

TOBB EKONOMİ VE TEKNOLOJİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**GÜN ÖNCESİ ELEKTRİK PİYASASI VE YAN HİZMETLERİN BİRLİKTE
OPTİMİZASYONU**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Rıdvan MEMİŞ

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Kürşad DERİNKUYU

ARALIK 2019

Fen Bilimleri Enstitüsü Onayı

.....
Prof. Dr. Osman EROĞUL
Müdür

Bu tezin Yüksek Lisans derecesinin tüm gereksinimlerini sağladığını onaylarım.

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

TOBB ETÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 161311052 numaralı Yüksek Lisans öğrencisi **Rıdvan MEMİŞ** 'in ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "**GÜN ÖNCESİ ELEKTRİK PİYASASI VE YAN HİZMETLERİN BİRLİKTE OPTİMİZASYONU**" başlıklı tezi **17 Aralık 2019** tarihinde aşağıda imzaları olan jüri tarafından kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı : **Doç. Dr. Kürşad DERİNKUYU**

TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Doç. Dr. Seyithan Ahmet ATEŞ (Başkan)**

Ankara Sosyal Bilimler Üniversitesi

Prof. Dr. Tahir HANALIOĞLU

TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi

TEZ BİLDİRİMİ

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



Rıdvan Memiş

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

GÜN ÖNCESİ ELEKTRİK PİYASASI VE YAN HİZMETLERİN BİRLİKTE OPTİMİZASYONU

Rıdvan Memiş

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

Danışman: Doç. Dr. Kürşad Derinkuyu

Tarih: Aralık 2019

Türkiye elektrik piyasası, mevcut on yılda birçok reform geçirmiştir. Arz ve talep tarafı dinamiklerine göre piyasa ihtiyaçlarını; şeffaflık, bütünlük ve rekabetçi bir anlayış çerçevesinde geliştirmeye devam etmektedir. Mevcut sistemde, Yan Hizmetler'e (YH) katılım gönüllülük esasına dayanmaktadır. Bu durumda, bazı üretim birimlerinin katılımını zorunlu kılan bir önceki yan hizmetler yönetmeliğinin geçerli olduğu sürece kıyasla, YH kapsamındaki Primer Frekans Kontrol (PFK) ve Sekonder Frekans Kontrol (SFK) birim fiyatlarında belirgin bir artış gözlemlenmiştir. Böylece, frekans kontrolünün sağlanması sistem işletmecisi açısından daha maliyetli hale gelmiştir. Diğer taraftan, Yan hizmetler kapsamında rezerv edilen miktarlar, YH hariç başka hiçbir piyasada işlem göremez. YH'ye teklif sunmak suretiyle katılım yapan piyasa katılımcılarının yan hizmetlerde yapmış oldukları teklifler kabul edilmezse, katılımcılar, Gün Öncesi Elektrik Piyasasında (GÖP) portföy getirilerini dengeleyebilmek amacıyla daha yüksek birim fiyattan teklifte bulunma eğiliminde olurlar. Böyle bir senaryoda, teklifin kabul edilmesi durumunda ortalama piyasa takas fiyatı artmaktadır. Teklifin kabul edilmemesi durumunda ise katılımcı zarar etmektedir. Bu nedenle piyasa katılımcısı tedarikçiler, her iki piyasada da temerrüt riskine maruz kalmaktadır ve sadece bir piyasada kabul edilmeleri ise yeterli ve karlı

olmamaktadır. Bu noktada, üretim birimlerinin hem GÖP'te hem de YH piyasasında karşılaştıkları yükü hafifletmek ve arz tarafında temerrüt risk sorununa çözüm getirmek için yeni bir piyasa yapısı önerilmektedir. Bu çalışmada, Türkiye elektrik piyasasının devam eden serbestleşme sürecine katkıda bulunmak için GÖP ve YH birleştirilerek yeni bir piyasa mekanizması oluşturuldu. Bu iki ayrı piyasa, farklı amaç fonksiyonlarına sahip, farklı optimizasyon modellerinden oluşmaktadır. Yeni piyasa modeli; bu iki ayrı piyasayı verimlilik, bütünlük, rekabet ve risk yönetimi adına ortak bir optimizasyon algoritmasıyla birleştirmektedir. Bu yeni piyasa modelinde, “karma blok teklif” adında, arz tarafı piyasa katılımcılarının kullanımına yönelik olarak yeni bir teklif türü sunuldu. Önerilen teklif yapısındaki karma blok teklif; enerji fiyatı, enerji miktarı, rezerv fiyatı, rezerv miktarı ve zaman aralığı özelliklerinden oluşur. Bu yeni piyasa yapısı sayesinde, temerrüt riskini azaltarak tedarikçileri daha verimli teklifler vermeye teşvik etmek hedeflenmektedir. Rasyonel olarak, temerrüt riski ile tedarikçinin risk primini yansıtan birim elektrik marjinal fiyatı arasında doğrusal bir ilişki vardır. Teorik olarak, temerrüt riski düşürüldüğünde tedarikçilerin temerrüt riskindeki bu düşüşü risk priminde indirim ve dolayısıyla birim elektrik fiyatında indirim olarak yansıtılmaları beklenir. Ayrıca, geliştirilen karma blok teklif yapısıyla, YH'de hizmet veremeyen tedarikçiler de arz-talep dengesizliğinde istihdam edilmek suretiyle teklif verebilirler. Her tedarikçi farklı marjinal üretim maliyetine sahip olduğu için, homojen olmayan üretim birimleri, Yan Hizmetler'de daha az maliyetle ihtiyaç duyulan miktarın temininde yardımcı olabilir. Son olarak, sistem işletmecisi yakın bir gelecekte talep dalgalanmasını tahmin edeceğinden, tahmin hatalarının azalması beklenmektedir. Yeni optimizasyon modeli, karma tamsayılı doğrusal olmayan programlamadır (KTDOP). Bu model, enerji fiyatlarını (PTF'ler) ve rezerv fiyatlarını (PFK fiyatları) belirler; enerji ve rezerv tarafına yönelik kabul edilen teklifleri ve bunlara ait miktarları bulur.

Anahtar Kelimeler: Piyasa tasarımı, Yan hizmetler, Gün öncesi piyasası, Ortak optimizasyon, Yerel marjinal fiyat, Piyasa takas fiyatı, Karışık tamsayılı doğrusal olmayan programlama.

ABSTRACT

Master of Science

CO-OPTIMIZATION OF THE DAY AHEAD ELECTRICITY MARKET AND ANCILLARY SERVICES

Rıdvan Memiş

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

Supervisor: Assoc. Prof. Kürşad Derinkuyu

Date: December 2019

The Turkish electricity market has undergone several reforms in the current decade and continues to develop the current system to satisfy markets needs with transparency, integrity, and competition in accordance with the supply and demand side. In the current system, participation in Ancillary Services (AS) is voluntary. In this case, a significant increase was observed in the Primary Frequency Control (PFK) and Secondary Frequency Control (SFK) unit prices under AS compared to the previous ancillary services regulation, which required the participation of some generation units. Thus, the provision of frequency control has become more costly for the system operator. On the producers' side, the amounts reserved under ancillary services cannot be traded in any other market except AS. If the bids made by market participants participating in the AS are not accepted, the participants tend to bid at a higher unit price in Day Ahead Electricity Market (DAM) in order to offset portfolio returns. In such a scenario, the average market clearing price increases if the bid with higher unit electricity price is accepted. If the bid is not accepted, the participant loses money. Hence, suppliers are subject to default risk in both market, and acceptance in just one market is not profitable. At his point, in order to alleviate the burden that production units face in both DAM and AS we propose a new market structure to give

a solution to supply-side default risk problem and high frequency control cost in system operator side . In this study, we combined the DAM and AS to contribute the ongoing liberalization process of Turkish electricity market. These two separate markets have different optimization models with different objectives. Our new optimization model combines these two separate markets with a co-optimization algorithm for the sake of efficiency, integrity, competition and risk management. In this new market framework, we introduced a new bid type for the supply side named “mixed block bid”. In the current bid structure, a bid consists of price, quantity and time zone information. In the proposed block bid structure, a mixed block bid consists of energy price, energy quantity, reserve price, reserve quantity (corresponding to the maximum oscillation quantity that the production unit increase or decrease its production in real-time when needed) and time interval attributes. With the help of new market structure, we aim to decrease default risk and encourage suppliers to give more efficient bids. On a rational basis, there is a relationship between default risk and unit electricity marginal cost of the supplier reflecting the risk premium. Theoretically, when the default risk is reduced, suppliers are supposed to reflect this decrease in default risk as a discount in risk premium and hence a discount in the unit electricity price. Moreover, with the newly introduced mixed block bid structure, suppliers which are not allowed to bid in Ancillary Services because of their capacity constraints can also be employed to give offer to cover demand fluctuation. Since every supplier has different marginal cost of production, non-homogeneous production units can be more helpful in the procurement of needed quantity in the Ancillary Services with less amount of money. Lastly, since system operator will forecast the demand fluctuation for a near future, forecast errors are supposed to decrease. The new optimization model is mixed-integer nonlinear programming (MINLP) clearing energy prices (MCPs) and reserve prices (PFC prices) and finds accepted quantities for energy and reserve market.

Keywords: Market design, Ancillary services, Day-ahead market, Co-optimization, Locational marginal price, Market clearing price, Mixed integer non-linear programming.

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren, bana güvenen, birlikte çalışmaktan keyif ve heyecan duyduğum saygıdeğer hocam Doç. Dr. Kürşad Derinkuyu'ya; kıymetli tecrübelerinden faydalandığım TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi Endüstri Mühendisliği Bölümü öğretim üyelerine; kıymetli zamanlarını ayırarak tezimi okuyan tez jüri üyelerine; güler yüzlerini ve sıcacık çaylarını eksik etmeyen Ayşe ve Fatma Hanıma; kapılarını hiç çekinmeden çaldığım, yardım ve desteklerini esirgemeyen Prof. Dr. Tahir Hanalioğlu ve Doç. Dr. Ayşegül Altın Kayhan'a; her zaman yanımda olan, maddi ve manevi desteklerini eksik etmeyen aileme; samimi dostluklarından dolayı Ali, Enes, Merthan, Mustafa, Oğuz, Reza ve Said'e çok teşekkür ederim. Ayrıca, Yüksek Lisans eğitimim süresince bana burs desteği sunan TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesine teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET	iv
ABSTRACT	vi
TEŞEKKÜR	viii
İÇİNDEKİLER	ix
ŞEKİL LİSTESİ	xi
ÇİZELGE LİSTESİ	xii
KISALTMALAR	xiv
1. GİRİŞ	1
1.1. Türkiye’de Gün Öncesi Elektrik Piyasası Yapısı ve İşleyişi	7
1.2. Türkiye Enerji Piyasasında Yan Hizmetlerin Yapısı ve İşleyişi	11
1.2.1. Primer frekans kontrolü	13
1.2.2. Sekonder frekans kontrolü	14
1.2.3. Tersiyer frekans kontrolü	15
1.3. Çalışmanın Katkıları	17
2. LİTERATÜR TARAMASI	23
2.1. Enerji Piyasalarına Arz Tarafı Katılımı	23
2.2. Elektrik Piyasasında Enerji Ticareti ve Rezerv Tedariği	27
2.3. Gün Öncesi Piyasası Modelleri	29
3. MATEMATİKSEL MODELLER	33
3.1. Paradoksal Tekliflerin Kabul Edildiği GÖP Matematiksel Modeli (GÖP_PKT)	35
3.2. Paradoksal Tekliflerin Kabul Edildiği YH Matematiksel Modeli (YH_PKT)	39
3.3. Paradoksal Tekliflerin Kabul Edildiği BP Matematiksel Modeli (BP_PKT) .	41
4. ÇÖZÜM YÖNTEMLERİ	51
4.1. Problem Boyutunu Düşürme	51
4.1.1. Saatlik tekliflerin birleştirilmesi	52
4.1.2. Değişken eleme yöntemi	54
4.2. Optimal Çözümün Bulunması	58
4.2.1 IP-tabanlı çok büyük komşuluk arama algortiması	59
5. SAYISAL SONUÇLAR	61
5.1. Veri Oluşturma Yöntemi	63
5.2. Simülasyon Sonuçları	66
5.2.1. PKT kısıtları altındaki BP modelinin mevcut piyasa modeliyle karşılaştırılması	67
5.2.2. PRT kısıtları altındaki BP modelinin mevcut piyasa modeliyle karşılaştırılması	71

6. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	81
KAYNAKLAR.....	85
EKLER.....	89
ÖZGEÇMİŞ.....	109



ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Türkiye'deki elektrik piyasalarının zaman çizelgesi.....	4
Şekil 1.2 : Çizelge 1'deki teklife karşılık gelen parçalı doğrusal eğri.....	9
Şekil 1.4 : Frekans kontrolünü sağlamak amacıyla sırasıyla harekete geçen sistemlerin hiyerarşisi.....	15
Şekil 3.1 : Saatlik tekliflerin toplamı ile elde edilen arz ve talep eğrisi altında tüketici ve üretici fazlası	34
Şekil 3.2 : Kademeli ve parçalı teklif eğrileri.	34
Şekil 5.1 : Enerji ve rezerv tarafı için karma blok segment teklifine ait formülasyonlar.....	65
Şekil 5.2 : GÖP, BP ve YH için sırasıyla arz tarafı enerji blok teklifi, karma blok teklifi ve rezerv blok teklifi oluşturma hiyerarşisi.	65

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 : Saatlik bir teklif örneği.	9
Çizelge 1.2 : Paradoksal bir durum örneği.	11
Çizelge 1.3 : Primer rezervlerinin alımı için gerçekleşen günlük işlemler.	16
Çizelge 3.1 : Piyasa takas fiyatının 150 TL olduğu $t = 1$ zaman aralığına ait saatlik bir satış teklifi.	49
Çizelge 4.1 : İki farklı saatlik talep teklif örneği.	52
Çizelge 4.2 : Çizelge 4.1'deki saatlik tekliflerden oluşturulan toplama saatlik teklif.	53
Çizelge 4.3 : Farklı zaman aralıklarına ait iki adet toplama saatlik teklif örneği.	57
Çizelge 4.4 : Bir arz blok teklifi, iki talep blok teklifi ve bir karma blok teklif örneği.	58
Çizelge 5.1 : Karma Blok Teklif Yapısı.	64
Çizelge 5.2 : Senaryo_1 altındaki Veriseti_1 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PKT modelinin parasal ve nispi getirileri.	68
Çizelge 5.3 : Senaryo_1 altındaki Veriseti_2 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PKT modelinin parasal ve nispi getirileri.	68
Çizelge 5.4 : Senaryo_2 altındaki Veriseti_1 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PKT modelinin parasal ve nispi getirileri.	69
Çizelge 5.5 : Senaryo_2 altındaki Veriseti_2 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PKT modelinin parasal ve nispi getirileri.	69
Çizelge 5.6 : PKT vakası, Senaryo_1 ve Senaryo_2 altındaki Veriseti_1 ve Veriseti_2 veri seti için minimum, ortalama ve maksimum parasal ve nispi artış miktarları.	70
Çizelge 5.7 : Senaryo_1 altındaki Veriseti_1 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PRT modelinin parasal ve nispi getirileri.	74
Çizelge 5.8 : Senaryo_1 altındaki Veriseti_2 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PRT modelinin parasal ve nispi getirileri.	74
Çizelge 5.9 : Senaryo_2 altındaki Veriseti_1 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PRT modelinin parasal ve nispi getirileri.	75
Çizelge 5.10 : Senaryo_2 altındaki Veriseti_2 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PRT modelinin parasal ve nispi getirileri.	75
Çizelge 5.11 : PRT vakası, Senaryo_1 ve Senaryo_2 altındaki Veriseti_1 ve Veriseti_2 veri seti için minimum, ortalama ve maximum parasal ve bunlara karşılık gelen nispi artış miktarları.	75
Çizelge 5.12 : PKT ve PRT vakaları altında Veriseti_1 ve Veriseti_2 için ortalama günlük parasal artış sonuçları özeti.	76
Çizelge 5.13 : PKT ve PRT durumları altında Veriseti_1 ve Veriseti_2 için ortalama yıllık parasal artış sonuçları özeti.	76
Çizelge 5.14 : Veriseti_1 ve Veriseti_2 için GÖP ve BP'de oluşan paradoksal teklif sayıları.	77
Çizelge 5.15 : PKT ve PRT durumları altında Senaryo_1 ve Senaryo_2 için GÖP, BP ve YH amaç fonksiyonlarının minimum, ortalama ve maksimum değerleri.	78

