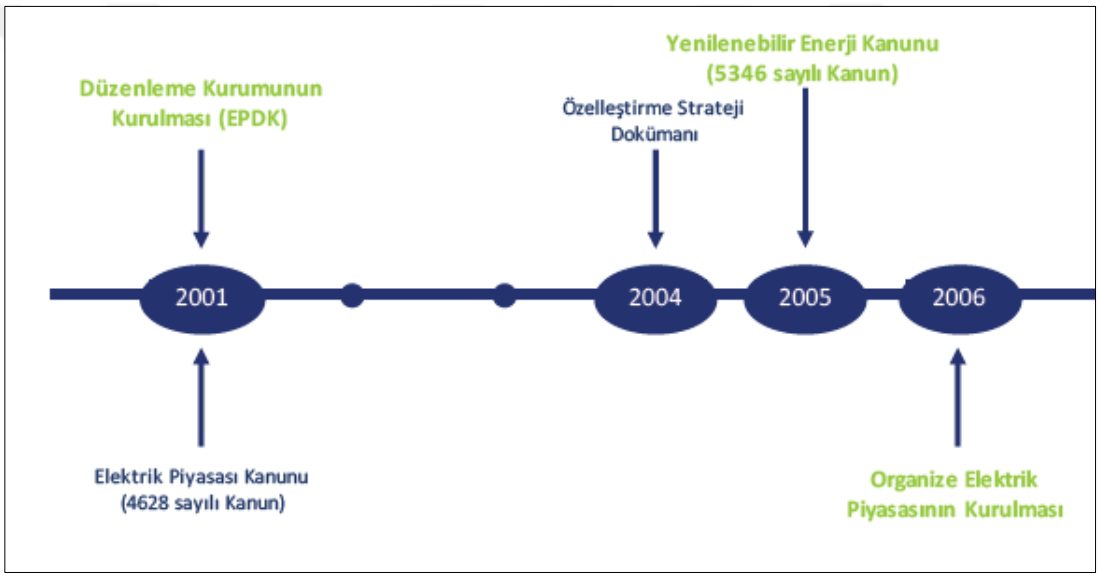
Bu çalışmada zaman serisi analizi kullanılarak üstel düzeltme yöntemi ile elektrik tüketim tahmini yapılmıştır. Dört farklı veri seti kullanılarak tahminleme yapılmış, ortalama mutlak yüzde hata oranı en düşük olan veri seti referans alınmıştır. Yeni metotla elde edilen tüketim tahmini sonuçları mevcut durumda yapılan tahminlere göre gerçek tüketim değerlerine daha yakın olmuştur. Tahminleme sonucunda elde edilen tahmini tüketim miktarları kullanılarak saatlik olarak enerji dengesizlik maliyetleri hesaplanmıştır. Yeni durumda tahmin hatasının daha az olmasından kaynaklı hesaplanan dengesizlik maliyeti mevcut durumdakinden daha düşük olmuştur. Böylece işletmenin en büyük gider kalemi olan enerji maliyetinde kayda değer bir iyileştirme yapılmıştır.

Çalışmanın birinci bölümünde, elektrik piyasasının yıllara göre gelişimi üzerinde durulmuş sektöre genel bir bakış yapılmıştır. İkinci bölümünde çalışmanın temelini oluşturacak olan Türkiye'de enerji piyasasından bahsedilmiştir. EPİAŞ ve elektrik piyasasının işleyişi, yapılabilecek işlem çeşitleri, piyasada oluşan farklı fiyat tipleri, elektrik tüketicileri ve dengeleme güç piyasası hakkında detaylı bilgi verilmiştir. Üçüncü bölümde, piyasa katılımcılarının elektrik faturasında yer alan maliyet kalemleri açıklanmıştır. Ayrıca dengesizlik maliyetinin hesaplama metodolojisi aktarılmıştır.

Çalışmanın dördüncü bölümünde zaman serileri analizi kapsamlı olarak ele alınmış, literatürde yer alan çalışmalar irdelenmiştir. Sonrasında tahminlerin doğruluğunun ölçülmesi amacıyla kullanılacak olan ortalama mutlak yüzde hata oranı (MAPE) hesabı açıklanmıştır. Beşinci bölümde, zaman serileri ile elektrik tüketim tahmini yapılması ve maliyet iyileştirmesi uygulaması gerçekleştirilmiştir. Son olarak uygulama sonuçları detaylandırılmış, hesaplanan dengesizlik maliyetleri karşılaştırılarak yorumlanmış ve gelecek çalışmalar için öneriler sunulmuştur.

1. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASININ TARİHÇESİ

Türkiye elektrik piyasası, 1990'lı yıllarda başlayıp yeni milenyumun başlangıcında Elektrik Piyasası Kanunu'nun hazırlanması ile belirli bir ilerleme hızına ve istikrara kavuşarak büyük ölçekli bir yeniden yapılandırma sürecinden geçmiştir. Elektrik Piyasası Kanunu'nun 2001 yılında yürürlüğe konmasından beri, kanuna ilişkin hedeflere ulaşmak amacıyla birçok adım atılmıştır. Bu bağlamda atılan önemli adımların bazıları Şekil 1.1'de verilen zaman çizelgesinde gösterilmektedir.



Şekil 1.1. 2001 ile 2006 yılları arası elektrik piyasasındaki gelişmeler ve zaman çizelgesi

Elektrik Piyasası Kanunu, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösteren, mali açıdan güçlü ve şeffaf bir elektrik piyasasının geliştirilmesi için zemin hazırlayan ana mevzuattır. Elektrik Piyasası Kanununun ana hedefi yeterli miktarda, kaliteli ve çevre dostu elektriği tüketicilere düşük bir maliyet üzerinden temin etmek, piyasanın kendi kendini düzenlemesini ve denetlemesini sağlamaktır. 2001 yılında çıkarılan bu kanun ile birlikte bağımsız bir Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur. Özel oyuncuların da piyasaya katılmasını sağlayan bir lisans programı getirilmiştir [2].

EPDK, elektrik piyasasında; tüzel kişilerin yetkili oldukları faaliyetlerden kaynaklanan hak ve yükümlülüklerini tanımlayan lisansların verilmesi ve ilgili diğer işlemlerin

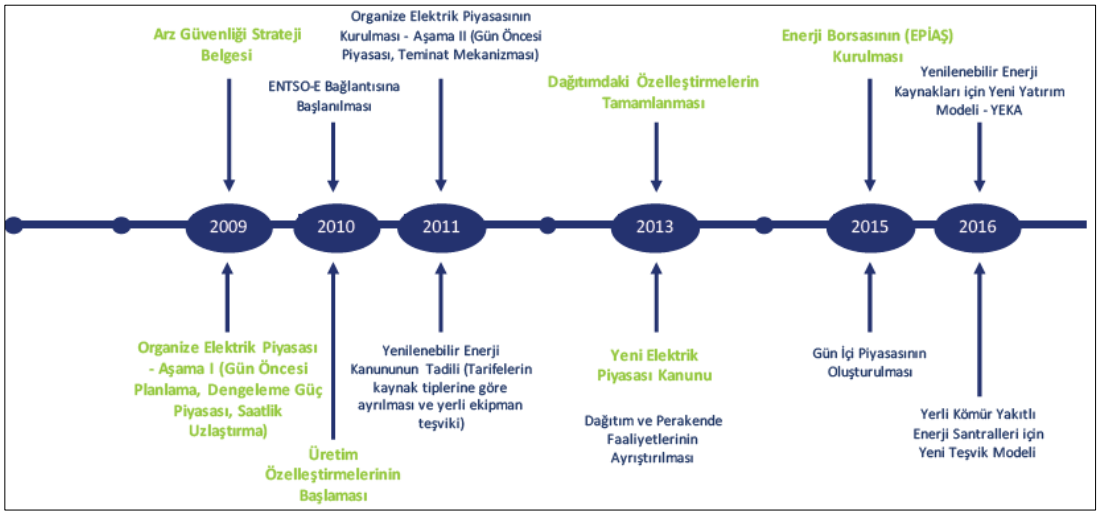
yapılması; piyasa performanslarının izlenip, performans standartlarının oluşturulması; ikincil mevzuatın oluşturulması, geliştirilmesi ve uygulanmasının sağlanması; lisans sahibi tüzel kişilerin denetlenmesi; düzenlemeye tabi tarifelerin hazırlanması, tadili ve uygulanmasının sağlanması; piyasada Elektrik Piyasası Kanununa uygun şekilde davranılmasının sağlanması konularında yetkili ve sorumludur [3].

2004 yılında, elektrik enerjisinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli olarak sağlanması amacıyla tüketicileri serbest piyasaya yönlendirilmeye çalışılmıştır. Elektrik enerjisi üretim ve dağıtım varlıklarının zamanında ve başarılı bir şekilde özelleştirilmesi, serbestleştirmenin sağlanması açısından büyük bir önem taşımaktadır. Bu amaçla, Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi elektrik dağıtım ve üretim varlıklarının özelleştirilmesine ilişkin detaylı bir plan sunmuştur [4].

2005 yılında Yenilenebilir Enerji Kanunu çıkarılmıştır. 2006 yılında, söz konusu mevzuata dayalı yenilenebilir enerji yatırımları başlamıştır. 01 Ağustos 2006 tarihinde Organize Elektrik Piyasası yalnızca Dengeleme Mekanizması ile çalışmaya başlamıştır. Söz konusu mekanizma ilk safhasında dahi piyasaya dayalı elektrik fiyatlarının gelişmesini sağlamış olup enerji üreticilerinin büyüyen ve gelecek vaat eden piyasaya yatırım yapmalarını sağlamıştır.

Şekil 1.2'de 2009 ile 2016 yılları arasında Türkiye elektrik piyasasında yaşanan gelişmeler gösterilmektedir. 31 Aralık 2009 tarihinde Gün Öncesi Planlama, Dengeleme Güç Piyasası ve Saatlik Uzlaştırma da dahil olmak üzere Organize Elektrik Piyasasının Birinci Aşamasına başlanmıştır. Yine 2009 yılında, "Arz Güvenliği ve Arz Çeşitliliği" konulu 2. Strateji Belgesi yayınlanmıştır.

Gün öncesi piyasası mevcut elektrik piyasasındaki işlem hacminin büyük bir bölümünü oluşturmakta olup, 2009 yılında gün öncesi planlamasının başlanmasıyla bir nevi elektrik enerjisi piyasasının temeli atılmış olmaktadır. Dengeleme güç piyasası ve piyasadaki işleyişin saatlik olması nedeniyle Saatlik Uzlaştırma çalışmalarının başlaması ile günümüzdeki elektrik enerji piyasasının temel taşları oluşturulmaya başlanmıştır. Elektrik enerjisi piyasası şeffaflık, etkinlik ve doğru bilgi üzerine kurulmuştur. Bu noktada arz güvenliği ve arz çeşitliliği strateji belgesi, piyasanın güvenilirliği ve izleyeceği yol ile ilgili yayınlanan önemli belgeler arasında yerini almıştır.



Şekil 1.2. 2009 ile 2016 yılları arası elektrik piyasasındaki gelişmeler ve zaman çizelgesi

2010 yılında, büyük ölçekli hidroelektrik santraller haricindeki tüm varlıkların özelleştirilmesi amacıyla devletin sahip olduğu üretim şirketi olan Enerji Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ)'nden ait varlıkların özelleştirme sürecine başlanmıştır. Türkiye elektrik şebekesinin Avrupa ile entegre edilmesi amacıyla Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Birliği (ENTSO-E) test bağlantısı yapılmıştır. 31 Aralık 2011 tarihinde, Organize Elektrik Piyasasının 2. Aşaması başlatılmış, bu bağlamda Gün Öncesi Piyasa ve Teminat Mekanizması hayata geçirilmiştir. 2011 yılında Yenilenebilir Enerji Kanunu değişikliği yapılmıştır; alım garantisi tarifesi farklı kaynak tiplerine göre ayrılmış, yerli ekipman teşviki getirilmiştir. Yapılan bu değişiklikler sayesinde hidroelektrik haricindeki yenilenebilir yatırımlar daha çekici hale gelmiştir.

Piyasa güvenilirliğinin ve şeffaflığının artırılması amacıyla 2013 yılında Yeni Elektrik Piyasası Kanunu hazırlanmıştır. Yine 2013 yılında dağıtım şirketlerinin özelleştirme süreci başarılı bir şekilde tamamlanmış; dağıtım ve perakende faaliyetleri ayrıştırılmıştır. Bu uygulama, tam piyasa açılışı açısından büyük bir adım olmuştur. 2015 yılı içerisinde piyasa işlemleri Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ)'nden alınmış ve bağımsız enerji borsası Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPİAŞ) kurulmuştur. Gün İçi Piyasası da 2015 yılında çalışmaya başlamıştır. Bu piyasa, piyasanın daha da gelişmesine yardımcı olmuş ve özellikle de yenilenebilir enerji kaynakları açısından ek dengeleme araçları temin etmiştir.

2016 yılında, yenilenebilir enerji yatırımlarını desteklemek ve yenilenebilir üretim varlıklarının yerli imalatını teşvik etmek amacıyla Yenilenebilir Enerji Kaynakları için Yeni Yatırım Modeli, diğer bir deyişle YEKA (Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları)

Mekanizması geliştirilmiştir. 2016 itibariyle Türkiye Elektrik, Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ), halihazırda aktif olan linyit yakıtlı enerji santrallerinden (stratejik yatırım alanlarından biri) enerji satın alma hakkına kavuşmuştur [2]. 2018 yılında anayasa değişikliklerine uyum sağlanması amacıyla bazı Kanun ve Kanun Hükmünde Kararname (KHK)'lerde değişiklik yapılmasını içeren 703 sayılı KHK ile Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) ve Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), EÜAŞ bünyesinde birleştirilmiştir [5].

Türkiye'de enerji üretimine genel bir bakış sağlamak amacıyla; 2017 yılı ile 2018 yılı Haziran dönemi arasında Türkiye genelinde birincil kaynaklardan elektrik enerjisi üretiminin kaynaklar bazında dağılımı Tablo 1.1'de gösterilmektedir. Tablodan da görüldüğü üzere bu elektrik üretiminin çoğunluğu doğal gaz kaynaklarından sağlanmıştır. Doğal gazdan elektrik üretim miktarının hemen sonrasında ise ithal kömür kaynaklarından üretilen enerji miktarı gelmektedir [6].

Tablo 1.1. Kaynak bazında elektrik üretimi oranları

Kaynaklar	Üretim Oranı (%)
Doğal Gaz	34
HES (Barajlı)	5
HES (Akarsu)	12
İthal Kömür	22
Linyit	14
Taş Kömürü	1
Fuel Oil	0
Rüzgar	7
Jeotermal	2
Güneş	1

Türkiye'de elektrik üretimi, Doğal gazdan elektrik üretimi %34, İthal Kömür'den elektrik üretimi %22, Linyit elektrik üretimi %14, HES (Akarsu) elektrik üretimi %12, rüzgardan elektrik üretimi %7, HES (Barajlı) elektrik üretimi %5, Jeotermal'den elektrik üretimi %2 ve güneşten elektrik üretimi %1 olarak sıralanmaktadır. Türkiye'de elektrik üretimi sağlanırken üreticileri yenilenebilir enerji kaynaklarına yönlendirmek amaçlanmaktadır. Yenilebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimini arttırmak adına destekleme mekanizmaları geliştirilmekte ve üreticiyi teşvik amaçlanarak belli fiyatlardan alım garantisi verilmektedir.

2. TÜRKİYE'DE ENERJİ PİYASASI VE İŞLEYİŞİ

Teknolojinin gelişimi ile elektrik enerjisinin ekonomik anlamda spot veya türev bazlı ticaretinin, hem ülke sınırları içerisinde hem de sınır ötesinde farklı üretici ve tüketiciler arasında gerçekleştirilebileceği bir enterkonnekte sistem yapısının oluşması sağlanmıştır. Elektrik enerji borsalarında Almanya ve Avusturya'nın oluşturduğu EPEX (European Power Exchange) Avrupa Enerji Piyasası ve EXAA (Energy Exchange Austria) Avusturya Enerji Piyasası spot piyasalarının diğer ülkelerde faaliyet gösteren Danimarka (NORDPOOL), İsveç (NORDPOOL), Çekya (OTE), Polonya POLPX (Polish Power Exchange) Polonya Enerji Piyasası, İsviçre (EPEX), Fransa (EPEX) vb. gibi birçok piyasayla bağları bulunmaktadır. Enerji piyasasında serbestleşme sürecine önceden dâhil olan ve gerekli reformları gerçekleştiren ülkeler bu süreçte önemli gelişmeler kaydetmişlerdir. 1990'lı yılların sonlarından başlayarak birçok ülke bu sürece katılım sağlamıştır. Türkiye'de ise elektrik alış ve satış işlemleri Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPİAŞ) tarafından yürütülmektedir [7].

EPİAŞ, ülkemizdeki enerji arz-talep dengesini doğru kurgulamak ve doğru fiyatlandırmayı oluşturmak adına 2013 yılında kurulmuştur. 01 Eylül 2015 tarihinde, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)'ndan piyasa işletim lisansını alarak faaliyete geçmiştir. EPİAŞ'ın başlıca amacı ve faaliyet konusu, piyasa işletim lisansında yer alan enerji piyasalarının etkin, şeffaf, güvenilir ve enerji piyasasının ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde planlanması, kurulması, geliştirilmesi ve işletilmesidir [8]. EPİAŞ mevcut durumda tüm Türkiye'deki elektrik üretim ve tüketim verilerini toplayarak ilgili gündeki 24 saat için Piyasa Takas Fiyatı (PTF)'nı açıklamaktadır. Türkiye'deki bir mesken abonesinin dahi elektriği tedarikçisi tarafından bu piyasadan alınmakta ve günlük olarak ödemesi EPİAŞ'a yapılmaktadır.

Gün Öncesi Piyasası, Gün İçi Piyasası, Uzlaştırma faaliyetleri EPİAŞ tarafından, Dengeleme Güç Piyasası ise TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) tarafından yürütülmektedir. Şekil 2.1'de elektrik piyasası yapısı gösterilmektedir. Enerji Piyasasında işlemler gün öncesi piyasası, gün içi piyasası ve dengeleme güç piyasası olmak üzere şekilde belirtilen sıra ile gerçekleştirilmektedir.



