

TOBB EKONOMİ VE TEKNOLOJİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA RİSK DUYARLI ENERJİ DEPOLAMA
POLİTİKALARI KULLANARAK FİYAT ARBİTRAJ POTANSİYELİNİN
ARAŞTIRILMASI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ceren VERGİLİ

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Dr. Öğr. Üyesi Salih TEKİN

AĞUSTOS 2019

Fen Bilimleri Enstitüsü Onayı

.....
Prof. Dr. Osman EROĞUL
Müdür

Bu tezin Yüksek Lisans derecesinin tüm gereksinimlerini sağladığımı onaylarım.

.....
Prof. Dr. Tahir HANALIOĞLU
Anabilimdalı Başkanı

TOBB ETÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 161311066 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Ceren VERGİLİ** 'nin ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA RİSK DUYARLI ENERJİ DEPOLAMA POLİTİKALARI KULLANARAK FİYAT ARBİTRAJ POTANSİYELİNİN ARAŞTIRILMASI**" başlıklı tezi **6 Ağustos 2019** tarihinde aşağıda imzaları olan jüri tarafından kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı : **Dr. Öğr. Üyesi Salih TEKİN**
TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Doç. Dr. Babek ERDEBİLLİ (Başkan)**
Ankara Yıldırım Beyazıt Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Salih TEKİN
TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Kürşad DERİNKUYU
TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, alıntı yapılan kaynaklara eksiksiz atıf yapıldığını, referansların tam olarak belirtildiğini ve ayrıca bu tezin TOBB ETÜ Fen Bilimleri Enstitüsü tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlandığını bildiririm.

Ceren Vergili

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA RİSK DUYARLI ENERJİ DEPOLAMA POLİTİKALARI KULLANARAK FİYAT ARBİTRAJ POTANSİYELİNİN ARAŞTIRILMASI

Ceren Vergili

TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Salih Tekin

Tarih: Ağustos 2019

Elektrikteki fiyatların ve fiyat değişikliklerinin artması enerji depolamadaki potansiyel ekonomik fırsatları arttırmıştır. Enerji depolama sistemi, elektriği fiyatı düşük olduğu zamanlarda satın alıp depolayarak; elektrik fiyatı daha yüksek olduğu zaman da şebekeye geri satarak saatlik yoğun olan ve olmayan elektrik fiyatlarının farkından avantaj sağlayabilir. Arbitraj değeri hesaplama konusunda birçok ülkede akademik çalışmalar yapılırken Türkiye’de arbitraj için henüz çalışır halde enerji depolama teknolojisi (EDT) bulunmamaktadır, ancak çalışmalar gittikçe bu yöne doğru ilerlemektedir. Bu çalışmada da Türkiye enerji piyasasına göre 13 farklı EDT için fiyat arbitraj potansiyeli incelenmiştir. Amaç; depolama operasyonlarının optimal yönetimini, zaman periyodu boyunca beklenen kümülatif kazancı maksimize ederek planlamaktır. Etkili bir enerji depolama politikası talep ve arzdeki belirsizlikleri göz önüne aldığı kadar elektrik fiyatlarındaki belirsizlikleri de göz önüne almak durumundadır. Bu sebeple, Gün Öncesi Piyasası’nda Piyasa Takas Fiyatları (PTF) ve Sistem Marjinal Fiyatları (SMF) Bütünleşik Otoresif Hareketli Ortalama (ARIMA) yöntemi ile, Dengeleme Güç Piyasası’nda ise SMF’ler Yapay Sinir Ağları (YSA)

yöntemi ile tahmin edilmiştir. Ardından Yüzdilik Dilim Regresyonu ile aralık tahminleri elde edilmiş, Monte Carlo Simülasyonu kullanılarak her saat için çok sayıda senaryo oluşturulmuştur. Son olarak, k-ortalamalar algoritması kullanılarak sayısı azaltılan senaryolar ve çeşitli ülkelerde hayata geçirilmiş 13 farklı EDT'nin karakteristik verileri iki aşamalı stokastik modele girdi olarak verilmiş, arbitraj kazancını ençoklayan saatlik enerji teklifleri elde edilmiştir. Çalışmanın devamında, risk-nötr olan piyasa katılımcısı risk duyarlı bir hale getirilmiştir. Çünkü, piyasa katılımcısının risk tutumu gerçekleşen operasyonel maliyetinin kayda değer bir olasılıkla beklenen maliyetten farklı olmasına sebep olabilir. Bu fark, riski göz önünde bulundurmanız gerektiğini göstermektedir. Çözüm olarak, istatistik tabanlı risk yönetimi açısından önemli bir teknik olan Koşullu Riske Maruz Değer (CVaR) ölçümü mevcut matematiksel modele entegre edilmiştir. Sayısal sonuçlar göstermektedir ki; Türkiye elektrik piyasasında EDT'lerin bazıları için arbitraj potansiyeli vardır. Üzerinde çalışmalar yapılan bu teknolojiler hayata geçirildiği takdirde yeni ekonomik fırsatlar ortaya çıkacaktır. Piyasa katılımcısının risk tutumu ise beklenen kazancı önemli bir oranda etkileyecektir.

Anahtar Kelimeler: Enerji depolama teknolojileri, Tahminleme, İki aşamalı stokastik model, Arbitraj, Risk duyarlı programlama.

ABSTRACT

Master of Science

**INVESTIGATING PRICE ARBITRAGE POTENTIAL BASED ON RISK
SENSITIVE ENERGY STORAGE POLICY IN TURKISH ELECTRICITY
MARKET**

Ceren Vergili

TOBB University of Economics and Technology
Institute of Natural and Applied Sciences
Industrial Engineering Science Programme

Supervisor: Dr. Öğr. Üyesi Salih Tekin

Date: August 2019

Increasing prices and price deviations in electricity have created economic opportunities in energy storage. The energy storage system can take advantage of electricity prices by buying and storing electricity when the electricity price is low, and by selling it back to the grid when the electricity price is higher. There is not energy storage technology (EDT) in operation for arbitrage in Turkey while academic studies are done in many countries about calculating arbitrage value, but the studies are progressing in this direction. In this study, we investigate price arbitrage potential of 13 different energy storage technologies in Turkish electricity market. The goal is to plan optimal management of storage operations by maximizing the expected cumulative revenue over the time period. An effective energy storage policy must take into account uncertainties in electricity prices as well as uncertainties in demand and supply. Therefore we apply Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA) to forecast electricity prices in Day-Ahead Market and Artificial Neural Networks (YSA) to forecast electricity prices in Balancing Power Market. We then use Quantile Regression to obtain interval estimation and Monte Carlo Simulation to build

numerous scenarios for every hour. We propose a two-stage stochastic model to obtain hourly commerce bids that maximize the arbitrage revenue. The number-reduced scenarios using the k-means algorithm and the characteristic data of EDTs in various countries are given as input to this model. Afterwards the risk-neutral market participant has been made more risk-sensitive. This is because the market participant's risk attitude may cause the actual operational cost to differ significantly from the expected cost. This difference indicates that we must consider the risk. For a risk-sensitive participant, Conditional Value at Risk (CVaR) measurement is integrated into the mathematical model. The results show that there is an arbitrage potential and the level of the risk-aversion significantly affects the expected revenue.

Keywords: Energy storage technology, Forecasting, Two-stage stochastic model, Arbitrage, Risk-averse programming.

TEŞEKKÜR

Çalıőmalarım boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren hocam Dr. Öğr. Üyesi Salih Tekin'e, kıymetli tecrübelerinden faydalandığım TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi Endüstri Mühendisliği Bölümü öğretim üyelerine ve destekleriyle her zaman yanımda olan aileme ve arkadaşlarıma çok teşekkür ederim.



İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET	iv
ABSTRACT	vi
TEŞEKKÜR	viii
İÇİNDEKİLER	ix
ŞEKİL LİSTESİ	xi
ÇİZELGE LİSTESİ	xii
KISALTMALAR	xiii
SEMBOL LİSTESİ	xv
1. GİRİŞ	1
1.1 Problem Tanımı.....	3
1.2 Literatür Araştırması	4
2. ENERJİ DEPOLAMA TEKNOLOJİLERİ	7
2.1 Mekaniksel Enerji Depolama Teknolojileri	11
2.1.1 Pompaj depolamalı hidroelektrik santrali (PDHES).....	11
2.1.2 Sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santrali (SHDES)	12
2.1.3 Volanlar.....	13
2.2 Elektrokimyasal Enerji Depolama Teknolojileri.....	14
2.2.1 İkincil bataryalar	14
2.2.2 Akış bataryaları	16
2.3 Elektriksel Enerji Depolama Teknolojileri.....	18
2.3.1 Süper kapasitör (SKap)	18
2.3.2 Süper iletken manyetik enerji depolama (SMED)	19
3. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASI	21
3.1 İkili Anlaşmalar.....	23
3.2 Spot Piyasalar	23
3.3 Gerçek Zamanlı Piyasalar	24
4. MATEMATİKSEL MODEL	27
4.1 Risk Yönetimi Yöntemleri	28
4.2 Risk Duyarlı Operatör için İki Aşamalı Stokastik Model	30
4.2.1 Birinci aşama (Teklif kararları).....	30
4.2.2 İkinci aşama (İşletme kararları)	32
4.2.3 Arbitraj potansiyelinin araştırılması.....	34
5. ELEKTRİK FİYATLARI TAHMİNİ VE SENARYOLARIN OLUŞTURULMASI	37
5.1 Gün Öncesi Piyasası'nda Fiyat Tahmini	39
5.1.1 Bütünleşik otoregresif hareketli ortalama (ARIMA) modeli	39
5.1.2 Gün Öncesi Piyasası'nda PTF ve SMF tahmini.....	40
5.2 Dengeleme Güç Piyasası'nda Fiyat Tahmini	46
5.2.1 Yapay sinir ağları (YSA) modeli	46
5.2.2 Dengeleme Güç Piyasası'nda SMF tahmini	48
5.3 Fiyat Senaryolarının Oluşturulması	52

5.3.1 Senaryoların üretilmesi	52
5.3.2 Senaryoların seçilmesi.....	54
6. SAYISAL DENEYLER VE SONUÇLAR	57
6.1 EDT Çeşitlerinin Arbitraj Kazancı.....	57
6.2 Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Yapısına Göre Arbitraj Kazancı	59
6.3 Operatörün Risk Duyarlılığına Göre Arbitraj Kazancı	59
6.4 Yaşam Süreleri Boyunca EDT Çeşitlerinin Arbitraj Potansiyeli	60
7. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	63
KAYNAKLAR.....	65
ÖZGEÇMİŞ	71



ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Elektrik enerjisi tedarik zinciri.....	1
Şekil 2.1 : EDT'lerin güç kapasitesi ve deşarj süresi karşılaştırması.....	7
Şekil 2.2 : EDT sınıflandırmasına genel bakış.....	8
Şekil 2.3 : PDHES çalışma prensibi.....	11
Şekil 2.4 : SHDES çalışma prensibi.....	12
Şekil 2.5 : Volan şematik gösterimi.....	13
Şekil 2.6 : İkincil bataryaların şematik gösterimi.....	14
Şekil 2.7 : Akış bataryalarının şematik gösterimi.....	17
Şekil 2.8 : SKap şematik gösterimi.....	18
Şekil 2.9 : SMED şematik gösterimi.....	19
Şekil 3.1 : Elektrik piyasası gelişiminin zaman çizelgesi.....	21
Şekil 3.2 : Türkiye elektrik enerjisi piyasasının yapısı.....	22
Şekil 3.3 : 2018 yılı piyasa miktar dağılımı	22
Şekil 3.4 : Gün Öncesi Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasası süreçleri.....	25
Şekil 4.1 : (a) Maliyet ve (b) kâr dağılımlarında VaR ve CVaR konsepti.....	29
Şekil 4.2 : İki aşamalı stokastik modelin akış şeması.....	34
Şekil 5.1 : Elektrik fiyat tahmin modelleri sınıflandırması.....	37
Şekil 5.2 : 2017 yılının 1. haftasına ait Piyasa Takas Fiyatları.....	41
Şekil 5.3 : 2017 yılının 1. haftasına ait Sistem Marjinal Fiyatları.....	41
Şekil 5.4 : PTF zaman serisinin (a) ACF ve (b) PACF grafikleri.....	42
Şekil 5.5 : SMF zaman serisinin (a) ACF ve (b) PACF grafikleri.....	43
Şekil 5.6 : Gün Öncesi Piyasası'nda fiyat tahmin süreci.....	44
Şekil 5.7 : 2018 yılının 1. haftasında gerçekleşen ve tahmini (a) PTF ve (b) SMF.....	45
Şekil 5.8 : (a) PTF ve (b) SMF'lere ait hata terimlerinin dağılımı.....	46
Şekil 5.9 : Yapay sinir ağlarının işlem birimleri olan nöronların yapısı.....	47
Şekil 5.10 : Gizli katmandaki nöron sayılarının tahmin performansı.....	50
Şekil 5.11 : Önerilen YSA yapısı.....	50
Şekil 5.12 : Öğrenme algoritmaları ve transfer fonksiyonlarının tahmin performansı.....	51
Şekil 5.13 : 2018 yılının 1. haftasında gerçekleşen ve tahmin edilen SMF.....	51
Şekil 5.14 : SMF'lere ait hata terimlerinin dağılımı.....	52
Şekil 5.15 : 2018 yılının 1. gününde tahmin edilen PTF'nin tahmin aralığı.....	53
Şekil 5.16 : Fiyat senaryolarının oluşturulma akış şeması.....	55
Şekil 5.17 : Senaryo sayısı (n) ile arbitraj kazanç ilişkisi.....	55
Şekil 6.1 : EDT'lerin (a) güç kapasitesinin, (b) çevrim veriminin ve (c) özboşalım oranının arbitraj kazancına etkisi.....	58
Şekil 6.2 : Ödül ve ceza oranı ile arbitraj kazancı ilişkisi.....	59
Şekil 6.3 : Arbitraj kazancı ve CVaR ilişkisi.....	60
Şekil 6.4 : Tüm EDT'lerin iç verim oranı aralığı (IRR).....	60

ÇİZELGE LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
Çizelge 2.1: Enerji depolama teknolojilerinin karakteristik özellikleri.....	9
Çizelge 2.2: İkincil bataryaların hücre içerisindeki kimyasal reaksiyonları.....	15
Çizelge 2.3: Akış bataryaların hücre içerisindeki kimyasal reaksiyonları.....	16
Çizelge 5.1: Performans ölçme yöntemleri.....	40
Çizelge 5.2: PTF için ARIMA modelinin parametreleri.....	42
Çizelge 5.3: SMF için ARIMA modelinin parametreleri.....	43
Çizelge 5.4 : YSA girdilerinin çıktı ile arasındaki korelasyon katsayısı.....	48

KISALTMALAR

ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
AC	: Alternatif akım
ACF	: Otokorelasyon fonksiyonu
AL	: Piyasadan EDT'ye alınan enerjinin maliyeti
AR	: Otoregresif model
ARIMA	: Bütünleşik otoregresif hareketli ortalama
ARMA	: Hareketli otoregresif model
bias	: Önyargı
COST	: EDT'nin yatırım maliyeti
CVaR	: Koşullu riske maruz değer
da	: Dereceli azalma
DC	: Doğru akım
DOE	: Global Enerji Depolama Veritabanı
EDT	: Enerji depolama teknolojisi
EPIAŞ	: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
GARCH	: Genelleştirilmiş otoregresif koşullu değişken varyans
GS	: Günün saati
GW	: Gigavat
gy	: Geri yayılım
HG	: Haftanın günü
HSİ	: Hafta sonu veya hafta içi
IRR	: İç verim oranı
kW	: Kilovat
Li-ion	: Lityum iyon
lm	: Levenberg Marquardt
MA	: Hareketli ortalama modeli
MAE	: Ortalama mutlak hata
MAPE	: Ortalama mutlak yüzdelik hata
mda	: Momentumlu dereceli azalma
MW	: Megavat
MWh	: Megavatsaat
NaS	: Sodyum sülfür
NiCd	: Nikel kadmiyum
PACF	: Kısmi otokorelasyon fonksiyonu
Pb-asit	: Kurşun asit
PDHES	: Pompaj depolamalı hidroelektrik santrali
PSB	: Polisülfid bromür
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
REV	: EDT'nin yıllık arbitraj kazancı
RMSE	: Kök ortalama kare hatası
SAT	: EDT'den piyasaya satılan enerjiden elde edilen kazanç
SHDES	: Sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santrali

SKap	: Süper kapasitör
SMED	: Süper iletken manyetik enerji depolama
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
VaR	: Riske maruz değer
VRB	: Vanadyum redoks akış bataryası
WMAPE	: Ağırlıklı ortalama mutlak yüzdelik hata
YAL	: Yük alma
YAT	: Yük atma
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Dengeleme Mekanizması
YSA	: Yapay sinir ağları
ZEBRA	: Sodyum nikel klorür
ZnBr	: Çinko brom



SEMBOL LİSTESİ

Bu çalışmada kullanılmış olan simgeler açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	Açıklama
∇	Fark işleci
a	Güvenilirlik düzeyi
A	Gerçek veri
A'	Normalleştirilmiş veri
b	Ağırlık parametresi
B	Zaman serisinde gecikme işleci
cb	Piyasadan elektrik enerjisi satın alma teklifi
d	Fark alma derecesi
D	Sezonsal fark alma derecesi
db	Piyasaya elektrik enerjisi satma teklifi
E	Beklenen değer
e	Periyot başındaki enerji miktarı
f	Aktivasyon fonksiyonu
G	Gerçekleşen enerji satışı
g	Gerçekleşen değer
g'	Tahmin edilen değer
i	Nöron indeksi
K	Enerji satışından elde edilen kazanç
k(w)	Senaryo w için hesaplanan kâr
L	EDT'nin yaşam süresi
l	Gecikme zamanı
n	Gözlem sayısı
o	Fazla satış teklifi
O	Gün Öncesi Piyasası'nda verilen satış teklifi
p	AR modelinin derecesi
P	Sezonsal AR modelinin derecesi
P _{maks}	Güç kapasitesi
q	MA modelinin derecesi
Q	Sezonsal MA modelinin derecesi
Q _{th}	Aralık tahmin hatasının yüzdelik dilimi
r	Nöron çıktısı
s	Fazla satın alma teklifi
st	ARIMA sezonsal periyodu
t	Zaman periyodu
T _w	w senaryoları için riske maruz değerlerin toplamı
u	Eksik satış teklifi

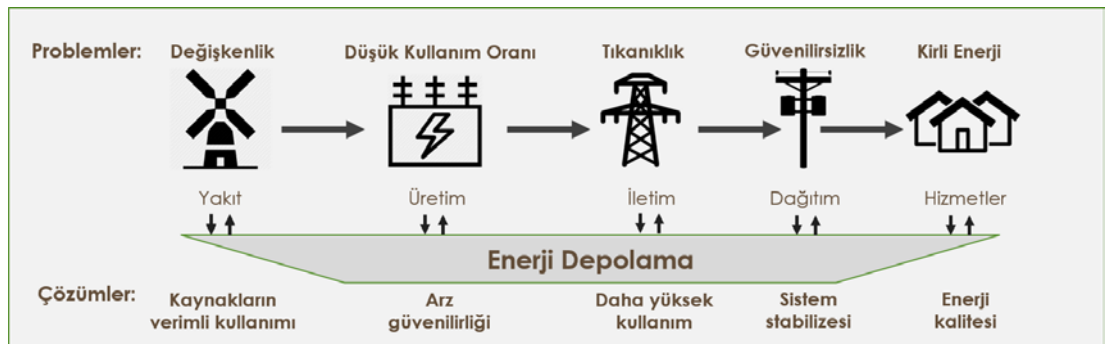
v	Eksik satın alma teklifi
w	Senaryo
W	Senaryo kümesi
x	Piyasa ile EDT'nin arasında gerçekleşen enerji akış miktarı
X	Yüzdeler dilim regresyonu ile tahmin edilen 1. parametre
x^{BM}	EDT'den piyasaya aktarılan enerji akış miktarı
x^{MB}	Piyasadan EDT'ye aktarılan enerji akış miktarı
y	Tepki serileri
Y	Yüzdeler dilim regresyonu ile tahmin edilen 2. parametre
z	Girdi verisi
Z	Yüzdeler dilim regresyonu ile tahmin edilen 3. parametre
α	Ödül mekanizması için birim fiyat
β	Ceza mekanizması için birim fiyat
Γ	Risk-nötr problemin değişken kümesi
Δt	Zaman periyodu aralığı
ε	Bağımsız bozukluk
ζ	Riske maruz değer ile her bir senaryonun kazancı arasındaki fark
η^c	Çevrim verimi
η^d	Deşarj verimi
θ	Hareketli ortalama işleci
Θ	Sezonsal hareketli ortalama işleci
μ	ARIMA ortalama terimi
ξ	Riske maruz değer
φ	Otoregresif işleç
ϕ	Sezonsal oturegresif işleç
δ	Özboşalım oranı

1. GİRİŞ

Gelişmekte olan ülkelerde popülasyonun hızla büyümesi ve endüstriyel gelişmeler enerji ihtiyacında artışa sebep olmaktadır. Enerji, bir ülkenin ekonomik ve sosyal gelişmişlik seviyesini gösteren en temel üretim faktörüdür. Ekonomik gelişme ile artan refah düzeyi enerji tüketiminin arttığını gösterir, dolayısıyla enerji tüketimi ve kalkınma doğrudan ilişkilidir.

Elektrik enerjisi tedarik zinciri, enerji kaynağı sağlayıcılardan başlayarak geleneksel bir tedarik zincirindeki gibi enerjiyi tüketen son kullanıcıya kadar uzanan Şekil 1.1’de gösterilmiş bir zincirdir. Bu tedarik zincirinde enerji kaynağı sağlayıcılardan sonra bu kaynağı elektrik enerjisine dönüştüren üreticiler, elektriğin üreticiler ile dağıtım şirketleri arasındaki akışını sağlayan iletim şirketleri ve zincirin sonundaki kullanıcılara elektriği ulaştıran dağıtım şirketleri yer alır [1].

Enerjinin depolanması, son yıllarda hızla gelişen ve günümüz serbest elektrik enerjisi tedarik zincirinde kritik yere sahip olan endüstri seçeneği haline gelmiştir. Serbest piyasada işletmecilerin enerji elde etmesi ne kadar önemli ise enerjiyi verimli kullanması, var olan enerji kaynaklarını çevreye zarar vermeden yaygınlaştırması ve mevcut sistemle uyumlu olması da o kadar önemlidir [2]. Bunların yanı sıra arz güvenilirliği, sistem stabilizasyonu, enerji kalitesi, enerji kaynaklarının daha verimli kullanımı, iletim/dağıtım problemlerinin ve maliyetlerinin en aza indirilmesi ihtiyaçları enerji depolama sistemlerinin geliştirilmesine yol açmıştır [3].



Şekil 1.1 : Elektrik enerjisi tedarik zinciri [4].

Dünya çapında elektrik işletmecilerinin enerji depolama sistemlerine ilgisi gün geçtikçe artmaktadır, çünkü operasyonları için büyük bir esneklik sağlamaktadır [5]. Sadece ABD'nin Global Enerji Depolama Veritabanı (DOE) içerisinde yaklaşık 300 enerji depolama teknolojisi kaydedilmiştir. Teknolojiler toplam 29 GW enerji kapasitesi ile enerji işletmecileri tarafından işletilmektedir [6]. Her bir EDT'nin değer kattığı yerde kendine özgü özellikleriyle örtüşen rolü vardır ve bu rollerden bazıları şunlardır: Arbitraj, esnek pik kaynağı, uzun süreli depolama, frekans düzenlemesi, yenilenebilir enerji üretim desteği, yedek kapasite, enerji kalitesini artırma [7].

Ekonomisi giderek büyüyen Türkiye'nin enerji talebi de sürekli artış göstermektedir. Türkiye'de tüketim merkezlerine uzak ve kesintili karaktere sahip yenilenebilir enerji kaynakları vardır, ancak daha etkin, verimli, düşük karbon emisyonlu ve güvenilir çalışmasına katkı sağlayan enerji depolama sistemleri yerine ekonomik olmayan fosil yakıt santralleri daha çok tercih edilmiştir. 2018 yılında %69,57'si fosil yakıtlardan sağlanan elektrik ile çevreye daha çok zarar verilmekte ve 2.466.009,25 MWh'lik elektrik ithalatı ile dışa bağımlılık bulunmaktadır [8]. Ayrıca sistem güvenliği ve frekans kontrolü kesintili enerji kaynakları için gittikçe tehdit altına girmektedir. Bu sebeplerle, Türkiye'de enerji depolama sistemlerinin geliştirilmesine ihtiyaç vardır.

Türkiye, elektrik enerjisi piyasasının serbestleşmesiyle işletmeciler için oldukça cazip bir ülke konumuna gelmiştir. Serbest elektrik piyasasının yapısı sayesinde işletmeciler elektrik fiyat arbitrajı sağlayabilirler. Arbitraj, elektrik talebinin düşük olduğu saatlerde elektrik fiyatı düşerken elektriğin satın alınıp depolanması ve talebin yüksek olduğu saatlerde elektrik fiyatı artarken şebekeye geri satılmasından elde edilen avantajdır [9]. Ancak yeni bir endüstriye yelken açan her işletmeci gibi elektrik depolama sistemi işletmecisi de risklerini göz önünde bulundurmalıdır.

Risk, ortaya çıkabilecek durumların, olayların içerdiği belirsizlik veya zarar olasılığıdır. Dünya elektrik pazarındaki yeniden yapılanmayla elektrik fiyatlarındaki dalgalanmaların ve belirsizliklerin artışı operasyonel ve finansal risklere olan ilgiyi arttırmıştır. İşletmeciler riski yönetirken şebekeye elektrik ihtiyacını karşılamak için optimal yöntemleri aramalıdır. İşletmecinin riskini göz ardı etmesi, yüksek olasılıklı bazı olumsuz senaryolarda yüksek kazanç kayıplarının yaşanmasına neden olabilir [10].

1.1 Problem Tanımı

Literatürde enerji depolama teknolojileri, arbitraj hesaplaması veya risk duyarlı işletmecilerin enerji politikalarına odaklanılmıştır ve Türkiye elektrik piyasasında arbitraj potansiyeli araştırması yapılmamıştır. Bu çalışmada ise tüm konuları kapsayacak şekilde 13 farklı enerji depolama teknolojisinin Türkiye elektrik enerjisi piyasasında risk duyarlı işletmeciler için arbitraj potansiyeli incelenecektir. Amaç; belli bir zaman periyodu içerisinde beklenen kümülatif arbitraj kazancını en çoklayan optimal enerji depolama operasyon yönetimini planlamaktır.