Çizelge D.1 : Veriseti_1'deki her bir verinin özellikleri, her bir sütunda sırasıyla saat teklifleri, saatlik teklif seviyeleri, satınalma blok teklifleri, satış blok teklifleri, karışık blok teklifler, karma blok teklif segmentleri ve her bir BP model verisi için esnek teklifler verilmiştir.	97
Çizelge D.2 : Veriseti_2'deki her bir verinin özellikleri, her bir sütunda sırasıyla saat teklifleri, saatlik teklif seviyeleri, satınalma blok teklifleri, satış blok teklifleri, karma blok teklifler, karma blok teklif segmentleri ve her bir BP model verisi için esnek teklifler verilmiştir.	98
Çizelge E.1 : GÖP_PKT, BP_PKT ve YH_PKT modellerinin Veriseti_1'ye ait verilerin Senaryo_1 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PKT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi. ...	99
Çizelge E.2 : GÖP_PKT, BP_PKT ve YH_PKT modellerinin Veriseti_1'ye ait verilerin Senaryo_2 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PKT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi. .	100
Çizelge E.3 : GÖP_PKT, BP_PKT ve YH_PKT modellerinin Veriseti_2'ye ait örnek verilerin Senaryo_1 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PKT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi. .	101
Çizelge E.4 : GÖP_PKT, BP_PKT ve YH_PKT modellerinin Veriseti_2'ye ait örnek verilerin Senaryo_2 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PKT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi. .	102
Çizelge F.1 : GÖP_PRT, BP_PRT ve YH_PRT modellerinin Veriseti_1'ye ait örnek verilerin Senaryo_1 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PRT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi. .	103
Çizelge F.2 : GÖP_PRT, BP_PRT ve YH_PRT modellerinin Veriseti_1'ye ait örnek verilerin Senaryo_2 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PRT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi. .	104
Çizelge F.3 : Sırasıyla GÖP_PRT, BP_PRT ve YH_PRT modellerinin Veriseti_2'ye ait örnek verilerin Senaryo_1 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PRT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi.....	105
Çizelge F.4 : GÖP_PRT, BP_PRT ve YH_PRT modellerinin Veriseti_2'ye ait örnek verilerin Senaryo_2 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PRT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi. .	106
Çizelge G.1 : Veriseti_1'de bulunan herbir veri için GÖP ve BP'de oluşan herbir teklif türüne ait paradoksal teklif sayısı.....	107
Çizelge G.2 : Veriseti_2'de bulunan herbir veri için GÖP ve BP'de oluşan herbir teklif türüne ait paradoksal teklif sayısı.....	108

KISALTMALAR

BEDS	: Batarya Enerji Depolama Sistemi
BHDS	: Basınçlı Hava Enerji Depolama Sistemi
CVaR	: Koşullu Riske Maruz Değer (Conditional Value at Risk)
DGP	: Dengeleme Güç Piyasası
ENTSO-E	: Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Ağı (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EUPHEMIA	: Pan-Avrupa Hibrit Elektrik Piyasası Entegrasyon Algoritması (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
GİP	: Gün İçi Piyasası
GÖP	: Gün Öncesi Piyasası
MYTM	: Milli Yük Tevzi Merkezi
PFK	: Primer Frekans Kontrolü
Pİ	: Piyasa İşletmecisi
PKT	: Paradoksal Kabul Teklif
PRT	: Paradoksal Ret Teklif
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
RBTS	: Roy Billinton Test Sistemi
REK	: Rüzgar Enerji Kaynakları
SFK	: Sekonder Frekans Kontrolü
Sİ	: Sistem İşletmecisi
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
TFK	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TFK	: Tersiyer Frekans Kontrolü
MW	: Megawhatt
VaR	: Riske Maruz Değer (Value at Risk)
YAL	: Yük Al
YAT	: Yük At
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
YH	: Yan Hizmetler
YHPYS	: Yan Hizmetler Piyasa Yönetim Sistemi
KTDOP	: Karma Tamsayı Doğrusal Olmayan Programlama

1. GİRİŞ

Elektrik, ticareti yapılan diğer ürünlere kıyasla kendine has bir emtiadır ve diğer ürünlerden ayrılır; çünkü üretilir üretilmez tüketilmesi gerekmektedir. Enerji dönüşüm sürecindeki kayıplarla birlikte başka bir enerji formunda küçük çapta elektrik depolamak mümkün olsa da büyük ölçekte, özellikle de günde binlerce MW enerjinin alınıp satıldığı bir piyasada, hala pahalıdır (Carlson ve diğ., 2012). Literatürde de görülebileceği üzere, dağıtılmış üretim (DÜ) ve yenilenebilir enerji kaynaklarının (YEK) entegrasyonuna paralel olarak yeşil enerji tedariki üzerine yoğunlaşan birçok çalışma mevcuttur. Yenilenebilir enerji kaynaklarına; güneş, biyokütle, hidroelektrik, odun ve odun atıkları, belediye katı atıkları, çöp gazı ve biyogaz, etanol ve biyodizel örnek olarak gösterilebilir. Bu bağlamda sistemin istikrarını korumak ve çevresel etkileri azaltmak için; Hall ve Bain (2008), Hadjipaschalis ve diğ. (2009) ve literatürdeki birçok çalışmada da özetlendiği gibi devam eden ve ileriye yönelik çalışmalar, kısa vadeli elektrik enerjisi arz ve talep dengesizliklerini nötürlemek amacıyla ihtiyaç fazlası enerjinin depolanmasına odaklanmaktadır. Bununla birlikte bir ülke veya ülkenin bir bölgesi gibi büyük bir alana hizmet veren bir sistemin dengesi söz konusu olduğunda mevcut depolama teknolojileri pahalıdır ve yeterli olmamaktadır. Bu noktada her ne kadar sistem işletmecisine spot piyasada işlem gören Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ve Gün İçi Piyasası (GİP) yardımıyla arz talep tarafı bir araya gelerek portföylerini dengeleseler de, gerçek zamanlı arz talep dengesi sağlayacak farklı mekanizmalara da ihtiyaç duyulmaktadır. Bu ihtiyaca yönelik olarak Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ve Yan Hizmetler (YH), frekans kontrolünün dengeli ve istikrarlı bir biçimde sürdürülebilmesi noktasında önemli bir rol oynamaktadırlar. Bu iki piyasa sonucu temin edilen yük miktarları, elektrik arz-talep dengesi mekanizmasında güç istikrarı ve kalitesinde ani bir bozulma olması durumunda yedek bir güç kaynağı olarak manuel veya otomatik olarak devreye girmektedir. Elektrik piyasalarında meydana gelen liberalleşme süreciyle birlikte alıcılar ve satıcılar arasındaki elektrik ticaretinin kolaylaştırılmasında rol alan bir piyasa mekanizması ve ek olarak arz-talep noktasında meydana gelen dengesizlikleri tolere edecek, iletim

şebekesinde öngörülemeyen aksaklıkları ve ani güç kaynağı kayıpları gibi senaryolar karşısında sistem istikrarını korumaya yönelik harekete geçmekle sorumlu başka bir mekanizma görebiliriz. Önemli sistem gereksinimlerinin karşılanmasındaki karmaşıklık, spot ve future/forward elektrik piyasasında gerekli olan değişim ve gelişimi daha da zaruri bir hale getirmektedir. Şu an, halihazırda, iki farklı elektrik piyasa modeli mevcuttur. Bunlar, havuz tipi (pool type) ve borsa tipi (exchange type) piyasa modelleri olarak adlandırılmaktadır. Havuz tipi model ABD elektrik piyasalarında yaygın olarak kullanılmaktadır (örneğin PJM, ERCOT ve MISO). Borsa tipi model, Türkiye ve Avrupa elektrik piyasalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. EXIST, NordPool, EPEX, APX ve Belpex bu tarz piyasalara örnek verilebilir. Borsa tipi piyasalarda, arz ve talep tarafı bağımsız bir piyasa mekanizması altında bir araya gelerek elektrik ticareti yaparlar. Bağımsız piyasa işletmecisi, arz ve talep tarafı piyasa katılımcıları tarafından sunulan teklifleri belirli kısıtlar altında değerlendirerek, günün farklı periyotları için, piyasa takas fiyatını, kabul edilen teklifleri ve kabul oranlarını bulur. Havuz tipi elektrik piyasalarında ise, talep tarafını temsilen sadece sistem işletmecisi mevcuttur. Arz tarafı piyasa katılımcıları, kendi üretim birimlerine ait marjinal üretim maliyetlerini ve periyot bazındaki üretim kapasitelerini sistem işletmecisine bildirir. Sistem işletmecisi, günün farklı periyotlarına yönelik beklenen elektrik talebini dikkate alarak, maliyeti enküçükleyecek şekilde hangi üretim biriminin, hangi zaman aralığında sisteme ne kadar yük sağlaması gerektiğini bulur. Borsa tipi elektrik piyasalarının aksine, elektrik fiyatı, periyot bazında sabit değildir. Her bir üretim birimine, üretim biriminin daha önce sistem işletmecisine belirtmiş olduğu marjinal üretim maliyeti ve buna ek bir kar marjini üzerinden ödeme yapılır. Burada, üretim birimlerinin marjinal üretim maliyetlerini doğru yansıtıp yansıtmadıklarına dair belirsizlik, havuz tipi elektrik piyasalarının borsa tipi elektrik piyasaları karşısındaki belirgin dezavantajlarından biri olarak değerlendirilmektedir.

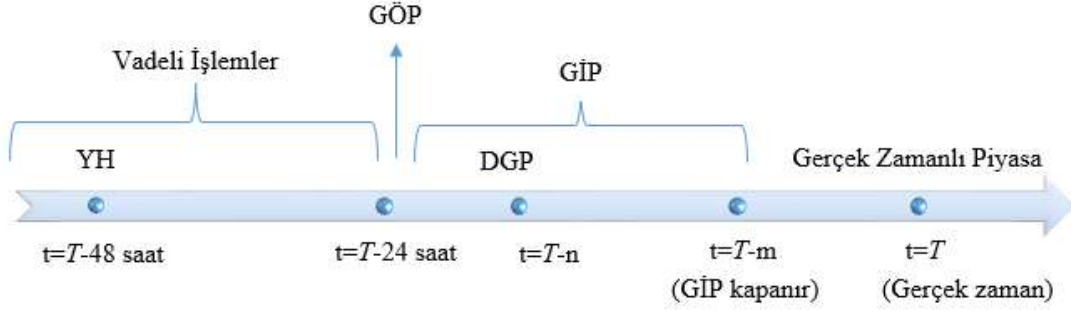
Türkiye'de, 2018 yılı itibariyle, elektrik ticaretinin %60'ından fazlası Tezgah Üstü Piyasalarda (TÜP), ikili anlaşmalar yoluyla gerçekleştirilmektedir (EPIAŞ, 2018). Talep tarafı veya arz tarafı müşterileri ile yapılabilecek ikili anlaşmalara göre portföylerini dengeleyemeyen piyasa katılımcıları için GÖP ve GİP, dengelemede önemli bir rol oynamaktadır. GÖP, bu iki pazarın işlem gören elektrik hacimlerine bakıldığında GİP'e kıyasla çok büyük bir piyasadır. GÖP ve GİP'teki işlem hacmi toplam fiziksel elektrik ticaretinin sırasıyla %37,1 ve %0,7'sini oluşturmaktadır

(EPIAŞ, 2018). Spot piyasalarda her ne kadar arz-talep dengesi sağlansa da gerçek zamanda meydana gelebilecek arz kayıpları ve talep dengesizlikleri tahmin etmek neredeyse imkansızdır. Bu nedenle, sistemdeki arz talep dengesinin ve iletim şebekesinin güvenliğini sağlamak amacıyla alternatif mekanizmalara ihtiyaç duyulmaktadır. Bu noktada, sistem elektrik frekansını 50 Hertz'te sabitlemek ve iletim şebekesi güvenliğini sağlamak için, bazı üretim birimleri YH kapsamında rezerv sağlamakla yükümlüdürler. Belirlenen üretim birimlerinin rezerv kapasiteleri, belirli bir salınım aralığı içinde üretimlerini otomatik olarak arttırmak ve azaltmak suretiyle gerçek zamanlı olarak devreye girerler. Normal koşullarda bu üretim birimleri ikili anlaşmalar yoluyla veya spot piyasaya yaptıkları teklifler sonucunda yüklendikleri üretim miktarlarının üretimini gerçekleştirirken sabit bir miktar üzerinden üretim yaparlar. Fakat, yan hizmetlere kendi istekleri doğrultusunda katılmış olup, yan hizmet piyasalarında yaptıkları rezerv teklifleri kabul edilen üretim birimleri, üretim miktarlarını otomatik olarak yan hizmetlerde kabul edilen miktar üst limit kabul edilmek suretiyle üretimlerini arz-talep dengesizliğini gidermeye yönelik olarak arttırır veya azaltırlar.

YH kapsamındaki rezerv tedarik süreci, gerçek zamandan iki gün önce gerçekleşir. Her bir üretim biriminin yan hizmetler kapsamında sisteme sağlayacağı rezerv miktarı yetersiz kaldığı durumlarda, bozulan arz-talep dengesini yeniden tesis etmek amacıyla Sistem İşletmecisi (Sİ) “yük al (YAL)” ve “yük at (YAT)” talimatlarını yine gerçek zamanlı arz-talep dengesizliklerine müdahale etmeye yönelik diğer bir hizmet olan Tersiyer Frekans Kontrol (TFK) mekanizması kapsamında birimlere iletir. TFK mekanizması kapsamında yapmış oldukları tekliflerin kabul edilmesi sonucunda üretimini azaltmakla/arttırmakla yükümlü olan katılımcılar DGP’de belirlenir.

TFK mekanizması kapsamında tedarik edilecek rezerv miktarları, GİP kapanmadan önce belirlenir. Diğer rezerv tedarik süreçlerine benzer şekilde, katılımcılar YAL ve YAT talimatları doğrultusunda teklifte bulunurlar. Teklifler YAL veya YAT emri karşısında katılımcının üretimini arttırabileceği veya azaltabileceği miktara karşılık talep ettiği birim fiyatı içermektedirler. Bu çalışmada DGP mekanizması ana ilgi alanımız değildir, detaylı bilgi için bkz. (EPDK, 2018a). Yukarıda belirtilen piyasalara yönelik zaman çizelgesi, aşağıda Şekil 1.1'de verilmiştir.

Liberalleşen elektrik piyasalarında, GÖP, ikili anlaşmalar ve türev piyasalarında önemli bir rol oynamaktadır. GÖP'teki piyasa takas fiyatları (PTF'ler), türev piyasaları ve ikili anlaşmalar için referans fiyat özelliği taşımaktadır. Ayrıca, düzenleme kurulları, PTF'leri elektrik tarifelerinde endeks olarak kullanmaktadır (Derinkuyu ve diğ., 2018).



Şekil 1.1 : Türkiye'deki elektrik piyasalarına yönelik zaman çizelgesi.