Şekil 2.1. Elektrik piyasası yapısı

EPİAŞ tarafından yönetilen enerji piyasalarında işlem yapabilmek için işletmelerin tedarik veya üretim lisansına sahip olması gerekmektedir. Üretim veya tedarik lisansı alarak piyasaya (EPİAŞ'a) kayıt yaptırmak isteyen kullanıcılar, gerekli başvuru işlemlerini yapmak ve evraklarını eksiksiz bir şekilde tamamlamak zorundadırlar. EPİAŞ'a kayıt yaptıran ve piyasa katılım anlaşması imzalayarak piyasada işlem yapabilecek konuma gelen kullanıcılar piyasa katılımcısı unvanını kazanmaktadır. Piyasa katılımcıları işlem yapmak istedikleri piyasalar için EPİAŞ ile ayrıca başka katılım anlaşmaları da imzalamak zorundadırlar. Örneğin; gün öncesi piyasasında işlem yapmak isteyen bir piyasa katılımcısı, gün öncesi piyasası katılım anlaşması, gün içi piyasasında işlem yapmak için ise gün içi piyasası katılım anlaşması imzalamak durumundadır [9].

Piyasa katılımcısı olup tedarik lisansınsa sahip olan tüzel kişiler tedarik şirketi olarak adlandırılmaktadır. Tedarik şirketleri, EPİAŞ'a katılımcı olmayıp piyasadan direkt olarak enerji alışı yapamayan tüketiciler için elektrik tedariki yapmaktadırlar. Enerjilerini kendi istekleri doğrultusunda veya serbest tüketici limiti nedeniyle, piyasadan almak durumunda kalan ancak piyasa katılımcısı olmayan tüketiciler için tedarik şirketiyle anlaşmak bir zorunluluk hâline gelmektedir. Bu sebepler ve belli bir kâr elde etmek amacıyla tedarik şirketleri, tüketiciler için piyasada kendi tedarik lisansları ile işlem yapmaktadırlar. Tedarik şirketleri, piyasada işlem yapma imkanı sağlayan bir diğer lisans olan üretim lisansı sahibi işletmeler ile birlikte piyasanın işlem hacmine etki etmektedirler. Üretim lisansı sahibi işletmeler ise direkt olarak kendileri adına piyasada alış veya satış yönünde işlem yapabilmektedirler.

2.1. Gün Öncesi Piyasası (GÖP)

Elektriğin en temel iki özelliği depolamanın zor ve maliyetli olması ve elektrik üretim ve tüketiminin her an birbirine eşit olması zorunluluğudur. Arz-talep dengesinin kurulabilmesi için sistem kısıtlarını gözeten, fiziki dengeyi koruyan ortak bir piyasa aracılığı ile ortak bir fiyatın oluştuğu dengeleme ve uzlaştırmaya konu bir piyasa işletmecisi gerekmektedir. Gün Öncesi Piyasası, elektriğin teslimat gününden bir

gün öncesinde, elektrik ticareti ve dengeleme faaliyetleri için kullanılan, Piyasa İşletmecisi tarafından işletilen, organize bir piyasadır. 2004 yılında dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliği ile Gün Öncesi Dengeleme sistemine ve sonrasında 2011 yılı itibariyle Gün Öncesi Piyasa sistemine geçilmiştir. Katılımın gönüllülük esasına dayandığı bir piyasa olup, teklif edilen fiyat ve miktarlar günlük olarak ve saat bazında belirlenmektedir. Her bir gün, 00:00'dan başlayıp, ertesi gün 00:00'da sona eren 24 saatlik zaman dilimlerinden oluşur. Böylece katılımcıların yaptıkları ticaretten doğan alacaklarının günlük olarak uzlaştırılması sağlanmaktadır.

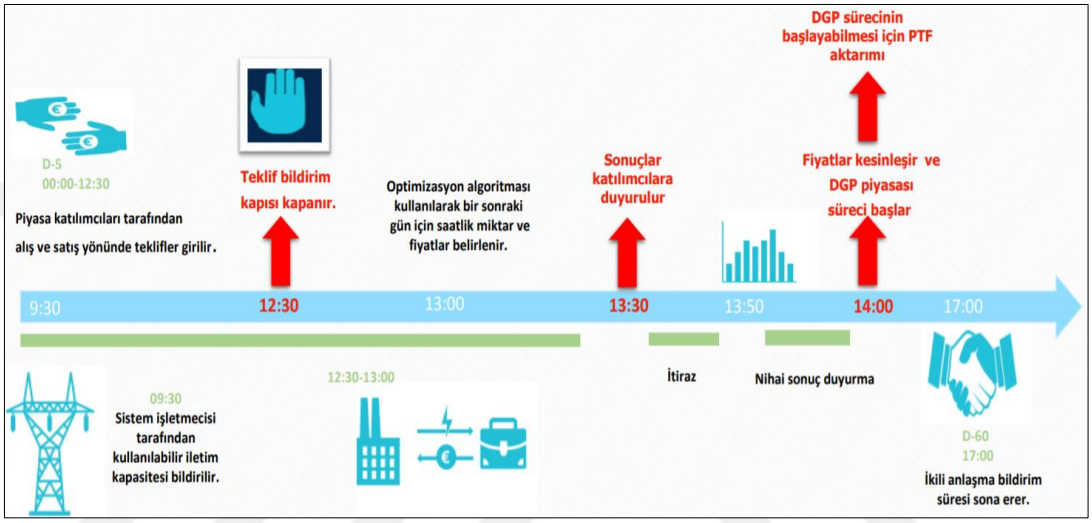
Gün öncesi piyasası, elektrik enerjisi referans fiyatını belirlemek, piyasa katılımcılarına, ikili anlaşmalarına ek olarak bir sonraki gün için enerji alış ve satış yapma fırsatı tanıyarak, kendilerini dengeleme olanağını sağlamak, sistem işletmecisine (EPİAŞ) gün öncesinden dengelenmiş bir sistem sağlamak, büyük çaplı ve süreklilik arz eden kısıtlar için, teklif bölgeleri oluşturularak, sistem işletmecisine gün öncesinden kısıt yönetimi yapabilme imkanı sağlamak, amaçlarını taşımaktadır.

Gün öncesi piyasasında işlem yapabilmek için, piyasa katılım anlaşmasına ilave olarak Gün Öncesi Piyasası Katılım Anlaşması'nın da imzalanması gerekmektedir. Referans fiyat olan Piyasa Takas Fiyatı (PTF) gün öncesi piyasasında belirlenmektedir. Ayrıca Gün öncesi piyasasında arz tarafı üreteceği miktarı, talep tarafı tüketeceği miktarı fiyat seviyelerine göre ayarlayabilmektedir. Gün öncesi piyasasında, saatlik (alış ve satış yönünde ayrı ayrı olmak üzere 32, toplamda 64 seviye), blok (50 seviye) ve esnek (10 seviye) olmak üzere 3 farklı teklif verilebilmektedir. Saatlik teklifte her saat için ayrı ayrı alış-satış miktarları girilerek teklif verilmektedir. Blok teklifler ardışık tam saatlerden meydana gelerek bir zaman dilimini kapsayan tekliflerdir. Esnek teklifler ise herhangi bir saat ile ilişkili değillerdir.

GÖP'de ticaret yapan bir piyasa katılımcısı için fiziksel elektrik arzı ya da talebi yükümlülüğü doğmaktadır. Dolayısıyla gün öncesinden taahhüt edilen ticaret miktarlarından sapmanın bir maliyeti olacaktır. Piyasada pozitif miktarlar alışı, negatif miktarlar ise satışı ifade etmekte, alınan veya satılan enerji miktarının birimi LOT (0,1 MWh) olarak tekliflendirilmektedir.

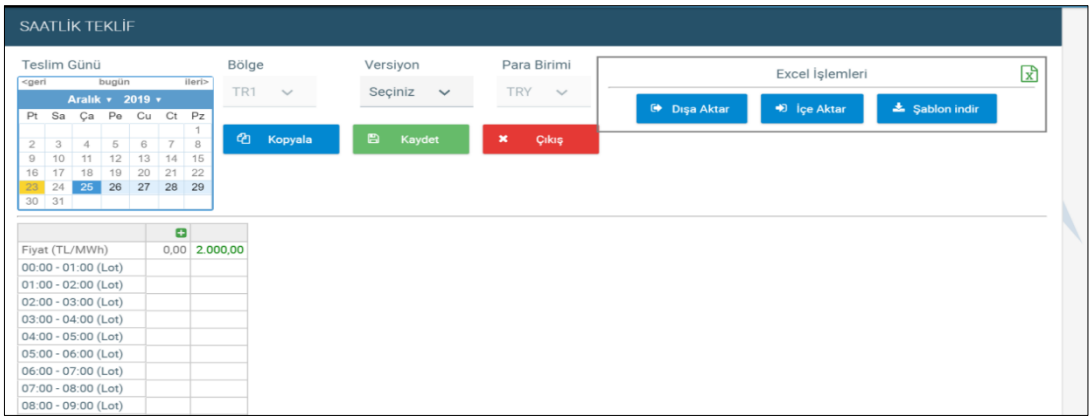
"Gün Öncesi Piyasasında ve Dengeleme Güç Piyasasında Asgari ve Azami Fiyat Limitlerinin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar" uyarınca belirlenen azami ve asgari fiyat limitleri, 0-2000 TL/MWh olarak uygulanmaktadır.

Şekil 2.2'de gün öncesi piyasası süreçlerinden bahsedilmektedir. Gün öncesi piyasası, piyasa katılımcılarının alış ve satış tekliflerini EPİAŞ sistemlerine girmesiyle başlamaktadır. Teklif bildirim kapısı saat 12:30'a kadar açık olup bu saatten sonra ilgili gün için teklif kabul edilmemektedir. Saat 13:00'da Piyasa Takas Fiyatı (PTF) belli olduktan sonra 13:30'da sonuçlar katılımcılara bildirilmektedir. Saat 14:00'da nihai sonuç duyurulduktan sonra Dengeleme Güç Piyasası süreci başlamaktadır.



Şekil 2.2. Gün öncesi piyasası süreçleri

Şekil 2.3'te EPİAŞ gün öncesi piyasasındaki saatlik teklif ekranı gösterilmektedir. Bu ekranda yer alan teslim günü alanından tarih bilgisi girilerek işlem yapılmak istenen gün seçilmektedir. Fiyat miktar matrisine alış veya satış değerleri saatlik olarak girilmektedir. Kaydet butonuna basıldıktan sonra GÖP'e alış veya satış teklifi verilmiş olmaktadır [10].



Şekil 2.3. EPİAŞ ekranları saatlik teklif girişi [11]

2.2. PTF (Piyasa Takas Fiyatı)

Türkiye'deki ve ülkemizdekine benzer diğer elektrik piyasalarında gün öncesi piyasasında oluşan fiyatların, zamansal olarak onu izleyen diğer piyasalar; gün içi piyasası ve dengesizlik için referans fiyat olduğu belirtilmekte ve herkesçe kabul görmektedir. Elektriğin teslim zamanına oldukça yakın bir süredeki piyasa arz ve talep dengesini yansıtması ve gerçek zamanda oluşabilecek belirsizlikleri içermemesi nedeniyle gün öncesi piyasasında oluşan fiyatlar, referans fiyat olarak kabul edilebilmektedir. Gün öncesi piyasasında referans olarak kabul edilen Piyasa Takas Fiyatı, verilmiş olan teklifler sonucu arz ve talebin kesiştiği noktada meydana gelen fiyattır [12].

Dengeleme güç piyasası kapsamında verilen tüm teklifler dikkate alınarak Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği uyarınca hesaplanarak TEİAŞ tarafından duyurulan sistemin oluşan gerçek fiyatı ise Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) olarak adlandırılmaktadır [9].

2.3. Gün İçi Piyasası (GİP)

1 Temmuz 2015 tarihi itibariyle faaliyete başlayan gün içi piyasası da gün öncesi piyasası gibi katılımın zorunlu olmadığı bir piyasadır. Üretici veya tüketicilerin üretecekleri veya tüketecekleri miktarları önceden öngörmesi her zaman kolay olmamaktadır. Beklenmedik herhangi bir arıza veya duruşta gün öncesinden taahhüt edilen tüketim veya üretim miktarlarında değişiklik olabilmektedir. Gün içi piyasası bu gibi durumlar için piyasa katılımcılarına tahmini tüketim veya üretim miktarlarında değişiklik yapabilmeleri için fırsat tanımaktadır. Dengesizlik miktarını oluşmadan azaltabilmek veya yok edebilmek için Gün öncesi piyasası ile dengeleme güç piyasası arasında işlem yapılabilmesini sağlamaktadır. Gün içi piyasası ile birlikte; santral arızaları veya yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimlerindeki değişimler gibi dengesizliğe yol açacak unsurlar ortadan kaldırabilmektedir. Böylelikle katılımcılara gün içinde yaşayabilecekleri pozitif veya negatif dengesizliklerin en aza indirilmesi ya da dengelenmesi imkânı verilmektedir. Katılımcılara gün öncesi piyasasında değerlendiremedikleri kapasitelerini gün öncesi piyasası kapanış zamanından sonra gün içi piyasasında değerlendirme imkânı verilerek ek ticaret alanı sağlanmaktadır. Gün içi piyasasının aktif bir şekilde kullanılması ile birlikte dengeleme güç piyasasındaki işlem hacmi ve miktarı azalacaktır. Böylece daha gün içi piyasasında işlemler gerçekleşirken piyasanın dengelenmesine hizmet edilmiş olacaktır.

Gün içi piyasasında teklifler saatlik olarak verilmekte ve fiziksel teslimattan iki saat öncesine kadar güncellenip iptal edilebilmekte veya pasife çekilebilmektedir. Gün içi piyasasında işlem yapabilmek için gün içi piyasası katılım anlaşması imzalanması gerekmektedir [13].

2.4. Dengeleme Güç Piyasası

TEİAŞ tarafından yürütülen dengeleme güç piyasasında, piyasa katılımcılarının gün öncesinden verdikleri teklifler arz-talep dengesine bağlı olarak gerçek zamanlı dengelenmektedir. Gün öncesi ve gün içi piyasasında yapılan ticaretin amacı dengeleme güç piyasasında oluşacak yüksek fiyat ve bunun getirmiş olacağı ek maliyetleri azaltmaktır. Ancak gün öncesi ve gün içi piyasalarında dengesizlik miktarı tam olarak yok edilemediğinden oluşan bu gerçek zamanlı sistem dengesizliklerini çözmek dengeleme güç piyasasının görevi olmaktadır. Bu nedenle dengeleme güç piyasasında ticaret yapmaktan ziyade sistemin anlık dengeye oturtulması ve yeterli arz kalitesini sağlayacak şekilde düzenlenmesi amaçlanmaktadır [7].

Tüm bu piyasalarda gelişen bir aylık periyot sonunda oluşan gün öncesi piyasası alış-satışı, gün içi piyasası alış-satışı ve dengeleme güç piyasası işlemleri sonucu, her ayın 15. günü itibari ile uzlaştırma bildirimi adlı raporda yayınlanmakta ve kesinleşmiş değerler EPİAŞ tarafından piyasa katılımcılarına bildirilmektedir. Uzlaştırma; gün öncesi piyasası, gün içi piyasası, dengeleme güç piyasası, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması (YEKDEM) ve enerji dengesizliğinden doğan alacak ve borç miktarlarının hesaplanmasını kapsamaktadır [14].

2.5. Elektrik Tüketicileri

Elektriği kendi kullanımı için satın alan kişiler tüketici olarak tanımlanmaktadır. Elektrik tüketicileri serbest tüketici ve serbest olmayan tüketiciler olmak üzere iki gruba ayrılmaktadır. Bu sınıflandırma tüketicilerin bir yılda tükettikleri toplam KWh üzerinden yapılmaktadır. 2018 yılı için yıllık tüketimleri 2 bin KWh'in altında olan tüketiciler, serbest olmayan tüketici sınıfında değerlendirilmekte ve enerji tedariklerini ulusal tarife üzerinden gerçekleştirmektedirler. 2019 yılı için ise bu limit 1600 KWh olarak güncellenmiştir. Serbest olmayan tüketiciler kendi tedarikçilerini seçme hakkına sahip değillerdir. Serbest tüketici, elektrik tedarikçisini seçme ayrıcalığına sahip gerçek veya tüzel kişilerin hepsine verilen isimdir. Serbest tüketici olabilmek için EPDK tarafından yayımlanan serbest tüketici limitinden daha yüksek

miktarda elektrik enerjisi tüketmek gerekmektedir [15]. Serbest tüketiciler kendi içinde düşük tüketimli ve yüksek tüketimli olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Serbest tüketici niteliği taşıdığı halde elektrik enerjisini ikili anlaşmalarla temin etmeyen tüketiciler son kaynak tedariki ile enerji ihtiyaçlarını karşılamaktadırlar.

Son Kaynak Tedarik Tarifesi (SKTT) ise serbest tüketici niteliğine haiz olduğu hâlde elektrik enerjisini ikili anlaşmalar ile temin etmeyen tüketicilere elektrik enerjisi tedarikine ilişkin fiyat, hüküm ve şartları içermektedir. Son kaynak tedariki kapsamında enerji tüketen tüketiciler, yüksek tüketimli tüketiciler ve düşük tüketimli tüketicilerden oluşmaktadır [16].

2019 yılı için yıllık tüketimleri 10 milyon KWh'ten düşük olan serbest tüketiciler düşük tüketimli, yüksek olanlar ise yüksek tüketimli sınıfında yer almaktadır. Yüksek tüketimli tüketiciler son kaynak tedarik tarifesine tabi olacağından tedarikçi seçme hakkını kullanmak ya da piyasaya katılımcı olmak durumunda kalacaklardır. 2020 yılı için ise bu alt limit 7 milyon KWh olarak güncellenmiştir.

3. PİYASA KATILIMCILARININ ELEKTRİK MALİYET KALEMLERİ

Enerji piyasası operasyonları gün öncesi ve gün içi piyasalarında gerçekleştirilmektedir. Piyasada yapılan işlemler sonucu satın alınan veya satılan enerjinin bedeli ticaretin yapıldığı gün ödenmektedir. Günlük olarak yapılan bu ödemeler çıplak enerji maliyetini oluşturmaktadır. Çıplak enerji maliyetinin yanında birçok maliyet kalemi daha son kullanıcıya yansıtılmaktadır. Yansıtılan diğer maliyet kalemlerinin her birinin ödeme periyodu farklıdır. Tablo 3.1'de tüm maliyet kalemleri sıralanmış, ödemelerin yapıldığı kurum ve ödeme periyodu bilgisi sunulmuştur.