Etkili bir enerji depolama politikası talep ve arzdaki belirsizlikleri göz önüne aldığı kadar elektrik fiyatlarındaki belirsizlikleri de göz önüne almak durumundadır. Yenilenen elektrik enerjisi piyasasındaki açıklık rekabetin artışına sebep olmakta ve bir piyasa katılımcısının gelecek stratejilerini belirlemede düşük hata oranlarıyla fiyat tahmini önemli bir hale gelmektedir. Oluşturulabilecek senaryolarla Türkiye elektrik enerjisi piyasası koşullarına uygun bir karar destek sistemi geliştirilmesi gerekmektedir. Bu sistemde piyasa katılımcısı hem sistem işletmecisine vereceği alım satım tekliflerini bildirmeli hem de operasyonel alım satım kararlarını vermelidir.

EDT işletmecisi olan piyasa katılımcısının arbitraj sağlayabileceği optimal EDT çeşidini seçmesi de başlı başına bir problemdir. Her EDT'nin kendine özgü karakteristik özellikleri vardır. Bu özellikler arbitraj kazancını çeşitli oranlarda pozitif veya negatif yönde etkilemektedirler. EDT'nin kurulacağı ülkenin ekonomik durumu, coğrafi elverişliliği, gelişmişlik düzeyi gibi birçok koşulunun karakteristik özelliklerle uyumunu da EDT işletmecisinin göz önünde bulundurması gerekmektedir.

Elektrik enerjisi piyasalarında artan belirsizlikler risk düzeyinin artmasına sebep olmaktadır. Belli bir süre içerisinde beklenen kârı elde edemeyen işletmeciler hızla değişen bu piyasada ya işletmelerini devretmeye ya da iflasa sürüklenmektedirler. Piyasaya katılım sağlamak için işletmecinin aldığı kararlarda ortaya çıkabilecek riski hesaba katmak, etkili ve gerçekçi bir enerji depolama politikası inşa edebilmek için şart haline gelmiştir. Sonuç olarak, risk yönetimi de bu çalışmada ele alınan problemlerden biridir.

1.2 Literatür Araştırması

Geçmiş yıllarda enerji depolama teknolojilerinin uygulama alanlarından fiyat arbitrajı, literatürde çokça yer almıştır [9, 11-15]. Bu çalışmalarda araştırmacılar arbitraj potansiyelinin dünyadaki çeşitli elektrik enerjisi piyasalarındaki varlığını araştırmışlardır ve neredeyse tamamı aynı sonuca varmıştır: Enerji depolama teknolojileri arbitraj elde etme amaçlı kullanılabilir.

Byrne ve Silva-Monroy 2012'deki çalışmasında [9] enerji depolama sistemi ile enerji arbitrajı ve frekans düzenleme piyasasından elde edilen maksimum geliri hesaplamak için matematiksel model sunulmuştur. Elektrik fiyatlarının bilindiği varsayılarak mutlak en yüksek olası kazanç elde edilmiştir. Bu sayede çeşitli ticaret stratejileri değerlendirilmiştir. Araştırmalar sonucunda Kaliforniya eyaletinin 2010-2011 verilerine göre enerji arbitrajı ve düzenleme piyasasına katılım ile kazanç sağlanabileceği görülmüştür.

Sioshansi vd. 2009'daki çalışmasında [11] ABD'deki 6 yıllık piyasa verileri kullanılarak çeşitli EDT'lerde arbitraj değeri incelenmiştir. Bir EDT'ye yatırım yapmadan önce düşünülmesi gerekenlerden bahsedilmiş ve sonuç olarak böyle bir teknolojiye yatırım yapmanın toplumsal refahı arttıracığı düşüncesine varılmıştır.

Zafirakis vd. 2016'da yaptığı çalışmada [12] Avrupa ülkelerindeki pompaj depolamalı hidroelektrik santrali (PDHES) ve sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santrali (SHDES) teknolojileriyle arbitraj hesaplaması yapılmıştır. Çeşitli arbitraj stratejileri önerilmiştir, bunlar fiyata veya zamana göre değişen stratejilerdir. Çıkarılabilecek en önemli sonuçlardan biri arbitraj potansiyelinin var olmasıdır. Bir diğeri de en iyi stratejinin kısa periyotlarla tahmin edilmiş fiyatlara ait olmasıdır, çünkü elektrik piyasasındaki fiyatların çok değişken olduğunu kanıtlamaktadır.

Bradbury vd. 2014'teki çalışmasında [13] ABD'nin 7 ana bölgesindeki gerçek zamanlı elektrik piyasasında 14 enerji depolama teknolojisinin arbitraj potansiyelini karşılaştırmak için lineer optimizasyon problemi formüle edilmiştir. Önerilen yöntemde iç verim oranı 2008 yılına ait elektrik fiyatları kullanılarak maksimize edilmeye çalışılmıştır. En az %10 oranında iç verim oranı sağlamak için maliyetlerde gereken düşüş miktarı tahmin edilmiştir. Bir enerji depolama teknolojisinin arbitraj potansiyelini belirlemede karakteristik özelliğinin öne çıktığı ve güç kapasitesi ile orantılı maliyeti minimize edilerek kâr elde edilebileceği görülmüştür. Mevcut

durumda PDHES, SHDES ve sodyum nikel klorür (ZEBRA) teknolojilerinin en yüksek iç verim oranlarına sahip olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Walawalkar vd. 2007'deki çalışmasında [14], New York eyaletinin elektrik enerjisi piyasasında sodyum sülfür batarya (NaS) ve volan EDT'leri ile arbitraj potansiyeli araştırılmıştır. Analizler sonucunda, enerji arbitrajı uygulaması için New York eyaletinde güçlü bir ekonomik durum olduğu ve regülasyon hizmetleri için önemli fırsatlar bulunduğu görülmüştür. Ek olarak, EDT özelliklerinden çevrim veriminin, rekabetçi bir elektrik piyasasında EDT ekonomisi için bilinenden daha önemli olduğu ispatlanmıştır.

Akbari-Dibavar vd. 2019'daki çalışmasında [15], EDT işletmecisinin Gün Öncesi Piyasası'nda enerji arbitrajı sağlayabileceği ve Dengeleme Güç Piyasası'nda ek teklifler sunarak kârını arttırabileceği bir hibrit stokastik-gürbüz eniyileme yöntemi önerilmiştir. Gün Öncesi Piyasası fiyatlarındaki belirsizlikler için stokastik programlama, Dengeleme Güç Piyasası fiyatlarındaki dengesizlikler için de gürbüz eniyileme kullanılmıştır. Bataryalardan PDHES'lere kadar geniş aralıkta güç kapasiteli teknolojileri işleten operatörler için piyasaya sunabilecekleri optimal fiyat-miktar ikili teklif kararları alınmıştır.

İşletmecilerin çeşitli elektrik politikaları literatürde ele alınırken risk faktörü son zamanlarda hesaba katılmaya başlanmıştır. Çünkü işletmecinin risk tutumunun gerçekleşen maliyetin beklenen maliyetten önemli ölçüde farklı olmasına neden olabileceği bir gerçektir. Bu fark araştırmacıları daha risk duyarlı işletmecinin davranışlarını göz önünde bulundurmaya itmiştir.

Yau vd. 2011'deki çalışmasında [10] piyasadaki işletmecilerin hem fiyat belirsizliğini hem de risk yönetimini düşünmeleri gerektiğinden bahsedilmiştir. İki aşamalı stokastik tamsayılı programlama modeli risk yönetimi için CVaR entegre edilerek kurulmuştur. Sayısal sonuçlar, beklenen maliyetin minimizasyonunda CVaR ölçümünün önemli faydası olduğunu göstermiştir.

Downward vd. 2012'deki çalışmasında [16] belli bir süre içerisinde kâr elde edemeyen işletmecilerin iflasa sürüklendiği, bu sebeple de riskten kaçınan bir tutum sergilemeye başladıkları söylenmiştir. Çalışmalarında kârı maksimize ederken koşullu riske maruz değeri (CVaR) minimize eden bir model önerilmiştir. Şirketler riskten kaçındıklarında kararlarının nasıl değiştiği gösterilmiştir.

Carrión vd. 2009'daki çalışmasında [17] elektrik işletmecisinin sözleşmelerini ve satış fiyatlarını belirlemesi için riski azaltan kısıtlamaları da içeren iki aşamalı stokastik programlama önerilmiştir. Riski azaltan kısıtlamaların stokastik baskınlık yöntemiyle modele entegre edilmesiyle elde edilecek kâr üzerinde esnek bir kontrol sağlanabildiği görülmüştür.

Moazeni vd. 2015'teki çalışmasında [18] risk-nötr olan piyasa katılımcısı risk duyarlı bir hale getirilmiştir. Çözüm olarak, istatistik tabanlı risk yönetimi açısından önemli bir teknik olan CVaR ölçümü kullanılmıştır. Piyasa katılımcısının risk tutumu gerçekleşen operasyonel maliyetinin kayda değer bir olasılıkla beklenen maliyetten farklı olmasına sebep olmuştur. Bu fark, riski göz önünde bulundurmanız gerektiğini göstermiştir.

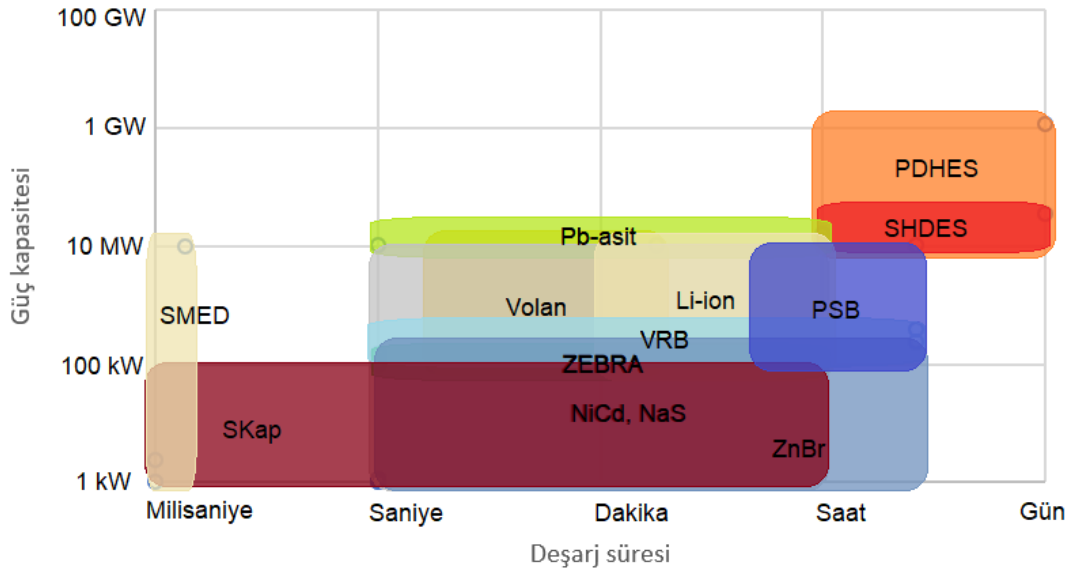
Hemmati vd. 2016'daki çalışmasında [19] riskin göz ardı edilmesiyle yüksek maliyetlerin yaşandığı olumsuz senaryoların meydana gelme olasılığının arttığı belirtilmiştir. İşletmecinin kararları doğrultusunda oluşabilecek riskleri kontrol edebilmek için riskin CVaR ölçümü ile dahil edildiği iki aşamalı stokastik programlama modeli önerilmiştir. Simülasyonlar sonucu işletmecinin aldığı kararlarda risk tutumunun oldukça etkili olduğu görülmüştür.

Literatürden yararlanarak arbitraj potansiyeli araştırırken göz önüne alınması gereken hususlar ve bunlara göre geliştirilmesi gereken yöntemler bu çalışmada ele alınmıştır. İlk olarak enerji depolama teknolojilerinin karakteristik özellikleri, güncel durumları ve Türkiye coğrafyasına uygunlukları 2. bölümde ele alınmıştır. İşletmecilerin teklif kararlarını vermelerinde önemli bir etken olduğu için Türkiye elektrik piyasasının yapısına 3. bölümde değinilmiştir. İşletmecinin CVaR hesaba katılarak kazancını maksimize etmeyi amaçlayan iki aşamalı stokastik matematiksel model 4. bölümde açıklanmıştır. Elektrik fiyatlarının tahmini için 5. bölümde anlatılan Bütünleşik Otoresif Hareketli Ortalama (ARIMA) ve Yapay Sinir Ağları (YSA) kullanılmıştır. Ayrıca aynı bölümde senaryo üretimi için yüzdelik dilim regresyonu, Monte Carlo simülasyonu, k-ortalamlar gibi izlenen yöntemler anlatılmıştır. Sonuç olarak, Türkiye'de arbitraj potansiyelinin varlığına ilişkin sayısal analiz ve tartışmalar 6. bölümde sunulmuştur. Sonuçlar ve ileriki çalışma önerileriyle 7. bölümde çalışma sonlandırılmıştır.

2. ENERJİ DEPOLAMA TEKNOLOJİLERİ

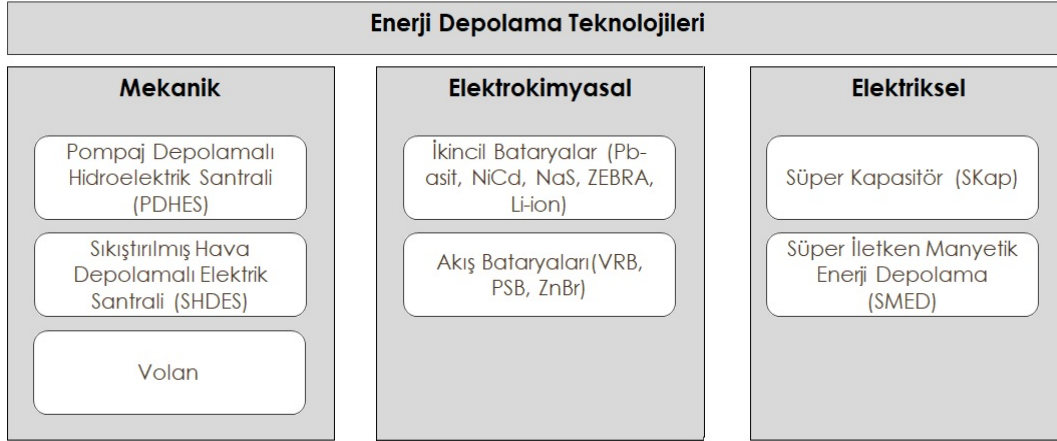
Hava durumuna ve zaman dilimine göre rüzgar ve güneş gibi temel yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji üretimi değişiklik gösterebilmektedir. Tüketimleri de aynı şekilde günün farklı zaman dilimlerinde artmakta veya azalmakta, arz ile talebi eşleştirmeyi zor hale getirmektedir. Bugünün teknolojisiyle arz ile talebi aynı ana getirmek mümkün değildir, bunun yerine üretimin tüketimden fazla olduğu zamanlarda enerji depolayan teknolojiler kullanıma açılmıştır [4].

Enerjiyi elektrik formunda depolamak pahalı ve verimsizdir. Elektrik formunda depolamak yerine arzın çok, talebin az olduğu saatlerde elektrik hava, su veya kimyasal formlarda depolanmalıdır. Enerji depolama teknolojileri bu prensip ile çalışan dolaylı enerji depolama sistemleridir. Hızla devreye girip çıkarak elektriği farklı formlara dönüştürürler ve ihtiyaç oluştuğunda hızlıca geri elektrik elde ederek şebekeye transfer ederler [2]. Şekil 2.1’de gösterildiği gibi geniş aralıktaki farklı güç kapasiteleri ve deşarj süreleri için gereklidirler. Bir EDT’nin deşarj süresi dakikalar sürebileceği gibi kendisinden daha yüksek güç kapasiteli bir EDT’ninki saniyeler sürebilir.



Şekil 2.1 : EDT'lerin güç kapasitesi ve deşarj süresi karşılaştırması.

Enerji depolama teknolojilerini sınıflandırmak için literatürde birçok yöntem önerilmiştir ve bunlardan en yaygın olanı enerjiyi depolama formlarına göre ayıran sınıflardır. Bu çalışmada mekaniksel, elektrokimyasal ve elektriksel olarak 3 farklı sınıfta enerji depolama teknolojilerine değinilmiştir. Sınıflandırılmış EDT'lere genel bakış Şekil 2.2'de gösterilmiştir.



Şekil 2.2 : EDT sınıflandırmasına genel bakış.

Her sınıftaki teknolojiler için bu teknolojilerin açıklamaları ve analizleri şu temel karakteristik özellikleri üzerinden yapılmıştır:

- **Güç kapasitesi (MW):** Birim zamanda depolanan enerjinin miktarı.
- **Çevrim verimi (%):** Şarj/deşarj sırasında enerji girdisinin çıktısına oranıdır. (Çevrim verimi = Şarj verimi × Deşarj verimi)
- **Şarj verimi (%):** Depolanan enerjinin depodan geri elde edilen enerjiye oranıdır.
- **Deşarj verimi (%):** Depodan geri elde edilen enerjinin şebekeye aktarılan enerjiye oranıdır.
- **Özboşalım oranı (%):** Enerji yüklü durumdayken voltaj düşmesidir. Bu durum genellikle bataryalardaki voltaj düşmesine neden olan kimyasal reaksiyonlarla ilişkilidir.
- **Yaşam süresi (yıl):** Bir depolama teknolojisinin çalışır halde bulunma süresidir.
- **Yatırım maliyeti (\$/kW):** Birim güç kapasitesinde enerji depolama teknolojisini çalışır hale getirmek için gerekli yatırım maliyetidir.

EDT'lerin tüm karakteristik özellikleri Çizelge 2.1'de gösterilmiştir.

Çizelge 2.1 : Enerji depolama teknolojilerinin karakteristik özellikleri.

	Enerji depolama teknolojisi	Örnek uygulamalar	Güç kapasitesi (MW)	Çevrim verimi (%)	Deşarj verimi (\approx %)
Mekanik	PDHES	Bath County (US), Goldisthal (DE), Okinawa Yanbaru Seawater (JP)	30-5000	70-85	87
	SHDES	Huntorf (DE), McIntosh Alabama (US)	110-290	42-54	82,5
	Volan	Boeing (US), Beacon New York (US), Atomic Energy Center (JP)	0,1-20	90-95	95
Elektrokimyasal	Pb-asit	PREPA (US), Notrees EES project (US), BEWAG (DE)	20-40	85-90	90
	NiCd	Golden Valley Electric Association (US), Bonaire Microgrid (NL)	≤ 40	60-85	85
	NaS	Rokkasho Wind Farm (JP), Saint Andre (FR), Graciosa Island (DE)	≤ 34	75-85	85
	ZEBRA	GE Durathon battery (US), FIAMM SoNick (CH)	0,3-1	90-95	95
	Li-ion	AES Laurel Mountain (US), Smarter Network Storage project (UK)	1-50	75-90	90
	VRB	Gigha Battery Project (UK), Wind Farm (IE)	0,1-3	75-85	85
	ZnBr	Redflow ZBM2 Flow Battery (AU), SMUD Battery System (US)	0,003-2	66-80	80
	PSB	Regenesys Technologies (UK), Tennessee Valley Authority (US)	1-15	60-75	75
Elektriksel	SKap	TVA company (US), Siemens (DE), NEC (JP)	$\leq 0,2$	90-95	95
	SMED	ABB & SuperPower Inc. (US), Nosoo (JP), KEPCO Hyundai (KR)	0,02-10	90-95	95

Çizelge 2.1 (devam) : Enerji depolama teknolojilerinin karakteristik özellikleri.

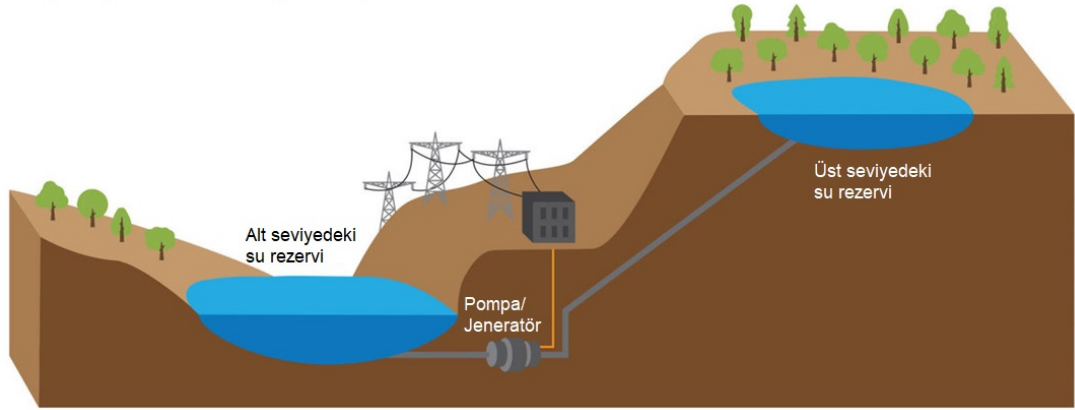
	Enerji depolama teknolojisi	Uygulama alanları	Özboşalım oranı (≈ %)	Yaşam süresi (≈ yıl)	Yatırım maliyeti (\$/kW)
Mekanik	PDHES	Uzun süreli depolama, rüzgar enerjisi desteği, ticari kullanım	Çok küçük	50	500-4600
	SHDES	Uzun süreli depolama, frekans kontrolü, güç sistemine takviye	Küçük	30	500-1500
	Volan	Güç kalitesi, yoğun tüketim saatlerinde takviye	20	15	130-500
Elektrokimyasal	Pb-asit	Döndürme rezervi, frekans kontrolü	0,2	10	300-600
	NiCd	Güç arzı, döndürme rezervi	0,3	15	800-1500
	NaS	Rüzgar gücü stabilizasyonu, şebeke takviyesi	0'a yakın	15	300-500
	ZEBRA	Sabit enerji depolaması	10	20	100-200
	Li-ion	Frekans kontrolü, düşük karbon sistemi	0,2	10	600-2500
	VRB	Rüzgar gücü stabilizasyonu, güç kalitesi	Küçük	10	600-1500
	ZnBr	Şebeke takviyesi ve sistem güvenilirliği	Küçük	10	700-2500
	PSB	Yenilenebilir enerji kaynağına entegrasyonu	Küçük	15	700-2500
Elektriksel	SKap	Kısa süreli depolama, ticari kullanım	15	20	130-515
	SMED	Güç arz takviyesi, güç kalitesi	12,5	20	130-515

2.1 Mekaniksel Enerji Depolama Teknolojileri

Mekaniksel enerji depolama teknolojileri, elektrik enerjisini kolayca depolanabilen enerji formlarına dönüştüren elektromekanik sistemlerdir. Mekanik tabanlı enerji depolama sistemlerinde ele alacağımız örnekler şunlardır: Pompaj depolamalı hidroelektrik santrali, sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santrali ve volanlar.

2.1.1 Pompaj depolamalı hidroelektrik santrali (PDHES)

PDHES, en eski ve en yaygın olarak kullanılan büyük ölçekli mekaniksel enerji depolama teknolojisidir. Enerji depolamak için yer çekiminden faydalanır. 2 adet dikey olarak birbirinden ayrılmış su rezervi vardır. Elektrik talebi az olduğunda fazla üretilen enerji su formunda üst seviyedeki su rezervine taşınır. Elektrik ihtiyacı doğduğunda da üst seviyedeki su rezervinde biriken su, alt seviyedeki su rezervine doğru serbest bırakılır. Aradaki pompa/jeneratör enerji üretir ve elektrik şebekeye aktarılır [7]. Bu sistemin çalışma prensibi Şekil 2.3'te gösterilmiştir.



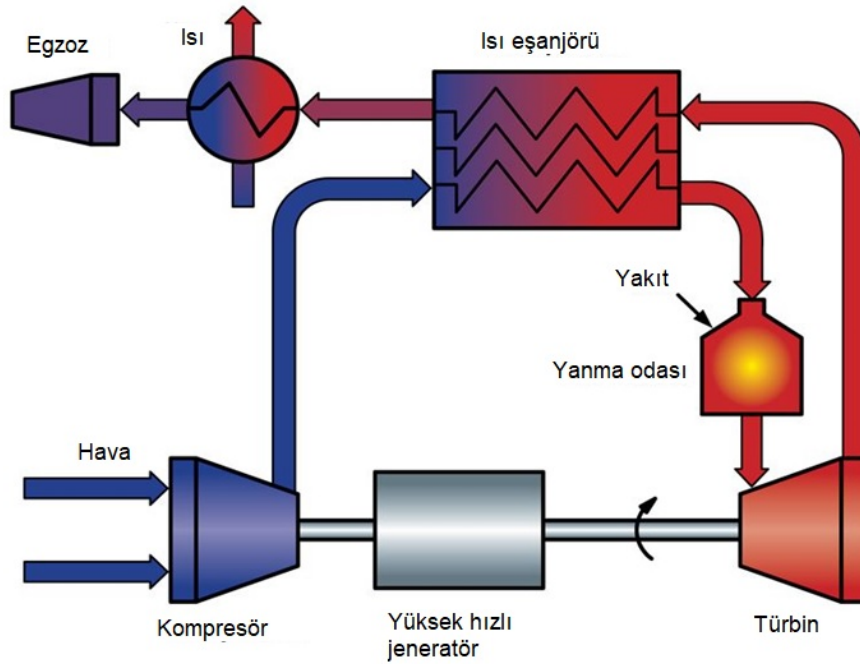
Şekil 2.3 : PDHES çalışma prensibi [20].

PDHES'ler doğal göller, nehirler, barajlar veya diğer rezervuarlarda inşa edilir, bu sebeple dünya çapında en büyük kurulu alana sahiptirler. Dolayısıyla da yatırım maliyeti (500-4600 \$/kW), güç kapasitesi (30-5000 MW) ve yaşam süresi (≈ 50 yıl) en yüksek teknolojilerdir [21]. Çevrim verimi yaklaşık %70-85 aralığındadır [22]. İlk olarak 1890'larda İtalya ve İsviçre'de kurulmuş olup, 1929 yılından itibaren ABD ve Japonya'da yaygınlaşmaya başlamıştır. 2016 yılında yalnızca ABD'de 150'den fazla PDHES teknolojisi 22.000 MW kapasiteyle, dünya çapında da toplam 78.000 MW kapasiteyle yer almaktadır [7]. Örnek olarak, Bath County santrali 3003 MW

kapasiteyle ABD’de kurulmuş en büyük PDHES teknolojilerinden biridir ve yaklaşık 1,6 milyar dolar yatırım maliyeti bulunmaktadır [23]. Türkiye’de ise Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü tarafından ilk kez 2005’de çalışmalara başlanmıştır ve 17 adet ilk etüt seviyesinde PDHES raporu hazırlanmıştır. Türkiye’nin coğrafi özellikleri doğrultusunda PDHES için elverişli su rezervuarlarına sahip olduğu görülmüş ve 2014’te Gökçekaya PDHES fizibilite çalışmalarına başlanmıştır [24].