Elektrik piyasası yan hizmetler yönetmeliği uyarınca; 50 MW ve üzeri kurulu güce sahip ve yönetmelikte belirtilen fiziki ve teknik yeterlilikleri sağlayan üretim tesisleri, primer frekans kontrolüne gönüllü olarak teklif vermek suretiyle katılımında bulunabilir. Yan hizmetler piyasasında vermiş oldukları tekliflerin kabul edilmesiyle birlikte sağlamakla yükümlü oldukları rezerv miktarlarını ihale yoluyla veya spot piyasalardan da temin etme olanakları vardır (EPDK, 2018b). Ayrıca, yönetmelikte bulunan diğer bir hüküm uyarınca; yan hizmetler piyasa katılımcıları, primer frekans kontrolü için ayırmakla yükümlü oldukları rezerv kapasitelerini dengeleme mekanizması, ikili anlaşma ve başka bir piyasaya teklif vermek suretiyle satamazlar (EPDK, 2018b). Bu kısıtlamanın arkasındaki neden, rezerv alım fiyatlarını olabildiğince düşük tutmaktır. Rezerv kapasitelerinin satışı için kısıtlama bulunmayan bir senaryoda, katılımcılar birim rezerv miktarı için daha yüksek fiyatlar teklif etme eğiliminde olacaktır. Çünkü YH kapsamında rezerv edilmiş kapasiteyi daha az fiyatla satmak yerine, daha yüksek fiyatlarla başka bir piyasada satabilirler. Mevcut rezerv alım mekanizmasında, YH'nin gerçek zamanlı dengesizlikleri dengelemesi için rezerv gereksinimi her gün aynı olmadığı için, sadece YH'de değerlendirilmek üzere sabit bir güç kapasitesinin tahsis edilmesi, elektrik piyasalarındaki verimlilik hedefiyle çelişmektedir. Piyasanın bütünlüğü ve etkinliği için, daha iyi bir piyasa tasarımıyla, YH için ayrılan rezerv miktarlarının daha iyi bir şekilde değerlendirilebileceğini düşünüyoruz. Yeni piyasa yapısında, sosyal refahı arttırarak piyasa katılımcılarının kâr

marjinlerini arttırmak, yük kapasitelerini kendi istekleri doğrultusunda değerlendirme esnekliği vermek ve hem YH'de hem de GÖP'te temerrüt riskini azaltmak için portföylerini düzenleme imkanı vermek mümkündür.

Türkiye elektrik piyasası, mevcut on yılda birçok reformdan geçmiştir. Mevcut sistem, üretici ve tüketici gereksinimlerini şeffaflık, bütünlük ve zamanın gerekliliklerine uygun olarak karşılamak için gelişmeye devam etmektedir. Mevcut sistemde, Türkiye'de elektrik arz ve talebinin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi, mevcut sistem işletmecisi olan Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) altındaki Milli Yük Tevzi Merkezi'nin (MYTM) sorumluluğu altındadır. GÖP ve GİP, Piyasa İşletmecisi olan Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) tarafından işletilmektedir.

Gerçek zamanlı olarak, sistem dengesi frekans ve yük kontrolü olmak üzere iki kritik faktöre dayanır. Frekans kontrol mekanizmasında, sistem operatörü DGP ve YH piyasaları yoluyla belirlenen üretim birimlerinden sağlanan emre amade kapasiteyi arz ve talep arasındaki kritik dengeyi sağlamak adına kademeli olarak devreye sokar. YH ve DGP arasındaki senkronize etkileşim sayesinde gerçek zamanlı denge sağlanır. YH birbirine bağlı primer, sekonder ve tersiyer olmak üzere üç yedek kapasiteden oluşur. Sistemin güvenliği için sistem frekansının 50 Hertz'te sabitlenmesi gerekir. Gerçek zamanlı arz ve talep dengesinde bir dengesizlik olması durumunda, bu üç kontrol mekanizması, daha sonraki frekans sapmalarını durdurmak ve en nihayetinde sistem frekansını 50 Hertz'e geri getirmek için art arda etkinleştirilir. YH kapsamındaki primer ve sekonder kontrol servisleri bir dengesizlik durumunda otomatik olarak etkinleşir, ancak tersiyer kontrol sistemi işletmecisinin çağrısı ile manuel olarak etkinleştirilir. Yan hizmetler piyasasında, elektriğin fiziksel olarak tesliminden iki gün önce, sistem işletmecisi, günün her saati için öngörülen gerekli primer ve sekonder frekans kontrol rezerv miktarlarını ilan eder. Sistem işletmecisinin günün her bir saati için öngördüğü rezerv miktarlarına göre, yan hizmetlere katılmak isteyen üretim birimleri veya bazı tüketim tarafı katılımcıları, karşılık gelen rezerv miktarları için fiyat, miktar ve zaman dilimi bilgisi içeren tekliflerini sunarlar. Sistem işletmecisi basit bir modelle, sunulan teklifleri teklif fiyatları üzerinden küçükten büyüğe doğru sıralar ve öngörülen rezerv ihtiyacının karşılandığı fiyatı piyasa takas fiyatı olarak belirli kısıtlar altında belirler. Her bir kontrol mekanizması birbirine benzer kısıtlara sahip farklı matematiksel modellerden oluşur. Primer ve sekonder kontrol için uyarlanan

modeller çözüldükten sonra primer frekans kontrol fiyatları ve sekonder frekans kontrol fiyatları günün her bir saati için bulunur ve yine bu modeller sonucunda kabul edilen katılımcılara bu fiyatlar üzerinden ödeme yapılır.

DGP, tersiyer rezerv kapasitesini temin etmek için işletilmektedir. Esas olarak tersiyer kontrol kapasitenin ve dolaylı olarak sekonder kapasitenin oluşturulmasına aracılık eder. Bu piyasadaki katılımcılar, fiyat, miktar ve zaman aralığı bilgilerini belirterek üretim miktarlarını arttırma veya azaltma yönünde teklif verirler. Sistem işletmecisi piyasa katılımcıları tarafından verilen tekliflere dayanarak ek enerji akışı sağlamak veya ihtiyaç fazlası üretimi azaltmak için sisteme yük alma ve yük atma talimatlarını verir. Gerçek zamanlı dengeleme, arz ve talep tarafındaki tutarsızlıkları dengelemek için nihai hedefdir. Dengeleme güç piyasasında, sistem işletmecisine gerçek zamanlı dengeleme için maksimum 15 dakika içinde etkinleştirilebilecek rezerv kapasiteleri temin edilir.

Elektrik üretimi ve tüketimi kontrolünde, GÖP ve GİP spot piyasada yer almaktadır. Her iki piyasa kendine has özelliklere sahip ve farklı optimizasyon modelleri kullanan organize piyasalardır. Mevcut piyasa yapısı altında, iki piyasa farklı zaman aralıklarında faaliyet göstermektedir. Gün öncesi elektrik piyasasının kapanışını takiben belirli bir süre sonra gün içi piyasası başlar. GÖP çerçevesinde, fiili elektrik dağıtımından bir gün önce, arz ve talep tarafı katılımcıları bir sonraki gün için saatlik bazda veya ardışık saatlerden oluşan bir periyot bazında tekliflerini piyasa işletmecisine iletirler. GİP'te ise, fiziki elektrik tesliminden 60 dakika öncesine kadar işlem yapılabilmektedir. Piyasa işletmecisi, sosyal refahı enbüyüklemek için, bir optimizasyon problemini çözerek GÖP'ü temizlemektedir. GİP'te ise, sürekli ticaret esasına dayanarak, arz ve talep tarafı katılımcılarının verdikleri teklifler değerlendirilerek, yine sosyal refahı enbüyükleyecek şekilde piyasa işletmecisi tarafından eşleştirilir (İbiş, 2018). GİP'te, sabit bir fiyat üzerinden tüm katılımcılar işlem yapmaz. Sürekli ticaretin doğası gereği, arz ve talep tarafı katılımcıları, farklı fiyatlar üzerinden elektrik alım satımı yaparak portföylerini dengelemeye çalışırlar. Piyasa işletmecisi tarafından GİP kapsamında yayımlanan sistem marjinal fiyatları (SMF'ler), ortalama fiyatlardır.

GİP, 1 Temmuz 2015 tarihinde, GÖP'te kapasitelerini değerlendirme fırsatı bulamayan katılımcılara, alternatif bir spot elektrik piyasası olarak tanıtılmıştır.

Ayrıca, bazı piyasa katılımcıları, karşılaştıkları temerrüt riski (default risk) nedeniyle portföylerini dengeleyememektedir. Kötü veya yetersiz bir teklif stratejisi durumunda, GÖP veya iki analaşmalar yoluyla satmayı (almayı) düşündükleri enerji miktarını satamama (alamama) riskiyle karşı karşıya kalmaktadırlar. Ayrıca, arz ve talep tarafının dinamik yapısı nedeniyle üretim birimlerinde meydana gelen aksaklıklar ve talep tarafında meydana gelen düşüş veya artış durumunda gerçek zamana yaklaştıkça, katılımcıların portföylerinde bir güncelleme gerekebilir. Bu nedenle, GİP, katılımcılara gerçek zamanlı olası dengesizlik senaryoları için portföylerini güncelleme şansı verir. Ayrıca, bu pazar piyasadaki likidite artışına katkıda bulunmaktadır.

Devlet desteğiyle daha da yaygınlaşan yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasadaki yüzdelerinin artışına paralel olarak, gerçek zamanlı dengesizliklerle başa çıkma süreci daha karmaşık hale geldi. Gerçek zamanlı arz-talep dengesini etkileyen birçok parametrenin olduğu böyle bir senaryoda, gerçek zamana yakın yeni bir spot piyasa ihtiyacı kaçınılmaz hale gelmiştir. Bu bağlamda GİP, GÖP ve DGP arasında bir köprü görevi görür ve elektrik piyasası katılımcılarının portföylerini dengelenmesine ve bu sayede sistem istikrarının sürdürülebilmesine önemli bir katkıda bulunmaktadır.

1.1. Türkiye’de Gün Öncesi Elektrik Piyasası Yapısı ve İşleyişi

Gün öncesi piyasası, arz ve talep tarafı arasında yük alışverişini kolaylaştıran spot bir piyasa olarak görev yapmaktadır. GÖP’te katılımcılar tekliflerini fiyat, miktar, zaman aralığı gibi özellikleri belirtmek suretiyle sunarlar. Türkiye gün öncesi elektrik piyasasında, katılımcıların açık artırma mekanizmasında yer alacak tekliflerini ifade etmek üzere saatlik, blok ve esnek teklifler olmak üzere üç adet teklif türü mevcuttur. Piyasa İşletmecisi (Pİ), sosyal refahı enbüyükleyecek şekilde piyasa takas fiyatlarını saatlik bazda belirler. Sosyal refah, üretici ve tüketici fazlalarının toplamıdır. Birim elektrik miktarı için üretici fazlası, üreticinin yapmış olduğu teklifin geçerli olduğu zaman aralığı için belirlenen piyasa takas fiyatı ve üretici teklifinde belirtilen birim elektrik fiyatı arasındaki farktır. Tüketici fazlası, tüketicinin yapmış olduğu teklif fiyatı ve teklifin geçerli olduğu zaman aralığı için belirlenen piyasa takas fiyatı arasındaki farktır. Arz tarafınca yapılan teklif fiyatları, tedarikçinin birim elektrik karşılığı asgari fiyat beklentisini temsil eder. Öte yandan, talep tarafı fiyatları, teklif sahibinin ödemek istediği azami fiyatı temsil eder. GÖP’te sosyal refahı eniyilemeye

çalışmak, aslında her teklifte belirtilen yük miktarları dikkate alınarak, arz ve talep tarafının ticaretten memnuniyetlerini eniyilemeye çalışmak şeklinde açıklanabilir. Arz ve talep tarafının memnuniyetleri ise, ticaret sonucu elde ettikleri karla orantılıdır. Diğer bir ifadeyle, sosyal refahın eniyilenmesi, arz ve talep tarafının toplam karının eniyilenmesidir. Aşağıda, piyasa katılımcıları tarafından sunulan üç teklif türüne değinilmektedir.

Saatlik teklifler (tek teklifler):

Saatlik teklif, piyasadaki en yaygın teklif türüdür ve “S” ile belirtilir. Piyasa katılımcıları saatlik tekliflerini fiyat, miktar ve zaman aralığı özelliklerini belirterek verir. Her bir teklif, yalnızca bir zaman aralığını kapsar ve katılımcı, aynı saatlik teklifin altında en fazla 32 seviye olacak şekilde mevcut gün öncesi elektrik piyasasına sunabilir. Saatlik teklif kapsamındaki teklif seviyeleri, birim elektrik fiyatları azalmayacak şekilde sıralanır ve numaralandırılarak sunulur. Bir saatlik teklif, kısmen veya tamamen kabul edilebilir. Kısmen kabul edilen miktar, doğrusal interpolasyon ile bulunur. Teklif edilen saatlik teklifin periyoduna karşılık gelen piyasa takas fiyatı kullanılarak, teklifin kabul edilen miktarı bulunur. Burada, ilk olarak, piyasa takas fiyatını kapsayan bir fiyat aralığı bulur. Fiyat aralığının alt ve üst değerleri, piyasa takas fiyatının dahil olduğu iki farklı ve sıralı saatlik teklif seviyesinin fiyatlarıdır. Bulunan bu iki alt ve üst değerlere karşılık gelen enerji miktarları ve piyasa takas fiyatı baz alınarak doğrusal interpolasyon yapılarak, saatlik teklifin kabul edilen tutarı bulunur. Çizelge 1.1'de, 10 seviyeye sahip saatlik bir teklif verilmiştir. Piyasa takas fiyatı, 5. periyot için (4:00 - 4:59 saatleri arası) 0 ila 180 TL arasında olursa, saatlik teklifi sunan piyasa katılımcısı, piyasadaki elektrik almak istemektedir. Belirtilen periyot için ortaya çıkacak piyasa takas fiyatının 180 TL'den büyük olması halinde, katılımcı, artan fiyatlara paralel olarak daha fazla elektrik satmak istemektedir. Piyasada, pozitif işaretli miktar, teklifin alış yönlü olduğunu; negatif işaretli miktar ise teklifin satış yönlü olduğunu ifade eder. Örneğin, teklif seviyesi 2'de, teklif sahibi piyasa takas fiyatının 50 TL'ye eşit olması durumunda, 300 MW yük satın almayı teklif etmektedir.

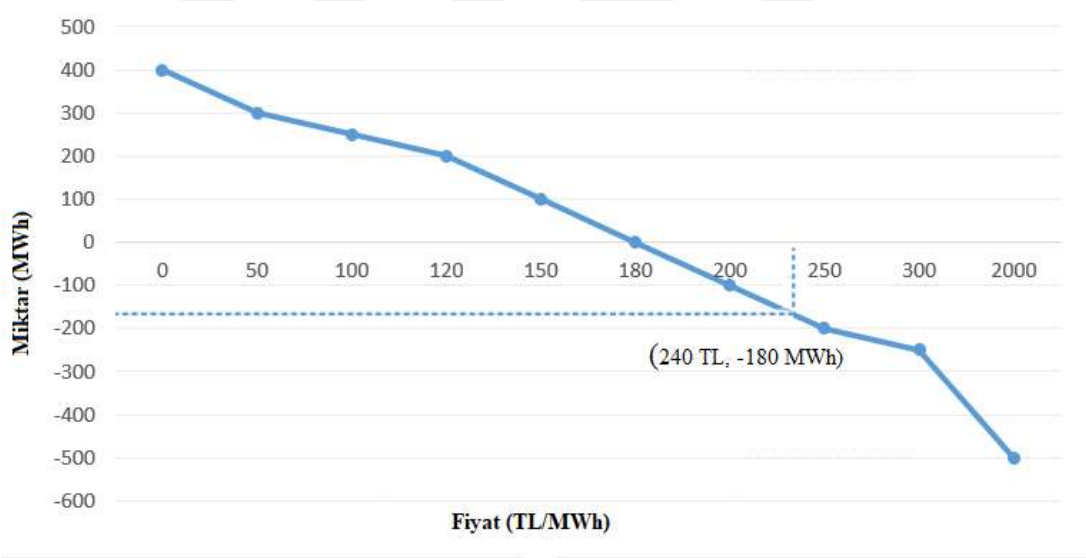
Şekil 1.2'de, Çizelge 1.1'deki saatlik teklife ait parçalı doğrusal eğri verilmektedir. Belirlenen bir piyasa takas fiyatına karşılık gelen teklif miktarı, doğrusal interpolasyon

ile bulunur. Yukarıda verilen saatlik teklif örneğinde, piyasa takas fiyatının 240 TL olduğu varsayılırsa, karşılık gelen miktar aşağıdaki gibi bulunur;

$$-100 + [(240 - 200) / (250 - 200)] * (-200 - (-100)) = -180 \text{ MW.}$$

Çizelge 1.1 : Saatlik bir teklif örneği.

