

**KARŞILAŞTIRMALI İSTATİSTİKSEL YÖNTEMLER İLE
TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA FİYAT TAHMİN VE
ANALİZİ**

**Pamukkale Üniversitesi
Sosyal Bilimler Enstitüsü
Yüksek Lisans Tezi
İşletme Ana Bilim Dalı
Sayısal Yöntemler Programı**

Burak ARSLAN

Danışman: Prof. Dr. İrfan ERTUĞRUL

**Haziran 2021
DENİZLİ**

Bu tezin tasarımı, hazırlanması, yürütülmesi, araştırmalarının yapılması ve bulgularının analizlerinde bilimsel etiğe ve akademik kurallara özenle riayet edildiğini; bu çalışmanın doğrudan birincil ürünü olmayan bulguların, verilerin ve materyallerin bilimsel etiğe uygun olarak kaynak gösterildiğini ve alıntı yapılan çalışmalara atıfta bulunulduğunu beyan ederim.

Burak ARSLAN

ÖN SÖZ

Bu çalışmayı hazırlama sürecinde öncelikle bana desteği ve yönlendirmeleriyle her zaman yardımcı olan tez süresi boyunca değerli fikirlerini ve tecrübesini hiçbir zaman esirgemeyen tez danışmanım Sayın Prof. Dr. İrfan ERTUĞRUL'a en içten teşekkürlerimi sunarım.

Tezin gelişim sürecinde sağladığı önemli katkı ve destekler ile çalışmama yön veren, tez süresi boyunca değerli zamanını esirgemeyen öğretim üyesi Sayın Dr. Veli Rıza KALFA'ya, bilgi ve birikimini esirgemeyerek tezin ilerleme sürecinde bana yardımcı olan Sayın Prof. Dr. Şaban NAZLIOĞLU'na teşekkürlerimi bir borç bilirim.

Ayrıca tez yazım süresi boyunca bana sevgilerini ve desteklerini hep hissettiren daima yanımda olan sevgili annem, babam ve kardeşime sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

ÖZET

**KARŞILAŞTIRMALI İSTATİSTİKSEL YÖNTEMLER İLE
TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA FİYAT TAHMİN VE
ANALİZİ**

ARSLAN, Burak
Yüksek Lisans Tezi
İşletme Ana Bilim Dalı
Sayısal Yöntemler Programı
Tez Yöneticisi: Prof. Dr. İrfan ERTUĞRUL

Haziran 2021, İX+93 Sayfa

Operasyon süreçlerinden birisi olan ve Türkiye’de EPIAŞ aracılığıyla işletilen elektrik piyasalarında arza çıkan her birim elektrik için ise arz ve talep dengesine göre piyasa takas fiyatı oluşmaktadır. Piyasa takas fiyatı saatlik olarak oluşmakta katılımcılara ve halka açık olarak şeffaf platformlarda bildirilmektedir. Saatlik olarak oluşan piyasa takas fiyatı her zaman dengeli bir seyir izlememekte, bu da piyasa takas fiyatının analizini güçleştirmektedir. Piyasa takas fiyatının analizi ve tahmini ise piyasada işlem yapan katılımcılar için oldukça önem taşımaktadır. Analizlerini gerçek verilere dayandırarak yapan katılımcılar piyasaları daha iyi irdeleyerek karlılıklarını arttırmaktadırlar. Bu çalışmanın amacı Türkiye Elektrik Piyasalarında oluşan piyasa takas fiyatının analizini yapmak ve literatürde sıklıkla kullanılan istatistiksel tahmin analiz yöntemlerinin performanslarını karşılaştırmaktır. Bu çalışmada R istatistik paket programı kullanılarak çoklu regresyon yöntemi ve yapay sinir ağı modelleri; Eviews paket programı ile ise ARIMA yöntemi kullanılarak geçmiş piyasa fiyatının analizi ve tahmini gerçekleştirilmiştir. Analizler yapılırken 2020 yılı mart, nisan, mayıs ve haziran aylarında gerçekleşmiş olan 2928 adet piyasa takas fiyatı verisi ile analizler uygulanmıştır. Çoklu regresyon ve yapay sinir ağları yöntemleri ile piyasa fiyatını doğrudan etkilediği düşünülen doğalgaz, hidroelektrik, rüzgar, termik üretim miktarları ve enerjiye olan talep miktarları bağımsız değişkenler olarak ele alınmıştır. ARIMA yönteminde ise verinin geçmiş değerleri referans olarak alınarak analizler gerçekleştirilmiştir. Analiz yöntemi olarak kullanılan modeller birbirleri ile kıyaslanmış ve tahmin performansları karşılaştırılmıştır. Çalışmada kullanılan analiz yöntemleri sonucunda en iyi performansın sırasıyla yapay sinir ağları, çoklu regresyon yöntemi ve ARIMA yönteminden elde edildiği belirlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Çoklu Regresyon, Yapay Sinir Ağları, ARIMA, PTF

ABSTRACT**FORECASTING AND ANALYSIS IN TURKISH ELECTRICITY MARKET
WITH COMPARATIVE STATISTICAL METHODS**

ARSLAN, Burak

Master's Thesis

Department of Business Administration

Quantitative Methods Program

Adviser of Thesis: Prof. Dr. İrfan ERTUĞRUL

June 2021, IX+93 Pages

For each unit of electricity supplied in electricity markets, which is one of the operation processes and operated through EPIAŞ in Turkey, a market-clearing price is formed according to the supply and demand balance. The market-clearing price is formed hourly and reported to the participants on transparent platforms. The hourly market-clearing price does not always follow a balanced course that makes it difficult to analyse. The analysis and estimation of the market-clearing price is very important for the participants trading in the market. Participants who make their analysis based on real data increase their profitability by examining the markets with scrutiny. The aim of this study is therefore to analyse the market-clearing price in Turkish Electricity Markets and to compare the performances of statistical prediction analysis methods frequently used in the literature. In this study, multiple regression method and artificial neural networks models were applied by using R statistical package program; with the Eviews package program the analysis and estimation of the past market price was performed using the ARIMA method. Analyses were applied to 2928 data of market clearing prices realized in March, April, May and June 2020. In the multiple regression and artificial neural network models, the amount of natural gas, hydroelectric, wind, thermal generation and demand for energy, which are thought to directly affect the market price, are considered as independent variables. In the ARIMA method, analyses were carried out by taking the past values of the data as a reference. The models used as analysis method were compared with each other and their estimation performances were compared. The results of the analysis methods used in the study show that the best performance was obtained through artificial neural networks, multiple regression method and ARIMA method, respectively.

Keywords: Multiple Regression, Artificial Neural Networks, ARIMA, MCP

İÇİNDEKİLER

ÖN SÖZ	i
ÖZET	ii
ABSTRACT	iii
İÇİNDEKİLER	iv
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	vii
TABLolar DİZİNİ	viii
SİMGE VE KISALTMALAR DİZİNİ	ix
GİRİŞ	1

BİRİNCİ BÖLÜM

ELEKTRİK PİYASALARI

1.1. Küresel Elektrik Piyasaları.....	5
1.1.1. North Pool Elektrik Piyasası	8
1.1.2. Kuzey Amerika Elektrik Piyasası	10
1.2. Türkiye Elektrik Piyasası ve Tarihsel Gelişimi	11
1.2.1. Türkiye Elektrik Piyasalarının Gelişimine Katkı Sağlayan Kanunlar	12
1.2.2. Türkiye Elektrik Piyasası Yapısı.....	16
1.3. Spot Piyasalar.....	19
1.3.1. Gün Öncesi Elektrik Piyasası.....	19
1.3.2. Dengeleme Güç Piyasası.....	22
1.3.2.1. Dengeleme Güç Piyasası Zaman Dilimi	23
1.3.3. İkili Anlaşmalar.....	23
1.3.4. Gün İçi Elektrik Piyasası.....	24
1.3.4.1. Gün İçi Piyasaları Zaman Dilimi	24
1.4. Elektrik Piyasa Takas Fiyatı.....	25

İKİNCİ BÖLÜM

TAHMİN YÖNTEMLERİ

2.1. Zaman Serisi Modelleri.....	30
2.2. Zaman Serilerinin Sınıflandırılması.....	31
2.2.1. Sürekli ve Kesikli Zaman Serileri	31
2.2.2. Durağan ve Durağan Olmayan Zaman Serileri.....	32
2.2.3. Mevsimsel ve Mevsimsel Olmayan Zaman Serileri	32
2.3. Zaman Serisi Tahmin Yöntemleri.....	33
2.4. Regresyon Analizi.....	35

2.4.1 Basit Doğrusal Regresyon Modeli	35
2.4.2. Çoklu Doğrusal Regresyon Modeli.....	36
2.4.2.1. Çoklu Doğrusal Regresyon Modelinin Avantajları	37
2.4.2.2. Çoklu Doğrusal Regresyon Modelinin Dezavantajları	37
2.4.3. Tahmin Doğruluğunun Ölçülmesi.....	37
2.4.4. Regresyon Analizinde Belirlilik Katsayısı.....	38
2.5. Trend ve Hareketli Ortalamalar Analizi.....	39
2.6. Holt-Winters Üstel Düzleştirme Yöntemi.....	39
2.7. Box-Jenkins Yöntemi.....	40
2.7.1. Otoregresif Model (AR).....	41
2.7.2. Hareketli Ortalama Modeli (MA)	41
2.7.3. Durağan Olmayan Doğrusal Stokastik Model (ARIMA)	41
2.7.4. Mevsimsel ARIMA Modelleri	42
2.7.5. Model Belirleme.....	43
2.7.5.1. Durağanlık.....	43
2.7.5.2. ACF Fonksiyonu	44
2.7.5.3. PACF Fonksiyonu.....	45
2.7.6. Potansiyel Modelin Tanımı.....	45
2.7.7. Modelin Uyguluğunun Sınanması	46
2.8. Yapay Sinir Ağları	47
2.8.1. Yapay Sinir Ağları Özellikleri	49
2.8.2. Yapay Sinir Ağlarının Yapısı ve Sınıflandırılması	50
2.8.3. Yapay Sinir Ağlarında Ağırlıklandırma.....	50
2.8.4. İleri Beslemeli Ağlar	51
2.8.5. Geri Beslemeli Ağlar	52
2.8.6. Öğrenme Yöntemleri.....	52
2.8.6.1. Geriyayılım Algoritması	53
2.8.7. Normalizasyon Yöntemleri	54
2.8.7.1. Min-Max Normalizasyonu	54

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

UYGULAMA

3.1. Çoklu Regresyon ile Piyasa Takas Fiyatı Analizi.....	58
3.1.1. Mart Ayına İlişkin Çoklu Regresyon Modeli	61
3.1.2. Nisan Ayına İlişkin Çoklu Regresyon Modeli.....	63
3.1.3. Mayıs Ayına İlişkin Çoklu Regresyon Modeli	65
3.1.4. Haziran Ayına İlişkin Çoklu Regresyon Modeli.....	67

3.2. ARIMA Yöntemi İle Piyasa Takas Fiyatı Analizi	69
3.2.1. ARIMA Modelleri ile Aylar Bazında Analiz.....	69
3.2.1.1. Mart Ayına İlişkin ARIMA Modeli	71
3.2.1.2. Nisan Ayına İlişkin ARIMA Modeli	71
3.2.1.3. Mayıs Ayına İlişkin ARIMA Modeli.....	73
3.2.1.4. Haziran Ayına İlişkin ARIMA Modeli	75
3.3. Yapay Sinir Ağı ile Piyasa Takas Fiyatı Analizi	77
3.3.1. Mart Ayı YSA Analizi	78
3.3.2. Nisan Ayı YSA Analizi.....	79
3.3.3. Mayıs Ayı YSA Analizi	81
3.3.4. Haziran Ayı YSA Analizi	83
3.4. Modellerin Performans Karşılaştırması	85
SONUÇ	87
KAYNAKLAR	90
ÖZ GEÇMİŞ	Hata! Yer işareti tanımlanmamış.

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1. Elektrik Operasyon Süreci	3
Şekil 2. Elektrik Piyasalarında Mekanizmalar (Türkiye Enerji Piyasaları Araştırma Raporu, 2018: 2)	6
Şekil 3. Elektrik Piyasaları Gelişim Süreci	18
Şekil 4. Türkiye Elektrik Piyasaları	19
Şekil 5. Arz ve Talep Eğrisi	21
Şekil 6. EPIAŞ Gerçek Zamanlı Arz ve Talep Grafiği	22
Şekil 7. Elektrik Fiyat Tahmin Modelleri (Hu vd., 2019:2).....	30
Şekil 8. 5 Yıllık Aylık Satış Grafiği.....	33
Şekil 9. Nöron Yapısı.....	47
Şekil 10. Yapay Sinir Hücre Yapısı	48
Şekil 11. Sigmoid Aktivasyon Fonksiyonu (Demuth, 2000:38).....	49
Şekil 12. Yapay Sinir Ağı Giriş, Gizli ve Çıkış Katmanı (Yıldırım, 2018:98)	50
Şekil 13. Yapay Sinir Ağlarında Ağırlıklandırma.....	51
Şekil 14. İleri Beslemeli Ağ Yapısı (Öztürk vd., 2018:11).....	52
Şekil 15. Geri Beslemeli Ağ Yapısı (Öztürk vd., 2018:12).....	52
Şekil 16. Histogram Grafikleri.....	59
Şekil 17. Korelesyon Grafiği	60
Şekil 18. Kalıntıların Histogram ve Grafiği.....	61
Şekil 19. Mart Ayı Tahmin Performans Grafiği	71
Şekil 20. Nisan Ayı Tahmin Performans Grafiği.....	73
Şekil 21. Mayıs Ayı Tahmin Performans Grafiği	75
Şekil 22. Haziran Ayı Tahmin Performans Grafiği	76
Şekil 23. YSA Mart Ayı Ağırlıkları.....	78
Şekil 24. Regresyon ve Tahmin Performans Grafiği	79
Şekil 25. Nisan Ayı YSA Ağırlıklandırılması	80
Şekil 26. Regresyon ve Tahmin Performans Grafiği	81
Şekil 27. Mayıs Ayı YSA Ağırlıklandırılması.....	82
Şekil 28. Regresyon ve Tahmin Performans Grafiği	83
Şekil 29. Haziran Ayı YSA Ağırlıklandırılması	84
Şekil 30. Regresyon ve Tahmin Performans Grafiği	85
Şekil 31. Karşılaştırmalı Grafik Analizi.....	86

TABLOLAR DİZİNİ

Tablo 1. Dünya Elektrik Piyasa Örnekleri	8
Tablo 2. Türkiye Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi	15
Tablo 3. Türkiye Kurulu Gücünün Kamu ve Özel Sektöre Göre Dağılımı	16
Tablo 4. A Katılımcısının Saatlik Teklifi.....	20
Tablo 5. B Katılımcısının Saatlik Teklifi.....	20
Tablo 6. Literatür Çalışmaları:	26
Tablo 7. ARIMA Modelleri	41
Tablo 8. Mevsimsel ARIMA Modelleri.....	43
Tablo 9. ACF ve PACF Fonksiyonlarının Teorik Davranışı: (Sevüktekin, 2010:178) ..	46
Tablo 10. Girdi Değişkenleri.....	57
Tablo 11. Kurtosis ve Skewness Değerleri	58
Tablo 12. Mart Ayı Çoklu Regresyon Tablosu.....	61
Tablo 13. Regresyon Analizi Mart Ayı Fiyat Tahmin Performans Tablosu.....	62
Tablo 14. Nisan Ayı Çoklu Regresyon Modeli.....	63
Tablo 15. Regresyon Analizi Nisan Ayı Fiyat Tahmin Performans Tablosu	64
Tablo 16. Mayıs Ayı Çoklu Regresyon Modeli.....	65
Tablo 17. Regresyon Analizi Mayıs Ayı Fiyat Tahmin Performans Tablosu.....	66
Tablo 18. Haziran Ayı Çoklu Regresyon Modeli	67
Tablo 19. Regresyon Analizi Haziran Ayı Fiyat Tahmin Performans Tablosu.....	68
Tablo 20. Birim Kök Testi Analizi	69
Tablo 21. Mart Ayı ARIMA Modeli.....	70
Tablo 22. Mart Ayına İlişkin Kalıntıların Korelogram Diyagramı.....	70
Tablo 23. Nisan Ayı ARIMA Modeli	71
Tablo 24. Nisan Ayına İlişkin Kalıntıların Korelogram Diyagramı	72
Tablo 25. Mayıs Ayı ARIMA Modeli.....	73
Tablo 26. Mayıs Ayına İlişkin Kalıntıların Korelogram Diyagramı.....	74
Tablo 27. Haziran Ayı ARIMA Modeli	75
Tablo 28. Haziran Ayına İlişkin Kalıntıların Korelogram Diyagramı.....	76
Tablo 29. Modellerin Tahmin Performans Karşılaştırması.....	86

SİMGE VE KISALTMALAR DİZİNİ

ACF	Autocorrelation Function
AIC	Akaike Information Criteria
AR	Auto Regressive
ARMA	Auto Regressive Moving Avarage
ARIMA	Auto Regressive Integrated Moving Avarage
BIC	Bayesian Information Criteria
DF	Dickey Fuller
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DUY	Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği
EPK	Elektrik Piyasa Kanunu
EPDK	Enerji Piyasaları Düzenleme Kurulu
EPİAŞ	Elektrik Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GİP	Gün İçi Piyasası
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
MA	Moving Avarage
MAPE	Moving Avarage Percentage Error
MYTM	Milli Yük Tevzi Merkezi
MW	Megavat
PACF	Partial Autocorrelation Function
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PP	Philipps Perron
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
TEAŞ	Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	Türkiye Elektrik ve Ticaret Anonim Şirketi
YAL	Yük Alma
YAT	Yük Atma

GİRİŞ

Enerjiye olan önemin geçtiğimiz yüzyıl boyunca dramatik bir şekilde artması dünya enerji piyasalarında ciddi düzenlemelerin uygulanmasını zorunlu kılmıştır. Özellikle dünya elektrik piyasalarında başlayan değişimler Türkiye’de de zamanla oluşmaya başlayan elektrik piyasası kavramının gelişmesinde büyük bir etkiye sahip olmuştur. 1980’li yıllar ile birlikte hız kazanan ilerlemeler ve beraberinde getirdiği düzenlemeler elektrik piyasalarının daha özgür bir sisteme geçiş aşamasının temelini oluşturmaktadır. Dikey bütünleşik bir yapı olarak ortaya çıkan elektrik piyasaları reformları ile birlikte katılımcıların da dahil olduğu liberal olarak adlandırılan yeni yapısına kavuşmuştur (Bicil, 2015: 20).

Sistemin liberalleşmesi ile beraber piyasaya katılım sağlayan birçok özel sektör katılımcısı ortaya çıkarak enerji sektörünün gelişmesine büyük bir katkı sağlamıştır. Daha önce devlet hâkimiyetinde olan elektrik sektörüne katılımcıların dahil olması yeni uygulamaları da beraberinde getirmiştir. Dünya’da teknolojinin büyük bir hızla gelişmesi ile beraber enerjiye olan talep her daim yüksek kalmış ve sistemin teknolojiye ayak uydurması sağlanmıştır. Küresel düzeyde başlayan serbestleşme süreci ile beraber enerji alışverişi için bir sistem ihtiyacı ortaya çıkmıştır. Enerji ticareti için borsaya benzer bir sistemin kurulması enerji ticareti yapan katılımcılar için büyük bir kolaylık sağlamış, havuz sistemine benzer bir yapıda ticaret gerçekleştirilmeye başlanmıştır. Böylelikle ülkeler kendi enerji piyasalarını oluşturmaya başlamış ve enerji ticaretlerini bu ortamlarda yapabilme fırsatı yakalamışlardır.

Elektrik enerjisinin ne denli önemli olduğu günümüz şartlarında ortadadır. Elektrik depolanamayan bir enerji çeşididir. Bu sebepten kaynaklı olarak üretildiği anda tüketilmesi gerekir. Yani arza çıkan her bir birim elektrik miktarının bir karşılığı olması gerekmektedir. Elektrik piyasalarında işlem yapan piyasa aktörleri enerji ticaretini şeffaf platformlar aracılığıyla temin ederek güvenli bir şekilde gerçekleştirirler. Günümüz piyasalarında bu dengenin sağlanması maksadıyla birden fazla piyasada ticaret gerçekleşmektedir. Gün öncesi piyasası olarak adlandırılan sistemde ticarete dahil olmak isteyen piyasa oyuncuları tekliflerini bir gün öncesinden bildirirler. Yapılan bildirimler ile beraber elektrik piyasa sisteminde enerjinin dengede tutulması yazılımlar aracılığı ile sağlanmakta ve bir gün öncesinden bir gün sonrası için saatlik arz ve talebe göre birim MWh başına piyasa takas fiyatı belirlenmektedir. Gün öncesi piyasası harici yapılan

ticaretlerde ise enerjide dengenin sabit kalması için gün içi piyasalarla dengesizlikler giderilmeye çalışılmaktadır.

Piyasada işlem yapan özel sektör oyuncularını için ise bir gün öncesinden duyurulan birim elektrik için piyasa takas fiyatının tahmin edilebilmesi şirketlerin finans akışındaki öngörü bakımından oldukça önem taşımaktadır. Piyasa takas fiyatının analiz edilmesi ve yaklaşık olarak tahmin edilmesi ile beraber yapılacak olan enerji ticaretinin maksimum getiride olması hedeflenir. Bu şekilde enerji ticaretinin beklenen seviyede gerçekleşmesi sağlanır. Piyasa fiyatının analiz edilmesi ise farklı istatistiksel yöntemler aracılığı ile gerçekleştirilmektedir. Piyasa takas fiyatının aylara, günlere ve saatlere göre değişen bir yapısının olması ve her zaman dengeli bir dağılım sağlamaması ise piyasa takas fiyatının analizini güçleştirmektedir. Bu sebeple analizler yapılırken daha kesin sonuçlar vermesi öngörülen ve daha karmaşık yapıdaki veriler ile daha iyi uyum sağlayan istatistiksel yöntemlerin kullanılması esas olarak alınır. Çalışmada piyasa takas fiyatının analizi için çoklu regresyon yöntemi, ARIMA modelleri ve yapay sinir ağı modelleri uygulayıcı modeller olarak seçilmiş ve seçilen modellerin tahmin performanslarının kıyaslanabilmesi hedeflenmiştir.

BİRİNCİ BÖLÜM

ELEKTRİK PİYASALARI

Elektrik piyasası kavramından bahsetmek için öncelikle piyasalara ismini veren elektrik kavramının üzerinde durmak gerekmektedir. Elektrik kavramı özellikle son yüz yılda muazzam bir şekilde hayatımızda olan ve hayatın vazgeçilmez bir parçası olan bir enerji kavramıdır. Elektrik enerjisi farklı birçok kaynaktan elde edilebilir. Bunların başında hidroelektrik, rüzgâr, termik, biyogaz, jeotermal ve güneş santralleri gelmektedir. Elektriğin üretilmesindeki temel prensip santrallerde bulunan türbinlerin tetikleyici bir etkileşim ile faaliyete geçerek jeneratörler vasıtasıyla üretimin gerçekleştirilmesidir. Üretilen birim elektriğin soyut olması ve depolanamaması bu operasyon sürecini yürütecek farklı kurumların kurulması ihtiyacını doğurmuştur. Operasyon sürecinin aşamaları olan üretim, iletim ve dağıtım süreçleri ise Şekil 1’de gösterilmiştir.



Şekil 1. Elektrik Operasyon Süreci

Operasyon sürecinde dikkat edilmesi gereken konulardan bir tanesi üretim ve tüketim dengesidir. Elektrik enerjisi üretildikten sonra sürekli olarak sistemde aktif olduğundan bu dengenin her zaman sabit tutulması gerekmektedir. Enerjiye olan talebin saatlere, günlere ve mevsimlere bağlı değişimi bu dengeyi sağlamanın çokta kolay olmadığını göstermektedir. Enerjiye olan talebin bir anda artması gibi durumlarda ise talebi karşılayacak büyük üretim gücüne sahip santrallerin kapasitelerini yedekte tutmaları ve her daim hazır olmaları beklenmektedir (Boisseleau, 2004: 3).

Uzun yıllar sadece devletlerin kontrolünde olan elektrik sektörü dikey entegre yapısından ayrılarak serbestleşmiştir. Elektrik endüstrisindeki liberalleşme beraberinde toptan bir elektrik piyasası ihtiyacını ortaya çıkarmıştır (Bower ve Bunn, 2000: 2). Liberalleşme ile birlikte üretici ve tüketici arasındaki dengenin nasıl sağlanacağı sık sorulan sorulardan birisi olmuştur. Piyasanın bu yapısına uyum sağlayabilecek iki adet sistem önerilmiştir. Bunlardan bir tanesi birden fazla katılımcının olduğu havuz sistemi ve diğeri ise ikili anlaşma modelleridir. İkili anlaşmalara göre yapılan ticaret üretici ve tüketici arasındaki sözleşmelere dayalı olduğundan katılımcılar tarafından daha fazla etkileşim sağlamıştır. İkili anlaşmalar aynı zamanda herhangi bir kısıtlama olmadan iki tarafın daha önceden belirlenmiş fiyatlarda ticaret yapmasına olanak sağlar. Havuz sisteminde ise katılımcılar piyasa dinamiklerinin kesin olarak bilinmemesinden ve fiyatlarda dalgalanmalar olmasından kaynaklı olarak finansal risklerini her zaman göz önünde bulundurmaları ve riskleri yönetmek zorundadırlar (Onaiwu, 2009: 1).

Elektrik piyasası esasında elektrik üreticileri, sistem operatörleri, piyasa operatörleri ve alıcılar gibi birçok destek birimi ve katılımcının yer aldığı anlaşmalara dayalı bir sistemdir. Piyasanın yapısı gereği sistemde üreticiler elektriği en yüksek fiyattan satmak isterken, alıcılar ise piyasadaki en düşük fiyattan almak isterler. Elektrik piyasalarına katılım gönüllü veya zorunlu olabilir. Katılımın zorunlu olduğu elektrik piyasalarında ise daha az üretim gücüne sahip işletmeler dışında bütün üreticiler sisteme dahil olmak zorundadırlar. Elektrik piyasalarının temeli üreticilerin hangi fiyattan ne kadar elektrik üretebileceklerini sisteme teklif etmeleri ile başlamaktadır. Dünyada piyasa sisteminin olgunlaşmasında İngiltere elektrik piyasalarının etkisi oldukça fazladır. 1990 yılında kurulan bu piyasa ilk piyasa kavramının ortaya çıkmasında ve diğer ülkelerin İngiltere piyasasını örnek alması ve piyasaların bugünkü şeklini almasında oldukça önemlidir. Özellikle Avrupa, Latin Amerika ve Asya ülkeleri bu piyasadan fazlasıyla etkilenmişlerdir. Piyasa sistemi genel olarak üretim yapan üreticinin saatlik bazda oluşan talebi karşılama esasına dayalıdır. Piyasalar farklı şekillerde adlandırabilirler; gün öncesi, gün içi veya gerçek zamanlı piyasalar örnek olarak verilebilir (Onaiwu, 2009: 2-8).

Sistemin ana yapısı üreticilerin bir gün sonrası için planladıkları üretim miktarlarını ve fiyatlarını 24 saatlik zaman dilimine göre sisteme bildirmesiyle başlar. Elektrik talebinde bulunan alıcılar ise belirledikleri fiyattan almak istedikleri miktarı sisteme bildirir. Piyasa işletmecisi de yapılan teklifleri yazılım vasıtasıyla karşılaştırarak ticaretin gerçekleştirilmesini sağlar. Aynı zamanda üreticiler de elektrik üretimi

yapmadıkları zamanlarda üretim tüketim dengesinin sağlanması açısından belirli zamanlarda tüketici konumuna geçebilir. Piyasalarda dengesizlik ise son talep karşılıp piyasa fiyatı belirleninceye kadar sürer. Piyasa fiyatının belirlenmesi dengesizliğin tamamen bittiği anlamına da gelmemektedir. Bunun için mevcut piyasalara ek olarak yan piyasalar hizmet vermektedir.

Elektrik piyasası kavramının gelişmesi aslında enerji ticaretinin güvenli bir şekilde yapılabilmesinin de ön koşuludur. Enerji'nin bu denli önemli olduğu günümüz dünyasında söz konusu enerji ticaretinin yerli ve güvenilir kaynaklar ile yapılmasının ne kadar önemli olduğu yadsınamaz bir gerçektir. Bu sebeple ülkeler kendi yerli yazılımları ile ticaret işlemlerini gerçekleştirerek tam bağımsız bir piyasa hedefine girmişlerdir. Kendi yazılım sistemlerini kullanamayan ülkeler ise ne yazık ki başka ülkelerin inisiyatifine bırakılmakta ve enerji arz güvenlerini sağlayamamaktadırlar. Türkiye'de elektrik piyasalarında yaşanan gelişmeler sonucu bir süre Fransız "Eterra" yazılımı kullanılmasına karşın 2016 yılından bu yana Türkiye kendi milli yazılımını geliştirerek piyasalar konusunda dışa bağımlılığını ortadan kaldırmıştır

1.1. Küresel Elektrik Piyasaları

Şili'de iktisatçıların teşvikleriyle ortaya çıkan elektrik piyasalarının gelişimi ve İngiltere'de devam eden elektrik piyasalarının devrim süreci birçok ülkeye örnek teşkil etmiş ve gelişerek devam etmiştir. Ülkeler incelendiğinde her bir ülkede elektrik piyasaları genelinde devletlerin belirlemiş olduğu sınırlamalara göre piyasanın işleyişi farklılık göstermektedir (Türkiye Enerji Piyasaları Araştırma Raporu, 2018: 2). Avrupa ve Dünya'da liberalleşme konusunda ise atılan adımlar 1990 yılında başlamıştır. Devletleri serbestleşme konusunda motive eden konulardan biri politik kaygılar ve enerji tedarik güvenliğinin sağlanmasıdır (Jamass ve Pollitt, 2005: 6).

Genellikle dikey entegre yapıda işleyen piyasalar son zamanlarda devletlerin özel sektöre daha fazla imkan ve fırsat tanınmasıyla beraber serbestleşme sürecine başlamıştır. Daha başka bir ifadeyle ise elektrik piyasalarında özel sektör oyuncularına verilen fırsat arttıkça kamu şirketlerinin veya tekellerin egemenliği azalmakta, elektrik piyasalarına rol ve sorumluluklar özel sektör tarafından belirlenmektedir.

Elektrik operasyon sürecinin 1990'lı yıllara kadar olan sürecinde dikey yapıda olmasının temel sebepleri arasında elektrik üretim, iletim ve dağıtım sürecinin oldukça karmaşık bir yapıya sahip olması ve bunu gerçekleştirecek gücün sadece hükümet

kurumları nezdinde olması yer almaktadır. Buna ilaveten operasyon sürecine dâhil olmak isteyen özel sektör katılımcıları için elektrik üretim tesisi kurmanın ve elektrik üretimi için olması zorunlu santral bileşenlerinin oldukça fazla düzeyde olan maliyetleri özel sektör katılımcılarının operasyon sürecine dahil olma konusunda bir süre daha geride durmasına sebebiyet vermiştir. Ancak teknolojik gelişmelerde yaşanan ilerlemeler, devletlerin sektöre dahil olmak isteyen kurumlara verdiği teşvikler ve ülkeler arası bilgi ve uzmanlık gerektiren konuların kolaylıkla aktarılabilmesi uzman kuruluşların ortaya çıkmasına ortam hazırlamış ve özel sektör katılımcılarını bu operasyon sürecine hızlı bir şekilde katılmalarını sağlamıştır. Böylelikle dikey entegrasyon yapısıyla yürütülen sistemin değişmesi için ortam hazırlanmıştır (Boisseleau, 2004: 6). Şekil 2’de dikey entegre yapıdan perakende rekabetine geçiş sürecinde geçilen aşamalar gösterilmiştir.