2.1.2 Sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santrali (SHDES)

SHDES, elektrik talebinin yoğun olmadığı saatlerde enerjiyi sıkıştırılmış hava formunda yeraltı mağaraları veya yer üstü tanklarında depolayan mekaniksel enerji depolama teknolojisidir. Fazla elektrik tersinir motoru çalıştırır ve bu motor kompresörleri harekete geçirerek havayı rezervuara aktarır. Rezervuar içerisindeki hava sıkıştırıldığı için basıncı yüksektir. Elektrik ihtiyacı olduğunda bu hava serbest bırakılır, ısıtılır, genişletilir ve elektrik üretmek için bir türbin jeneratöründe kullanılır [25]. Genel çalışma prensibi Şekil 2.4’te gösterilmiştir.



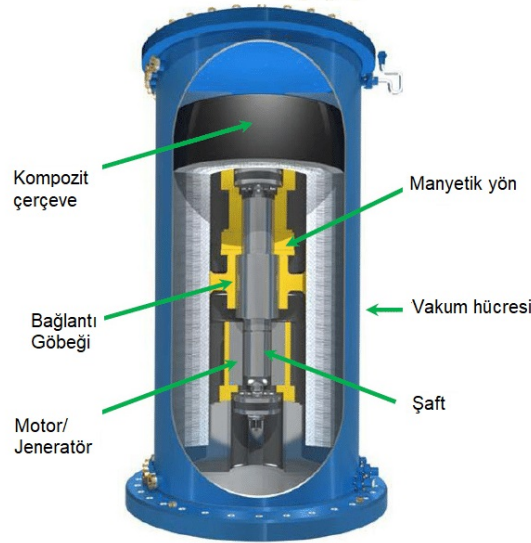
Şekil 2.4 : SHDES çalışma prensibi [26].

Günümüzde PDHES’ten sonra en geniş depolama alanına sahip teknolojilerdir, bu sebeple yatırım maliyetleri de aynı oranda yüksektir (500-1500 \$/kW). Çevrim verimi düşüktür (%42-54) ancak güç kapasiteleri yüksek (110-290 MW) ve yaşam süreleri uzundur (≈ 30 yıl) [22]. SHDES ilk olarak 1970’lerde ortaya çıkmıştır. Enerji

depolama amaçlı kullanılan 2 adet ticari SHDES kurulu alanı vardır. Almanya'daki Huntorf santrali 290 MW güç kapasitesine sahiptir. 1991'de ABD'de kurulan 110 MW güç kapasiteli McIntosh santralinin yaklaşık 65 milyon dolarlık yatırım maliyeti bulunmaktadır. Bunlara ek olarak planlanan veya inşaat halinde bulunan başka santraller de vardır [3].

2.1.3 Volanlar

Volanlarda tekerleğin içinde çok hızlı bir şekilde dönen kinetik enerji formu depolanır [27]. Enerjiyi depolarken fazla elektrik ile şaft üzerinden döner mile bağlı olan motoru aktif hale getirir. Şaftın dönmesiyle döner mile açılmal bir momentum aktarılır. Şebekeye elektrik ihtiyacı doğduğunda ise, döner mil kinetik enerjiyi aynı şafta bağlı olan jeneratöre aktarır ve elektrik üretilir [7]. Havacılık, ulaştırma, telekomünikasyon ve nükleer araştırma endüstrilerindeki güç sistemlerinde güç kontrolü sağlamak için sıkça kullanılmaktadır [22]. Volan şematik olarak Şekil 2.5'te gösterilmiştir.



Şekil 2.5 : Volan şematik gösterimi [28].

Volanlar kısa sürede güç kapasitelerini (0,1-20 MW) karşılayacak kadar enerji depolayabilirler. Düşük yatırım maliyetleri (130-500 \$/kW), uzun ömürleri (≈ 15 yıl), yüksek çevrim verimi (%90-95), çevre dostu olması, geniş çalışma sıcaklığı aralığı ve çeşitli uygulama alanlarıyla mükemmel bir enerji depolama cihazı olarak kabul edilirler. Ancak özboşalım oranlarının ($\approx \%20$) yüksek olması sebebiyle uzun süreli depolama için iyi değildir [29]. Uygulama örneği olarak; Boeing Phantom Works şirketi 2011 yılında ABD'de 100 kW güç kapasiteli volan teknolojisini ticari işleme

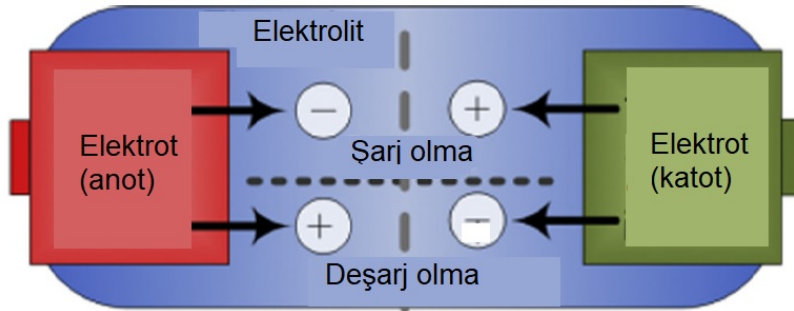
sunmuştur. Amaç güç kalitesi ve yoğun tüketim saatlerinde güç takviyesi sağlamaktır. Yaklaşık 13,5 milyon dolarlık yatırım maliyeti ortaya çıkmıştır [30].

2.2 Elektrokimyasal Enerji Depolama Teknolojileri

Elektrokimyasal enerji depolama teknolojileri, kimyasal enerjiyi elektrik enerjisine çevirirler. İki reaktifin kimyasal tepki vermesiyle elektrik akımı meydana gelir [31]. Bataryalar elektrokimyasal enerji depolama teknolojilerinin en başında gelir ve bu çalışmada ikincil bataryalar ve akış bataryaları olarak iki ayrı sınıfta incelenecektir.

2.2.1 İkincil bataryalar

İkincil bataryalar deşarj olduğunda tekrar şarj edilerek birçok kez kullanılabilir. Genel olarak biri pozitif diğeri negatif olan iki elektrot (artı uçta anot, eksi uçta katot) ve bu iki elektrotu ayıran sıvı veya katı elektrolit bir hücre içerisinde bulunur. İkincil bataryalar şematik olarak Şekil 2.6'da gösterilmiştir. Bu bataryalar kullanıldığında, elektrik akımının yönü orijinal durumuna geri döndürülebilir ve bu şekilde yeniden kullanır hale gelir [31]. Bu özelliği sebebiyle endüstriyel ve günlük yaşamda en çok kullanılan teknolojidir. Örneğin; elektrikli taşıtlarda, konut ve ticari alanlarda enerji depolamak için kullanılabilir [32].



Şekil 2.6 : İkincil bataryaların şematik gösterimi.

İkincil bataryalar, hücrelerinde gerçekleştirmiş oldukları kimyasal reaksiyonların çeşitlerine göre adlandırılır. Kurşun asit (Pb-asit), nikel kadminyum (NiCd), sodyum sülfür (NaS), sodyum nikel klorür (ZEBRA) ve lityum iyon (Li-ion) başlıca ikincil bataryalardır. Kimyasal reaksiyonları Çizelge 2.2'de gösterilmiştir.

Çizelge 2.2 : İkincil bataryaların hücre içerisindeki kimyasal reaksiyonları [22].

İkincil batarya	Kimyasal reaksiyon (anot ve katot arasında)
Pb-asit	$Pb + SO_4^{2-} \leftrightarrow PbSO_4 + 2e^-$ $PbO_2 + SO_4^{2-} + 4H^+ + 2e^- \leftrightarrow PbSO_4 + 2H_2O$
NiCd	$Cd + 2OH^- \leftrightarrow Cd(OH)_2 + 2e^-$ $2NiOOH + 2H_2O + 2e^- \leftrightarrow 2Ni(OH)_2 + 2OH^-$
NaS	$2Na \leftrightarrow 2Na^+ + 2e^-$ $\chi S + 2e^- \leftrightarrow \chi S^{2-}$
ZEBRA	$2Na \leftrightarrow 2Na^+ + 2e^-$ $NiCl_2 + 2e^- \leftrightarrow Ni + 2Cl^-$
Li-ion	$C + nLi^+ + ne^- \leftrightarrow Li_nC$ $LiXXO_2 \leftrightarrow Li_{1-n}XXO_2 + nLi^+ + ne^-$

En yaygın kullanılan ikincil batarya Pb-asittir. Katodu kurşun dioksit, anodu kurşun ve elektroliti sülfürik asitten oluşmaktadır. Pb-asit bataryaları çevreye olumsuz etkileri ve kısa ömürlü (≈ 10 yıl) olmalarına rağmen, düşük yatırım maliyetleri (300-600 \$/kW), yüksek çevrim verimi (%85-90), kolay kullanım ve bakım özellikleri sayesinde oldukça popülerdirler. Döndürme rezervi ve frekans kontrolü için telekomünikasyon sistemleri, elektronik cihazlar ile enerji yönetim uygulamalarında kullanılmaktadır. Son zamanlarda hibrit araçlarda kullanım için geliştirilmektedir [3].

NiCd bataryası, nikel hidroksit ve kadminyum element/bileşenlerini elektrot, sıvı alkali çözeltisini elektrolit olarak kullanır. Uzun süre kullanılabilir (≈ 15 yıl) ve bakım ihtiyaçları azdır ancak içerdiği metaller dolayısıyla çevre dostu değildir. Güç kapasitesi (en fazla 40 MW) yüksek olmasına rağmen yeniden şarj ettikçe azaldığı görülmüştür [32]. Enerji depolama alanında başarılı olmuş az sayıda uygulaması vardır. Türkiye’de uzun yıllar uçak bataryası olarak savunma endüstrisinde kullanılmıştır. Pilsan, Yiğit Akü ve Aspilsan gibi ulusal firmalarda üretilmektedir [33].

NaS bataryasında elektrot olarak sodyum ve sülfür, elektrolit olarak ise alimünyum oksit kullanılır. NaS bataryasının öne çıkan özellikleri özboşalım oranının neredeyse sıfır olması ve bataryalar içerisinde yüksek güç kapasitesine sahip olmasıdır (en fazla 34 MW). Enerji depolama alanında kullanılabilirlik vaad etmektedir. Günümüzde ise

sıkça rüzgâr enerjisi üretimi yapılan alanlarda enerji gücünün stabilizasyonu için tercih edilmektedir. Japonya'daki 34 MW'lık Rokkasho projesi buna bir örnektir [29].

ZEBRA bataryası NaS bataryasının teknolojisine oldukça benzer bir teknolojiye sahiptir. Avantajları yüksek çevrim verimine sahip olması (%90-95), uzun yaşam süresi (≈ 20 yıl), bakıma ihtiyacının olmaması ve düşük yatırım maliyetidir (100-200 \$/kW) [22].

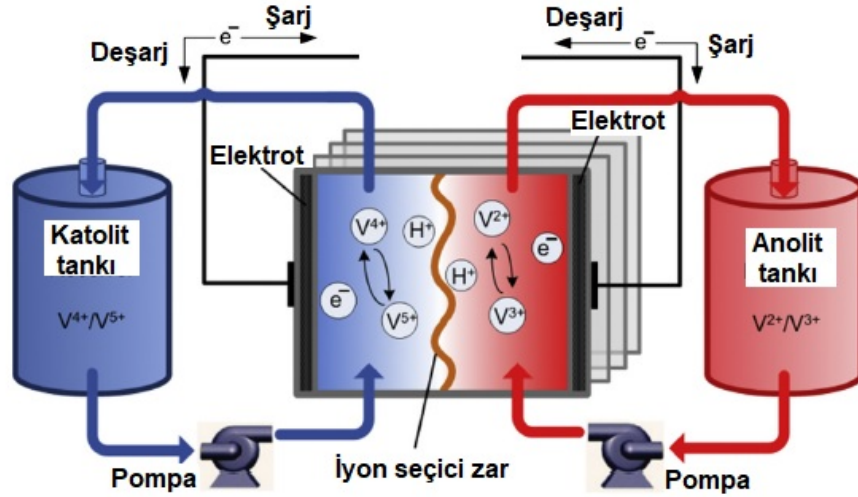
Son olarak, Li-ion bataryaları lityum metal oksit ve karbon elektrotları ile çözünmüş lityum tuzu elektrolitinden meydana gelir. Yüksek çevrim verimine (%75-90), güç kapasitesine (1-50 MW) sahiptirler, ancak yatırım maliyetleri (600-2500 \$/kW) de yüksektir [22]. Kapasitesini arttırmak için bu teknolojiyi kullanan dünyada birçok firma, Türkiye'de ise TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi çalışmalar yürütmektedir. Ancak Li-ion bataryaların ham maddesinde dışa bağımlılık ve üreticilerde bilgi eksikliği mevcuttur [33].

2.2.2 Akış bataryaları

Akış bataryaları, hücresi dışındaki elektrolit tanklarında bulunan kimyasallar sayesinde enerjiyi depolar. Elektrik talebi olduğunda tanklardaki kimyasallar iki adet elektrolit akış bölmesi ve bu bölmeleri ayıran bir zarın olduğu hücre içerisine pompalanır. Elektrolit çözeltilerinin arasında Çizelge 2.3'te gösterilen kimyasal tepkimeler oluşur. Şarj/deşarj esnasında bir elektrolit anotta, diğer elektrolit katotta indirgeme/oksidasyon reaksiyonlarına uğrar ve kimyasal enerji elektrik enerjisine veya tam tersine dönüştürülür [34]. Vanadyum redoks (VRB), çinko brom (ZnBr) ve polisülfid bromür (PSB) başlıca akış bataryalarıdır. Şematik olarak Şekil 2.7'de akış bataryalarının işleyişi gösterilmiştir.

Çizelge 2.3 : Akış bataryaların hücre içerisindeki kimyasal reaksiyonları [3].

Akış bataryası	Kimyasal reaksiyon (anolit ve katolit arasında)
VRB	$V^{4+} \leftrightarrow V^{5+} + e^{-}$ $V^{3+} + e^{-} \leftrightarrow V^{2+}$
ZnBr	$2Br^{-} \leftrightarrow Br_2(aq) + 2e^{-}$ $Zn^{2+} + 2e^{-} \leftrightarrow Zn$
PSB	$3NaBr + Na_2S_4 \leftrightarrow 2Na_2S_2 + 2NaBr_3$



Şekil 2.7 : Akış bataryalarının şematik gösterimi [22].

Vanadyum redoks akış bataryası (VRB), enerjiyi vanadyum redoks çiftlerinde depolar. Şarj/deşarj sırasında pozitif yüklü hidrojen iyonları elektrolit tankları arasında alışveriş edilir. VRB hem elektrik üretici firmalar hem de son kullanıcılar için enerji depolamaya uygundur. Uygulama alanları arasında güç kalitesini sağlamak ve çoğunlukla rüzgâr enerjisi olmak üzere yenilenebilir enerji sistemlerine entegrasyonu yer almaktadır [3].

Çinko brom akış bataryası (ZnBr), suda çözünen çinko bromür tuzundan ve sıvı elektrolitlerden oluşur. Şarj sırasında metalik çinko, negatif elektrotun yüzeyinde birikir. Bu arada brom zarin diğer tarafında seyreltik bir çözelti olarak depolanır. Bu batarya ihtiyaç olduğunda iyi derecede çevrim verimi sayesinde (%66-80) elektrik şebekesine takviye için oldukça elverişlidir ve çeşitli firmalar tarafından da geliştirmeye devam edilmektedir [3].

Son olarak polisülfid bromür akış bataryası (PSB), sodyum bromür ve sodyum polisülfid tuz çözeltileri arasında dönüştürülebilir kimyasal reaksiyonları elektrik enerjisine çevirir. Genellikle yenilenebilir enerji kaynaklarına entegre edilmiştir. Regenesys Technologies firması İngiltere’de 120 MWh enerji kapasiteli, 15 MW enerji depolama tesisi inşa etmiştir. İkinci tesisi, 12 MW, 120 MWh enerji kapasiteli ABD’deki Tennessee Valley Authority’de kurulmuştur [3].

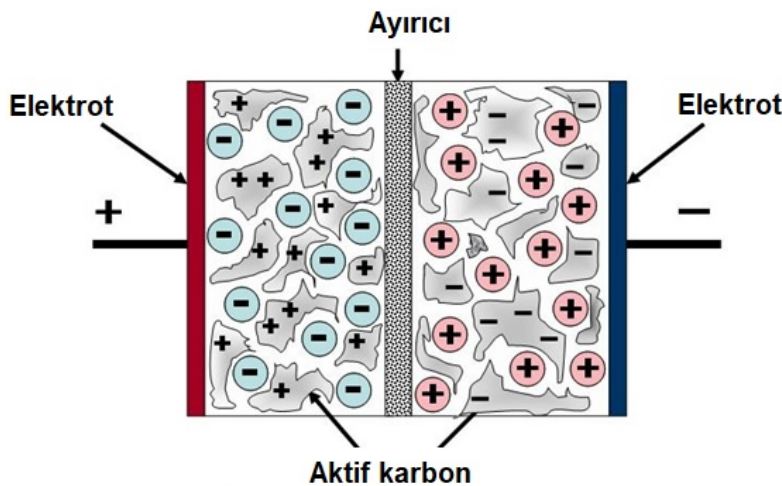
2.3 Elektriksel Enerji Depolama Teknolojileri

Elektriksel enerji depolama teknolojilerinde enerji, elektrik alanı içerisindeki materyallerde geri dönüşümlü olarak depolanır. Şarj etme ve deşarj etme sırasındaki enerji kayıpları düşükken (\approx %5), özboşalım oranları yüksektir (%12,5-15). Bu nedenle kısa süreli depolama için uygundurlar, ancak yüksek kapasiteli ve uzun süreli enerji depolama için elverişli değildir [29]. Süper kapasitör (SKap) ve süper iletken manyetik enerji depolama (SMED) teknolojileri bu sınıftaki teknolojilere dahildir.

2.3.1 Süper kapasitör (SKap)

SKap elektriksel enerji depolama teknolojisi çift katmanlı kapasitördür ve piyasada ultra kapasitör olarak da adlandırılır. Enerji, elektrot ile elektrolit arasındaki sınırdaki gerçekleşen yük transferi ile depolanır. Hücrelerinde iki tane elektrot, bir tane ayırıcı ve elektrolit bulunur. Elektrotlar, SKap'ın daha geniş bir alanı etkilemesi için aktif karbonlardan oluşur. Yüklü iyonların hareket etmesini kolaylaştırıcı bir ayırıcı ile ayrılırlar ve bu sayede bir elektrottan diğerine geçerler [35]. SKap şematik olarak Şekil 2.8'de gösterilmiştir.

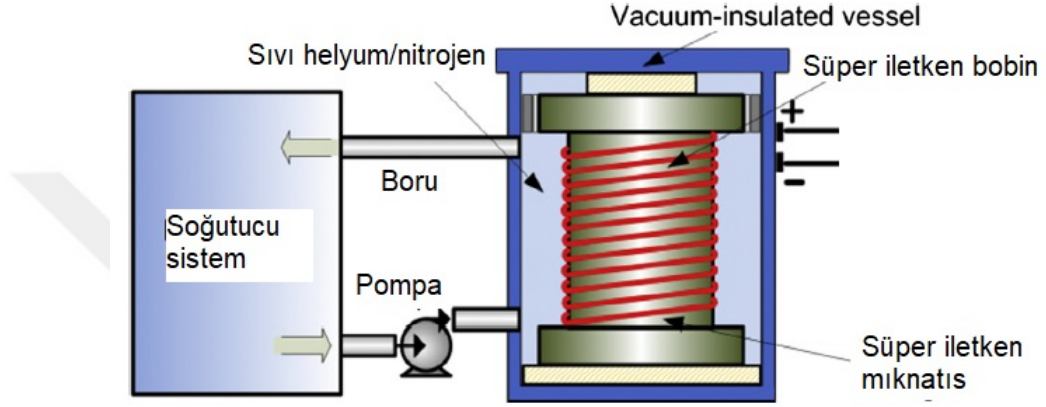
SKap'lar çeşitli alanlarda kullanılabilir, özellikle kısa süreli depolama ve anlık yükleme yapılan cihazlarda yaygın olarak kullanılmaktadır. Tennessee Valley Authority şirketi, ABD'de yüksek güçte doğru akım (DC) makinelerin başlatılmasını desteklemek için 200 kW güç kapasiteli SKap kullanmıştır [22].



Şekil 2.8 : SKap şematik gösterimi [36].

2.3.2 Süper iletken manyetik enerji depolama (SMED)

SMED teknolojisi, iyi yalıtılmış bir şişedeki sıvı helyum/nitrojen gibi çok soğuk bir sıvıya batırılmış süper iletken manyetik bobin ile enerjiyi depolar. Direnç kaybını önlemek için bobin sıcaklığı düşük tutulur. Bu teknolojiye voltaj, bir alternatif akım (AC)-doğru akım (DC) dönüştürücüsü tarafından DC'ye geçirildikten sonra süper iletken bobinde depolanır. Elektrik akımı enerji ihtiyacı olduğunda bobinden sisteme enjekte edilir [35]. SMED şematik olarak Şekil 2.9'da gösterilmiştir.



Şekil 2.9 : SMED şematik gösterimi [22].

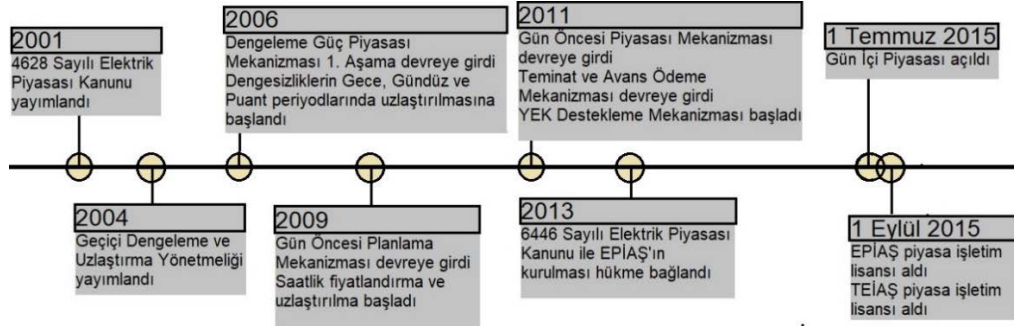
2011'den bu yana SuperPower şirketi ABB şirketiyle ortaklaşa 20 kW güç kapasiteli SMED teknolojisi geliştirmiştir. Bu teknolojiyle ABD elektrik şebekesinin stabil işletimini ve yenilenebilir enerji kaynaklarına entegrasyonunu hedeflemişlerdir [22].



3. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASI

Türkiye, enerji talebini karşılamak için elektrik ve doğal gaz ithalinde ikinci sıradaki ülkedir. Hem enerji talebinin fazlalığı hem de elektrik enerjisi üretimi için elverişli koşullara sahip olması Türkiye'yi birçok yatırımcı için cazip bir ülke haline getirmiştir. Dolayısıyla elektrik enerjisinin özel sektör yatırımlarıyla karşılanması için uzun vadeli bir planlama uygulamaya konulmuştur [37, 38].

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 2001 yılında yayımlanmasıyla piyasanın liberalleştirilmesi elektrik sektöründeki kamu ve özel sektör dağılımlarını doğrudan etkilemiştir. Özel sektör tarafından yapılan yatırımlar ve özelleştirme çalışmaları, piyasadaki kamu hâkimiyetini büyük ölçüde azaltmıştır. 2018 yılı için serbest tüketici azami sınırı 2.000 kWh olarak belirlenmiş olup, bu değerdeki talep tarafında piyasa açıklık oranı artış göstererek %92,6 düzeyine ulaşmıştır [8]. 2014 yılı verilerine göre özel sektör elektrik enerjisi üretiminde %72, toptan satışta %52 ve dağıtımda %100 paylara sahip olmuştur. Elektrik iletimi ise %100 kamudadır [39].

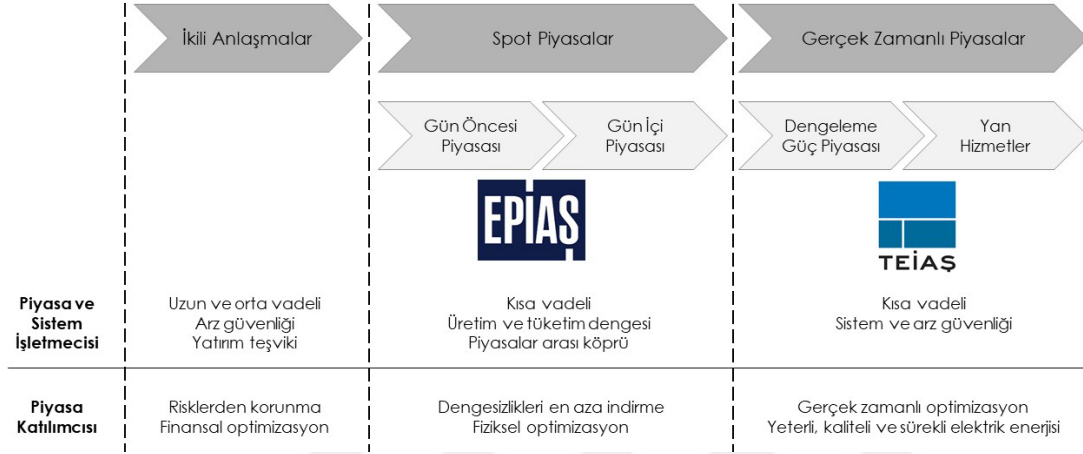


Şekil 3.1 : Elektrik piyasası gelişiminin zaman çizelgesi [40].