Teklif Numarası	Seviye Numarası	Periyot Numarası	Teklif Türü	Teklif Miktarı	Teklif Fiyatı
6745144	1	5	S	400	0
6745144	2	5	S	300	50
6745144	3	5	S	250	100
6745144	4	5	S	200	120
6745144	5	5	S	100	150
6745144	6	5	S	0	180
6745144	7	5	S	-100	200
6745144	8	5	S	-200	250
6745144	9	5	S	-250	300
6745144	10	5	S	-500	2000



Şekil 1.2 : Çizelge 1.1'deki saatlik teklife karşılık gelen parçalı doğrusal eğri.

Blok teklifler ve paradoksal blok teklifler: Blok teklif, “B” ile gösterilir ve piyasa katılımcıları tarafından elektrik piyasasında kullanılan en yaygın ikinci teklif türüdür. Tek bir fiyat ve buna karşılık gelen tek bir miktar, ardışık periyotlarında geçerli olacak şekilde sunulur. Genellikle kurulum maliyeti yüksek olan santraller tarafından sunulmaktadır. Bu santraller elektrik üretmeye başladığında, mola(lar) vermek suretiyle üretimi durdurup, tekrardan üretime devam etmek kârlı değildir. Ardışık

olmayan böyle bir üretim senaryosunda, marjinal üretim maliyeti, santralin zarar etmeye başladığı önceden belirlenmiş bir eşik değerini aşabilir. Kömürle veya doğal gazla çalışan santraller, bu santraller arasındadır. Saatlik tekliflerden farklı olarak, bir blok teklif, ya tamamen kabul edilir ya da tamamen reddedilir; kısmi oranda kabul edilmesine izin verilmez. Ayrıca, bir blok teklif, başka bir blok teklife bağlanabilir. Bağlı olunan blok teklif, “anne blok teklif”; bağlı olan blok teklif ise, “çocuk blok teklif” olarak adlandırılır. Çocuk blok teklifin kabul edilebilmesi için, anne blok teklifin kabul edilmesi gerekir. Bir anne blok teklife bağlı birden fazla çocuk blok teklif olabilir. Ayrıntılı bilgi için bkz. (EPIAŞ, 2017).

Piyasaya blok tekliflerin eklenmesi, açık artırma mekanizmasının çözüm süresini üssel olarak artırmaktadır. Blok tekliflerin ve aşağıda değineceğimiz esnek tekliflerin piyasaya eklenmesiyle birlikte, gün öncesi elektrik piyasası çözümünde kullanılan matematiksel model, NP-Zor problem sınıfına dahil olmaktadır. Genellikle bir alış (satış) blok teklifi, fiyatı ilgili zaman diliminin ortalama piyasa takas fiyatına eşit veya daha büyükse (küçükse) kabul edilir, aksi takdirde reddedilir. Bununla birlikte, blok tekliflere ait bu tarz bir kısıt uygulanması durumunda, bazı blok tekliflerin kabul edilmesi veya reddedilmesi, olurlu bir çözümle sonuçlanmamaktadır. Bu durumda, bu blok teklif, “*paradoksal blok teklif*” olarak adlandırılır. Tamsayılı değişkenlerden kaynaklı problemin kendine özgü yapısı nedeniyle, paradoksal bir blok teklifin kabulü (reddedilmesi), amaç fonksiyonu üzerinde negatif (pozitif) fazlalık etkisine neden olur. Literatürde, bu anormal durum, “*fiyat uyumsuzluğu (price-matching incompatibility)*” olarak adlandırılmaktadır (Kurt ve diğ., 2018). Bu blok teklifler, genellikle üretim birimleri tarafından, marjinal üretim maliyetlerini ve üretim kısıtlamalarını doğru bir şekilde yansıtmak için kullanılır. Bu blok teklifler, “ya kabul ya ret özelliğini (fill or kill property)” karşılamadığından, bu durum, olurlu bölgenin dışbükey (convex) olmamasına neden olmaktadır (Madani & Van Vyve, 2015).

Aşağıda Çizelge 1.2'de, sırasıyla, 100 ve 101 numaralı teklif numarasına sahip 5 seviyeli iki saatlik teklifimiz ve 110 TL/MW bir fiyata karşılık 100 MW enerji satın alma teklifi içeren bir talep blok teklifinin olduğu bir durum verilmiştir. Blok teklif göz önünde bulundurulmadığında 1. ve 2. zaman periyotları için piyasa takas fiyatı 100 TL olarak bulunur. Bununla birlikte, blok teklifin kabul edilmesi halinde piyasada ortaya çıkan 100 MW ek talebi karşılamak için piyasa takas fiyatı 1. ve 2. zaman periyotları için 120 TL olur. Bu durumda, blok teklifi, biz eklemeyen önce kârda (in

the money) olmasına rağmen, kabul edilmediği durumda zararda (out of money) olmaktadır. Blok teklifin reddedilmesi durumu talep bloklarının kabul kriterleri ile çelişir. Türkiye elektrik piyasasında, Avrupa elektrik piyasasından farklı olarak, paradoksal blok teklifler kabul edilmektedir.

Çizelge 1.2 : Paradoksal bir durum örneği.

Teklif Numarası	Seviye Numarası	Periyot Numarası	Teklif Tipi	Teklif Miktarı	Teklif Fiyatı	Periyot Uzunluğu
100	1	1	S	200	0	1
100	2	1	S	100	50	1
100	3	1	S	0	100	1
100	4	1	S	-100	120	1
100	5	1	S	-200	150	1
101	1	2	S	200	0	1
101	2	2	S	100	50	1
101	3	2	S	0	100	1
101	4	2	S	-100	120	1
101	5	2	S	-200	150	1
102	1	1	B	100	110	2

Esnek teklifler:

Esnek teklifler, piyasada en az kullanılan tekliflerdir. Belirli bir zaman aralığı belirtilmeksizin, tek bir fiyat-miktar çiftinden oluşurlar. Türkiye elektrik piyasasında sadece arz tarafında esnek tekliflere izin verilmektedir. Blok tekliflere benzer şekilde, ya tamamen kabul edilir ya da reddedilir (ya hepsi ya da hiçbiri özelliği). Günün herhangi bir zaman periyodunda, piyasa takas fiyatının, esnek teklif fiyatına eşit veya daha büyük olması durumunda, esnek teklif kabul edilebilir. Bu teklifler, genellikle dizel ve akaryakıtla çalışan tesisler gibi bazı esnek üretim birimleri tarafından sunulmaktadır.

1.2. Türkiye Enerji Piyasasında Yan Hizmetlerin Yapısı ve İşleyişi

Enerji depolama teknolojilerinin yetersizliği, iletim hattı kısıtları ve gün boyunca her saat için tamamen öngörülmesi mümkün olmayan gerçek zamanlı elektrik arz ve talebi, değişken elektrik fiyatlarına neden olmaktadır. Yan hizmetlere rezerv sağlama birim fiyatı teorik olarak enerji fiyatlarında fırsat maliyetini yansıttığı için, spot piyasalardaki elektrik fiyatları gibi rezerv fiyatları da gerek farklı günlerde gerekse günün farklı zaman aralıklarında değişkenlik göstermektedir (Hirst ve Kirby, 1998).

Bu nedenle, üretim birimlerinin perspektifinde kârı enbüyüklemek ve sistem işletmecisinin perspektifinde rezerv tedarik maliyetini enküçükleme söz konusu olduğunda, yan hizmetlere rezerv tedariki ve enerji ticareti arasında bir denge söz konusudur.

Sistemin güvenliği ve devamlılığı, yan hizmetler yönetmeliği çerçevesinde sistem işletmecisince tedarik edilen rezerv kapasitesine dayanır. Sistem frekansı, öngörülen belirli bir aralık içerisinde tutulmalıdır. Türkiye'de yük frekansının 50 Hertz olarak sabitlenmesi gerekir. Şebekedeki elektrik arz miktarı talep miktarını aşarsa, sistem frekansı 50 Hertz'in üzerine çıkar; tam tersi olarak talep miktarı arz miktarını aşarsa, sistem frekansı 50 Hertz'in altına düşer. Şebekedeki büyük frekans sapsmaları, makine ve ekipmanlara zarar verir; bu nedenle sistem frekansı otomatik olarak her an kontrol altında olmalı ve herhangi bir sapma durumunda kısa bir süre içerisinde tekrar eski haline getirilmesi gerekmektedir. Bu bakımdan, yan hizmetler tüm enerji sistemi için bir önkoşuldur.

Frekans kontrolüne yönelik belirli bir rezerv piyasasının bulunmadığı bir senaryoda, gaz ve dizel ile elektrik üretimi gerçekleştiren santraller gibi yüksek marjinal üretim maliyetine sahip üretim birimlerinin katılımı nedeniyle elektrik fiyatları, özellikle elektrik talebinin yoğun olduğu saatlerde daha yüksek olma eğilimindedir. Bunun yanında çevresel faktörlere bağlı olarak elektrik üretim miktarları değişebilmekte ve buna paralel olarak elektrik fiyatlarında dalgalanmalar meydana gelmektedir. Örneğin, Türkiye'de bahar aylarında baraj rezervuarlarını dolduran kar suları ile hidroelektrik santralleri bu durumu piyasaya daha düşük fiyattan elektrik sunarak yansıtmaktadır. Bu durumda elektrik fiyatları piyasada normal zamana göre daha düşük bir fiyat bandında olur. Bununla birlikte, yaz aylarında barajları besleyen su kaynaklarının azalması veya kurummasıyla birlikte barajlardaki su debisi azalmakta ve buna paralel olarak hidroelektrik santrallerin katılım yüzdesi azalmaktadır. Türkiye gibi hidroelektrik santrallerine dayalı elektrik üretiminin yüksek olduğu bir ülkede yaz aylarında meydana gelen böylesi bir durum karşısında arz tarafında büyük kayıplara neden olmaktadır. Bu durumu fırsata dönüştürmeye çalışan doğalgaz ve dizel gibi kaynaklarla elektrik üretimi yapan santrallerinin piyasaya katılımında artış olmaktadır. Buna paralel olarak normal zamana göre fiyatlarda belirgin bir artış gözlenmektedir.

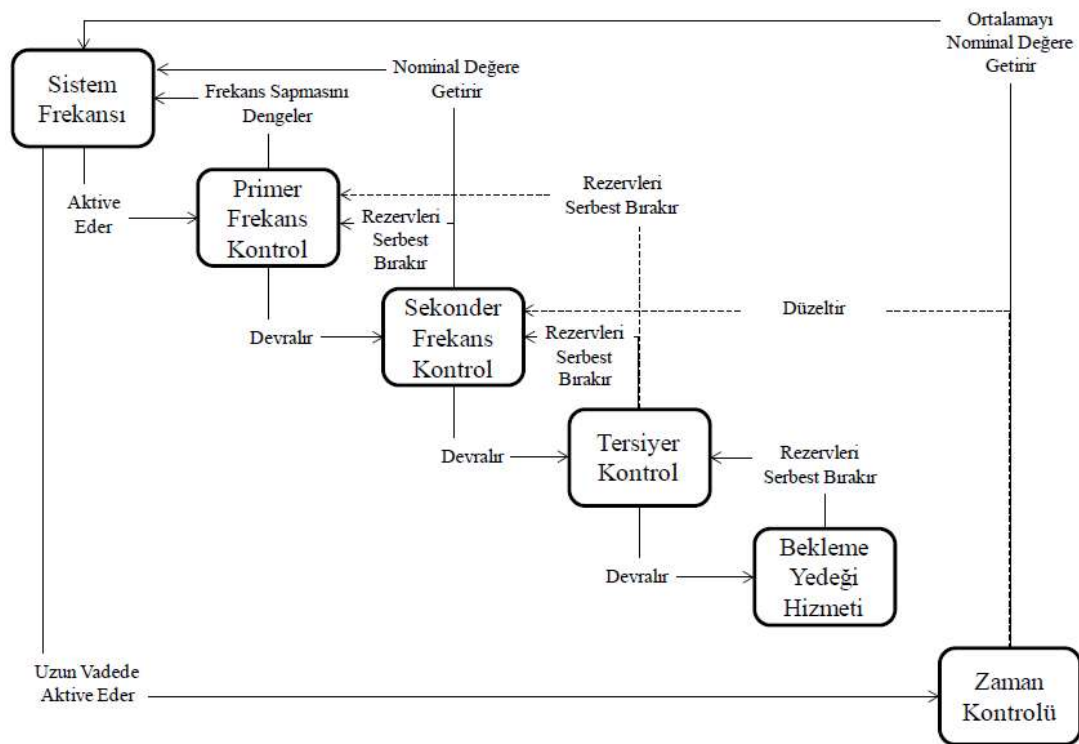
Yan hizmetlerin kapsamı, ABD elektrik piyasalarında daha geniştir. Orada, Türkiye’de bilinen yan hizmetler ve dengeleme güç piyasasının işlev, görev ve sorumlulukları yan hizmetler adı altında birleştirilmiştir. ABD elektrik piyasalarında yan hizmetler temel olarak yedi alt sistemden oluşmaktadır. Bu yedi alt sistem arasında, *düzenleme (regulation)* ve *yük takibi (load following)* “*hızlı enerji piyasaları (fast energy markets)*” alt sınıfında değerlendirilmektedir. Bu iki servis normal şartlarda kullanılır ve gerektiğinde kullanılmaya hazırdır. Bir güvenilirlik olayı durumunda, *eğirme rezervi (spinning reserve)*, *eğirme olmayan rezerv (non-spinning reserve)* ve *değiştirme (replacement)* veya *ilave rezerv (supplemental reserve)* aralıklı olarak kullanılır, bu servisler de bir dengesizlik veya enerji kalitesinin düşmesi durumunda cevap vermek için bekleme modundadır. Geriye kalan alt servisler *reaktif güç kontrolü (voltage support)* ve *oturan sistemin toparlanması (black start)* servisleridir.

Bir sürveyans stratejisinin tasarımı, frekans dengesi planının yeniden yapılandırılması için rezerv tahsisinde dikkate alınan hizmetlerin özel, teknik ve ekonomik yorumuyla belirlenir. Frekans kontrol altyapısı primer, sekonder ve tersiyer kontrol olmak üzere üç mekanizmadan oluşmaktadır. Bu üç hizmet, Türkiye Şebeke Kanunu ve Yan Hizmetler Yönetmeliğinde belirtilen zorunlu hükümler kapsamındadır (EPDK, 2017, 2018b). Türkiye’de, özellikle yük/frekans kontrolüne tabi yardımcı hizmetler, Primer Frekans Kontrolü (PFK), Sekonder Frekans Kontrolü (SFK) ve Tersiyer Frekans Kontrolü olarak sınıflandırılır (EPDK, 2018b). Burada primer ve sekonder kontrol rezerv miktarlarının temin edilmesi, Yan Hizmetler piyasası üzerinden gerçekleştirilir. Tersiyer kontrol rezerv miktarları ise Dengeleme Güç Piyasası üzerinden sağlanır. 50 MW ve üzeri kurulu güce sahip ve Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği’nde belirtilen fiziki ve teknik yeterlilikleri yapılan testlerle tescillenmiş üretim birimleri ve bazı tüketim birimleri yan hizmetler piyasasında teklifte bulunabilirler (EPDK, 2018b).

1.2.1. Primer frekans kontrolü

Yan hizmetler altında, primer frekans kontrol tepkisi, arz-talep dengesizliğinden kaynaklanan ani bir frekans sapmasının ardından birkaç saniye içinde otomatik olarak devreye girer. Primer frekans kontrol tepkisi 30 saniye içinde maksimum seviyeye ulaşır. Yan hizmetler düzenlemesinin uygulanması, sistemin güvenliği için çok kritik

olan PFK hizmeti ile başlamıştır. Sistem frekansının azalması veya artması durumunda devreye giren ilk yan hizmet mekanizmasıdır. Herhangi bir arz-talep dengesizliği durumunda, PFK hizmet anlaşması imzalamak suretiyle yükümlülük altına girmiş ve PFK tedarik süreciyle ilgili piyasada yaptığı rezerv miktarı kabul edilen üretim birimleri otomatik olarak aktif çıkış güçlerini sisteme senkron bir şekilde azaltmak veya arttırmak suretiyle bozulan sistem frekansının sabit bir noktada tutulmasını sağlayarak daha da kötüleşmesini engellerler. Primer frekans kontrol tepkisinin 15 dakika boyunca muhafaza edilebilir olması gerekmektedir. Frekans kontrol mekanizmalarına ait işleyiş şeması aşağıda Şekil 1.3'te gösterilmektedir.