Şekil 2. Elektrik Piyasalarında Mekanizmalar (Türkiye Enerji Piyasaları Araştırma Raporu, 2018: 2)

Elektrik piyasalarındaki mekanizmalar devletlerin koyduğu sınırlamalara göre 5 farklı şekilde ele alınabilir. Dikey entegrasyon sisteminde elektriğin üretimi, dağıtım ve iletimi tek bir kurum aracılığıyla yapılmaktadır. Tek alıcılı piyasalar ise rekabetin az da olsa görüldüğü piyasalardır. Ayrışma ile beraber tekelleşmenin önü biraz daha açılarak rekabete doğru giden bir piyasa amaçlanmaktadır. Burada ifade edilmek istenen ise bütün görevleri üstlenen kamu kurumunun görev paylaşımı yaparak elektriğin üretiminden dağıtımına giden süreçteki sorumlulukları farklı şirketlere paylaşmasıdır. Toptan elektrik satış piyasalarında ise piyasalarda ihtiyacı olan elektriği almak isteyen alıcılar ve üretim yaparak ürettiği elektriği satmak isteyen satıcılar bir piyasa sistemi üzerinde alışverişlerini gerçekleştirebilirler. Perakende rekabetine geçiş sürecinde ise dikey entegrasyon yapının ayrıştırılarak son kullanıcıların dahi istedikleri perakende şirketini seçme hakkının olduğu liberal bir sistemin hakim olduğu piyasalardır. Özellikle Türkiye, Kanada ve birçok AB ülkesi elektrik piyasalarında liberal sistemin önünü açarak

maliyetlerini düşürüp daha ekonomik bir piyasa sisteminin oluşmasına katkı sağlamışlardır (Türkiye Enerji Piyasaları Araştırma Raporu, 2018: 3).

Piyasalarda yaşanan bu gelişmeler ile beraber dikey entegrasyon yapısından serbestleşmeye giden süreçte bazı ülke piyasaları bu durumdan olumsuz etkilenmiştir. Özellikle ABD California piyasalarında tekelin özel belediyelere ait olduğu sistemde özelleştirmeler ile beraber elektrik faaliyetleri yürüten iki şirket artan maliyetlerini karşılayamadıklarından dolayı iflaslarını vermişlerdir. Bu durum Kaliforniya’da bir süre elektrik fiyatlarının aşırı bir şekilde yükselmesine ve elektrik kesintilerine sebebiyet vermiş ve bölgede ciddi bir kriz yaşanmıştır. Yaşanan bu kriz serbestleşme piyasasına geçerken sistemin doğru tasarlanmamasının bir sonucudur (Boisseleau, 2004: 350).

Küresel piyasalara bakıldığında birçok ülkenin enerji ticaretini gerçekleştirdiği piyasa sistemleri bulunmaktadır. Tablo 1’de piyasa işleyişine sahip bazı ülkelerin mevcut elektrik piyasa sistemleri gösterilmiştir. Küresel piyasalar incelendiğinde bahsi geçen ülkeler arasında daha gelişmiş enerji ticaret ağına sahip olan North Pool ve PJM elektrik piyasaları üzerine değinilmiştir.

Tablo 1. Dünya Elektrik Piyasa Örnekleri

ÜLKE	ELEKTRİK PİYASASI
ABD	California Power Exchange (CalPx)
Polonya	Polish Power Exchange (PolPx)
Norveç	Nord Pool
İsveç	Nord Pool
ABD	Pennsylvania, New Jersey, Maryland (PJM)
Danimarka	Nord Pool
İngiltere	England and Wales Electricity Pool
Belçika	Belgian Power Exchange (Belpex)
İtalya	Italian Power Exchange (IPEX)

1.1.1. North Pool Elektrik Piyasası

Son yıllarda elektrik piyasalarında birçok ülke piyasalarını düzenleme yoluna gitmiştir. 1993 yılından bu yana hizmete tabi olan İskandinav Ülkeleri piyasası

Avrupa'nın en gelişmiş enerji borsalarından biri olarak sayılmaktadır (İlter ve Narin, 2018: 156). North Pool Elektrik Piyasası aynı zamanda ilk uluslararası piyasa olarak adlandırılır. North Pool yani İskandinav Havuzu anlamına gelen piyasa, gönüllü katılıma açık olmakla beraber ikili anlaşmalar şeklinde yürüyen bir işleyişe sahip olması ile bilinmektedir. Yani ticarete dahil olmak isteyen katılımcılar ikili anlaşmalara tabi olarak sözleşmeler nezdinde piyasa içinden veya dışından enerji ticaretinde bulunabilirler (EPDK, 2003: 16). Norveç'te 1990 yılında başlayan piyasalar ile ilgili değişimler diğer ülkeler adına da örnek teşkil etmiştir. 1993'te North Pool elektrik piyasasına sadece Norveç dahil iken bu ticarete 1996'da İsveç, 1998 ve 2000 yıllarında da sırasıyla Finlandiya ve Danimarka dahil olmuşlardır. Kuzey ülkeleri elektrik ticareti bu yeni yapıya oldukça hızlı bir şekilde adapte olurken diğer ülkelerin ileride örnek alacakları bir piyasa sisteminin temellerini de ortaya atmışlardır. Günümüzde enerji alışverişinde sık olarak kullanılan alıcılar ve satıcıların bir önceki günden bir sonraki gün elektrik ticareti için fiyat teklifi verdikleri gün öncesi piyasası sistemi North Pool elektrik piyasasında görülmüştür.

İskandinav ülkelerinin elektrik borsası olarak bilinen iki farklı piyasası vardır. Bunlar sırasıyla Elspot ve Elbas piyasalarıdır. Elbas piyasası gün içi piyasası olarak adlandırılır ve gerçek zamanlı dengesizliklerin giderilmesi amacıyla çalışan bir işleyişe sahiptir. Asıl ticaret ise spot piyasa olan Elspot piyasalarında gerçekleştirilir (EPDK, 2003: 16). Elspot piyasasında ticarete dahil olmak isteyen aktörler tekliflerini bir gün öncesinden saatlik olarak yaparlar. Buna gün öncesi piyasası denir. Tekliflerin birbirini karşıladığı arz ve talep noktasında piyasanın saatlik fiyatı olan sistem fiyatı belirlenir. Bunu haricinde kalan zaman dilimlerinde gerçekleştirilen ticaret sonucu oluşan fiyat ise referans fiyatı olarak adlandırılır.

İskandinav ülkelerinin enerji hacmine bakıldığında ise 2019 yılı verilerine göre toplam 494 TWh ticaret hacmine ulaşılmıştır. Ticaret hacminin büyük çoğunluğunu kapsayan Elspot gün içi piyasalarda ise 2019 yılı için yaklaşık olarak 381.5 TWh enerji işleme tabi olmuştur (Nord Pool Group, 2019: 11). Böylesine fazla bir ticaret hacminin bulunması elektrik piyasalarına verilmesi gereken önemi ortaya çıkarmış ve enerji üreticileri için geliştirilmesi gereken bir konu haline gelmiştir. İskandinav ülkeleri elektrik piyasasında yine diğer ülkelerdeki piyasalar gibi sistem alıcılar ve satıcılar üzerine kurulmuştur. Fiyatların önceden belirlenebilmesi ticaret yapan kurumlar için hayati derecede önemlidir. Bu sebeple de İskandinav piyasalarında da buna yönelik

çalışmalar gözlenmektedir. Ancak optimizasyon tekniklerinin yetersizliği ve piyasa üzerine olan çalışmaların az olmasından kaynaklı sistemde dönen enerji hacmi ve olması gereken piyasa takas fiyatının belirlenmesi konusunda birtakım zorluklar meydana gelmiştir. Arz ve talebin birbirini karşılama piyasa takas fiyatı oluşarak bu fiyatın doğru belirlenmesi adına birçok yöntem geliştirilmiştir. Bunlardan birisi de Kısa Zamanlı Akış Planlaması olarak adlandırılan ve Norveç genelinde yaygın olarak kullanılan bir optimizasyon yöntemidir (Faria ve Fleten, 2011: 2).

Piyasalarda elektrik üretimi yapan özellikle hidroelektrik santraller üreticileri için teklif verme süreci oldukça mühim bir konudur. Doğru optimizasyon yöntemleri kullanılarak hidroelektrik santralleri elektrik fiyatının düşük olduğu dönemlerde sularını saklarken, fiyatlar yükseldiğinde ise suyu bırakarak maksimum piyasa fiyatından elektriğini şebekeye satabilecektir. Bu sebeple de oluşabilecek piyasa fiyatının önceden tahmin edilebilmesine yönelik optimizasyon araçları oldukça önemlidir. Özellikle Norveç'te bir nehir yatağı üzerine kurulu olan hidroelektrik santraller için Fleten ve Kristoffersen bir stokastik model geliştirerek santraller için maksimum fayda getirisi sağlayan bir model üzerine çalışmışlardır (Faria ve Fleten, 2011: 2).

1.1.2. Kuzey Amerika Elektrik Piyasası

Pensilvanya, New Jersey ve Maryland bölgelerini kapsayan kısaca PJM olarak adlandırılan bu piyasa Dünya'nın en büyük elektrik piyasalarından biridir. 1997 yılında kurulan PJM piyasası Kolombiya ve Orta Atlantik'i kapsayan bölgelerde yaklaşık olarak 65 milyondan fazla tüketicinin hizmetine sunulmuştur (İlter ve Narin, 2018: 156). Bu piyasa mevcut olarak 186788 MW kurulu güce sahip enerji miktarının ticaretinin yapılmasına hizmet vermektedir (PJM Annual Report, 2019: 29). Bu piyasada mevcut olarak 2 sistem üzerinde enerji ticareti yapılmaktadır. Bunlar gün öncesi piyasasında yapılan işlemler ve gerçek zamanlı dengeleme piyasalarıdır. Nord Pool piyasalarına benzer olarak gün öncesi piyasada bir sonraki gün için ihtiyaç duyulan enerji miktarına göre her bir saat için teklifler verilirken, dengeleme piyasalarında her 5 dakikada bir güncellenen piyasa takas fiyatı üzerinden ticaret gerçekleştirilir. Gün öncesi piyasası market katılımcılarına bir önceki günden bir sonraki gün için teklif alma ve teklif verme fırsatı sunmaktadır. Bu piyasada kapasite sözleşmesi yapmış her bir üretici ertesi gün üretebileceği kapasite miktarını üretiminde herhangi bir kesinti olup olmamasına bakmaksızın piyasaya girer. Kuzey Amerika Elektrik piyasasında da diğer ülke

piyasalarına benzer olan gün öncesi piyasada yapılan ticaret sonucu teklif edilen arz ve taleplerin kesiştiği noktada piyasa fiyatı oluşur (Ott, 2003: 529).

2019 yılı verilerine göre PJM piyasalarında işlem gören toplam elektrik hacmi yaklaşık olarak 787 TWh'e ulaşmıştır (PJM Annual Report, 2019: 29). Kuzey Amerika Elektrik Piyasasında üzerinde durulması gereken önemli bir nokta bölgesel marjinal fiyatlandırma yönteminin kullanılmasıdır. Bölgesel fiyatlamada ise şu anlama gelmektedir; oluşan enerji fiyatı ve bunu ortaya çıkaran sistem ile arasında tutarlı bir ilişkinin var olmasıdır. Bu şekilde sağlanan bir modelde alış ve satış arasındaki piyasa tutar fiyatı iletim esnasında yaşanan kısıt ve kayıplardan etkilenmektedir. Yani bir bölgeye iletilen enerjide yoğunluk fazla ve talebin ihtiyacının karşılanmasında zorluk yaşıyorsa bu bölgeye ulaşan enerjinin fiyatı fazla olmaktadır. Eğer herhangi bir kısıt ya da kayıp bulunmuyor ise bu bölgeye ulaşan enerjini fiyatı diğer bölgeye nispeten daha ucuz olmaktadır. Bundan dolayı, bir piyasa katılımcısı farklı 2 noktadan elektrik alırken ve satarken tıpkı ikili anlaşma yapan bir piyasa katılımcısı kadar işlem yapar. Bu piyasada bütün piyasa katılımcılarına finansal akışlarını sağlamak için fiyat öngörüsü üzerinden planlama yapma fırsatı verilir. Operasyon güvenliği sağlanarak gün öncesi piyasasında meydana gelebilecek olası manipülasyonlara karşı tedbir sağlanır. Arz ve talepler gün öncesi piyasasında belirtilerek şeffaf bir piyasaya dayalı ortam ön görülür (Ott, 2003: 529).

1.2. Türkiye Elektrik Piyasası ve Tarihsel Gelişimi

Türkiye'deki elektrik piyasasının tarihsel gelişimine bakıldığında 1984 yılında başlayan gelişmelerin 2000'li yıllarla birlikte etkisinin iyice hissedilmeye başlandığı görülmektedir. Özellikle Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesi ve 2001 yılında kurulan Enerji Piyasası Denetleme Kurumu'nun kurulması Türkiye elektrik piyasalarına verilen önemin çok daha yukarılara taşınmasını sağlamıştır (Türkiye Enerji Piyasaları Araştırma Raporu, 2018: 5).

Türkiye Elektrik Piyasalarında günümüze kadar olan süreçte yaşanan gelişmeler birçok farklı aşamadan oluşmuştur. Hazırlık aşaması denilen süreçte piyasanın mevcut durumu göz önünde bulundurularak yapılması gereken düzenlemeler ve kabul edilen kanunlarla beraber piyasanın rekabete açılmasının ilk temelleri atılmıştır. Gelişme olarak tabir edilen dönemde ise yürürlükteki kanunlar ve düzenlemelerin yeterliliği sorgulanmış yeteri kadar serbestleşmenin fırsat verilmediği tespit edilerek yeni kanunlarla beraber

piyasa tekrar şekillenmiştir. Piyasaların olgunluk döneminde ise oturmuş bir düzen içinde işleyen piyasa dinamiklerinin hâkim olduğu ve diğer ülkelere de örnek teşkil edecek bir sürece geçiş hazırlıkları tamamlanmıştır (İlter ve Narin, 2018: 155).

Ülkemiz tarihinde Osmanlı Devleti ile başlayan enerji ihtiyacına olan çözümler ilk olarak 1902 yılında özel sektör yardımıyla Mersin ili Tarsus ilçesinde bir adet elektrik santrali ile başlamıştır. Daha sonrasında ise yine Osmanlı Devleti döneminde İstanbul Silahtarağa'da ilk termik santral hizmete girerek enerji alanında ciddi atılımlara başlamanın sinyalleri alınmıştır. Cumhuriyetle birlikte ilk olarak bazı kamu kurumlarıyla yürütülen elektrik işleri daha sonrasında Devlet Su İşlerine bırakılarak birçok hidroelektrik santral ve barajın kurulabilmesine olanak sağlayarak Türkiye Enterkonnekte Sistemi'nin gelişmesine katkı sağlanmıştır. Türkiye elektrik sistemine bir bütün haliyle bakıldığında yani elektriğin santrallerden üretimi, üretilen elektriğin şehirlere iletimi ve iletiği noktadan evlerimize kadar olan dağıtım süreçleri göz önünde bulundurulduğunda bununla ilgili ilk adımlar 1960 yılında Devlet Planlama Teşkilatının kurulmasıyla hız almıştır. 1963 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın kurulması ile birlikte yapılacak çalışmalara zemin hazırlanmıştır. Birinci 5 yıllık kalkınma planında Türkiye'nin enerji sistemini daha planlı bir hale getirmek adına üretim, iletim ve dağıtım gibi her biri ayrı bir operasyon gerektiren enerji transfer süreci tek bir kamu kurumuna devredilerek 15.07.1970 tarih ve 1312 sayılı kanunla TEK yani Türkiye Elektrik Kurumu kurulmuştur. Dikey bütünleşik yapı kavramı da tam da bu zamanlarda daha çok ifade edilen bir kavram haline gelmiştir. Çünkü daha öncede belirtildiği üzere bütün operasyon sürecinin bir tekel üzerinden gerçekleştirilmesi dikey bütünleşik yapıya en uygun örnek olarak ortaya çıkmaktadır (Çetintaş ve Bicil, 2015: 10).

1.2.1. Türkiye Elektrik Piyasalarının Gelişimine Katkı Sağlayan Kanunlar

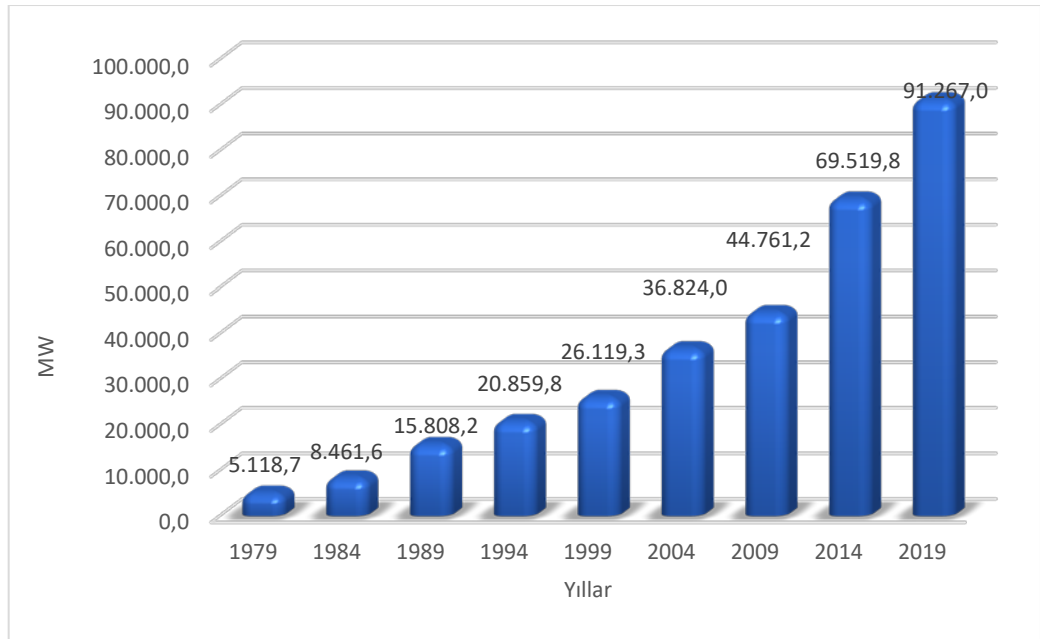
Türkiye elektrik operasyon sisteminde dikey bütünleşik yapının kırılacağı ilk sinyalleri 3 Eylül 1982'de yürürlüğe giren 3096 sayılı kanun ile başlamıştır. Böylelikle ilk defa Devlet Su İşleri ve TEK harici kurumlar dışında özel sektör de sisteme dahil olup santral kurulum faaliyetlerine geçerek üretilen elektriğin sisteme satılmasına olanak sağlanmıştır. Daha sonraki yıllarda ise serbestleşmenin önü daha da açılarak 1993 yılında TEK iki kuruma ayrılarak üretim ve iletim operasyonlarını yerine getirecek olan Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (TEAŞ) ve dağıtım operasyonunu üstlenecek olan Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) faaliyetlerine başlamıştır (Çetintaş ve Bicil, 2015: 10).

5 Şubat 2001 yılında ise elektriğin operasyonunda serbestleşmenin önü çok daha fazla açılmıştır. TEAŞ olarak adlandırılan Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. üç kola ayrılarak elektriğin üretiminden sorumlu olacak olan ve halen günümüzde de faaliyetlerine devam eden Elektrik Üretim A.Ş (EÜAŞ), elektriğin dağıtım faaliyetlerini yapacak olan Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş (TEDAŞ) ve sisteme verilen enerjinin bütün piyasa satış işlemlerinden sorumlu olacak olan Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş (TETAŞ) gibi 3 farklı kuruma görevler devredilmiştir. Devam eden süreçte de Türkiye Elektrik Piyasasının rekabete açılmasını hedefleyen 4628 sayılı Elektrik Piyasa Kanununu (EPK) kabul edilerek piyasa ticaretinin önünü açan en önemli gelişmeler meydana gelmiştir. EPK m. 1’de yer alan ifade; *“Elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanmasıdır.”* Bu kanunun asıl amacı Türkiye elektrik piyasalarında tek elden yürütülen operasyonların ayrıştırılarak somut bir hale getirilmesine olanak sağlamasıdır (Çetintaş ve Bicil, 2015: 10). Bu kanunla beraber elektrik piyasalarının denetleme ve düzenleme yetkilerine sahip olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun (EPDK) kurulması bu süreçte dikkat çeken önemli gelişmelerden bir tanesidir. Bununla beraber son tüketicilerin istedikleri perakende şirketiyle anlaşabilme olanağının sağlanması serbest tüketici kavramını ortaya çıkararak ikili anlaşmalara dayalı bir piyasa sistemi ortaya koyularak büyük bir yeniliğe adım atılmıştır (Rekabet Kurumu, 2015: 10).

2001 yılında yürürlüğe giren 4628 sayılı kanunla birlikte elektrik piyasalarında reform sayılabilecek gelişmeler yaşanmıştır. Ancak her yeni düzenlemede de olabileceği gibi birtakım daha güncellemelerin bu kanunda yapılması ihtiyacı meydana gelmiştir. Bu sebeple yine 2001 yılında çıkartılan ve 14.03.2013 tarihinde TBMM’de kabul edilen 6446 sayılı kanun yürürlüğe girmiştir (Rekabet Kurumu, 2015: 10). 6446 sayılı kanun günümüzde geçerliliğini sürdürmektedir. Bu son kanun ile beraber piyasada yapısal olarak ciddi değişikliklere gidilmiştir. Türkiye Elektrik ve Ticaret A.Ş (TETAŞ) yerine daha şeffaf ve güvenilir olarak duyurulan Türkiye’nin bütün enerji piyasa ticareti operasyonlarını bundan böyle gerçekleştirecek olan Enerji Piyasaları İşletme A.Ş (EPIAŞ)’ye devretmiştir. Bu kanunun getirdiği yeniliklerden bir tanesi de toptan satış kavramı üzerinde değişikliğe gidilerek bundan böyle bu kavramın yerini tedarik

kavramına bırakmasıdır. Öyle ki elektriğin üretim aşamasından sonra satışı, ihracatı ve ithalatı gibi operasyonları gerçekleştirebilecek şirketler tedarik şirketi olarak anılmaya başlanmış ve bu gibi görevleri yerine getirmeyi amaç edinen şirketlerin tedarik lisansı almaları şart koşulmuştur. Diğer en önemli yenilik ise Türkiye’de o yıllarda çokta yaygın bir şekilde dile getirilmeyen enerji borsası kavramının ortaya çıkmasına zemin hazırlanmasıdır. Böylelikle enerji borsası ya da diğer bir ifadeyle enerji piyasası içerisinde barındırması gereken gün öncesi piyasası, gün içi piyasası, dengeleme güç piyasası gibi yeni kavramlarında artık hizmete sunulacak olması hem serbestleşme üzerine çığır açmış hem de Türkiye’nin kendi enerjisinin Avrupa standartları çizgisine ulaşarak kendi piyasasında işlenmesine olanak sağlamıştır (Rekabet Kurumu, 2015: 11). EPİAŞ’ın kurulmasıyla beraber piyasa oyuncularına güvenilir bir ortamda alışveriş yapabilecekleri ve her piyasa oyuncusuna eşit şartlarda bir ticaret yapma fırsatının verildiği bir kurumun hizmete sunulması en büyük reformlardan biri olarak sayılabilir.

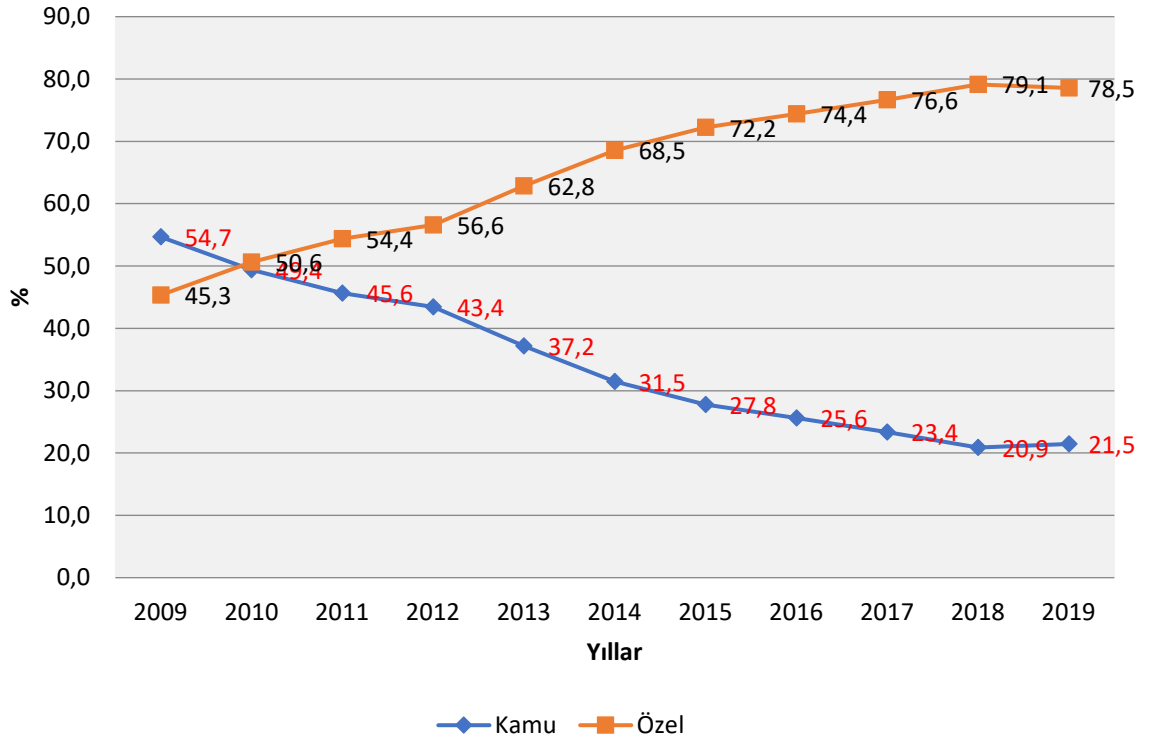
Türkiye Elektrik Piyasalarında yaşanan bu gelişmelerle beraber özel sektör yatırımcılarının da piyasaya hızla dahil oldukları görülmüştür. Tablo 2 incelendiğinde 2000’li yıllarda Türkiye’nin kurulu gücü 26.000 MW dolaylarında iken bugün TEİAŞ verilerine baktığımızda 2020 yılında 93.207 MW mertebelerine ulaşıldığı görülmektedir.

Tablo 2. Türkiye Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi

Kaynak: WEB_1. (2020). Türkiye Elektrik İletim A.Ş web sitesi.

www.teias.gov.tr

Özel sektör yatırımcısının daha fazla yatırım yapmasıyla beraber devlet de elindeki bazı santralleri özelleştirmeye başlamış ve yıllar geçtikçe Tablo 3'te görüleceği üzere devletin hâlihazırda bulundurduğu santrallerin kurulu gücü bakımından özel sektöre göre olan hakimiyeti oldukça azalmıştır. Bu durum serbestleşme süreci ile beraber gelinen aşamayı net olarak göstermektedir.

Tablo 3. Türkiye Kurulu Gücünün Kamu ve Özel Sektöre Göre Dağılımı

Kaynak: WEB_1. (2020). Türkiye Elektrik İletim A.Ş web sitesi.

www.teias.gov.tr

1.2.2. Türkiye Elektrik Piyasası Yapısı

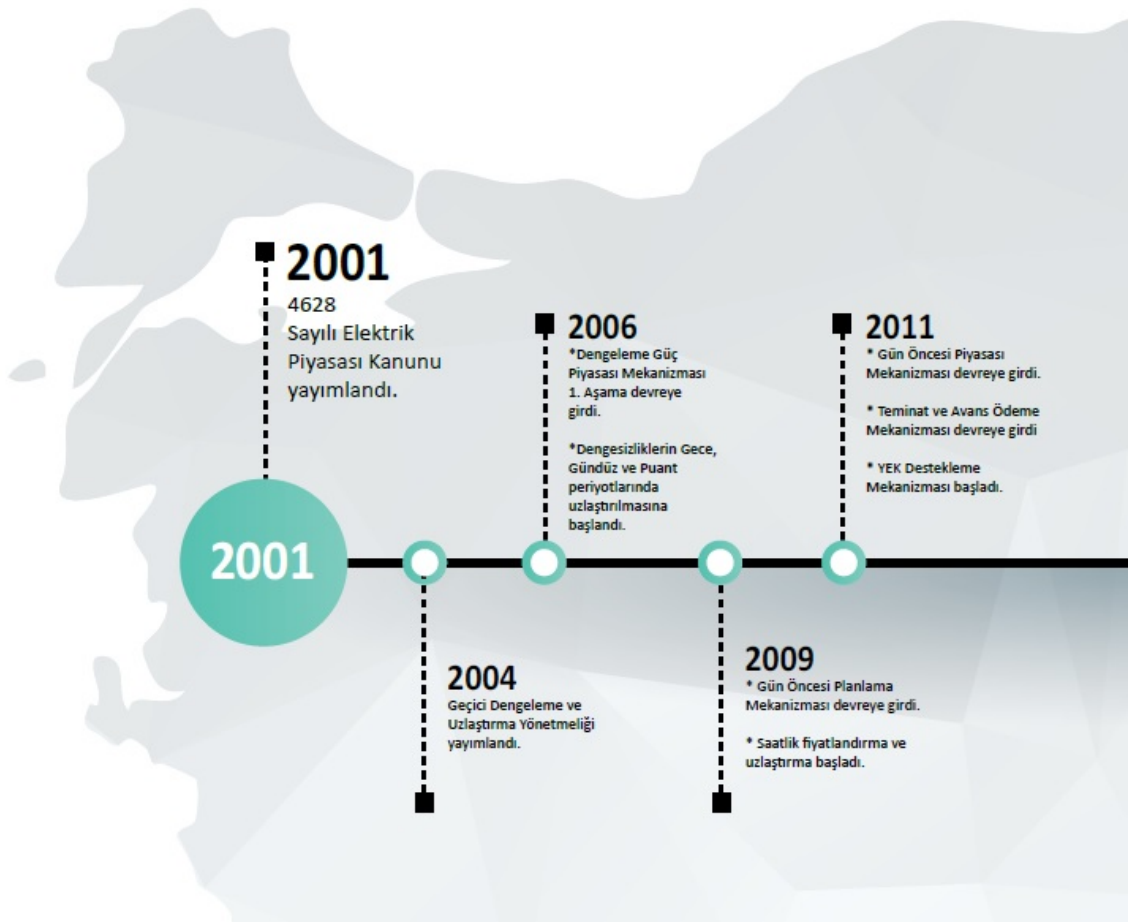
TEİAŞ tarafından paylaşılan son verilere göre ülkemiz elektrik piyasalarının ne denli geliştiği ve büyüdüğü görülmektedir. Türkiye elektrik sistemi ile ilgili yaşanan bu denli hızlı gelişmeler sistematik bir şekilde işleyen bir piyasa mekanizmasının da kurulmasını zorunlu hale getirmiştir. 4691 sayılı kanun ile beraber kurumların ayrıştırılarak piyasa işlemlerinin de bağımsız olması ile beraber şeffaf ve güvenilir bir piyasa ihtiyacını oluşturmuştur. Bu kanunun hâkim olduğu dönemde gerçekleştirilen ticarete ise dengeleme güç piyasası ve ikili anlaşma hükümleri geçerli olmuştur. Kısaca bu iki kavram açıklanacak olursa ikili anlaşmalar için gerçek veya tüzel kişilerin birbirleri ile enerji ticareti için yaptıkları sözleşmeler olarak ifade edilirken, Dengeleme Güç Piyasası için ise yapılan ticaret alışverişi sonrası arz ve talebin birbirini karşılamadığı noktadaki gerekli aksiyonların alınması için yapılan işlemlerin geçerli olduğu piyasalardır. Bu piyasa çıkış gücünün on beş dakika içinde değiştirilerek yedek kapasite alış ve satışıyla beraber işletilmesi esasına dayanır (Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, 2009: 2-3). Bu dönemde enerjide meydana gelen açıkların ve enerji

fazlalığının kapatılabilmesi amacıyla 2003 yılında EPDK'nın talimatıyla TEİAŞ'a bağlı olan Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) ve Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) sistem işletmecisi sıfatıyla kurulmuştur (EPIAŞ, 2020: 17).