Tamamen açık piyasa yapısına geçişte izlenen süreç Şekil 3.1'de gösterilmiştir. 2011 yılında Gün Öncesi Piyasası mekanizması uygulamaya geçmiş, avans ve teminat ödeme mekanizması devreye girmiş ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) başlamıştır. 2013'te yayımlanan 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çerçevesinde 2015 yılında Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) kurulmuştur. 1 Temmuz 2015 tarihinde Gün İçi Piyasası açılmış, Dengeleme

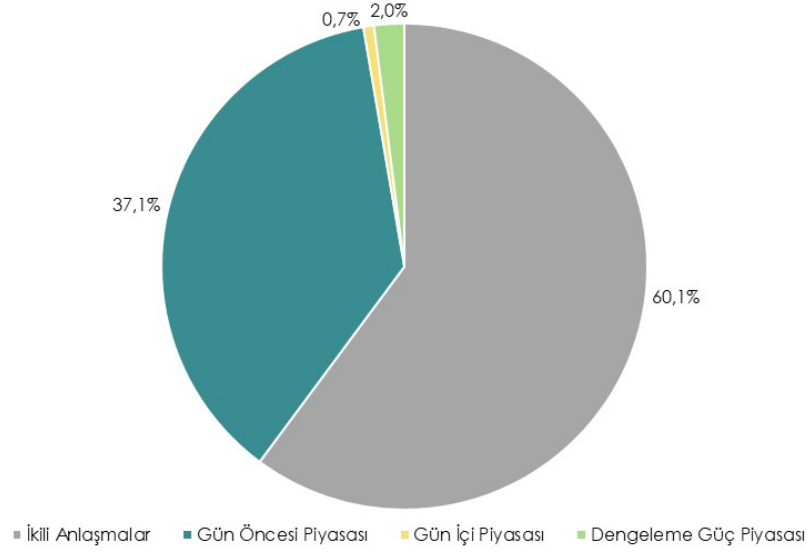
Güç Piyasası ise 1 Eylül 2015 tarihinde Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) tarafından yürütülmeye başlanmıştır [40].

Günümüzde Türkiye elektrik enerjisi piyasasının yapısı Şekil 3.2’de gösterildiği gibi 3 ana başlık altında toplanmaktadır: İkili anlaşmalar, spot piyasalar ve gerçek zamanlı piyasalar. Piyasa operasyonları faaliyetleri kapsamında spot piyasalar EPIAŞ tarafından, gerçek zamanlı piyasalar da TEİAŞ tarafından işletilmektedir.



Şekil 3.2 : Türkiye elektrik enerjisi piyasasının yapısı.

Şekil 3.3’te görüldüğü üzere 2018 yılında alış veya satış yönünde yapılan ikili anlaşma miktarları %60,1, Gün Öncesi Piyasası’nda satış yönünde gerçekleşen eşleşme miktarı %37,1, Gün İçi Piyasası’nda satış yönünde gerçekleşen eşleşme miktarı %0,7 ve Dengeleme Güç Piyasası’nda yerine getirilmiş yük alma (YAL) ve yük atma (YAT) talimatlarının toplamı %2’lik dağılıma sahiptir [41]. Yani piyasa katılımcılarının büyük çoğunluğu ikili anlaşmayı tercih etmektedir. Ancak ilerleyen yıllarda piyasanın daha etkin ve şeffaf şekilde yönetilmesiyle Gün Öncesi Piyasası’nda işlem hacminin artışı öngörülmektedir [40].



Şekil 3.3 : 2018 yılı piyasa miktar dağılımı [41].

3.1 İkili Anlaşmalar

İkili anlaşma, elektrik enerjisi alınıp satılmasına dair gerçek veya tüzel kişiler arasında özel hukuk hükümlerine tabi olarak yapılan ticari anlaşmalardır [42]. Türkiye elektrik piyasası yapısında ikili anlaşmalar esas alınmış olup piyasada alım satımı yapılan enerjinin büyük kısmı ikili anlaşmalar üzerinden yürütülmektedir.

Tedarikçiler tüketimi düşük serbest tüketicilere belirli veya belirsiz süreli ikili anlaşma sunabilirler. İkili anlaşmalar uzun vadeli olup belirli süreli anlaşmalar azami 3 yıllık yapılabilir [42].

3.2 Spot Piyasalar

Bu çalışmada spot piyasalardan Gün Öncesi Piyasası ele alınmıştır. EPIAŞ'ın elektrik piyasası işletim lisansını alması ile başlayan süreçte, elektrik piyasasının etkin, şeffaf, sektör beklentilerini karşılayan ve diğer ülkelerin muadilleri seviyesinde bir Gün Öncesi Piyasası yazılımı ile planlanması, kurulması, geliştirilmesi ve işletilmesi hedeflenmiştir. Bu hedef doğrultusunda, artan piyasa katılımcılarının elektrik piyasasında daha etkin rol alması ve sistem işletmecilerinin piyasayı en iyi şekilde yönetmesi ve takip etmesi için “Yerli Gün Öncesi Piyasası Projesine” başlanmıştır. 1 Aralık 2011 tarihi itibarıyla Gün Öncesi Piyasası'nı işleten tarafların her geçiş döneminde kazandıkları tecrübeler ve öngördükleri gelişmelerin temelini oluşturduğu yazılım kullanıma sunulmuştur. 1 Haziran 2016 tarihinde kullanıcı dostu, tamamen

yerli kaynaklar ile geliştirildiği için esnek ve iyileştirmelere açık yeni bir Gün Öncesi Piyasası yazılımı ve optimizasyon modeline geçiş yapılmıştır [43].

Gün Öncesi Piyasası Katılım Anlaşması'nı imzalayarak lisans sahibi olan tüm tüzel kişiler bu piyasaya katılabilir. Bu piyasa bir gün sonrası için saatlik bazda arz ve talep dengesinin sağlanmaya çalışıldığı bir piyasadır. Her gün 00:00'dan başlayıp, ertesi gün 00:00'da sona eren 24 saatlik zaman diliminden oluşur. Piyasa katılımcıları saat 12:30'a kadar ertesi gün için tekliflerini yeni Gün Öncesi Piyasası sistemi aracılığıyla piyasa işletmecisine bildirirler. Belirli bir zaman dilimi için değişiklik gösterebilen saatlik, blok ve/veya esnek teklifler miktar ve fiyat bilgilerinden meydana gelir. Teklif alış veya satış yönüne göre pozitif veya negatif işaret alır. Piyasa işletmecisi tarafından azami miktar teklif limiti ± 1.300 MWh ve azami teklif fiyatı limiti 2.000 TL/MWh olarak belirlenmiştir [43].

Gün Öncesi Piyasası'nda, piyasa katılımcılarının teklifler vermesi sonucu arz ve talebin kesiştiği noktada Piyasa Takas Fiyatı (PTF) oluşur. PTF, gerçek zamanlı olmaması sebebiyle ani dalgalanmalar göstermez, dolayısıyla referans elektrik fiyatı olarak kabul edilir. Saat 13:30'a kadar optimizasyon süreci sonunda belirlenen PTF'ler katılımcılara duyurulur. İtirazlar değerlendirilerek saat 14:00'da ertesi günün 24 saatine ilişkin kesinleşmiş PTF'ler ilan edilir ve Dengeleme Güç Piyasası süreci başlar.

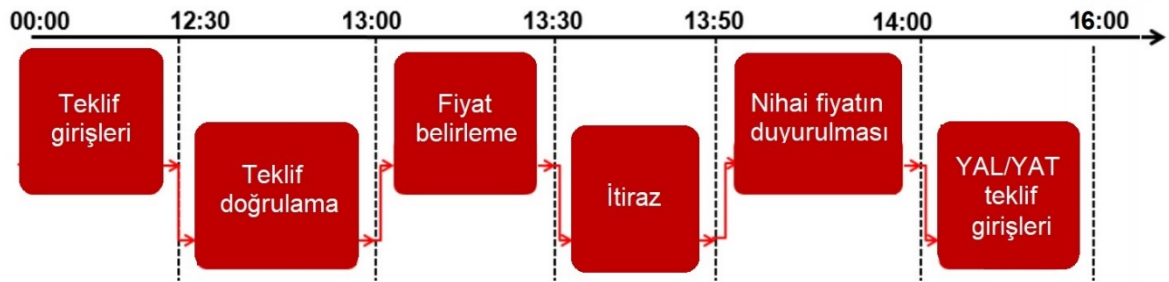
Gün İçi Piyasası ise EPIAŞ tarafından işletilen diğer spot piyasa olup piyasa katılımcılarının daha dengeli ve etkin rol üstlenmesini sağlamak amacıyla 1 Temmuz 2015 tarihinde faaliyete geçirilmiştir. Gün İçi Piyasası ile gerçek zamana yakın ticaret fırsatı sağlanmakta ve kısa vadede piyasa katılımcıları portföylerini dengeleyebilmektedir. Gün Öncesi Piyasası'nda teklif girişleri ile gerçekleşme zamanı arasında maksimum 36 saatlik fark oluşmaktadır, bu sayede Gün İçi Piyasası Gün Öncesi Piyasası ile Dengeleme Güç Piyasası arasında gerçek zamana yakın köprü görevi görebilmektedir [43]. Gün İçi Piyasası bu çalışmaya dahil edilmemiştir.

3.3 Gerçek Zamanlı Piyasalar

Gerçek zamanlı piyasalar, TEİAŞ tarafından işletilen Yan Hizmetler ve Dengeleme Güç Piyasası'ndan oluşur. Yan Hizmetler aracılığıyla frekans ve talep kontrolü

sağlanır. Dengeleme Güç Piyasası ise sistem işletmecisine gerçek zamanlı dengeleme için en fazla 15 dakika içerisinde devreye girebilen yedek kapasiteyi sağlar.

Spot piyasalar sistem işletmecisine dengelenmiş bir piyasa sunmuş olsa bile gerçek zamanda öngörülemez olaylar (arızalar, yenilenebilir üretim merkezlerindeki dengesizlikler vb.) üretim ve tüketim miktarlarında sapmalara yol açabilir. Bu durumda sistem dengesini sağlamak için sistem işletmecisi saat 16:00'ya kadar piyasa katılımcılarının Dengeleme Güç Piyasası'na sunduğu teklifleri değerlendirir. Tüm katılımcılar 15 dakika içerisinde teknik olarak gerçekleştirebilecekleri emre amade kapasitelerini bu piyasaya sunmak zorundadır. Enerji açığı olduğunda YAL teklif fiyatlarının en düşüğünden, enerji fazlası olduğunda da YAT teklif fiyatlarının en yükseğinden başlanarak belirlenen net talimat hacmine denk gelen denge fiyatına Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) denilir [43]. Çalışmada ele alınan piyasaların süreçleri Şekil 3.4'te gösterilmiştir.



Şekil 3.4 : Gün Öncesi Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasası süreçleri [40].

Gün Öncesi Piyasası'nda, YEKDEM sayesinde üretilen enerji teklif edilenden fazla olsa bile tamamının satın alınma garantisi vardır ve böyle bir durumda ödül mekanizması işletilir. Teklif edilen gerçekleşenden fazlaysa da ceza mekanizması uygulanır. Ödül ve ceza mekanizmalarında kullanılan kat sayı 1 Mayıs 2015 tarihinden itibaren 0,03 olarak belirlenmiştir [43].

Örnek olarak; bir enerji üreticisinin Gün Öncesi Piyasası'na verdiği satış teklifi O , gerçekleşen satışı G olsun. Üreticinin teklifi gerçekleşen satışı eşitse, yani bir dengesizlik durumu yoksa Eşitlik (3.1)'de gösterildiği gibi PTF üzerinden teklif ettiği kadar kazanç, K , sağlar. Ödül mekanizmasında üreticinin kazancına Eşitlik (3.2)'de gösterildiği gibi düşük fiyat üzerinden %3 daha az ödül eklenir. Ceza mekanizmasında ise üreticinin kazancından Eşitlik (3.3)'te gösterildiği gibi yüksek fiyat üzerinden %3 daha fazla düşülür.

$$\text{Eğer } O = G \text{ ise; } K = O \times PTF \quad (3.1)$$

$$\text{Eğer } O < G \text{ ise; } K = (O \times PTF) + (1 - 0,03) \times (G - O) \times \min\{PTF, SMF\} \quad (3.2)$$

$$\text{Eğer } O > G \text{ ise; } K = (O \times PTF) - (1 + 0,03) \times (O - G) \times \max\{PTF, SMF\} \quad (3.3)$$

Yukarıda özetlenen piyasa işleyişine bakıldığında piyasa katılımcılarının gelecek stratejilerini doğru oluşturmasında geleceğe ilişkin doğru öngörüler son derece önemli hale gelmiştir. Piyasa katılımcıları piyasa koşullarına hızlıca adapte olabilmeli, kaynaklarını verimli kullanmalı ve optimum teklifleri verebilmelidir. Bu da bir sonraki bölümlerde anlatıldığı gibi PTF ve SMF tahmin yöntemlerinin geliştirilmesi ve bir optimizasyon modelinin kurulmasıyla mümkündür.



4. MATEMATİKSEL MODEL

Enerji depolama teknolojilerinin Türkiye elektrik enerjisi piyasasında sürdürülebilirliğini araştırmak için iki aşamalı stokastik model kurulmuştur. Matematiksel model kurulurken benzer çalışmalardan yararlanılmıştır. Bradbury vd. (2014) [13] çalışmasında ABD elektrik enerjisi piyasasındaki fiyatların önceden bilindiği varsayılmış ve deterministik bir model kurulmuştur. Aksoy vd. (2013) [44] çalışmasında enerji üretimi yapan bir piyasa katılımcısının kazancını maksimize eden bir karmaşık tamsayılı model önerilmiştir. Son olarak, Hemmati vd. (2016) [19] çalışması riski ele alış şekliyle baz alınmıştır.

Bu çalışmada ise piyasa katılımcısı EDT operatörü olup elektrik enerjisi alım satımı yapmaktadır. Amacı, fiyatı düşükken enerji satın alıp EDT’de depolamak, daha sonra fiyatlar artınca EDT’den piyasaya elektrik satışı yaparak kazancını ençoklamaktır. Ancak fiyatlar belirsizlikleri nedeniyle rastgele değişkenler olarak ele alınmalı dolayısıyla da stokastik bir model kurulması gerekmektedir. İki aşamalı model olmasının sebebi de Türkiye elektrik enerjisi piyasasının yapısından kaynaklanmaktadır. Gün Öncesi Piyasası’nda EDT operatörü elektrik alış veya satış teklifini bildirmeli, Dengeleme Güç Piyasası’nda da operasyonel alım satım kararları vermelidir. İşletilen EDT’nin çeşidine göre de kısıtlamalar mevcuttur, çünkü her EDT’nin kendine özgü karakteristik özellikleri vardır ve alım satım yapılırken bu özellikler göz ardı edilemez.

Öbür taraftan risk, EDT operatörünün kararları için göz ardı edilemez diğer bir faktördür. Operatörün risk duyarlılığını ölçerek kazancını hesaplamak için literatürdeki birçok yöntem arasından koşullu riske maruz değer (CVaR) yöntemi tercih edilmiştir. İki aşamalı stokastik modele CVaR ölçümü dahil edilmiş, ardından risk duyarlı operatörün Türkiye elektrik enerjisi piyasasında işletebileceği 13 farklı EDT ile arbitraj potansiyeli araştırılmıştır.

4.1 Risk Yönetimi Yöntemleri

Stokastik programlama problemlerinde optimal bir yatırım kararı verilmek istenir ve amaç fonksiyonu kârı maksimize etmek veya sistem maliyetini minimize etmek olarak ifade edilir. Bu programlar çeşitli belirsizliklere sahiptirler ve rastgele bir değişken olan amaç fonksiyonları bir olasılık dağılım fonksiyonu olarak tanımlanabilir. Olasılık dağılımlarının beklenen değeri, belirsiz parametreler senaryolarla temsil edilerek optimize edilir. Her senaryo ulaşılabilir ve gerçekleşme olasılıkları bulunur [19].

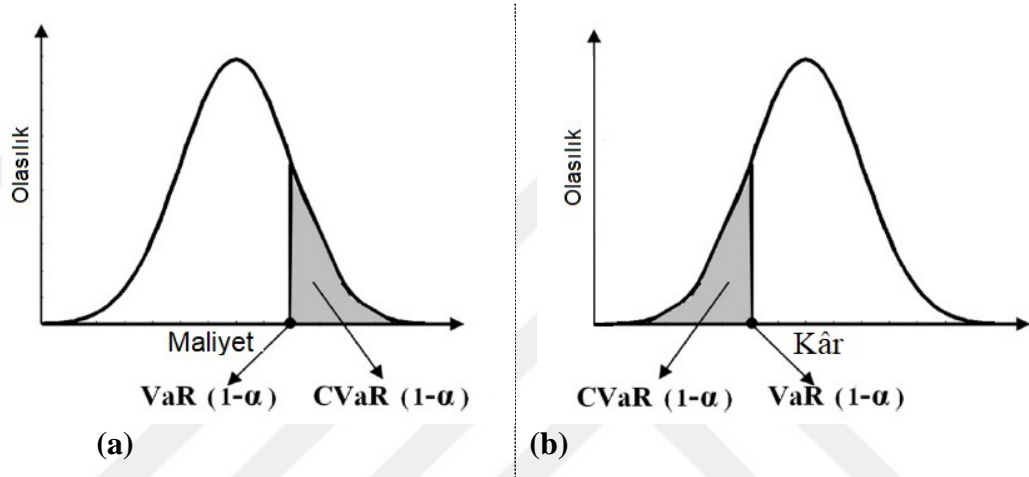
Rastgele değişkeni beklenen değer olarak ifade etmenin avantajları yanında dezavantajları da vardır. En temel dezavantajı, rastgele değişkenle ilişkili dağılımı sağlayan diğer parametrelerin göz ardı edilmesidir. Örneğin, eğer yüksek olasılıklı bir senaryo gerçekleşirse beklenen kârın maksimize edilmesi önemli bir zararla sonuçlanabilir. Yüksek olasılıkla olumsuz senaryoların oluşma riskini kontrol etmek için, risk yönetimi büyük bir önem arz eder ve risk-nötr yaklaşımlara kıyasla daha sağlam çözümler sunar [45].

Enerji piyasasında risk yönetimi zorlayıcı ve vazgeçilmez bir konu haline gelmiştir. En yaygın yöntem, matematiksel modele amaç fonksiyonu ile ilişkili riski ölçen bir terim dahil etmektir. Literatürde riski ölçmek için şu yöntemler sıklıkla önerilmiştir: Varyans, kayıp olasılığı, beklenen kayıp, stokastik baskınlık, riske maruz değer (VaR) ve koşullu riske maruz değer (CVaR). Bu yöntemler arasında en avantajlı olanı CVaR'dır ve şu sebeplerle açıklanabilir [46]:

1. Tutarlı bir risk ölçümünün tüm özelliklerine sahiptir. Bu özellikler değişmezlik, alt katmanlara ayrılma, pozitif homojenlik ve monotonluktur.
2. İkili değişkenlere ihtiyaç yoktur, dolayısıyla modeli karmaşıklaştırmaz ve ikili değişken sayısının artışına neden olmaz.
3. Doğrusal olmayan terimler içermez. Bu sayede doğrusal programlama modellerinin doğrusallığını bozmaz.
4. Kâr veya maliyet dağılımı boyunca şişman kuyruk gibi önemli bilgileri tespit edebilir ve ölçülebilir.

Bu çalışmada da risk yönetimi yöntemi olarak CVaR ölçümü önerilmiştir. Çünkü sağladığı avantajlar ile tercih edilebilir ve son zamanlarda literatürdeki risk yönetimi problemlerinde VaR ölçümü ile yaygın olarak kullanılmaktadır.

Bir maliyet minimizasyonu probleminde kesikli senaryolar mevcut ve bu senaryolar için $a \in (0,1)$ güvenilirlik düzeyi olsun. VaR ölçümü, senaryoların maliyet dağılımının $(1 - a)$ olasılık düzeyinde beklenen maksimum maliyet olarak tanımlanır. CVaR ölçümü ise olası maliyet senaryolarının VaR değerini aştığı beklenen maliyet olarak tanımlanır. Şekil 4.1’de VaR ve CVaR ölçümlerinin konsepti gösterilmiştir. Bu çalışmadaki gibi kâr maksimizasyonu probleminde ise VaR ölçümü $(1 - a)$ olasılık düzeyinde beklenen minimum kâr; CVaR ölçümü senaryoların VaR değerinin altında kaldığı beklenen kârdır [47].



Şekil 4.1 : (a) Maliyet ve (b) kâr dağılımlarında VaR ve CVaR konsepti.

CVaR ölçümü, kâr maksimizasyon probleminde şu şekilde entegre edilir [45]:

$$\text{maks}_{\Gamma, \xi, T_w} E_w(k(w)) + b\left(\xi - \frac{1}{(1-a)} E_w[T_w]\right) \quad (4.1)$$

Öyle ki;

$$\text{Risk} - \text{nötr problemin tüm kısıtları} \quad (4.2)$$

$$\xi - k(w) \leq T_w, \quad \forall w \quad (4.3)$$

$$T_w \geq 0, \quad \forall w \quad (4.4)$$

Eşitlik (4.1)’deki $k(w)$ senaryo w için hesaplanan kârı, $\xi - \frac{1}{(1-a)} E_w[T_w]$ terimi CVaR değerini göstermektedir. Dolayısıyla ξ terimi $(1 - a)$ olasılık düzeyindeki VaR değerini temsil etmektedir. Negatif olmayan b parametresi kâr ile CVaR değeri arasındaki ağırlığı belirler ve değeri ne kadar yüksekse işletmeci o kadar riskten kaçınan bir tutum sergiler. Öyleyse, $b = 0$ ise işletmeci risk-nötrdür. Eşitlik (4.2)’de

problemin risk-nötr bir işletmeci için belirlenen kısıtları aynı şekilde geçerlidir, öyleyse risk-nötr problemin değişken kümesi Γ de dahil edilir. Eşitlik (4.3) ve (4.4) CVaR ölçümünün gerektirdiği ek kısıtlardır. T_w terimi w senaryoları için VaR değerinin toplamını gösteren yardımcı negatif olmayan sürekli değişkendir ve eğer kâr değeri senaryo w 'den fazlaysa pozitifdir, değilse sıfırdır.

4.2 Risk Duyarlı Operatör için İki Aşamalı Stokastik Model

İki aşamalı stokastik model kurulurken şu varsayımlar yapılmıştır:

- EDT'lerin bakım amaçlı kesintisi yoktur, dolayısıyla bakım maliyetleri göz ardı edilmiştir.
- EDT'deki tüm enerjiyi satabilir ve gerektiği kadar enerjiyi piyasadan satın alabiliriz.
- Biz büyük bir pazarda küçük bir oyuncuyuz. Bir fiyat alıcı, alım satım işlemlerinin piyasa üzerinde herhangi bir etkisinin olmadığı kabul edilen bir yatırımcıdır.
- Kullanıma yeni açılan bir EDT'nin içerisinde enerji yoktur.

4.2.1 Birinci aşama (Teklif kararları)

Birinci aşamada EDT operatörü Gün Öncesi Piyasası'nda olup piyasaya alım satım tekliflerini bildirmek durumundadır. Belirli bir zaman dilimi için saatlik verilen teklifler fiyattan bağımsızdır, dolayısıyla Bölüm 3'te anlatılan asgari ve azami fiyat limitleri göz ardı edilmiştir. Bu piyasada PTF ve SMF bilinmemektedir. Tahmin metotları ile elde edilen senaryolar modelde rastgele değişkenler olarak kullanılmaktadırlar. Teklif kararlarının alındığı bu matematiksel modelin çıktısı ikinci aşamadaki modele girdi olarak verilecektir.

Türkiye elektrik enerjisi piyasasının, EDT'lerin karakteristik özelliklerinin ve CVaR ölçümünün gerektirdiği şu parametreler kullanılmıştır:

- δ : EDT özboşalım oranı
- η^c : EDT çevrim verimi
- η^d : EDT deşarj verimi
- P_{maks} : EDT güç kapasitesi
- $\alpha_t = \min\{PTF_t, SMF_t\}$: t. saatte ödül mekanizması için birim fiyat
- $\beta_t = \max\{PTF_t, SMF_t\}$: t. saatte ceza mekanizması için birim fiyat

- a : Güvenilirlik düzeyi
- b : Risk ağırlık faktörü

İleriye dönük tahmin yöntemleriyle elde edilen ve modelde kullanılan stokastik değişkenler şunlardır:

- PTF_t : t . saatteki olası PTF
- SMF_t : t . saatteki olası SMF

Modelden çıktı olarak alınan ve operatörün kazancında önemli etkileri olan karar değişkenleri aşağıdaki gibi belirlenmiştir:

- e_t : EDT’de t . saatin başındaki enerji miktarı
- cb_t : t . saatte piyasadan elektrik enerjisi satın alma teklifi
- db_t : t . saatte piyasaya elektrik enerjisi satma teklifi
- $x_t = [x_t^{MB}, x_t^{BM}]$: t . saatte piyasa (M) ile EDT’nin (B) arasında gerçekleşen enerji akış miktarı
- $o_t = maks\{0, db_t - x_t^{BM}\}$: t . saatteki fazla satış teklifi
- $u_t = maks\{0, x_t^{BM} - db_t\}$: t . saatteki eksik satış teklifi
- $s_t = maks\{0, cb_t - x_t^{MB}\}$: t . saatteki fazla satın alma teklifi
- $v_t = maks\{0, x_t^{MB} - cb_t\}$: t . saatteki eksik satın alma teklifi
- ξ_t : t . saatteki riske maruz değer
- ζ_t : t . saatteki riske maruz değer ile her bir senaryonun kazancı arasındaki fark
- SAT_t : t . saatte EDT’den piyasaya satılan enerjiden elde edilen kazanç
- AL_t : t . saatte piyasadan EDT’ye alınan enerjinin maliyeti

Beklenen günlük arbitraj kazancının tüm olası $w \in W$ senaryolar için en çoklandığı ve zaman periyotlarının 1 saatlik (yani $\Delta t = 1$) olduğu varsayılan birinci aşamadaki matematiksel model şöyledir:

$$maks \sum_{t=1}^{24} E_w(SAT_t(w) - AL_t(w)) + b(\xi_t - \frac{1}{1-a} E_w[\zeta_t(w)]) \quad (4.5)$$

Öyle ki;

$$u_t(w) - o_t(w) = x_t^{BM}(w) - db_t, \quad \forall w, t \quad (4.6)$$

$$v_t(w) - s_t(w) = x_t^{MB}(w) - cb_t, \quad \forall w, t \quad (4.7)$$

$$e_{t+1}(w) = (1 - \delta)e_t(w) + \eta^c x_t^{MB}(w) - \frac{1}{\eta^d} x_t^{BM}(w), \quad \forall w, t \quad (4.8)$$

$$e_1(w) = 0, \quad \forall w \quad (4.9)$$

$$e_t(w), x_t^{MB}(w), x_t^{BM}(w) \leq P_{maks} \Delta t, \quad \forall w, t \quad (4.10)$$

$$\xi_t - SAT_t(w) + AL_t(w) \leq \zeta_t(w), \quad \forall w, t \quad (4.11)$$

$$SAT_t(w) = db_t PTF_t(w) + 0,97\alpha_t(w)u_t(w) - 1,03\beta_t(w)o_t(w), \quad \forall w, t \quad (4.12)$$

$$AL_t(w) = cb_t PTF_t(w) - 0,97\alpha_t(w)s_t(w) + 1,03\beta_t(w)v_t(w), \quad \forall w, t \quad (4.13)$$

$$\xi_t \text{ serbest}, \quad \forall t \quad (4.14)$$

$$\text{Tüm değişkenler } (\xi \text{ hariç}) \geq 0 \quad (4.15)$$

Birinci aşamanın amaç fonksiyonunda operatörün beklenen arbitraj kazancı ve güvenilirlik düzeyi $a \in (0,1)$ olan CVaR değerinin toplamı Eşitlik (4.5)'te ençoklanmıştır. Amaç fonksiyonundaki negatif olmayan b parametresi, beklenen arbitraj kazancı ile CVaR arasında ağırlık takası yapmaktadır. ξ_t ise VaR değerini gösteren yardımcı sürekli değişkendir.