Şekil 1.3 : Frekans kontrol mekanizmaları çalışma şeması (İbiş, 2018).

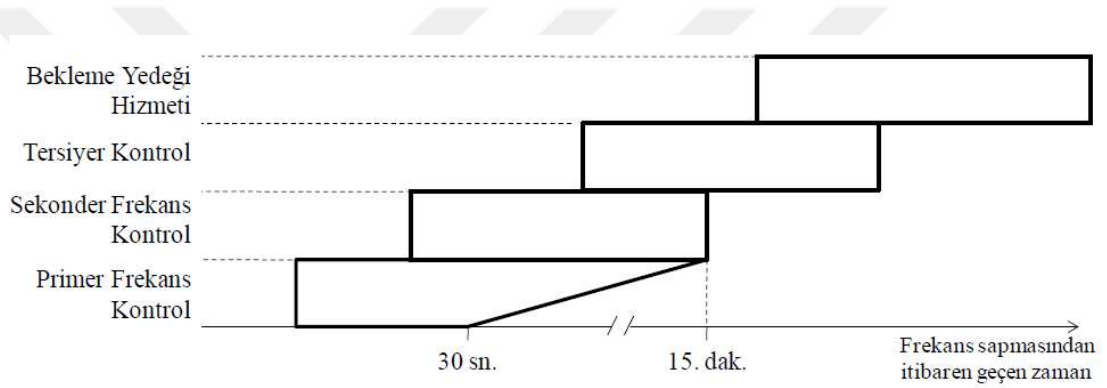
1.2.2. Sekonder frekans kontrolü

Sekonder frekans kontrol mekanizması altında, sekonder kontrol yedekleri, primer frekans kontrol rezervlerini boşaltmak için 15 dakika içinde otomatik olarak etkinleştirilir. PFK rezervleri, frekansı bir noktada sabit tutan ilk tepki mekanizması olduğu için çok önemli bir rol oynamaktadır; bu nedenle SFK rezervlerinin devreye girmesinin ardından olası arz-talep dengesizliklerine karşı serbest bırakılırlar. SFK kapsamındaki üretim santralleri, sistem frekansında meydana gelen aşağı (azalan) ve yukarı (artan) yönlü sapmalara karşı hızlı bir şekilde tepki vermesini sağlayan anlık

dalgalanmaların izlenmesinden sorumlu olan otomatik üretim kontrolü (OÜK) mekanizması ile donatılmıştır.

1.2.3. Tersiyer frekans kontrolü

Sekonder frekans kontrol yedeklerinin devreye girmesinin ardından tersiyer kontrol yedekleri sistem işletmecisi tarafından manuel olarak etkinleştirilir. Tersiyer kontrol mekanizması, DGP sorumluluğundadır. TFK hizmeti, sistem işletmecisi tarafından “Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği” hükümlerine uygun olarak dengeleme güç piyasası kapsamında verilen *yük al (YAL)* ve *yük at (YAT)* talimatları ile sağlanmaktadır (EPDK, 2018a). Tersiyer rezervler sekonder kontrol rezervlerini serbest bırakmak için kullanılır.



Şekil 1.4 : Frekans kontrolünü sağlamak amacıyla sırasıyla harekete geçen yan hizmet sistemlerinin aktivasyon hiyerarşisi (İbis, 2018).

Frekans kontrol mekanizmasında, yukarıda belirtilen kontrol mekanizmalarına ek olarak, tersiyer rezervler arz-talep dengesini sağlamak için yeterli değilse, bekleme yedekleri olarak adlandırılan rezerv kapasiteleri sistem işletmecisinin talimatıyla etkinleştirilir. Bu rezervler, kapasitesini başka bir piyasada veya ikili anlaşmalar yoluyla satamayan önceden belirlenmiş üretim tesislerinin kapasitelerinden oluşmaktadır. Bekleme yedeği rezervlerini sağlayan üretim tesisleri, sistem operatörünün tersiyer kontrol yedeklerini boşaltmak veya yeterli tersiyer kontrol rezervi olmaması durumunda tersiyer kontrol rezervi oluşturmak için bekleyen çevrimdışı üretim birimlerinden oluşur (İbiş, 2018).

Bu çalışmada asıl odak noktamız yan hizmetlerdeki primer frekans kontrol hizmetidir. Primer frekans kontrol servisinin asıl amacı, herhangi bir durumda saptmış olan sistem frekansını, referans frekans değerine (50 Hz) geri getirmeksizin sabit bir noktada tutmaktır. Çizelge 1.3'te, primer frekans kontrol rezervinin tedarik süreci verilmiştir.

Primer rezerv tedarik süreci sonucunda seçilen üretim birimleri tarafından çarşamba, perşembe, cuma ve cumartesi günleri sisteme iletilecek rezerv kapasiteleri için tevzi edilen miktarlar gerçek zamandan iki gün önce belirlenir. Pazar, pazartesi ve salı günleri sağlanacak rezerv kapasiteleri için, rezerv alım işlemi cuma günü gerçekleştirilir. Rezerv alım işleminin yapılacağı gün resmi tatil olması durumunda, ilgili rezerv alım süreci, resmi tatilin başlamasından önceki son iş gününde gerçekleştirilir. PFK ve diğer frekans kontrol hizmetleri hakkında ayrıntılı bilgi için bkz. (EPDK, 2018b).

Çizelge 1.3 : Primer rezervlerinin alımı için gerçekleşen günlük işlemler (EPDK, 2018b).

Zaman Dilimi	Operasyon
00:00-10:00	Yan hizmet piyasa katılımcılarına primer rezerv alımının yapıldığı güne yönelik saatlik bazda ihtiyaç duyulan asgari ve azami rezerv ihtiyaç miktarlarının ilan edilmesi.
10:00-15:00	Primer frekans kontrol rezervi temini için katılımcılar rezerv alımının yapıldığı güne yönelik tekliflerini sistem işletmecisine Yan Hizmetler Piyasa Yönetim Sistemi (YHPYS) üzerinden iletirler.
15:00-16:00	PFK fiyatları belirlenir ve sonuçlar yayınlanır ve rezerv alım işlemi sonucu seçilen teklifler tüzel kişilere bildirilir.
16:00-16:30	Sistem işletmecisi tarafından açıklanan sonuçlara yönelik piyasa katılımcısı tüzel kişiler, rezerv teklifleriyle ilgili yapılan bildirimler konusunda TEİAŞ'a itiraz edebilir.
16:30-17:00	Yapılan itirazlar TEİAŞ tarafından değerlendirilir ve kesinleşmiş primer frekans kontrol rezerv tutarları tüzel kişilere bildirilir.

Son olarak, 15 Nisan 2015 tarihinde, Türkiye enerji sisteminin ENTSO-E (Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Ağı) kapsamında Avrupa kıtasındaki senkron bölgeler ile bağlantısı resmi olarak teyit edildi. ENTSO-E'nin standartlarının ve

yükümlülüklerinin yerine getirilmesinde ve iki sistemin senkron olarak birbirine bağlanması için mevcut sistemin güvenilirliğini arttırmak ve gerçek zamanlı arz talep dengesine ait belirsizlikleri azaltmaya katkıda bulunmak amacıyla spot ve rezerv piyasasının birlikte yürütüldüğü hibrit bir piyasa modeli kullanılabilir. Çünkü sistem işletmecisinin temel amaçlarından biri, mümkün olan en az maliyetle gerçek zamanlı arz-talep dengesini ve iletim hattının güvenliğini sağlamaktır. Daha önce de değinildiği üzere güvenli bir sistemin oluşturulabilmesi adına yan hizmetler kapsamında ayrılan rezerv miktarları sistem işletmecisine ekstra maliyet yüklemektedir. Yan hizmetler kapsamında bazı üretim birimlerinden gönüllülük esasına dayalı olarak ayırmaları istenen rezerv kapasitesi miktarı azaltılırsa, katılımcılar geriye kalan kapasitelerini diğer enerji piyasalarında değerlendirebilirler.

1.3. Çalışmanın Katkıları

Sistem işletmecisinin temel amacı, gerçek zamanlı arz ve talep dengesini sağlamaktır. Piyasa işletmecisinin amacı ise piyasa katılımcılarına şeffaf, tarafsız ve güvenilir bir piyasa mekanizması sağlamak ve sistem işletmecisine arz ve talep tarafını spot piyasalar vasıtasıyla bir araya getirerek gerçek zamanlı arz talep dengesinin tesisi noktasında yardımcı olmaktır. Bu bağlamda, dört ayrı dengeleme mekanizması, sistem işletmecisi ve piyasa işletmecisi tarafından işletilmektedir. YH ve DGP sistem işletmecisi (TEİAŞ); GÖP ve GİP piyasa işletmecisi (EPIAŞ) tarafından işletilmektedir. YH piyasasına katılım gönüllülük esasına dayanmaktadır. Gerekli fiziki ve teknik yeterliliklere sahip üretim veya tüketim birimleri öngörülen testlerin tamamlanmasının akabinde yan hizmetler piyasa katılımcısı olmaya hak kazanırlar. Yan Hizmetler piyasasında yapmış oldukları teklifler ile yükümlülük altına giren piyasa katılımcıları, kabul edilen teklif miktarlarını başka bir piyasada teklif vererek değendiremezler. Bir önceki Yan hizmetler Yönetmeliği kapsamında bazı üretim birimleri zorunlu olarak kapasitelerinin belirli bir kısmını emreamade bir şekilde hazır bulundurarak meydana gelebilecek bir arz talep dengesinin akabinde kullanılmak üzere rezerv tutmaları beklenmekteydi (TEİAŞ, 2017). Fakat, 2018 yılında güncellenen yönerge ile birlikte ENTSO-E programına entegrasyon koşulları kapsamında yan hizmetlere katılım zorunluluğu kaldırılmıştır. Yeni yönerge ile birlikte katılımcılar gönüllü olarak yan hizmetlere katılım sağlayabilmektedirler. Bir önceki yönergede, katılımcılardan istenilen zorunlu rezerv miktarı ile birlikte piyasa

işletmecisi frekans kontrol hizmetini yeni yönergeye göre daha az maliyetle sağlayabilmekteydi. Ancak bu durum piyasa işletmecisinin liberal, etkin ve verimli bir elektrik piyasası yönündeki hedefleri ile çelişmektedir. Diğer taraftan, yeni yönetmelikle birlikte PFK ve SFK fiyatlarında belirgin bir artış gözlemlenmektedir. Artan PFK ve SFK fiyatları nedeniyle frekans kontrol hizmeti daha maliyetli olmaktadır.

YH piyasası ve GÖP farklı günlerde faaliyet göstermektedir. YH ve GÖP'e katılmayı düşünen bir üretici, gerçek zamandan iki gün öncesinde YH piyasasına katılır, bu piyada yapmış olduğu teklifin kabul edilememesi durumunda satamadığı kapasiteden kaynaklanan kaybını dengelemek amacıyla GÖP'te daha yüksek birim fiyattan teklif vermektedir. Teklifin kabul edilmesi durumunda ortalama piyasa takas fiyatı yükselmekte ve bu durumda tüketiciler daha yüksek fiyattan spot elektrik temin etmek zorunda kalmaktadır. Sonuç olarak, her iki durumda da olumsuz bir sonuçla karşılaşmaktadır.

Bu çalışmada, Türkiye elektrik piyasasının devam eden serbestleşme sürecine katkıda bulunmak için GÖP ve YH piyasası birleştirilerek hibrit bir piyasa modeli oluşturulmuştur. Bu iki ayrı piyasa, farklı amaç fonksiyonları olan farklı optimizasyon modellerine sahiptir. Yeni piyasa modelinde, bu iki ayrı piyasayı verimlilik, bütünlük, rekabet ve risk yönetimi adına ortak bir optimizasyon modeli altında birleştirilmiştir. Bu yeni hibrit piyasa yapısında, "karma blok teklif" olarak adlandırılan yeni bir teklif türü geliştirilmiştir. Mevcut teklif yapısında teklif; fiyat, miktar ve saat dilimi bilgilerinden oluşur. Yeni teklif yapısında, karma blok teklif; enerji (GÖP) ve rezerv (YH) tarafına yönelik fiyat, miktar ve zaman aralığı bilgilerinden oluşur.

Yeni piyasa yapısı sayesinde, temerrüt riskini azaltmayı ve tedarikçileri daha verimli teklifler vermeye teşvik etmek amaçlanmıştır. Bu yeni piyasada, tedarikçiler, üretim kapasitelerinin tümünü enerji piyasasına teklif edebilirler. Temerrüt riski ile risk primi eklenmiş birim elektrik fiyatı arasında bir ilişki vardır. Temerrüt riski azaldığında, tedarikçilerin varsayılan riskteki bu düşüşü tekliflerindeki birim elektrik fiyatında indirim olarak yansıtılmaları beklenir.

Piyasa katılımcılarına sağlanan karma blok teklif yapısı sayesinde, üretim miktarı veya tüketim miktarı yetersiz olması nedeniyle yan hizmetlere katılımı sağlanmayan piyasa katılımcıları da frekans kontrol hizmetlerinin rezerv gereksinimlerini karşılamaya

yönelik teklif verebilirler. Her tedarikçi farklı marjinal üretim maliyetine sahip olduğundan, homojen olmayan üretim birimleri, ihtiyaç duyulan rezervin daha az maliyet ve risk ile tedarik edilmesinde yardımcı olacaktır. Ayrıca, sistem işletmecisi frekans kontrolü için gereken rezerv ihtiyacını belirlemek amacıyla gerçek zamanlı arz talep dalgalanmasını bir gün öncesinde tahmin edeceğinden (mevcut piyasada iki gün önce gerçekleşir), tahmin modellerindeki hataların azalması beklenmektedir. Ek olarak, karma blok tekliflerinde bulunan farklı segment seviyeleri sayesinde, tedarikçiler kâr marjlerini değiştirmeden GÖP tarafı için daha düşük fiyatla daha fazla enerji teklif edebilmekte ve geriye kalan kapasitelerini de rezerv tarafında değerlendirebilmektedirler. Bu şekilde sosyal refahın artırılması amaçlanmaktadır. Son olarak, modele yeni bir bağlantı mekanizması eklenmiştir. Bu yeni mekanizmada, karma blok teklifler birbirine bağlanabilmektedir. Ayrıca, blok teklifler karma blok tekliflere bağlanabildiği gibi karma blok teklifler de blok tekliflere bağlanabilmektedir. Bu çalışmanın yenilikçi unsurları aşağıdaki gibidir;

- GÖP yerine kullanılacak yeni bir piyasa modeli önerilmektedir. Mevcut GÖP'te, sadece arz ve talep tarafı arasında enerji ticareti gerçekleşir. Bununla birlikte, yeni piyasa modelinde, GÖP çerçevesinde enerji ticareti ve YH çerçevesinde frekans kontrolüne yönelik rezerv temini yapılabilmektedir.
- Halihazırda kullanılan YH piyasa modeli geliştirilerek, PKT ve PRT vakaları altında günlük bazda toplam rezerv tedarik maliyetini enküçükleyecek bir model tasarlanmıştır.
- Yeni piyasa yapısının performansı, Türkiye elektrik piyasasının liberalleşme sürecinin farklı zaman aralıklarına ait gerçek verilerle test edilmiştir. Bu çerçevede iki veri seti kullanılmaktadır. Birinci ve ikinci veri seti, sırasıyla 2012 ve 2015 yıllarına ait geçmiş veri setlerinden rastgele 30 günlük gerçek piyasa versinin seçilmesiyle oluşturulan verilerden oluşmaktadır.
- Ortak optimizasyonlu GÖP ve YH modelinin sağlamlığını test etmek için, Türkiye elektrik piyasasında paradoksal blok tekliflerle ilgili mevcut piyasa kuralı olan PKT kısıtlarına dayanan modele ek olarak, genel olarak Avrupa enerji piyasalarında kullanılan PRT kısıtları altında geliştirilen model uyarlanarak test edilmiştir.
- Piyasa katılımcılarının fayda fonksiyonunun değişimine göre şekillenen temerrüt riski altında yeni piyasa modelinin performansını test etmek için iki

farklı senaryo oluşturulmuştur. Birinci senaryoda, piyasa katılımcılarının risk alan olduğu varsayılmıştır. İkinci senaryoda ise, katılımcıların rassal bir şekilde piyasada pozisyon aldıkları varsayılmıştır.