Enerjinin depolanamaması ve üretildiği anda tüketilmesi gerekliliği bu konu üzerine ciddi düzenlemelerin koyulmasını gerektirmiştir. İlk olarak 3 Kasım 2004 tarihinde piyasa işlem hacimlerinin artması ile beraber piyasalarda regülasyon hükümlerini ortaya koyacak olan Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği yürürlüğe konulmuştur (Çetintaş ve Bicil, 2015: 12). 2006 yılına kadar olan sürecek bu yönetmeliğe göre özel üreticinin ürettiği elektriği satması için 3 farklı zaman dilimine göre elektrik satış fiyatı belirlenmiştir. Bunun sebebi ise enerji dengelemesinin çok daha iyi bir şekilde kontrol edileceğinin düşünülmesidir. İkili güvencelere göre belirlenen enerji alış ve satış miktarları Milli Yük Tevzi Merkezine (MYTM)'ye bildirilerek ihtiyaç duyulan ve üretilebilecek miktarlar belirlenmiştir. Enerji dengeleme mekanizması ise ay sonunda enerjiyi arz ve talep edenin bildirdikleri miktarlara göre hesaplanmıştır. Bildirdiğinden daha fazla enerji üreten piyasa katılımcısına ay sonu hesaplanan arz ve talep dengelerine göre TETAŞ tarafından borçlanılmış, daha az üreten piyasa katılımcısı ise üretmediği miktar kadar borçlandırılarak uzlaştırmanın sağlanması amaçlanmıştır (Çetintaş ve Bicil, 2015: 12).

Sistemde yaşanan plansız kesintiler ve ani ihtiyaçlar bu sistemin en iyi mekanizma olmadığını kanıtlar niteliktedir. Bütün taleplerin günlük olarak bildirilmesinden kaynaklı olarak ani meydana gelen arz ve talep dengesizliği gerçek zamanlı dengesizlik özelinde çok fazla fark oluşturarak uygulanabilir olmamıştır. 2009 yılından sonra ise günümüz standartlarına en yakın olan Gün Öncesi Planlama mekanizması duyurulmuştur. Bu yeni mekanizma ile beraber piyasa aktörlerinin bundan böyle ertesi gün için planladıkları elektrik üretim ve tüketim miktarları Milli Yük Tevzi Merkezine saatlik olarak verilmeye başlanmıştır. Teklif sistemine göre bir mekanizma oluşturularak her bir saat için verilen teklifler sıralanmış ve sistemdeki enerji ihtiyacını karşılayacak olan son teklif kabul edilerek ertesi gün için hangi fiyattan elektrik alınıp satılacağı bir gün öncesinden belirlenmiştir. Gün öncesi dengeleme piyasasına ise her lisans sahibi üreticinin katılması zorunlu tutulmuştur. Gerçek zamanlı dengeleme ile gün öncesi dengeleme birbirinden ayrıldığı için arz ve talep çok daha iyi bir şekilde dengelenmeye başlanmıştır. Modelin getirdiği diğer bir fayda ise Milli Yük Tevzi Merkezi'nin işletim yükünü azaltması ve sistem güvenliğini artırmasıdır (Çetintaş ve Bicil, 2015: 12).

Günümüz piyasalarının son haline gelinen süreçte ise 1 Aralık 2011 tarihine kadar aktif olarak kullanılan Gün Öncesi Planlama piyasa mekanizması yerini piyasaya katılımın zorunlu olmadığı, yenilebilir enerji kaynakları destekleme mekanizmasının da hakim olduğu Gün Öncesi Piyasa mekanizmasına bırakmıştır (EPIAŞ, 2020:18). Şekil 3'te elektrik piyasalarının gelişim süreci gösterilmiştir.



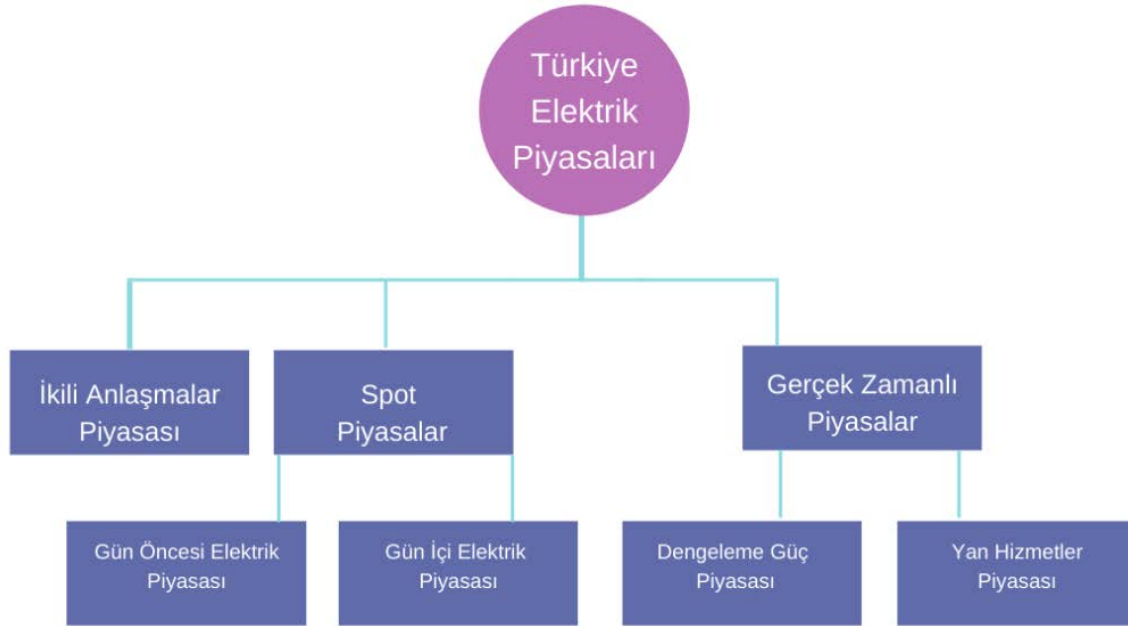
Şekil 3. Elektrik Piyasaları Gelişim Süreci

Kaynak: WEB_2. (2020). Elektrik Piyasaları İşletme A.Ş web sitesi.

www.epias.com.tr

Piyasa işletmecisi EPIAŞ kaynaklarına göre 2001 yılında 4628 sayılı EPK (Elektrik Piyasa Kanunu) ile başlayan piyasalardaki gelişim süreci 2006 yılında DUY (Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği) ile devam etmiştir. 2009 yılında Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğindeki güncelleme ile beraber Gün Öncesi Planlama mekanizmasına geçiş yaşanmıştır. Gün Öncesi Planlama ise yerini 2011 yılında Gün

Öncesi Piyasası Mekanizmasına devretmiştir. Devam eden 2013 yılında ise 6446 sayılı EPK yayınlanarak Gün Öncesi Piyasaya ek olarak Gün İçi Piyasa hizmete girmiştir. 2016 yılıyla beraber ise yerli Gün Öncesi Piyasa yazılımı hizmete alınmıştır. Şekil 4’den görüleceği üzere şu an günümüzde bütün elektrik piyasasının ana omurgasını spot piyasalar olarak da bilinen Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçin Piyasası ile beraber Dengeleme Güç Piyasası ve İkili Anlaşmalar oluşturmaktadır (EPIAŞ, 2020:33).



Şekil 4. Türkiye Elektrik Piyasaları

1.3. Spot Piyasalar

Elektrik piyasalarında Gün Öncesi ve Gün İçinde yapılan işlemlerin genel adı Spot Piyasalar olarak adlandırılmaktadır. Spot piyasalar finansal bir değeri olan varlıkların ticareti esasına dayanan ve o günkü arz ve talebe göre tespit edilen fiyat üzerinden yapılan alışverişin geçerli olduğu piyasalar olarak tarif edilebilir. Spot piyasalar “Nakit Piyasalar” olarak bilinir.

1.3.1. Gün Öncesi Elektrik Piyasası

Spot bir piyasa olarak adlandırılan Gün Öncesi Elektrik Piyasası enerji ticaretinin işleyişi açısından oldukça önemlidir. İlk olarak Gün Öncesi Planlama olarak duyurulan ve kaynak kodları gizli olan bir yazılım ile yürütülen piyasa aradan geçen birkaç yıl sonunda milli yazılım kodlarının kullanıldığı Gün Öncesi Elektrik Piyasası olarak reform edilmiştir. EPIAŞ tarafından kontrol edilen Gün Öncesi Elektrik Piyasası katılımcılara

güvenilir bir ticaret yapma fırsatı tanınmasının yanında katılımın zorunlu olmadığı bir piyasa hizmeti sunmaktadır. Gün Öncesi Elektrik Piyasa sisteminin işleyiş mekanizması Avrupa ve Dünya ülke piyasa örnekleri dikkate alınarak hazırlanmış ve diğer ülke piyasaları ile rekabette bulunabilecek düzeyde tasarlanmıştır.

Geliştirilen yazılım ile birlikte piyasa üzerinde her bir saat için gelen teklifler matematiksel modeller ve optimizasyon yöntemleri yardımıyla analiz edilerek eşleşme miktarının ve piyasa fiyatının belirlenmesi sağlanır. Gün Öncesi Piyasasında teklif verme süreci her bir gün için gece başlayıp ertesi gün geceye kadar süren yirmi dört saatlik zaman dilimine göre yürütülen bir işleyişe sahiptir. Piyasaya teklifler miktar ve fiyat ikilisi olarak alış ve satış şeklinde bildirilir. Alış yönünde olan teklifler pozitif olarak bildirilirken satış yönündeki teklifler negatif olarak sisteme bildirilir. Verilen teklifler için bir önemli ayrıntı ise piyasa mekanizmasının kendisine özgü olan birim miktar yani “lot” birimini kullanmasıdır. 1 lot’un elektrik birim miktar karşılığı ise 0.1 MWh olarak geçerlidir. Gün Öncesi Piyasa mekanizmasında üç farklı teklif yapısı bulunmaktadır. Bunlar saatlik, esnek ve blok teklifler olarak adlandırılırlar. Piyasanın işleyişine genel olarak bakıldığında saatlik teklif yapısının ağırlıklı olarak uygulandığı görülür. Saatlik teklif türünde piyasa katılımcıları bir sonraki gün için saatlik olarak alış veya satış yönünde olası piyasa fiyatı tahmini üzerine sistem üzerinden tekliflerini yaparlar. Piyasaların olağan akış süreci gereği bir ürünü almak isteyen kişi o ürünü düşük fiyattan almak isterken satmak isteyen kişi de yüksek fiyattan satmak isteyecektir. Yapılan tekliflere ilişkin örnekler Tablo 4’de gösterilmiştir (EPIAŞ, 2016: 3).

Tablo 4. A Katılımcısının Saatlik Teklifi

Fiyat (TL/MWh)	100	250	500
Miktar (lot)	20	15	-30

Tablo 4’de görüleceği üzere piyasada teklif veren A katılımcısı saatlik piyasa takas fiyatı birim MWh başına 100 TL olduğunda 20 lot, 250 TL olduğunda 15 lot elektrik satın alacağını belirtirken fiyatın 500 TL’ye ulaşması anında 30 lot elektrik satacağını piyasaya bildirmiştir.

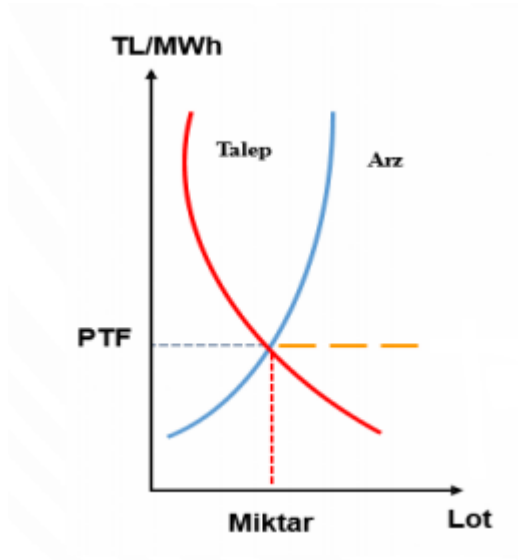
Tablo 5. B Katılımcısının Saatlik Teklifi

Fiyat (TL/MWh)	100	0	175	200
Miktar (lot)	5	0	-10	-20

Tablo 5’te ise B katılımcısı piyasa takas fiyatı 100 TL olduğunda 5 lot elektrik satın alacağını fiyat artışı durumunda ise 175 TL’den 10 lot veya 200 TL’den 20 lot elektrik satacağını piyasaya teklif etmiştir.

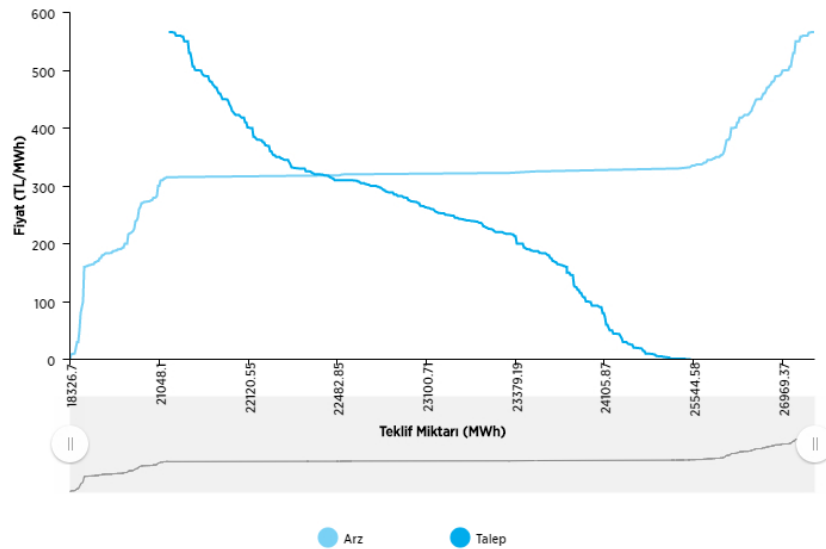
Blok teklif yapısında ise katılımcılar yine bir saat için tekliflerini piyasaya sunarlar. Yalnız blok teklif yapısında geçerli olan yöntem ardışık gelen saatler için teklifin sisteme bildirilmesidir. Tek bir fiyat miktar teklifinin verilebildiği bu sistemde talep edilen miktarın tamamı alınmak veya satılmak zorundadır. Blok teklif yapısında verilen teklife bağlı ikinci bir teklif daha sunulursa bağlı olan teklif gerçekleşmediği sürece diğer teklifte gerçekleşmeyecektir. Esnek teklif yapısında ise durum daha farklıdır: saatlik teklif işleyişinden daha farklı olarak saatlik olarak teklif verme durumu yoktur yani günün herhangi bir saati için teklif edilebilir. Diğerlerinden farklı noktası ise esnek teklifler yalnızca satış yönüne verilebilirler (EPIAŞ, 2016: 3).

Piyasanın genel yapısına bakıldığında saatlik teklif yapısı sistemin ana omurgasını oluşturmaktadır. Yapılan saatlik teklifler gece başlayarak öğlene kadar sürer. Böylelikle bildirilen teklifler neticesinde piyasadaki katılımcıların arz ve taleplerine göre grafik eğrileri oluşturulur. Saatlik olarak arz ve talebin birbirini karşıladığı nokta bir sonraki gün için saatlik piyasa fiyatını oluşturacaktır (EPIAŞ, 2020: 34). Şekil 5’te piyasa takas fiyatı belirlenmesinde arz ve talep eğrileri gösterilmektedir.



Şekil 5. Arz ve Talep Eğrisi

Piyasaya yapılan teklifler öğlen saat 12.30'a kadar devam eder. Piyasa işletmecisi yani EPIAŞ, piyasa katılımcıları tarafından bildirilen saatlik teklifleri değerlendirir. Saat 13.30'a kadar süren değerlendirme süreci sonunda her bir saat için piyasa takas fiyatı ilan edilir. İlan edilen fiyatlara itiraz için saat 14.00'e kadar süre tanınır. Tekrar yapılan değerlendirmeler sonucu saat 14:00'te nihai piyasa takas fiyatı bir gün sonraki 24 saati kapsayacak şekilde ilan edilir. Gün Öncesi Piyasasının katılımcılara sağladığı faydalardan bir tanesi piyasaya dahil olan katılımcılar için ertesi gün için üretim ve tüketim planlarını organize etmesini sağlayarak hedeflerindeki dengeyi sağlamalarına katkıda bulunmaktadır. Gün Öncesi Piyasasında fiyatların kesinleşmesinin ardından dengesizliklerin ortadan kaldırılması amacıyla Dengeleme Güç Piyasası süreci başlar. Şekil 6'da gerçek zamanlı gerçekleşen arz ve talep grafiği gösterilmektedir.



Şekil 6. EPIAŞ Gerçek Zamanlı Arz ve Talep Grafiği

Kaynak: WEB_2. (2020). Elektrik Piyasaları İşletme A.Ş web sitesi.

www.epias.com.tr

1.3.2. Dengeleme Güç Piyasası

Dengeleme Güç Piyasası, Gün Öncesi Piyasasında yapılan işlemlerin sona ermesiyle başlayan bir süreçtir. Bu piyasanın asıl hedefi anlık ve büyük üretim dengesizliklerinin bertaraf edilmesine katkı sağlamaktır. Bu tarz dengesizlikler için Gün

İçer Piyasaları ve Gün Öncesi Piyasaları hizmete sunulmuş olmasına rağmen her zaman bu piyasalarda gerçek dengesizlikleri ortadan kaldırmak mümkün olmamaktadır. Piyasaya verilen alım ve satış teklifleri her ne kadar üretimde dengeyi taahhüt etse de her zaman bu denge sağlanamamaktadır. Üretim yapan santrallerde meydana gelen büyük kazalar ve arızalar bu dengesizliğin en önemli sebeplerindendir. Sistemi bir denge tahtasına benzetirsek daha önce teklif veren büyük üretim gücüne sahip bir üretici bunu yerine getiremediği takdirde denge bozulacak ve sistemin bütünüyle bozulmasına sebebiyet verecektir. İşte bu noktada bu tarz olası problemlerin önüne geçmek adına üretim gücü 10MW ve üstü elektrik üreticileri sisteme dahil olarak gerçek zamanda on beş dakika içerisinde devreye girerek üretim yapabileceklerini Milli Yük Tevzi Merkezi'ne bildirmeleri gerekmektedir. Bu sebepten dolayı üretim gücü dengeyi sağlayabilen elektrik üreten santralleri emre amade kapasitelerini yani istenildiği takdirde piyasaya sunabilecekleri enerji miktarını önceden teyit ederek sisteme bildirmek zorundadırlar. Bu sayede Dengeleme Güç Piyasası anlık olarak piyasanın dengeye gelmesine yardımcı olur (WEB_2, 2020).

1.3.2.1. Dengeleme Güç Piyasası Zaman Dilimi

Dengeleme Güç Piyasası, Gün Öncesi Piyasasının saat 14:00'da kapanmasıyla başlar. Üretim yapan işletmeler saat 16:00'a kadar yedek kapasitelerini yani istenildiği takdirde hizmete verebileceği elektrik miktarını bildirirler. Teklifler ise yük alma ve yük atma esasına göre yapılır. Yük almak (YAL) bir santralin üretime gireceğini ve enerji satacağını gösterirken yük atmak (YAT) ise üretimden çıkacağını ve alış yapacağını gösterir. Sistemdeki bir önemli detay ise verilen tekliflerin Gün Öncesi Piyasasında belirlenen piyasa takas fiyatına göre belirlenmesidir. Alış yönünde sisteme girecek olan bir katılımcı belirlenen piyasa takas fiyatından daha az teklif sunabilirken, satış yönünde sisteme katılan bir katılımcı bildirilen piyasa takas fiyatından daha fazla bir teklif girme yükümlülüğü bulunmaktadır. Dengeleme Güç Piyasasında işlemlerin sona ermesinin ardından saat 18:00'e kadar İkili Anlaşmalar yapılır ve piyasa kapanır. Piyasasının kapanmasıyla beraber Gün İçer Elektrik Piyasası hizmete girer (WEB_2, 2020).

1.3.3. İkili Anlaşmalar

İkili Anlaşmalar alıcı ve satıcı arasında belirli miktardaki elektrik ticaretinin belirlenmiş bir fiyattan gerçekleştirilmesini sağlayan kontratlardır. İkili Anlaşmalar, Dengeleme Güç Piyasasındaki işlemlerin tamamlanmasından sonra hizmete sunulur. İkili

Anlaşmaların ticaret yapan piyasa aktörleri açısından sağladığı en önemli getirisi olası fiyat dalgalanmalarına karşı yapılan yatırımları güvence altına alarak riski en aza indirmektir. İşlem yapan piyasa katılımcıları bu sayede piyasa hacminde oluşabilecek dengesizliklerden kaçınarak ve güvence amacı güderek ticaretlerini gerçekleştirebilirler (Amjady, 2006: 887).

1.3.4. Gün İçi Elektrik Piyasası

Gün İçi Elektrik piyasası 2015 yılında uygulamaya konulan ve Gün Öncesi Piyasası ile Dengeleme Güç Piyasası arasında destek işlevi gören dengesizliklerin ortadan kaldırılmasına yardımcı olan aynı zamanda milli yazılım kodları ile oluşturulmuş bir piyasadır. Gün İçi Piyasalarına piyasada işlem yapan katılımcılar için piyasaya dahil olma zorunluluğu kılınmamıştır. Gün İçi Elektrik Piyasası'nın temel hedefi elektrik üretimi yapan işletmelerde meydana gelebilecek olası üretim dengesizliklerine, ön görülemeyen arızalara ve portföylerinde beklenenden az veya daha fazla üretim bilgisi veren işletmelere gün içinde portföylerini dengeleme hizmeti sunarak enerjide arz güvenliğine destek olmaktır. Gün içi piyasasının diğer piyasalardan en önemli farkı teklif verilen saatten bir buçuk saat öncesine kadar işlem yapılabilmesidir. Daha öncede belirtildiği üzere elektrik depolanamayan bir enerji çeşididir. Bundan sebeple enerjide üretim ve tüketim dengesi oldukça önemlidir. Gün içi piyasalarındaki bu hizmet sayesinde piyasa katılımcılarına hem gerçek zamanlı işlem yapabilme fırsatı sunulmakta hem de kısa vadede dengesizlikten kurtulma imkânı sağlanarak enerjinin sürekliliği sağlanmaktadır (EPIAŞ, 2016: 3).

1.3.4.1. Gün İçi Piyasaları Zaman Dilimi

Gün İçi Piyasaların işleyiş süreci ise İkili anlaşma sürecinin tamamlanmasıyla başlar. Daha önceden bahsedilen piyasa katılımcılarına bir gün öncesinde planlama imkânı sağlayan Gün Öncesi Piyasası'nın kapanmasıyla beraber Dengesizlik Güç Piyasası'nın hizmete girdiği belirtilmişti. Dengesizlik Güç Piyasasında piyasa aktörlerinin işlemlerini tamamlamasının ardından saat 16.00'a kadar da İkili Anlaşmalar ile ticarete devam edilir. Bu işlemlerin tamamlanmasının ardından saat 18.00'da Gün İçi Piyasası hizmete açılır. Gün İçi Piyasalarında, Gün Öncesi Piyasalarında olduğu gibi piyasa katılımcılarının saatlik ve blok teklif verme fırsatı sunulmaktadır. Verilen teklifler arasından teklifler en uygun eşleşmeler ile eşleştirilerek piyasanın işleyişine devam edilir. Gün İçi Piyasası ertesi gün saat 24.00'a kadar devam ederek piyasa katılımcılarına aynı

gün için verdikleri alış ve satış miktarı üzerinde düzenleme imkânı tanınarak ticaretten maksimum fayda getirisi olacak şekilde işleyişe devam edilmesi sağlanır (EPIAŞ, 2016: 3).

1.4. Elektrik Piyasa Takas Fiyatı

Piyasa takas fiyatı sisteme katılan piyasa oyuncuları için oldukça önemlidir. Piyasa takas fiyatını katılımcılar kendilerine referans olarak almakta ve işlemlerini buna göre planlamaktadırlar. Gün Öncesi Piyasasında arz ve taleplere göre oluşan piyasa takas fiyatı özellikle üreticiler için ise ayrı bir öneme sahiptir. Elektrik üretiminin zorlu süreçler sonucunda oluştuğu gerçeği ile üreticiler her bir birim elektrik miktarını en yüksek fiyattan satmak isterler. Özellikle büyük havzalara sahip baraj tipi elektrik üretim santrali işletmecileri bunu göz önünde bulundurarak fiyatın düşük olduğu zamanlarda havzalarında bulunan suyu tutarak fiyatların yükselmesini beklemektedirler.

Üreticiler için piyasa takas fiyatının bilinmesi piyasada optimum işlem yapabilmelerinin yanında ikili anlaşmaları etkin bir şekilde yürütebilmeleri açısından da oldukça önemlidir. Kısa vadede piyasa fiyatının bilinebilmesi piyasa katılımcılarının portföylerini dengelemeye yardımcı olurken özellikle orta ve uzun vadede piyasa takas fiyatının ulaşması beklenen fiyatların aylar bazında tahmin edilebilmesi şirketler açısından optimum fiyattan ikili anlaşma sözleşmeleri yapmaları bakımından oldukça kritiktir (Conejo vd., 2005: 436).

Elektrik ticareti yapan perakende ve büyük tüketiciler içinde piyasa takas fiyatının analizi ve tahmini üreticiler kadar önemlidir. Aynı şekilde piyasada ticarete bulunan bu katılımcılar için piyasa fiyatı tahmininin yapılabilmesi finansal açıdan riskleri belirlemelerine yardımcı olacak aynı zamanda etkin bir planlama yapabilmelerine olanak sağlayacaktır (Conejo vd., 2005: 436).

Piyasa fiyatının bu denli önemli olduğu elektrik piyasalarında tahmin çalışmaları oldukça hız kazanmıştır. Teknolojik ilerlemeler ve gelişmeler piyasa yapılarını da değiştirmiş ve sürekli olarak araştırmaların güncel tutulmasını gerektirmiştir. Özellikle ülkemizde piyasalarda yaşanan gelişmelere istinaden istatistik, yapay zeka gibi tahmin araçlarıyla piyasa takas fiyatı tahmin edilmeye çalışılmıştır.

Bu çalışmanın amacı da ticaret sonucu oluşan piyasa takas fiyatı istatistiki yöntemler ile analiz etmek ve seçilen günler bazında tahminlerde bulunarak tahmin metotlarının performanslarını karşılaştırmaktır.

Konuyla ilgili özellikle Türkiye piyasaları bakımından araştırma eksikliği bulunmaktadır. Son zamanlarda bu alanda yapılan çalışmalar hız kazanmış ve literatüre katkıda bulunulmuştur. Fiyat tahmin çalışmaları ile ilgili literatür araştırmasında konuyla ilgili uluslararası ve ulusal olarak yapılan bazı çalışmalar Tablo 6'da incelenmiştir.

Tablo 6. Literatür Çalışmaları

YAZAR	YIL	ÇALIŞMA
Contreas	2003	ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices
Garcia vd.	2005	A GARCH Forecasting Model to Predict Day-Ahead Electricity Prices
Ranjbar vd.	2006	Electricity Price Forecasting Using Artificial Neural Network
Torro	2007	Forecasting Weekly Electricity Prices at Nord Pool
Lira vd.	2009	Short Term Forecasting of Electricity Prices in the Colombian Electricity Market
Carpio vd.	2012	Forecasting Day-Ahead Electricity Prices of Singapore through ARIMA and Wavelet-ARIMA
Hayvafi ve Talaslı	2013	Stochastic Multifactor Modelling of Spot Electricity Prices
Kölmek ve Navruz	2012	Forecasting the Day-ahead Price in Electricity Balancing and Settlement Market of Turkey by Using Artificial Neural Networks
Özözen, vd.	2016	A Combined Seasonal ARIMA and ANN Model for Improved Results in Electricity Spot Price Forecasting
Bozkurt vd.	2017	Artificial Neural Network and SARIMA Based Model for Power Load Forecasting in the Turkish Electricity Market
Ferreira vd.	2019	A Linear Regression Pattern For Electricity Price Forecasting in the Iberian Electricity Market

Uluslararası çalışmalar incelendiğinde konu ile ilgili farklı ülkeler için elektrik piyasalarında yapılan çalışmalar göze çarpmaktadır. ARIMA modelini kullanarak bir sonraki gün için fiyat tahmini yapan Contreas (2003), fiyat tahmini çalışması için İspanya ve Kaliforniya elektrik piyasalarında ayrı olarak uygulamıştır. İspanya piyasası için üç haftalık veri kullanmıştır. İspanya piyasası için 2000 yılı mayıs, ağustos ve kasım aylarının son haftalarındaki oluşan piyasa fiyat verilerini, Kaliforniya piyasası için ise sadece 2000 yılı nisan ayındaki 3 günlük veriyi kullanarak farklı piyasalar için ARIMA yöntemini uygulayarak gelecek günlerin piyasa fiyatını tahmin etmeye çalışmıştır.

Diğer bir çalışmada ise Garcia vd. (2005), İspanya ve Kaliforniya piyasalarında gün öncesi piyasa fiyatı tahmininde GARCH tahmin modelini kullanarak çalışmalarını gerçekleştirmişlerdir. ARIMA modeline göre üstün olduğunu belirlemişlerdir.

Kanada'da yapılan piyasa çalışmasında Ranjbar vd. (2006), Ontario Elektrik Piyasası için elektrik fiyat tahmini çalışması yapmıştır. Çalışmasında yapay sinir ağı uygulaması olan Levenberg-Marquardt geri beslemeli öğrenme algoritmasını kullanmıştır.

Norveç bölgesi için Torro (2007), Nord Pool Elektrik Piyasasında haftalık fiyat tahmini çalışmasında bulunmuştur. Tahmin çalışmasında ARIMAX yöntemini kullanarak çalışmasına dışsal değişkenleri de dâhil etmiştir. Dışsal değişken olarak ise sıcaklık, yağış ve rezervuar seviyesi gibi değerleri kullanmıştır. Alternatif tahmin yöntemi kullanan ilk çalışma olması nedeniyle önemlidir. Yaptığı çalışmada ARIMAX yönteminin başarılı sonuçlar verdiğini tespit etti.

Lira vd. (2009), Kolombiya elektrik piyasası için yaptıkları çalışmada ARMAX yöntemi ile elektrik piyasa fiyat tahmininde bulunmuşlardır. Yaptıkları çalışmada rezervuar seviyeleri ile elektrik fiyatları arasında güçlü bir ters ilişki olduğunu tespit etmişlerdir.

Asya'da yapılan çalışmalara bakıldığında ise Carpio vd. (2012), Singapur Elektrik Piyasaları için gün öncesi fiyat tahmini yapmışlardır. 2005 yılı nisan ve haziran aylarını veri olarak kullanmışlardır. Fiyat tahmini çalışmalarında ARIMA ve wavelet ARIMA yöntemlerini kullanarak karşılaştırma yapmışlardır. Nisan ayı için ARIMA modeli daha fazla performans gösterirken, haziran ayında wavelet ARIMA modeli daha başarılı olmuştur.