Eşitlik (4.6) EDT işletmecisinin Gün Öncesi Piyasası'ndaki satış teklifi ile teknolojidenden piyasaya aktarılan elektrik akışı arasındaki sapmayı belirlemektedir. Aynı şekilde, Eşitlik (4.7) EDT işletmecisinin satın alma teklifi ile piyasadan teknolojiye aktarılan elektrik akışı arasındaki sapmayı göstermektedir. Eşitlik (4.8) EDT'nin bir sonraki zaman periyoduna aktardığı enerji miktarını hesaplamaktadır, çünkü bu miktar şarj/deşarj verimleriyle orantılı enerji akış miktarları ve özboşalım sebepleriyle değişebilmektedir. Kullanıma yeni açılan bir EDT'nin içerisinde enerji olmaması kısıtı Eşitlik (4.9) ile sağlanmıştır. Eşitlik (4.10) ile EDT'nin içerisindeki mevcut enerji miktarının ve piyasa ile EDT arasındaki enerji akış miktarının tüm zaman periyotlarında EDT'nin güç kapasitesini aşmaması sağlanmıştır. Eşitlikler (4.11)-(4.14) CVaR ölçümüyle gelen ek kısıtlardır. Son olarak, Eşitlik (4.15)'e göre VaR değerini gösteren değişken dışında hiçbir değişken negatif değer alamaz.

4.2.2 İkinci aşama (İşletme kararları)

İkinci aşamada EDT operatörü Dengeleme Güç Piyasası'nda olup operasyonel alım satım kararlarını vermek durumundadır. Bu piyasada gerçekleşen PTF'ler sistem işletmecisi tarafından duyurulmuş ve bilinmektedir. Ancak SMF'ler hala belirsizdir ve

tahmin metotları ile elde edilen senaryolar modelde rastgele değişkenler olarak kullanılmaktadır. İşletme kararlarının alındığı bu matematiksel model girdi olarak birinci aşamadaki modelin çıktılarını almaktadır. Dolayısıyla birinci aşamadaki şu karar değişkenleri ikinci aşamada parametre olarak kullanılmıştır:

- PTF_t : t. saatteki kesinleşen PTF
- cb_t : t. saatte piyasadan elektrik enerjisi satın alma teklifi
- db_t : t. saatte piyasaya elektrik enerjisi satma teklifi

Diğer tüm parametreler, stokastik değişkenler ve karar değişkenlerinin birinci aşamadaki model ile aynı olduğu, beklenen günlük arbitraj kazancının tüm olası $w \in W$ senaryolar için en çoklandığı ve zaman periyotlarının 1 saatlik (yani $\Delta t = 1$) olduğu varsayılan ikinci aşamadaki matematiksel model şöyledir:

$$\text{maks} \sum_{t=1}^{24} E_w(SAT_t(w) - AL_t(w)) + b(\xi_t - \frac{1}{1-a} E_w[\zeta_t(w)]) \quad (4.16)$$

Öyle ki;

$$u_t - o_t = x_t^{BM} - db_t, \quad \forall t \quad (4.17)$$

$$v_t - s_t = x_t^{MB} - cb_t, \quad \forall t \quad (4.18)$$

$$e_{t+1} = (1 - \delta)e_t + \eta^c x_t^{MB} - \frac{1}{\eta^d} x_t^{BM}, \quad \forall t \quad (4.19)$$

$$e_1 = 0 \quad (4.20)$$

$$e_t, x_t^{MB}, x_t^{BM} \leq P_{maks}\Delta t, \quad \forall t \quad (4.21)$$

$$\xi_t - SAT_t(w) + AL_t(w) \leq \zeta_t(w), \quad \forall w, t \quad (4.22)$$

$$SAT_t(w) = db_t PTF_t + 0,97\alpha_t(w)u_t - 1,03\beta_t(w)o_t, \quad \forall w, t \quad (4.23)$$

$$AL_t(w) = cb_t PTF_t - 0,97\alpha_t(w)s_t + 1,03\beta_t(w)v_t, \quad \forall w, t \quad (4.24)$$

$$\xi_t \text{ serbest}, \quad \forall t \quad (4.25)$$

$$\text{Tüm değişkenler } (\xi \text{ hariç}) \geq 0 \quad (4.26)$$

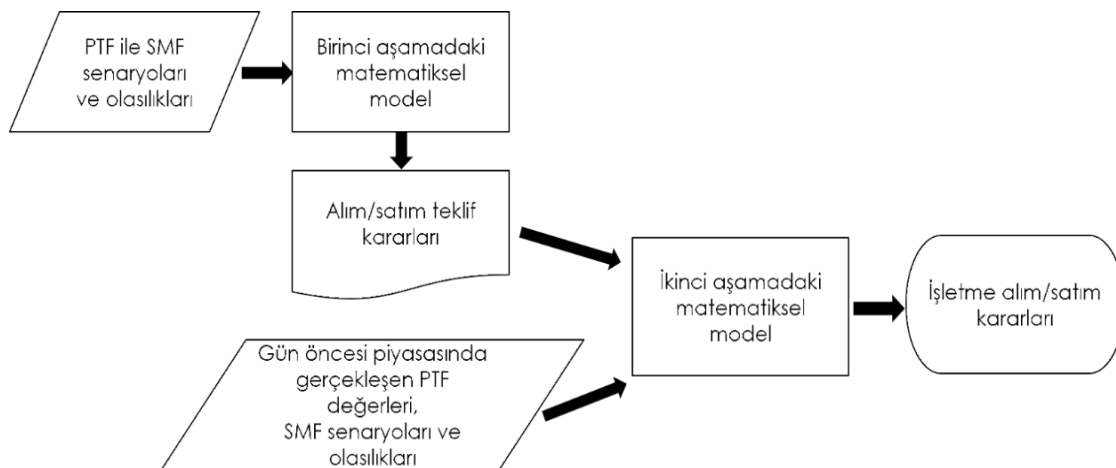
İkinci aşamanın amaç fonksiyonunda operatörün beklenen arbitraj kazancı ve güvenilirlik düzeyi $a \in (0,1)$ olan CVaR değerinin toplamı Eşitlik (4.16)'da en çoklanmıştır. Amaç fonksiyonundaki negatif olmayan b parametresi, beklenen

arbitraj kazancı ile CVaR arasında ağırlık takası yapmaktadır. ξ_t ise VaR değerini gösteren yardımcı sürekli değişkendir.

Eşitlik (4.17) EDT işletmecisinin yapmış olduğu satış teklifi ile Dengeleme Güç Piyasası'nda EDT'den piyasaya aktaracağı elektrik akışı arasındaki sapmayı belirlemektedir. Aynı şekilde, Eşitlik (4.18) EDT işletmecisinin yapmış olduğu satın alma teklifi ile Dengeleme Güç Piyasası'nda EDT'ye aktarılan elektrik akışı arasındaki sapmayı göstermektedir. Eşitlik (4.19) EDT'nin bir sonraki zaman periyoduna aktardığı enerji miktarını hesaplamaktadır, çünkü bu miktar şarj/deşarj verimleriyle orantılı enerji akış miktarları ve özboşalım sebepleriyle değişebilmektedir. Kullanıma yeni açılan bir EDT'nin içerisinde enerji olmaması kısıtı Eşitlik (4.20) ile sağlanmıştır. Eşitlik (4.21) ile EDT'nin içerisindeki mevcut enerji miktarının ve piyasa ile EDT arasındaki enerji akış miktarının tüm zaman periyotlarında EDT'nin güç kapasitesini aşmaması sağlanmıştır. Eşitlikler (4.22)-(4.25) CVaR ölçümüyle gelen ek kısıtlardır. Son olarak, Eşitlik (4.26)'ya göre VaR değerini gösteren değişken dışında hiçbir değişken negatif değer alamaz.

4.2.3 Arbitraj potansiyelinin araştırılması

Bu çalışmada önerilen iki aşamalı stokastik modelin akış şeması Şekil 4.2'de gösterilmiştir. Günlük olarak EDT işletmecisi Gün Öncesi Piyasası'nda birinci modeli, Dengeleme Güç Piyasası'nda da ikinci modeli çalıştırarak arbitraj kazancını ençoklayan kararlar alabilmekte ve risk tutumunu esnek olarak değiştirebilmektedir.



Şekil 4.2 : İki aşamalı stokastik modelin akış şeması.

EDT'lerin Türkiye enerji piyasasında arbitraj potansiyelini araştırmak için modelin 365 günlük (1 yıl) simülasyonu kurulmuş ve bu şekilde işletmecinin yıllık arbitraj kazancı elde edilmiştir. Bradbury vd. 2014'teki [13] çalışmasında SHDES hariç tüm EDT'lerin sabit ve değişken işletme ve bakım maliyetlerinin göz ardı edilebilir olduğundan bahsedilmiştir. Bu çalışmada ise tüm EDT'ler için yatırım maliyeti dışında mali bir kayıp olmadığı varsayılmıştır. Eşitlik (4.27)'de operatörün işlettiği EDT'nin yıllık arbitraj kazancı (REV), EDT'nin yatırım maliyeti (COST) ve yaşam süresi L ile iç verim oranı (IRR) hesaplanmıştır. Eğer IRR pozitif bir değere sahipse EDT'nin arbitraj potansiyeli vardır denilebilir.

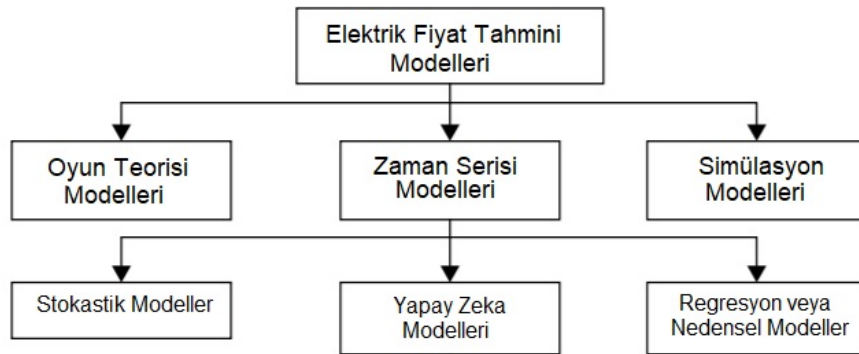
$$-COST + REV \sum_{i=1}^L \frac{1}{(1 - IRR)^i} = 0 \quad (4.27)$$



5. ELEKTRİK FİYATLARI TAHMİNİ VE SENARYOLARIN OLUŞTURULMASI

Günümüze değin ikili anlaşmalar yaygın olduğundan uzun ve orta vadeli tahminler literatürde sıkça görülmektedir. Son zamanlarda piyasa yapısındaki değişikliklerle beraber düşük hata oranlarıyla ileriye dönük elektrik fiyatlarını tahmin etmek zor bir hale gelmiştir. Kısa vadeli fiyat tahminleri daha tercih edildir, çünkü elektrik fiyat mekanizması bugünün piyasasında lineer olmayan bir yapıya sahiptir. Ayrıca günümüzde piyasa katılımcıları için açık piyasa ekonomisi nedeniyle bu kısa vadeli tahminlerin daha çok fiyat endeksi olarak yapıldığı, taleplerin ise fiyat denkleminde yer alan ana bileşen olduğu söylenebilir [37].

Literatürde elektrik fiyatlarının tahmini için çeşitli modeller önerilmiştir ve Aggarwal vd. 2009'daki çalışmasında [48] bu modeller bir araya toplanıp sınıflandırılmıştır. Şekil 5.1'de görüldüğü gibi modeller 3 ana sınıfa ayrılmıştır. Nash dengesi, Bertrand modeli, Cournot modeli ve arz fonksiyonu dengesi modeli oyun teorisi modelleridir. Bu modeller başlı başına geniş bir araştırma alanına girerler. İkinci sınıftaki simülasyon modelleri MAPS algoritması ve UPLAN yazılımıdır. Bu modellerin dezavantajları detaylı veri gerektirmesi, karmaşık olmaları ve maliyetlerinin yüksek olmasıdır. Son sınıf zaman serisi modellerine aittir. Alt sınıflarında stokastik modeller (ARIMA, GARCH gibi), yapay zekâ modelleri (dalgacık modelleri, YSA gibi) ve regresyon veya nedensel modeller bulunmaktadır.



Şekil 5.1 : Elektrik fiyat tahmin modelleri sınıflandırması [48].

Modeller arasından literatürde en yaygın kullanılanlar yapay sinir ağları (YSA), dalgacık (wavelet) modelleri ve bütünleşik otoregresif hareketli ortama (ARIMA) ile genelleştirilmiş otoregresif koşullu değişken varyans (GARCH) gibi zaman serisi modelleridir. Conejo vd. (2005) [49] İspanya'nın Gün Öncesi Piyasası'ndaki elektrik fiyatlarını tahmin etmek için Dalgacık-ARIMA modeli geliştirmişlerdir. Geliştirilen model, ARIMA modeline göre daha iyi bir performans göstermiştir. Gao vd. (2017) [50] İngiltere'nin elektrik fiyatlarını tahmin etmek için 8 haftalık kısa vadeli verilerin girdi olarak verildiği YSA ve ARIMA modelleri önermişlerdir. En düşük hataların ortama kare kökünü veren model parametrelerini denemişler ve deney sonuçları ARIMA modelinin YSA modelinden daha başarılı olduğunu göstermiştir. Zhao vd. (2017) [51] kısa vadeli elektrik fiyatı tahminlerinin daha önemli bir hale geldiğinden bahsetmişlerdir. Daha iyi tahminler elde edebilmek için ARIMA modelleri kullanmışlar ve ileriki çalışmalar için GARCH modelini önermişlerdir. Aksoy vd. (2013) [44] 2 haftalık Türkiye'deki elektrik fiyatlarından 1 günlük tahmin üreten ARIMA modelleri kurmuşlardır. PTF tahminlerinde düşük hata oranları elde ederken, SMF verilerinin yapısından dolayı SMF tahminlerinde model başarımı istenilen düzeyde olmamıştır. Özgüner vd. (2017) [52] enerji piyasalarındaki PTF ve SMF'leri tahmin etmek için sezonsallık içeren YSA modelini önermişler ve en az günlük ortalama mutlak yüzde hatayı veren parametreleri seçmek için deneysel çalışmalar yürütmüşlerdir. Bazı vakalar için tahmini değerler gerçekleşen değerlere yakın olmasa da önerdikleri YSA modeli fiyat bazlı teklif stratejisini belirlemek için etkin bir şekilde kullanılabilir. Gökgöz vd. (2016) [53] YSA modelinin lineer olmayan özelliği sayesinde çokça tercih edildiğini ve literatürde başarılı sonuçlar verdiğini gösteren çalışmalar olduğundan bahsetmişlerdir. YSA modelinin içerisinde barındırdığı çeşitli algoritmaları deneyimleyerek Gün Öncesi Piyasası'nda Türkiye elektrik fiyatları için en düşük ortalama mutlak yüzde hatayı veren modeli bulmuşlardır. Son olarak, Catalão vd. (2007) [54] kısa vadeli İspanya'daki elektrik fiyatlarının tahmini için diğer çalışmalardaki gibi YSA modelini önermişlerdir. YSA modelini doğrusal olmayan fonksiyonlara yaklaşabildiği ve girdi-çıkı ilişkisinin iyi tanımlanmadığı veya kolay hesaplanmadığı problemleri çözebildiği için seçmişlerdir. Ayrıca ARIMA modelini de denemişler ve YSA modelinin daha düşük ortalama mutlak yüzde hata verdiğini raporlamışlardır.

Bu çalışmada Gün Öncesi Piyasası'ndaki fiyatları tahmin etmek için ARIMA yöntemi, Dengeleme Güç Piyasası'ndaki fiyatları tahmin etmek için ise YSA yöntemi önerilmiştir. Bu yöntemler literatürde yaygın kullanıldıkları, araştırmacılar başarılı deneyler raporladıkları, elektrik fiyatlarının karakterine uygun oldukları, sayısal denemeler sonucunda diğer yöntemlere göre daha düşük hata oranları verdikleri ve kendilerine ait avantajlı özellikleri olduğu için bu çalışmada kullanılmışlardır.

5.1 Gün Öncesi Piyasası'nda Fiyat Tahmini

5.1.1 Bütünleşik otoregresif hareketli ortalama (ARIMA) modeli

Box ve Jenkins bütünleşik otoregresif hareketli ortalama (ARIMA) modelini ilk olarak 1970'lerin başında literatüre sunmuşlardır ve o zamandan beri zaman serisi tahminlerinde araştırmacılar yaygın bir şekilde kullanmışlardır. Box-Jenkins zaman serisi modellerinde 3 çeşit vardır: Otoregresif model (AR), hareketli ortalama modeli (MA) ve hareketli otoregresif model (ARMA). ARMA durağan olmayan bir modeldir ve AR (değişkenin belli bir derecedeki t . zamandan geçmiş değerinin t . zamandaki hata terimi ile ilişkisi) ile MA (değişkenin t . zamandaki değerinin hata terimi ile belli bir derecedeki t . zamandan geçmiş değerinin hata terimi ile ilişkisi) modellerinin birleşiminden oluşur. Durağan olmayan bir ARMA serisi fark alma işlemiyle durağan hale getirilirse ARIMA modeline dönüşür. Modelin genel gösterimi ARIMA (p, d, q) şeklindedir. p , AR modelinin derecesi; d , fark alma derecesi; q , MA modelinin derecesidir. Sezonsallık söz konusu olduğunda ARIMA modeli daha da karmaşıklaşarak (P, D, Q) derecelerini de barındırır [49].

ARIMA (p, d, q) (P, D, Q) modeli aşağıdaki gibi formüle edilir [55]:

$$\varphi_p(B)\phi_P(B^{st})\nabla^d\nabla_{st}^D y_t = \mu + \theta_q(B)\Theta_Q(B^{st})\varepsilon_t \quad (5.1)$$

Eşitlik (5.1)'deki B terimi zaman serisinde gecikme işlemidir. φ ile ϕ otoregresif işleçlerdir, gecikme işlecinde bir polinom olarak tanımlanırlar. ∇ terimi fark işlemidir. t . zamandaki tepki serileri y_t ile gösterilir. μ , ortalama terimidir. θ ile Θ hareketli ortalama işleçleridir, gecikme işlecinde bir polinom olarak tanımlanırlar. ε_t bağımsız bozukluktur, t . zamandaki rastgele hata olarak da tanımlanır. Formülasyondaki sezonsal terimler st sezonsal periyodu ile ifade edilmiştir.

Bir zaman serisinin otokorelasyon fonksiyonu (ACF) ve kısmi otokorelasyon fonksiyonu (PACF) ARIMA modelinin uygun derecelerini belirlemek için kullanılır. İlk olarak, zaman serisi eğitim verisi ve test verisi olarak ikiye ayrılır. Hareketli ortalama derecesi için ACF'ye bakılırken, otoregresif derecesini belirlemek için PACF'ye bakılır. ARIMA modelinin dereceleri belirlendikten sonra model kullanılarak test verileri tahmin edilir ve hata terimleri hesaplanır. Ortaya çıkan hata terimleri normal dağılıma sahip ve korelasyonsuz ise ARIMA modeli gelecek tahminleri yapmak için kullanıma elverişlidir [50].

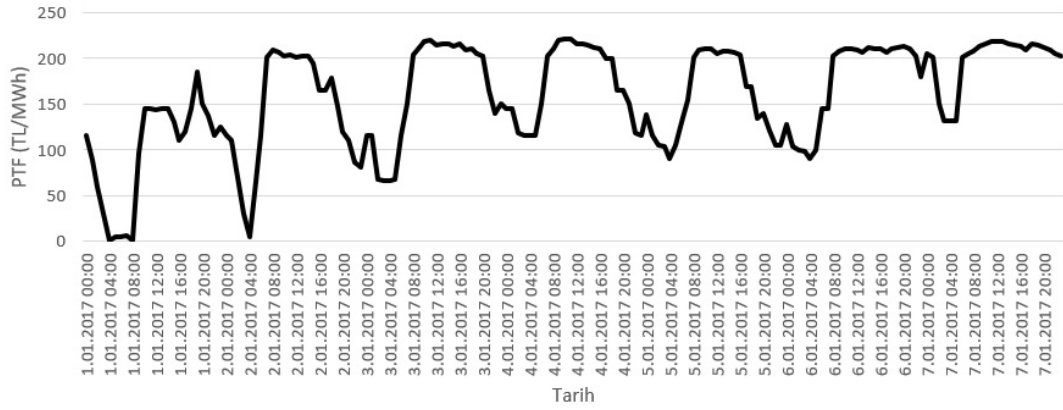
Zaman serisi modellerinde diğer performans ölçme yöntemleri ise ortalama mutlak yüzdelik hata (MAPE), ağırlıklı ortalama mutlak yüzdelik hata (WMAPE), ortalama mutlak hata (MAE) ve kök ortalama kare hatasıdır (RMSE). n adet gözlemde t . zamanda gerçek değer g , tahmin edilen değer g' olduğu ve ağırlık faktörünün b ile gösterildiği yaygın kullanılan bu yöntemler Çizelge 5.1'de gösterilmiştir. yönünde iki farklı sayıda ağ yapısı denenmiştir.

Çizelge 5.1 : Performans ölçme yöntemleri [53].

Yöntem	Algoritma
MAPE	$\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left \frac{g_t - g'_t}{g_t} \right $
WMAPE	$\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left b \frac{g_t - g'_t}{g_t} \right $
MAE	$\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n g_t - g'_t $
RMSE	$\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n g_t - g'_t ^2}$

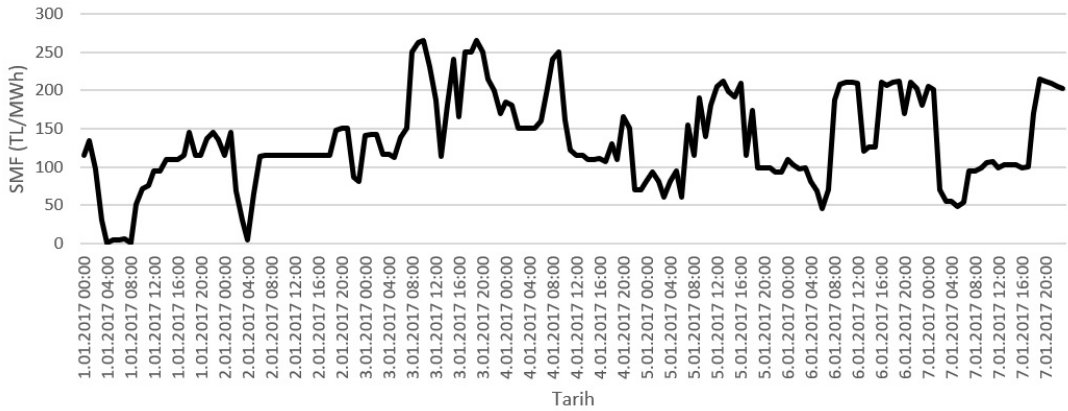
5.1.2 Gün Öncesi Piyasası'nda PTF ve SMF tahmini

Elektrik spot fiyatlarının 2017'ye ait 1 yıllık geçmiş verisi (8760 saatlik değerler) ARIMA modellerini kurmak için kullanılmıştır [56]. PTF ortalama 163,84 TL/MWh olup en yüksek 967,15 TL/MWh ve en düşük 1,04 TL/MWh değerlerine ulaşmıştır. Genellikle günün ilk saatlerinde en düşük değere sahipken günün ortalarına doğru yükselerek zirveye ulaşmakta, gün sonuna doğru da düşüş göstermektedir. Dolayısıyla Şekil 5.2'de de görüldüğü gibi PTF'ler 24 saatlik sezonsal bir yapıya sahiptir.



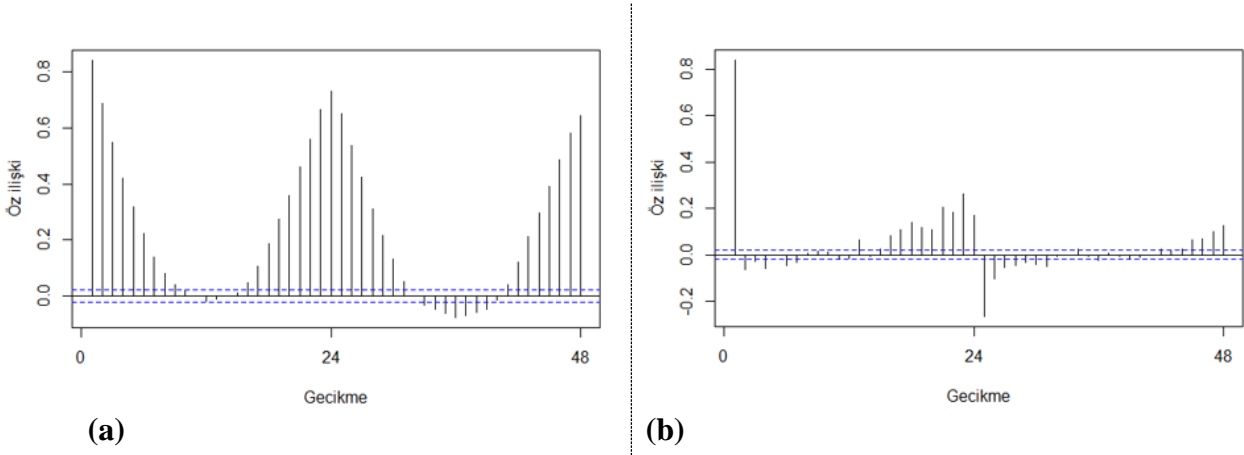
Şekil 5.2 : 2017 yılının 1. haftasına ait Piyasa Takas Fiyatları.