Tablo 3.1. Maliyet kalemleri

Maliyet Kalemi	**Ödeme Yapılan Kurum**	**Ödeme Periyodu**
Çıplak enerji maliyeti	EPİAŞ	Günlük
GİP Maliyeti	EPİAŞ	Günlük
Enerji dengesizlik maliyeti	EPİAŞ	Günlük
YEKDEM bedeli (Yenilenebilir enerji destekleme)	EPİAŞ	Aylık
EPİAŞ işletim giderleri	EPİAŞ	Aylık
Fark fonu	EPİAŞ	Günlük
Fonlar (Enerji Fonu, BTV, TRT Payı)	Bakanlık, Belediyeler, TRT	Aylık
Dağıtım bedelleri	İlgili bölge dağıtım şirketi	Aylık

3.1. Çıplak Enerji Maliyeti

Tüketicinin ay sonunda gerçek olarak tüketmiş olduğu miktar ile PTF'nin çarpılmasıyla elde edilmektedir. Tüketilen enerjinin %100 doğru tahmin edildiği durumda oluşacak maliyettir. Faturada yer alan en büyük kalem olmakla birlikte tüketicinin değiştiremeyeceği ve ödemekle yükümlü olduğu çıplak enerji maliyetidir.

3.2. GİP Maliyeti

Gün içi piyasasında yapılan ticaretin getirdiği ek maliyettir. Tüketiciler, gün öncesinde yapmış olduğu elektrik tüketim tahminlerini herhangi bir sebebe bağlı olarak değiştirmek durumunda kalabilmektedir. Yapılan değişilikle oluşacak farkları gün içi piyasında işlem yaparak tolere edebilmektedir. Ancak yapılan GİP

işlemlerinin fiyatı gün öncesi piyasası fiyatı yani PTF'den farklıdır. Alış yönünde bir GİP işlemi için fiyat PTF'den daha yüksek; satış yönünde ise PTF'den daha düşüktür. Bu nedenle her iki yönde de gün öncesinden yapılan işlemlere göre bir maliyet artışı söz konusu olacaktır. Oluşacak bu ek maliyet GİP maliyeti olarak adlandırılmaktadır.

Santral veya makine arızaları, üretim planlarındaki ani değişkenlik, iş gücü kısıtı gibi durumlar gün içi piyasasında işlem yapılması ihtiyacını ortaya çıkarmaktadır. Örneğin; elektrik üretim santrali arızalı olan bir piyasa katılımcısı gün öncesinden saatlik olarak 10 MWh alış taahhüt etmiş ve gün öncesi teklifi vermiş olsun. 4 MWh'lik kapasiteli bu santralin arızası giderilip santral devreye alındığında piyasa katılımcısının sistemden alacağı elektrik miktarı 10 MWh'ten 6 MWh'e düşmektedir. Buna bağlı olarak da katılımcının teklifini güncellemesi ve gün içi piyasasına teklif vermesi gerekecektir. Gün öncesinde fazladan satın alınan 4 MWh'lik elektrik gün içi piyasasından satılarak oluşacak dengesizlik maliyeti ortadan kaldırılabilmektedir.

3.3. Dengesizlik Maliyeti

Tüketicinin tahmini tüketim değerinden sapması sonucu oluşan, EPİAŞ tarafından bu sapma miktarına göre yansıtılan maliyettir. Dengesizlik maliyeti; gün öncesi piyasasında işlem yaparak almayı taahhüt ettiğimiz tahmini tüketim miktarı ve yapıldığı durumda GİP işlemiyle güncellenen alış/satış miktarları ile gerçekleşen tüketim arasındaki farktan kaynaklı katlanılması gereken ek maliyeti temsil etmektedir. Bu ek maliyet pozitif ve negatif yönlü olmak üzere iki türdür.

Pozitif dengesizlik kavramı, tüketicinin gerçekte gün öncesi piyasasından aldığı miktardan daha az tüketmesini ifade etmektedir. Bir nevi borsa gibi işlemekte olan enerji piyasasında gerçekleşen fiziki olmayan işlemlere göre; gün öncesi piyasasından alış yapan bir tüketici aldığı miktardan daha az tükettiğinde oluşan bu fazla miktar teorik olarak piyasaya daha önce belirlenmiş olan fiyatlardan geri satılmaktadır.

Negatif dengesizlik kavramı ise tahmini tüketim miktarına göre gün öncesi piyasasından alınan miktardan daha fazla bir gerçek tüketim söz konusu olduğunda; fiziki olarak şebekeden çekilmiş olan bu fazla enerjinin dengesizlikten satın alındığı anlamına gelmektedir. Dengesizlik maliyeti, tahmini tüketim miktarı ile gerçekleşen tüketim miktarı arasındaki fark ve dengesizlik fiyatları baz alınarak hesaplanmaktadır. Dengesizlik maliyetini hesaplayabilmek için öncelikle gerçek

tüketim ve tahmini tüketim değerleri arasındaki fark tespit edilerek ilgili saatteki dengesizlik miktarı bulunmaktadır. Burada hesaplanması gereken iki tür dengesizlik miktarı ve iki tür dengesizlik maliyeti ortaya çıkmaktadır.

3.3.1. Dengesizlik miktarlarının hesaplanması

Dengesizlik miktarları; Pozitif Enerji Dengesizlik Miktarı (Pozitif EDM) ve Negatif Enerji Dengesizlik Miktarı (Negatif EDM) olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Tahmini tüketimin gerçekleşen tüketimden büyük olduğu durumda pozitif dengesizlik; tahmini tüketimin gerçekleşen tüketimden daha küçük olduğu durumda ise negatif dengesizlik söz konusu olmaktadır. Bu bilgilerden yola çıkarak oluşan dengesizlik miktarının hesabı denklem (3.1)'de gösterilmektedir.

Dengesizlik Mikarı= Tahimini Tüketim Miktarı-Gerçekleşen Tüketim Miktarı (3.1)

Hesaplanan dengesizlik miktarı sıfırdan büyük ise yani tahmini tüketim büyük gerçek tüketim olduğunda Pozitif EDM; sıfırdan küçük yani tahmini tüketim küçük gerçek tüketim ise Negatif EDM elde edilmektedir. Dengesizlik maliyeti hesabında bu miktarlar kullanılmaktadır.

3.3.2. Dengesizlik fiyatlarının hesaplanması

Dengesizlik maliyeti hesaplanırken kullanılan fiyatlar da Pozitif Dengesizlik Fiyatı (PDF) ve Negatif Dengesizlik Fiyatı (NDF) olmak üzere iki gruba ayrılmaktadır. Pozitif dengesizlik fiyatı, PTF ve SMF'den minimum olan değerin %3 azı, Negatif dengesizlik fiyatı ise PTF ve SMF'den büyük olan değerin %3 fazlası olacak şekilde hesaplanmaktadır. Pozitif ve negatif dengesizlik fiyatlarının hesap mantığı alış ve satış durumu olmak üzere her iki yönde de piyasa takas fiyatına göre bir dezavantaj söz konusu olmasına dayanmaktadır. Piyasa takas fiyatı gün öncesinden yapılan işlemlerin fiyatını temsil ettiğinden dengesizlikten yapılan bir işlemin fiyatı alış yönünde piyasa takas fiyatından daha yüksek bir fiyat olmaktadır. Satış yönünde ise piyasa takas fiyatından daha düşüktür ve dolayısıyla elde edilen gelir daha az olmaktadır. Pozitif dengesizlik fiyatı ile negatif dengesizlik fiyatı denklem (3.2), (3.3)'te sunulmaktadır.

Pozitif Dengesizlik Fiyatı (TL/MWH)= 0,97×min(PTF,SMF) (3.2)

Negatif Dengesizlik Fiyatı (TL/MWH)= 1,03×maks(PTF,SMF) (3.3)

Özetle dengesizlik maliyeti alış ve satış miktarlarında %100'lük bir tahmin yapılamamasından kaynaklı katlanılan bir ek maliyettir. Doğru tahmin ile dengesizlik maliyetinde bir iyileştirme söz konusu olabilmektedir. Fatura kalemleri içerisinde müdahale edebileceğimiz en büyük kalem olduğundan dengesizlik maliyetinin iyileştirilmesi dolayısıyla tüketimin doğru tahminlenmesi oldukça önemli hale gelmektedir.

3.3.3. Dengesizlik maliyetinin hesaplanması

Dengesizlik maliyeti bulunurken gün öncesi piyasasından %100 doğru tahminle enerji alındığı kabulü yapılarak, dengesizliğe düşülen miktar için bir ek maliyet hesabı oluşturulmaktadır. İşlemler saatlik olarak yapılmakta her saat ve dengesizlik türü için ayrı ayrı maliyetler hesaplanmaktadır. Örneğin; PTF'nin 100 TL/MWh, NDF'nin 120 TL/MWh olduğu bir saatte kullanıcı negatif dengesizlik yapmış olsun. Negatif EDM 1 MWh ise dengesizlik maliyeti NDF eksi PTF farkı yani 20 TL/MWh olarak bulunmaktadır. Negatif dengesizlik maliyeti ve pozitif dengesizlik maliyeti denklem (3.4) ve denklem (3.5)'te, toplam dengesizlik maliyeti ise denklem (3.6)'da gösterilmektedir.

$$\text{Negatif Dengesizlik Maliyeti(NDM)} = \text{Negatif EDM} \times (\text{NDF} - \text{PTF}) \tag{3.4}$$

$$\text{Pozitif Dengesizlik Maliyeti(PDM)} = \text{Pozitif EDM} \times (\text{PTF} - \text{PDF}) \tag{3.5}$$

$$\text{Toplam Dengesizlik Maliyeti} = \text{NDM} + \text{PDM} \tag{3.6}$$

3.4. YEKDEM Birim Maliyeti

Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi her geçen yıl daha da artmaktadır. Bu artışın en büyük nedenlerinden biri teşvik mekanizmasıdır. Yenilenebilir Enerjileri Destekleme Mekanizması (YEKDEM) ile amaç ülkemizdeki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin sayısını artırmak, fosil yakıtlı çevreye zararlı üretim tesislerine olan ihtiyacı ve enerjide dışa bağımlılığı azaltmaktır. YEKDEM, jeotermal, rüzgar, güneş, biyokütle, biyokütleden elde edilen gaz (çöp gazı dahil), kanal, nehir ve rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesislerine uygulanan destekleme mekanizmasıdır [17].

18 Mayıs 2005 tarihinde yürürlüğe giren yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına ilişkin kanun ile; yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımının yaygınlaştırılması, bu kaynakların

güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılması, kaynak çeşitliliğinin artırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması, atıkların değerlendirilmesi, çevrenin korunması ve bu amaçların gerçekleştirilmesinde ihtiyaç duyulan imalat sektörünün geliştirilmesi hedeflenmektedir. YEKDEM kapsamına giren ilgili üretim tesislerinin ürettikleri elektriğe, maksimum 10 yıl olacak şekilde, sabit bir fiyattan alım garantisi verilmektedir [18].

YEKDEM birim maliyeti ise, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) gereği aylık olarak açıklanan; YEKDEM'e tabii üretim tesislerinin gelirini karşılamak amacıyla piyasa katılımcılarından tahsil edilen MWh başına enerji bedelini göstermektedir.

3.5. EPİAŞ İşletim Giderleri

Piyasada katılımcı olan işletmelere EPİAŞ'ta gün öncesi piyasası, gün içi piyasası ve dengesizlik olarak işlem yapmalarından kaynaklı yansıtılan piyasa işletim ücretlerini içermektedir. MWh başına TL olarak faturalandırılmaktadır. Piyasa İşletim Ücretleri (PİU); PİU GÖP sabit ve değişken, PİU GİP sabit ve değişken, DGP sabit ve değişken ve EDM sabit ve değişken olmak üzere gün öncesi piyasası, gün içi piyasası ve dengeleme güç piyasasında yer alan piyasa katılımcılarına yansıtılmaktadır.

3.6. Fark Fonu

Gün öncesi piyasasına kayıtlı ilgili piyasa katılımcılarından, gün öncesi piyasası kapsamında yuvarlama, blok ve esnek teklifler sebebiyle oluşan günlük sistem alış tutarı ve sistem satış tutarı arasındaki farkın finanse edilmesi için fark tutarı alınmaktadır. Bu fark tutarı EPİAŞ tarafından, gün öncesi piyasasında işlem yapan piyasa katılımcılarının tamamına ilgili gündeki işlemleri oranında yansıtılmaktadır. EPİAŞ tüm piyasa katılımcılarına tüketimleri oranında bu bedeli yansıtmaktadır [14].

3.7. Fonlar

Fonlar, faturadaki aktif enerji bedellerinin (enerji maliyeti, gip maliyeti, dengesizlik maliyeti, YEKDEM maliyeti ve EPİAŞ işletim giderleri, fark fonu) yüzdesi şeklinde alınan maliyetlerin toplamını temsil etmektedir.

Sanayi kuruluşlarından aktif enerjinin %1'i Belediye Tüketim Vergisi (BTV), %1'i Enerji Fonu olacak şekilde tahsil edilmektedir. BTV belediye sınırları içerisinde

bulunan işletmelerin belediyeye ödemekle yükümlüğü olduğu ücret; Enerji Fonu ise Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na ödenen bedeli göstermektedir. Ticarethaneler için ise bu oranlar değişmektedir. BTV %5 olacak şekilde tahsil edilmekte buna ek olarak %2 oranında TRT Fonu alınmaktadır. TRT Fonu, Türkiye Radyo Televizyon Kurumu'na ödenmektedir. Burada sanayi sicil belgesi sahibi olan işletmeler ile sanayi sicil belgesi olmayan ticarethaneler birbirinden ayrılmaktadır. Sanayi sicil belgesine sahip sanayi kuruluşlarına sağlanan bazı avantajlar ile bu kuruluşlar, TRT fonundan muaf olmakta, bunun yanında BTV için aktif enerjinin sadece %1'i kadar bir ödeme yapmaktadırlar.

3.8. Dağıtım Bedeli

Tüketicinin her fatura döneminde bağlı olduğu Elektrik dağıtım şirketine ödediği bedelleri içermektedir. Dağıtım şirketleri, elektriği kullanıcıların kapısına kadar ulaştırma, sayaçları okuma, arıza ve kesintilere müdahalede bulunma görevlerini üstlenmektedir. Dağıtım şirketlerinin, ayrıca şehir dağıtım ağlarının bakım, onarım ve işletilmesi gibi sorumlulukları da olmaktadır. Tüketiciler bağlı olduğu dağıtım şirketlerine, aylık toplam tükettikleri veya sisteme verdikleri enerji oranında bir dağıtım bedeli ödemekle yükümküdürler. Ödenen bu dağıtım bedelinin birim fiyatı bağlı oldukları dağıtım tarifesi türüne göre değişkenlik göstermektedir.

Dağıtım tarifesi çeşitleri, dağıtım sistemi kullanıcısının türü (sanayi, ticarethane, mesken kullanıcısı yani müstakil binalar, apartmanlar ve apartmanlar içindeki bağımsız bölümler, konut kooperatifleri ve konut siteleri, tarımsal sulama grubu, aydınlatma grubu) ve gerilim düzeyine göre değişmekte olup tek-çift terimli tarife olarak sınıflandırılmaktadır.Tarımsal sulama grubu, tarıma dayalı arazilerin sulanmasını sağlamak amacıyla; ilgili resmi kuruluşlardan alınacak yer altı suyu kullanma belgesi veya su kullanma izin belgesi ile resmi kuruluşlardan alınmış sulamanın tarımsal amaçlı olduğunu gösterir belgeyi ibraz eden; ana faaliyeti tarımsal üretim olan gerçek veya tüzel kişilerce kurulmuş sulama kooperatiflerini, pompaj tesisleri ile münferit olarak tesis edilmiş tarımsal sulama elektrik tesislerini kapsamaktadır. Aydınlatma grubu ise sokak, cadde, bulvar aydınlatmalarını içermektedir ve bunların tüketimi hazine tarafından ödenmektedir [19].

Gerilim türleri ise Alçak Gerilim (AG), Orta Gerilim (OG) olmak üzere iki türdür. Alçak gerilim, elektrik kullanıcılarını beslemek için orta gerilimden indirilmekte olup konutlarda ve endüstride kullanılmaktadır. Orta gerilim, yüksek veya çok yüksek

gerilimleri alçak gerilime bağlayan gerilimdir. Sanayi kuruluşları genellikle orta gerilim sınıfına girmektedir [20].

Tek terimli tarife sadece dağıtım sisteminden çekilen elektrik enerjisi miktarı (KWh) için dağıtım bedeli ödenmesi sistemine dayanmaktadır. Çift terimli dağıtım tarifesinde ise dağıtım sisteminden çekilen elektrik enerjisi miktarına ek olarak dağıtım şirketi ile imzalanan bağlantı anlaşmasında belirtilen güç (KW) miktarı üzerinden güç bedelinin ödenmesi ve bu gücün aşılması halinde aşılan miktar için ilave güç aşım bedelinin ödenmesi söz konusudur [21].

Tüm bu sınıflandırmalardan oluşan kombinasyonlarla, EPDK tarafından elektrik dağıtım tarifeleri belirlenmiştir. EPDK, belli aralıklarla faturalara esas tarife tablolarını yayınlamakta ve tarife birim fiyatlarını açıklamaktadır. Dağıtım şirketleri elektrik tüketicilerine tarife türü ve EPDK'nın açıklamış olduğu birim fiyatlara göre faturalandırma yapmaktadır.

4. ZAMAN SERİSİ VE ZAMAN SERİSİ YÖNTEMLERİ

4.1. Zaman Serisi Tanımı ve Bileşenleri

Bir yanıt değişkeninin aldığı değerlerin zamanın periyodik noktalarında ölçülmesi ile elde edilen veri dizisine zaman serisi adı verilir [22]. Zaman serisi verileri günlük, haftalık, aylık, 1-3-6 aylık, yıllık ve daha uzun dönemli olarak kaydedilebilmektedir. Örnek olarak; bir firmanın ihraç ettiği haftalık ürün sayısı, bir yolda meydana gelen aylık kaza sayıları, bir barajdaki saatlik su seviyesi, gayri safi yurt içi hasıla, yıllık istihdam ve işsizlik oranları, bir ildeki haftalık yağış miktarları vb. bir zaman serisi oluşturmaktadır. Literatürde temel bilimler, ekonometri, iktisat, istatistik ve mühendislik alanlarından zaman serisi ile gerçekleştirilmiş birçok uygulama mevcuttur [23]. Zaman serisi analizi ile gözlemlenen veriler istatistiksel olarak incelenerek gelecek dönemler için tahminleme yapılabilmektedir.