İspanya ve Portekiz için yapılan bir diğer çalışmada Ferreira vd. (2019), İspanya ve Portekiz elektrik piyasaları için çoklu regresyon yöntemi ile uzun dönem fiyat ön görüşünde bulunmuşlardır. Portekiz elektrik piyasasında elde ettikleri sonuçlar İspanya piyasalarına göre daha iyi bir sonuç vermiştir. Yaptıkları çalışmada bu iki piyasa için piyasayı etkileyen etmenlerin farklı olduğunu tespit etmişlerdir.

Türkiye elektrik piyasaları için yapılan çalışmalar bakıldığında ise; Kölmek ve Navruz (2012), gün öncesi piyasa takas fiyatını yapay sinir ağları ve zaman serisi modelleri ile incelemişlerdir. 2009 aralık ve 2010 kasım tarihleri arasındaki 342 adet

veriyi çalışmalarında kullanmışlardır. Yapay sinir ağları yöntemleri ile yaptıkları fiyat tahminini literatürde tahmin çalışmalarında sıklıkla kullanılan ARIMA modelleri ile elde edilen sonuçları karşılaştırmışlardır. Yapay sinir ağları ile yaptıkları çalışmada Levenberg Marquardt eğitim metodunun en başarılı olduğunu bununla birlikte incelenen hiperbolik ve sigmoid fonksiyonlarında başarılı tahminler verdiği belirtilmiştir. Ayrıca ARIMA metodu ile yapılan karşılaştırmada ARIMA yönteminin de başarılı olduğu fakat yapay sinir ağları yöntemlerine göre daha az doğru tahmin verdiği sonucuna ulaşmışlardır. Çalışmanın eski gün öncesi planlama verilerine dayandırılması nedeniyle güncel piyasaya uyarlama açısından doğruluğu tartışmalıdır.

Hayvafi ve Talaslı (2013), Türkiye Elektrik piyasaları için gün öncesi piyasalarında ortaya çıkan piyasa takas fiyatını stokastik çok faktörlü bir model önererek çalışmalarını gerçekleştirmişlerdir. Ancak çalışmalarını 2009 aralık ve 2012 temmuz yani eski Gün Öncesi Planlama verilerine dayandırdıklarından dolayı güncel sistem verilerine olan uygunluğu tartışmalıdır. Çalışma Türkiye piyasalarında stokastik bir model yaklaşımı ile ilk defa incelendiğinden dolayı oldukça önemli sayılmaktadır.

Özözen vd. (2016), piyasa takas fiyatı tahmini için zaman serileri ve yapay sinir ağları yöntemlerini kullanmışlardır. 2014 ve 2015 yılları için bütün saatlik verileri kullanarak 17520 adet veri üzerinde çalışmalarının gerçekleştirmişlerdir. Hibrit tahmin yöntemlerin başarılı olduğunu kanıtlamak için SARIMA ve geri beslemeli yapay sinir ağları yöntemlerini birlikte kullanarak hibrit bir model oluşturmuşlardır. Yaptıkları çalışma sonucu hibrit yöntemin sadece SARIMA yöntemi kullanılarak yapılan tahmine göre daha başarılı olduğu sonucuna varmışlardır.

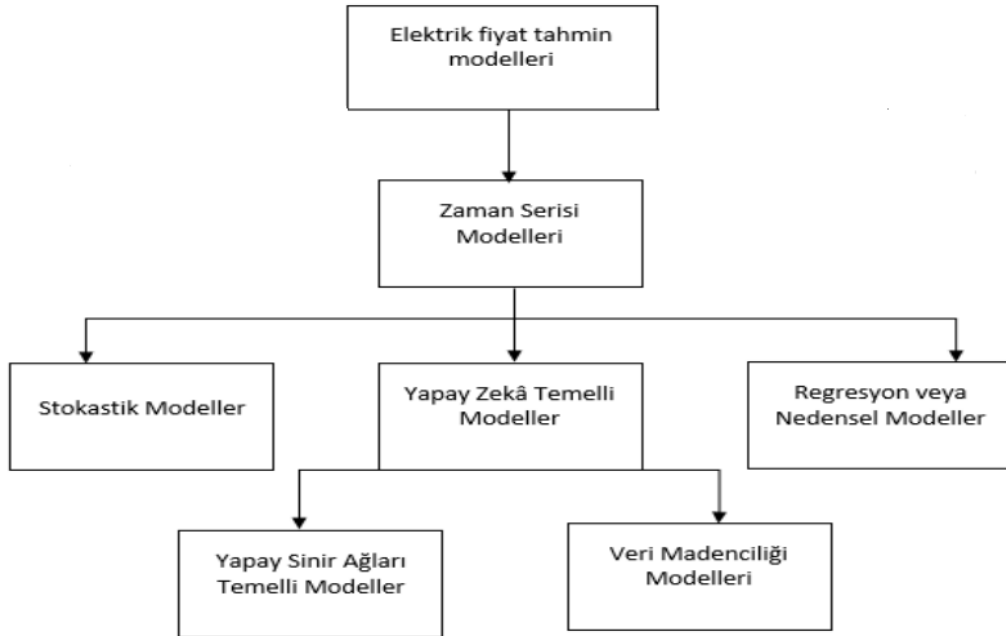
Bozkurt vd. (2017), Türkiye Elektrik Piyasası için kısa dönemli elektrik yük tahmininde bulunmuşlardır. Her ayın son hafta verilerini kullanarak çalışmalarını gerçekleştirmişlerdir. Hafta sonu ve tatil günleri gibi dalgalanmaların çok olduğu günleri de çalışmalarında kullanmışlardır. Yaptıkları çalışmada SARIMA ve yapay sinir ağı öğrenme algoritmalarını kullanmışlardır. Genel olarak yapay sinir ağları daha iyi sonuçlar verirken bazı durumlarda SARIMA yöntemi daha fazla performans göstermiştir. Elde ettikleri sonuçlara göre ise yapay sinir ağı ile tahmin çalışmasında ne kadar fazla değişken ilave edilirse modelin daha karmaşık bir yapıya sahip olduğu ve tahmin performansının azaldığını söylemişlerdir. İleriki çalışmalar için fazla değişken seçmek yerine daha az

ama doğru değişken seçerek çalışmalardan daha fazla verim elde edilebileceğini belirtmişlerdir.

İKİNCİ BÖLÜM

TAHMİN YÖNTEMLERİ

Geçmiş veriler yardımıyla gelecek zaman için beklenen olası değerleri tahmin etmek için birçok yöntem geliştirilmiştir. Şekil 7’den görüleceği üzere elektrik piyasa fiyat analizinde farklı tahmin modelleri kullanılmaktadır. Bu bölümde fiyat tahmin uygulamalarında sıkça kullanılan ve araştırmalarda ilk olarak elen alınan zaman serisi modelleri üzerinde durulacaktır.



Şekil 7. Elektrik Fiyat Tahmin Modelleri (Hu vd., 2019: 2)

2.1. Zaman Serisi Modelleri

İstatistikte verilerin belirli aralıklarla gözlemlenmesi ve düzenli bir zaman çizelgesinde sıralanarak anlamlı grafikler oluşturması zaman serileri olarak adlandırılmaktadır. Zaman serilerinin doğası gereği birçok dış etkenden (çevresel faktörler, sosyal faktörler gibi) etkilenmeleri olasıdır. Bu sebepten kaynaklı olarak zaman serileri farklı tanımlamalar ile ifade edilmektedir. Bu tanımlar ise zaman serilerinde; mevsimsel dalgalanmalar, konjonktür dalgalanmalar, trend eğilimli dalgalanmalar ve düzensiz dalgalanmalar olarak ifade edilmektedir (Özoğuz, 1986: 73).

- ❖ Trend Eğilimli Dalgalanmalar; Veriler grafiğe modellendiğinde belirli bir yöne doğru doğrusal, parabolik veya üstel hareket gözlemlenmesi zaman serisinin trend etkisinde olduğunu göstermektedir. Trend zaman serilerinde beklenen uzun zaman süreçlerinde artış veya azalış yönünde gözle görülür bir biçimde değişimin izlenmesidir.
- ❖ Mevsimsel Dalgalanmalar; Eğer ki grafik belli zaman aralıkları dahilinde parabolik veya doğrusal benzer hareketler gösteriyorsa mevsimsellik etkisinden bahsedilir. Mevsimsel dalgalanmalar belirli periyotlar halinde görülmektedir. Kış veya yaz aylarındaki sıcaklıklar her sene tekrar etmesinden kaynaklı olarak buna bağımlı bir zaman serisi değişkeni de belirli periyotlar arasında benzer hareketler sergileyecektir. Serinin yaptığı bu davranış mevsimsellik etkisi olarak ifade edilir.
- ❖ Konjonktür dalgalanmasında ise; grafik düzenli hareketleri her zaman sergilememekte ve trendin etrafında gezinmektedir. Yani belli periyotlarda görülen dalgalanmalardan bahsedilemez. Ancak uzun dönemli gözlemlerde benzer davranışlar gösterebilir.
- ❖ Düzensiz dalgalanmalar olarak ifade edilen modelde ise bahsedilen diğer modellere uyuşmayan ve grafiğin hareketinin açıklanamadığı durumlarda düzensiz dalgalanmalardan bahsedilir. Doğal afet olayları gibi beklenmeyen olaylar gibi serinin dinamiğini bozan durumlar serinin sistematikliğini bozacağından dolayı düzensiz dalgalanmalar olarak ifade edilebilir.

2.2. Zaman Serilerinin Sınıflandırılması

Zaman serileri farklı biçimlerde elde edilebilirler. Bunlar; belirli periyotlarda benzer davranış sergileyen mevsimsel ve mevsimsel olmayan zaman serileri, ortalama değere olan yakınlığına göre durağan ve durağan olmayan zaman serileri ve zaman serisinin gözlenmesine göre sürekli ya da kesikli zaman serileri olarak adlandırılmaktadır.

2.2.1. Sürekli ve Kesikli Zaman Serileri

Zaman serilerinin elde edilmiş biçimine göre sürekli veya kesikli zaman serileri tanımlamasını almaktadır. Sürekli zaman serilerinde belirli zaman dilimlerine bağımlı kalmaksızın devamlı olarak gözlemlenen sürekli bir veri var iken, kesikli zaman serileri olarak tanımlanan zaman serilerinde ise belirli zaman aralıkları dahilinde ve eşit aralıklar ile gözlemlenen veri değerlerinden bahsedilebilir (Kayım, 1985: 12).

2.2.2. Durağan ve Durağan Olmayan Zaman Serileri

Stokastik bir süreç olarak adlandırılan zaman serilerinde durağanlık konusu oldukça önemlidir. Yapılan birçok analizde durağanlık farklı şekillerde kontrol edilmekte ve analizler buna göre yapılmaktadır. Durağanlığın tanımı ise bir zaman serisi verisinin varyans ve ortalamasının analiz edilen zaman süresi boyunca sabit olarak gözlenmesi olarak ifade edilebilir (Kayım, 1985: 12). Gözlemlenen zaman serilerinin durağan olması istenen bir durumdur. Durağan olmayan bir zaman serisinde tahminler sağlıklı sonuçlar vermeyecektir.

Zaman serilerinde durağanlığın önemli bir konu olması sebebiyle serilerin durağanlığının tespit edilebilmesi amacıyla farklı test yöntemleri geliştirilmiştir. Çalışmalarda ise en çok kullanılan yöntemler;

- ❖ Philips-Perron (PP)
- ❖ Dickey Fuller (DF)

birim kök testleri olarak adlandırılmaktadır. İfadede geçen kök testi ise zaman serilerinin neredeyse çoğunun birim köke sahip olduğu anlayışına dayanarak adlandırılmaktadır (Kaya, 2019: 24).

Gerçek yaşam örnekleri dikkate alındığında ise durağan zaman serisine sahip örnekler oldukça sınırlıdır. Bunu sebebi ise gerçek hayat örnekleri ele alındığında serilerde gözlemlenen veriler daha öncede ifade edildiği gibi trend, mevsimsel ve düzensiz dalgalanmalar içermektedirler. Bu etkenler zaman serilerinden arındırılarak seriler durağanlaştırılmakta ve serinin en net davranışı gözlemlenebilmektedir (Nelson, 1973: 21).

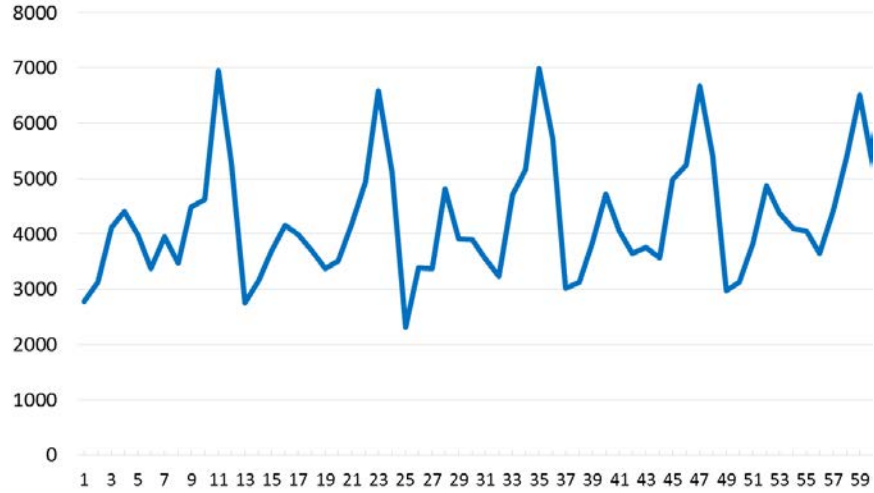
2.2.3. Mevsimsel ve Mevsimsel Olmayan Zaman Serileri

Mevsimsel ve mevsimsel olmayan zaman serileri ise bir zaman serisi verisinin belirli periyotlar dahilinde gösterdiği benzer davranışlar olarak ifade edilmektedir. Ancak durağanlık konusu altında mevsimsellik özelliği de dikkate alındığından ötürü net bir mevsimsellik ya da mevsimsel olmayan zaman serisi tanımının yapılamayacağı bunun yerine durağan veya durağan olmayan zaman serisi ayrımının daha uygun bir ifade biçimi olduğu düşünülmektedir (Duru, 2007: 10).

Mevsimsel zaman serilerinde en sık karşılaşılan örnek ise dondurma satış verilerinin zaman serisi şeklinde grafik ile gösterilmesidir. Yaz aylarında satışlarda ciddi

bir artış olurken kış aylarında ise belirgin bir düşüş olmaktadır. Periyodik olarak tekrar eden bu durum mevsimsellik durumuna basit ve anlaşılır bir örnektir.

Şekil 8’de mevsimsellik örneği incelendiğinde bir işletmenin aylık satış grafiğinde Kasım ve Aralık aylarında en yüksek değerine ulaşan satış miktarı en benzer periyotlarda kendisini tekrar etmiştir.



Şekil 8.5 5 Yıllık Aylık Satış Grafiği

Kaynak: WEB_3. (2020). Drakelow Consulting web sitesi.
<https://www.drakelowconsulting.com/>

2.3. Zaman Serisi Tahmin Yöntemleri

Zaman serisi tahmin yöntemleriyle birçok farklı alanda çalışmalar yapılmaktadır. Özellikle ekonomik ve finansal tahminler, satış tahminleri gibi çeşitli kullanım alanları mevcuttur. Zaman serisi analizleri esasında mevcut verinin geçmişte yapmış olduğu hareketleri gözlemleyerek ilerisi için bir tahmin prensibine dayanarak yapılmaktadır (Gil, 2015: 113).

Zaman serileri çok değişkenli tahmin yöntemleri ve tek değişkenli tahmin yöntemleri olarak 2’ye ayrılmaktadır. Çok değişkenli tahmin yöntemlerinde farklı zaman serileri arasında analiz yapılır ve bunlar arasındaki sebep – sonuç ilişkisi değerlendirilir. Çok değişkenli tahmin yöntemlerine regresyon ve nedensel modeller örnek olarak verilebilir. Bu yöntemlerden birisi olan regresyon analizinde farklı değişkenlerin birbirine karşı olan ilişkilerini irdeleme açısından oldukça kullanışlı bir yöntemdir. Farklı

regresyon analizi yöntemleri ise; Basit Lineer Regresyon Modelleri, Çoklu Regresyon Modelleri ve Dinamik Regresyon Modelleri olarak sıralanabilir. Çok değişkenli zaman serileri ile yapılan analizlerde sistem ile ilgili her ayrıntının bilindiği düşünülerek ilişkili verilerin analiz edilmesi sağlanır. Bilinmelidir ki bu tarz modeller ile yapılan tahminlerde hata oranı daha düşük olabilir ancak modelle ilgili her ayrıntının bilinebilmesi de her zaman mümkün olmamaktadır. Regresyon modellerinde farklı değişkenler dahil edilerek yapılan analizde güvenilirlik tek değişkenli tahmin yöntemlerine göre bir miktar azalabilir. Zaman serilerinde yapılan analiz ve uygulamalara bakıldığında ise tek değişkenli tahmin yöntemlerinin daha sık olarak kullanıldığı gözlemlenmektedir (Çevik,1999: 20).

Zaman serisi modellerinden tek değişkenli tahmin modelleri ise sadece tek bir değişken yardımıyla analiz yapılmasına imkan veren ve geleceğe yönelik tahmin yapmaya olanak sağlayan bir yöntemdir. Tek değişkenli zaman serisi tahmin yöntemleri; Trend Analizi, Hareketli Ortalamalar Yöntemi, Holt-Winters Üstel Düzeltme Yöntemi ve Box-Jenkins tahmin yöntemleri olarak ele alınabilir.

Tahmin yöntemleri olarak ele alınan bu yöntemler literatürde de sıklıkla kullanılmışlardır. Ancak yöntemlerin kullanım süreçlerinde ele alınan problemlerin daha karmaşık bir yapıya sahip olması, kullanılacak yöntemler açısından her zaman bu yöntemlerin geçerli olmadığını da göstermektedir. Günümüzde bilgisayar ile yapılan ayrıntılı çalışmalar, insan beynine ilişkin ayrıntılı incelemeler ve modellemeler yapay zeka terimini ortaya çıkarmıştır. Bununla beraber çalışmaların devam etmesi ile birlikte yapay sinir ağları olarak da adlandırılan bir çalışma alanının oluşturulmasına zemin hazırlanmıştır. Doğrusal olmayan karmaşık yapıdaki problemlerin çözüm aşamasında kullanılan yapay sinir ağlarının sonuçlarının da oldukça tatmin edici olması bu alana olan ilginin artmasına sebebiyet vermiştir. Öncelikli olarak ekonomi ve finans alanlarında kullanılmaya başlanılan yapay sinir ağları modellerinin verdiği sonuçlar tatmin edici olmuş ve diğer alanlarda da tahmin amacı ile kullanımı yaygınlaşmıştır. Literatüre bakıldığında son zamanlarda yapay sinir ağları ile yapılan çalışmaların artması da bu savı destekler niteliktedir (Karahan, 2015: 166).

2.4. Regresyon Analizi

Regresyon analizi farklı değişkenler arasında ilişkiyi irdeleyen istatistiksel bir yöntemdir. Regresyon diğer ifade ile bağımlı bir değişkene karşılık bağımsız değişken ya da değişkenlerin birbirleri ile arasındaki ilişkinin matematiksel olarak gösterilme sürecidir. Regresyon teknikleri uzun zamanlar ekonomik istatistiklerin analizi amacıyla kullanılırken günümüzde farklı alanlardaki problemlerin çözümü aşamasında sıklıkla kullanılan bir yöntem haline gelmiştir. Genellikle yapılan analizlerde değişkenlerin birbirlerine olan etkisi incelenmektedir. Aynı zamanda bu etki incelenirken araştırmacılara istatistiksel olarak etkinin derecesinin yorumlanmasına imkân verir. Bu sayede tespit edilen değişkenlerin modele dahil edilirken doğru sonuçların alınabilmesine olanak tanınmış olunur (Sykes, 1993: 2).

Regresyon analizinde değişkenlerin birbirine olan etkisinin incelenmesinin yanında aynı zamanda bağımlı değişken olarak tabir edilen ve diğer bağımsız değişkenlerin bağımlı değişkeni etkileme oranı incelenebilmektedir. Kurulan modeller ile birlikte bağımsız değişkenlerin alacağı değerler önceden bilindiği var sayılarak bağımlı değişkenin ileride alabileceği değerler tahmin edilmeye çalışılır.

Regresyon analizleri bağımlı değişkeni etkileyen tek bir değişken ile ifade ediliyor ise basit doğrusal regresyon, birden fazla değişken ile ifade edilmesi durumu ise çoklu doğrusal regresyon olarak ifade edilmektedir.

Yapılan çalışmada analiz edilecek olan piyasa takas fiyatını etkileyen etmenler bulunmaktadır. Bu etkenler regresyon modeline dahil edilerek piyasa takas fiyatı analiz edilecek ve diğer bağımsız değişkenlerin bağımlı değişkeni etkileme oranı incelenecektir.

2.4.1 Basit Doğrusal Regresyon Modeli

Basit regresyon modeli genel bir tanımla bağımlı bir değişkenin tek bir bağımsız değişkenle arasındaki doğrusal ilişkisine dayanan istatistiksel bir yöntemdir. Model iki eksenli bir grafikte bağımlı değişken olan y_t ve bu değişkeni etkileyen bağımsız değişken x_t arasında ilişki kurarak bağımlı değişkenin değerinin tahmin edilebilmesine dayanır. Eşitlik 2.1' de bu ilişki gösterilmiştir. (Hyndman vd., 2013: 5)

$$y_t = \beta_0 + \beta_1 x_t + \varepsilon_t \quad (2.1)$$

Eşitlikte görüleceği üzere β_0 ve β_1 regresyon katsayılarını ifade ederken aynı zamanda bilinmeyen parametreler olarak adlandırılırlar. ε_t ise hata terimini göstermektedir.

2.4.2. Çoklu Doğrusal Regresyon Modeli

Genellikle günümüz problemleri ele alındığında yalnızca bir değişkenin bağımlı parametreyi etkilemesi çok olası değildir. Bağımlı değişkeni etkileyen birden fazla değişken parametre bulunabilmektedir. Bu değişken parametrelerin bağımlı değişkeni etkileme oranları değişmekte hatta kendi aralarında dahi bir ilişkiye sahip olabilmektedirler. Çoklu regresyon modelleri sayesinde bu ilişkiler irdelenmekte ve analizleri yapılabilmektedir (Yavuz, 2009: 125). Çoklu regresyon modeli de tıpkı basit regresyon modelinde olduğu gibi bağımlı değişken ile bağımsız değişkenler arasında ilişkiye dayanan istatistiksel bir modeldir. Çoklu regresyon modelinin basit regresyondan farkı bağımlı değişkeni etkileyen birden fazla değişkenin modele dahil edilmesidir. Bu analiz yöntemi dış değişkenlerin sayısı ne kadar fazla olursa olsun analiz yapılmasına imkân sağlamaktadır. Çoklu regresyon modeli Eşitlik 2.2'deki gibi gösterilir (Ferreira vd., 2019: 3).

$$y_t = \beta_0 + \beta_1 x_{1t} + \beta_2 x_{2t} + \beta_j x_{pt} + \dots + \beta_l x_{lt} + \varepsilon_t \quad (2.2)$$

$$t = 1, 2, \dots, n, p = 1, 2, \dots, l \quad (2.3)$$

Modelde β_0 regresyon katsayısını, β_j modelin parametresini, ε_t ise modelin stokastik olduğunu ve modele dahil edilmeyen değişkenlerin hata terimini ifade etmektedir.

Çoklu regresyon modeli ifade edildiği üzere eldeki verilere dayanarak bağımsız değişkenler üzerinden bağımlı değişkeni açıklayacak bir model kurma sürecidir. Tahmini yapılacak tek bir değişkene karşılık değişkeni etkileyebilecek birden fazla veri modele dahil edilmektedir. Çoklu regresyon modeli ile beraber yapılan analizlerde bağımlı değişkeni etkileyen parametreler belirlenmekte, bağımsız değişkenlerin bağımlı değişken üzerindeki etkisi incelenebilmekte ve bağımlı değişkenin ileride göstereceği hareketler tahmin edilmektedir. Çoklu regresyon modeli analizlerinde tahmin yapılırken en küçük kareler yöntemine başvurulur. En optimal regresyon katsayıları elde edilerek bağımlı değişkenin gelecekteki değerleri analiz edilebilir (Mazengia, 2008: 21).

Regresyon analizlerinde en küçük kareler yöntemi en ideal yöntem olarak adlandırılmaktadır (Karagöz, 1999: 198). Çoklu regresyon yönteminde kullanılan en küçük kareler yöntemi meydana gelen hataların karelerinin toplamını en aza indirgeyerek model oluşturma tekniğidir. En küçük kareler yönteminde beklenen durum hata oranı açısından en az oranı sağlayacak ve daha doğru bir sonuç verecek denklemin kurulmasıdır.

2.4.2.1. Çoklu Doğrusal Regresyon Modelinin Avantajları

Bağımlı değişken ile birden fazla bağımsız değişken arasındaki ilişkinin matematiksel olarak ifade edilmesi çoklu doğrusal regresyon modeli olarak ifade edilmiştir. Bu regresyon modeli sayesinde farklı değişkenlerin birbiri ile arasındaki karmaşık yapıdaki ilişki açıklanmış olur. Veriler irdelenerek, bağımsız değişkenler ile birlikte kurulan model yardımı ile bağımlı değişkenin alacağı değerlerin tahmin edilebilmesi sağlanır. Aynı zamanda kurulan model ile değişkenlerin bağımlı değişkeni etkileme oranları incelenir (Karabulut vd., 2018: 1060).

2.4.2.2. Çoklu Doğrusal Regresyon Modelinin Dezavantajları

Çoklu doğrusal regresyon modelinde parametre tahmini en küçük kareler yöntemine dayalı olarak oluşturulmaktadır. Daha önce de ifade edildiği üzere en küçük kareler yöntemi hataların kareleri toplamının minimum yapan değerlerin seçilmesi esasına dayanan bir yöntemdir. Bununla birlikte yöntemin istenilen şekilde çıktı verebilmesi için gerekli olan varsayımların sağlanması önemlidir. Bunlar sağlanmadığı takdirde sonuçların güvenilirliği tartışmalıdır.

Kategorik değişken olarak adlandırılan bağımlı değişkenin iki veya ikiden fazla değişkeninin olması normallik durumunu sağlamamaktadır. Bu durumda farklı yöntemlerin kullanılması gerekmektedir. Regresyon modellerinde bağımlı değişkenin değerlerinin kategorik yerine sürekli olma gerekliliği de modellerin uygulanabilirliğini kısıtlamaktadır. (Karabulut vd., 2018: 1060)

2.4.3. Tahmin Doğruluğunun Ölçülmesi

Çoklu regresyon yönteminde modelleme ve tahmin yapılırken üzerinde durulması gereken önemli bir nokta ise bağımlı değişkenin gelecekte alabileceği değerlerin doğru bir şekilde tespit edilebilmesidir. Bunu sağlamak için en önemli kıstas modelin tahmin başarısındaki performansdır. Tahmin doğruluğunun hesaplanmasında yaygın olarak

kullanılan yöntem hata büyüklük değeri üzerinden analizin yapılabilmesidir. Kurulan model üzerinde ϵ_x hata oranı aşağıdaki eşitliğe göre gösterilmektedir.

$$\epsilon_x = A_x - F_x \quad (2.4)$$

A_x değeri zaman serisi verisinin belirli periyotlar içinde aldığı değerleri gösterirken, F_x değeri o değerlere karşılık yapılan tahminleri ifade etmektedir.

İstatistiksel olarak tahmin doğruluğunun ölçülmesinde birden fazla yöntem bulunmaktadır. Çalışmalarda sık olarak kullanılan Ortalama Mutlak Hata Oranı (MAPE) olarak adlandırılan ölçüm yöntemine değinilmiştir. Bu yöntem tahmin doğruluğunu yüzde oranı bakımından hatasını vermekte ve her bir zaman periyodu için mutlak olarak gerçek ve tahmin farklarını alarak gerçek değere bölerek sonuç vermektedir. MAPE'nin gösterimi eşitlikte ifade edilmiştir (Ferreria vd., 2019: 3).

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{x=1}^n \left| \frac{A_x - F_x}{A_x} \right| \quad (2.5)$$

2.4.4. Regresyon Analizinde Belirlilik Katsayısı

Regresyon analizlerinde belirlilik katsayısı (R^2) bağımsız değişkenlerin bağımlı değişkene yaptığı etki hususunda verilerin ve modelin uygun olarak seçildiğini kanıtlayan önemli bir katsayıdır. Basit regresyon yönteminde tek bir bağımsız değişkenin bağımlı değişkeni ifade etmesi gösterilirken, çoklu regresyon yönteminde birden fazla olan değişkenin göz önünde bulundurularak bağımlı değişkeni açıklama oranı ifade edilir. Belirlilik katsayısı yani R^2 'nin aşağıda gösterildiği gibi bir aralıkta olması beklenir;

$$0 \leq R^2 \leq 1 \quad (2.6)$$

R^2 olarak ifade edilen belirlilik katsayısının 1'e yakın olarak elde edilmesi istenen bir durumdur. Değer 1'e ne kadar yakın olursa değişkenlerin bağımlı değişkeni ifade etme oranı o kadar yüksek olacaktır. R^2 değerinin ifadesi matematiksel olarak aşağıdaki formül ile gösterilmektedir (Yavuz, 2009: 168).

$$R^2_{yx} = \frac{\Sigma(\hat{y}_t - \bar{y})^2}{\Sigma(y_t - \bar{y})^2} \quad (2.7)$$

R^2 belirlilik katsayısı modelde bağımsız değişken sayısının artması veya azalması sonucu değişiklik göstermektedir. Modeller kurulurken bağımlı değişkene olan etkisi

olmayan ya da modelde iki bağımsız değişken arasında meydana gelen yüksek ilişki sonucu bazı değişkenlerin modelde çıkarılması gerekmektedir. Bu durumda R^2 değerinin de değişmesinden kaynaklı olarak güvenilir bir sonuç alınması zorlaşacaktır. Bu durumun meydana gelmesi halinde düzeltilmiş belirlilik katsayısı ($\overline{R^2}$) olarak ifade edilen ve modele değişken eklendiği veya çıkarıldığı durumlarda etkilenmeyen katsayı kullanılmaktadır (Koutsoyiannis, 1989: 101).

Düzeltilmiş belirlilik katsayısının matematiksel gösterimi aşağıdaki gibidir;

$$\overline{R^2} = 1 - (1 - R^2) * \frac{n-1}{n-p-1} \quad (2.8)$$

Denklemden n örneklem büyüklüğü ifade ederken, p bağımsız değişken sayısı göstermektedir.

2.5. Trend ve Hareketli Ortalamalar Analizi

Trend faktörü zaman serilerinde gözlemlenen ve analizlerde tahmin yapılırken dikkate alınan bir faktördür. Analiz edilen verinin zaman serisi grafiğinde trend eğrisinin hesaplanarak denkleminin elde edilmesi esasına dayanmaktadır. Trend analizi incelenirken zaman serisi grafiğinin trend eğrisi incelenerek ilerleyen dönem tahminleri için referans sağlanmış olunur. Aynı zamanda farklı zaman dilimlerinde oluşan trendler kıyaslanabilecek ve buna etkileyen faktörler belirlenebilecektir.

Hareketli ortalamalarda ise serinin geçmiş uzun dönem değerleri belirlenen kümeler dahilinde toplama işlemi yapılarak aritmetik ortalaması hesaplanır. Bu işlem zaman serisinde dalgalanmaların gözlemlendiği durumlarda trend hareketi yakalanması için uygulanmaktadır. Güvenilirliğinin düşük olması sebebiyle uzun dönem tahminleri için uygulanması tutarlı olmamaktadır.