- İlk senaryoda, birlikte optimize edilmiş GÖP&YH modeli, PKT ve PRT vakaları altında 2012 yılına ait ilk veri setinde ortalama olarak sırasıyla 44,639,921 TL (%0,16) ve 51,509,769 TL (%0,18) yıllık parasal (nispi) artış sağlamaktadır. 2015 yılına ait ikinci veri setinde, PKT ve PRT vakalarında sırasıyla yıllık ortalama 512,795,413 TL (%1.66) ve 74,049,283 TL (% 0.19) yıllık parasal (nispi) artış gözlemlenmiştir.
- İkinci senaryoda, PKT ve PRT vakaları kapsamında belirlenen ilk veriseti için sırasıyla ortalama 66,341,684 TL (%0.14) ve 63,986,538 TL (%0.23) yıllık parasal (nispi) artış elde edilmiştir. İkinci veri setinde ise PKT ve PRT vakalarında sırasıyla ortalama 495,979,601 TL (%1.00) ve 73,996,449 TL (%0.19) yıllık parasal (nispi) artış elde edilmiştir.
- Ortak optimizasyonlu GÖP&YH modeli diğer borsa tipi (exchange type) elektrik piyasalarına da uygulanabilir. Bu nedenle, bu alandaki araştırmacılar için bir referans niteliği taşımaktadır.

Yeni optimizasyon modeli, Karma Tamsayı Doğrusal Olmayan Programlama (KTDOP) modelidir. Model enerji ve rezerv fiyatlarının yanı sıra enerji ve rezerv dağıtım miktarlarını bulmak suretiyle piyasayı temizler. Elde edilen bulgular CPLEX optimizasyon aracı kullanılarak elde edilmiştir. Bu çalışmanın ilk bölümünde enerji ticareti ve rezerv tedarikine yönelik piyasa mekanizmalarına ve bunların işleyişine değinilmiştir. 2. bölümde, literatür taraması verilmiştir. Elektrik ile ilgili çalışmalar hakkında ayrıntılı analizler sunulmuştur. Elektrik piyasalarına arz tarafı katılımı, ortak optimizasyon çerçevesinde enerji ve rezerv temini için piyasa modelleri ve Avrupa ve Türkiye için GÖP modelleri konusunda yapılan çalışmalar gözden geçirilmektedir. 3. bölümde, PKT kısıtlamaları altında gün öncesi piyasası, yan hizmetler piyasası ve bu çalışmanın asıl konusu olan GÖP ve YH için tasarlanan birleşik piyasa mekanizmasına ait matematiksel modeller sunulmaktadır. Bölüm 4'te, NP-Zor problem sınıfına dahil olan yeni piyasa mekanizmasına ait ortak optimizasyon modelini sistem işletmecisi tarafından belirtilen azami süre sınırı içerisinde çözmek için geliştirilen çözüm yöntemleri verilmiştir. Verilen çözüm yöntemleri olmadan, mevcut optimizasyon araçlarını kullanarak ortak optimizasyon modelini piyasa operatörünün zaman sınırı

dahilinde çözmek mümkün değildir. Belirtilen zaman sınırının GÖP için olduğu ve önerilen ortak optimizasyon modelinin GÖP modelinden daha karmaşık olduğu unutulmamalıdır. Ortak optimizasyon modelini kısa sürede çözmek için kaliteli çözüm yöntemlerine ihtiyaç vardır. 5. bölümde PKT ve PRT vakaları altındaki modellerin iki veri seti için bulunan hesaplama sonuçları verilmiştir. Ayrıca, her bir vakada, modelimizi mümkün olduğunca sınırlara iterek, önerdiğimiz modelin farklı senaryolar altındaki performansını incelemek amacıyla iki senaryo verilmiştir. Son olarak, ortak optimizasyon modeli ve sağlanan veri setlerine dayanan sonuçlarla ilgili yorumlar ve açıklamalar 6. bölümde verilmiştir. Ayrıca, Borsa tipi elektrik piyasalarına yönelik gelecekteki bilimsel çalışmalardan söz edilmektedir.





2. LİTERATÜR TARAMASI

Bu bölümde, elektrikle ilgili güncel literatür üç alt bölüme ayrılmıştır. İlk alt bölümde, arz tarafı yönetimindeki mevcut eğilimleri, çoğunlukla ilgili risk parametrelerini dikkate alarak, farklı senaryolar altında kârını enbüyüklemeye çalışan bir elektrik perakendecisi çerçevesinde değerlendirme yapılmaktadır. İkinci alt bölümde, ABD elektrik piyasalarında enerjinin ve yan hizmetlerin birlikte optimizasyonuna dair genel bir bakış sunulmakta ve daha düşük maliyetle rezerv miktarını tedarik etmek için mevcut uygulama ve çözüm yöntemleri tanımlanmaktadır. Enerji ve rezerv miktarlarının birlikte optimizasyonu, ilk olarak, özellikle ABD'deki havuz tipi piyasalarda çalışılmıştır ve yapılan çalışmalar 2000'li yıllara dayanmaktadır. ABD elektrik piyasaları için geliştirilen ortak optimizasyon modelleri ve önerilen modellerin gerçek hayatta uygulanmasının ardından elde edilen başarı öykülerinin destekleyici nitelikte olması, Avrupa ve Türkiye'deki borsa tipi elektrik piyasalarının ortak olarak optimize edilmesine yönelik itici güç ve motivasyon oluşturmaktadır. Son alt bölümde, elektrik piyasalarındaki matematiksel modellerin temelini oluşturan kombinatorial açık artırma mekanizması ve mevcut uygulamaları gözden geçirilmiştir. Ayrıca, hem Avrupa hem de Türkiye piyasalarına yönelik mevcut modelleme yaklaşımlarından GÖP bazında bahsedilmiştir. Bildiğimiz kadarıyla, literatürde, somut bir matematiksel model ve gerçek piyasa verisine dayanan simülasyon sonuçları sağlayan borsa tipi elektrik piyasa modellemesi çerçevesinde enerji ve yan hizmetlerin ortak optimizasyonuna yönelik bir çalışma mevcut değildir. Çalışmamız literatürdeki bu boşluğu doldurmak için yapılan ilk akademik çalışmadır.

2.1. Enerji Piyasalarına Arz Tarafı Katılımı

Elektrik piyasası, arz tarafı, talep tarafı ve sistem operatörü tarafı olmak üzere üç farklı açıdan değerlendirilebilir. İlk olarak, arz tarafı incelendiğinde pek çok çalışmanın tedarikçi ve müşteri ilişkilerine yoğunlaştığı görülmektedir. Öte yandan, müşteriler için en uygun satış fiyatını belirlemeye odaklanan az sayıda çalışma bulunmaktadır. Oysa ki, müşterilere yönelik en uygun satış fiyatının belirlenmesi tedarikçilerin sektörde kârlı ve rekabetçi bir şekilde devam edebilmelerindeki ana unsurlardan

birisidir. Arz tarafında yapılan çalışmalarda, tüm müşterilere elektrik satmak için genellikle tek bir fiyat belirlenir. Bununla birlikte, müşterilere çeşitli fiyatlandırma seçenekleri sunmak, rekabetçi piyasa ortamının vazgeçilmez bir unsurudur. Ayrıca, perakendecinin belirli bir karar dönemi için portföyünün riskini azaltmak için müşteri çeşitliliğini ve sayısını arttırmak adına önemli bir unsurdur. Bu amaçla, perakendecinin müşterilerin nasıl ve ne zaman elektrik kullandığını bilmesi gerekir. Bu tür bilgiler, birçok ülkede geliştirilen araştırma projelerinde toplanan müşteri verilerinden bulunabilir. Bu projelerde tanımlanan en önemli araçlardan biri, yük profilleriyle temsil edilen farklı müşteri sınıflarının belirlenmesidir (Bompard ve diğ., 2007). Müşteri yük profilleri hakkında bilgi, perakendecinin pazar ve fiyatlandırma stratejileri geliştirmesine yardımcı olmaktadır (Haider ve diğ., 2016). Serbestleşmiş elektrik piyasalarında satıcılar, müşterilerin elektrik kullanım istatistiklerine göre müşteri davranışını inceleyerek portföylerini bu istatistiklere dayalı çıkarımlar çerçevesinde şekillendirebilirler (Oconnell ve diğ., 2014). Arz tarafının elektrik piyasalarına katılımına ilişkin çalışmalar, kısa veya uzun vadede değişen tüketim profillerine sahip farklı müşteri tipleri için elektrik sağlayan elektrik tacirlerine veya perakendecilerine odaklanmaktadır. Literatürdeki güncel makaleler, perakendecinin fiyatlandırma kararının müşteri sınıflandırılmasına göre değiştiği modellenmelere odaklanmaktadır. Burada, müşterinin yük profiline bakarak en uygun fiyat stratejisi belirlenmektedir. Müşteriler, iki nedenden ötürü perakendeciler üzerinden elektrik temin etmek isterler. Öncelikle, müşterinin elektrik talebi düşükse elektrik piyasasına girmesine piyasa kuralları gereğince izin verilmemektedir. Bu nedenle, elektrik perakendecileri, elektrik tüketimi belirli bir seviyenin altında olan müşterilerin elektrik ihtiyaçlarını karşılamak için elektrik piyasalarına bu müşterileri temsilen katılırlar. İkincisi, müşteri talepleri yeterince büyük olsa bile, kendilerini volatil elektrik fiyatlarından korumak için bir elektrik perakendecisini tercih etmektedirler (Algarvio ve diğ., 2017).

Mahmoudi-Kohan ve diğ. (2010) çalışmalarında, müşterileri WFA K-means kümeleme yöntemini kullanarak geçmiş yük profillerine göre sınıflandırmaktadır. Müşterilerin sınıflandırılmasından sonra, her bir müşterinin sınıflandırılmasına göre yıllık olarak farklı fiyatlar belirlenmiştir. Hatami ve diğ. (2009) bir elektrik perakendecisinin piyasadaki belirsizlik altında kârını eniyilemeye çalışmaktadır. Çalışmada, müşterileri için elektrik satın alan bir perakendecinin kârını eniyilemek

amacıyla vereceği kararları belirlemeye yönelik bir model sunulmuştur. Perakendecinin kendi üretimi, finansal türevler, spot piyasa ve kontratlar olmak üzere elektrik teminine yönelik farklı alternatifleri bulunmaktadır. Optimum çözümde elektriğin müşterilere satış fiyatı ve elektrik tedarikinde kullanılacak araçların portföyü belirlenir. Daha gerçekçi bir senaryoda, Algarvio ve diğ. (2017) çalışmalarında perakendeciler arasındaki rekabet, piyasa katılımcıları arasındaki rekabeti temsil eden bir pazar payı eğrisi kullanılarak dikkate alınmaktadır. Ek olarak, çalışmada İberya elektrik piyasasındaki (MIBEL) gerçek verileri kullanılarak geliştirilen optimizasyon modeli test edilmiştir. Yazarlar, optimizasyon modelini test etmek için üç vaka analizi sunmaktadır. Model orta seviyede risk alan bir elektrik perakendecisi çerçevesinde test edilmektedir. Modelde, Markowitz teorisi dikkate alınarak elektrik perakendecisinin portföyüne yönelik risk-getiri analizi yapılmaktadır. Markowitz teorisinde portföy optimizasyon problemi için etkili bir yöntem olan maksimum getirilerin oluşturduğu risk-getiri eğrisini elde etmek suretiyle, belirlenen bir risk faktörüne karşılık oluşturulabilecek en iyi portföy ve portföy araçlarının ağırlıkları belirlenir. Perakendeciler, beklenen getiriyi veya VaR'ı (Riske Maruz Değer) değiştirdiğinde, etkin risk-getiri eğrisi analizine dayalı olarak elde edilen portföyün verimli olup olmadığı, elde edilen portföyün etkin risk-getiri eğrisinin uygulanabilir bölgesi içinde olup olmadığı tespit edilerek belirlenir. Ayrıca, talep eğrisi bilinen yeni bir müşterinin, portföye dahil edilmesiyle birlikte oluşan yeni portföyün, içeride veya etkin risk-getiri eğrisi üzerinde olup olmadığına karar verilebilmektedir. Perakendecilerin risk tutumları ve beklenen minimum getiri ve maksimum VaR kısıtlamaları göz önüne alındığında, fiyat kararları ile optimum müşteri portföyü belirlenebilmektedir. Müşteriler için pazar katılımcıları arasındaki rekabet faktörü, perakendecilerin portföy optimizasyonunda önemli bir parametredir. Müşteriler için rekabet, müşterilere sunulan elektrik fiyatlarına dayanmaktadır. Mükemmel bir rekabet için, perakendeci müşterilere makul bir fiyattan elektrik sağlamalıdır. Bu bağlamda, perakendecinin satış fiyatına bağlı olarak değişen perakendeciye ait piyasa payı kademeli fiyat teklif eğrisi ile modellenmiştir (Carrion ve diğ., 2007). Çalışmada, bir elektrik perakendecisinin orta vadeli forward sözleşmelere girmesine ve satış fiyatlarını müşteriye göre ayarlamasına olanak tanıyan stokastik bir programlama metodolojisi sunulmaktadır. Amaç; perakendecinin beklenen karını önceden belirlenmiş bir risk seviyesi altında en üst düzeye çıkarmaktır. Müşterilere elektrik sağlamak için, satıcı iki zorlukla karşılaşmaktadır. Birincisi, portföyündeki müşterilerin talebini karşılamak

için gerekli elektriği piyasadan satın alırken belirsiz havuz fiyatları ile karşı karşıya kalmaktadır. İkincisi, perakendeciler arasındaki rekabet nedeniyle, belirli bir fiyat üzerinden teklifte bulunan perakendeci yeni bir müşteriyi portföyüne eklemek istediğinde, perakendecinin fiyatı müşteriyi çekecek kadar rekabetçi olmayabilir. Ayrıca, perakendecinin portföyünde halihazırda bulunan bir müşteri veya bir dizi müşteri, başka bir rakip perakendeciye tercih ederek hizmet almayı bırakabilir. Bu nedenle, perakendeci, müşteri tercihlerindeki belirsizlikle karşı karşıyadır.

Havuz fiyatı ve müşteri talebi, zaman serisi modelleri kullanılarak rastgele değişkenlerle ifade edilebilmektedir. Önerilen tekniklerde, vadeli işlem sözleşmeleriyle oluşturulan portföy ve müşterilere sunulan birim elektrik satış fiyatına göre şekillenen kâr marjini bulmaya yönelik uyarlanan işlevsel bir mekanizma sunulmaktadır. Daha sonraki bir çalışmada Carrión ve diğ. (2009) perakendeciler arasındaki rekabete ek olarak müşteri yanıtlarını da dikkate almaktadır. Makalede, havuza ve vadeli işlem piyasasına katılan bir elektrik perakendecisinin karşılaştığı sorun için iki seviyeli bir programlama modeli sunulmuştur. Perakendecinin amacı, vadeli işlem sözleşmesi portföyünü belirlemek ve müşterilere orta vadeli planlama ufku çerçevesinde en iyi satış fiyatını sunmaktır. Perakendeci, müşterilerin belirsiz havuz fiyatları altında farklı bir perakendeci seçmesi, belirsiz müşteri talepleri ve yeterince rekabetçi olmayan satış fiyatları gibi sorunlarla karşı karşıyadır. Perakendecinin riskten kaçınması CVaR (Koşullu Riske Maruz Değer) ile modellenmiştir. İki seviyeli programlama, bu modelleme için uygun bir çerçeve olarak ele alınmıştır.