Zaman serileri verilerin kaydedilme sıklığına göre sürekli zaman serileri ve kesikli zaman serileri olarak ikiye ayrılmaktadır. Sürekli zaman serilerinde veriler sürekli olarak kaydedilebilirken; kesikli zaman serilerinde yalnızca belli aralıklarda kaydedilebilirler. Sürekli zaman serilerine örnek olarak çeşitli mühendislik alanlarında kullanılan elektrik sinyalleri, ses titreşimleri ve voltaj ölçümleri verilebilir. İktisadi verilerden üretim miktarı, faiz oranı ve satış hacmi ise kesikli zaman serilerine örnek olarak sıralanabilir.

Bir zaman serisini etkileyebilecek ana bileşenler ortalama, eğilim (trend), mevsimsellik, konjonktürel değişim ve rassal olaylar olup aşağıda kısaca açıklanmıştır:

- Ortalama: Zaman serisinde yer alan veriler tüm seriyi temsil edebilecek bir değer etrafında şekillenmektedir.
- Eğilim (trend): Veriler, zaman içinde doğru ya da eğri olmak üzere belirli bir yönde değişim gösteriyorsa bu eğilim trend olarak adlandırılmaktadır.
- Mevsimsellik: Bazı serilerde veriler mevsime bağlı değişimler göstermektedir. Mevsim etkileri, yıl bazında tekrarlanan değişimlerin seyri olarak tanımlanmaktadır. Mevsim dalgalanmalarının uzunluğuna periyod adı verilmektedir.

- Konjonktürel değişim: Genelde ekonomik koşullara bağlı olarak 2-10 yıl ya da daha uzun sürelerde ortaya çıkan değişimlerdir. Mevsimsel dalgalanmalara göre daha uzun ve düzensiz bir salınım göstermektedirler. Refah dönemlerinde ekonomik göstergeler bir süre için artış; durgunluk dönemlerinde ise düşüş göstermektedir. Bu durum konjonktürel dalgalanmaları beraberinde getirmektedir.
- Rassal olaylar: Tanımlanabilir bir nedeni olmayan, düzensiz olarak ortaya çıkan ve bu nedenle önceden tahmin edilmesi zor olan olaylardır. Diğer bileşenlerden hiçbiri rassal değişimlerin nedeni olarak gösterilemez. Serideki yanıltıcı değerlerin sebebi olup serinin diğer bileşenleri hesaplandıktan sonra geriye kalan büyüklüklerdir [24].

4.2. Zaman Serisi Yöntemleri

4.2.1. Hareketli ortalamalar yöntemi

Gelecek dönem tahmini, seride bulunan son n tane değerin aritmetik ortalaması alınarak hesaplanmaktadır. Aritmetik ortalamadan farklı olarak geçmiş dönemdeki tüm değerlerin ortalaması yerine belirli bir zaman dilimindeki değerlerin ortalaması alınmaktadır. Böylelikle seri mevsimsel ya da konjonktürel dalgalanmaların etkisinden kurtarılmış olmaktadır. Değerleri ani düşüş ya da yükseliş gösteren serilerde kullanılabilmektedir.

Hareketli ortalama hesaplanırken geçmişteki kaç dönemin ele alınacağı deneme yanılma ile veya geçmiş deneyimler doğrultusunda sezgisel olarak belirlenebilmektedir. Hareketli ortalama az sayıda dönem kullanılarak hesaplanırsa rassallık tahmine daha çok etki edecektir. Öte yandan, tahmin çok sayıda dönem ile yapılırsa daha durağan bir ortalama değer hesaplanarak talepte çeşitli eğilimler fark edilemeyecek ve tahmine geç yansıyacaktır. Hareketli ortalama yönteminin formülü Denklem (4.1)' de verilmiştir [25]:

$$\hat{Y}_t = \frac{Y_{t-1} + Y_{t-2} + \ldots Y_{t-n}}{n} \tag{4.1}$$

4.2.2. Üssel düzleştirme yöntemleri

Üssel düzleştirme yöntemleri ile tahmin yapılırken, geçmiş dönemdeki bütün veriler farklı ağırlıklarda kullanılmaktadır. Verilerden yakın geçmişte olanlara yüksek, uzak geçmişte olanlara ise üssel olarak azalan ağırlıklar verilmektedir. Bu yöntemde denkleme dahil edilen düzleştirme katsayıları sonuçları doğrudan etkilediğinden

doğru seçilmeleri oldukça önemlidir. Bu katsayıların belirlenmesindeki temel amaç, uygulanan modelin hata kareleri ortalamalarını en küçük yapan düzleştirme katsayısına ulaşmaktır.

Üssel düzleştirme yöntemleri, uygulanması basit ve tahmin gücü yüksek yöntemlerdir. İhtiyaç duyduğu veri sayısı çok yüksek olmadığından maliyeti düşüktür. Yeni dönem verileri modele kolayca dahil edilebilmekte ve yeni dönem tahminlerine katılabilmektedir.

Üssel düzleştirme yöntemlerinin bazı dezavantajları da bulunmaktadır. Bunlardan en önemlisi düzleştirme katsayılarının değerlerini belirlemek için kesin bir kuralın olmaması, bu konuda deneme yanılma yönteminden faydalanılmasıdır. Bir diğer dezavantaj ise, uygulamada kullanılan herhangi bir üssel düzleştirme modelinin yeterli olup olmadığının test edilememesidir [26].

4.2.2.1. Basit üssel düzleştirme yöntemi

Bu yöntem trend ve mevsimsel etki göstermeyen zaman serilerinde başarılı sonuçlar veren, uygulanması kolay bir yöntemdir. Basit üssel düzleştirme modeli Denklem (4.2)'de verilmiştir. $\hat{Y}_t$, t periyodundaki tahmin değeridir.

$$\hat{Y}_t=\hat{Y}_{t-1}+\alpha.\varepsilon_t \tag{4.2}$$

Burada α 0 ile 1 aralığında yer alan düzleştirme sabiti, ε_t ise t. dönemdeki tahmin hatasını temsil etmektedir.

4.2.2.2. Holt çift parametreli doğrusal üssel düzleştirme yöntemi

Ele alınan zaman serisinin trendinin doğrusal olması durumunda bu yöntem önerilmektedir. Yöntemde trend değerleri β ile simgelenen, gözlem değerlerine uygulanan parametreden farklı bir parametre ile direkt olarak düzleştirilmektedir. Bu da yönteme önemli bir esneklik sağlamaktadır. Yöntem Denklem (4.3), (4.4) ve (4.5)' te formülize edilmiştir:

$$y'_t=\alpha.y_t+(1-\alpha).\left(y'_{t-1}+b_{t-1}\right) \tag{4.3}$$

$$b_t=\beta.\left(y'_t y'_{t-1}\right)+(1-\beta).b_{t-1} \tag{4.4}$$

$$\hat{y}_{t+m}=y'_t+b_t.m \tag{4.5}$$

Denklem (4.3)' te y_t değerine bir önceki dönem trendi (b_{t-1}) ile bir önceki dönem düzleştirilmiş değerinin (y'_{t-1}) eklenmesiyle y'_t düzleştirilmiş değeri hesaplanmaktadır. Denklem (4.4) son iki dönem düzleştirme değerleri arasındaki farka bağlı olarak trendi güncellemektedir.

Tahminde kullanılan Denklem (4.5)' te ise $\hat{y}_{t+m}$ tahmini, bir önceki dönem düzleştirilmiş değerine (y'_t) m kadar t dönem trendinin (b_t) eklenmesiyle hesaplanmaktadır. α ve β düzleştirme sabitleri ise diğer düzleştirme sabitleri gibi 0 ile 1 aralığında değer almaktadırlar. En iyi α ve β değerleri, tahmin hatalarının kareleri toplamını en küçükleyen değerlerdir. Bu değerler çeşitli denemeler ile bulunabilmektedir [26].

4.2.2.3. Mevsimsel üssel düzleştirme-winter's yöntemi (üstel üçlü düzleştirme-ets)

Winter's yöntemi, diğer zaman serisi yöntemlerine göre daha karmaşık bir yöntemdir. Yöntem hem verideki mevsimselliği hem de trendi ele alır. Winter's yönteminde üç düzleştirme katsayısı bulunmaktadır. Bunlardan α düzleştirme katsayısını, β trend tahmini için düzleştirme katsayısını ve γ ise mevsimsellik tahmini için düzleştirme katsayısını ifade etmektedir. Yöntemde kullanılan çarpımsal formül Denklem (4.6), (4.7), (4.8) ve (4.9)' da gösterilmektedir [27]:

$$L_t=\alpha.\left(\frac{Y_t}{S_{t-s}}\right)+(1-\alpha).(L_{t-1}+T_{t-1}) \quad (4.6)$$

$$T_t=\beta.(L_t-L_{t-1})+(1-\beta).(T_{t-1}) \quad (4.7)$$

$$S_t=\gamma.\left(\frac{Y_t}{L_t}\right)+(1-\gamma).(S_{t-s}) \quad (4.8)$$

$$\hat{Y}_t=(L_{t-1}+T_{t-1}).S_{t-p} \quad (4.9)$$

L_t: Serinin t dönemi için düzleştirilmiş değerini,
T_t: Serinin t dönemi için trend tahmin değerini,
S_t: Serinin t dönemi için mevsimsel tahmin değerini,
Y_t: Serinin t dönemi için gerçek değerini,
s: Mevsim sayısını,
$\hat{Y}_t$: Serinin t dönemi için tahmin değerini göstermektedir.

Yöntemde kullanılan toplamsal formül ise aynı notasyonla Denklem (4.10), (4.11), (4.12) ve (4.13)' te verilmiştir:

$$L_t=\alpha.(Y_t+S_{t-s})+(1-\alpha).(L_{t-1}+T_{t-1}) \quad (4.10)$$

$$T_t=\beta.(L_t-L_{t-1})+(1-\beta).(T_{t-1}) \quad (4.11)$$

$$S_t=\gamma.(Y_t-L_t)+(1-\gamma).(S_{t-s}) \quad (4.12)$$

$$\hat{Y}_t=(L_{t-1}+T_{t-1})+S_{t-p} \quad (4.13)$$

4.2.3. En küçük kareler yöntemi (ekky)

Eğilim (trend) metotlarından en güvenilir olanı En Küçük Kareler Yöntemi (EKKY)' dir. Talepte bir eğilim söz konusuysa ve bu eğilim gözlemler sonucu fark edilirse eğilimin matematiksel olarak ifade edilmesi daha doğru tahminler yapmayı sağlayacaktır. Bu nedenle verilerin uygun olması durumunda trendin hesaplanması için en çok uygulanan yöntemdir.

En kolay olan ve sıklıkla kullanılan regresyon modeli iki değişken arasındaki doğrusal ilişkiyi yansıtan modeldir. Modelin "basit" olarak adlandırılmasının nedeni iki değişkenden ibaret olmasıdır. Doğrusallık ise değişkenler arasındaki ilişkinin türünü ifade etmektedir.

EKKY' de, zaman serisi eğilimi her zaman doğrusal olmayabilir. Eğilim, bir eğri ile de temsil edilebilmektedir. Zaman serilerinde eğilimi ortaya koymak için en sık kullanılan denklemler, Y çeşitli dönemlere ait değerleri, X ise dönemlerin sıra sayılarını ifade etmek üzere Denklem (4.14), Denklem (4.15) ve Denklem (4.16) olmak üzere aşağıda gösterilmiştir:

$$Y=a_0+a_1.X \quad (4.14)$$

$$Y=a_0+a_1.X+a_2.X^2 \quad (4.15)$$

$$Y_t=a_0+a_1^X \quad (4.16)$$

Yukarıda verilen denklemlerin hangisinin daha doğru sonuç vereceğinin tespit edilebilmesi için zaman serisini oluşturan verilerin grafiksel olarak gösterilmesi gerekmektedir. Grafik üzerinden bir kestirim yapılamadığında birden fazla yöntemi denemek faydalı olacaktır.

4.2.4. Toplamsal ve çarpımsal ayrıştırma modeli

Zaman serileri; uzun dönemli genel trend (T), mevsimsel dalgalanmalar (S), konjonktür değişimleri (C) ve rasgele olaylar (I) gibi çeşitli bileşenlere sahiptir. Zaman serileri gözlenemeyen bileşenler içerdiğinden bu bileşenlerin ayrıştırılmasıyla daha doğru analizler yapılabileceği literatürde kabul görmüş ve bu bileşenlerin bir ya da birkaçını barındıran uygulamalar sıklıkla kullanılmıştır. Ayrıştırma işlemi, zaman serisinin nasıl bir seyir izlediğini daha iyi anlamak, geçmiş değerler ile ilgili daha gerçekçi ve karşılaştırılabilir bilgiler elde etmek için uygulanmaktadır. İstatistiksel yönden bu ayrıştırmanın amacı sözü edilen dört elemandan her birinin, serinin aldığı değerler üzerinde ne ölçüde etkili olduğunu araştırmaktır.

Zaman serilerini ayrıştırmada kullanılan pek çok model bulunsa da en temel ve sık kullanılan modeller "Toplamsal Ayrıştırma Modeli" ve "Çarpımsal Ayrıştırma Modeli" dir. Modellerin genel gösterimi sırasıyla Denklem (4.17) ve Denklem (4.18)' de verilmektedir.

$$X_t=T_t+C_t+S_t+I_t \tag{4.17}$$

$$X_t=T_t.C_t.S_t.I_t \tag{4.18}$$

Burada;
X_t: Zaman serisinin t dönemindeki gözlem değerlerini,
T_t: Zaman serisinin t dönemindeki trend bileşenini,
C_t: Zaman serisinin t dönemindeki konjonktür bileşenini,
S_t: Zaman serisinin t dönemindeki mevsimsel bileşenini,
I_t: Zaman serisinin t dönemindeki tesadüfi (rassal) hareketler bileşenini temsil etmektedir.

Toplamsal ayrıştırma modelinde, söz konusu bileşenlerden herhangi birinin etkisi yok ise o bileşenin değeri 0 olarak kabul edilmektedir. Toplamsal modellerde mevsimsellik trendden bağımsız olduğu için dalgalanma büyüklüğü zaman içinde sabit kalmaktadır. Çarpımsal ayrıştırma modelinde ise bileşenlerden herhangi birinin etkisi yok ise o bileşenin değeri 1 olarak kabul edilmektedir. Çarpımsal modele uyan bir serinin mevsimsel dalgalanmasının büyüklüğü serinin trendine bağlı olarak zaman içinde artış ya da azalış göstermektedir.

Zaman serilerini mevsim etkisinden arındırma işlemi, bahsedilen iki model için farklılık göstermektedir. Bu modellerden toplamsal ayrıştırma modelinin kullanılması

durumunda mevsimsel düzleştirmesi yapılmış seriye ulaşılması için, orijinal serideki diğer bileşenlerin tahmin edilen mevsim bileşenlerinden farkı alınmaktadır. Çarpımsal ayrıştırma modelinin kullanılması durumunda ise orijinal seri tahmin edilen mevsim bileşenlerine oranlanarak mevsimsel düzleştirme yapılmaktadır. Tahmin edilen mevsim bileşenleri mevsimsel faktörler olarak adlandırılmaktadır.

Mevsimsel olarak düzleştirilmiş seri ile yapılan tahminler sonucu, mevsimsel etki barındırmayan saf bir seri elde edilecektir. Bu nedenle arındırılmış seriden elde edilen değerlere mevsimsel etki faktörleri eklenmelidir. Bu işlem toplamsal modelde kestirim değerleri ile mevsimsel faktörlerin toplanması, çarpımsal modelde ise çarpılması ile gerçekleştirilmektedir [28].

4.3. Tahmin Doğruluğunun Ölçülmesi

Tahmin yöntemleri ile yapılan tüm tahminlerde bir mutlak hata oluşmaktadır. Çeşitli tahmin modelleri arasından seçim yapılırken dikkat edilmesi gereken, modelin verilere uygun olması ve böylece modelin öngörü başarısının yüksek olmasıdır. Çeşitli modellerin öngörü başarılarını karşılaştırmak üzere tahmin doğrulukları ölçülmektedir. Yapılan tüm tahminlerde amaç, hata değerleri küçük olan tahmin modelini oluşturabilmektir.

Literatürde birçok hata parametresi tanımlanmış olup hangisinin dikkate alınması gerektiği hususunda bazı ölçütler bulunmaktadır. Bu çalışmada ise ele alınan hata istatistiği Ortalama Mutlak Yüzde Hata (MAPE) olacaktır. Denklem (4.19)' da ifade edilmiştir.

Ortalama mutlak yüzde hata (MAPE): Hataların mutlak değerleri ortalamasının, gerçek değerlerin yüzdesi olarak gösterilmesidir.

$$MAPE=\frac{\sum\left|(Y_t-\hat{Y}_t)\right|/Y_t}{n}.100;Y_t\neq 0 \qquad (4.19)$$

MAPE istatistiği, farklı birimlere sahip modellerin karşılaştırılabilmesine olanak sağlamaktadır. MAPE' nin öngörü hatalarını yüzde olarak ortaya koyması ve bu nedenle tek başına bir anlama sahip olması diğer tahmin hatası hesaplama yöntemlerine göre üstünlüğüdür. Aslay ve Özen, Lewis' in "Talep Tahminleri" kitabından yaptıkları alıntıda, MAPE değeri %10' dan küçük olan modellerin "çok iyi", %10 ile %20 arasında olan modellerin "iyi", %20 ile %50 arasında olan modellerin "kabul edilebilir" olarak sınıflandırıldığını belirtmişlerdir [29].

4.4. Literatür Özeti

Zaman serisi analizi literatürdeki birçok çalışmaya konu olmuştur [30]. Bu bölümde enerji sektöründe zaman serisi ile yapılmış çalışmalara dair literatürden örnekler sunulmuştur.

Taylor elektrik talebi tahmini için Holt-Winters üstel düzeltme yönteminin otokorelasyonunu bir otoregresif model ile düzeltmiş ve geliştirdiği yeni çift mevsimsel Holt – Winters yöntemiyle geleneksel Holt-Winters ve çarpımsal çift mevsimsel ARIMA modeline göre daha iyi sonuçlar elde etmiştir [31].

Hamzaçebi ve Kutay, 2004 ile 2010 yılları arasındaki dönem için Türkiye'nin elektrik enerjisi tüketimi tahminini zaman serisi teknikleri, regresyon analizi ve yapay sinir ağları ile gerçekleştirmiş ve sonuç olarak en iyi tahminin yapay sinir ağları ile elde edildiğini göstermişlerdir [32].