2.6. Holt-Winters Üstel Düzleştirme Yöntemi

İlk olarak Holt tarafından ortaya atılan yöntem, trend ve mevsimsel etki gözlenmeyen zaman serilerinde uygulamaya konmuştur. Daha sonrasında ise Winter tarafından mevsimsellik ve trend hareketi gösteren zaman serilerinde de uygulanabilirliği sağlanmıştır. Holt-Winter üstel düzeltme yöntemi gözlemlenen verinin hem trend hem de mevsimlik davranışı gösterdiği durumlarda kullanılır. Üstel düzeltme yönteminde zaman serisi üzerinde geçmiş değerlere yaklaştıkça verinin önem katsayısı düşmektedir. Holt-Winters modelleri zaman serisinin gösterdiği karakteristik özelliklere göre

toplamsal modeller ve çarpımsal modeller olarak sınıflandırılırlar. Bu sınıflandırma zaman serilerindeki varyans durumuna göre değişiklik göstermektedir. Denklem 1 ve 2’de modellerin gösteriliş biçimleri ifade edilmiştir. (Kalekar, 2004: 4)

$$y_t = (a_1 + a_2 t)S_t + \varepsilon_t \text{ Çarpımsal Model (1)} \quad (2.9)$$

$$y_t = (a_1 + a_2 t) + S_t + \varepsilon_t \text{ Toplamsal Model (2)} \quad (2.10)$$

2.7. Box-Jenkins Yöntemi

Box-Jenkins tahmin modelleri zaman serisi analizlerinde sık kullanılan bir tahmin yöntemidir. İlk olarak 1976 yılında Box ve Jenkins tarafından tanıtılan model ARIMA modelleri olarak bilinir. Bu tahmin yönteminin sık olarak kullanılmasının sebeplerinden birisi zaman serileri üzerinde analiz esnasında esneklik sunması, doğru tahmin yapabilme yeteneği ve zaman serilerinin geçmiş değerlerinden faydalanmasıdır. Box-Jenkins tahmin modelleri üzerinde analiz yapılırken serilerin durağan bir davranış göstermesi yani serilerin varyans, ortalama ve kovaryansları zaman boyunca sabit kalmalıdır. Ancak bilinmelidir ki birçok zaman serisi sahip olduğu özellikler bakımından durağan özellik göstermemektedir. Durağanlığın sağlanması zaman serisi analizinde klasik regresyonun geçerli olması açısından önemlidir. Durağan olmayan serilerin analizinin yapılması elde edilen sonuçlar açısından çok anlamlı olmayacaktır. Box-Jenkins yönteminde analizlerin doğru yapılması açısından durağan olmayan zaman serilerinin durağan olması sağlanmaktadır (Peter vd., 2012: 136).

Box-Jenkins yöntemini avantajlı kılan durumlardan birisi modelin uygun olarak seçilmesi durumunda diğer tahmin yöntemlerine nazaran daha doğru sonuçlar vermesidir. Modeller kurulurken her bir modelin ayrı olarak değerlendirilip sadece uygun modellerin belirlenmesi yöntemin araştırmacıya bir esneklik sağladığı diğer bir avantajdır.

Bu yöntemde modeller uygun olarak belirlense dahi araştırmacıların tecrübelerine aynı modeller için farklı sonuçlar elde edebilme durumları olasıdır. Bu durum yöntemin bir dezavantajı olarak ifade edilebilir (Kaya, 2019: 35).

Box-Jenkins yöntemi kendi içerisinde otoregresif (AR), hareketli ortalama (MA), otoregresif hareketli ortalama (ARMA) ve farkı alınmış otoregresif hareketli ortalama (ARIMA) modelleri olarak dört kısımda incelenir. ARIMA modelleri Tablo 7’de gösterilmiştir.

Tablo 7. ARIMA Modelleri

Beyaz Gürültü	ARIMA (0,0,0)
Otoregresif	ARIMA(p ,0,0)
Hareketli Ortalama	ARIMA(0,0, q)

2.7.1. Otoregresif Model (AR)

AR (Autoregressive) kısaltmasıyla bilinen otoregresif modeller zaman serisi üzerinde daha önce gözlemlenen değerleri ve hata oranlarının doğrusal bir biçimde ifade edilmesidir. Otoregresif model geçmiş Y değerleriyle beraber gösteriliş biçimi denklemde belirtilmiştir.

$$Y_t = Z + \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (2.11)$$

Denklemde Z sabit değer olurken, ϕ_1, ϕ_2, ϕ_p değerleri katsayı değerleri ε_t tahmin hatası ve p değeri modelin kaçınıcı dereceden olduğunu gösterir. Denklem toplam şeklindeki gösterimi aşağıdadır.

$$Y_t = Z + \sum_{i=1}^p \phi_i Y_{t-i} + \varepsilon_t \quad (2.12)$$

Modelde t -i zamanındaki geçmiş değerler kullanılarak verilerin analiz edilmesi ve değişkenler arasında analiz yapmaması diğer modellere göre farklı olan özelliğidir.

2.7.2. Hareketli Ortalama Modeli (MA)

MA (Moving Average) olarak bilinen hareketli ortalama modeli zaman serisinin belirli bir zaman öncesindeki geçmiş dönem verisini kullanarak hata ve ortalamasının fonksiyon olarak ifade edilmesidir.

$$Y_t = \varepsilon_t - \sum_{j=1}^q \vartheta_j \varepsilon_{t-j} \quad (2.13)$$

2.7.3. Durağan Olmayan Doğrusal Stokastik Model (ARIMA)

Zaman serileri analiz yönteminde ARIMA metodu stokastik bir süreç olarak anılmaktadır. Bu sebeple bu yöntem doğrusal, stokastik ve kesikli zaman serisine sahip verilerde kullanılır (Contreas, 2003: 1014). Uygulama alanının oldukça geniş olması ve

yöntemle beraber iyi sonuçlar elde edilmesi ARIMA yönteminin yaygın bir şekilde kullanılma sebeplerinden birisidir. Yukarıda bahsedilen modeller durağan zaman serileri olarak ifade edilirken ARIMA modelleri durağan olmayan zaman serilerinin ifade edilmiş biçimidir. Daha öncede bahsedildiği üzere zaman serilerinin genel olarak durağan dışı davranış göstermesi ile beraber modelleme yapılırken zaman serilerinin daha net analiz edilmesi maksadıyla durağan hale getirilmesi oldukça önem arz etmektedir. ARIMA modeli incelendiğinde AR ve MA modellerinin birleşiminin farkı alınmış şekli olarak ifade edilmektedir. Zaman serilerinde durağan bir davranış göstermeyen fakat farkı alınarak durağan yapılan zaman serileri durağan olmayan zaman serileri olarak ifade edilir.

ARIMA modeli ifade edilirken geleneksel olarak $ARIMA(p, d, q)$ şeklinde gösterilir. Modelde yer alan p parametresi otoregresyon modelinin seviyesini, d parametresi zaman serisinin kaç defa farkının alındığını, q parametresi ise hareketli ortalama modelinin seviyesini göstermektedir.

Yöntemde bağımlı olarak ifade edilen değişkenin gelecek tahminleri, bağımsız değişkeninin geçmişte elde edilen verileri ve meydana gelen hataları şeklinde ifade edilmektedir. Denklem 2.14'de ARIMA yönteminin denklemi gösterilmiştir (Peter vd., 2012: 136).

$$Y_t = Z + \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t + \vartheta_1 \varepsilon_{t-1} + \vartheta_2 \varepsilon_{t-2} + \dots + \vartheta_j \varepsilon_{t-j} \quad (2.14)$$

Y_t bir ve birden fazla kere farkı alınmış zaman serisini oluşturmaktadır. Diğer parametreler ise şu şekildedir;

Z: sabit

ϕ_p : AR model parametresi

ϑ_j : MA model parametresi

ε_t : Hata

2.7.4. Mevsimsel ARIMA Modelleri

ARIMA modelleri ile mevsimsel etki gösteren zaman serileri için de analiz yapılabilmektedir. ARIMA modelleri mevsimsel etki gösteren zaman serilerini analiz

etmek için mevsimsel ARIMA modelleri olarak $ARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_m$ şeklinde ifade edilir. Mevsimsel ARIMA modeli normal modele göre mevsimsel terimler eklenerek açıklanır. İfade ediliş biçimi Tablo 8’de gösterilmiştir (Hyndman vd., 2013: 8)

Tablo 8. Mevsimsel ARIMA Modelleri

(p, d, q) (Mevsimsel Olmayan Kısım)	(P, D, Q) (Mevsimsel Kısım)
p : Otoregresyon Seviyesi	
d : Mevsimsel Olmayan Fark alma sayısı	
q : Hareketli Ortalama Seviyesi	
P : Mevsimsel Otoregresyon Seviyesi	
D : Mevsimsel Fark alma sayısı	
Q : Mevsimsel Hareketli Ortalama Seviyesi	
m : Gözlemlenen mevsimsellik sayısı	

2.7.5. Model Belirleme

ARIMA modellerinin temel dayanağı analiz edilecek zaman serisini durağan olmasına bağlıdır. Daha öncede ifade edildiği üzere durağan zaman serileri ARMA ile ifade edilirken zaman serisinin durağan olmaması sonucu farkı alınarak ARIMA modeli elde edilir ve bu modele göre analizler yapılır. Doğru sonuçlar alabilmenin ön koşulu uygun bir modelin kurulmasına bağlıdır. Model kurulurken ilk olarak serinin durağanlığına, tespit edilen modelin uygunluğuna ve tahmin sonuçlarına, doğru modelin seçimine ve yeterliliğine bakılır (Eravcı, 2018: 62).

2.7.5.1. Durağanlık

Modeller analiz edilirken zaman serisinin durağan olup olmadığı zaman serisinin varyansı, ortalaması ve kovaryansı zaman içerisinde farklılık göstermiyor ise bu zaman serisinin durağan olduğunu gösterir. Birim kök testi olarak ifade edilen istatistiki olarak durağanlık testi Dickey-Fuller (DF) ve Phillips-Perron (PP) testleri aracılığıyla tespit edilebilir. Dickey Fuller denklemi aşağıda gösterilmiştir (Dickey vd., 1979: 427).

$$Y_t = \rho Y_{t-1} + \varepsilon \quad (2.15)$$

$$H_0: \rho = 1 \text{ (Durağan Olmama Durumu)}$$

$H_1: \rho < 1$ (Durağan Olma Durumu)

Hipoteze göre $\rho = 1$ olduğunda zaman serisinin durağan olmadığı, $\rho < 1$ olduğunda ise zaman serisinin durağan olduğu ifade edilir.

Diğer bir yöntem olan Philips-Perron (PP) testinin denklemi ise aşağıdaki gibidir (Phillips ve Perron, 1988: 343):

$$\Delta Y_t = \mu + \delta y_{t-1} + \sum_{p=1}^k \vartheta_p \Delta Y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (2.16)$$

Phillips-Perron testi DF testine oldukça benzemekle beraber parametrik olmayan bir ekleme yaparak hata terimlerinden kaçınmayı hedeflemiştir.

Durağanlığın tespit edilebilmesi amacıyla farklı yöntemler de mevcuttur. Bunlardan birisi zaman serisinin otokorelasyon fonksiyonunun analizidir. ACF (Autocorrelation Function) olarak adlandırılan otokorelasyon fonksiyon grafiği durağanlığın tespit edilmesi hususunda araştırmacılara yol gösterir. ACF grafiğinde gecikme uzunluğuna paralel olarak zaman serisi çizgileri yavaş bir şekilde azalarak uzun çizgiler ile eksenini kesmekte ise zaman serisinin durağan olmadığı anlaşılır ve model üzerinde fark alma işleminin uygulanması gerekir. Fark alma sayısı model üzerinde belirlenen d parametresine eşit olacaktır. Ancak zaman serisi grafiğinde çizgiler hızlı ve ani bir şekilde değişiyorsa bu zaman serisinin durağan olduğu anlamına gelir ve fark alma işlemi yapılmaz (Nochai, 2006: 3).

2.7.5.2. ACF Fonksiyonu

ACF fonksiyonu katsayısı bir zaman serisinde serinin kendisi ve gecikmeli değerleri arasındaki ilişkiye dayanır. Yani y_p ve y_{p+k} arasındaki otokorelasyon aslında aynı zaman serisinin farklı veri çiftleri arasındaki ilişkiyi göstermektedir. Zaman serisinde oluşan gecikmelerin otokorelasyon katsayısı ise ACF fonksiyonunu meydana getirmektedir. Otokorelasyon katsayısı denklemde gösterilmiştir (Yarar, 2010: 60).

$$z_p = \frac{\sum_{p=1}^{P-k} (y_t - \bar{y})(y_{t-p} - \bar{y})}{\sum_{t=1}^T (y_t - \bar{y})^2} \quad (2.17)$$

Denklemden ifadeler;

z_p : p. Gecikmenin ACF değeri

y_p : Gerçek zaman serisi

y_p : Zaman serisinin ortalaması

y_{p+k} : p dönem erken zaman serisi

Olarak ifade edilir.

2.7.5.3. PACF Fonksiyonu

İstatistiksel olarak ACF fonksiyonunun tamamlayıcısı olan ve PACF (Partial Autocorrelation Function) olarak adlandırılan kısmi otokorelasyon fonksiyonları tıpkı otokorelasyon fonksiyonlarında olduğu gibi zaman serisinin geçmiş değerleri ile ilgilenir. PACF fonksiyonları bir zaman serisinin sahip olduğu geçmiş verileri göz önünde bulundurarak sadece iki değişken arasındaki ilişki inceleyip diğer değişkenleri sabit kabul etmektedir. Bu ifade $(y_{t-1}, y_{t-2}, \dots, y_{t-k+1})$ olarak ifade edilen gecikmeli verilerin etkilerinin olmadığı kabul edilerek y_t ile y_{t+k} arasındaki ilişkinin derecesini ifade etmektedir. Gecikmelere sahip katsayı değerleri ise PACF fonksiyonunu ifade etmektedir. Kat sayı değerleri -1 ile +1 arasında değerler alır (Yarar, 2010: 61).

2.7.6. Potansiyel Modelin Tanımı

Model tanımlaması yapılırken ACF ve PACF grafiklerinin yorumlanması oldukça önem taşımaktadır. Model belirlenirken otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon grafikleri görsel olarak çizdirilip modelin alacağı p ve q değerleri belirlenebilir. Serinin durağan olması durumunda AR(p) modeli için; kısmi otokorelasyon grafiğinde (PACF) p. gecikmeden sonra azalma ve otokorelasyon grafiğinde (ACF) üstel olarak azalma gözlenmesi beklenir. MA(q) modeli için ise diğer durumun aksi olarak; otokorelasyon grafiğinde (ACF) q. gecikme sonrası azalma görülürken, kısmi otokorelasyon grafiği (PACF) üstel olarak azalmaktadır. Bu iki durum haricinde her iki grafikte üstel azalma tespit ediliyorsa bu model ARMA (p, q) olarak adlandırılır (Eravcı, 2018: 62). Tablo 9'da ise bu teorik davranış ifade edilmiştir.

Tablo 9. ACF ve PACF Fonksiyonlarının Teorik Davranışı: (Sevüktekin, 2010: 178)

Model	Otokorelasyon Fonksiyonu(ACF)	Kısmi Otokorelasyon Fonksiyonu(PACF)
AR(p)	Azalarak Kaybolur	q gecikme sonrasında sonlanır
MA(q)	p gecikme sonrasında sonlanır	Azalarak Kaybolur
ARMA(p, q)	Azalarak kaybolur aynı zamanda p gecikme sonrasında sonlanır	Azalarak Kaybolur aynı zamanda q gecikme sonrasında sonlanır

2.7.7. Modelin Uyguluğunun Sınanması

Yapılan analizler sonucu en iyi sonucu veren model istatistiki olarak uygunluğunun denetlenebilmesi için farklı testlere tabi tutulur. Literatürde yaygın olarak kullanılan testler bilgi teorisine bağlı olarak AIC (Akaike's Information Criterion), BIC (Bayesian Information Criterion) yöntemi ve R2 belirlenim katsayısıdır. AIC yönteminde amaç veri tipinin uygunluğuna göre modelin tasarlanması iken BIC gerçek modelin tanımlanması için oluşturulmuş bilgi kriterine dayalı bir yöntemdir. AIC ve BIC yöntemleri bilgi kriterine dayalı ve birbirine benzer yapılar sunmalarına karşın, BIC yöntemi farklı parametreler içeren modellerin sınanması bakımından daha çok önerilen bir yöntemdir. R2 belirlenim katsayısı ise modelin kendi verilerinin modeli ne kadar açıkladığını gösteren bir ifadedir (Kaya vd., 2012: 40).

AIC ve BIC bilgi ölçütleri aşağıdaki denklemdeki gibi gösterilir (Akaike, 1974:716; Stone, 1979:276):

$$AIC = -2 \cdot \ln(L) + 2 \cdot k \quad (2.18)$$

$$BIC = -2 \cdot \ln(L) + 2 \cdot \ln(N) \cdot k \quad (2.19)$$

L: olasılık değeri

N: yapılan ölçüm sayısı

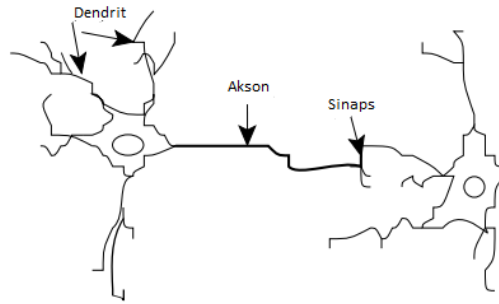
k: Tahmin edilen parametre sayısı

Uygun model seçilirken büyük R2 değeri ile beraber minimum AIC ve BIC değerlerine sahip model seçilir.

2.8. Yapay Sinir Ağları

Yapay sinir ağları ile ilgili çalışmalar 1940'lı yıllarda bilgisayar ile ilgili teknolojinin ilerleme kaydetmesiyle hız kazanmıştır. İnsan biyolojik sinir sistemine benzer olarak yapılandırıldığından yapay sinir ağları ismini almıştır. Yapay sinir ağları modelleme konusunda daha karmaşık olan ilişkilerin irdelenmesi açısından yaygın olarak kullanılmaktadır. Yapay sinir ağlarının çalışma prensibi sinir sistemi mekanizması örnek alınarak hazırlanmış ve makine öğrenmesine dayalı modeller olarak tanımlanmaktadır. Bir diğer ifade ile yapay sinir ağları birden fazla bağlı işlemlerin ihtiyaç duyulan problem çözümlerinde algoritmalar kullanılarak hesaplanmasıdır (Öztemel, 2006:1).

Yapay sinir ağları aslında doğal sinirlerin meydana getirdiği oluşumdan etkilenen bir yapıdır. Doğal nöronlar, dentritlerde bulunan sinapslar vasıtasıyla sinyali alırlar. Sinyal güçlü bir şekilde ulaşıldığında nöron aktive olur ve akson boyunca kendisi de bir sinyal yayar. Bu da diğer sinapsları uyararak birçok nöronun harekete geçmesini sağlar. Şekil 9'da dentrit, akson ve sinapsı olan bir nöron yapısı gösterilmektedir.

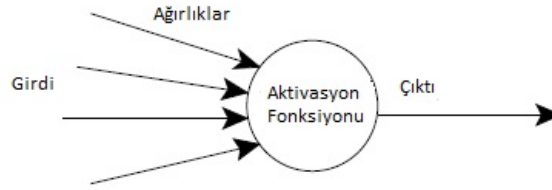


Şekil 9. Nöron Yapısı

Nöronların bu karmaşık yapısı, yapay nöronlar kurgulanırken soyut bir şekilde ele alınmaktadır. Matematiksel bir model olarak incelendiğinde girdi (sinaps) belirli bir ağırlık katsayısına sahip parametreler ile belirlenir. Girdi belirli bir aktivasyon fonksiyonu belirleyen matematiksel bir fonksiyon ile işlenir. Daha sonrasında ise hesaplanan sonuç çıktı olarak verilir.

En fazla ağırlığa sahip nöron en güçlü girdi olarak kabul edilmektedir. Ağırlıklardaki değişime göre nöronların hesaplanması farklı olabilmektedir. Ağırlıklar ile düzenleme yapılarak istenilen çıktı elde edilebilir. Ancak sayısı yüzleri ya da binleri bulan nöronlar sebebiyle ağırlıkları hesaplamak oldukça karmaşık bir durum ortaya çıkaracaktır. Bu sebeple en iyi ağırlıkların belirlenmesi maksadıyla öğrenme algoritmaları

kullanılmaktadır (Gershensun, 2003: 3). Şekil 10'da girdi ve çıktı katmanından oluşan bir yapay sinir hücre yapısı gösterilmiştir.



Şekil 10. Yapay Sinir Hücre Yapısı (Gershensun, 2003: 2)

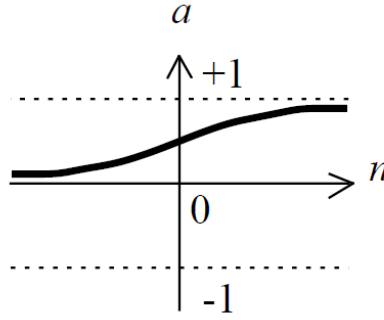
Girdi: Dış dünyadan yapay sinir hücresine gelen bilgilerdir. Girdilerin belirlenmesi ise eğitilmesi istenen bir yapay sinir ağı için örneklerin seçilmesi ile gerçekleşir.

Ağırlıklar: Ağırlıklar ise gelen bilginin önemini ve etkisini göstermektedir. Ağırlıklar eksi değerlerde olabilir. Ağırlıkların eksi değerlerde olması önemsiz olduğunu değil negatif etkiye sahip olduğunu belirtir.

Aktivasyon Fonksiyonu: Yapay sinir ağı hücresine gelen girdinin işlenerek meydana getirilecek çıktının belirlenmesini sağlar. Çıktının elde edilebilmesi amacıyla farklı formüller kullanılmaktadır. Lineer olmayan ve daha karmaşık işlemlerde lineer olmayan fonksiyonlar kullanılmaktadır. Sıklıkla kullanılan çok katmanlı algılayıcı modellerinde ise genel olarak sigmoid aktivasyon fonksiyonu kullanılmaktadır. Bu aktivasyon fonksiyonunun diğer bir adı ise lojistik fonksiyon olarak bilinmektedir. Sigmoid transfer fonksiyonu grafiği ise Şekil 11'de gösterilmektedir:

$$\text{logsig}(n) = \frac{1}{(1+\exp(-n))} \quad (2.20)$$

$$a = \text{logsig}(n) \quad (2.21)$$



Şekil 11. Sigmoid aktivasyon fonksiyonu (Demuth, 2000: 38)

Çıktı: Aktivasyon fonksiyonu tarafından belirlenerek dış dünyaya verilen değerdir.

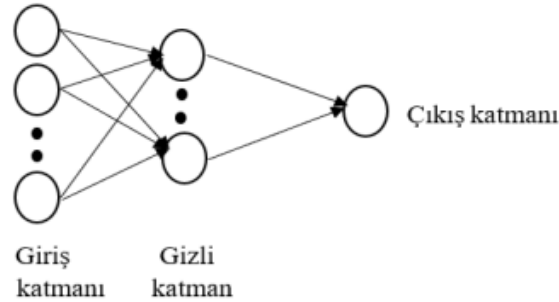
2.8.1. Yapay Sinir Ağları Özellikleri

Yapay sinir ağları uygulama esasına göre özellikleri aşağıda sıralanmıştır (Öztemel, 2006: 31):

- ❖ Bilgisayarlara daha önceden meydana gelen durumlar öğretilerek aynı olay meydana geldiğinde benzer davranışlar göstermesi sağlatılarak makine öğrenmesi gerçekleştirilmiş olur.
- ❖ Kurulan modelde tamamlanamayan bilgiler olsa dahi eğer ki tanımlanamayan bilgi sayısı fazla değilse yapay sinir ağları ile model kurulmaya devam edilebilir. Geleneksel olarak adlandırılan sistemlerde ise bunu uygulamak mümkün değildir.
- ❖ Yapay sinir ağları ile kurulan modellerde daha önceki örnekler eğitilerek modelin doğru sonuçlar vermesi hedeflenir. Yani sinir ağları bu örnekler kullanılarak eğitilir.
- ❖ Yapay sinir ağları ile kurulan modellerde bozulmalar meydana gelse bile sinir ağı çalışır ancak performansı etkilenir.
- ❖ Yapay sinir ağlarının bir diğer özelliği ise ani değişimler olmadan ağ yapısının yavaş bir şekilde zaman içerisinde bozulmasıdır.
- ❖ Öğretilen bilgi sinir ağının hepsine dağıtılmış durumdadır. Dağıtık bellek özelliği olarak adlandırılır.
- ❖ Sadece sayısal olarak verilen bilgiler ile çalışır. Sözel ifadeler ancak dönüştürülerek kullanılır.

2.8.2. Yapay Sinir Ağlarının Yapısı ve Sınıflandırılması

Yapay sinir ağlarında teknik olarak beklenen durum ağa tanıtılan bir girdi setine karşılık bir çıktı setinin oluşturulmasıdır. Bu ise ağın benzer örnekler ile eğitilerek istenen düzeye getirilmesi şekliyle oluşur. Yapay sinir ağları incelendiğinde 3 kısımdan oluştuğu tespit edilmektedir. Bunlar Şekil 12’de gösterildiği gibi girdi, gizli ve çıktı katmanları olarak isimlendirilir.



Şekil 12. Yapay Sinir Ağı Giriş, Gizli ve Çıkış Katmanları (Yıldırım, 2018: 98)

Girdi Katmanı: Girdi katmanında gelen girdi verileri herhangi bir işleme tabi tutulmadan gizli katmana iletilmektedir.

Gizli Katman: Bu katmanda ise gelen girdi verileri işleme tabi olmaktadır. Gizli katmanlar ara katmanlar olarak da adlandırılabilirler. Sayıları birden fazla olabilir. Burada işlenen veriler ise çıktı katmanına gönderilirler.

Çıkış Katmanı: Ara katmandan gelen işlenmiş veriler bu katmana ulaşarak modelin beklenen çıktısı elde edilir (Öztemel, 2006: 53).

2.8.3. Yapay Sinir Ağlarında Ağırlıklandırma

İleri beslemeli bir yapay sinir ağında ağırlıklandırma ise matematiksel olarak aşağıda ifade edilen denklemler aracılığıyla ve Şekil 13’te gösterildiği şekliyle ifade edilir.

$$n_1 = F_1(w_1x_1 + b_1) \quad (2.22)$$

$$n_2 = F_1(w_1x_1 + b_2) \quad (2.23)$$

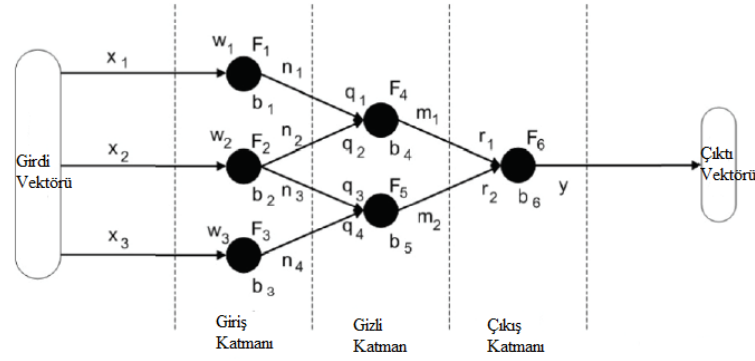
$$n_3 = F_2(w_2x_2 + b_2) \quad (2.24)$$

$$n_4 = F_1(w_1x_1 + b_3) \quad (2.25)$$

$$m_1 = F_4(q_1n_1 + q_2n_2 + b_4) \quad (2.26)$$

$$m_2 = F_5(q_3n_3 + q_4n_4 + b_5) \quad (2.27)$$

$$y = F_6(r_1m_1 + r_2m_2 + b_6) \quad (2.28)$$



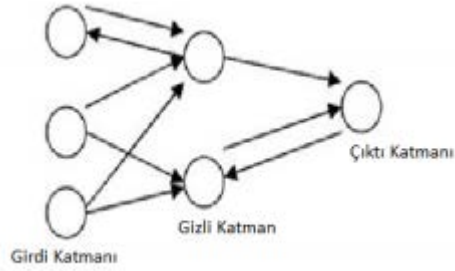
Şekil 13. Yapay Sinir Ağlarında Ağırlıklandırma (Suzuki, 2011:7)

x, n, m, y – sinyaller w, q, r – ağırlıklar F - transfer fonksiyonu b - sapma

Yapay sinir ağları yapıları ve öğrenme yöntemlerine göre sınıflandırılmaktadırlar. Yapılarına göre sınıflandırılan yapay sinir ağları ileri beslemeli ağlar ve geri beslemeli ağlar olmak üzere 2'ye ayrılmaktadır.

2.8.4. İleri Beslemeli Ağlar

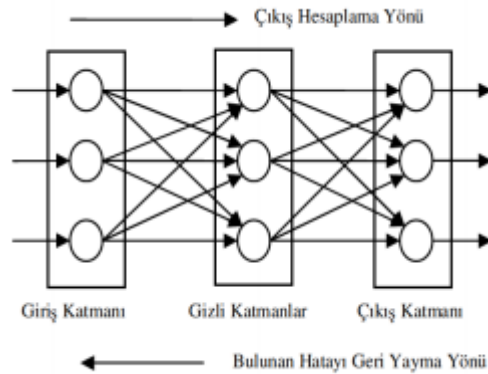
İleri beslemeli ağlarda bilgi işleme aşaması eğitim setinde yer alan örneklemin girdi katmanından ağa gösterilmesi ile başlamaktadır. İleri beslemeli bir ağ giriş, çıkış ve gizli katmanlardan oluşmaktadır. İşlem yapan eleman veri üzerinde bağımsız bir çözümleme yaparak sonucu diğer katmana iletir. Aynı şekilde bir sonraki katman aynı işlemleri tekrarlayarak sonucu bir sonraki katmana iletir. Bu şekilde oluşan süreçte bir veya birden fazla ara katman ağın vereceği sonucu belirlemiş olur. Her bir işlem yapan eleman çözümlemeyi girdilerin toplamının ağırlıklandırılması esasına dayanarak yapmaktadır (Khare, 2006: 32). Şekil 14'te ileri beslemeli ağ yapısı gösterilmiştir.



Şekil 14. İleri Beslemeli Ağ Yapısı (Öztürk vd., 2018: 11)

2.8.5. Geri Beslemeli Ağlar

Geri beslemeli ağlar ileri beslemeli ağlara oranla analizi daha karmaşık bir yapıdadır. Geri beslemeli ağlarda yapay sinir ağı bir geri bildirim mekanizması ile işlemektedir. Nöronlar arasındaki tüm olası bağlantılara ise izin verilmektedir. Yapay sinir ağına verilen girdinin verdiği sonuçlar ile beklenen sonuçlar karşılaştırılarak hata oranı tespit edilerek hata ağırlıklara dağıtılır ve yapay sinir ağına tekrar kazandırılır. Bu şekilde hatanın azaltılması amaçlanır (Öztemel, 2006: 78; Khare, 2006: 32). Geri beslemeli ağ yapısı ise Şekil 15’te ifade edilmiştir.