Müşterilerin enerji tüketim oranları, günün farklı zaman aralıklarına göre değişmektedir. Yukarıda özetlendiği gibi, benzer bir mantıkla, bir elektrik tüccarı karşılaştığı riski bölmek için müşterilerine farklı tarifeler sunabilir. Algarvio ve diğ. (2014) çalışmalarında, farklı sözleşme koşulları için en uygun müşteri portföyünü elde etmişlerdir. Ayrıca, çalışmada gün öncesi piyasasında yük alımına ve ikili sözleşmelerin imzalanmasına dayalı olarak detaylandırılan bir vaka analizi sunulmaktadır. Vaka analizi incelemesinin sonuçlarına dayanarak, tarifelerdeki küçük farklılıkların, optimum müşteri portföyünde önemli farklılıklara yol açabileceği gözlemlenmiştir. Ayrıca, müşterilerin elektrik kullanım profilleri arasındaki daha yüksek korelasyonların, daha yüksek kâr getirisini beraberinde getirdiği sonucuna

ulaşmaktadır. Bir perakendeci için elektrik tedarikinde, modelin performansının spot piyasa elektrik fiyatlarının tahminine bağlı olduğu unutulmamalıdır.

2.2. Elektrik Piyasasında Enerji Ticareti ve Rezerv Tedariği

Elektrik piyasalarının gelişim sürecine baktığımızda, bu sürecin farklı piyasa yapıları için farklı değişim süreçlerinden geçtiği görülmektedir. Havuz tipi piyasalarda, ilk etapta, enerji ve rezerv tarafı ayrı ayrı optimize edilmiştir. Sonraki aşamalarda, enerji ve rezerv piyası beraber optimize edilmeye başlanmıştır. Singh ve Papalexopoulos (1999) çalışmalarında, yan hizmetlerin enerji piyasasına eşlik etmedeki rolünün önemine değinmişlerdir. Bu çalışma, enerji ve rezerv tarafının (yan hizmetlerin) ortak optimizasyonuna yönelik yapılan ilk çalışmalar arasındadır. Yan hizmetlerdeki rezerv alım fiyatlarının, üretim birimlerinin fırsat maliyetini yansıttığı varsayılmaktadır. Başka bir çalışmada, Oren ve diğ. (2003) enerji ve rezerv fiyatlarını, enerji ve rezerv dağıtım miktarları ile birlikte temizlemek için gün öncesi piyasası ve rezerv piyasasını birleştirmiştir. Yeni piyasa modeli, GÖP çerçevesi dahilindeki elektrik ticareti ile birlikte ertesi gün arz-talep güvenilirliğini sağlamak için gerçek zamanlı olarak kullanılacak rezerv miktarlarını temin etmek için tasarlanmıştır. Gerçek zamanda meydana gelebilecek öngörülemez kesintiler, iletim kısıtlamaları ve talep şokları gibi sistem dengesini bozacak olumsuz durumlar söz konusu olduğunda, temin edilen yedek kapasitelerin bazıları sistem güvenilirliğini sağlamak için kullanılabilir. Üretim birimlerince sisteme sunulan rezerv miktarları, rezerv tarafı piyasa takas fiyatları ile ödüllendirilir. Öte yandan, gönderilen enerji miktarları, enerji tarafındaki piyasa takas fiyatları ile ödüllendirilmektedir. Kesinti halinde gerekli rezerv tahsis edilerek şebekenin güvenliği sistem işletmecisi tarafından sağlanır. Literatürde, sistem gereksinimlerini karşılarken sistem işletmecisinin karşı karşıya olduğu riski değerlendiren farklı modeller bulunmaktadır. İletim hattında çevresel faktörlere bağlı olarak veya iletim hattına yapılan aşırı yükleme sonunu meydana gelen iletim hattı kayıpları ve beklenmedik bir anda sisteme bağlı bir üretim santralinde meydana gelen bir hasar sonucu üretim santralinin kısmen veya tamamen üretime belirli bir süre ara vermesine bağlı olarak meydana gelen arz kayıpları, sistem işletmecisinin gerçek zamanda karşılaştığı risklere örnek olarak verilebilir.

Ehsani ve diğ. (2009) çalışmalarında, liberal bir elektrik piyasasında rezerv sağlamaya yönelik bir mekanizma sunulmuştur. Mekanizma, katılımcılar tarafından sunulan alış

ve satış yönlü tekliflere yönelik kısıtlar ve iletim ağı güvenilirlik kısıtları altında sosyal refahı enbüyükleyen karma tamsayılı doğrusal olmayan hibrit optimizasyon problemi olarak modellenmiştir. Önerilen modelin performansı Roy Billinton Test Sistemi (RBTS) ile test edilmiştir. Carlson ve diğ. (2012) çalışmalarında, MISO'nun yılda 2.1 ila 3 milyar ABD doları tasarruf sağlayan bir başarı öyküsüne değinilmektedir. Gün öncesi alınacak kararları ve yan hizmetleri aynı anda optimize etmek için iki aşamalı bir optimizasyon algoritması önerirler. İlk aşamada, MIP modeli hangi santralin açılacağına karar verir ve ikinci aşamada santrallerin sevk miktarları ve tüm üretim birimlerinin fiyatlandırması belirlenir. Gerçek zamanlı olarak, ikinci aşamadaki model, her bir elektrik santralının çıkış seviyelerini her beş dakikada bir ekonomik olarak belirler.

Elektriğe olan ihtiyaç gün geçtikçe artmakta ve buna paralel olarak, elektrik piyasası artan talebi karşılamak için büyümekte ve gelişmektedir. Aynı zamanda, yeni üretim birimlerinin piyasaya dahil olmasıyla birlikte piyasa daha da büyümektedir. Bu artış, özellikle hükümetlerin teşvik mekanizmalarını devreye sokmasıyla birlikte daha da bir ivme kazanmış ve kazanmaya devam etmektedir. Örneğin, Türkiye'de, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) kapsamında, yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak üretim yapan santraller, hükümet tarafından kullanılan enerji kaynağına göre belirlenen birim yük miktarı başına kararlaştırılmış bir fiyat üzerinden satış garantisi verilerek teşvik edilmektedir. Öte yandan, bu üretim birimlerinin üretim miktarları çevresel faktörlere (hava sıcaklığı, yağış, rüzgar ve mevsimsellik) bağlı olarak büyük ölçüde değişmektedir. Ve bu tür çevresel etkiler yeterince tahmin edilemediğinden, gerçek zamanlı üretim ve tüketim dengesi üzerinde olumsuz bir etkiye sahiptir. Bu durumda, yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasadaki payına paralel olarak gerçek zamanlı arz talep dengesini sağlamak için daha fazla rezerv miktarına ihtiyaç duyulmaktadır. Böylece, sistem işletmecisinin maliyetlerini artmaktadır. Sonuç olarak, sistem işletmecisinin maliyetleri domino etkisi gibi ilk başta toptan elektrik fiyatlarını etkiler ve son olarak hane sahiplerinin elektrik faturalarına kadar yansır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının sistemdeki olumsuz etkilerini azaltmak için, arz talep dengesine katkıda bulunmak amacıyla sisteme yeni mekanizmalar eklenmeye çalışılmaktadır. Bu bağlamda, Walawalkar ve diğ. (2010) elektrik piyasalarında yük tüketim kontrolüne yönelik mekanizmaların etkinliğinin artmasının, toptan elektrik fiyatlarında meydana gelebilecek fiyat dalgalanmalarının

azaltılmasında önemli bir etkisi olacağını ve üreticilerin pazar payını potansiyel olarak arttırmada önemli bir rol oynayacağını belirtmektedir. Partovi ve diğ. (2011) çalışmalarında, rezerv kapasitesi gereklilikleri altında hem enerji hem de rezerv tarafı için yük kapasitesi tahsisi için bir MIP modeli sunulmuştur. Model, IEEE 24-bus test sistemine dayanan “Expected Load Not Supplied (ELNS)” çerçevesi altında talep tarafı katkısı dikkate alınarak test edilmiştir. Benzer bir çalışmada, Surender Reddy ve diğ. (2015) enerji ticareti ve frekans kontrolü için rezerv tahsisi için enerji ve talep tarafı tekliflerini birlikte optimize eden çok amaçlı bir model sunmaktadır. Amaç fonksiyonu sosyal refahı eniyileyecek ve aynı zamanda “Load Served Error (LSE)” mikrarını en aza indirecek şekilde tasarlanmıştır. Ayrıca, arz ve talep tarafındaki teklifleri alarak sosyal refahı eniyilemeye çalışan tek bir objektif fonksiyonun, IEEE 30 veri yolu sistemini kullanan gerilime bağlı yük modeline dayanan sonuçlara dayanarak, uygun olmadığı belirtilmektedir. Mirzaei ve diğ. (2019) üretim seviyesini tahmin etmedeki zorluklardan dolayı Rüzgar Enerjisi Kaynakları'nın (REK) olumsuz etkilerini azaltmak için iki aşamalı stokastik bir programlama modeli sunmaktadır. Çalışmada, birim taahhüdünü (unit commitment) temel alarak piyasayı temizlemek için Basınçlı Hava Enerji Depolama Sistemi (BHEDS) ve REK ile elektrik ve gaz ağları arasında bir koordinasyon sağlanmıştır. İlk aşamada, birim taahhüdü kararları ağ kısıtlamaları altında tanımlanmış ve ikinci aşamada, dağıtılmış rezerv (deployed rezerv), rüzgar dökülmesi (wind spillage) ve yük atma (load shedding) gibi gerçek zamanlı gönderilere karar verilmiştir.

Literatürde YH'de kullanılacak gerekli rezerv kapasitesinin temininde farklı mekanizmaların kullanıldığını görmekteyiz. Sanduleac ve diğ. (2018) çalışmalarında, RES'nin olumsuz etkisi altında sistem stabilitesine katkıda bulunmak için sistem frekansı düzenleme mekanizması olarak primer frekans kontrol hizmeti için Batarya Enerji Depolama Sistemlerini (BEDS) önermektedirler. Ekonomik açıdan bakıldığında, BEDS kullanımının, ABD elektrik piyasasında elde edilen bulgulara göre işletim maliyetlerini en aza indirerek önemli miktarda kazanç sağladığı görülmüştür (Zhang ve diğ., 2018).

2.3. Gün Öncesi Piyasası Modelleri

GÖP ve ortak optimizasyon modelleri, kombinatoryal açık artırma mekanizması modellerine dayanır. Kombinatoryal açık artırma modelleri literatürde yoğun olarak

kullanılmaktadır. Kombinatoryal açık artırma mekanizmasında, belirli bir ürün veya bir ürün grubu için tekliflerini sunan arz ve talep tarafı katılımcıları vardır. Basit durumda, bir emtia veya hizmet için teklif veren bir satıcı (açık artırma şirketi) ve bir grup teklif veren (alıcı) vardır. Karmaşık durumda, farklı miktarlarda (heterojen nesnelere) tek bir emtia veya emtia seti için teklif veren alıcılar ve satıcılar vardır. Burada, alıcılar ve satıcılar farklı özelliklere sahip olduklarından (asymmetric bidders), malın değerine karar vermek ve kazananların değerlendirilmesi karmaşık bir işlemdir. Örneğin, söz konusu emtia elektrik ise, satıcıların teklifleri farklı fiyat ve miktar çiftlerinden oluşmaktadır. Satıcı bir üretim şirketi ise, başlangıç maliyeti ve üretim maliyeti, üretim birimi tipine (fosil yakıt, su, rüzgar ve güneş enerjisi) ve teknolojisine bağlı olarak farklılık gösterir. De Vries ve Vohra (2003), literatürde ve gerçek hayat uygulama alanlarında kullanılan kombinatoryal açık artırma modellerinin kapsamlı bir incelemesini sunmaktadır.

Elektrik piyasalarında açık artırma mekanizmasındaki ana karmaşıklık kaynağı blok tekliflerin sunulmasıdır. Blok teklifler katılımcıların tekliflerini ifade etmeleri için önemli bir araç olarak değerlendirilmektedir. Meeus ve diğ. (2009) çalışmalarında, elektrik piyasaları için blok teklif kısıtlarının etkisini analiz etmişlerdir. Piyasadaki blok teklif kullanımını kısıtlamanın veya kaldırmanın temsili senaryolara dayalı değerlendirmeler sonucunda fayda sağladığı sonucuna varmışlardır. Kombinatoryal açık artırma mekanizması, halihazırda GÖP fiyatlarını ve optimum sevkiyat miktarlarını belirlemek için kullanılmaktadır. Belirli bir emtianın fiyatlandırılması (bizim durumumuzda bu emtia elektriktir), piyasa kuralları çerçevesinde şekillenen kısıtlara bağlı olarak tek tiptir (uniform pricing) veya tek tip değildir (non-uniform pricing). Tek tip fiyatlandırma modelinde, piyasa takas fiyatı sosyal refahı eniyileyecek şekilde her bir piyasa katılımcısı için aynıdır. Diğer bir deyişle, tek tip fiyatlandırma modelinde arz tarafı satış fiyatı ve talep tarafı alım fiyatı aynı bölge ve saat için aynıdır. Dışbükeyliği ortadan kaldırmak ve tek tip fiyatlandırma yapabilmek için paradoksal tekliflerin reddedilmesi gerekmektedir. Bununla birlikte, Türkiye'de tek tip fiyatlara ek olarak ABD elektrik piyasalarına benzer şekilde ek ödemeler yapılır çünkü Türkiye elektrik piyasasında paradoksal teklifler kabul edilmektedir.

Avrupa elektrik piyasaları genel olarak tek tip fiyatlandırma modeline dayanmaktadır. Bu çerçevede, herhangi bir piyasa katılımcısının kaybını telafi etmek için ek bir ödemenin gerekli olmadığı bir fiyatlandırma mekanizması göz önünde bulundurulur

(Madani, 2017). Madani ve Van Vyve (2015) çalışmalarında, önceki modellerden önemli bir fark olarak saatlik (sürekli) teklifler için yardımcı değişkenler tanımlamaya gerek kalmayacak şekilde Avrupadaki gün öncesi elektrik piyasaları için bir MIP modeli önermektedirler. Önerilen matematiksel modelin, sosyal refah hesaplamasında arz-talep eğrisini göstermek için kademeli teklif eğrileri (stepwise bid curves) kullanıldığı sürece, saatlik teklifler için yardımcı değişkenler kullanan (Meeus ve diğ. (2009), Zak ve diğ. (2012) gibi mevcut modellere kıyasla büyük ölçekli senaryolar için daha verimli olduğu belirtilmektedir. Gün öncesi piyasasının fiyatlandırma mekanizmasında IP fiyatlandırması ve Convex Hull fiyatlandırması gibi farklı yaklaşımlar da mevcuttur (Gribik ve diğ., 2007; O'Neill ve diğ., 2005)

Avrupa'da, EUPHEMIA ("Pan-Avrupa Hibrit Elektrik Piyasası Entegrasyon Algoritması (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm)") Fiyat Birleştirme Bölgeleri (PCR) projesi altında geliştirilmiştir (PCR, 2018). Bu model, Orta ve Batı Avrupa bölgesini kapsayan bir piyasa modelini çözmek için kullanılan COSMOS'un ileri ve sonraki bir sürümüdür. PCR projesi, her biri 25 ayrı katılımcı ülkenin (Avusturya, Belçika, Çek Cumhuriyeti, Hırvatistan, Danimarka, Estonya, Finlandiya, Fransa, Almanya, Macaristan, İtalya, İrlanda, Letonya, Litvanya, Lüksemburg, Hollanda, Norveç, Polonya, Portekiz, Romanya, Slovakya, Slovenya, İspanya, İsveç ve BK) alt kümesini kapsayan, sekiz enerji piyasasını (EPEX SPOT, GME, HEnEx, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE ve TGE) temsil eden bir çalışmadır (PCR PXs, 2016).

Problemin çözümü için geliştirilen algoritma sezgisel tabanlıdır. Bu KTDOP problemini çözmek için karmaşık ayrıştırma tabanlı dal ve kes algoritması kullanılmaktadır. Model; Orta ve Batı Avrupa bölgesi (Fransa, Belçika, Almanya, Hollanda, Lüksemburg), NordPool elektrik piyasası bünyesindeki İskandinav ve Baltık ülkeleri (İsveç, Norveç, Finlandiya, Danimarka, Estonya ve Litvanya), OMIE (Portekiz, İspanya) ve İtalya'nın da içerisinde bulunduğu entegre bir piyasayı temizler (Madani ve Van Vyve, 2017).