Nalbant, Aslan ve Yaşar, 2000 ve 2004 yılları verilerini kullanarak Kütahya ilinin elektrik puant yük tahminini doğrusal, üstel ve kuadratik EKKY ile yaparak sonuçları karşılaştırmıştır [33]. Taylor vd. kısa vadeli elektrik talebi tahmini için altı tek değişkenli, çift mevsimsellik içeren bir üstel düzleştirme yöntemi ve temel bileşen analizine (PCA) dayalı yeni bir yöntem ile Rio de Janeiro için bir saatlik ve İngiltere ve Galler için yarım saatlik tahminler yapmıştır. PCA yöntemi iyi bir performans gösterse de üstel düzleştirme yöntemiyle elde edilen sonuçlar daha iyi olmuştur. Böylece bazen daha basit yöntemlerin daha karmaşık alternatiflerden daha iyi performans gösterebileceği sonucuna ulaşmışlardır [34].

Başoğlu ve Bulut, Türkiye'nin kısa vadeli elektrik talebi tahmini için yapay sinir ağları ve uzman sistemlerden oluşan hibrit bir model geliştirmişlerdir. Piyasa şartları ve mevsim koşulları da göz önünde bulundurularak oluşturulan model başarılı sonuçlar vermiştir [1]. Hamzaçebi, 2020 yılına kadar Türkiye'nin net elektrik tüketimini sektörel olarak tahminlemiştir. 1970-2004 yılları arasındaki yıllık elektrik tüketimleri sektörel olarak ayrılmış ve yapay sinir ağları ile tahminlenmiştir [35].

Akay ve Atak, gri tahminleme ile Türkiye'nin 2005-2015 yılları arasındaki elektrik talebini tahminlemişlerdir. Modelin tahminlerinin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan tahminlerden daha başarılı olduğu görülmüştür [36]. Erdoğdu ise eşbütünleşme analizi ve ARIMA ile elektrik talep tahmini yapmış ve sonuçları yine Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tahminleri ile karşılaştırmıştır [37].

Toker ve Korkmaz saatlik bazda günlük ve haftalık elektrik tüketimini tahmin etmek amacıyla 3 modelden oluşan hibrit bir model geliştirmişlerdir. Verilerdeki mevsimsellik spektrum analizi yöntemi ile ayrıştırılırken veri içerisindeki doğrusal bağlantı ise AR filtreleme yöntemi ile ortaya konulmuştur. Son olarak tüketim ile sıcaklık, ısınma günleri ve takvim günü arasındaki ilişki yapay sinir ağları ile incelenmiştir. Yapay sinir ağları ve ileri sinyal işleme teknikleri kullanılarak yapılan tahminde hata payı %2,5'un altında hesaplanmıştır [38].

Demirel vd. adaptif ağ tabanlı bulanık çıkarım sistemi (ANFIS) ve ARIMA yöntemleri kullanılarak oluşturdukları model ile 2006-2010 yılları için Türkiye'nin elektrik talep tahminini yapmıştır. Çalışmada kullanılan veriler; GSMH, üretilen ve tüketilen enerji, nüfus ve kurulu güç verileridir [39].

Altınay yaptığı çalışmada, 1995-2008 yılları arası Türkiye'nin aylık toplam elektrik tüketimlerini (GWh) kullanarak 2009 yılı için aylık talep tahmini yapmıştır. Mevsimsellik barındıran tüketimin modellenmesi için mevsimsel ARIMA modeli kullanılmıştır. Çalışmanın ikinci bölümünde mevsimsellik kukla değişkenlerle deterministik olarak ele alınarak analiz tekrarlanmıştır. Stokastik model deterministik modele kıyasla daha başarılı bulunmuştur [40].

Yiğit genetik algoritma ile Türkiye'nin elektrik enerjisi talebini 2020 yılına kadar tahminlemiştir. Geliştirilen iki farklı modelde kullanılacak ekonomik göstergeler gayri safi yurt içi hasıla, ithalat ve ihracat miktarı ve nüfus olarak belirlenmiştir. Çeşitli şekillerde modellerin başarısı test edilmiş ve modeller uygun bulunmuştur [41].

Uslu vd. 2010-2013 yılları arası aylık elektrik tüketim değerleri, sanayi üretim endeksi, İstanbul ve Ankara illerinin ortalama aylık sıcaklık bilgileri, aylık iş ve tatil günlerini ele alarak 2014 yılının aylık elektrik talebini tahminlemiştir. Mevsimselliğin de dahil edildiği modelin hata oranı %2,72 olarak hesaplanmıştır [42].

Yavuzdemir Türkiye'nin kısa dönemli brüt yıllık elektrik talebinin tahmin edilmesinde satın alma gücü paritesine göre belirlenmiş gayri safi yurtiçi hasıla verilerini kullanmıştır. Zaman serisi, regresyon ve bulanık mantık kullanılarak yapılan tahminlemeler başarılı sonuçlar vermiştir [43].

Mahmutoğlu ve Öztürk Türkiye'nin 2015-2023 yılları arası brüt elektrik talep tahminini gerçekleştirmek amacıyla ARMA modelini kullanmıştır. Kurulan modelin hata oranı %13 olarak hesaplanmıştır [44].

Karaca ve Karacan, çoklu regresyon modelini kullanarak Türkiye'nin elektrik enerjisini tahminleyen bir model geliştirmiştir. Çalışmada elektrik tüketimi/üretimi ve gayri safi yurt içi hasıla miktarı arasında tek yönlü güçlü bir ilişki tespit edilmiştir. Ayrıca ekonomik büyüme politikalarının belirleyici bir faktör olduğu belirlenmiştir. Çeşitli verilerle test edilen model başarılı sonuçlar ortaya koymuştur [45].

Hussain vd. Pakistan'da 1980-2011 yılları arasında gerçekleşen günlük elektrik tüketim verilerini kullanarak Holt-Winter's ve ARIMA yöntemleri ile 2012-2020 yılları elektrik talebini tahminlemiştir. Holt-Winter's yöntemi ARIMA yöntemine göre daha başarılı sonuçlar vermiştir [46].

Son ve Kim Kuzey Kore'nin aylık elektrik tüketim miktarını tahminlemiştir. Aylık elektrik tüketimini etkilediğini düşündükleri meteorolojik, ekonomik ve demografik değişkenleri modellerine dahil etmişlerdir. Kuzey Kore'yi 9 bölgeye ayırmış ve elektrik tüketimini etkileyen en önemli faktörün tüketicilerin davranışları olduğunu varsayarak bölgelere nüfuslarına göre ağırlık vermişlerdir. 1991-2012 yılları arasındaki 240 aylık veri ile model çalıştırılmış 24 aylık veri ile model test edilmiştir [47].

Haliloğlu ve Tutu Türkiye'nin elektrik tüketimini etkileyen faktörleri tespit etmek ve arz-talep dengesini sağlamak için bir tahmin modeli geliştirmiştir. Çalışmada günlük tahminler için meteorolojik verilerden oluşan değişkenler kullanılmış ve mevsimsellik modele sıcaklık değişkeni ile dahil edilmiştir [30].

5. ENERJİ SEKTÖRÜNDE ELEKTRİK TÜKETİM TAHMİNİ VE MALİYET İYİLEŞTİRMESİ UYGULAMASI

Çalışmada incelenen firma, piyasa katılımcısı olup gün öncesi piyasasında saatlik olarak işlem yapabilmektedir. Gün öncesinden bildirilen tüketim tahminlerinde bir değişiklik yapmak ilgili katılımcının bilgi ve iş gücü eksikliğinden dolayı mümkün olmamaktadır. Ekstra yapılacak her işlem uzmanlık gerektirdiğinden yeterli bilgiye sahip olmayan firma yetkilileri gün içi piyasası işlemleri için zaman ayırmamaktadır. Ayrıca gün içi piyasasında yer alan her katılımcı bir piyasa işletim ücreti ödemek ile yükümlüdür. Tüm bu sebeplerden dolayı ilgili katılımcı gün içi piyasasında yer almamaktadır.

Çalışma kapsamında ele alınan katılımcı, elektrik üretim santralini çalıştırmıyor olup piyasa üzerinden yalnızca gün öncesi alış işlemi gerçekleştirmektedir. GİP işlemi ile firmanın mevcut dengesizlikleri azaltılamadığından tüketicinin fatura kalemleri incelendiğinde faturada değiştirilebilecek tek kalem dengesizlik maliyeti olacaktır. Bu çalışmada gün öncesi tüketim tahminleri üstel düzleştirme yöntemi ile yapılacaktır. Tüketicinin mevcutta yapmış olduğu tahminler iyileştirilerek mevcut dengesizlik maliyetlerinin minimuma indirilmesi hatta ortadan kaldırılması amaçlanmaktadır.

5.1. Tüketicinin Mevcut Tahminleme Metodu

Mevcut durumda tüketici tüketim tahminlerini geçmiş aylarda kesilen faturalarındaki gerçek tüketim (fiziki çekiş) miktarlarını baz alarak yapmaktadır. Son üç ayın elektrik faturasından tüketim miktarları alınarak hareketli ortalama ile yeni tüketim tahmini değerleri hesaplanmaktadır. Teklifler saatlik olarak verildiğinden elde edilen elektrik tüketim miktarı ilgili ayın saat sayısına bölünerek saatlik bir tüketim miktarı bulunmaktadır. Bulunan bu miktar saatlik tüketim tahmini olarak EPİAŞ'ın gün öncesi piyasası teklif ekranından saatlik olarak girilmektedir. Ayın tüm saatleri için hesaplanan miktar kullanılmaktadır. Bahsedilen metot ile yapılmış mevcut tüketim tahminleri Tablo 5.1'de gösterilmektedir. Kasım 2019 dönemi için saatlik tahmini tüketim miktarı 3.997 MWh olarak bulunmuştur. Bu tüketim miktarı Kasım ayının tüm saatleri için geçerli olup EPİAŞ'a her saat için aynı miktar bildirilmektedir.

Tablo 5.1. Mevcut tüketim tahminleri

Tarih	Tüketim	Ay Günü	Saat	Tahmin (MWh)
2018/10	5076,13	31	744	-
2018/11	4411,15	30	720	-
2018/12	3306,48	31	744	-
2019/1	2927,25	31	744	5,731971
2019/2	2578,72	28	672	5,280198
2019/3	3116,00	31	744	3,948230
2019/4	2977,68	30	720	3,991653
2019/5	2782,98	31	744	3,885484
2019/6	1593,44	30	720	4,109565
2019/7	2284,17	31	744	3,294848
2019/8	2239,62	31	744	2,984135
2019/9	3155,01	30	720	2,832051
2019/10	3239,30	31	744	3,440323
2019/11	3224,35	30	720	3,997190

5.2. ETS ile Tüketim Tahminlerinin Yapılması

Zaman serileri analizi yapılırken kullanılacak veri uzunluğuna karar vermek için farklı süreler ile denemeler yapılmış en iyi elektrik tüketim tahmini değerlerini veren veri seti kullanılmıştır. En iyi tahmin değerlerini veren veri setini seçebilmek için gerçekleşen tüketim değerlerinden sapma miktarı bulunarak ortalama mutlak yüzde hata oranı hesaplaması yapılmıştır. Ortalama mutlak yüzde hata oranı en düşük olan veriler ile yeni ayın tüketim tahminleri yapılmıştır.

Üstel düzeltme yöntemi ile verilerdeki son değişim ve sıçramalar dikkate alınarak tahminlerin ya da öngörülerin devamlı güncelleştirilmesi sağlanmaktadır. Basit Üstel Düzleştirme bir trend veya mevsimselliğin olmadığı veriler için uygun bir yöntemdir. Bir trende sahip veriler için ise Holt Çift Parametreli Doğrusal Üssel Düzleştirme Yöntemi kullanılabilir. Çalışmaya konu olan elektrik tüketicisinin tüketim seyri gündüz saatlerinden gece saatlerine doğru değişiklik gösterdiğinden incelenen verilerde zamansal bir trend söz konusudur. Ayrıca ilgili tüketici yılın farklı aylarında farklı miktarlarda sipariş almakta olduğundan ihtiyaç duyduğu elektrik enerjisi miktarı da mevsimsel olarak değişkenlik göstermektedir. Bu nedenle üstel düzeltme yöntemlerinden basit üstel düzleştirme ve çift parametreli üstel düzleştirme yerine, Üçlü Üstel Düzleştirme (ETS) yöntemi tercih edilmiştir. Çünkü bu yöntem hem trend

hem de periyodik (mevsimsel) etkilerin izlenebildiği parametrelere sahiptir. ETS kullanılarak var olan (geçmiş) değerlere dayalı olarak gelecekteki değerleri hesaplamak ve öngörmek mümkündür.

Elektrik piyasasında işlemler saatlik olarak yapıldığından günün 24 saati için elektrik tüketim değerlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu nedenle mevsimsellik faktörü 24 olarak seçilmiştir. Öncelikle 2019 yılı Ekim ayına ait veriler ile çalışılmış ve Kasım 2019 ayı için 720 saatlik tahmin yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar Tablo 5.2'de gösterilmektedir. 720 satırlık veriden 01.11.2019 ve 30.11.2019 günlerine ait tahmin, gerçekleşen değer ve ilgili satırın mutlak yüzde hata değeri bilgisi verilmektedir.

Tablo 5.2. Tahminler ve Hesaplanan Mutlak Yüzde Hata Oranları (1 Aylık)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
1.11.2019	00:00	5,34854	4,97835	7,44
1.11.2019	01:00	4,83611	4,84380	0,16
1.11.2019	02:00	4,76123	4,72995	0,66
1.11.2019	03:00	4,71549	4,84380	2,65
1.11.2019	04:00	4,74271	4,80240	1,24
1.11.2019	05:00	4,87732	4,66785	4,49
1.11.2019	06:00	4,85830	4,80240	1,16
1.11.2019	07:00	4,89375	4,79205	2,12
1.11.2019	08:00	4,87968	4,31595	13,06
1.11.2019	09:00	4,72801	4,23315	11,69
1.11.2019	10:00	4,70438	4,23315	11,13
1.11.2019	11:00	4,67880	3,96405	18,03
1.11.2019	12:00	4,76431	3,91230	21,78
1.11.2019	13:00	4,81994	4,75065	1,46
1.11.2019	14:00	4,90582	5,09220	3,66
1.11.2019	15:00	4,92374	5,20605	5,42
1.11.2019	16:00	4,84763	5,12325	5,38
1.11.2019	17:00	4,67413	4,88520	4,32
1.11.2019	18:00	4,66463	4,72995	1,38
1.11.2019	19:00	4,70353	4,67820	0,54
1.11.2019	20:00	4,84063	4,84380	0,07
1.11.2019	21:00	4,90459	4,85415	1,04
1.11.2019	22:00	4,96324	4,82310	2,91

Tablo 5.2. (Devam) Tahminler ve Hesaplanan Mutlak Yüzde Hata Oranları (1 Aylık)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
1.11.2019	23:00	4,99040	4,59540	8,60
…	…	…	…	…
30.11.2019	00:00	5,99874	4,79205	25,18
30.11.2019	01:00	5,48631	4,70925	16,50
30.11.2019	02:00	5,41142	4,49190	20,47
30.11.2019	03:00	5,36569	4,57470	17,29
30.11.2019	04:00	5,39290	4,76100	13,27
30.11.2019	05:00	5,52752	4,89555	12,91
30.11.2019	06:00	5,50850	5,06115	8,84
30.11.2019	07:00	5,54395	5,03010	10,22
30.11.2019	08:00	5,52988	4,44015	24,54
30.11.2019	09:00	5,37821	4,11930	30,56
30.11.2019	10:00	5,35457	3,95370	35,43
30.11.2019	11:00	5,32900	3,94335	35,14
30.11.2019	12:00	5,41451	3,66390	47,78
30.11.2019	13:00	5,47014	3,95370	38,35
30.11.2019	14:00	5,55602	4,19175	32,55
30.11.2019	15:00	5,57394	4,26420	30,71
30.11.2019	16:00	5,49783	4,28490	28,31
30.11.2019	17:00	5,32433	4,17105	27,65
30.11.2019	18:00	5,31483	3,97440	33,73
30.11.2019	19:00	5,35373	3,79845	40,95
30.11.2019	20:00	5,49082	3,67425	49,44
30.11.2019	21:00	5,55479	3,60180	54,22
30.11.2019	22:00	5,61344	3,62250	54,96
30.11.2019	23:00	5,64060	3,33270	69,25

Saatlik tahminlerden elde edilen mutlak yüzde hata değerleri ortalaması alınarak MAPE değeri %18,76 olarak hesaplanmıştır. Bu değer %10 ile %20 arasında kaldığından tahmin modelinin “iyi” sınıfında yer aldığını söylemek doğru olacaktır.

Sonrasında aynı hesaplamalar 01.08.2019 ve 31.10.2019 ait veriler kullanılarak yeniden yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar Tablo 5.3’te gösterilmektedir. 720 satırlık

veriden 01.11.2019 ve 30.11.2019 günlerine ait tahmin, gerçekleşen değer ve ilgili satırın mutlak yüzde hata değeri bilgisi verilmektedir.