Şekil 15. Geri Beslemeli Ağ Yapısı (Öztürk vd., 2018: 12)

2.8.6. Öğrenme Yöntemleri

Yapay sinir ağlarında öğrenme ya da eğitim süreci olarak adlandırılan yapı nöronlar arasında ilişkinin bir oluşumdur. Ağın öğrenme yöntemi denetimli ya da denetimsiz öğrenme olarak adlandırılabilir. Denetimli öğrenmede ağa öğrenme algoritmaları verilerek hedef çıktının elde edilmesi sağlanır. Belirli örneklemeler

üzerinden gözlenen değerlerin vereceği çıktılar ile yapay sinir ağlarının verdiği çıktı değerlerini gözeterek hatayı azaltmak hedeflenir. Denetimsiz öğrenme ise hedeflenen çıktının belirli olmadığı durumlarda kullanılan bir yöntemdir. Bu sebeple hata bilgisi ağ davranışının iyileştirilmesi için kullanılamaz. Çoğu yapay sinir ağları modelleri denetimli öğrenme algoritmalarını kullanır. Birçok öğrenme yöntemi olmakla beraber yaygın olarak kullanılan öğrenme algoritması geriyayılım algoritmasıdır. (Khare, 2006:34)

2.8.6.1. Geriyayılım Algoritması

Geriyayılım algoritması Werbos (1974) tarafından geliştirildikten sonra Rumelhar ve McClelland (1986) tarafından ileri beslemeli yapay sinir ağlarında kullanılmak üzere iyileştirilmiştir. Bu algoritmada ileri besleme ile beraber meydana gelen hatanın azaltılması için geriyayılım yapılarak ağırlıkların revize edilmesi esasına dayanır. İlk olarak girdi olarak gelen veriler yapay nöronlar aracılığıyla katmanlarda birleşerek sinyalleri ileriye doğru iletir. Doğrudan gizli katmana gelen değerler gizli katmanda bulunan nöronlar aracılığıyla eşik değer ilave edilerek toplam değer hesaplanması sağlanır. Toplam değer ise aktivasyon fonksiyonu aracılığıyla işlenerek çıkış katmanına verilir. Oluşan modelde bir ya da daha fazla gizli katman bulunabilir. Geriyayılım algoritması denetimli öğrenme yöntemini kullanarak girdi ve çıktı örneklerinin istenilen çözümlenimin yapılarak beklenen ve gerçekleşen çıktı arasındaki farkı hesaplanması esasına dayanır. Geriyayılım algoritmasının temel hedefi yapay sinir ağı eğitim örneğini öğrenene kadar hatayı azaltmaktır. Yapay sinir ağları eğitilirken ilk olarak ağırlıklar rastgele olarak dağıtılarak hata minimuma indirgeme işlemi yapılmaya kadar ağırlıklar yeniden düzenlenir. Öğrenme süreci ise eğitim verisinin ağı girilmesiyle başlar. Eğitim verisi girdi ve çıktı vektörlerinde oluşur. Bu vektörlerin sırası ile ağı tanıtılması ile beraber model matematiksel olarak aşağıdaki denklemler aracılığıyla oluşturulur (Gershensun, 2003:4).

$$Y_j = \sum W_{ij} (Z_i + c_j), \quad i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, g \quad (2.29)$$

Denklemden sırasıyla;

Y_j : j. Gizli katman girdisi

Z_i : i. Girdi vektörünün sayısal değeri

W_{ij} : i. girdi katmandan j. Gizli katmana nöron ağırlığı

n : girdi katman nöron sayısı

g : gizli katman nöron sayısı

c : j. gizli katman nöron için sabit değer

Gizli katmanın çıktısı ise sigmoid fonksiyon kullanılarak hesaplanır. g_j j. Gizli katman nöronu çıktısı iken, f gizli katman için transfer fonksiyonudur.

$$g_j = f(Y_j) = \frac{1}{(1+e^{-Y_j})} \quad j = 1, \dots, g \quad (2.30)$$

2.8.7. Normalizasyon Yöntemleri

Yapay sinir ağlarında analizi yapılan verilerin eğitiminin verimli olması açısından birtakım işlemler uygulanabilir. Normalizasyon yöntemi olarak da adlandırılan bu yöntem bu işlemlere verilen genel bir isimdir. Normalizasyon işlemi gerçek veriler üzerine uygulanarak yapılır. Normalizasyon işlemi yapılmamış olan bir veri setinde girdi değerleri arasında büyük ve küçük değerler gibi oldukça fazla farklılıkların olması bir yapay sinir ağının sağlıklı bir şekilde çalışmasını etkileyebilecektir. Bu sebeple girdi olarak ele alınan verilerin genellikle 0 ve 1 arasında değerler almasının sağlanması bütün girdilerin benzer ölçekte değerlendirilmesini ve olası yanlış girdi değerlerinin etkilerinin elimine edilmesine katkı sağlar. Çalışmada ele alınan Min-Max normalizasyon yöntemi de bahsi geçen normalizasyon yöntemlerinden bir tanesidir (Yavuz vd., 2012: 176).

2.8.7.1. Min-Max Normalizasyonu

Verilerin doğrusal olarak normalize edilmesini sağlayan Min-Max normalizasyon yönteminde minimum değer verinin alabileceği en küçük değeri ifade ederken, maksimum değer ise verinin alabileceği en fazla değeri belirtir. Verinin; Min – Max metodu ile 0-1 aralığına indirgenmesi aşağıdaki eşitlik aracılığı ile olmaktadır.

$$z' = \frac{z_k - z_{min}}{z_{max} - z_{min}} \quad (2.31)$$

Eşitliğe göre;

z' = Min-Max normalizasyonu uygulanmış veri,

z_k = Girdi değeri,

z_{max} = Veri seti içerisinde yer alan en büyük sayı,

z_{min} = Veri seti içerisinde yer alan en küçük sayı,

olarak ifade edilmektedir (Yavuz vd., 2012: 176).

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

UYGULAMA

Türkiye elektrik piyasaları gün öncesi elektrik piyasasında oluşan piyasa takas fiyatı bu çalışmanın konusunu oluşturmuştur. Piyasa takas fiyatını etkileyen birçok parametre bulunmaktadır. Piyasa takas fiyatı dış etkenlere bağlı olarak artmakta veya azalmaktadır. Bu çalışmada aylara ve mevsimlere göre değişen bu dalgalanma grafikler ile analizi yapılarak fiyatı etkileyen en önemli bileşenler çoklu regresyon analizi yöntemi ile tespit edilmiştir. Çoklu regresyon yöntemi ile oluşturulan modelde değişkenlerin etkisi incelenmiş, aynı zamanda farklı ayların farklı günleri için tahmin öngörüsünde bulunulmuştur. Aynı veriler yapay sinir ağları kullanılarak da analiz edilmiş ve farklı nöron sayılarına sahip modellerin fiyat tahmin analizi gerçekleştirilmesi ile beraber çoklu regresyon yöntemi ile elde edilen sonuçların, tahmin performansı kıyaslaması amacıyla karşılaştırılması yapılmıştır. Geleneksel tahmin yöntemleri ile kıyaslama yapabilmek için ARIMA yöntemi de çalışmada kullanılmış ve tahmin yöntemlerinin performans kıyaslaması yapılmıştır. Piyasa takas fiyatı incelendiğinde özellikle doğalgaz gibi Türkiye açısından ithal edilen kaynaklar elektrik üretimi amacıyla kullanıldığında elektrik birim piyasa fiyatını arttırdığı ortaya çıkmaktadır. Bunun yanında yenilenebilir enerji kaynakları olarak ifade edilen hidroelektrik ve rüzgâr gibi üretim kaynaklarından elektrik üretiminin piyasa fiyatını dengelemede veya düşürmedeki payı ise oldukça etkilidir. Piyasa fiyatını etkileyen bir diğer önemli parametre ise taleptir. Talep miktarının günün farklı saatleri için oldukça değişken olması piyasa fiyatının da bir gün içerisinde oldukça dalgalı bir grafik çizmesine sebep olmaktadır. Çalışmada 2020 yılında oluşan gün öncesi piyasa verileri analizi ile beraber belirlenen aylar bazında analiz gerçekleştirilmiştir. Aylar bazında mart, nisan, mayıs ve haziran aylarının geneli kapsayacağı düşünüldüğünden çalışmada yalnızca bu aylara ilişkin veriler kullanılmıştır. Verilerin analizinin yapılabilmesi amacıyla R ve EViews istatistik paket programları kullanılmıştır. Değişkenlerin birbirleri ile olan ilişkileri açıklanırken aynı zamanda belirlenen günler için fiyat tahmini yapılarak modellerin performans kıyaslamaları analiz edilmiştir. Çalışmada piyasa fiyatını en iyi şekilde açıklayacağı düşünülen ve fiyatı doğrudan etkilemesi öngörülen değişkenler analiz için kullanılmıştır. Bu değişkenler sırası ile Tablo 10'da ifade edilmiştir.

Tablo 10. Girdi Değişkenleri

Girdi Değişkenleri
Doğalgaz Üretim Miktarı
Rüzgâr Üretim Miktarı
Hidroelektrik Üretim Miktarı (Akarsu + Baraj)
Termik Üretim Miktarı (Linyit + Taşkömürü)
Talep Miktarı

- ❖ **Doğalgaz üretim miktarı:** Türkiye’de doğalgazdan elektrik üretimi Türkiye’nin doğalgaz kaynaklarına sahip ülkelere yakın olmasından kaynaklı olarak boru hatları ile temin edilmektedir. Doğalgaz yenilenemez bir kaynak olduğundan doğalgazdan elektrik üretimi oldukça maliyetli olabilmektedir. Yatırım maliyetleri görece olarak düşük olsa da Türkiye’nin dışa bağımlı olması sebebiyle doğalgazdan elektrik üretiminin maliyeti yüksek olmaktadır. Ayrıca kurlarda meydana gelen ani değişimler sonucu dış ülkeler ile yapılan anlaşmalar doğrudan etkilenmekte bu da doğalgazdan elektrik üretimini daha maliyetli kılarak elektrik birim fiyatlarını dolaylı yoldan arttırmaktadır. Doğalgaz üretim tesislerinin dengeli bir piyasanın var olması için avantajlarına bakıldığında, bakım ve arıza harici zaman dilimlerinde sürekli olarak üretim yapabildiklerinden dolayı ihtiyaç duyulduğu zamanlarda dengenin sağlanabilmesi için devreye girmeleridir ki bu sebeple stratejik açıdan oldukça önemli olmaktadır.
- ❖ **Rüzgâr üretim miktarı:** Yenilenebilir enerji kaynakları arasında yer alan rüzgâr enerjisi son zamanlarda hızla gelişmektedir. Ülkemiz rüzgâr kaynakları bakımından avantajlı bir konumda olduğundan oldukça faydalı bir enerji kaynağıdır (Yavuz vd., 2020: 58). Bakım maliyetleri göreceli olarak fazla olsa da düşük işletme maliyetlerinden kaynaklı olarak piyasa fiyatına düşürücü etki yaparak dengenin sağlanmasına katkısı olmaktadır.
- ❖ **Hidroelektrik üretim miktarı:** Yenilenebilir enerji kaynağı olmasından dolayı hidroelektrik santraller geçmişten günümüze kadar olan süreçte enerji üretim kaynakları arasında en önemli enerji üretim kaynağından birisi olarak sayılmaktadır. Özellikle büyük rezervuara sahip baraj tipi yapılar elektrik birim satış fiyatının yüksek olduğu zamanlar için üretim yapmayı tercih ederken fiyatlar

düştüğünde rezervuarlarının avantajlarını kullanarak sularını tutmayı tercih ederler. Çalışmada hidroelektrik üretim miktarı modellere dahil edilirken akarsu ve baraj tipi santrallerin üretim miktarları göz önünde bulundurulmuştur.

- ❖ **Termik üretim miktarı:** Termik santraller yenilenemez enerji kaynağını oluşturur. Linyit kaynaklı termik santraller yerel kaynaklarla üretim yaparken ithal kömürlü termik santraller çoğunlukla dışa bağımlıdır. Az miktarda yerli taş kömürü ile elektrik üretimi yapılırsa da büyük üretim miktarını ithal taş kömürü oluşturmaktadır. Termik santraller büyük güçleri ve devreye girdiğinde sürekli olarak çalışabilmesinden kaynaklı olarak piyasa dengesinin sağlanması açısından oldukça önemlidir. Ancak dışa bağımlı kaynak kullanan termik santrallerin fazla olması elektrik birim piyasa fiyatını artmasına sebebiyet vermektedir. Bu çalışmada termik santrallerin üretim miktarları modele dahil edilirken linyit ve taşkömürü termik santrallerinin üretim miktarları dikkate alınmıştır.
- ❖ **Talep:** Talep miktarı piyasa fiyatı belirleyen bir diğer önemli etkidir. Talebin düşük olduğu gece saatlerinde elektrik kullanımının azalmasından kaynaklı olarak üretilen birim elektrik fiyatı düşerken akşam saatlerinde arzın artmasından kaynaklı fiyatlar yükselmektedir. Talebin günün farklı saatleri için oldukça değişken olması piyasa fiyatının da oldukça dalgalı bir grafik çizmesine sebep olmaktadır.

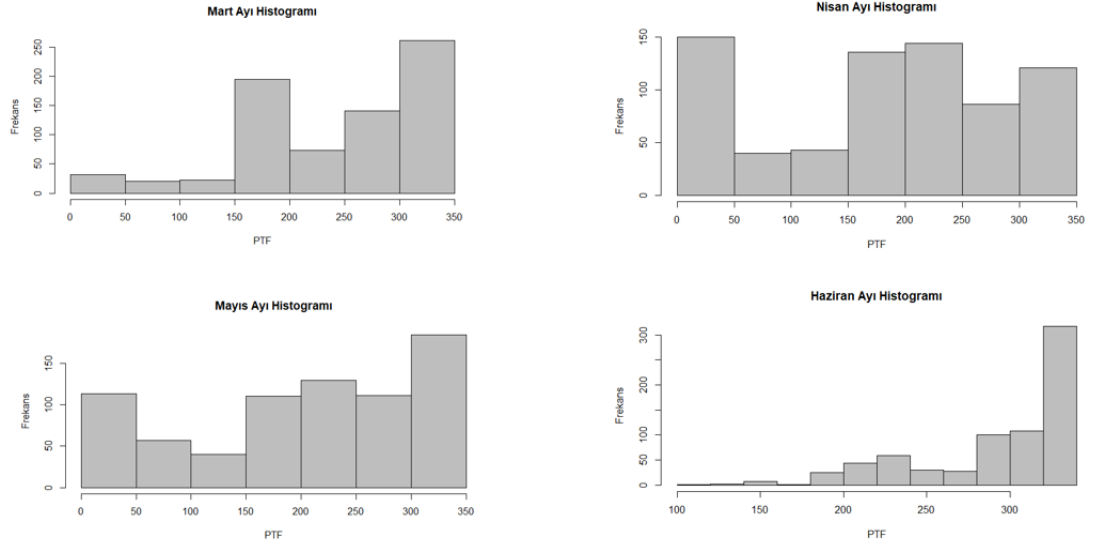
3.1. Çoklu Regresyon ile Piyasa Takas Fiyatı Analizi

Çoklu regresyon yöntemi ile beraber yukarıda tanımlamaları yapılan değişkenler modeller ile ifade edilmiştir. Analizler yapılmadan önce istatistiki olarak modellerin uygun olma durumları sınanmıştır. Uygun regresyon modeli seçiminin birden fazla varsayımı bulunmaktadır. Varsayımlardan birisi olan normal dağılım varsayımına ise model oluşturma aşamasında başvurulmuştur. Bu sebeple çoklu regresyon analizinde normallik sınamaları için kurtosis (basıklık) ve skewness (çarpıklık) değerleri dikkate alınmıştır. Çalışmada kullanılan aylar için analizin sonuçları Tablo 11’de gösterilmiştir.

Tablo 11. Kurtosis ve Skewness Değerleri

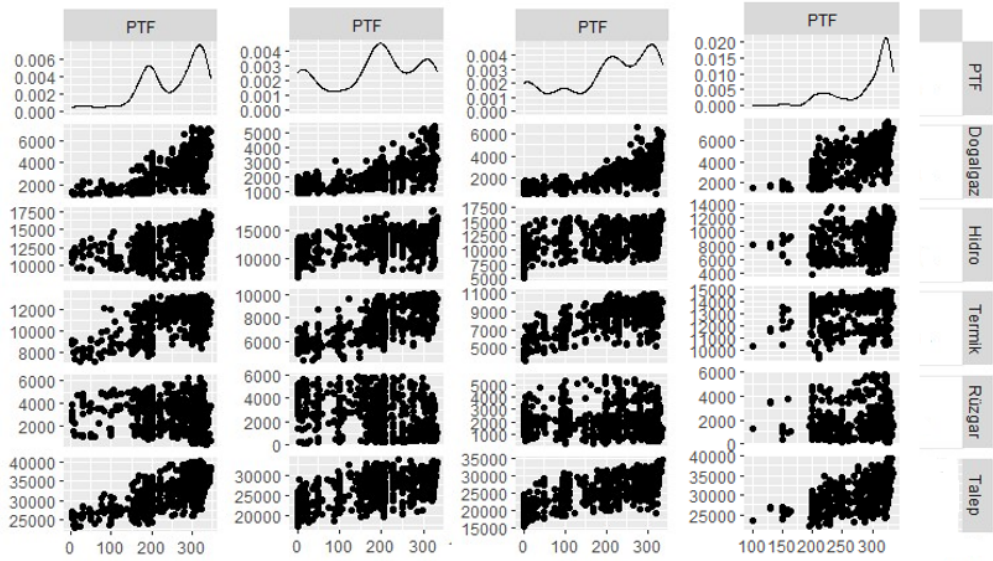
	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran
kurtosis	0,35	-1,05	-0,85	0,76
skewness	-0,94	-0,35	-0,62	-1,3

Aylar bazında kurtosis ve skewness değerleri incelendiğinde sonuçların beklenen aralıklar dahilinde olduğu görülmektedir. Değerler $+\infty$ ile $-\infty$ arasında bulunabilmektedir. Ancak -3 ile +3 değerleri arası normal olarak kabul edilmektedir (Kalayci, 2014: 6). Belirlenen bu değerler ile birlikte çalışmanın anlamlı veriler içerdiğini göstermektedir. Analizi yapılacak piyasa takas fiyatının aylar bazında fiyat dağılımını gösteren histogram grafikleri ise Şekil 16’da gösterilmiştir.



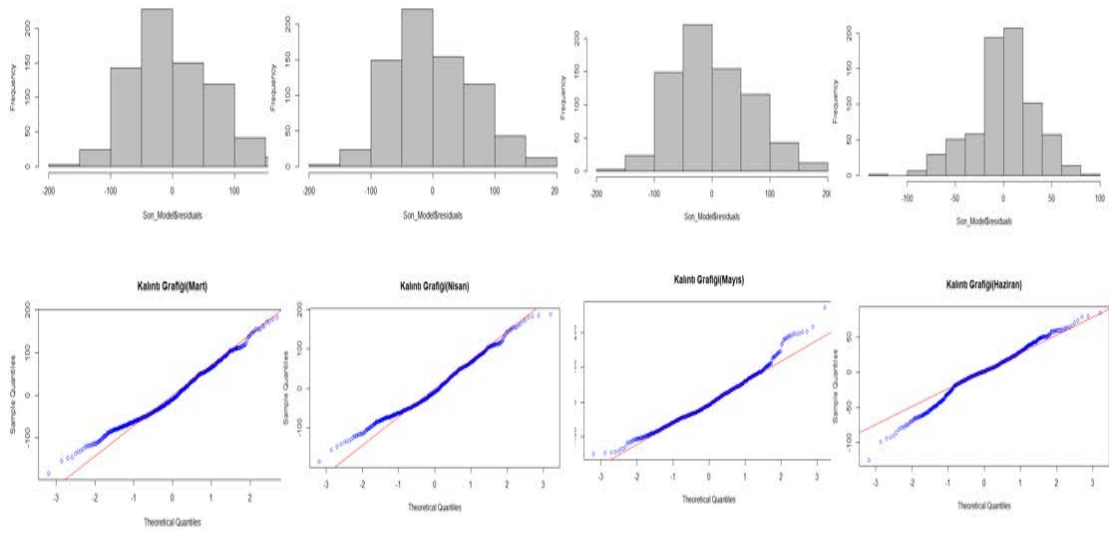
Şekil 16. Histogram Grafikleri

Histogram grafikleri incelendiğinde piyasa fiyatının farklı aylar bazında sürekli değişen bir fiyat mekanizması yapısına sahip olduğu söylenebilir. Ayrıca mart ayından mayıs ayına kadar olan süreçte fiyatların genel olarak benzer davranış sergilediği görülürken yaz ayının başlangıcı ile beraber grafiğin sağa yatık bir görünüm aldığı ve piyasa fiyatının daha yüksek bir seviyeden işlem gördüğü açıkça görülmektedir. Bu durum ise yaz ayının başlangıcı ile beraber elektrik tüketiminin arttığını göstermektedir.



Şekil 17. Korelesyon Grafiği

Şekil 17’de gösterilen korelasyon grafikleri bir değişkeni etkileyen diğer değişken parametrelerin birbirleri ile olan ilişkileri ve bağımlı değişkeni etkileme gücü açısından önemli bir göstergedir. Piyasa takas fiyatını etkileyen değişkenler şekil üzerinden analiz edildiğinde genel olarak yüksek bir ilişkinin ortaya çıktığı gözlemlenmiştir. Çoklu regresyon modeli oluşturulurken farklı iki bağımsız değişken arasındaki korelasyonlar da göz önünde bulundurularak aralarında yüksek korelasyona sahip iki bağımsız değişkenin modelin yapısını bozacağından ve tutarlı sonuç alabilmek zorlaşacağından dolayı model kurma sürecinde bazı aylarda iki değişkenden sadece bir tanesi modele ilave edilmiştir. Model oluşturma aşamasına geçilmeden önce verilerin anlamlı olmasının sınanabilmesi için analizlerin kalıntı grafikleri şekilde gösterilmiştir. Her bir ay analizinin sağlıklı bir sonuç verebilmesi amacıyla Şekil 18’de verilen kalıntıların histogram grafikleri ve kalıntı grafikleri çizdirilmiştir. Grafikler incelendiğinde kalıntı değerlerinin 0 etrafında yoğunlaştığı normal bir dağılım gözlemlenmektedir. Ayrıca her bir ay için kalıntı grafikleri değerlendirildiğinde doğrusal grafiğin genel olarak kalıntı doğrusu üzerinde kaldığı söylenebilir. Kalıntı grafikleri ise normallik sınaması için kullanılan yöntemlerden birisidir. Normallik sınaması doğrulanan aylar için çoklu regresyon modeli oluşturulmuştur.



Şekil 18. Kalıntıların Histogram ve Grafiği

Model oluşturma aşamasında mart, nisan, mayıs ve haziran aylarına ait veriler kullanılarak çoklu doğrusal regresyon modelleri kurulmuştur.

3.1.1. Mart Ayına İlişkin Çoklu Regresyon Modeli

Tablo 12. Mart Ayı Çoklu Regresyon Tablosu

	β	Std. Hata	t	p	
Sabit Terim	-2,06E+02	2,11E+01	-9,75	< 2e-16	***
Bağımsız Değişken 1	9,65E-03	2,18E-03	4,43	1.09e-05	***
Bağımsız Değişken 2	1,03E-02	1,65E-03	6,28	5.79e-10	***
Bağımsız Değişken 3	-1,90E-02	1,82E-03	-10,35	<2e-16	***
Bağımsız Değişken 4	1,13E-02	9,77E-04	11,53	<2e-16	***

Anlamlılık Dereceleri '***' 0,001 '**' 0,01 '*' 0,05

R-kare: 0,6514 Düzeltilmiş R-kare: 0,6495

p-değeri : <2,2e-16

Dört bağımsız değişken ile kurulan çoklu regresyon modelinde Bağımsız değişken 1 Doğalgaz, Değişken 2 Termik, Değişken 3 Rüzgâr üretim miktarlarına karşılık gelirken, Değişken 4 ise Talep miktarını karşılamaktadır. Model oluşturulurken talep arzı ve hidroelektrik üretimi arasında yüksek bir korelasyon meydana geldiği tespit edildiğinden modelin daha doğru yorumlanabilmesi amacıyla yalnızca bir tanesi modele dahil

edilmiştir. Çoklu regresyon modelinde her bir değişkenin p değerinin 0,001 anlamlılık düzeyini karşıladığı tespit edilmiştir. Düzeltilmiş R-kare oranının ise 0,6495 gibi oranda olması ile değişkenlerin modeli açıklamakta yeterli olduğu gözükmektedir. Değişkenlerin aldığı değerlere göre oluşturulan çoklu regresyon modeli denklemde gösterilmiştir.

$$y_t = -2,06E + 02 + (9,65E - 03)(x_{1t}) + (1,03E - 02)(x_{2t}) + (-1,90E - 02)(x_{3t}) + (1,13E - 02)(x_{4t}) + \varepsilon_t \quad (3.1)$$

Denklem 3.1' e göre oluşturulan regresyon denklemi mart ayında alınan rastgele bir tarihin saatlik fiyat tahmin performansı ise Tablo 13'te gösterilmiştir.

Tablo 13. Regresyon Analizi Mart Ayı Fiyat Tahmin Performans Tablosu

Saat	Gerçekleşen	Tahmin	Mutlak Hata	Sapma Yüzdesi
00:00	199,98	219,79	19,81	9,91%
01:00	249,64	207,73	41,91	16,79%
02:00	199,97	191,12	8,85	4,42%
03:00	199,97	177,10	22,87	11,44%
04:00	168,99	171,58	2,59	1,53%
05:00	199,97	174,72	25,25	12,63%
06:00	199,98	180,65	19,33	9,67%
07:00	199,98	193,85	6,13	3,07%
08:00	320,23	274,46	45,77	14,29%
09:00	300,00	304,20	4,20	1,40%
10:00	315,00	314,33	0,67	0,21%
11:00	319,99	321,36	1,37	0,43%
12:00	277,00	300,22	23,22	8,38%
13:00	299,99	313,56	13,57	4,52%
14:00	319,99	321,33	1,34	0,42%
15:00	304,63	316,92	12,29	4,03%
16:00	294,99	322,88	27,89	9,46%
17:00	304,64	321,64	17,00	5,58%
18:00	304,63	316,04	11,41	3,74%
19:00	326,46	337,28	10,82	3,31%
20:00	327,72	336,71	8,99	2,74%
21:00	322,82	334,94	12,12	3,75%
22:00	294,99	334,98	39,99	13,56%
23:00	280,00	319,88	39,88	14,24%

Tablo 13'te görüleceği gibi 19 Mart tarihi olarak seçilen tarihte modelin tahmin performansı % 6,64 MAPE oranı ile oldukça başarılı bir tahmin yapılmıştır. Model analizine bakıldığında ise mart ayında değişken 3 haricindeki diğer değişkenler ile bağımlı değişken arasında pozitif bir ilişki olduğu ortaya çıkmaktadır. Değişken 3 (Rüzgâr Üretimi)'ün ise bağımlı değişkeni negatif yönde etkilediği tespit edilmiştir.

3.1.2. Nisan Ayına İlişkin Çoklu Regresyon Modeli

Tablo 14. Nisan Ayı Çoklu Regresyon Modeli

	β	Std. Hata	t	p	
Sabit Terim	-2,25E+02	1,82E+01	-12,378	< 2e-16	***
Bağımsız Değişken 1	3,32E-02	3,54E-03	9,368	< 2e-16	***
Bağımsız Değişken 2	3,26E-02	2,47E-03	13,207	< 2e-16	***
Bağımsız Değişken 3	8,67E-03	1,18E-03	7,344	5,66E-13	***
Bağımsız Değişken 4	-4,97E-03	1,79E-03	-2,776	0,00564	**

Anlamlılık Dereceleri '***' 0,001 '**' 0,01 '*' 0,05

R-kare: 0,6423 Düzeltilmiş R-kare: 0,6403

p-değeri : <2,2e-16

Tablo 14'de dört bağımsız değişken ile kurulan çoklu regresyon modelinde Bağımsız değişken 1 (Doğalgaz üretimi), Bağımsız değişken 2 (Termik üretimi), Bağımsız değişken 3 (Hidro üretimi) ve Bağımsız değişken 4 (Rüzgar Üretimi) ile model açıklanmıştır. Bu tabloda her bir bağımsız değişkenin 0,001 ve 0,01 anlamlılık düzeylerini sağladığı açıkça görülmektedir. Mart ayı analizinin aksine bağımsız değişken olarak aralarında yüksek korelasyon bulunan Hidroelektrik ve Talep miktarı değişkenleri arasında modeli daha iyi açıklayacağı düşünülen daha yüksek R-kare değerine sahip Hidroelektrik üretimi değişkeni olarak Talep miktarı modele dahil edilmemiştir. Bağımsız değişkenlerin modeli açıklama oranına bakıldığında ise düzeltilmiş R-kare değerinin 0,6403 ile yeterli olduğu tespit edilmiştir. Değişkenlerin aldığı katsayılar göre denklem aşağıdaki gibi oluşturulmuştur.

$$y_t = -2,25E + 02 + 3,32E-02(x_{1t}) + 3,262E - 02(x_{2t}) + 8,666E - 03(x_{3t} - 4,967E - 03(x_{4t}) + \varepsilon_t \quad (3.2)$$

Nisan ayına ilişki kurulan model ve seçilen rastgele bir tarihin sonuçları Tablo 15'te verilmiştir.

Tablo 15. Regresyon Analizi Nisan Ayı Fiyat Tahmin Performans Tablosu

Saat	Gerçek	Tahmin	Mutlak Hata	Sapma Yüzdesi
00:00	228,31	215,27	13,04	5,71%
01:00	250,00	204,64	45,36	18,14%
02:00	209,97	199,28	10,69	5,09%
03:00	180,01	188,86	8,85	4,91%
04:00	199,99	189,17	10,82	5,41%
05:00	202,28	188,67	13,61	6,73%
06:00	174,27	180,43	6,16	3,53%
07:00	199,99	183,67	16,32	8,16%
08:00	209,98	215,18	5,20	2,48%
09:00	174,27	217,16	42,89	24,61%
10:00	204,99	235,08	30,09	14,68%
11:00	209,98	252,54	42,56	20,27%
12:00	164,50	233,53	69,03	41,96%
13:00	199,99	242,55	42,56	21,28%
14:00	205,00	249,00	44,00	21,46%
15:00	228,30	248,06	19,76	8,66%
16:00	209,98	258,99	49,01	23,34%
17:00	209,97	272,14	62,17	29,61%
18:00	238,90	281,06	42,16	17,65%
19:00	320,00	323,25	3,25	1,02%
20:00	330,40	343,79	13,39	4,05%
21:00	319,99	331,05	11,06	3,46%
22:00	240,00	295,62	55,62	23,17%
23:00	268,68	258,14	10,54	3,92%

Tablo 15'ten görüleceği üzere seçilen 17 Nisan tarihine ait MAPE değeri ise %13,30 olarak hesaplanmıştır. Nisan ayı modeli incelendiğinde mart ayına benzer olarak Değişken 4 (Rüzgâr üretimi)'ün bağımlı değişkeni negatif yönde etkilediği tespit edilirken, diğer değişkenler ile bağımlı değişken arasında pozitif yönde bir ilişki vardır.

3.1.3. Mayıs Ayına İlişkin Çoklu Regresyon Modeli

Tablo 16. Mayıs Ayı Çoklu Regresyon Modeli

	β	Std. Hata	t	p	
Sabit Terim	-1,73E+02	1,65E+01	-10,482	< 2e-16	***
Bağımsız Değişken 1	3,11E-02	2,84E-03	10,932	< 2e-16	***
Bağımsız Değişken 2	2,51E-02	2,19E-03	11,493	< 2e-16	***
Bağımsız Değişken 3	3,76E-03	9,65E-04	3,901	0,000105	***

Anlamlılık Dereceleri '***' 0,001 '**' 0,01 '*' 0,05

R-kare: 0,6487 Düzeltilmiş R-kare: 0,6472

p-değeri : <2,2e-16

Tablo 16’da üç adet bağımsız değişken ile kurulan çoklu regresyon modelinde Bağımsız değişken 1 (Doğalgaz üretimi), Bağımsız değişken 2 (Termik üretimi), Bağımsız Değişken 3 (Talep miktarını) ile model açıklanmıştır. Bu tabloda her bir bağımsız değişkenin 0,001 anlamlılık düzeyini sağladığı görülmektedir. Mayıs ayı analizinde her bir değişken sırayla test edilerek en iyi R-kare değerini veren model tercih edilmiştir. Bu sebeple Rüzgar ve Hidro değişkenleri modele dahil edilmemiştir. Bağımsız değişkenlerin modeli açıklama oranına bakıldığında ise düzeltilmiş R2 değerinin 0,6472 olarak hesaplandığı görülmektedir. Değişkenlerin aldığı katsayılar göre denklem aşağıdaki gibi oluşturulmuştur.

$$y_t = -1,73E + 02 + 3,11E - 02(x_{1t}) + 2,51E - 02(x_{2t}) + 3,76E - 03(x_{3t}) + \varepsilon_t \quad (3.3)$$

Mayıs ayına ilişkin kurulan model ve seçilen rastgele bir tarihin sonuçları Tablo 17’de verilmiştir.