SMF'ler 2017 yılında ortalama 153,88 TL/MWh değere sahip olup en düşük 0 TL/MWh, en yüksek 400 TL/MWh değerini göstermiştir. Şekil 5.3'te görülebileceği gibi PTF'lerin aksine belli bir periyotta tekrarlayan bir yapıya sahip değildir. Bu durum, Türkiye elektrik piyasasında öngörülemez olaylar yaşandığını ve üretim ile tüketim miktarlarında sapmalar olduğunu göstermektedir. Tekrarlayan yapıya sahip olmaması sebebiyle düşük hata oranlarıyla SMF tahmini yapmanın PTF tahmini yapmaya oranla daha zorlayıcı olduğu söylenebilir.



Şekil 5.3 : 2017 yılının 1. haftasına ait Sistem Marjinal Fiyatları.

PTF tahmini için ilk olarak bu zaman serisine ait Şekil 5.4'te gösterilen ACF ve PACF grafikleri çizilmiştir. Grafiklere göre PTF zaman serisi 1. dereceden kendisinin gecikmesi ile ilişkilidir. Hata terimlerinin geçmiş değerleri ile ilişkisi yoktur. Seri durağanlık göstermektedir. Son olarak, yapısında 24 saatlik sezonsallık vardır ve 2. dereceden kendisinin gecikmesi ile ilişkilidir.



Şekil 5.4 : PTF zaman serisinin (a) ACF ve (b) PACF grafikleri.

Genel ARIMA modelinin gösterimine göre ARIMA (1, 0, 0) (2, 0, 0) [24] modeli PTF zaman serisi için en uygun modeldir. Şu şekilde formüle edilir:

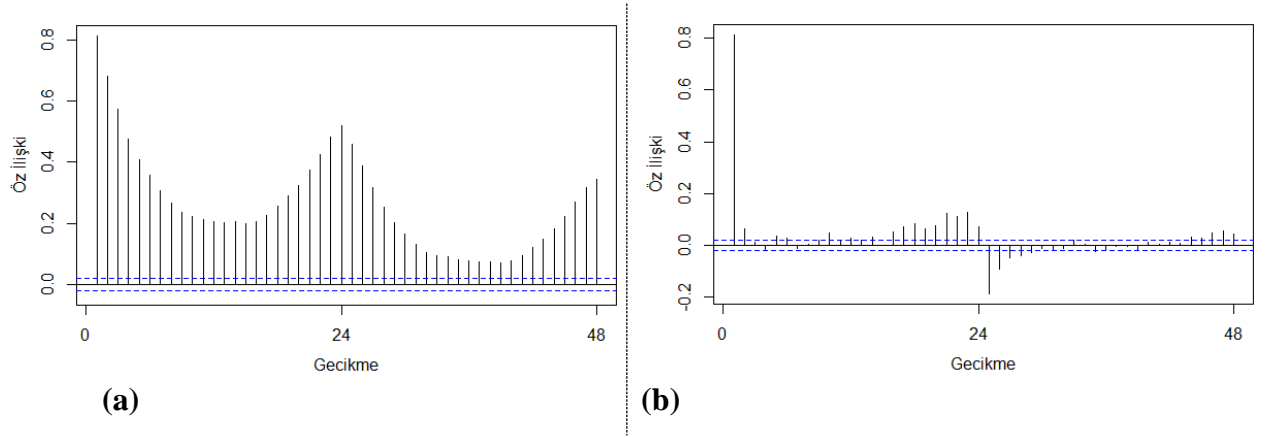
$$\varphi_1(B)\phi_2(B^{st})y_t = \mu + \varepsilon_t \quad (5.2)$$

PTF için ARIMA (1, 0, 0) (2, 0, 0) [24] modelinin parametreleri Çizelge 5.2'deki gibidir.

Çizelge 5.2 : PTF için ARIMA modelinin parametreleri.

Katsayılar:				
	ar1	sar1	sar2	kese
	0,6740	0,3470	0,2485	163,8483
s.e.	0,0085	0,0107	0,0104	1,6427

SMF tahmini için de aynı yol izlenerek Şekil 5.5'te görülebileceği gibi bu zaman serisine ait ACF ve PACF grafikleri çizilmiştir. SMF zaman serisi grafiklere göre 2. dereceden kendisinin gecikmesi ile ilişkilidir. Hata terimleri ile geçmiş değerleri arasında ilişki yoktur. Seride durağanlık görülmektedir. Son olarak, 24 saatlik sezonsal yapıya sahiptir ve 2. dereceden kendisinin gecikmesi ile ilişkilidir.



Şekil 5.5 : SMF zaman serisinin (a) ACF ve (b) PACF grafikleri.

ARIMA modelinin genel gösterimi doğrultusunda ARIMA (2, 0, 0) (2, 0, 0) [24] modeli SMF zaman serisine en uygun modeldir. Şu şekilde formüle edilir:

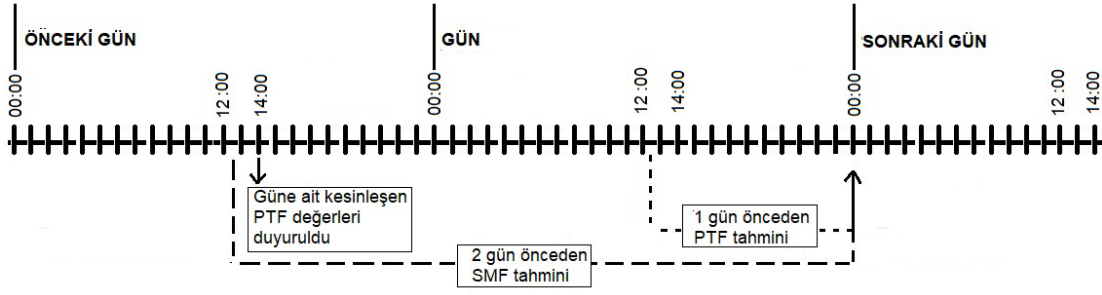
$$\varphi_2(B)\phi_2(B^{st})y_t = \mu + \varepsilon_t \quad (5.3)$$

SMF için ARIMA (2, 0, 0) (2, 0, 0) [24] modelinin parametreleri Çizelge 5.3'teki gibidir.

Çizelge 5.3 : SMF için ARIMA modelinin parametreleri.

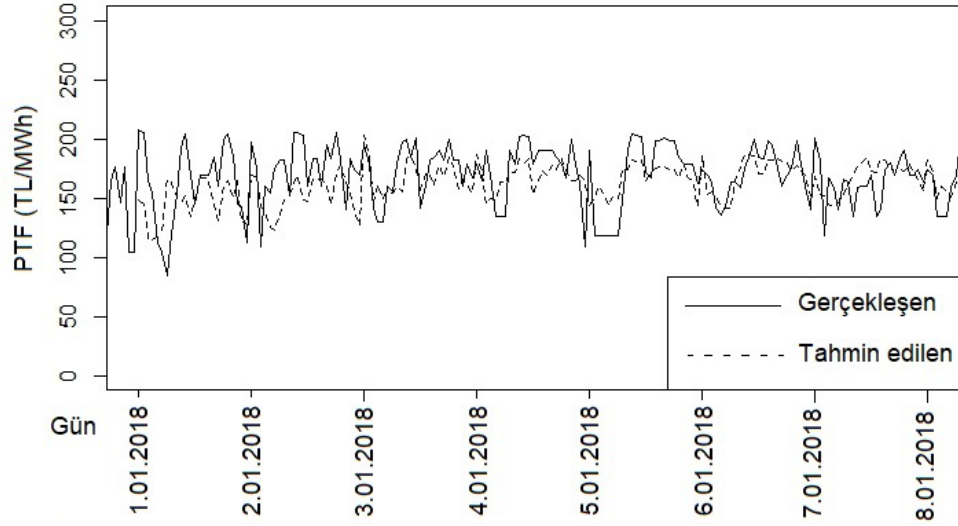
Katsayılar:					
	ar1	ar2	sar1	sar2	kesen
	0,6797	0,1176	0,2618	0,1556	153,8815
s.e.	0,0108	0,0107	0,0107	0,0106	2,3704

Türkiye elektrik piyasası süreçlerine göre piyasa katılımcısının saat 12:30'a kadar Gün Öncesi Piyasası'nda alım satım tekliflerini sistem işletmecisine bildirmesi gerektiği Bölüm 3'te anlatılmıştı. İçinde bulunulan günün PTF'leri bir önceki gün saat 14:00'te duyurulduğu için bilinmektedir. Ancak SMF'leri içinde bulunulan gün bitmediği için bilinmemektedir. Bu durumda, PTF'ler 1 gün önceden tahmin edilebilirken, SMF'ler ancak 2 gün önceden tahmin edilebilir. Diğer bir deyişle, piyasa katılımcısı içinde bulunulan gün saat 12:30'a kadar bir sonraki güne ait PTF'leri ve iki gün sonraki SMF'leri tahmin eder. İlgili süreç Şekil 5.6'da gösterilmiştir.

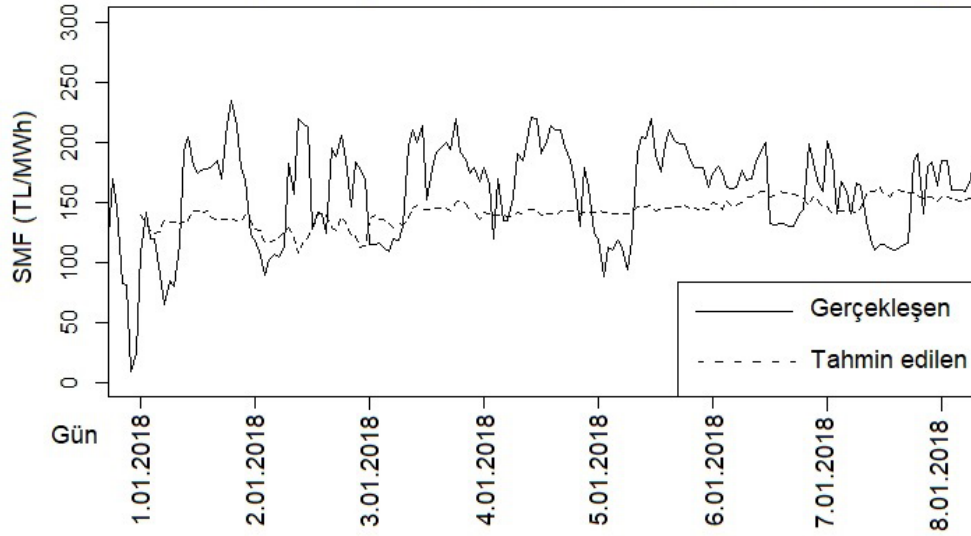


Şekil 5.6 : Gün Öncesi Piyasası'nda fiyat tahmin süreci.

Sürece uygun bir şekilde gün öncesinde 2 haftalık zaman aralığında gerçekleşmiş PTF ve SMF'ler ARIMA modellerine girdi olarak verilerek sonraki günün 24 saatlik tahminleri yapılmıştır. Bu şekilde 2018 yılının PTF ve SMF'leri tahmin edilmiştir. Şekil 5.7'de 2018 yılının ilk haftasında gerçekleşen ve tahmin edilen PTF ve SMF'ler gösterilmiştir. Grafıklara bakıldığında tahmin edilen PTF'lerin gerçekleşen PTF'leri çok iyi takip ettiği görülmektedir. SMF'lerin gerçekleşen ve tahmin edilenleri arasında ise farklar olduğu görülmektedir. Bu durum SMF'nin tekrarlayan yapısı olmaması sebebiyle PTF'ye oranla daha düşük performanslı tahminler vereceği iddiasını kanıtlamaktadır.



(a)

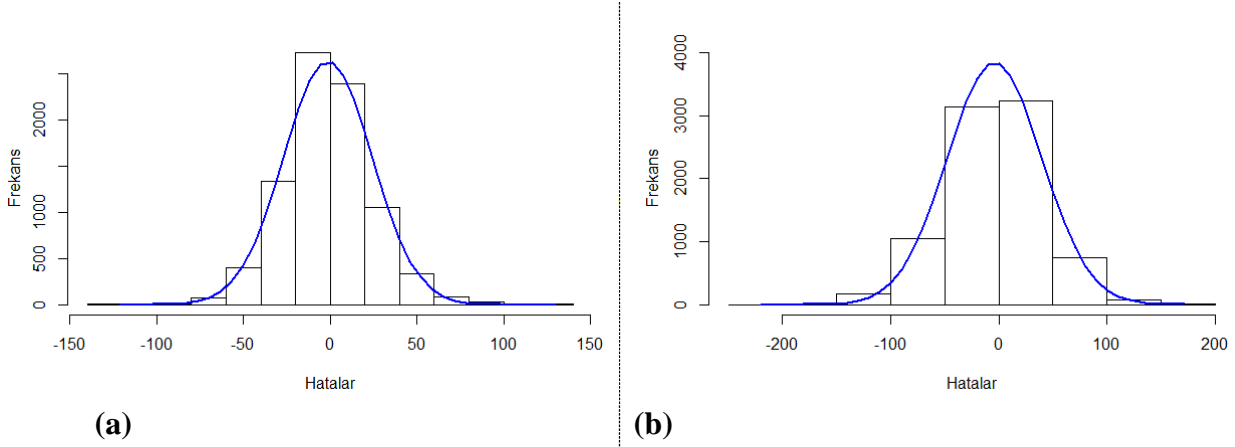


(b)

Şekil 5.7 : 2018 yılının 1. haftasında gerçekleşen ve tahmini (a) PTF ve (b) SMF.

ARIMA modellerinin performansını araştırmak için hata terimlerine bakılmıştır. Hata terimleri Şekil 5.8'de görülebileceği gibi normal dağılım göstermiştir (PTF hata terimleri için çarpıklık 0,35 ve basıklık 1,21; SMF hata terimleri için çarpıklık 0,24 ve basıklık 1,27'dir.) ve korelasyonsuzdur (Pearson korelasyon katsayısı 0,05'ten küçük anlamlılık düzeyinde PTF hata terimleri için 0,15; SMF hata terimleri için 0,19'dur). Bu zaman serileri için performans ölçme yöntemi olarak MAE tercih edilmiş olup,

2018 yılına ait PTF test verileri için 16,37 TL/MWh ve SMF test verileri için 35,80 TL/MWh'dir.



Şekil 5.8 : (a) PTF ve (b) SMF'lere ait hata terimlerinin dağılımı.

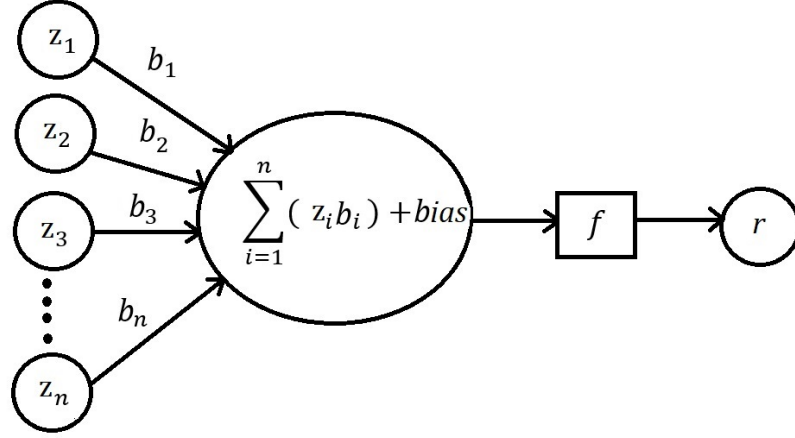
Sonuç olarak ARIMA modellerinden elde edilen PTF ve SMF'ler iyi sonuçlar vermiştir ve birinci aşamadaki matematiksel modelde girdi olarak kullanılmaya elverişlidirler. Piyasa katılımcısının doğru gelecek stratejisi belirlemesinde bu tahminlerin önemli etkileri olacaktır.

5.2 Dengeleme Güç Piyasası'nda Fiyat Tahmini

5.2.1 Yapay sinir ağları (YSA) modeli

YSA ilk olarak 1943'te McCullogh ve Pitts çalışmasında önerilmiştir ve o zamandan beri literatürde geçici algılama, örüntü tanıma, yaklaşım ve zaman serisi tahmininde yaygın olarak kullanılmaktadır. Temelinde insan beynindeki nöronların çalışma prensibini baz alır [54]. YSA birbirine bağlı basit işlem birimleri olan birçok nörondan oluşur. Nöronlardaki geçmişe dönük bilgi yapay sinir ağını eğitmek için kullanılır, böylelikle girdi ile çıktı arasındaki bilinmeyen veya bilinmesi zor ilişkiler kurulur [50].

Nöronların her biri, önyargı adı verilen sabit bir terimin eklendiği girdilerinin ağırlıklı toplamını oluşturur. Nöron indeksi i , girdi verisi z , bir nöronun ağırlığı b , önyargı (bias), aktivasyon fonksiyonu f , nöron çıktısı r ve nöron sayısı n ile gösterildiğinde nöronların yapısı Şekil 5.9'daki gibi gösterilir [53].



Şekil 5.9 : Yapay sinir ağlarının işlem birimleri olan nöronların yapısı.

Çok katmanlı sinir ağları en çok bilinen ve kullanılan sinir ağlarıdır. Birbirine bağlı ağlarda herhangi bir döngüye girilmediği yapıya ileri beslemeli ağ denilir ve bir girdi katmanı, bir çıktı katmanı ve gizli katmanlardan oluşurlar [54].

Optimal ağ yapısını elde etmek için birçok seçim yapmak gerekir. Bunlardan ilki veri ön işlemedir. Veriler bu sayede daha kolay yönetilebilir ve tahmin performansı iyileşir. Doğrusal dönüştürme (genellikle bir aralıkta ölçeklendirilir), istatistiksel standardizasyon (ortalamadan sapma kullanılır) ve çeşitli diğer matematiksel fonksiyonlar kullanılarak veri işlenebilir [57]. Sonrasında işlenen veriler eğitim ve test verileri olarak 2'ye ayrılır. Girdi verilerinin seçimi de önemlidir. Çıktıyla arasında ne kadar güçlü bir ilişki varsa o kadar iyi tahminler alınılır. Girdi katmanından sonra gelen gizli nöronların sayısı diğer bir seçim yapılması gereken konudur ve literatürde genellikle deneme yanılma yöntemiyle karar verilmiştir [53].

Son olarak, YSA'nın yapısında yer alan öğrenme algoritmasına ve transfer fonksiyonuna karar verilmelidir. Öğrenme algoritması, her bağlantının ağırlığını ve nöronların eşik değerini elde etmek için kullanılır. Dereceli azalma, geri yayılım algoritması, Levenberg Marquardt algoritması gibi birçok öğrenme algoritması literatürde mevcuttur [58]. Türevlenebilir ve azalmayan transfer fonksiyonları ise nöron çıktısının sınırını belirlemek için kullanılır. Çoğu makalede logsig veya tansig fonksiyonları tercih edilmiştir [53].

YSA modelinin performansını ölçmek için ARIMA modelinde önerilen yöntemler kullanılmıştır.

5.2.2 Dengeleme Güç Piyasası'nda SMF tahmini

Dengeleme Güç Piyasası'nda piyasa işletmecisi kesinleşen PTF'leri duyurmuş ve alım satım işlemlerinin verilen tekliflerle belirlenen bu fiyatlar üzerinden yapılmasını beklemektedir. Ancak beklenmedik durumlar oluşabilmekte ve operasyonel alım satım miktarları gün öncesinde verilen tekliflerden sapabilmektedir. Operasyonel alım satım miktarlarında ana rolü SMF oynamaktadır ve doğru tahmin edilmesi piyasa katılımcısının varlığını sürdürebilmesi için çok önemlidir.

Bu çalışmada SMF tahminleri Gün Öncesi Piyasası'nda ARIMA modeli üzerinden yapılmıştır. Ancak Dengeleme Güç Piyasası'nda piyasa katılımcısı kesinleşen PTF'leri bilmektedir ve SMF ile PTF arasında yadsınamaz bir ilişki vardır. Bu durumda kesinleşen PTF'leri kullanarak daha iyi SMF tahminleri elde etmek mümkündür ve bunun için YSA önerilmiştir.

Çizelge 5.4 : YSA girdilerinin çıktı ile arasındaki korelasyon katsayısı.

Girdi nöronları	Pearson korelasyon katsayısı
Günün saati	0,01
Haftanın günü	0,15
Hafta sonu veya hafta içi	-0,01
Kesinleşen PTF	0,88
Gün öncesi PTF tahmini	0,80
Gün öncesi 24 saatlik ortalama PTF	0,75
Gün öncesi aynı saatteki PTF	0,75
1 hafta öncesi aynı saatteki PTF	0,77
Gün öncesi SMF tahmini	0,76
Gün öncesi 24 saatlik ortalama SMF	0,74
Gün öncesi aynı saatteki SMF	0,72
1 hafta öncesi aynı saatteki SMF	0,72

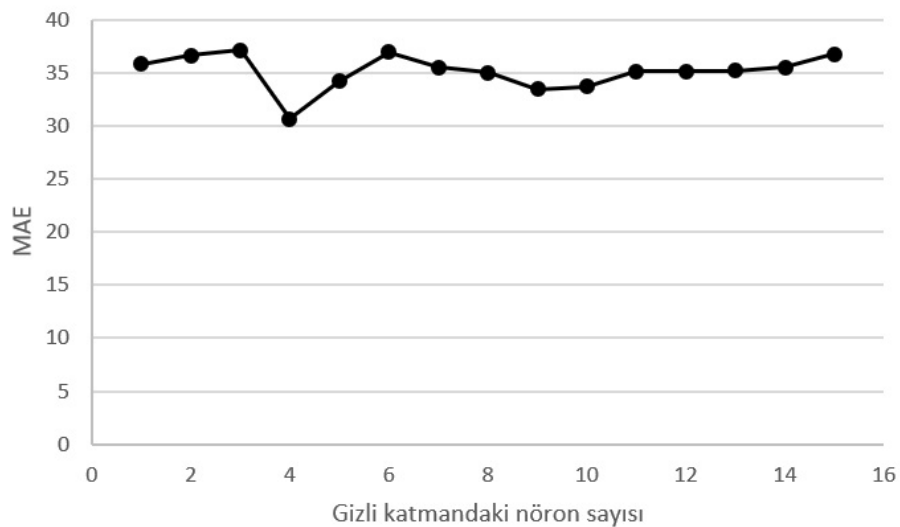
$$SMF = 176,16 + 1,71 \times GS - 0,69 \times HG - 7,60 \times HSI - 0,014GS \times HG - 0,074 \times GS \times HSI + 1,37HG \times HSI \quad (5.4)$$

Bir girdi katmanı, bir çıktı katmanı ve gizli katmanlardan oluşan çok katmanlı sinir ağı tercih edilmiştir. Girdi katmanında SMF ile ilişkisi olabileceği düşünülen veri setlerinin Pearson korelasyon katsayısı araştırılmıştır. 0,05'ten küçük anlamlılık düzeyinde olası girdilerin katsayıları Çizelge 5.4'te gösterilmiştir. Günün saati (GS), haftanın günü (HG) ve hafta sonu veya hafta içi (HSİ) girdilerinin SMF ile ilişkileri zayıf olsa bile modelden çıkarıldıklarında kayda değer derecede tahmin performansının düştüğü görülmüştür. Bu sebeple SMF ile aralarında etkileşim etkisi olabileceği düşünülmüş ve regresyon analizi yapılmıştır. 0,05'ten küçük anlamlılık düzeyinde ortaya çıkan etkileşim modeli Eşitlik (5.4)'te gösterilmiştir.

2017 yılına ait 8760 saatlik veriden oluşan girdi veri setlerinin ön işleme için literatürde min-max normalizasyonu olarak da bilinen min-max ölçeklendirme yöntemi kullanılmıştır. Uygulaması en kolay yöntemdir ve bu yaklaşımda veriler [0,1] sabit aralığında ölçeklendirilmiştir. A gerçek veri ve A' normalleştirilmiş veri olsun, formülü şu şekildedir [59]:

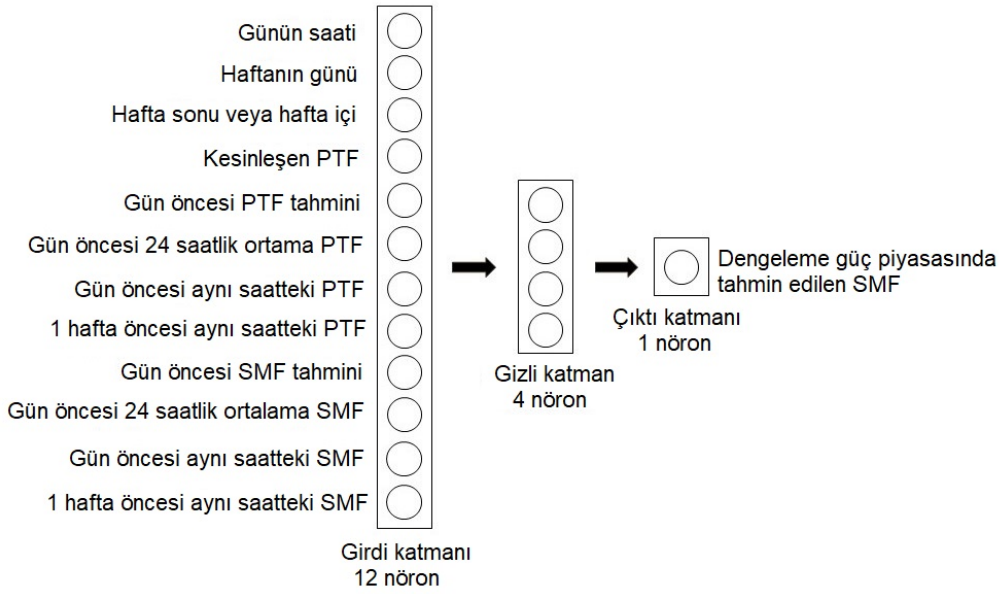
$$A' = \frac{A - \min(A)}{\max(A) - \min(A)} \quad (5.5)$$

Girdi katmanından sonra gelen gizli nöronların sayısı 1'den 15'e kadar arttırılarak denenmiş, performans ölçme yöntemi olarak 2018 yılı hata terimlerinin MAE değerlerine bakılarak 4 tane gizli nöron kullanılmasına karar verilmiştir. Deneylerden elde edilen bulgular Şekil 5.10'da gösterilmiştir.