Tablo 5.3. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (3 aylık)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
1.11.2019	00:00	4,78799	4,97835	3,82
1.11.2019	01:00	4,77424	4,84380	1,44
1.11.2019	02:00	4,66237	4,72995	1,43
1.11.2019	03:00	4,46419	4,84380	7,84
1.11.2019	04:00	4,45185	4,80240	7,30
1.11.2019	05:00	4,44445	4,66785	4,79
1.11.2019	06:00	4,41446	4,80240	8,08
1.11.2019	07:00	4,38852	4,79205	8,42
1.11.2019	08:00	4,55438	4,31595	5,52
1.11.2019	09:00	4,62896	4,23315	9,35
1.11.2019	10:00	4,74860	4,23315	12,18
1.11.2019	11:00	4,62539	3,96405	16,68
1.11.2019	12:00	4,65322	3,91230	18,94
1.11.2019	13:00	4,81362	4,75065	1,33
1.11.2019	14:00	4,88062	5,09220	4,15
1.11.2019	15:00	4,96374	5,20605	4,65
1.11.2019	16:00	4,98450	5,12325	2,71
1.11.2019	17:00	5,13024	4,88520	5,02
1.11.2019	18:00	4,77693	4,72995	0,99
1.11.2019	19:00	4,89438	4,67820	4,62
1.11.2019	20:00	5,22035	4,84380	7,77
1.11.2019	21:00	5,25708	4,85415	8,30
1.11.2019	22:00	5,14925	4,82310	6,76
1.11.2019	23:00	4,99003	4,59540	8,59
…	…	…	…	…
30.11.2019	00:00	5,42698	4,79205	13,25
30.11.2019	01:00	5,41322	4,70925	14,95
30.11.2019	02:00	5,30135	4,49190	18,02

Tablo 5.3. (Devam) Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (3 aylık)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
30.11.2019	03:00	5,10318	4,57470	11,55
30.11.2019	04:00	5,09084	4,76100	6,93
30.11.2019	05:00	5,08344	4,89555	3,84
30.11.2019	06:00	5,05345	5,06115	0,15
30.11.2019	07:00	5,02751	5,03010	0,05
30.11.2019	08:00	5,19337	4,44015	16,96
30.11.2019	09:00	5,26795	4,11930	27,88
30.11.2019	10:00	5,38758	3,95370	36,27
30.11.2019	11:00	5,26438	3,94335	33,50
30.11.2019	12:00	5,29221	3,66390	44,44
30.11.2019	13:00	5,45261	3,95370	37,91
30.11.2019	14:00	5,51960	4,19175	31,68
30.11.2019	15:00	5,60272	4,26420	31,39
30.11.2019	16:00	5,62348	4,28490	31,24
30.11.2019	17:00	5,76923	4,17105	38,32
30.11.2019	18:00	5,41591	3,97440	36,27
30.11.2019	19:00	5,53337	3,79845	45,67
30.11.2019	20:00	5,85934	3,67425	59,47
30.11.2019	21:00	5,89607	3,60180	63,70
30.11.2019	22:00	5,78823	3,62250	59,79
30.11.2019	23:00	5,62902	3,33270	68,90

Saatlik tahminlerden elde edilen mutlak yüzde hata değerleri ortalaması alınarak MAPE değeri %17,98 olarak hesaplanmıştır. Bu değer %10 ile %20 arasında kaldığından tahmin modelinin “iyi” sınıfında yer aldığını söylemek doğru olacaktır.

Sonrasında aynı hesaplamalar 01.05.2019 ve 31.10.2019 ait veriler kullanılarak yeniden yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar Tablo 5.4’te gösterilmektedir. 720 satırlık veriden 01.11.2019 ve 30.11.2019 günlerine ait hesaplanan tahmini tüketim miktarı, gerçekleşen tüketim değerleri ve ilgili satırın mutlak yüzde hata değeri bilgisi verilmektedir.

Tablo 5.4. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (6 aylık)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
1.11.2019	00:00	5,16775	4,97835	3,80
1.11.2019	01:00	4,51927	4,84380	6,70
1.11.2019	02:00	4,34277	4,72995	8,19
1.11.2019	03:00	4,22416	4,84380	12,79
1.11.2019	04:00	4,19409	4,80240	12,67
1.11.2019	05:00	4,28176	4,66785	8,27
1.11.2019	06:00	4,23923	4,80240	11,73
1.11.2019	07:00	4,29620	4,79205	10,35
1.11.2019	08:00	4,34952	4,31595	0,78
1.11.2019	09:00	4,29298	4,23315	1,41
1.11.2019	10:00	4,37079	4,23315	3,25
1.11.2019	11:00	4,44521	3,96405	12,14
1.11.2019	12:00	4,63224	3,91230	18,40
1.11.2019	13:00	4,79229	4,75065	0,88
1.11.2019	14:00	4,98481	5,09220	2,11
1.11.2019	15:00	5,11610	5,20605	1,73
1.11.2019	16:00	5,16013	5,12325	0,72
1.11.2019	17:00	5,09840	4,88520	4,36
1.11.2019	18:00	5,15896	4,72995	9,07
1.11.2019	19:00	5,19866	4,67820	11,13
1.11.2019	20:00	5,26553	4,84380	8,71
1.11.2019	21:00	5,20804	4,85415	7,29
1.11.2019	22:00	5,11585	4,82310	6,07
1.11.2019	23:00	4,97711	4,59540	8,31
…	…	…	…	…
30.11.2019	00:00	5,43201	4,79205	13,35
30.11.2019	01:00	4,78354	4,70925	1,58
30.11.2019	02:00	4,60703	4,49190	2,56
30.11.2019	03:00	4,48842	4,57470	1,89

Tablo 5.4. (Devam) Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (6 aylık)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
30.11.2019	04:00	4,45835	4,76100	6,36
30.11.2019	05:00	4,54602	4,89555	7,14
30.11.2019	06:00	4,50350	5,06115	11,02
30.11.2019	07:00	4,56047	5,03010	9,34
30.11.2019	08:00	4,61379	4,44015	3,91
30.11.2019	09:00	4,55724	4,11930	10,63
30.11.2019	10:00	4,63506	3,95370	17,23
30.11.2019	11:00	4,70948	3,94335	19,43
30.11.2019	12:00	4,89651	3,66390	33,64
30.11.2019	13:00	5,05656	3,95370	27,89
30.11.2019	14:00	5,24908	4,19175	25,22
30.11.2019	15:00	5,38037	4,26420	26,18
30.11.2019	16:00	5,42440	4,28490	26,59
30.11.2019	17:00	5,36267	4,17105	28,57
30.11.2019	18:00	5,42323	3,97440	36,45
30.11.2019	19:00	5,46293	3,79845	43,82
30.11.2019	20:00	5,52980	3,67425	50,50
30.11.2019	21:00	5,47231	3,60180	51,93
30.11.2019	22:00	5,38012	3,62250	48,52
30.11.2019	23:00	5,24138	3,33270	57,27

Saatlik tahminlerden elde edilen mutlak yüzde hata değerleri ortalaması alınarak MAPE değeri %15,28 olarak hesaplanmıştır. Bu değer %10 ile %20 arasında kaldığından tahmin modelinin “iyi” sınıfında yer aldığını söylemek doğru olacaktır. 3 aylık veriden yapılan tahminlemeye göre daha iyi bir MAPE oranına sahiptir.

Sonrasında aynı hesaplamalar 01.11.2018 ve 31.10.2019 ait veriler kullanılarak yeniden yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar Tablo 5.5’te gösterilmektedir. 720 satırlık veriden 01.11.2019 ve 30.11.2019 günlerine ait tahmini tüketim değerleri, gerçekleşen tüketim değerleri ve ilgili satırın mutlak yüzde hata değeri bilgisi verilmektedir.

Tablo 5.5. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (1 yıllık)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
1.11.2019	00:00	5,23785	4,97835	5,21
1.11.2019	01:00	4,66365	4,84380	3,72
1.11.2019	02:00	4,56621	4,72995	3,46
1.11.2019	03:00	4,52567	4,84380	6,57
1.11.2019	04:00	4,56646	4,80240	4,91
1.11.2019	05:00	4,71179	4,66785	0,94
1.11.2019	06:00	4,70865	4,80240	1,95
1.11.2019	07:00	4,78323	4,79205	0,18
1.11.2019	08:00	4,83094	4,31595	11,93
1.11.2019	09:00	4,74632	4,23315	12,12
1.11.2019	10:00	4,77646	4,23315	12,83
1.11.2019	11:00	4,78806	3,96405	20,79
1.11.2019	12:00	4,90257	3,91230	25,31
1.11.2019	13:00	4,98602	4,75065	4,95
1.11.2019	14:00	5,10318	5,09220	0,22
1.11.2019	15:00	5,16489	5,20605	0,79
1.11.2019	16:00	5,14872	5,12325	0,50
1.11.2019	17:00	5,03895	4,88520	3,15
1.11.2019	18:00	5,06573	4,72995	7,10
1.11.2019	19:00	5,08744	4,67820	8,75
1.11.2019	20:00	5,15318	4,84380	6,39
1.11.2019	21:00	5,11194	4,85415	5,31
1.11.2019	22:00	5,05316	4,82310	4,77
1.11.2019	23:00	4,96384	4,59540	8,02
…	…	…	…	…
30.11.2019	00:00	5,11712	4,79205	6,78
30.11.2019	01:00	4,54292	4,70925	3,53
30.11.2019	02:00	4,44549	4,49190	1,03
30.11.2019	03:00	4,40495	4,57470	3,71

Tablo 5.5. (Devam) Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (1 yıllık)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
30.11.2019	04:00	4,44573	4,76100	6,62
30.11.2019	05:00	4,59106	4,89555	6,22
30.11.2019	06:00	4,58792	5,06115	9,35
30.11.2019	07:00	4,66251	5,03010	7,31
30.11.2019	08:00	4,71021	4,44015	6,08
30.11.2019	09:00	4,62559	4,11930	12,29
30.11.2019	10:00	4,65573	3,95370	17,76
30.11.2019	11:00	4,66733	3,94335	18,36
30.11.2019	12:00	4,78184	3,66390	30,51
30.11.2019	13:00	4,86529	3,95370	23,06
30.11.2019	14:00	4,98246	4,19175	18,86
30.11.2019	15:00	5,04416	4,26420	18,29
30.11.2019	16:00	5,02799	4,28490	17,34
30.11.2019	17:00	4,91823	4,17105	17,91
30.11.2019	18:00	4,94500	3,97440	24,42
30.11.2019	19:00	4,96671	3,79845	30,76
30.11.2019	20:00	5,03245	3,67425	36,97
30.11.2019	21:00	4,99121	3,60180	38,58
30.11.2019	22:00	4,93243	3,62250	36,16
30.11.2019	23:00	4,84311	3,33270	45,32

Saatlik tahminlerden elde edilen mutlak yüzde hata değerleri ortalaması alınarak MAPE değeri %13,38 olarak hesaplanmıştır. Bu değer %10 ile %20 arasında kaldığından tahmin modelinin “iyi” sınıfında yer aldığını söylemek doğru olacaktır.

Son 1 yıl, 6 ay, 3 ay ve 1 aylık veri setleri kullanılarak yapılan tüketim tahminlerine ait MAPE değerleri Tablo 5.6’da gösterilmektedir. Tablodan da görüldüğü üzere hesaplanan tüm MAPE değerleri %10 ile %20’nin arasında olup anlamlı bulunmuştur. Uygulamanın devamında en düşük MAPE değerine sahip olan veri seti (1 yıllık veri) kullanılarak elde edilen Kasım 2019 dönemine ait tahmini tüketim değerleri ile çalışılmıştır.

Tablo 5.6. Veri seti büyüklüğüne göre yapılan tahminlere ait MAPE değerleri

Veri Uzunluğu	Veri Başlangıç Tarihi	Veri Bitiş Tarihi	MAPE
1 YIL	01.11.2018	31.10.2019	%13,38
6 AY	01.05.2019	31.10.2019	%15,28
3 AY	01.08.2019	31.10.2019	%17,98
1 AY	01.10.2019	31.10.2019	%18,76

5.3. Yapılan Tüketim Tahminine Göre Dengesizlik Maliyetlerinin Hesaplanması

Çalışmanın önceki bölümlerinde anlatıldığı üzere tahmini tüketim ile gerçekleşen tüketim arasındaki fark miktarı dengesizlik olarak adlandırılmakta ve ekstra bir maliyet oluşturmaktadır. Üçlü üstel düzleştirme ile yapılan saatlik elektrik tüketim tahmini değerleri ile gerçekleşen tüketim arasındaki fark alınarak dengesizlik miktarları hesaplanmıştır. Dengesizlik miktarları ile ilgili fiyatlar çarpılarak dengesizlik maliyeti hesaplanmıştır. Dengesizlik maliyeti hesaplanırken öncelikle pozitif EDM ve negatif EDM ayrımı yapılmalıdır. Firmanın ilgili aya ait dengesizlik maliyeti pozitif ve negatif dengesizlik maliyetlerin toplamı olacaktır.

Ayın birinci ve son günü için örnek hesaplama değerleri Tablo 5.7 ve Tablo 5.8.'de gösterilmiştir.

Tablo 5.7. Ayın ilk günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
00:00	4,97835	5,23785	0,00000	0,25950	287,23	295,85	223,43	16,56
01:00	4,84380	4,66365	0,18015	0,00000	290	298,7	232,8	1,57
02:00	4,72995	4,56621	0,16374	0,00000	280	288,4	232,8	1,38
03:00	4,84380	4,52567	0,31813	0,00000	274,43	282,66	208,97	2,62
04:00	4,80240	4,56646	0,23594	0,00000	274,32	282,55	208,86	1,94
05:00	4,66785	4,71179	0,00000	0,04394	274,42	282,65	199,99	3,27
06:00	4,80240	4,70865	0,09375	0,00000	240,01	247,21	232,8	0,68
07:00	4,79205	4,78323	0,00882	0,00000	307,44	316,66	249,72	0,08
08:00	4,31595	4,83094	0,00000	0,51499	315,48	324,94	232,8	42,58
09:00	4,23315	4,74632	0,00000	0,51317	322,81	332,49	232,8	46,19
10:00	4,23315	4,77646	0,00000	0,54331	324,27	334	232,8	49,70

Tablo 5.7. (Devam) Ayın ilk günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
11:00	3,96405	4,78806	0,00000	0,82401	323,06	332,75	232,8	74,38
12:00	3,91230	4,90257	0,00000	0,99027	311,1	320,43	232,8	77,54
13:00	4,75065	4,98602	0,00000	0,23537	310,78	320,1	262,66	11,33
14:00	5,09220	5,10318	0,00000	0,01098	321,26	341,2	311,62	0,11
15:00	5,20605	5,16489	0,04116	0,00000	321	340,93	311,37	0,82
16:00	5,12325	5,14872	0,00000	0,02547	317,9	342,89	308,36	0,24
17:00	4,88520	5,03895	0,00000	0,15375	320,09	350,2	310,49	1,48
18:00	4,72995	5,06573	0,00000	0,33578	324,39	349,57	314,66	3,27
19:00	4,67820	5,08744	0,00000	0,40924	317,99	337,83	308,45	3,90
20:00	4,84380	5,15318	0,00000	0,30938	312,99	322,38	261,9	15,81
21:00	4,85415	5,11194	0,00000	0,25779	305	314,15	238,62	17,11
22:00	4,82310	5,05316	0,00000	0,23006	290	298,7	232,8	13,16
23:00	4,59540	4,96384	0,00000	0,36844	274,33	282,56	266,1	3,03

Tablo 5.8. Ayın son günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
00:00	4,79205	5,11712	0,00000	0,32507	315	360,5	305,55	3,07
01:00	4,70925	4,54292	0,16633	0,00000	311,61	361,53	302,26	8,30
02:00	4,49190	4,44549	0,04641	0,00000	309,26	348,14	299,98	1,80
03:00	4,57470	4,40495	0,16975	0,00000	292,01	329,6	283,25	6,3
04:00	4,76100	4,44573	0,31527	0,00000	271,78	317,4	263,63	14,38
05:00	4,89555	4,59106	0,30449	0,00000	292,01	332,69	283,25	12,39
06:00	5,06115	4,58792	0,47323	0,00000	310,05	351,23	300,75	19,49
07:00	5,03010	4,66251	0,36759	0,00000	310,24	360,75	300,93	18,57
08:00	4,44015	4,71021	0,00000	0,27006	315,22	349,05	305,76	2,55
09:00	4,11930	4,62559	0,00000	0,50629	318,52	328,57	308,96	4,84
10:00	3,95370	4,65573	0,00000	0,70203	321,08	330,71	306,6	10,17

Tablo 5.8. (Devam) Ayın son günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
11:00	3,94335	4,66733	0,00000	0,72398	322,64	332,32	308,11	10,52
12:00	3,66390	4,78184	0,00000	1,11794	314,96	324,41	305,51	10,56
13:00	3,95370	4,86529	0,00000	0,91159	315	324,45	305,55	8,61
14:00	4,19175	4,98246	0,00000	0,79071	314,65	324,09	305,21	7,46
15:00	4,26420	5,04416	0,00000	0,77996	314,79	324,23	305,35	7,36
16:00	4,28490	5,02799	0,00000	0,74309	318,36	327,91	308,81	7,10
17:00	4,17105	4,91823	0,00000	0,74718	326,28	336,07	316,49	7,31
18:00	3,97440	4,94500	0,00000	0,97060	332,13	342,09	322,17	9,67
19:00	3,79845	4,96671	0,00000	1,16826	328,97	338,84	319,1	11,53
20:00	3,67425	5,03245	0,00000	1,35820	325,26	335,02	315,5	13,26
21:00	3,60180	4,99121	0,00000	1,38941	321,53	331,18	311,88	13,41
22:00	3,62250	4,93243	0,00000	1,30993	312,89	322,28	303,5	12,30
23:00	3,33270	4,84311	0,00000	1,51041	309,26	325,48	299,98	14,02

Ayın tüm günleri için hesaplanan toplam dengesizlik maliyeti Tablo 5.9'da gösterilmektedir. Ayrıca firmanın mevcut tahmin yöntemi ile oluşan değerler de karşılaştırmak amacıyla tabloya eklenmiştir.

Tablo 5.9. Toplam dengesizlik maliyetleri ve önemli değerler

Değerler	ETS ile Yapılan Tahmin	Firma Mevcut Tahmini
Toplam Gerçek Tüketim (MWh)	3224,35	3224,35
Toplam Tahmini Tüketim (MWh)	3487,09	2877,98
Toplam Negatif EDM (MWh)	58,53	411,44
Toplam Pozitif EDM (MWh)	321,27	65,07
Ortalama PTF (TL/MWh)	297,87	297,87
Ortalama NDF (TL/MWh)	319,25	319,25
Ortalama PDF (TL/MWh)	275,40	275,40
Toplam Dengesizlik Maliyeti (TL)	**8.272,07**	**10.476,23**

5.4. İlgili Son Üç Saatin Tüketim Değerleri İle Tahminleme

Çalışmanın bu bölümünde en iyi sonucu veren son bir yılın gerçek tüketim değerleri ele alınmış olup ilgili saat için son üç saatin değerleri kullanılarak ETS yöntemi ile yeni bir tahmineme yapılmıştır. Örnek verecek olursak; gece 12'nin tahminlemesinde 22:00, 23:00 ve 00:00 saatleri değerlendirilmiştir. Tablo 5.10'da 720 satırlık veriden 01.11.2019 ve 30.11.2019 günlerine ait tahmin, gerçekleşen değer ve ilgili satırın mutlak yüzde hata değeri bilgisi verilmektedir.