Tablo 17. Regresyon Analizi Mayıs Ayı Fiyat Tahmin Performans Tablosu

Saat	Gerçek	Tahmin	Mutlak Hata	Sapma Yüzdesi
00:00	228,30	264,42	36,12	15,82%
01:00	309,31	278,02	31,29	10,12%
02:00	309,31	280,71	28,60	9,25%
03:00	309,31	275,31	34,00	10,99%
04:00	250,01	262,72	12,71	5,08%
05:00	220,00	209,33	10,67	4,85%
06:00	167,40	180,11	12,71	7,60%
07:00	150,00	182,79	32,79	21,86%
08:00	193,71	210,89	17,18	8,87%
09:00	166,63	212,88	46,25	27,76%
10:00	193,70	230,09	36,39	18,79%
11:00	220,00	236,15	16,15	7,34%
12:00	199,98	232,20	32,22	16,11%
13:00	199,99	242,12	42,13	21,07%
14:00	299,68	252,91	46,77	15,61%
15:00	320,15	259,79	60,36	18,85%
16:00	320,22	281,31	38,91	12,15%
17:00	299,57	297,06	2,51	0,84%
18:00	300,01	314,92	14,91	4,97%
19:00	299,57	322,89	23,32	7,79%
20:00	314,99	308,32	6,67	2,12%
21:00	304,63	317,80	13,17	4,32%
22:00	303,98	295,26	8,72	2,87%
23:00	262,62	278,22	15,60	5,94%

Tablo 17 için 5 Mayıs tarihine ait MAPE değeri %10,87 olarak hesaplanmıştır. Mayıs ayı model analizinde ise sadece üç adet değişken ile kurulan modelde diğer ay analizlerine benzer olarak değişkenlerin bağımlı değişken üzerinde pozitif yönde bir etkisi olduğu gözlemlenmiştir.

3.1.4. Haziran Ayına İlişkin Çoklu Regresyon Modeli

Tablo 18. Haziran Ayı Çoklu Regresyon Modeli

	β	Std. Hata	t	p	
Sabit Terim	66,85	2,12E+01	3,15	0,0017	**
Bağımsız Değişken 1	-1,83E-02	6,92E-03	-2,642	0,00842	**
Bağımsız Değişken 2	-3,18E-02	6,96E-03	-4,575	5,62E-06	***
Bağımsız Değişken 3	-3,22E-02	7,11E-03	-4,537	6,69E-06	***
Bağımsız Değişken 4	-3,24E-02	6,68E-03	-4,857	1,46E-06	***
Bağımsız Değişken 5	-3,51E-02	6,97E-03	5,031	6,17E-07	***

Anlamlılık Dereceleri '***' 0,001 '**' 0,01 '*' 0,05

R-kare: 0,498 Düzeltilmiş R-kare: 0,4945

p-değeri : <2,2e-16

Tablo 18'de beş adet bağımsız değişken ile kurulan çoklu regresyon modelinde Bağımsız değişken 1 (Doğalgaz üretimi), Bağımsız değişken 2 (Hidroelektrik üretimi), Bağımsız değişken 3 (Termik üretimi), Bağımsız değişken 4 (Rüzgâr üretimi) ve Bağımsız değişken 5 (Talep miktarı) olmak üzere beş değişken ile model açıklanmıştır. Bu tabloda bağımsız değişkenlerin 0,001 ve 0,01 anlamlılık düzeylerini sağladığı görülmektedir. Diğer ayların analizinin aksine haziran ayında beş adet değişkende birlikte kullanılmıştır. Elde edilen sonuca göre bağımsız değişkenlerin sayısı arttıkça aralarındaki korelasyon olabilen bağımsız değişkenlerin modeli açıklama oranına bakıldığında diğer aylar incelendiğinde daha düşük kaldığı tespit edilmiştir. Düzeltilmiş R2 değeri ise 0.4945 olarak hesaplanmıştır. Değişkenlerin aldığı katsayılar göre denklem aşağıdaki gibi oluşturulmuştur.

$$y_t = 66,8501 - 1,83E - 02(x_{1t}) - 3,18E - 02 * (x_{2t}) - 3,22E - 02 * (x_{3t}) - 3,24E - 02 * (x_{4t}) - 3,51E - 02 * (x_{5t}) + \varepsilon_t \quad (3.4)$$

Haziran ayına ilişkin kurulan model ve seçilen rastgele bir tarihin sonuçları Tablo 19'da verilmiştir.

Tablo 19. Regresyon Analizi Haziran Ayı Fiyat Tahmin Performans Tablosu

Saat	Gerçek	Tahmin	Mutlak Hata	Sapma Yüzdesi
00:00	300,01	271,46	28,55	9,51%
01:00	321,72	260,43	61,29	19,05%
02:00	199,99	244,59	44,60	22,30%
03:00	199,99	239,32	39,33	19,67%
04:00	300,01	235,61	64,40	21,47%
05:00	199,99	219,51	19,52	9,76%
06:00	149,99	219,47	69,48	46,32%
07:00	199,99	222,67	22,68	11,34%
08:00	200,00	226,75	26,75	13,38%
09:00	160,00	222,61	62,61	39,13%
10:00	164,63	228,33	63,70	38,69%
11:00	276,56	234,44	42,12	15,23%
12:00	214,46	229,03	14,57	6,79%
13:00	214,45	236,24	21,79	10,16%
14:00	214,45	233,68	19,23	8,97%
15:00	220,72	236,26	15,54	7,04%
16:00	298,88	240,74	58,14	19,45%
17:00	249,99	246,19	3,80	1,52%
18:00	319,56	252,97	66,59	20,84%
19:00	276,57	257,51	19,06	6,89%
20:00	323,37	272,69	50,68	15,67%
21:00	325,20	273,84	51,36	15,79%
22:00	323,55	273,98	49,57	15,32%
23:00	305,05	268,34	36,71	12,04%

Tablo 19’da görüleceği üzere 21 Haziran olarak seçilen tarihte MAPE değeri %16,93 olarak hesaplanmıştır. Model kurma aşamasında R-kare değerinin beklenen değerde olmaması da bu sonucu destekler niteliktedir. Değişkenlerin hepsinin dahil edildiği haziran modelinde bütün bağımsız değişkenler ile bağımlı değişken arasında negatif bir ilişki ortaya çıkmıştır. Modelin hata yüzdesi oranının artmasına paralel olarak haziran ayına ilişkin analizin diğer aylara göre olan analize göre daha az tutarlı olduğu gözlenmektedir.

3.2. ARIMA Yöntemi İle Piyasa Takas Fiyatı Analizi

Piyasa takas fiyatı verileri literatürde sıklıkla kullanılan ARIMA yöntemi ile de analiz edilmiş ve çıkan sonuçlar diğer yöntemler ile karşılaştırılmıştır. ARIMA yöntemi verinin geçmişte aldığı değerleri modelde uygulayarak çıktı vermesi esasına dayanmaktadır. Veriler analiz edilirken mart, nisan, mayıs ve haziran aylarına ait saatlik veriler ile ARIMA modelleri oluşturulmuştur. ARIMA modelleri oluşturulurken bütün değişkenlerin anlamlı olması esas kılınmıştır. Seçilen modellerin kalıntı grafiklerinin de beklenen anlamlılık seviyesinde kalması amaçlanmıştır. Aylık analizlerde ACF ve PACF grafikleri çizdirilerek serinin durağan olmasının tespit edilebilmesi hedeflenmiştir. Modeller arasından düşük AIC değerine sahip model tahmin için kullanılmıştır. Anlamlı olmayan modeller ise analize dahil edilmemiştir.

3.2.1. ARIMA Modelleri ile Aylar Bazında Analiz

Aylar bazında analizler gerçekleştirilmeden önce zaman serisinin durağanlığı teste tabi tutulmuştur. Bu bağlamda aylara göre zaman serilerinin birinci farkları alınmış hali serinin durağan halde olduğunu göstermektedir. Zaman serilerinin durağanlık şartını sağladığı Tablo 20’de gösterilmiştir.

Tablo 20. Birim Kök Testi Analizi

Test Kritik Değerleri	ADF Test İstatistiği		Mart	Nisan	Mayıs	Haziran
	1%	-3,43				
	5%	-2,86				
	10%	-2,85				

























Tablo 20’de gösterilen Birim kök testi sonuçları incelendiğinde aylara ilişkin birinci farklı alınmış değerlerin sonuçlarına göre H_0 hipotezi ret edilmekte ve zaman serilerinin durağan olduğu kabul edilmektedir. Durağanlık şartı sağlandıktan sonra ise model kurma aşamasına geçilmiştir.

3.2.1.1. Mart Ayına İlişkin ARIMA Modeli

Tablo 21. Mart Ayı ARIMA Modeli

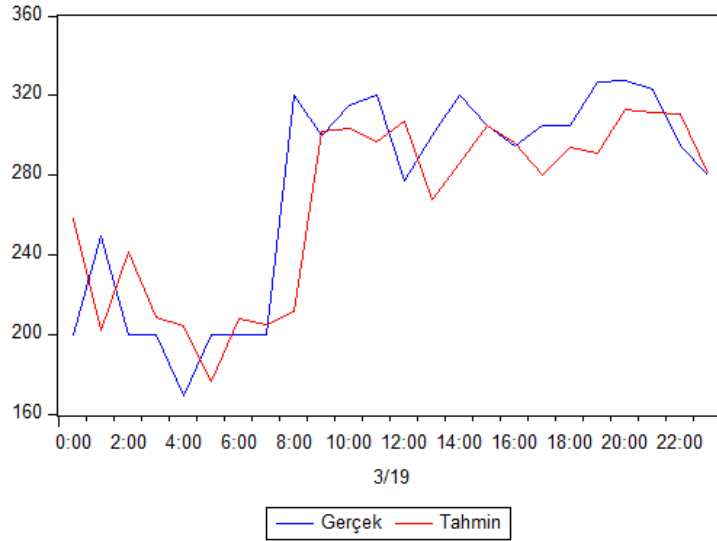
Değişken	Katsayı	Hata	t-istatistiği	Prob
C	-0,047	0,086	-0,550	0,5822
AR(1)	-0,158	0,024	-6,548	0,0000
AR(2)	0,896	0,044	2,038	0,0000
AR(4)	-0,117	0,039	-2,998	0,0028
MA(2)	-0,985	0,012	-8,403	0,0000
AIC (Akaike Bilgi Kriteri)				10,48

Tablo 22. Mart Ayına İlişkin Kalıntıların Korelogram Diyagramı

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.255	-0.255	1.7575	0.185
		2	0.104	0.042	2.0641	0.356
		3	0.124	0.172	2.5219	0.471
		4	-0.156	-0.099	3.2809	0.512
		5	-0.007	-0.106	3.2824	0.657
		6	-0.005	-0.026	3.2831	0.773
		7	0.085	0.146	3.5475	0.830
		8	-0.269	-0.250	6.3656	0.606
		9	0.044	-0.139	6.4479	0.694
		10	0.051	0.093	6.5641	0.766
		11	-0.060	0.108	6.7384	0.820
		12	0.114	0.028	7.4167	0.829

Tablo 22’de mart ayına ilişkin kalıntı korelogramı incelendiğinde otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon değerlerinin güven aralıkları arasında yer aldığı gözlemlenmektedir. Kalıntı diyagramında p değerinin 0,1’den büyük olması seçilen AR(1), AR(2), AR(4), MA(2) modelinin uygun model olduğunu göstermektedir.

Tablo 21’de gösterilen mart ayına ilişkin birinci dereceden farkı alınmış olan AR(1), AR(2), AR(4) ve MA(2) modeli diğer modeller arasından en iyi model olarak seçilmiş ve modelin çıktısı aşağıdaki grafikte gösterilmiştir. Elde edilen sonuca göre seçilen model beklenen değeri %9,44 MAPE hata oranı ile tahmin etmiştir.



Şekil 19. Mart Ayı Tahmin Performans Grafiği

Şekil 19’da 19 Mart tarihine ilişkin grafik incelendiğinde modelin piyasa takas fiyatının oluştuğu ilk saatlerde gerçek değerden sapmasının oldukça fazla olduğu tespit edilmiştir. Ancak ilerleyen saatler dikkate alındığında modelin gerçekleşen veriler ile paralel bir çizgi izlediği gözlemlenmiştir.

3.2.1.2. Nisan Ayına İlişkin ARIMA Modeli

Tablo 23. Nisan Ayı ARIMA Modeli

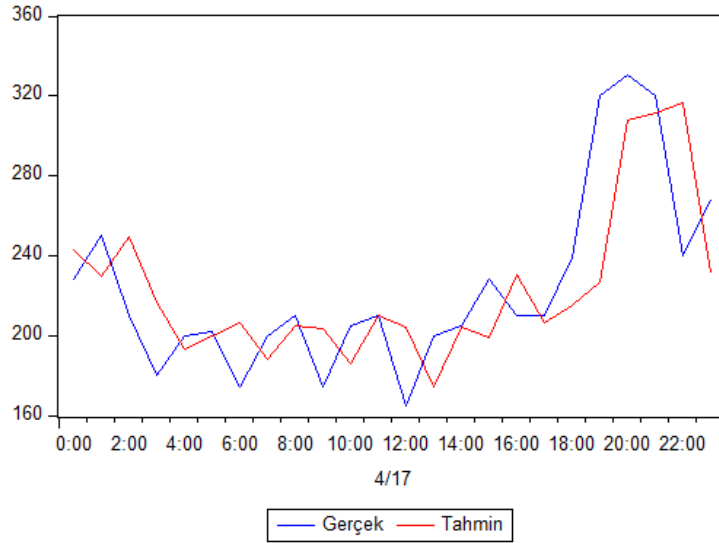
Değişken	Katsayı	Hata	t-istatistiği	Prob
C	0,341	1,059	0,322	0,7472
AR(1)	-0,146	0,029	-4,895	0,0000
AR(2)	-0,198	0,032	-6,107	0,0000
AR(4)	0,336	0,108	3,106	0,0020
MA(4)	-0,542	0,102	-5,326	0,0000
AIC (Akaike Bilgi Kriteri)				10,99

Tablo 24. Nisan Ayına İlişkin Kalıntıların Korelogram Diyagramı

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.059	-0.059	0.0956	0.757
		2	-0.051	-0.054	0.1680	0.919
		3	-0.163	-0.170	0.9550	0.812
		4	0.150	0.129	1.6551	0.799
		5	0.013	0.012	1.6608	0.894
		6	0.208	0.209	3.1573	0.789
		7	-0.221	-0.169	4.9442	0.667
		8	-0.027	-0.034	4.9731	0.760
		9	0.004	0.032	4.9737	0.837
		10	0.113	0.005	5.5430	0.852
		11	-0.115	-0.078	6.1736	0.862
		12	-0.053	-0.086	6.3222	0.899

Tablo 24’de nisan ayına ilişkin kalıntı korelogramı incelendiğinde otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon değerlerinin güven aralıkları arasında yer aldığı gözlemlenmektedir. Kalıntı diyagramında p değerinin 0,1’den büyük olması seçilen AR(1), AR(2), AR(4), MA(4) modelinin uygun model olduğunu göstermektedir.

Tablo 23’te gösterilen nisan ayına ilişkin birinci dereceden farkı alınmış olan AR(1),AR(2), AR(4) ve MA(4) modelin çıktısı ise aşağıdaki grafikte gösterilmiştir. Yapılan analize göre seçilen model beklenen değeri %11,13 MAPE hata oranı ile tahmin etmiştir.



Şekil 20. Nisan Ayı Tahmin Performans Grafiği

Şekil 20’de 17 Nisan tarihine ilişkin grafik incelendiğinde oluşturulan model gerçekleşen verinin ilk saatleri için daha yakın bir tahmin ile başlamış ve paralel bir şekilde gerçekleşen veriyi tahmin etmiştir. Modelin 11.00 ve 17.00 saatlerindeki tahmin başarısı oldukça yüksektir.

3.2.1.3. Mayıs Ayna İlişkin ARIMA Modeli

Tablo 25. Mayıs Ayı ARIMA Modeli

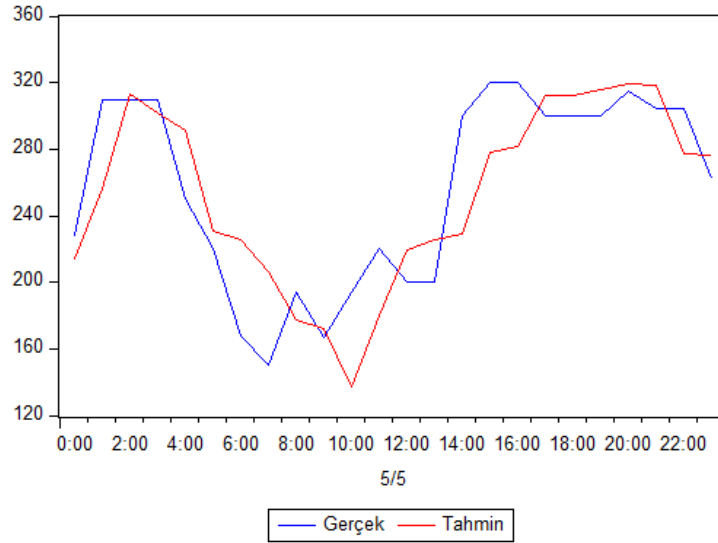
Değişken	Katsayı	Hata	t-istatistiği	Prob
C	-0,008	2,011	-0,004	0,9968
AR(1)	0,563	0,060	9,320	0,0000
AR(2)	-1,417	0,065	-21,662	0,0000
AR(3)	0,418	0,065	6,399	0,0000
AR(4)	-0,853	0,046	-18,448	0,0000
MA(1)	-0,700	0,064	-10,898	0,0000
MA(2)	1,499	0,083	18,158	0,0000
MA(3)	-0,510	0,082	-6,245	0,0000
MA(4)	0,794	0,051	15,623	0,0000
AIC (Akaike Bilgi Kriteri)				10,48

Tablo 26. Mayıs Ayına İlişkin Kalıntıların Korelogram Diyagramı

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.259	0.259	1.8250	0.177
		2	0.044	-0.025	1.8791	0.391
		3	-0.187	-0.206	2.9191	0.404
		4	-0.152	-0.057	3.6380	0.457
		5	-0.112	-0.051	4.0523	0.542
		6	-0.029	-0.021	4.0820	0.666
		7	-0.167	-0.211	5.1011	0.648
		8	-0.177	-0.149	6.3197	0.611
		9	-0.173	-0.132	7.5670	0.578
		10	-0.128	-0.167	8.3009	0.599
		11	-0.017	-0.089	8.3140	0.685
		12	-0.023	-0.181	8.3411	0.758

Tablo 26’da mayıs ayına ilişkin kalıntı korelogramı incelendiğinde otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon değerlerinin güven aralıkları arasında yer aldığı gözlemlenmektedir. Kalıntı diyagramında p değerinin 0,1’den büyük olması seçilen AR(1), AR(2), AR(4), AR(4), MA(1), MA(2), MA(3), MA(4) modelinin uygun model olduğunu göstermektedir.

Tablo 25’te mayıs ayına ilişkin birinci dereceden farkı alınmış olan AR(1), AR(2), AR(3), AR(4), MA(1), MA(2), MA(3) ve MA(4) modelinin çıktısı ise Şekil 21’de gösterilmiştir. Elde edilen sonuca göre seçilen ARIMA modeli beklenen değeri %11,85 MAPE hata oranı ile tahmin etmiştir.



Şekil 21. Mayıs Ayı Tahmin Performans Grafiği

Şekil 21’de 5 Mayıs tarihine ilişkin grafik incelendiğinde gerçek değere paralel seyir eden bir grafik gözlemlenmek ile beraber modelin özellikle sabah ve öğleden sonraki saatler için tahmin performansı düşük olmuştur. Bunun sebebi ise tahmin için seçilen tarihin sabah ve öğlen saatleri arasında meydana gelen farkın tahminde de sapmalar yaşanmasına sebebiyet vermesidir.

3.2.1.4. Haziran Ayına İlişkin ARIMA Modeli

Tablo 27. Haziran Ayı ARIMA Modeli

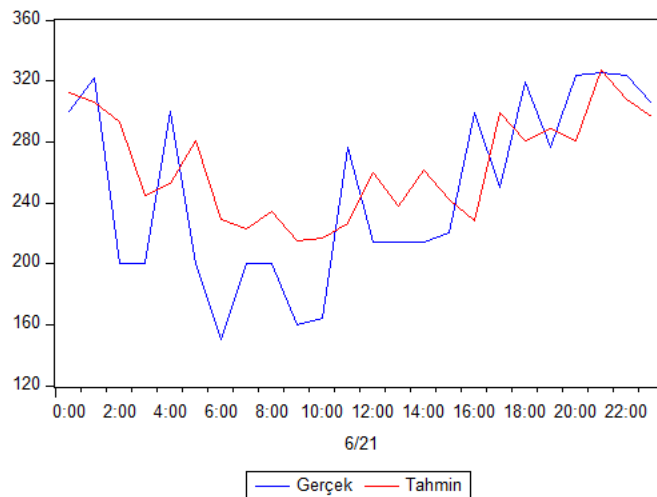
Değişken	Katsayı	Hata	t-istatistiği	Prob
C	0,012	0,020	0,561	0,5751
AR(1)	0,166	0,000	1,416	0,0000
AR(2)	-0,646	0,001	-4,368	0,0000
AR(3)	0,684	0,001	4,062	0,0000
MA(1)	-0,612	0,029	-2,059	0,0000
MA(2)	0,544	0,017	3,108	0,0000
MA(3)	-1,062	0,083	-1,286	0,0000
MA(4)	0,129	0,010	1,184	0,0000
AIC (Akaike Bilgi Kriteri)				9,97

Tablo 28. Haziran Ayına İlişkin Kalıntıların Korelogram Diyagramı

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.122	-0.122	0.4011	0.527
		2	0.021	0.006	0.4131	0.813
		3	0.244	0.250	2.1759	0.537
		4	0.224	0.307	3.7415	0.442
		5	0.080	0.180	3.9531	0.556
		6	-0.186	-0.265	5.1580	0.524
		7	0.273	0.043	7.8933	0.342
		8	-0.103	-0.206	8.3108	0.404
		9	-0.073	-0.087	8.5320	0.482
		10	-0.127	-0.193	9.2533	0.508
		11	-0.109	-0.185	9.8235	0.546
		12	0.114	0.149	10.498	0.572

Tablo 28'de haziran ayına ilişkin kalıntı korelogramı incelendiğinde otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon değerlerinin güven aralıkları arasında yer aldığı gözlemlenmektedir. Kalıntı diyagramında p değerinin 0,1'den büyük olması seçilen AR(1), AR(2), AR(3), MA(1), MA(2), MA(3), MA(4) modelinin uygun model olduğunu göstermektedir.

Tablo 27'de haziran ayına ilişkin birinci dereceden farkı alınmış olan AR(1), AR(2), AR(3), MA(1), MA(2), MA(3) ve MA(4) modelinin çıktısı ise Şekil 22'de gösterilmiştir. Elde edilen sonuca göre seçilen ARIMA modeli beklenen değeri %18,48 MAPE hata oranı ile tahmin etmiştir.

**Şekil 22.** Haziran Ayı Tahmin Performans Grafiği

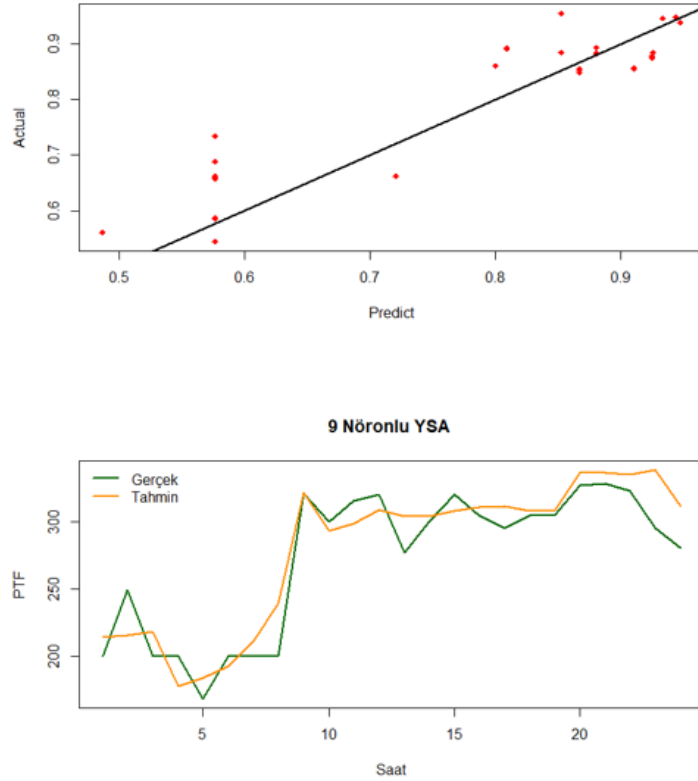
Şekil 22’de 21 Haziran tarihine ilişkin model de gerçekleşen değerlere göre paralel bir tahmin grafiği oluşturmuştur. Ancak çoklu regresyon analizinde olduğu gibi tahmin grafiğindeki sapmaların yüksek olduğu ve tahmin performansının çoklu regresyon analizi ile benzer olarak düşük kaldığı gözlemlenmiştir.

Aylar bazında analizler gerçekleştirilirken bütün modeller için farklı varyasyonda modeller uygulanmış ve yalnızca anlamlı modeller tahmin için kullanılmıştır. Bu kapsamda mart, nisan, mayıs ve haziran aylarına ilişkin modeller incelendiğinde Tablo 21, Tablo 23, Tablo 25 ve Tablo 27’de hesaplanan değişkenlerin hepsinin 0,05 anlamlılık derecesini sağladığı gözükmektedir. Ayrıca seçilen modellerin uygunluk durumları kalıntı diyagramları da göz önünde bulundurularak incelenmiştir. Tablo 22, Tablo 24, Tablo 26 ve Tablo 28’de gösterilen kalıntı diyagramlarında mart, nisan, mayıs ve haziran aylarına ilişkin kalıntı korelogram grafiklerinin hepsinin belirlenen güven aralıkları içerisinde yer aldığı gözlemlenmek ile birlikte belirlenen ARIMA modellerinin tahmin için en uygun modeller olduğu çıkarımı yapılmıştır.

3.3. Yapay Sinir Ağı ile Piyasa Takas Fiyatı Analizi

Çoklu regresyon ve ARIMA yöntemleri ile elde edilen analiz sonuçlarının karşılaştırılabilmesi amacıyla mart, nisan, mayıs ve haziran aylarına ait veriler yapay sinir ağı yöntemleri kullanılarak tekrar analiz edilmiş ve çıkan sonuçlar karşılaştırılmıştır. Analizler yapılırken verilerin %90’ı eğitim amacıyla kullanılmış geri kalan kısım ise teste tabi tutulmuştur. Teste tabi tutulan verilerin geriyayılım algoritması aracılığı ile öğretilmesi gerçekleştirilmiştir.

Analiz esnasında yaygın olarak kullanılan sigmoid aktivasyon fonksiyonu kullanılarak model oluşturulmuştur. Yapay sinir ağı yönteminde değişkenler tanımlanırken EPIAŞ’ın saatlik olarak paylaştığı doğalgaz, hidroelektrik, rüzgâr, termik üretim ve talep miktarları modele girdi olarak verilmiştir. Verilerin normalizasyonunun gerçekleştirilmesi maksadı ile sık olarak kullanılan Min-Max normalizasyonuna başvurulmuştur. Çoklu regresyon analizinde olduğu gibi yapay sinir ağı modeli oluşturulurken de bütün aylar için tanımlamaları yapılan girdiler modelde kullanılmış ve sonuçları analiz edilmiştir.

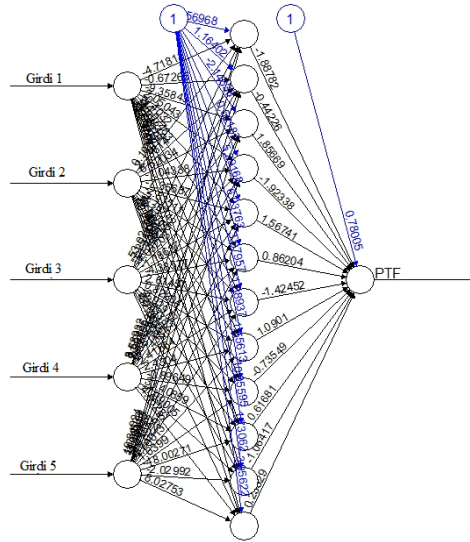


Şekil 24. Regresyon ve Tahmin Performans Grafiği

Mart ayına ilişkin model kurulduktan sonra diğer modeller ile performans karşılaştırması yapılması için 19 Mart tarihine ait regresyon ve tahmin performans grafikleri Şekil 24’de gösterilmiştir. Şekil 24’den görüleceği üzere kurulan yapay sinir ağı modelinin tahmin performansı oldukça yüksektir. Regresyon doğrusu incelendiğinde ise bazı noktalar regresyon doğrusundan uzak olsa da genel olarak regresyon doğrusu üzerinde yoğunlaştığı gözlemlenmektedir. Elde edilen analizin MAPE değeri ise % 6,25 olarak hesaplanmıştır.

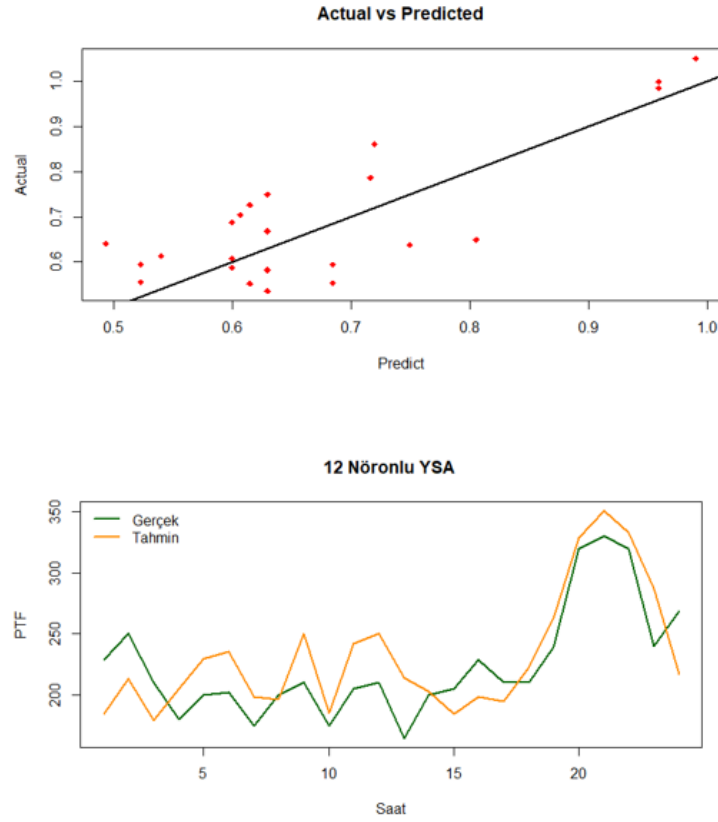
3.3.2. Nisan Ayı YSA Analizi

Nisan ayına ilişkin verilerin yapay sinir ağlarına tanıtılarak fonksiyon oluşturulması ve ağırlıkların elde edilmesi Şekil 25’te gösterilmiştir.