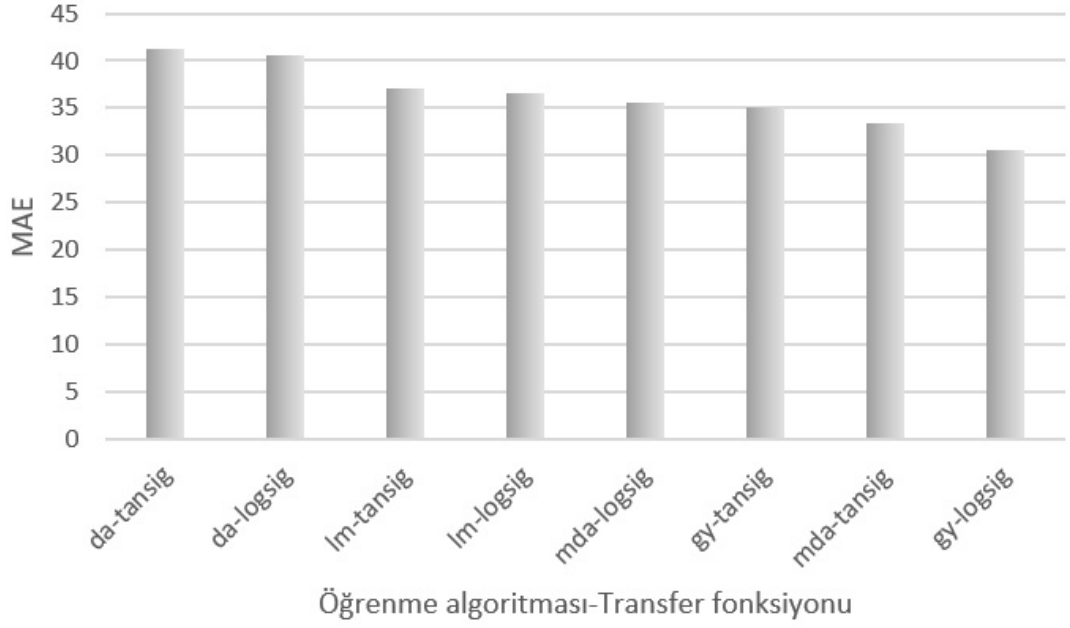
Şekil 5.10 : Gizli katmandaki nöron sayılarının tahmin performansı.

Bu çalışmada kurulan 3 katmanlı, ileri beslemeli, 12-4-1 yapısına sahip YSA Şekil 5.11’de gösterilmiştir.



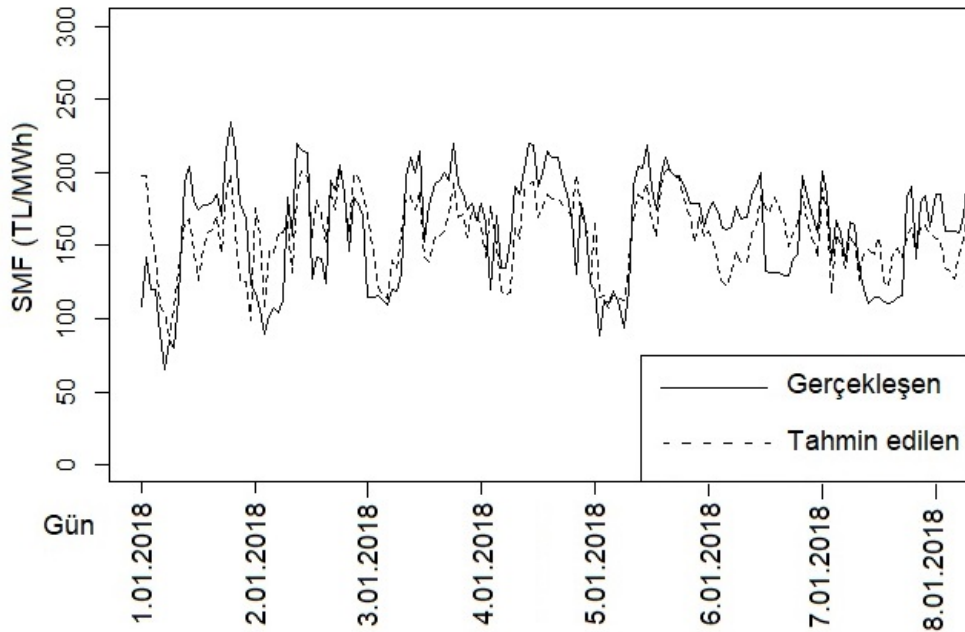
Şekil 5.11 : Önerilen YSA yapısı.

Son olarak, YSA'nın yapısında yer alan öğrenme algoritması ve transfer fonksiyonuna karar vermek için deneyler yapılmıştır. Öğrenme algoritmalarından dereceli azalma (da), momentumlu dereceli azalma (mda), geri yayılım (gy) ve Levenberg Marquardt (lm) algoritmaları ile transfer fonksiyonlarından tansig ve logsig fonksiyonlarının kombinasyonları denenmiştir. Olası girdiler ile elde edilen 2018 yılına ait tahminlerin performansları hata terimleri kullanılarak karşılaştırılmıştır. Performans ölçme yöntemi olarak MAE tercih edilmiştir. Şekil 5.12’de görülebileceği gibi en iyi performansı geri yayılım öğrenme algoritması ve logsig transfer fonksiyonu gösterdiği için onlar tercih edilmiştir.



Şekil 5.12 : Öğrenme algoritmaları ve transfer fonksiyonlarının tahmin performansı.

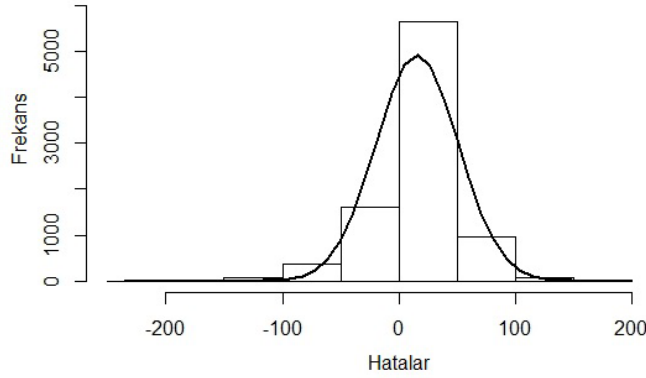
Nihai karar verilen YSA'nın MAE değeri 30,60 TL/MWh olup Şekil 5.13 ve Şekil 5.7b'ye bakıldığında ARIMA modelinden daha iyi tahmin ettiği görülmektedir. %15 iyileşme ile tahminler gerçekleşen SMF'lere daha çok yaklaşmıştır.



Şekil 5.13 : 2018 yılının 1. haftasında gerçekleşen ve tahmin edilen SMF.

Diğer bir performans değerlendirme yöntemi olarak da 2018 yılı hata terimlerinin dağılımına bakılmıştır. Hata terimleri Şekil 5.14'te görülebileceği gibi normal dağılım

göstermiştir (SMF hata terimleri için çarpıklık 0,33 ve basıklık 1,28'dir.) ve korelasyonsuzdur (Pearson korelasyon katsayısı 0,05'ten küçük anlamlılık düzeyinde SMF hata terimleri için 0,17'dir.). Sonuç olarak, YSA modelinden elde edilen SMF'ler iyi sonuçlar vermiştir ve ikinci aşamadaki matematiksel modelde girdi olarak kullanılabilirler. Piyasa katılımcısının gelecek stratejisini belirlemede olumlu yönde etkisi olacaktır.



Şekil 5.14 : SMF'lere ait hata terimlerinin dağılımı.

5.3 Fiyat Senaryolarının Oluşturulması

Bir tahminde belirsizliklerin değerlendirilmesi karar verici için faydalı ve gereklidir. Tahmin çeşitleri hakkında literatürde birçok çalışma varken, belirsizliklerin değerlendirilmesine ilişkin daha az rehber vardır. Oysa ki basit bir nokta tahmini, risk ve belirsizliklerin mevcut olduğu birçok iş planlaması için artık yeterli değildir. Çünkü nokta tahminleri hatalı olabilir, bu nedenle belirsizliği ölçmek ve daha iyi kararlar almak için tahmin aralıkları elde edilmelidir. Tahmin aralıklarından üretilen ve aralarından seçilen senaryolar matematiksel modellere girdi olarak verilmelidir.

5.3.1 Senaryoların üretilmesi

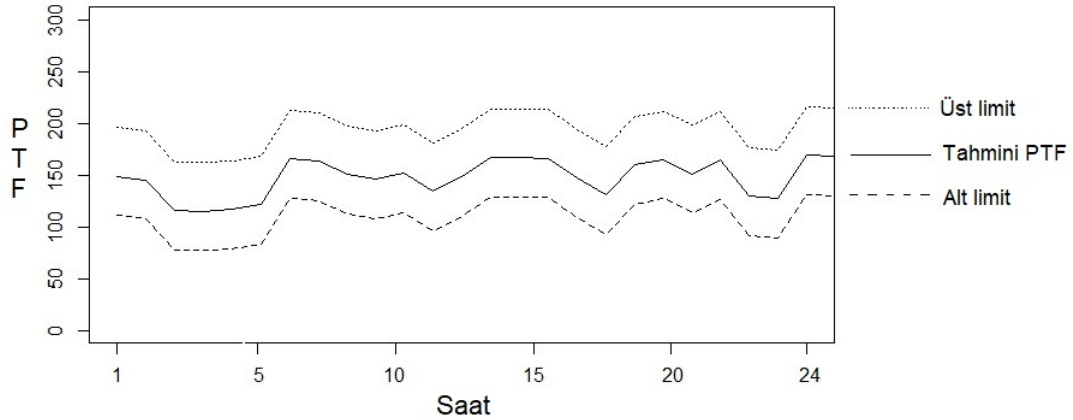
Bu çalışmada teklif ve işletme kararlarını verecek matematiksel modellere girdi olan senaryoları oluşturmak için nokta tahminleri yetersiz kaldığından, aralık tahmin yöntemi araştırılmıştır. Uygulanabilir mevcut yöntemler için yapılan literatür araştırması sonucunda sisteme en uygun aralık tahmin yöntemi olarak Taylor ve Bunn çalışmasında [60] önerilen yüzdeler dilim regresyonu seçilmiştir.

Seçilen yöntem, hata terimlerini kullanarak tahmin yüzdeler dilimini l gecikme zamanının bir fonksiyonu olarak tanımlamaya çalışır. Tüm hata terimleri tek bir seri

halinde bir araya getirilir. 24 saatlik tahminler yapıldığı için sırasıyla 1, 2, 3, ..., 24 adım sonraki (gecikme zamanı da denilebilir) tahmin dağılımları kurulmuştur. Tek serilik hata terimleri bu derecelerdeki gecikmelerden oluşur ve bunlara tahmin hata serileri denilir. Örneğin; 1 adım sonraki tahmin dağılımında l serisi 1. derece gecikmelerden oluşur. Sonrasında hata terimlerinin yüzdeler dilim regresyonlarını kurmak için l serilerinin l ve l^2 basit fonksiyonları kullanılmıştır. %90'lık aralık tahmin hatasının yüzdeler dilimi, Q_{th} , yüzdeler dilim regresyonu ile tahmin edilen X, Y ve Z parametreleri kullanılarak şu şekilde formüle edilmiştir (hata terimleri 2017 yılından elde edilmiştir):

$$Q_{th}(0,90) = X + Yl + Zl^2 \quad (5.6)$$

2018 yılına ait Gün Öncesi Piyasası için ARIMA modelinden sonra PTF ve SMF tahmin aralıkları; Dengeleme Güç Piyasası için de YSA modelinden sonra SMF tahmin aralığı elde edilmiştir. Örnek olarak, Şekil 5.15'te 1. gününe ait Gün Öncesi Piyasası'nda PTF tahmin aralığı gösterilmiştir.



Şekil 5.15 : 2018 yılının 1. gününde tahmin edilen PTF'nin tahmin aralığı.

Aralık tahminleri elde edildikten sonra Monte Carlo simülasyonu senaryo üretimi için tercih edilmiştir. Gün Öncesi Piyasası'nda, alt ve üst limitler kullanılarak n adet düzgün dağılımlı rastgele PTF ve SMF'ler bir sonraki günün her saati için üretilmiştir. Her birinin oluşma olasılığı eşit olan n tane PTF senaryosu ve n tane SMF senaryosu çaprazlanmış ve n^2 noktaya sahip (PTF, SMF) vektörü elde edilmiştir. Dolayısıyla, tüm (PTF, SMF) senaryolarının olasılıkları eşit ve $1/n^2$ 'dir.

Dengeleme Güç Piyasası'nda ise alt ve üst limitler kullanılarak n^2 adet düzgün dağılımlı rastgele SMF'ler bir sonraki günün her saati için üretilmiştir. Kesinleşen

PTF'ler ile n^2 noktaya sahip (PTF, SMF) vektörü elde edilmiştir. Tüm (PTF, SMF) senaryolarının olasılıkları eşit ve $1/n^2$ 'dir.

5.3.2 Senaryoların seçilmesi

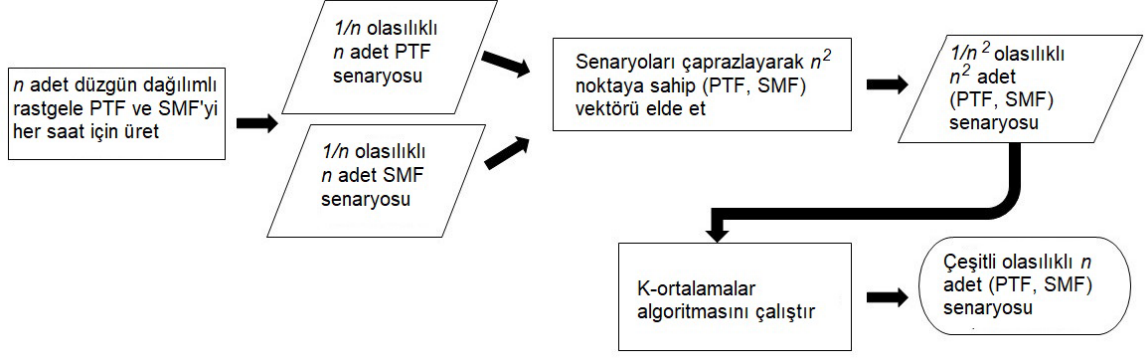
Monte Carlo simülasyonu kullanıldığında, iki aşamalı optimizasyon modelindeki stokastik parametrelerin varsayılan olasılık dağılımına göre çok sayıda senaryo oluşturulur. Bu kadar çok sayıda senaryonun doğrudan optimizasyon modelinde kullanımı optimal çözüme ulaşılmasını zorlaştırır, çünkü çözüm süresi gittikçe uzar ve model karar verici için kullanışsız bir hale gelir. Kolay yoldan Monte Carlo simülasyonu ile az sayıda senaryo üretimi de tercih edilmez, çünkü daha az senaryo daha az bilgi taşır. Asıl istenen, senaryo sayısı azaltılırken bilginin minimum düzeyde kayıdır. Bu sebeple, minimum bilgi kaybıyla senaryo sayılarının azaltılmasında literatürde birçok yöntem geliştirilmiştir [61].

K-ortalamalar kümeleme algoritması darbe kod modülasyonu problemine çözüm olarak ilk 1957'de ortaya çıkmıştır ve o zamandan beri kümeleme problemlerinin çözüm yöntemi olarak sıkça kullanılmaktadır. Algoritmanın çalışma prensibi, gözlemler ile küme merkezinin arasındaki toplam ortalama mesafeyi minimize edecek şekilde gözlemleri belli sayıdaki kümelerle atamaktır. Bu şekilde kümelerin optimum merkez noktası, kümelerdeki gözlemlerin temsili gözlemi haline gelir [62].

Bu çalışmada da n^2 adet senaryo, n kümeyle k-ortalamalar kümeleme algoritmasının şu sözde kodu ile bölünmüş ve n adet temsili senaryoya indirilmiştir:

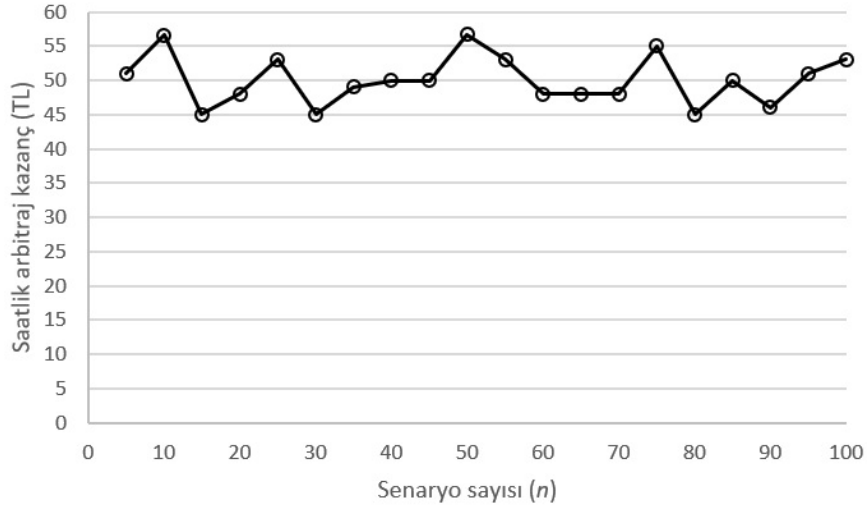
1. Her birinin meydana gelme olasılığı $1/n^2$ olan n^2 adet (PTF, SMF) senaryo arasından n adet rastgele senaryoyu kümelerin merkezi olarak seç.
2. Merkez senaryolar sabit kalana kadar 3. ve 4. adımları tekrarla.
3. Her senaryonun kendisine en yakın mesafedeki merkez senaryosunu bul. Aynı merkez senaryoyu seçen senaryolarla bir küme oluştur.
4. Oluşan kümedeki senaryolara ortalama mesafesi minimum olan merkez senaryoyu bul. Merkez senaryonun olasılığını kümedeki senaryoların olasılıkları toplamına eşitle.

Yukarıda anlatılanlar doğrultusunda fiyat senaryolarının oluşturulma akış şeması özetle Şekil 5.16'da gösterilmiştir.



Şekil 5.16 : Fiyat senaryolarının oluşturulma akış şeması.

İki aşamalı stokastik model çalıştırılarak deneme yanılma yöntemi ile n değerine karar verilmiştir. Çeşitli n adet (PTF, SMF) senaryoları her iki aşamadaki matematiksel modele girdi olarak verilmiş ve 10 MW güç kapasiteli %95 çevrim verimine sahip bir EDT teknolojisinin 1 saatlik ortalama arbitraj kazancı incelenmiştir. Şekil 5.17’de görülebileceği gibi n değeri 10 iken maksimum kazanç çok yakın bir değer vermekte ve 11,81 saniye gibi çok kısa bir sürede işletmeciye kararlar aldurmaktadır. Öte yandan n değeri 50 iken 0,001 TL/MWh fark ile maksimum kazanç elde edilmektedir. Ancak 644,72 saniyelik çözüm süresi ile verimsiz hale getirmekte ve aradaki kazanç farkı göz ardı edilebilmektedir. Ek olarak, n değeri arttıkça operatörün benzer kararlar aldığı görülmüştür. Bu sebeplerden dolayı $n = 10$ olarak tercih edilmiştir.



Şekil 5.17 : Senaryo sayısı (n) ile arbitraj kazanç ilişkisi.



6. SAYISAL DENEYLER VE SONUÇLAR

Bu çalışmada önerilen iki aşamalı stokastik matematiksel model Java programlama dilinde kodlanmış, “cplex” kütüphanesi kullanılmıştır. Modelin stokastik değişkenleri ise R programlama dilinde kodlanmış, “forecast”, “tseries”, “quantreg” ve “neuralnet” kütüphanelerinde bulunan fonksiyonlar kullanılmıştır. 8760 saatlik 2018 yılına ait elektrik fiyatları ile 13 farklı EDT üzerinde arbitraj potansiyeli araştırılmıştır, bu sebeple ortalama döviz kurunun 4,80 TL/\$ olduğu kabul edilmiştir.

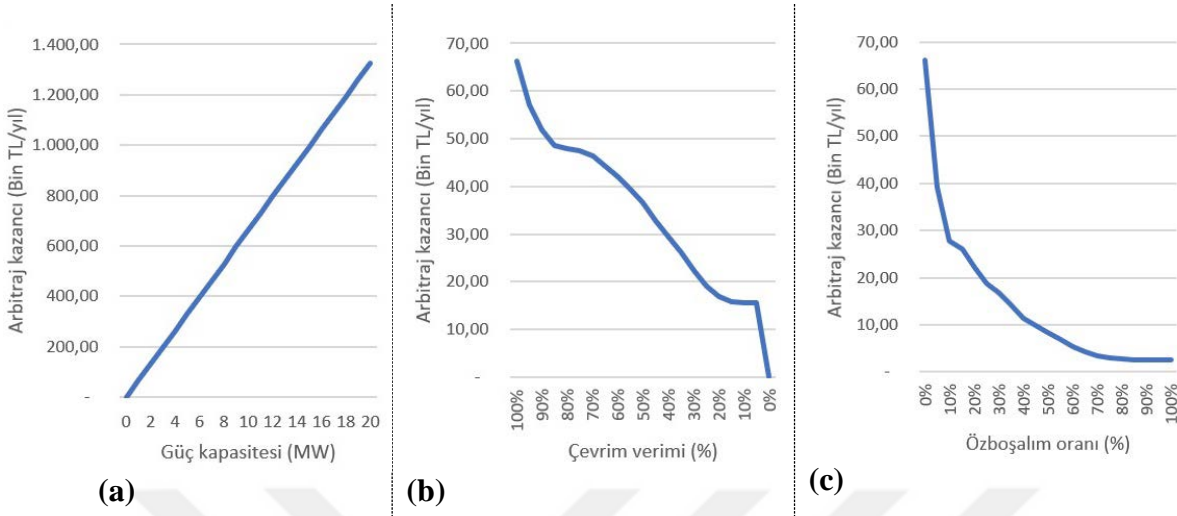
Önerilen yöntemin uygulanmasından elde edilen şu sonuçlar detaylı bir şekilde açıklanmıştır:

- Operatörün arbitraj kazancı işlettiği EDT'ye göre değişebilmektedir, çünkü EDT'lerin karakteristik özelliklerinin kazanç üzerinde önemli etkileri vardır.
- Operatörün arbitraj kazancı Türkiye elektrik piyasasının yapısına göre değişebilmektedir, çünkü ödül ve ceza mekanizmaları operatörün kararlarını etkileyebilmektedir.
- Operatörün arbitraj kazancı üzerinde risk duyarlılığının önemli etkisi vardır, öyle ki risk duyarlı bir operatör ile risk-nötr bir operatörün arbitraj potansiyeli farklıdır.
- İç verim oranlarına göre yaşam süreleri boyunca yatırım maliyetleri göz önünde bulundurularak Türkiye elektrik enerjisi piyasasında arbitraj potansiyeli olan şu EDT'ler vardır: PDHES ve SHDES. EDT'ler arasından Pb-asit ise kısmen arbitraj sağlayabilir.

6.1 EDT Çeşitlerinin Arbitraj Kazancı

Bir EDT'nin arbitraj kazancı; güç kapasitesi, çevrim verimi ve özboşalım oranı gibi karakteristik özelliklerine bağlıdır. Şekil 6.1'de özelliklerden biri değiştirilip diğerleri sabit kaldığında arbitraj kazancının nasıl değiştiği gösterilmektedir. 1 MW'lık güç

kapasiteli, %100 çevrim verimli ve %0 özboşalım oranlı ideal değerlere sahip bir EDT için 1 yıllık arbitraj kazancı gözlemlenmiştir.



Şekil 6.1 : EDT'lerin (a) güç kapasitesinin, (b) çevrim veriminin ve (c) özboşalım oranının arbitraj kazancına etkisi.

Genel olarak arbitraj kazancı güç kapasitesi arttıkça artar, çünkü enerji fiyatları düşüken çok enerji depolanıp fiyatlar arttığında çok enerji satılabilir (Şekil 6.1a). Bu çalışmada analiz edilen EDT'lerin güç kapasitesi 0,003 ile 5000 MW gibi geniş aralıkta yer almaktadır. Güç kapasitesi ile arbitraj kazancı arasındaki orantıya bakıldığında PDHES ve SHDES teknolojilerinden yüksek kazanç beklenirken; ZnBr, SMED, SKap ve ZEBRA gibi teknolojilerden düşük kazanç elde edileceği düşünülmektedir.

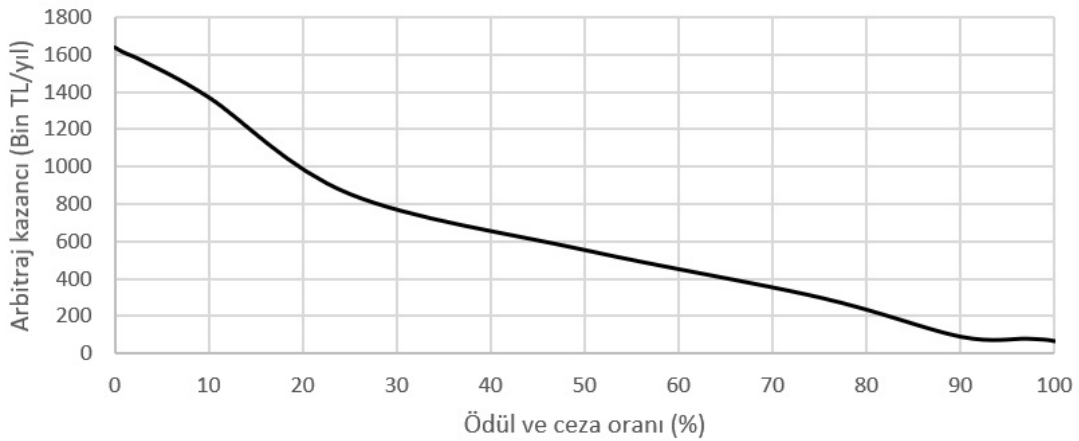
Arbitraj kazancını değeri arttıkça arttıran diğer bir karakteristik özellik çevrim verimidir, çünkü şarj/deşarj sırasında EDT ile şebeke arasında enerji transfer edilirken daha az enerji kaybı ve dolayısıyla daha az kazanç kaybı oluşur (Şekil 6.1b). Bu çalışmadaki EDT'lerin çevrim verimi SHDES hariç %60'tan yüksektir. Volan, ZEBRA, SKap ve SMED %90 ile %95 değerleri arasında en yüksek çevrim verimlerine sahip teknolojilerdir.

Öte yandan özboşalım oranı arttıkça arbitraj kazancı düşmektedir, çünkü EDT'nin enerji dağıtımından önce yeterli düzeyde şarj olması için daha çok enerji satın alınması gerekmektedir (Şekil 6.1c). Bu çalışmada ele alınan EDT'lerin çoğunun özboşalım oranı %0'a yakınken, bazıları gün içerisinde kendi kendine yüksek oranda enerji kaybetmektedir ve bunlar aynı zamanda çevrim oranı konusunda şanslı olanlardır. Volanlar %20 özboşalım oranı ile en yüksek değere sahip olup, sonrasında sırasıyla

SKap, SMED ve ZEBRA teknolojileri %10-15 ile yüksek olanlar arasında yer almaktadır.