Tablo 5.10. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (son üç saat)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
1.11.2019	00:00	4,96667	4,97835	0,23
1.11.2019	01:00	4,96666	4,84380	2,54
1.11.2019	02:00	4,60435	4,72995	2,66
1.11.2019	03:00	4,64576	4,84380	4,09
1.11.2019	04:00	4,66644	4,80240	2,83
1.11.2019	05:00	4,67681	4,66785	0,19
1.11.2019	06:00	4,45945	4,80240	7,14
1.11.2019	07:00	4,59396	4,79205	4,13
1.11.2019	08:00	4,61467	4,31595	6,92
1.11.2019	09:00	4,15927	4,23315	1,75
1.11.2019	10:00	4,13865	4,23315	2,23
1.11.2019	11:00	4,28353	3,96405	8,06
1.11.2019	12:00	4,63542	3,91230	18,48
1.11.2019	13:00	5,03409	4,75065	5,97
1.11.2019	14:00	5,02871	5,09220	1,25
1.11.2019	15:00	4,88386	5,20605	6,19
1.11.2019	16:00	4,71827	5,12325	7,90
1.11.2019	17:00	4,35613	4,88520	10,83
1.11.2019	18:00	4,20080	4,72995	11,19
1.11.2019	19:00	4,66649	4,67820	0,25
1.11.2019	20:00	4,82159	4,84380	0,46
1.11.2019	21:00	4,93543	4,85415	1,67

Tablo 5.10. (Devam) Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (son üç saat)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
1.11.2019	22:00	4,80345	4,82310	0,41
1.11.2019	23:00	4,96662	4,59540	8,08
…	…	…	…	…
30.11.2019	00:00	4,92805	4,79205	2,84
30.11.2019	01:00	4,92787	4,70925	4,64
30.11.2019	02:00	4,56369	4,49190	1,60
30.11.2019	03:00	4,60537	4,57470	0,67
30.11.2019	04:00	4,62560	4,76100	2,84
30.11.2019	05:00	4,63652	4,89555	5,29
30.11.2019	06:00	4,41872	5,06115	12,69
30.11.2019	07:00	4,55228	5,03010	9,50
30.11.2019	08:00	4,57310	4,44015	2,99
30.11.2019	09:00	4,11772	4,11930	0,04
30.11.2019	10:00	4,09939	3,95370	3,68
30.11.2019	11:00	4,24381	3,94335	7,62
30.11.2019	12:00	4,59550	3,66390	25,43
30.11.2019	13:00	5,03273	3,95370	27,29
30.11.2019	14:00	4,98840	4,19175	19,01
30.11.2019	15:00	4,84500	4,26420	13,62
30.11.2019	16:00	4,67983	4,28490	9,22
30.11.2019	17:00	4,32073	4,17105	3,59
30.11.2019	18:00	4,16316	3,97440	4,75
30.11.2019	19:00	4,62712	3,79845	21,82
30.11.2019	20:00	4,77780	3,67425	30,03
30.11.2019	21:00	4,89131	3,60180	35,80
30.11.2019	22:00	4,94708	3,62250	36,57
30.11.2019	23:00	4,92659	3,33270	47,83

Saatlik tahminlerden elde edilen mutlak yüzde hata değerleri ortalaması alınarak MAPE değeri %12,54 olarak hesaplanmıştır. Bu değer %10 ile %20 arasında kaldığından tahmin modelinin “iyi” sınıfında yer aldığını söylemek doğru olacaktır.

Elde edilen yeni tahmini tüketim miktarlarına göre ayın ilk ve son günleri için hesaplanan dengesizlik maliyetleri Tablo 5.11 ve Tablo 5.12’de gösterilmektedir.

Tablo 5.11. Ayın ilk günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (son üç saat verileri)

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
00:00	4,97835	4,96667	0,01168	0,00000	287,23	295,85	223,43	0,10
01:00	4,84380	4,96666	0,00000	0,12286	290	298,7	232,8	7,03
02:00	4,72995	4,60435	0,12560	0,00000	280	288,4	232,8	1,06
03:00	4,84380	4,64576	0,19804	0,00000	274,43	282,66	208,97	1,63
04:00	4,80240	4,66644	0,13596	0,00000	274,32	282,55	208,86	1,12
05:00	4,66785	4,67681	0,00000	0,00896	274,42	282,65	199,99	0,67
06:00	4,80240	4,45945	0,34295	0,00000	240,01	247,21	232,8	2,47
07:00	4,79205	4,59396	0,19809	0,00000	307,44	316,66	249,72	1,83
08:00	4,31595	4,61467	0,00000	0,29872	315,48	324,94	232,8	24,70
09:00	4,23315	4,15927	0,07388	0,00000	322,81	332,49	232,8	0,72
10:00	4,23315	4,13865	0,09450	0,00000	324,27	334	232,8	0,92
11:00	3,96405	4,28353	0,00000	0,31948	323,06	332,75	232,8	28,84
12:00	3,91230	4,63542	0,00000	0,72312	311,1	320,43	232,8	56,62
13:00	4,75065	5,03409	0,00000	0,28344	310,78	320,1	262,66	13,64
14:00	5,09220	5,02871	0,06349	0,00000	321,26	341,2	311,62	1,27
15:00	5,20605	4,88386	0,32219	0,00000	321	340,93	311,37	6,42
16:00	5,12325	4,71827	0,40498	0,00000	317,9	342,89	308,36	10,12
17:00	4,88520	4,35613	0,52907	0,00000	320,09	350,2	310,49	15,93
18:00	4,72995	4,20080	0,52915	0,00000	324,39	349,57	314,66	13,32
19:00	4,67820	4,66649	0,01171	0,00000	317,99	337,83	308,45	0,23
20:00	4,84380	4,82159	0,02221	0,00000	312,99	322,38	261,9	0,21

Tablo 5.11. (Devam) Ayın ilk günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (son üç saat verileri)

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
21:00	4,85415	4,93543	0,00000	0,08128	305	314,15	238,62	5,40
22:00	4,82310	4,80345	0,01965	0,00000	290	298,7	232,8	0,17
23:00	4,59540	4,96662	0,00000	0,37122	274,33	282,56	266,1	3,06

Tablo 5.12. Ayın son günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (son üç saat verileri)

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
00:00	4,79205	4,92805	0,00000	0,13600	315	360,5	305,55	1,29
01:00	4,70925	4,92787	0,00000	0,21862	311,61	361,53	302,26	2,04
02:00	4,49190	4,56369	0,00000	0,07179	309,26	348,14	299,98	0,67
03:00	4,57470	4,60537	0,00000	0,03067	292,01	329,6	283,25	0,27
04:00	4,76100	4,62560	0,13540	0,00000	271,78	317,4	263,63	6,18
05:00	4,89555	4,63652	0,25903	0,00000	292,01	332,69	283,25	10,54
06:00	5,06115	4,41872	0,64243	0,00000	310,05	351,23	300,75	26,46
07:00	5,03010	4,55228	0,47782	0,00000	310,24	360,75	300,93	24,13
08:00	4,44015	4,57310	0,00000	0,13295	315,22	349,05	305,76	1,26
09:00	4,11930	4,11772	0,00158	0,00000	318,52	328,57	308,96	0,02
10:00	3,95370	4,09939	0,00000	0,14569	321,08	330,71	306,6	2,11
11:00	3,94335	4,24381	0,00000	0,30046	322,64	332,32	308,11	4,37
12:00	3,66390	4,59550	0,00000	0,93160	314,96	324,41	305,51	8,80
13:00	3,95370	5,03273	0,00000	1,07903	315	324,45	305,55	10,20
14:00	4,19175	4,98840	0,00000	0,79665	314,65	324,09	305,21	7,52
15:00	4,26420	4,84500	0,00000	0,58080	314,79	324,23	305,35	5,48
16:00	4,28490	4,67983	0,00000	0,39493	318,36	327,91	308,81	3,77
17:00	4,17105	4,32073	0,00000	0,14968	326,28	336,07	316,49	1,47
18:00	3,97440	4,16316	0,00000	0,18876	332,13	342,09	322,17	1,88
19:00	3,79845	4,62712	0,00000	0,82867	328,97	338,84	319,1	8,18

Tablo 5.12. (Devam) Ayın son günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (son üç saat verileri)

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
20:00	3,67425	4,77780	0,00000	1,10355	325,26	335,02	315,5	10,77
21:00	3,60180	4,89131	0,00000	1,28951	321,53	331,18	311,88	12,44
22:00	3,62250	4,94708	0,00000	1,32458	312,89	322,28	303,5	12,44
23:00	3,33270	4,92659	0,00000	1,59389	309,26	325,48	299,98	14,79

Aynı hesaplamalar tüm ay için yapıldığında, son üç saat verileri kullanılarak yapılan tahminlere göre toplam dengesizlik maliyeti 8.027,24 TL olarak bulunmuştur.

5.5. İlgili Saatin Tüketim Değerleri İle Tahminleme

Çalışmanın bu bölümünde en iyi sonucu veren son bir yılın gerçek tüketim değerleri ele alınmış olup ilgili saat için yine o saatin değerleri kullanılarak ETS yöntemi ile yeni bir tahmineme yapılmıştır. Örnek verecek olursak; gece 12'nin tahminlemesinde bir yıl boyunca gerçekleşen 00:00 saatleri değerlendirilmiştir. Tablo 5.13'te 720 satırlık veriden 01.11.2019 ve 30.11.2019 günlerine ait tahmin, gerçekleşen değer ve ilgili satırın mutlak yüzde hata değeri bilgisi verilmektedir.

Tablo 5.13. Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (ilgili saatin verileri)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
1.11.2019	00:00	4,76721	4,97835	4,24
1.11.2019	01:00	4,61186	4,84380	4,79
1.11.2019	02:00	4,60151	4,72995	2,72
1.11.2019	03:00	4,64310	4,84380	4,14
1.11.2019	04:00	4,66346	4,80240	2,89
1.11.2019	05:00	4,67413	4,66785	0,13
1.11.2019	06:00	4,45667	4,80240	7,20
1.11.2019	07:00	4,59072	4,79205	4,20
1.11.2019	08:00	4,61206	4,31595	6,86
1.11.2019	09:00	4,15653	4,23315	1,81
1.11.2019	10:00	4,13603	4,23315	2,29
1.11.2019	11:00	4,28072	3,96405	7,99
1.11.2019	12:00	4,63256	3,91230	18,41

Tablo 5.13. (Devam) Tahminler ve hesaplanan mutlak yüzde hata oranları (ilgili saatin verileri)

Gün	Saat	Tahmin	Gerçek Değer	Mutlak Hata (%)
1.11.2019	13:00	5,07760	4,75065	6,88
1.11.2019	14:00	5,02607	5,09220	1,30
1.11.2019	15:00	4,88142	5,20605	6,24
1.11.2019	16:00	4,71548	5,12325	7,96
1.11.2019	17:00	4,35427	4,88520	10,87
1.11.2019	18:00	4,19763	4,72995	11,25
1.11.2019	19:00	4,66319	4,67820	0,32
1.11.2019	20:00	4,81864	4,84380	0,52
1.11.2019	21:00	4,93238	4,85415	1,61
1.11.2019	22:00	4,92241	4,82310	2,06
1.11.2019	23:00	4,96434	4,59540	8,03
…	…	…	…	…
30.11.2019	00:00	4,64730	4,79205	3,02
30.11.2019	01:00	4,48883	4,70925	4,68
30.11.2019	02:00	4,47854	4,49190	0,30
30.11.2019	03:00	4,52570	4,57470	1,07
30.11.2019	04:00	4,53628	4,76100	4,72
30.11.2019	05:00	4,55600	4,89555	6,94
30.11.2019	06:00	4,33541	5,06115	14,34
30.11.2019	07:00	4,45493	5,03010	11,43
30.11.2019	08:00	4,49495	4,44015	1,23
30.11.2019	09:00	4,03547	4,11930	2,04
30.11.2019	10:00	4,02088	3,95370	1,70
30.11.2019	11:00	4,15950	3,94335	5,48
30.11.2019	12:00	4,50972	3,66390	23,09
30.11.2019	13:00	4,95437	3,95370	25,31
30.11.2019	14:00	4,90921	4,19175	17,12
30.11.2019	15:00	4,77181	4,26420	11,90
30.11.2019	16:00	4,59601	4,28490	7,26
30.11.2019	17:00	4,26483	4,17105	2,25
30.11.2019	18:00	4,06792	3,97440	2,35
30.11.2019	19:00	4,52799	3,79845	19,21
30.11.2019	20:00	4,68929	3,67425	27,63
30.11.2019	21:00	4,79980	3,60180	33,26
30.11.2019	22:00	4,80096	3,62250	32,53
30.11.2019	23:00	4,85815	3,33270	45,77

Saatlik tahminlerden elde edilen mutlak yüzde hata değerleri ortalaması alınarak MAPE değeri %12,11 olarak hesaplanmıştır. Hesaplanan bu değer %10 ile %20 arasında kaldığından tahmin modelinin "iyi" sınıfında yer aldığını söylemek doğru olacaktır.

Elde edilen yeni tahmini tüketim miktarlarına göre ayın ilk ve son günleri için hesaplanan dengesizlik maliyetleri Tablo 5.14 ve Tablo 5.15'te gösterilmektedir.

Tablo 5.14. Ayın ilk günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (ilgili saatin verileri)

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
00:00	4,97835	4,76721	0,21114	0,00000	287,23	295,85	223,43	1,82
01:00	4,84380	4,61186	0,23194	0,00000	290	298,7	232,8	2,02
02:00	4,72995	4,60151	0,12844	0,00000	280	288,4	232,8	1,08
03:00	4,84380	4,64310	0,20070	0,00000	274,43	282,66	208,97	1,65
04:00	4,80240	4,66346	0,13894	0,00000	274,32	282,55	208,86	1,14
05:00	4,66785	4,67413	0,00000	0,00628	274,42	282,65	199,99	0,47
06:00	4,80240	4,45667	0,34573	0,00000	240,01	247,21	232,8	2,49
07:00	4,79205	4,59072	0,20133	0,00000	307,44	316,66	249,72	1,86
08:00	4,31595	4,61206	0,00000	0,29611	315,48	324,94	232,8	24,48
09:00	4,23315	4,15653	0,07662	0,00000	322,81	332,49	232,8	0,74
10:00	4,23315	4,13603	0,09712	0,00000	324,27	334	232,8	0,94
11:00	3,96405	4,28072	0,00000	0,31667	323,06	332,75	232,8	28,58
12:00	3,91230	4,63256	0,00000	0,72026	311,1	320,43	232,8	56,40
13:00	4,75065	5,07760	0,00000	0,32695	310,78	320,1	262,66	15,73
14:00	5,09220	5,02607	0,06613	0,00000	321,26	341,2	311,62	1,32
15:00	5,20605	4,88142	0,32463	0,00000	321	340,93	311,37	6,47
16:00	5,12325	4,71548	0,40777	0,00000	317,9	342,89	308,36	10,19
17:00	4,88520	4,35427	0,53093	0,00000	320,09	350,2	310,49	15,99
18:00	4,72995	4,19763	0,53232	0,00000	324,39	349,57	314,66	13,40
19:00	4,67820	4,66319	0,01501	0,00000	317,99	337,83	308,45	0,30
20:00	4,84380	4,81864	0,02516	0,00000	312,99	322,38	261,9	0,24
21:00	4,85415	4,93238	0,00000	0,07823	305	314,15	238,62	5,19
22:00	4,82310	4,92241	0,00000	0,09931	290	298,7	232,8	5,68
23:00	4,59540	4,96434	0,00000	0,36894	274,33	282,56	266,1	3,04

Tablo 5.15. Ayın son günü için hesaplanan dengesizlik maliyetleri (ilgili saatin verileri)

Saat	Gerçek Değerler (MWh)	Tahmin (MWh)	Negatif EDM (MWh)	Pozitif EDM (MWh)	PTF (TL/MWh)	NDF (TL/MWh)	PDF (TL/MWh)	Dengesizlik Maliyeti (TL)
00:00	4,79205	4,64730	0,14475	0,00000	315	360,5	305,55	6,59
01:00	4,70925	4,48883	0,22042	0,00000	311,61	361,53	302,26	11,00
02:00	4,49190	4,47854	0,01336	0,00000	309,26	348,14	299,98	0,52
03:00	4,57470	4,52570	0,04900	0,00000	292,01	329,6	283,25	1,84
04:00	4,76100	4,53628	0,22472	0,00000	271,78	317,4	263,63	10,25
05:00	4,89555	4,55600	0,33955	0,00000	292,01	332,69	283,25	13,81
06:00	5,06115	4,33541	0,72574	0,00000	310,05	351,23	300,75	29,89
07:00	5,03010	4,45493	0,57517	0,00000	310,24	360,75	300,93	29,05
08:00	4,44015	4,49495	0,00000	0,05480	315,22	349,05	305,76	0,52
09:00	4,11930	4,03547	0,08383	0,00000	318,52	328,57	308,96	0,84
10:00	3,95370	4,02088	0,00000	0,06718	321,08	330,71	306,6	0,97
11:00	3,94335	4,15950	0,00000	0,21615	322,64	332,32	308,11	3,14
12:00	3,66390	4,50972	0,00000	0,84582	314,96	324,41	305,51	7,99
13:00	3,95370	4,95437	0,00000	1,00067	315	324,45	305,55	9,46
14:00	4,19175	4,90921	0,00000	0,71746	314,65	324,09	305,21	6,77
15:00	4,26420	4,77181	0,00000	0,50761	314,79	324,23	305,35	4,79
16:00	4,28490	4,59601	0,00000	0,31111	318,36	327,91	308,81	2,97
17:00	4,17105	4,26483	0,00000	0,09378	326,28	336,07	316,49	0,92
18:00	3,97440	4,06792	0,00000	0,09352	332,13	342,09	322,17	0,93
19:00	3,79845	4,52799	0,00000	0,72954	328,97	338,84	319,1	7,20
20:00	3,67425	4,68929	0,00000	1,01504	325,26	335,02	315,5	9,91
21:00	3,60180	4,79980	0,00000	1,19800	321,53	331,18	311,88	11,56
22:00	3,62250	4,80096	0,00000	1,17846	312,89	322,28	303,5	11,07
23:00	3,33270	4,85815	0,00000	1,52545	309,26	325,48	299,98	14,16

Aynı hesaplamalar tüm ay için yapıldığında, ilgili saat verileri kullanılarak yapılan tahminlere göre toplam dengesizlik maliyeti 7.965,48 TL olarak bulunmuştur.