Şekil 25. Nisan Ayı YSA Ağırlıklandırılması

Şekil 25'te Yapay Sinir Ağı modeline giriş verileri olarak Girdi 1 (Doğalgaz Üretimi), Girdi 2 (Hidroelektrik Üretimi), Girdi 3 (Termik Üretimi), Girdi 4 (Rüzgar Üretimi) ve Girdi 5 (Talep Miktarı) olmak üzere 5 adet girdi verisi ile modelin giriş katmanı oluşturulmuştur. Yapılan analiz sonuçlarına göre en iyi sonucu veren tek katmanlı ve 12 nörona sahip model yapay sinir ağının gizli katmanı olarak belirlenmiştir. Diğer modelden farklı olarak 12 nöronlu modelin seçilmesinin sebebi ise 9 nöronlu modele göre daha iyi bir tahmin sonucu alınmasıdır. Modelin çıktı katmanı ise girdi verilerinden etkilenen bağımlı değişken olan PTF olarak seçilmiştir.

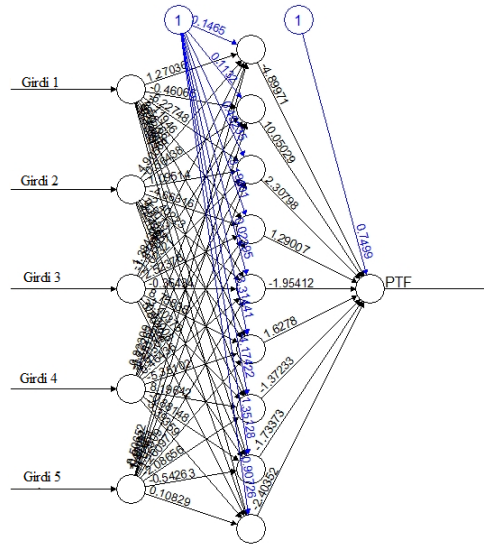


Şekil 26. Regresyon ve Tahmin Performans Grafiği

Nisan ayına ilişkin model kurulduktan sonra diğer modeller ile performans karşılaştırması yapılması için Şekil 26'da 17 Nisan tarihine ait regresyon ve tahmin performans grafikleri gösterilmiştir. Nisan ayına ilişkin yapay sinir ağı modeli genel olarak gerçekleşen veriyi takip etmede oldukça başarılıdır. Regresyon doğrusundan da görüleceği üzere tahmin noktaları regresyon doğrusu etrafında yoğunlaşmıştır. Elde edilen analizin MAPE değeri ise % 8,16 olarak hesaplanmıştır.

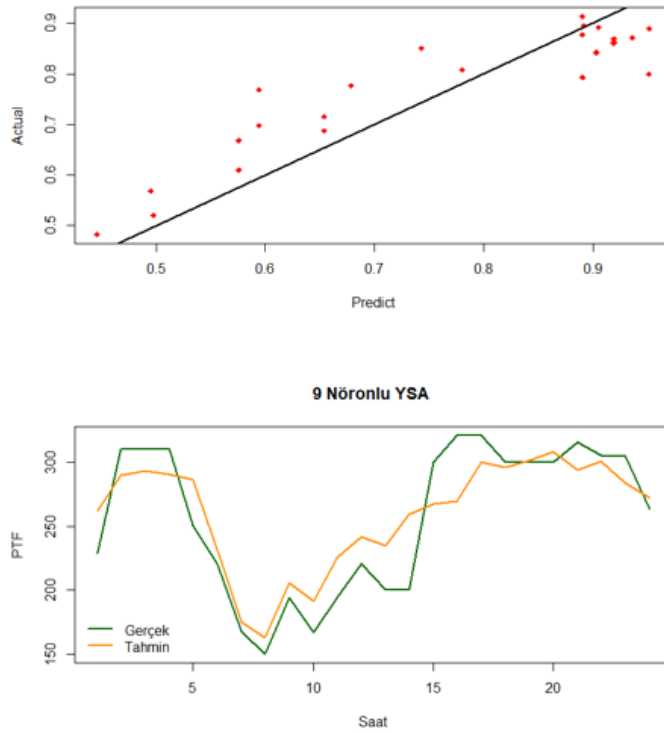
3.3.3. Mayıs Ayı YSA Analizi

Mayıs ayına ilişkin verilerin yapay sinir ağlarına tanıtılarak fonksiyonun oluşturulması ve ağırlıkların elde edilmesi Şekil 27'de gösterilmiştir.



Şekil 27. Mayıs Ayı YSA Ağırlıklandırılması

Şekil 27’de Yapay Sinir Ağı modeline giriş verileri olarak Girdi 1 (Doğalgaz Üretimi), Girdi 2 (Hidroelektrik Üretimi), Girdi 3 (Termik Üretimi), Girdi 4 (Rüzgar Üretimi) ve Girdi 5 (Talep Miktarı) olmak üzere 5 adet girdi verisi ile modelin giriş katmanı oluşturulmuştur. Yapılan analiz sonuçlarına göre en iyi sonucu veren tek katmanlı ve 9 nörona sahip model yapay sinir ağının gizli katmanı olarak belirlenmiştir. Modelin çıktı katmanı ise girdi verilerinden etkilenen bağımlı değişken olan PTF olarak seçilmiştir.

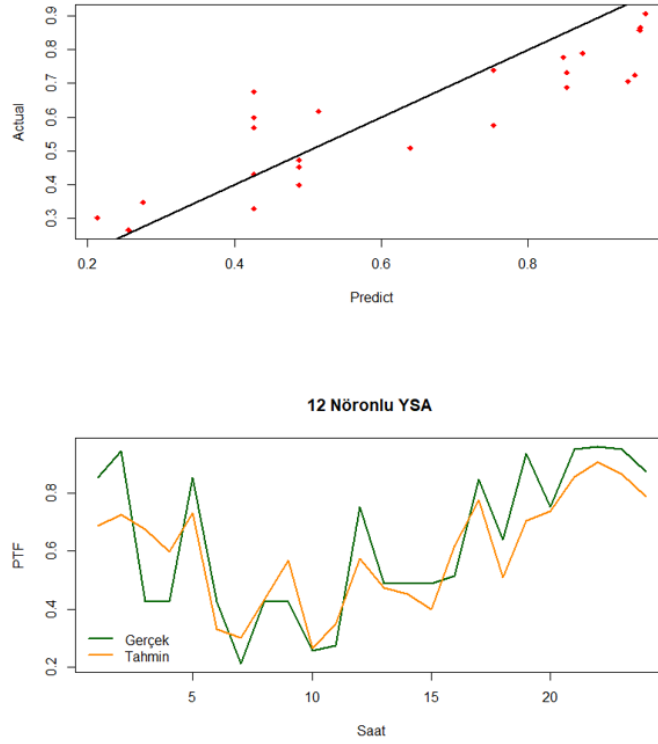


Şekil 28. Regresyon ve Tahmin Performans Grafiği

Mayıs ayına ilişkin model kurulduktan sonra diğer modeller ile performans karşılaştırması yapılması için Şekil 28’de 5 Mayıs tarihine ait regresyon ve tahmin performans grafikleri gösterilmiştir. Grafik incelendiğinde bazı saatlerde sapmalar yüksek olsa da genel olarak model gerçekleşen veriyi takip etme eğilimindedir. Regresyon grafiğinde ise bazı noktaların regresyon doğrusundan saptığı gözlenmektedir. Elde edilen analizin MAPE değeri ise % 8,92 olarak hesaplanmıştır.

3.3.4. Haziran Ayı YSA Analizi

Haziran ayına ilişkin verilerin yapay sinir ağlarına tanıtılarak fonksiyonun oluşturulması ve ağırlıkların elde edilmesi Şekil 29’da gösterilmiştir.



Şekil 30. Regresyon ve Tahmin Performans Grafiği

Haziran ayına ilişkin model kurulduktan sonra diğer modeller ile performans karşılaştırması yapılması için Şekil 30'da 21 Haziran tarihine ait regresyon ve tahmin performans grafikleri gösterilmiştir. Tahmin performans grafiği genel olarak gerçek veriyi takip etme eğiliminde olmasına rağmen gerçek ve tahmin grafiği arasındaki sapmalar yüksek olmuştur. Regresyon grafiğinde noktaların regresyon doğrusundan uzakta yoğunlaşması ve dağınık olması da bunu kanıtlar niteliktedir. Bu sonuca göre tahmin performansı diğer aylara göre düşük kalmış ve elde edilen analizin MAPE değeri % 18,61 olarak hesaplanmıştır.

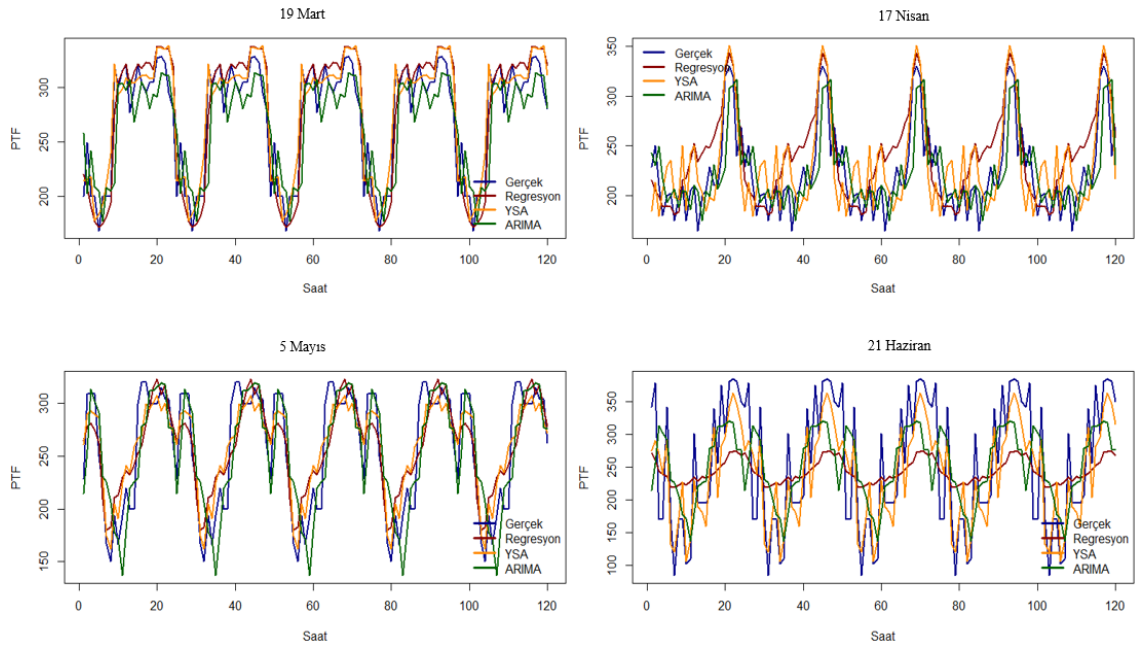
3.4. Modellerin Performans Karşılaştırması

Analizleri gerçekleştirilen verilerin çoklu regresyon, ARIMA ve yapay sinir ağları ile günler bazında elde edilen tahmin performanslarının sonuçları Tablo 29'da gösterilmiştir.

Tablo 29. Modellerin Tahmin Performans Karşılaştırması

MAPE(%)	19.Mar	17.Nis	5.May	21.Haz
Çoklu Regresyon	6,64%	13,30%	10,87%	16,93%
ARIMA	9,44%	11,13%	11,85%	18,48%
YSA	6,25%	8,16%	8,92%	18,61%

Ayrıca her bir analiz tahmin sonuçları tek bir grafikte çizdirilerek Şekil 31’de gösterilmiştir. Karşılaştırmalı grafikler oluşturulurken analiz daha iyi incelenebilmesi için 24 saatlik veriler 120 saatlik zaman dilimine göre gösterilmiştir. Karşılaştırmalı grafik analizinden de görüleceği üzere sapmalar olsa da bütün modeller gerçek veriyi takip etme eğilimindedir. Bu sonuç ise kullanılan yöntemlerin oluşturulan modelleri iyi ifade ettiğinin bir göstergesidir.

**Şekil 31.** Karşılaştırmalı Grafik Analizi

SONUÇ

Bu çalışmada piyasa takas fiyatının hem analizi hem de farklı yöntemler kullanarak modellerin tahmin performanslarının analizi gerçekleştirilmiştir. Piyasa fiyatının saatlik olarak oluşmasından kaynaklı olarak girdi verileri de saatlik olarak elde edilmiş ve modellere uygulanmıştır. Çalışmada diğer araştırmalardan farklı olarak analizler gerçekleştirilirken çoklu regresyon yöntemi de uygulama yöntemi olarak kullanılmıştır. Çoklu regresyon yöntemi ile beraber karşılaştırma yapılabilmesi amacı ile geleneksel tahmin yöntemi olan ARIMA ve literatürde sıklıkla kullanılan yapay sinir ağları da uygulama yöntemi olarak ele alınmıştır. Analizler yapılırken 2020 yılı mart, nisan, mayıs ve haziran ayları örneklem ayları olarak seçilmiştir.

Çoklu regresyon yöntemi ile birlikte piyasa fiyatını doğrudan etkileyeceği düşünülen veriler modelde girdi olarak kullanılmıştır. Bu girdiler hidroelektrik üretim miktarı, doğalgaz üretim miktarı, termik üretim miktarı, rüzgâr üretim miktarı ve talep miktarı olarak belirlenmiştir. Çoklu regresyon yöntemi ile yapılan analizler sonucunda piyasa takas fiyatını etkilediği düşünülen değişkenlerden doğalgaz ve termik üretimlerinin çoğunlukla dışa bağımlı olmamızdan kaynaklı olarak piyasa takas fiyatını arttırıcı etkisi olduğu gözlemlenmiştir. Aynı şekilde enerjiye olan talep miktarının piyasa takas fiyatı üzerinde pozitif korelasyon oluşturduğu tespit edilmiştir. Rüzgâr üretim miktarının ise modellerde kullanılan aylar bazında piyasa fiyatı ile olan ilişkisi negatif yönde seyir etmiştir. Yani rüzgâr kaynağından elektrik üretiminin artması piyasa fiyatını düşürücü bir etkiye sahip olduğunu göstermektedir. Hidroelektrik üretim miktarının ise fiyatı arttıran diğer değişkenler kadar olmasa da piyasa fiyatı üzerinde pozitif bir etkisi olduğu tespit edilmiştir. Yapılan bu analizin yanında her üç model içinde seçilen günler için tahmin performansı analizi yapılmıştır. Aylar bazında yapılan analiz sonuçlarına göre yapay sinir ağı modelinin haziran ayı dışında diğer yöntemlere göre en başarılı yöntem olduğu tespit edilmiştir.

ARIMA ve çoklu regresyon modellerinin ise farklı günler için benzer hata sonuçları verdiği gözlemlenmiştir. ARIMA yönteminin yalnızca verinin geçmiş dönemdeki değerlerini kullanarak tahmin yapması da yapay sinir ağlarına göre olan tahmin performans düşüklüğünün bir göstergesidir. Ancak ARIMA yönteminin diğer modellere göre avantajı yorumlamayı araştırmacıya bırakarak en iyi sonucun deneme yöntemiyle tespit edilmesine olanak sağlamasıdır. Çoklu regresyon yönteminin yapay sinir ağları yöntemine göre başarısı oldukça düşük kalmıştır. Bunun sebepleri arasında

ise yapay sinir ağlarının model oluşturma aşamasında çoklu regresyon yöntemine göre daha kompleks bir yapı kurması ve öğrenme algoritmaları yöntemiyle sinir ağının öğrenmesinin sağlanmasıdır ki bu da tahmin performansını arttırmaktadır. Çoklu regresyon yöntemi ise değişkenler arasındaki ilişkiyi tespit etme ve yorumlama açısından geleneksel olarak kullanılan bir yöntemdir. Ancak tek bir matematiksel model ile kurulduğundan dolayı tahmin yöntemi olarak kullanılması diğer yöntemlere göre daha dezavantajlıdır.

Çalışmada yapay sinir ağları kullanılırken tek katmanlı 9 ve 12 nöron sayılı sinir ağları üzerinde tahminler gerçekleştirilmiştir. Yapılan incelemede 9 nöronlu yapay sinir ağının tahmin başarısı 12 nöronlu yapay sinir ağına göre daha yüksek olmuştur. Analizlerin geneline bakıldığında haziran ayına ilişkin sonuçların bütün modellerde en kötü performansı sergilediği gözlemlenmiştir. Bunun sebepleri arasında haziran ayına ait verilerin istatistiki olarak sınır değerlerde yer alması ve tam olarak normal dağılım göstermemesi olarak ifade edilebilir. Ayrıca yaz ayının başlangıcı ile beraber elektrik tüketiminde dalgalanmaların artması piyasa fiyatını etkilemekte bu da verilerin daha zor yorumlanmasına sebebiyet vermektedir.

Literatürde yapılan çalışmalar incelendiğinde; Contreas (2003) yılında İspanya ve Kaliforniya piyasaları için ARIMA modelleri yardımı ile saatlik fiyat tahmini çalışmasında İspanya piyasası için ortalama hata %10, Kaliforniya piyasası için ise ortalama hata %11 olarak hesaplanmıştır. Kölmek vd. (2012)'de gün öncesi piyasası üzerine yaptıkları çalışmada yapay sinir ağları ve ARIMA modellerini karşılaştırdıklarında ortalama olarak ARIMA modelinin %15,60, yapay sinir ağları modelinin ise %14,15 MAPE hata oranı ile tahminde bulunduğunu göstermişlerdir. Bu çalışmada da ortalama hatalar ARIMA için %9,44 ile %18,48 aralığında ve yapay sinir ağları için %6,25 ile %18,61 aralığında elde edilerek Contreas (2003) ve Kölmek vd. (2012)'nin yaptıkları çalışma ile benzer sonuçlara ulaşılmıştır. Diğer yandan Ranjbar vd. (2006)'da Kanada piyasalarında farklı katmanlara sahip yapay sinir ağı modellerini test ettikleri çalışmada teste tabi tuttukları 9 modelin MAPE değerlerinin %18,51 ile %20,18 aralığında değiştiğini göstermişlerdir. Ranjbar vd. (2006)'nin çalışmalarına kıyasla ise bu çalışmada yapay sinir ağlarının tahmin performansı %6,25 ile %18,61 aralığında olmak üzere daha yüksek olarak elde edilmiştir. Bozkurt vd. (2017) kısa dönemli tahmin çalışmalarında yapay sinir ağı modelinin %1,80 MAPE, mevsimsel ARIMA modelinin ise %2,60 MAPE hata oranı ile tahmin öngörüsü yaptığını tespit etmişlerdir. Bozkurt vd.

(2017)'nin çalışmalarına kıyasla bu çalışmada elde edilen performans sonuçları ise %6,25 ile %18,61 hata oranı aralığında olmak üzere daha düşük olarak elde edilmiştir. Çalışmalarında hibrit tahmin yöntemlerini kullanmaları daha iyi performans gösteren modeller oluşturmalarını sağlamıştır.

Yapılan çalışmada tahmin yöntemlerinin performanslarının analiz edilmesi ile beraber diğer çalışmalara da referans sağlaması ön görülmüştür. Girdi değişkenleri çeşitlendirilerek, tahmin yöntemi için farklı zaman dönemi sınıflandırılması yapılarak ve hibrit tahmin yöntemleri uygulanarak ileriki çalışmalarda daha iyi performans gösteren analizler gerçekleştirilebilir. Ayrıca elektrik piyasa sisteminin dinamik bir yapıya sahip olması bu alanda yapılan çalışmaların güncel tutulmasını gerektirmekte ve farklı araştırma fırsatlarına açık olduğunu göstermektedir.

KAYNAKLAR

- Akaike, H. (1974). "A New Look at the Statistical Model Identification", *IEEE Transactions on Automatic Control*, 19/6, 716-723.
- Amjady, N. (2006). "Day-Ahead Price Forecasting of Electricity Markets by A New Fuzzy Neural Network", *IEEE Transactions on Power Systems*, 21/2, 887-896.
- Alan, O. Skyes. (1993). "An Introduction to Regression Analysis", *Coase-Sandor Institute for Law & Economics Working Paper*, 20.
- Boisseleau, F., (2004). *The Role of Power Exchanges for The Creation of A Single European Electricity Market: Market Design and Market Regulation*, Delft University.
- Bower, J., ve Bunn W. (2000). "Model Based Comparison of Pool and Bilateral Markets for Electricity", *The Energy Journal*, 21/3.
- Bozkurt, Ö. Ö., Biricik, G., ve Tayşi Z. C. (2017). "Artificial Neural Network and SARIMA Based Model for Power Load Forecasting in Turkish Electricity Market", *PlosOne*, 12/4: e0175915. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0175915>
- Carpio, K. J. E., Go, A. M. L., ve Roncal, C. K. M. (2012). "Forecasting Day-Ahead Electricity Prices of Singapore through ARIMA and Wavelet-ARIMA", *DLSU Business & Economic Review*, 22/1, 97-118.
- Çetintaş H. ve Bicil İ.M. (2015). "Elektrik Piyasalarında Yeniden Yapılanma ve Türkiye Elektrik Piyasasında Yapısal Dönüşüm", *Optimum Ekonomi ve Yönetim Bilimleri Dergisi*, 2/2, 1-15.
- Conejo, A. J., Contreas J., Espinola R., ve Plazas, M. A (2005). "Forecasting Electricity Prices for A Day-Ahead Pool-Based Electric Energy Market", *International Journal of Forecasting*, 435-462.
- Contreas, J. (2003). "ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices" . *IEEE Transactions on Power System*, 18/3, 1014-1020.
- Çevik, O. (1999). *Zaman Serileri Analizinde Box-Jenkins Yöntemi ve Turizm Verileri Üzerine Bir Uygulama*, Doktora Tezi, Kırıkkale Üniversitesi, Kırıkkale.
- Demuth, H., ve Beale, M. (2000). *Neural Network Toolbox for Use with MATLAB*, User's Guide, Version 4.
- Dickey, D. A., ve Fuller, W. A., (1979). "Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series with A Unit Root", *Journal of the American Statistical Association*, 74/366, 427.
- Duru, Ö. (2007). *Zaman Serileri Analizinde ARIMA Modelleri ve Bir Uygulama*, İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Ekonometri Anabilim Dalı Yüksek Lisans Tezi.
- Türkiye Enerji Piyasaları Araştırma Raporu (2018). "Dünya Enerji Konseyi Türkiye", *TEPGI*, 1-55.
- EPDK (2003). *Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı*, Ankara.

- EPIAŞ (2016). “Gün Öncesi Elektrik Piyasası, Piyasa Takas Fiyatı Belirleme Yöntemi”, *EPIAŞ*, Ankara, 1-14.
- EPIAŞ (2020). “2016-2020 Stratejik Planı”, *EPIAŞ*, Ankara, 1-68.
- Eravcı, D. B. (2018). “İş Kazalarının Box-Jenkins ARIMA Tekniği Kullanılarak Modellenmesi”, *Çalışma İlişkileri Dergisi*, 9/1, 58-71.
- Faria, E. ve Fleten, S. E. (2011). *Day-Ahead Market Bidding for A Nordic Hydropower Producer: Taking The Elbas Market Into Account*, 7491, Norway.
- Ferreira, A. P., Gonçalves, R. J., ve Odete, F. P. (2019). “A Linear Regression Pattern for Electricity Price Forecasting in The Iberian Electricity Market”, *Revista Facultad De Ingeniería Universidad De Antioquia*, 93, 117-127.
- Garcia, R. C., ve Contreas, J. (2005). “A GARCH Forecasting Model to Predict Day-Ahead Electricity Prices”, *IEEE Transactions on Power Systems*. 20/2, 867-874.
- Gershenson, C. (2003). *Artificial Neural Networks for Beginners*, University of Sussex. 1-8.
- Gil, V. (2015). “Forecasting Electricity Demand for Small Colombian Populations”, *Cuaderno Activa*, 7, 111-119.
- Hayfavi, A., ve Talasli, İ. (2014). “Stochastic Multifactor Modelling of Spot Electricity Prices”, *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 259, 434-442.
- Hu, L., Taylor, G., Wan, H. B., ve Irving, M., (2009). “A Review of Short-Term Electricity Price Forecasting Techniques in Deregulated Electricity Markets”, *Proceedings of the 44th International*, 1-5.
- Hyndman, R.J., & Athanasopoulos, G. (2018). *Forecasting: Principles And Practice (2nd Edition)*, OTexts: Melbourne, Australia. OTexts.com/fpp2.
- İlter B. ve Narin M. (2018). “Türkiye Elektrik Türev Piyasalarının Gelişimi”, *Uluslararası Ekonomi ve Yenilik Dergisi*, 4/2 153-173.
- Kalekar, P. S. (2004). *Time Series Forecasting Using Holt-Winters Exponential Smoothing*, Kanwal Rekhi School Of Information Technology, 1-13.
- Kalaycı, Ş. (2014). *SPSS Uygulamalı Çok Değişkenli İstatistik Teknikleri (6. baskı)*, Asil Yayın Dağıtım, Ankara.
- Karabulut, R., ve Şeker, K. (2018). “Belirlenmiş Değişkenlerin Vergi Gelirleri Üzerindeki Etkisi: Çoklu Doğrusal Regresyon Analizi”, *Süleyman Demirel Üniversitesi İİBF Dergisi*, 23/3, 1049-1070.
- Karagöz, M. (1999). *İstatistik Yöntemleri (4. baskı)*, Malatya.
- Karahan, M. (2015). “Yapay Sinir Ağları Metodu ile İhracat Miktarlarının Tahmini: ARIMA ve YSA Metodunun Karşılaştırmalı Analizi”, *Ege Akademik Bakış*, 15/2, 165-172.
- Kaya, E. (2019). *Zaman Serileri Analizinde Box-Jenkins Yöntemi ile Savunma Sanayi Verileri Üzerine Bir Uygulama*, Karamanoğlu Mehmetbey Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İşletme Ana Bilim Dalı Yüksek Lisans Tezi.

- Kaya vd. (2012). “Karışımli İkili Lojistik Regresyon Modeline İlişkin Bir Uygulama”, *DEÜ Mühendislik Fakültesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 14/1, 39-47.
- Kayım, H. (1985). *İstatistiksel Ön Tahmin Yöntemleri*, Hacettepe Üniversitesi, Ankara.
- Khare, M. ve Nagendra, S. M. S. (2006). *Artificial Neural Networks in Vehicular Pollution Modelling*, Studies in Computational Intelligence, Poland.
- Koutsoyiannis, A. (1989). *Ekonometri Kuramı*, Verso Yayıncılık, Ankara.
- Kölmek, M. A. ve Navruz, İ. (2012). “Forecasting The Day-Ahead Price in Electricity Balancing and Settlement Market of Turkey by Using Artificial Neural Networks”, *Turkey Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 23, 841–852.
- Lira, F., Munoz, C., Nunez, F., ve Cipriano, A. (2009). “Short-Term Forecasting of Electricity Prices in The Colombian Electricity Market”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, 3/11, 980-986.
- Mazengia, D. H. (2008). *Forecasting Spot Electricity Market Prices Using Time Series Models*, Chalmers University of Technology, Sweden.
- Nelson, C. R. (1973). *Applied Time Series Analysis for Managerial Forecasting*, Holden Day.
- Nochai, R. ve Nochai T. (2006). “ARIMA Model for Forecasting Oil Palm Price”, *Proceedings of the 2nd IMT-GT Regional Conference on Mathematics*, 1-7.
- Nord Pool Annual Report (2019). “Annual Report Embracing New Challenges”, *Nord Pool*, 1-36.
- Onaiwu E. (2009). *How Does Bilateral Trading Differ from Electricity Pooling*, University of Dundee.
- Ott, A. L. (2003). “Experience with PJM Market Operation, System Design, and Implementation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 18/2, 1-7.
- Ozozen, A., Kayakutlu G., Ketterer M., ve Kayalica, O. (2016). “A Combined Seasonal ARIMA and ANN Model for Improved Results in Electricity Spot Price Forecasting: Case Study in Turkey”, 2016. *Proceedings of PICMET '16: Technology Management for Social Innovation*, 2681-2690.
- Özoğuz, K. (1986). “Zaman Serilerinde Trend Fonksiyon Tipinin Belirlenmesi ve Yorumu”, *İstanbul Üniversitesi İktisat Fakültesi Mecmuası*, 73-91.
- Öztemel, E. (2006). *Yapay Sinir Ağları*, Papatya Yayıncılık, İstanbul.
- Öztürk, K. ve Şahin M. E. (2018). “Yapay Sinir Ağları ve Yapay Zeka’ya Genel Bir Bakış”, *Takvim-i Vekayi*. 6/2, 25-36.
- Peter, D. ve Silvia P. (2012). “ARIMA Vs. ARIMAX – Which Approach is Better to Analyze and Forecast Macroeconomic Time Series”, *Proceedings of 30th International Conference Mathematical Methods in Economics*, 136-140.
- Phillips, P. C. B. ve Perron, P. (1988). “Testing for A Unit Root in Time Series Regression”, *Biometrika*, 75/2, 335-346.
- PJM Annual Report (2019). “2019 PJM Annual Report”, *PJM Interconnection*, 1-30.

- Ranjbar, M, Soleymani, S., Sadati N. and Ranjbar A. M., (2006). “Electricity Price Forecasting Using Artificial Neural Network”, *2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems*, 2006, 1-5, doi: 10.1109/PEDES.2006.344294.
- Rekabet Kurumu (2015). “Elektrik Toptan Satış ve Perakende Satış Sektör Araştırması”, Ankara, 1-148.
- Rumelhart, D. ve McClelland, J. (1986). *Parallel Distributed Processing*, MIT Press, Cambridge, Mass.
- Sevüktekin, M. ve Nargeleçekenler, M. (2010), *Ekonometrik Zaman Serileri Analizi EViews Uygulamalı*, Nobel Yayın Dağıtım, Ankara.
- Stone, M. (1979). “*Comments on Model Selection Criteria of Akaike and Schwarz*”, University College London, 2, 276-278.
- Suzuki, K. (2011). *Artificial Neural Networks–Methodological Advances and Biomedical Applications*, Intech Open.
- Jamasb T. ve Pollitt M., (2005). “Electricity Market Reform in The European Union: Review of Progress Toward Liberalization & Integration”, *The Energy Journal, International Association for Energy Economics*, 0(I), 11-42.
- Yarar, A. (2010). *Susurluk Havzası Yağış Akış Verilerinin Modellenmesi*, Selçuk Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı, Doktora Tezi.
- Yavuz, S. (2009). “Hataları Ardışık Bağımlı (Otokorelasyonlu) Olan Regresyon Modellerinin Tahmin Edilmesi”, *Atatürk Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Dergisi*, 23/3.
- Yavuz, S. ve Deveci, M. (2012). “İstatistiksel Normalizasyon Tekniklerinin Yapay Sinir Ağın Performansına Etkisi”, *Erciyes Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, 167-187.
- Yavuz, İ. ve Özbay, H. (2020). “Rüzgar Türbinlerinde Kurulum ve Bakım Süreçleri: Bandırma Örneği”, *Mühendislik Bilimleri ve Araştırmaları Dergisi*, 2/2, 58-68.
- Yıldıran, A. ve Kandemir, S. Y. (2018). “Yağış Miktarının Yapay Sinir Ağları ile Tahmini”, *BŞEÜ Fen Bilimleri Dergisi*, 5/2, 97-104.
- Werbos, P. J. (1974). *Beyond Regression: New Tools for Prediction and Analysis in the Behavioral Sciences*, Phd. Thesis, Harvard University.
- WEB_1. (2020). Türkiye elektrik iletim A.Ş web sitesi. www.teias.gov.tr (17.11.2020)
- WEB_2. (2020). Elektrik piyasaları işletme A.Ş web sitesi. www.epias.com.tr (30.10.2020)
- WEB_3. (2020). Drakelow consulting web sitesi. <https://www.drakelowconsulting.com/> (5.11.2020)