6.2 Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Yapısına Göre Arbitraj Kazancı

EDT'lerin arbitraj kazancı karakteristik özelliklerine bağlı olduğu kadar işletildiği ülkenin elektrik enerjisi piyasasının koşullarına da bağlıdır. En başta Türkiye elektrik enerjisi piyasasının yapısındaki değişiklikler sebebiyle arbitraj potansiyeli ortaya çıkmıştır. Arbitraj kazancını en çok etkileyebilecek ise bu piyasadaki ödül ve ceza mekanizmasıdır. Mevcut durumda bu mekanizmalara göre arbitraj kazancı fiyatların %3'ü üzerinden hesaplanmaktadır. 20 MW'lık %95 çevrim oranına sahip bir EDT için ödül ve ceza oranı arttıkça arbitraj kazancı Şekil 6.2'de görülebileceği üzere azalmaktadır. Bunun sebebi ise operatörün oran arttıkça piyasaya teklif vermekten kaçınmasıdır.

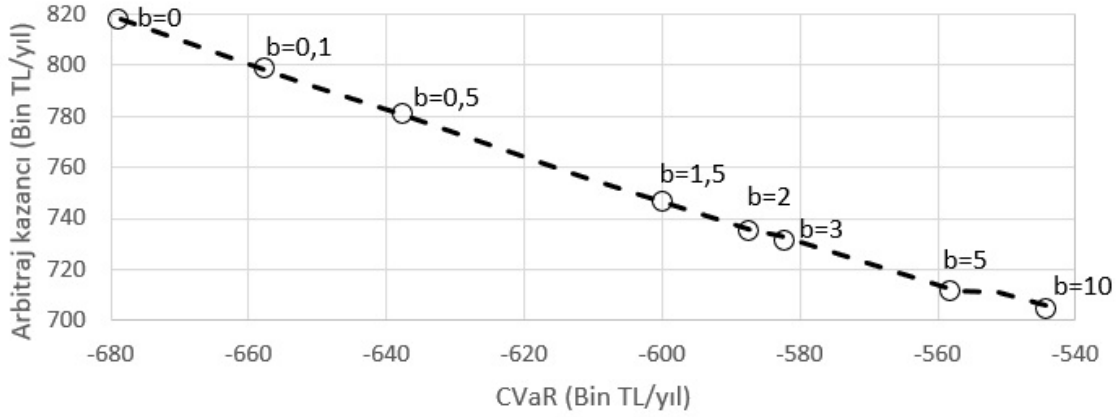


Şekil 6.2 : Ödül ve ceza oranı ile arbitraj kazancı ilişkisi.

6.3 Operatörün Risk Duyarlılığına Göre Arbitraj Kazancı

EDT operatörünün risk duyarlılığı arbitraj kazancını etkiler, çünkü stokastik modelin her iki aşamasında da operatörün alacağı kararlar risk duyarlılığına göre değişir. Arbitraj kazancı ve CVaR değerlerinin farklı risk senaryoları altında aralarındaki ilişki 25 MW'lık %85 çevrim oranına sahip bir EDT için Şekil 6.3'te gösterilmiştir. Problemdaki en düşük arbitraj kazancına sahip senaryo olan $a = 0,95$ için CVaR değerleri ($CVaR_{0,95}$) hesaplanmıştır. Riskten kaçınma tutumu b değeri ile artmaktadır; $CVaR_{0,95}$ değeri de aynı şekilde artmaktadır ancak arbitraj kazancı düşmektedir. $b = 0,1$ ile $b = 10$ senaryoları karşılaştırıldığında CVaR değerindeki %17,2'lik artış

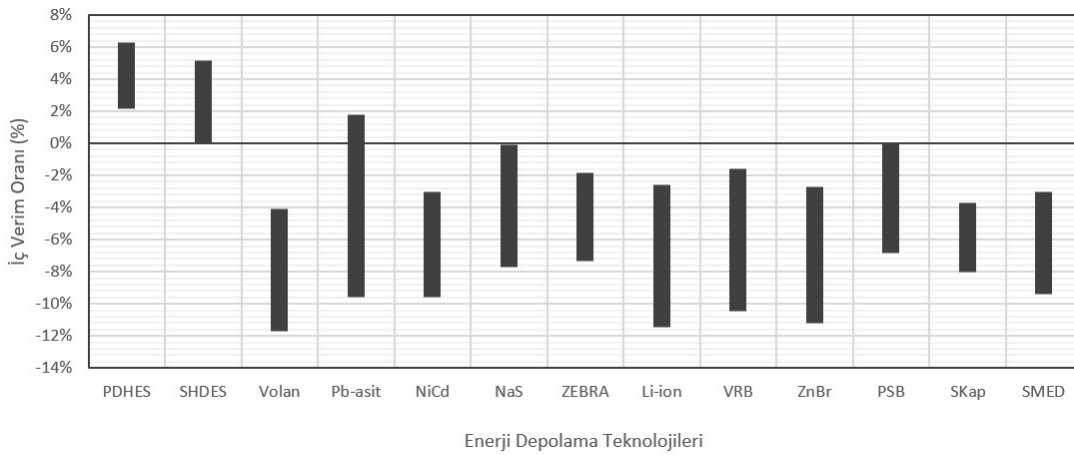
arbitraj kazancında %11,6'lık azalışa karşılık gelmektedir. $b = 10$ senaryosu sonrasında arbitraj kazancında kayda değer değişim olmadığı için operatörün daha fazla riskten kaçınması anlamsızdır. CVaR ile arbitraj kazancı arasındaki bu değiş tokuş dengesine göre EDT işletmecisi risk tutumunu piyasaya teklif vermeden veya işletme kararları almadan önce belirleyebilir.



Şekil 6.3 : Arbitraj kazancı ve CVaR ilişkisi.

6.4 Yaşam Süreleri Boyunca EDT Çeşitlerinin Arbitraj Potansiyeli

1 yıllık simülasyon sonucu 13 çeşit EDT'nin Türkiye elektrik enerjisi piyasasındaki maksimum ve minimum IRR'leri hesaplanmış Şekil 6.4'te gösterilmiştir. Tüm sonuçlar, arbitraj kazancını maksimize eden iki aşamalı stokastik model EDT'lerin farklı aralıklardaki güç kapasitesi, çevrim verimi, özboşalım oranı ve yatırım maliyeti ile çalıştırılarak elde edilmiştir. Operatörün riskten kaçınma oranı da IRR'lerin farklılaşmasında etkili olmuştur.



Şekil 6.4 : Tüm EDT'lerin iç verim oranı aralığı (IRR).

Şekil 6.4'e göre volanlar hariç mekanik EDT'ler %5'ten büyük IRR ile en çok arbitraj potansiyeli gösterenler olmuştur. PHDES ve SDHES yüksek güç kapasitelerine, düşük özboşalım oranlarına ve uzun yaşam sürelerine sahip olmaları sebepleriyle Türkiye'de hayata geçirildikleri takdirde işletmecilerine kâr sağlayacağı düşünülmektedir. Volanların negatif IRR'lere sahip olmasındaki en büyük etken ise yüksek özboşalım oranlarıdır. Özboşalım oranındaki %75 civarında bir düşüş volanların arbitraj potansiyelini PDHES ile SHDES ile aynı düzeylere getirebilmektedir.

Diğer bir yandan elektrokimyasal EDT'ler Şekil 6.4'e göre negatif IRR'lere sahiptir, dolayısıyla arbitraj potansiyelleri zayıftır. Bir istisna olarak Pb-asit kısmi bir potansiyele sahiptir, ancak bu teknolojiden çoğunlukla negatif IRR beklenmektedir. Arbitraj potansiyellerinin düşük olmasının başlıca sebebi düşük güç kapasitelerine rağmen oldukça maliyetli teknolojiler olmalarıdır. Yatırım maliyetlerini azaltmaya yönelik çalışmalar ile arbitraj potansiyeline sahip bataryalar üretilebilir.

Son olarak elektriksel EDT'ler Şekil 6.4'te görüldüğü üzere elektrokimyasal EDT'lere benzer arbitraj potansiyeli göstermiştir. Bunun sebebi de yüksek çevrim verimlerine rağmen yüksek oranda özboşalım oranlarına sahip olmalarıdır. Dolayısıyla depoladıkları enerjinin büyük bir kısmı içerilerinde beklerken kayıp edilmektedir. Bu teknolojilerden daha yüksek kazanç elde edebilmek için enerjiyi uzun süre bekletmeden satmak gerekmektedir. Türkiye enerji piyasası fiyatlarında hızlı düşüşler olmadığı için diğer ülkelerde arbitraj potansiyeli aranmalıdır.



7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada Türkiye elektrik enerjisi piyasasında 13 farklı EDT'nin risk duyarlı işletmeciler için fiyat arbitraj potansiyeli araştırılmıştır. Belli bir zaman periyodu içerisinde işletmecinin arbitraj kazancını ençoklayan optimal enerji depolama politikası amaçlanmıştır. Etkili bir enerji depolama politikası elektrik fiyatlarındaki belirsizlikleri göz önüne almak durumundadır. İşletmeci bu belirsizlikler doğrultusunda Türkiye elektrik enerjisi piyasası koşullarına uygun alım satım tekliflerini ve operasyonel alım satım kararlarını bildirmelidir. Aynı zamanda işleteceği optimal EDT çeşidine karakteristik özelliklerine dayanarak karar vermelidir. Çözüm yöntemi olarak tüm kısıtlar ile uyumlu ve istenen çıktıları veren iki aşamalı stokastik model önerilmiştir.

Etkili olduğu kadar gerçekçi bir enerji depolama politikası inşa edebilmek için risk yönetimi de bu çalışmaya ilave edilmiştir. Risk-nötr olan piyasa katılımcısı risk duyarlı bir hale getirilmiş, istatistiksel tabanlı CVaR ölçümü mevcut matematiksel modele entegre edilmiştir. Bu sayede EDT işletmecisi risk tutumuna CVaR ile arbitraj kazancı arasındaki değiş tokuş dengesine göre karar verebilecektir.

Piyasa katılımcısının gelecek stratejilerini belirlemede iyi performanslı fiyat tahmini önemli bir hale gelmiştir. Gün Öncesi Piyasası'nda PTF ve SMF'ler ARIMA yöntemi ile, Dengeleme Güç Piyasası'nda ise SMF'ler YSA yöntemi ile tahmin edilmiştir. Performans ölçümleri yapılmış, literatüre bakıldığında iyi tahminler elde edildiği görülmüştür. Ancak nokta tahminlerinin hatalı olabilmesi, dolayısıyla belirsizliği ölçmek ve daha iyi kararlar almak için senaryolar oluşturulmuştur. Zaman serilerinde kullanımı uygun olan Yüzdeler Dilim Regresyonu, Monte Carlo Simülasyonu ve k-ortalamlar nihai fiyat senaryolarının oluşturulması için önerilmiştir.

Çözüm önerilerinin biraraya getirildiği 365 günlük (1 yıllık) simülasyon kurulmuş ve EDT'lerin her biri için sayısal deneyler yapılmıştır. Simülasyondan elde edilen yıllık arbitraj kazançlarına göre çıkarılabilecek önemli sonuçlardan biri arbitraj kazancının

EDT'lerin karakteristik özelliklerine, bulunduğu ülkenin enerji piyasası yapısına ve işletmecinin risk tutumuna bağlı olmasıdır.

Bu çalışmada asıl varılmak istenen sonuca bakılacak olursa, Türkiye elektrik enerjisi piyasasında enerji depolama politikaları kullanarak fiyat arbitraj potansiyeli elde edilmesi mümkündür. PDHES ve SHDES mekanik enerji depolama teknolojileri için arbitraj potansiyeli vardır. Türkiye'nin ekonomik durumu, coğrafi elverişliliği ve gelişmişlik düzeyi de bu teknolojiler için uygundur. Türkiye'de hayata geçirildikleri takdirde ülkede yeni ekonomik fırsatlar ortaya çıkacaktır. Dolayısıyla, PDHES'ler için mevcutta var olan fizibilite çalışmalarına ağırlık verilmelidir. Elektrokimyasal enerji depolama teknolojisi olan Pb-asit ise işletmeciye kısmen arbitraj sağlayabilir. Bu teknolojinin olabildiğince çok arbitraj kazancı getiren modeline odaklanılmalıdır.

Arbitraj potansiyeli zayıf olan EDT'ler için ise şu ileriki çalışmalar önerilmektedir: EDT'lerin karakteristik özelliklerini iyileştirme amaçlı ARGE çalışmaları, EDT'lerin yatırım maliyetinin minimizasyonu çalışmaları veya riski azaltmak için yeni bir piyasa yapısı tasarımı. Problemin genişletilmesine yönelik ise şu çalışmalar düşünülebilir: EDT işletmecisinin aynı zamanda yenilenebilir enerji üreticisi olması ve Gün Öncesi Piyasası'nın Yan Hizmetler ile çalışılması.

KAYNAKLAR

- [1] Afşar, Y., & Büyükkeklik, A. (2014). Elektrik enerjisinde tedarik zinciri yönetimi: Türkiye’de kullanıcılara yönelik bilgisayar uygulama önerisi. *Verimlilik Dergisi*, (3), 75-99.
- [2] Kocaman, B., (2013). Akıllı şebekeler ve mikro şebekelerde enerji depolama teknolojileri. *Bitlis Eren Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi*, 2(1), 119-127.
- [3] Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., & Ding, Y., (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in natural science*, 19(3), 291-312.
- [4] Tutuş, A., (2009). Türkiye enerji sistemi için bir zorunluluk enerji depolama sistemleri, *11. Türkiye Enerji Kongresi*.
- [5] Rahman, F., Rehman, S., & Abdul-Majeed, M. A. (2012). Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in Saudi Arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 274-283.
- [6] Ozdemir, E., Ozdemir, S., Erhan, K., & Aktas, A. (2016). Energy storage technologies opportunities and challenges in smart grids. In *2016 International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP)*, (pp. 1-6). IEEE.
- [7] Aneke, M., & Wang, M. (2016). Energy storage technologies and real life applications-A state of the art review. *Applied Energy*, 179, 350-377.
- [8] T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı. (2019). Elektrik piyasası 2018 yılı piyasa gelişim raporu. Erişim adresi: <http://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-0-102/yillik-rapor-elektrik-piyasasi-gelisim-raporlari>.
- [9] Byrne, R. H., & Silva-Monroy, C. A. (2012). Estimating the maximum potential revenue for grid connected electricity storage: Arbitrage and regulation. *Sandia National Laboratories*.
- [10] Yau, S., Kwon, R. H., Rogers, J. S., & Wu, D. (2011). Financial and operational decisions in the electricity sector: Contract portfolio optimization with the conditional value-at-risk criterion. *International Journal of Production Economics*, 134(1), 67-77.
- [11] Sioshansi, R., Denholm, P., Jenkin, T., & Weiss, J. (2009). Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects. *Energy economics*, 31(2), 269-277.

- [12] **Zafirakis, D., Chalvatzis, K. J., Baiocchi, G., & Daskalakis, G.** (2016). The value of arbitrage for energy storage: Evidence from European electricity markets. *Applied energy*, 184, 971-986.
- [13] **Bradbury, K., Pratson, L., & Patiño-Echeverri, D.** (2014). Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time US electricity markets. *Applied Energy*, 114, 512-519.
- [14] **Walawalkar, R., Apt, J., & Mancini, R.** (2007). Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation in New York. *Energy Policy*, 35(4), 2558-2568.
- [15] **Akbari-Dibavar, A., Zare, K., & Nojavan, S.** (2019). A hybrid stochastic-robust optimization approach for energy storage arbitrage in day-ahead and real-time markets. *Sustainable Cities and Society*, 49, 101600.
- [16] **Downard, A., Young, D., & Zakeri, G.** (2012). Electricity contracting and policy choices under risk-aversion. *Operations Research*, 143.
- [17] **Carrión, M., Gotzes, U., & Schultz, R.** (2009). Risk aversion for an electricity retailer with second-order stochastic dominance constraints. *Computational Management Science*, 6(2), 233-250.
- [18] **Moazeni, S., Powell, W. B., & Hajimiragha, A. H.** (2014). Mean-conditional value-at-risk optimal energy storage operation in the presence of transaction costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3), 1222-1232.
- [19] **Hemmati, R., Saboori, H., & Saboori, S.** (2016). Stochastic risk-averse coordinated scheduling of grid integrated energy storage units in transmission constrained wind-thermal systems within a conditional value-at-risk framework. *Energy*, 113, 762-775.
- [20] **Dominion Energy.** (2017). Pumped hydroelectric storage facility. <http://www.dominionenergy.com/company/making-energy/renewable-generation/water>. Alındığı tarih: 20.05.2019.
- [21] **Ibrahim, H., Ilinca, A., & Perron, J.** (2008). Energy storage systems—Characteristics and comparisons. *Renewable and sustainable energy reviews*, 12(5), 1221-1250.
- [22] **Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J.** (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied energy*, 137, 511-536.
- [23] **Wayback Machine** (1985). Bath County Pumped Storage, *Civil Engineering—ASCE*, 55(7), 55.
- [24] **Ünver, Ü., Bilgin, H., & Güven, A.** (2015). Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Sistemler. *Engineer & the Machinery Magazine*, (663).

- [25] **Luo, X., Wang, J., Dooner, M., Clarke, J., & Krupke, C.** (2014). Overview of current development in compressed air energy storage technology. *Energy Procedia*, 62, 603-611.
- [26] **EnerTwin Heat & Power.** (2018). Compressed air energy storage process overview. http://www.enertwin.com/cms/EN_Specifications_En. Alındığı tarih: 15.04.2019
- [27] **Tan, X., Li, Q., & Wang, H.** (2013). Advances and trends of energy storage technology in Microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 44(1), 179-191.
- [28] **Energy Storage Association.** (2019). Flywheels. <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/flywheels>. Alındığı tarih: 12.02.2019
- [29] **Chatzivasileiadi, A., Ampatzi, E., & Knight, I.** (2013). Characteristics of electrical energy storage technologies and their applications in buildings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 814-830.
- [30] **Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., & Villafáfila-Robles, R.** (2012). A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16(4), 2154-2171.
- [31] **Yang, Z., Zhang, J., Kintner-Meyer, M. C., Lu, X., Choi, D., Lemmon, J. P., & Liu, J.** (2011). Electrochemical energy storage for green grid. *Chemical reviews*, 111(5), 3577-3613.
- [32] **Daniel, C., & Besenhard, J. O. (Eds.).** (2012). Handbook of battery materials. *John Wiley & Sons*.
- [33] **Şen, B.** (2017). Türkiye’de enerji depolama ve pil sistemlerinin gelişimi. <http://petroturk.com/makale/turkiyede-enerji-depolama-pil-sistemlerinin-gelisimi>. Alındığı tarih: 21.02.2019
- [34] **Amrouche, S. O., Rekioua, D., Rekioua, T., & Bacha, S.** (2016). Overview of energy storage in renewable energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(45), 20914-20927.
- [35] **Palizban, O., & Kauhaniemi, K.** (2016). Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. *Journal of Energy Storage*, 6, 248-259.
- [36] **Enerize Corporation.** (2016). Supercapacitor design and materials. <https://www.enerize.com/superCap.php>. Alındığı tarih: 21.04.2019

- [37] **Biçen, Y.** (2016). Türkiye elektrik enerjisi piyasası gelişim süreci: Gün öncesi ve dengeleme güç piyasası özellikleri. *Karaelmas Fen ve Mühendislik Dergisi*, 6(2), 432-438.
- [38] **Biçen, Y. & Gürel, AE.** (2016) Sürdürülebilir enerji bağlamında dünya ve Türkiye'deki genel durum: Fırsatlar ve gelecek perspektifleri. *International Conference on Engineering Technology and Applied Sciences*. Afyon Kocatepe Üniversitesi, Türkiye, 21-22 Nisan.
- [39] **Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş., Genel Müdürlüğü.** (2015). 2014 yılı sektör raporu. Erişim adresi: <https://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r%20Raporu%2FTETA%C5%9E%202014%20Y%C4%B1%20Sekt%C3%B6r%20Raporu.pdf>
- [40] **Türkiye Elektrik İletim A.Ş.** (2019). Türkiye elektrik piyasası. <http://www.teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/piyasa-raporlari>. Alındığı tarih: 11.04.2019
- [41] **Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.** (2019). Elektrik piyasası özet bilgiler raporu. Erişim adresi: http://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2019/03/Epias_2018_Yillik_Bulten.pdf
- [42] **Elektrik Piyasası Tüketici Hizmetleri Yönetmeliği.** (2018, 30 Mayıs). *Resmi Gazete* (Sayı: 30436). Erişim adresi: <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2018/05/20180530-2.htm>
- [43] **Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.** (2019). Spot elektrik piyasası: Elektrik piyasaları. <http://www.epias.com.tr/spot-elektrik-piyasasi>. Alındığı tarih: 13.04.2019
- [44] **Aksoy, S. A., Eryiğit, E., Hashimova, N., İşbilir, M., Avşar, Z. M., Köksal, G., & Terciyanlı, E.** (2013). Rüzgâr gücü üretimi için tahmin ve teklif sistemi tasarımı. *Journal of Industrial Engineering (Turkish Chamber of Mechanical Engineers)*, 24.
- [45] **Conejo, A. J., Carrión, M., & Morales, J. M.** (2010). Decision making under uncertainty in electricity markets (Vol. 1). *New York: Springer*.
- [46] **Rockafellar, R. T., & Uryasev, S.** (2000). Optimization of conditional value-at-risk. *Journal of risk*, 2, 21-42.
- [47] **Krokhmal, P., Palmquist, J., & Uryasev, S.** (2002). Portfolio optimization with conditional value-at-risk objective and constraints. *Journal of risk*, 4, 43-68.

- [48] **Aggarwal, S. K., Saini, L. M., & Kumar, A.** (2009). Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 31(1), 13-22.
- [49] **Conejo, A. J., Plazas, M. A., Espinola, R., & Molina, A. B.** (2005). Day-ahead electricity price forecasting using the wavelet transform and ARIMA models. *IEEE transactions on power systems*, 20(2), 1035-1042.
- [50] **Gao, G., Lo, K., & Fan, F.** (2017). Comparison of ARIMA and ANN models used in electricity price forecasting for power market. *Energy and Power Engineering*, 9(4B), 120-126.
- [51] **Zhao, Z., Wang, C., Nokleby, M., & Miller, C. J.** (2017, Haziran). Improving short-term electricity price forecasting using day-ahead LMP with ARIMA models. *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1-5). IEEE.
- [52] **Özgüner, E., Tör, O. B., & Güven, A. N.** (2017). Probabilistic day-ahead system marginal price forecasting with ANN for the Turkish electricity market. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 25(6), 4923-4935.
- [53] **Gökgöz, F., & Filiz, F.** (2016). Electricity price forecasting in Turkey with artificial neural network models. *Investment Management & Financial Innovations*, 13(3), 150.
- [54] **Catalão, J. P. S., Mariano, S. J. P. S., Mendes, V. M. F., & Ferreira, L. A. F. M.** (2007, Kasım). An artificial neural network approach for short-term electricity prices forecasting. *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems* (pp. 1-6). IEEE.
- [55] **Box, G. E., Jenkins, G. M., Reinsel, G. C., & Ljung, G. M.** (2015). Time series analysis: forecasting and control. *John Wiley & Sons*.
- [56] **EPİAŞ Şeffaflık Platformu.** (2019). Piyasa takas fiyatı ve sistem marjinal fiyatı. <http://seffalik.epias.com.tr/transparency/>. Alındığı tarih: 13.04.2019
- [57] **Kuzniar, K., & Zajac, M.** (2017). Some methods of pre-processing input data for neural networks. *Computer Assisted Methods in Engineering and Science*, 22(2), 141-151.
- [58] **Ghodsi, R., & Zakerinia, M.** (2012). Forecasting short term electricity price using artificial neural network and fuzzy regression. *International Journal of Academic Research in Business and Social Sciences*, 2(1), 286.

- [59] **Patro, S., & Sahu, K. K.** (2015). Normalization: A preprocessing stage. *arXiv preprint arXiv:1503.06462*.
- [60] **Taylor, J. W., & Bunn, D. W.** (1999). Investigating improvements in the accuracy of prediction intervals for combinations of forecasts: A simulation study. *International Journal of Forecasting*, 15(3), 325-339.
- [61] **Brand, H., Thorin, E., & Weber, C.** (2002). Scenario reduction algorithm and creation of multi-stage scenario trees. *Optimization of Cogeneration Systems in a Competitive Market Environment, Discussion Paper*, (7).
- [62] **Rujeerapaiboon, N., Schindler, K., Kuhn, D., & Wiesemann, W.** (2018). Scenario reduction revisited: Fundamental limits and guarantees. *Mathematical Programming*, 1-36.



ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Ceren Vergili
Uyruğu : T.C.
Doğum Tarihi ve Yeri : 16.12.1993, Çankaya
E-posta : cerenvergili@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans:** 2016, TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Endüstri Mühendisliği
- **Lisans:** 2017, TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi, İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi, İktisat
- **Yüksek Lisans:** 2019, TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Endüstri Mühendisliği

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

Yıl	Yer	Görev
2017	TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi	Araştırma Görevlisi
2018	Siemens Mobility Ulaşım Sistemleri A.Ş. (Ankara)	Proje Kalite Mühendisi

ÖDÜL: 36. Yöneylem Araştırmaları ve Endüstri Mühendisliği Kongresi Proje Yarışması Birinciliği (2016)

YABANCI DİL: İngilizce, Almanca

TEZDEN TÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **Vergili, C., & Tekin, S.** Türkiye Elektrik Piyasasında Enerji Depolama Politikaları Kullanarak Fiyat Arbitraj Potansiyelinin Araştırılması. *38. Yöneylem Araştırması ve Endüstri Mühendisliği Ulusal Kongresi (YAEM 2018) Bildiriler Kitabı*, Eskişehir: Anadolu Üniversitesi, 79.

DİĞER YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- Demirpolat, E. N., Öztürk, Z. Ş., Uzgören, N., **Vergili, C.**, Yılmaz, C., & Tekin, S. (2016). Lider bir dondurma fabrikasında wcm metodolojisiyle üretim alanlarında lojistik optimizasyonu. *Journal of Industrial Engineering (Turkish Chamber of Mechanical Engineers)*, 27(4).
- **Vergili, C.** (2016). Realizing business process management by help of a process mapping database tool (No. CERN-STUDENTS-Note-2016-121).