Hesaplanan tüm dengesizlik maliyetlerini karşılaştırmak amacıyla; yapılan üç tahminleme yöntemi ve tüketicinin mevcut tahminine göre oluşan değerler Tablo 5.16'da gösterilmektedir.

Tablo 5.16. Toplam dengesizlik maliyetleri ve önemli değerlerin karşılaştırması

Değerler	**1 Yılık Veriye Göre Yapılan İlk Tahmin**	**Son Üç Saat Verileri İle Tahmin**	**İlgili Saat Verileri İle Tahmin**	**Firma Mevcut Tahmini**
Toplam Gerçek Tüketim (MWh)	3224,35	3224,35	3224,35	3224,35
Toplam Tahmini Tüketim (MWh)	3487,09	3342,70	3297,96	2877,98
Toplam Negatif EDM (MWh)	58,53	124,84	142,34	411,44
Toplam Pozitif EDM (MWh)	321,27	243,20	215,95	65,07
Ortalama PTF (TL/MWh)	297,87	297,87	297,87	297,87
Ortalama NDF (TL/MWh)	319,25	319,25	319,25	319,25
Ortalama PDF (TL/MWh)	275,40	275,40	275,40	275,40
Toplam Dengesizlik Maliyeti (TL)	**8.272,07**	**8.027,24**	**7.965,48**	**10.476,23**

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Sanayi kuruluşlarının ve ticarethanelerin çağımızın rekabetçi piyasa koşullarında ayakta kalabilmeleri için üretim veya hizmet maliyetleri üzerinde iyileştirme yapmaları zorunluluk haline gelmiştir. İşletmeler, sektörde varlıklarını sürdürebilmek ya da büyüyebilmek için maliyet iyileştirmesi kavramını gündemlerine almak durumundadır. Enerji maliyetleri işletmelerin en temel giderlerinden biri olup aynı zamanda da en büyük parasal değere sahip olanıdır. Bu nedenle enerji maliyetlerinin azaltılmasına verdikleri önem gün geçtikçe artmaktadır.

İşletmelerin enerji faturalarında birçok farklı kalem bulunmaktadır. Bu kalemler; saatlik tüketim miktarı ile PTF'nin çarpılmasıyla elde edilen çıplak enerji maliyeti, fark fonu, enerji dengesizlik maliyeti, YEKDEM bedeli, EPİAŞ işletim giderleri, dağıtım bedelleri ve fonlardır. En büyük yere sahip olmamasına rağmen optimize edilip azaltılabilecek tek kalem olan dengesizlik maliyeti bu çalışmanın odak noktası olarak ele alınmıştır.

İlk aşamada, 1 yıllık veriye göre yapılan Üçlü Üstel Düzeltme ile elde edilen saatlik tüketim tahminlerine göre toplam tahmini tüketim miktarı 3487,09 MWh olarak bulunmuştur. Firmanın mevcut tahmini tüketim miktarı toplamı ise 2877,98 MWh'tir. Gerçekleşen tüketim miktarının 3224,35 MWh olduğu bilinmektedir. Gerçekleşen tüketim miktarına göre ETS ile yapılan tahminlerde toplam 262,74 MWh'lik bir sapma olmuştur. Mevcut durumda müşterinin yaptığı tahminin gerçeğe göre sapması ise 346,37 MWh'tir.

Gün öncesinde yapılan tahminlerde oluşan sapmaların meydana getirdiği dengesizlik maliyetleri, 1 yıllık veriye göre ETS ile yapılan tahminlemede 8.272,07 TL olmuştur. Mevcut durumda ise dengesizlik maliyeti 10.476,23 TL'dir. Kullanılan yöntem ile tüketim tahmini yapılması dengesizlik maliyetleri üzerinde 2.204,16 TL'lik bir iyileştirme sağlamıştır.

1 yıllık veriye göre son üç saatin değerleri kullanılarak yapılan Üçlü Üstel Düzeltme ile elde edilen saatlik tüketim tahminlerine göre toplam tahmini tüketim miktarı 3342,70 MWh olarak bulunmuştur. Gerçekleşen tüketim miktarına göre tahminlerde toplam 118,35 MWh'lik bir sapma olmuştur. Elde edilen bu tüketim tahminlerine göre

dengesizlik maliyeti 8.027,24 TL olarak hesaplanmaktadır. Bir yıllık verilerle çalışılan ilk yöntem ile karşılaştırıldığında 244,83 TL daha avantaj sağlanmış olup, firma mevcut durumuna göre ise 2.448,99 TL'lik bir iyileştirme yapılmıştır.

1 yıllık veriye göre ilgili saatlerin değerleri kullanılarak yapılan Üçlü Üstel Düzeltme ile elde edilen tüketim tahminlerine göre toplam tahmini tüketim miktarı 3297,96 MWh olarak bulunmuştur. Gerçekleşen tüketim miktarına göre tahminlerde toplam 73,61 MWh'lık bir sapma olmuştur. Elde edilen bu tüketim tahminlerine göre dengesizlik maliyeti 7.965,48 TL olarak hesaplanmaktadır. Bir yıllık verilerle çalışılan ikinci yöntem olan son üç saat verileri ile karşılaştırıldığında 61,76 TL daha avantaj sağlanmış olup, firma mevcut durumuna göre ise 2.510,75 TL'lik bir iyileştirme yapılmıştır.

Yapılan bu karşılaştırma ve tahmin hataları irdelendiğinde günün ilgili saatlerine göre yapılan tahminin gerçeğe daha yakın olduğu görülmektedir. Üç analiz yönteminde de firmanın mevcut durumuna göre maliyetinde bir iyileştirme sağlanmıştır. Sağlanan bu iyileştirmenin ilgili saatin verileri kullanılarak yapılan tahminlemede daha yüksek olduğu görülmüştür. Bundan sonraki süreçte firmanın tüketim tahminlemesinin, en yüksek maliyet iyileştirmesini sağlayan ilgili saat verileri ile yapılması doğru olacaktır.

Sonuç olarak bu çalışmada yapılan maliyet iyileştirmesi ile işletmenin enerji maliyetinden tasarruf etmesi amaçlanmıştır. Maliyet iyileştirmesi işletmelerin piyasa koşullarında yaşamlarını sürdürebilmeleri için oldukça önemli bir gerekliliktir. Doğru tahminleme metotları kullanılarak tüketimlerin gerçek değere en yakın şekilde tahmin edilebilmesi maliyet iyileştirmesinin temelini oluşturmaktadır. Bu çalışmanın ışığında birçok sanayi tesisi ve ticarethane enerji tedarik maliyetlerinde kayda değer bir iyileştirme sağlayabilecektir.

Gelecek çalışmalarda tüketim verileri ele alınan işletmeden daha yüksek dengesizlik miktarına sahip işletmelerin tüketim seyri incelenebilir. Ayrıca zaman serisi analizi kullanılarak üstel düzeltme metodu ile yapılan tahminler dışında farklı tahmin metotları ile çalışılabilir. Ele alınan firma dengesizliği çok yüksek olmayan bir gruba girmektedir. Bu çalışma kapsamında önerilen tahmin metodu, daha yüksek dengesizlik miktarlarına sahip tüketicilerin tüketim tahminlemesinde kullanıldığında dengesizlik maliyetlerinde çok daha büyük düşüşler sağlayabilir veya bu maliyetleri mümkün olduğunca ortadan kaldırılabilir.

KAYNAKLAR

[1] Başoğlu B., Bulut M., Kısa Dönem Elektrik Talep Tahminleri İçin Yapay Sinir Ağları Ve Uzman Sistemler Tabanlı Hibrit Sistem Geliştirilmesi, *Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi,* 2017, **32**(2), 575-583.

[2] Mercan H. M., Türkiye Enerji Piyasasının Görünümü Başarılar, *Genel Bakış Ve Fırsatlar, 23. Dünya Enerji Kongresi*, İstanbul, Türkiye, Ekim 2016.

[3] https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/1-1051/tarihce (Ziyaret Tarihi: 26 Kasım 2019).

[4] 17.3.2004 Tarih ve 2004/3 Sayılı YPK Kararı, Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu Ve Özelleştirme Strateji Belgesi, https://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FBelge%2FElektrik_Enerjisi_Sektoru_Reformu_ve_Ozellestirme_Strateji_Belgesi.pdf (Ziyaret Tarihi: 02 Aralık 2019).

[5] https://www.hukukihaber.net/ekonomi/tetas-euas-bunyesine-dahil-edildi-h217454.html (Ziyaret Tarihi: 7 Aralık 2019).

[6] Koç A., Yağlı H., Koç Y., Uğurlu İ., Dünyada ve Türkiye'de Enerji Görünümünün Genel Değerlendirilmesi, *Mühendis ve Makine Dergisi,* 2018, **59**(692), 86-114.

[7] Biçen Y., Elektrik Enerji Piyasasında Arz-Talep Dengesi ve Fiyat Etkileşimi, *4. Uluslararası Mühendislik ve Bilimde Yenilikçi Teknolojiler Sempozyumu,* Antalya, Türkiye, 3-5 Kasım 2016.

[8] EPİAŞ Web Sitesi. https://www.epias.com.tr/epias-kurumsal/hakkimizda (Erişim Tarihi: 28 Kasım 2019).

[9] Resmi Gazete, Elektrik Piyasası Dengeleme Ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik, https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2019/08/20190809-4.htm (Ziyaret Tarihi: 1 Aralık 2019).

[10] GÖP Kullanım Kılavuzu, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2016/03/G%C3%96P-KULLANICI-KILAVUZU_V.1.6.pdf (ZiyaretTarihi: 2 Aralık 2019).

[11] GÖP Teklif Ekranı, https://cas.epias.com.tr/cas/login?service=https%3A%2F%2Fgop.epias.com.tr%2Fgop-web%2Fprivate%2Findex.jsp (Ziyaret Tarihi: 19 Aralık 2019).

[12] Ceyhan G., Türkiye'de Elektrik Piyasa Takas Fiyatı Ve Sistem Marjinal Fiyatı Farkı Üzerine İstatistiksel Bir Çalışma, EPİAŞ, https://blog.metu.edu.tr/e162742/files/2016/08/PTF_vs_SMF_original.pdf (Ziyaret Tarihi: 3 Kasım 2019).

[13] GİP Kullanım Kılavuzu, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2019/04/G%C4%B0P-Kullan%C4%B1c%C4%B1-Klavuzu_05.04.2019.pdf (Ziyaret Tarihi: 8 Aralık 2019).

[14] Uzlaştırma Sunumu, EPİAŞ, http://www.worldenergy.org.tr/wp-content/uploads/2019/01/UzlastirmaOcak2019.pdf (Ziyaret Tarihi: 8 Aralık 2019).

[15] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, https://www.epdk.org.tr (Ziyaret Tarihi: 29 Kasım 2019).

[16] Resmi Gazete, Son Kaynak Tedarik Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ, https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2018/01/20180120-26.htm (Ziyaret Tarihi: 29 Kasım 2019).

[17] https://www.elektrikport.com/teknik-kutuphane/yekdem-nedir/22440#ad-image-0 (Ziyaret Tarihi: 30 Kasım 2019).

[18] Resmi Gazete, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun, https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2005/05/20050518-1.htm (Ziyaret Tarihi: 15 Aralık 2019).

[19] https://elektriksepeti.com/tuketici-sozlugu/abone-gruplari (Ziyaret Tarihi: 31 Ekim 2019).

[20] https://www.elektrikstok.com/alcak-gerilim-nedir-orta-gerilim-nedir-yuksek-gerilim-nedir (Ziyaret Tarihi: 31 Ekim 2019).

[21] https://www.limakuludag.com.tr/tarifeler-ve-tarife-siniflari (Ziyaret Tarihi: 13 Aralık 2019).

[22] Sincich T., Business Statistics By Example, Prentice- Hall International Editions, 5th edt., USA, 1996.

[23] Akdi Y., (2003). Zaman Serileri Analizi.

[24] Sarı M., Yapay Sinir Ağları ve Bir Otomotiv Firmasından Satış Talep Tahmini Uygulaması, Yüksek Lisans Tezi, Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Sakarya, 2016, 418568.

[25] Demez F., Hastanelerde Kapasite Ölçümü Talep Tahmin Yöntemleri ve Bir Araştırma, Yüksek Lisans Tezi, Beykent Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul, 2016, 450024.

[26] Çelik Ş., Isparta İli için Doğal Gaz Talep Tahmini, Yüksek Lisans Tezi, Süleyman Demirel Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Isparta, 2016, 453329.

[27] Syntetos A. A., Boylan J. E., On the Bias of İntermittent Demand Estimates. International Journal of Production Economics, 2001, **71**(1-3), 457-466.

[28] Orhunbilge, N., Zaman Serileri Analizi Tahmin ve Fiyat Endeksleri, İstanbul Üniversitesi İsletme Fakültesi Yayınları, İstanbul, 1999.

[29] Aslay F., Özen Ü., Meteorolojik Paramatreler Kullanılarak Yapay Sinir Ağları İle Toprak Sıcaklığının Tahmini, *Politeknik Dergisi*, 2013, **16**(4), 139-145.

[30] Haliloğlu E. Y., Tutu B. E., Türkiye İçin Kısa Vadeli Elektrik Enerjisi Talep Tahmini, *Journal of Yasar University,* 2018, **13**(51), 243-255.

[31] Taylor, J. W., Short-term electricity demand forecasting using double seasonal exponential smoothing. *Journal of the Operational Research Society,* 2003, **54**(8), 799–805.

[32] Hamzaçebi C., Kutay F., Yapay Sinir Ağları İle Türkiye Elektrik Enerjisi Tüketiminin 2010 Yılına Kadar Tahmini, *Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi,* 2004, **19**(3), 227-233.

[33] Nalbant A., Aslan Y., Yaşar C., Kütahya İli Elektrik Puant Yük Tahmini, *Dumlupınar Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi,* 2006, 11, 63-74.

[34] Taylor J. W., Menezes L. M., McSharry P. E., A Comparison Of Univariate Methods For Forecasting Electricity Demand Up To A Day Ahead, *International Journal of Forecasting,* 2006, 22, 1-6.

[35] Hamzaçebi C., Forecasting Of Turkey's Net Electricity Energy Consumption On Sectoral Bases, *Science Direct,* 2007, **35**(3), 2009-2016.

[36] Akay D., Atak M., Grey Prediction With Rolling Mechanism For Electricity Demand Forecasting Of Turkey, *Science Direct,* 2007 **32**(9), 1670-1675.

[37] Erdoğdu E., Electricity Demand Analysis Using Cointegration And ARIMA Modelling: A Case Study Of Turkey, *Science Direct,* 2007 **35**(2), 1129-1146.

[38] Toker A. C., Korkmaz O., Türkiye Kısa Süreli Elektrik Talebinin Saatlik Olarak Tahmin Edilmesi, 2009, http://www.emo.org.tr/ekler /d6d1c493ddc8662_ek.pdf (Ziyaret Tarihi: 4 Aralık 2019).

[39] Demirel Ö., Kakilli A., Tektaş M., Anfıs Ve Arma Modelleri İle Elektrik Enerjisi Yük Tahmini, *Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi,* 2010, **25**(3), 601-610.

[40] Altınay G., Aylık Elektrik Talebinin Mevsimsel Model ile Orta Dönem Öngörüsü, *Doğuş Üniversitesi Enerji Piyasa ve Düzenleme Dergisi,* 2010, **1**(1), 1-23.

[41] Yiğit V., Genetik Algoritma ile Türkiye Net Elektrik Enerjisi Tüketiminin 2020 Yılına Kadar Tahmini, *International Journal of Engineering Research and Development,* 2011, **3**(2), 37-41.

[42] Uslu M. F., Şanlı B., Temur T., Türkiye Aylık Elektrik Talep Modeli, 2013, http://www.barissanli.com/calismalar/2013/mfuslu-bsanli-ttemur-AETM.pdf (Ziyaret Tarihi: 5 Kasım 2019).

[43] Yavuzdemir M., Türkiye'nin Kısa Dönem Yıllık Brüt Elektrik Enerjisi Talep Tahmini, Yüksek Lisans Tezi, Ankara Üniversitesi, Ankara, 2014.

[44] Mahmutoğlu M., Öztürk F., Türkiye Elektrik Tüketimi Öngörüsü ve Bu Kapsamda Geliştirilebilecek Politika Önerileri, *EY International Congress On Economics II "Europe And Global Economıc Rebalancing*" Ankara, Türkiye, 5-6 Kasım 2015.

[45] Karaca C., Karacan H., Çoklu Regresyon Metoduyla Elektrik Tüketim Talebini Etkileyen Faktörlerin İncelenmesi, *Selçuk Üniversitesi Mühendislik Bilim ve Teknoloji Dergisi,* 2016, **4**(3), 182-195.

[46] Hussain A., Rahman M., Memon J. A., Forecasting Electricity Consumption İn Pakistan: The Way Forward, *Science Direct,* 2016, 90, 73-80.

[47] Son H., Kim C., Short-Term Forecasting Of Electricity Demand For The Residential Sector Using Weather And Social Variables, *Science Direct,* 2017, 123, 200-207.

KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

[1] Şahin Y., Avcı S**.**, **Marmara S**., Topsis Yöntemi ile Yüksek Lisans Tezi için Çalışma Alanı Seçimi, *7th International Conference of Strategic Research in Social Science and Education*, Antalya, Türkiye, 13-15 Ekim 2017.

[2] Ensari M., **Marmara S.,** Çelik B., Türkiye'de Elektrik Piyasası ve Tüketim Maliyet Optimizasyonu, *International Congress of Energy Economy and Security,* İstanbul, Türkiye, 8-10 Kasım 2019.

[3] Ensari M., Çelik B., **Marmara S.,** Enerji Piyasası Serbest Tüketici Maliyetlerinde Nakit Akışının Etkisi, *International Congress of Energy Economy and Security,* İstanbul, Türkiye, 8-10 Kasım 2019.

ÖZGEÇMİŞ

1993 yılında Kocaeli'de doğdu. İlkokul ve ortaokul öğrenimini Kocaeli'de, lise öğrenimini Merkez Bankası Derince Anadolu Lisesi'nde tamamladı. 2011 yılında girdiği Kocaeli Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Endüstri Mühendisliği Bölümü'nden 2015 yılında Endüstri Mühendisi olarak mezun oldu. 2016 yılında Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı'nda Yüksek Lisans öğrenimine başladı. 2018 Ekim ayından beri özel bir enerji firmasında Operasyon Sorumlusu olarak görev yapmaktadır.