Türkiye'de, GÖP, parçalı teklif eğrileri ile MIQP ve MINLP olarak modellenmiştir. Avrupa enerji piyasalarından farklı olarak dışbükey olmayan teklifler (paradoksal teklifler) kabul edilmektedir. Derinkuyu (2015) çalışmasında, özellikle Türkiye elektrik piyasası için GÖP'ü ilk kez modellemiştir. Çalışmada, büyük problem

ölçeğini azaltmak için problem azaltma ve değişken eleme teknikleri önerilmiştir. Ayrıca, iki sezgisel yöntem önerilmektedir, ilki başlangıç çözüm bulmaya yönelik yapıcı bir sezgisel algoritmadır, diğeri ise ilk aşamada elde edilen başlangıç çözümden başlayarak en uygun çözümü bulmak için olurlu bölgenin alt kümelerinde bir çözüm arayan büyük komşuluk arama algoritmasıdır. Daha sonraki bir çalışmada, Derinkuyu ve diğ. (2018) kısa sürede en iyi çözümü bulmak için ticari bir çözücü için kaliteli bir başlangıç çözümü bulmak amacıyla iki sezgisel yöntem (tabu arama ve genetik algoritma) önerilmektedir. Önerilen modelin farklı senaryolar için PRT ve PKT kısıtları altında gerçek piyasa verileri kullanılarak performansı analiz edilmektedir. Aynı bağlamda, Yörükoğlu ve diğ. (2018a) çalışmalarında GÖP için bir MINLP modeli önerilmekte ve modelin performansı PRT ve PKT kısıtları altında analiz edilmektedir. Ayrıca diğeri bir çalışmada, Yörükoğlu ve diğ. (2018b) bu alandaki araştırmacıların kullanımına yönelik GÖP için açık erişime sahip veri seti oluşturmuşlardır. Günümüzde, Türkiye gün öncesi elektrik piyasasında iletim hattı yük kapasitesine dair kısıtlar gözetilmeksizin, Türkiye'yi tek bir bölge kabul ederek saatlik bazda piyasa takas fiyatları bulunmaktadır. Her bir zaman periyodu için piyasa takas fiyatlarının bulunmasının akabinde, iletim hattı kapasite kısıtlamaları kullanılır ve bunlardan kaynaklı maliyetler bulunarak piyasa takas fiyatlarına yansıtılır. Kurt ve diğ. (2018) çalışmalarında, iletim hatlarının kapasite kısıtlarını karma tam sayılı ikinci dereceden bir problemde değerlendirmektedir ve sorunu çözmek için uyarlanabilir bir tabu arama algoritması önermektedir.

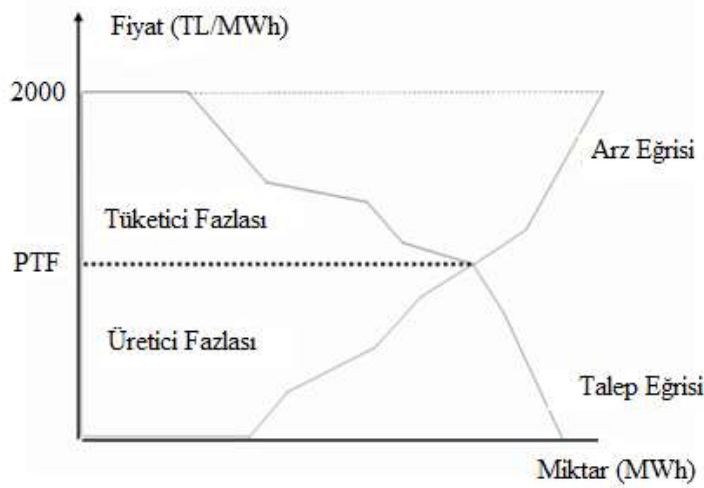
3. MATEMATİKSEL MODELLER

Bu bölümde, GÖP modeli, bu çalışmada geliştirmiş olduğumuz YH piyasa modeli ve “birleşik piyasa (BP)” olarak adlandırdığımız yeni piyasa mekanizmasına ait matematiksel model sunulmaktadır. Bu bağlamda; GÖP, YH ve BP modelleri günümüz Türkiye elektrik piyasasında kabul gören PKT kısıtları çerçevesinde ele alınmıştır. PKT kısıtları, ek ödemeleri mümkün kılar ve piyasa mekanizması *teklif edilen kadar ödeme (pay-as-bid)* modeline dayanmaktadır. Daha sonra, 5. bölümde ilgili PKT kısıtlarının yerine PRT kısıtlarını kullanarak modelimizi revize edeceğiz. PRT vakasında, piyasa mekanizması ek ödemeleri kabul etmemektedir. GÖP ve BP modellerinde amaç sosyal refahı eniyilemektir. Sosyal refah, arz tarafı (üretici) ve talep tarafı (tüketici) fazlalarının toplamıdır. Üretici fazlası sezgisel olarak üreticinin teklif ettiği elektrik satış miktarından nicel olarak memnuniyetini veya faydasını ifade etmektedir. Birim miktar için üretici fazlası, piyasa takas fiyatı ile üretici birim elektrik fiyatı arasındaki farktır. Üreticinin açık artırma mekanizması sonundaki memnuniyeti, üreticinin yapmış olduğu teklifin kabul edilmesi durumunda birim elektriği satacağı piyasa takas fiyatı ile ilgilidir. Benzer şekilde, birim elektrik miktarı bazındaki tüketici fazlası, tüketicinin teklif ettiği alış fiyatı ile piyasa takas fiyatı arasındaki farktır.

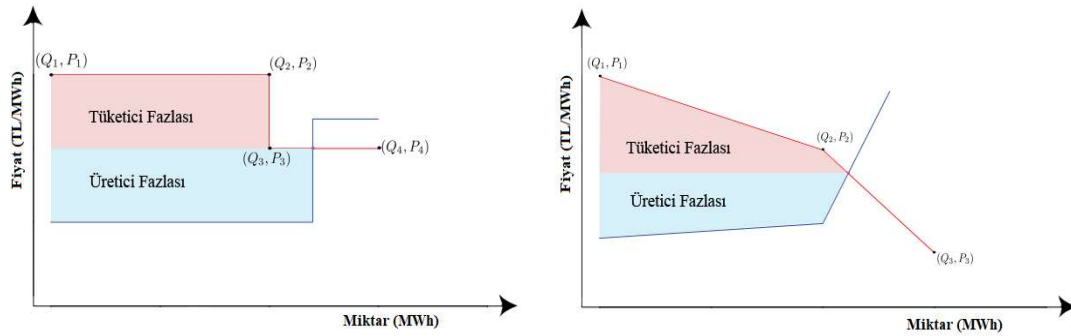
Şekil 3.1'de gösterildiği gibi, sosyal refah arz ve talep eğrileri arasında kalan alandır. Bölüm 3.1'de, özellikle Türkiye elektrik piyasasında sunulan tekliflere yönelik PKT kısıtları altındaki GÖP modeli verilmiştir. Türkiye gün öncesi elektrik piyasası matematiksel modeli parçalı teklif eğrisi yapısına göre tasarlanmıştır. Toplam arz ve talep teklif eğrileri, parçalı bir teklif eğrisi olarak elde edilir ve saatlik tekliflerin amaç fonksiyonuna olan katkısı bu yapıya dayanarak hesaplanır. Avrupa ülkelerinin çoğu, piyasa modellerinde parçalı teklif eğrisi yapısını kullanır. Ancak, bazı Avrupa ülkeleri (örneğin Belçika ve Hollanda) kademeli teklif eğrisi yapısını kullanmayı tercih etmektedir. Şekil 3.2'de kademeli ve parçalara teklif eğrisi yapıları verilmiştir.

Bölüm 3.2'de, YH modeli verilmiştir. Bu modelde sadece arz blok teklifleri bulunmaktadır. Bu bölümde kullanılan model halihazırda kullanılan YH modelinden farklılık göstermektedir. Halihazırda kullanılan model sunulan teklifleri yük

miktarlarına bakmadan teklif fiyatına göre sıralamakta ve arz ve talebin kesiştiği noktadaki fiyatı piyasa takas fiyatı olarak kabul etmektedir. Bu durumda her zaman endüşük rezerv tedarik maliyeti üzerinden rezerv tedariki gerçekleşmemektedir. Bu nedenle, halihazırdaki YH modelini geliştirerek rezerv tedarik maliyetini enküçükleyen bir matematiksel model tasarlanmıştır.



Şekil 3.1 : Saatlik tekliflerin toplamı ile elde edilen arz ve talep eğrisi altında tüketici ve üretici fazlası (Derinkuyu ve diğ., 2019).



Şekil 3.2 : Kademeli ve parçalı teklif eğrileri.

Bölüm 3.3'te, GÖP ve YH modellerinin birleştirilmesine yönelik birleşik piyasa modeli verilmiştir. Burada, mevcut GÖP'ten farklı olarak, piyasa katılımcıları tarafından kullanılmak üzere 1. bölümde açıklandığı gibi yeni bir teklif türü oluşturuldu ve YH modelindeki rezerv tedarikğine yönelik kısıtlar yeni modele eklendi. Karma blok teklifler BP modelinde sosyal refahı arttırmakta ve rezerv tarafı talebini karşılamaktadır. Bu çalışmada enerji piyasası, GÖP yerine; rezerv piyasası, YH

piyasası yerine kullanılmaktadır. Ayrıca, rezerv tarafı ve frekans kontrol servisi birbirlerinin yerine kullanılmaktadır.

3.1. Paradoksal Tekliflerin Kabul Edildiği GÖP Matematiksel Modeli (GÖP_PKT)

Bu bölümde, hâlihazırdaki Türkiye elektrik piyasasında kullanılan GÖP modeli sunulacaktır. Matematiksel model, Derinkuyu ve diğ.'nin (2018) çalışmalarında verilen modele dayanmaktadır. PKT vakası altındaki GÖP modeli, GÖP_PKT modeli olarak adlandırılmıştır. Modelde, günün her bir zaman dilimine karşılık gelen saatlik teklifler, blok teklifler ve esnek teklifler bulunmaktadır. Aşağıda, kümeler ve indisler, parametreler, karar değişkenleri, amaç fonksiyonu ve kısıtlar verilmiştir. Arz ve talep yönündeki teklif miktarları modelleme kolaylığı açısından pozitif olarak alınmıştır. Piyasada, teklif miktarının arz (talep) tarafı olduğunu belirtmek için eksi (artı) işareti kullanılır. Ancak, arz ve talep yönündeki teklif miktarları modelleme kolaylığı açısından aşağıda sunulan modelde artı olarak alınmaktadır.

Kümeler ve İndisler:

- ✚ T : zaman aralıkları seti
- ✚ I : saatlik satış (arz) teklifleri seti
- ✚ J : saatlik alış (talep) teklifleri seti
- ✚ $L(i)$: saatlik teklif i için teklif seviyeleri seti, $i \in I \cup J$
- ✚ B_S : satış (arz) blok teklifleri seti (B_{sc} : çocuk arz blok teklifler seti)
- ✚ B_d : alış (talep) blok teklifleri seti (B_{dc} : çocuk talep blok teklifler seti)
- ✚ Λ^b : b teklifinin bağlandığı blok teklifler seti, $b \in B_S \cup B_d$. Λ^b setindeki tüm blok teklifler, b teklifini kabul etmek için kabul edilmelidir. Bu set tek elemanlıdır.
- ✚ F_S : esnek teklifler seti

Parametreler:

- ✚ p_{min}^t : t zaman aralığına ait piyasa takas fiyatı için alt sınır
- ✚ p_{max}^t : t zamanına aralığına ait piyasa takas fiyatı için üst sınır
- ✚ p_{min} : piyasa işletmecisi tarafından önceden belirlenmiş en düşük geçerli teklif fiyatı

- ✚ p_{max} : piyasa işletmecisi tarafından önceden belirlenmiş en yüksek geçerli teklif fiyatı
- ✚ p_{itl} : t zaman aralığına ait i saatlik teklifinin l seviyesine ait birim yük fiyatı (TL/MWh)
- ✚ q_{itl} : t zaman aralığına ait i saatlik teklifinin l seviyesinde teklif edilen yük miktarı
- ✚ p_{itl}^0, p_{itl}^1 : t zaman aralığına ait i saatlik teklifinin l seviyesi için başlangıç ve nihai fiyatlar (arz yönlü teklifler için $p_{min} \leq p_{itl}^0 < p_{itl}^1 \leq p_{max}$, talep yönlü teklifler için $p_{max} \geq p_{itl}^0 > p_{itl}^1 \geq p_{min}$ şeklindedir)
- ✚ q_{itl}^0, q_{itl}^1 : t zaman aralığına ait i saatlik teklifinin l seviyesi için başlangıç ve nihai miktarlar (bütün teklifler için $0 \leq q_{itl}^0 \leq q_{itl}^1$ sağlanır)
- ✚ p_b : blok teklif b 'nin fiyatı
- ✚ p_f : esnek teklif f 'nin fiyatı
- ✚ q_b : blok teklif b 'nin miktarı
- ✚ q_f : esnek teklif f 'nin miktarı
- ✚ n_b : blok teklif b 'nin aktif olduğu ardışık zaman dilimi sayısı
- ✚ δ_{bt} : blok teklif b , t zaman aralığında aktifse 1, aksi takdirde 0 olan ikili parametre
- ✚ ϵ : küçük bir pozitif miktar

Karar Değişkenleri:

- ✚ x_{itl} : t zaman aralığındaki saatlik teklif i 'nin kabul oranı, $i \in I \cup J, t \in T, l \in L(i)$
- ✚ y_b : blok teklif b kabul edilirse 1, aksi takdirde 0, $b \in B_S \cup B_d$
- ✚ γ_{ft} : esnek teklif f , t zaman aralığında kabul edilirse 1, aksi takdirde 0, $f \in F_s, t \in T$
- ✚ p_t : GÖP'te t zaman aralığındaki piyasa takas fiyatı, $t \in T$
- ✚ w_{itl} : kabul edilen miktar ve fiyatın belirlenmesinde parçalı teklif eğrilerinin modellenmesinde kullanılan yardımcı değişkenler, $i \in I \cup J, t \in T, l \in L(i)$

Amaç Fonksiyonu:

Max SF

$$\begin{aligned}
& \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \sum_{l \in L(j)} [0.5 x_{jtl} (q_{jtl}^1 - q_{jtl}^0) (2p_{jtl}^0 + x_{jtl} (p_{jtl}^1 - p_{jtl}^0))] + \sum_{b \in B^d} n_b q_b p_b y_b \\
& + \sum_{f \in F^d} q_f p_f \sum_{t \in T} z_{ft} - \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \sum_{l \in L(i)} [0.5 x_{itl} (q_{itl}^1 - q_{itl}^0) (2p_{itl}^0 + x_{itl} (p_{itl}^1 - p_{itl}^0))] \\
& - \sum_{b \in B^s} n_b q_b p_b y_b - \sum_{f \in F^s} q_f p_f \sum_{t \in T} z_{ft}
\end{aligned}$$

Kısıtlar:

1. Arz talep dengesi:

$$\begin{aligned}
\sum_{i \in I} \sum_{l \in L(i)} x_{itl} (q_{itl}^1 - q_{itl}^0) + \sum_{b \in B^s} \delta_{bt} q_b y_b + \sum_{f \in F^s} q_f z_{ft} &= \sum_{j \in J} \sum_{l \in L(j)} x_{itl} (q_{itl}^1 - q_{itl}^0) \\
+ \sum_{b \in B^d} \delta_{bt} q_b y_b + \sum_{f \in F^d} q_f z_{ft} &\quad \forall t \in T
\end{aligned}$$

2. Saatlik tekliflere yönelik kısıtlar:

$$\begin{aligned}
w_{it1} &\leq x_{it1} \leq 1, \forall i \in I \cup J, t \in T \\
w_{itl} &\leq x_{itl} \leq w_{it(l-1)}, \forall i \in I \cup J, t \in T, l = 2, 3, \dots, |L(i)| - 1 \\
0 &\leq x_{it|L(i)|} \leq w_{it(|L(i)|-1)}, \forall i \in I \cup J, t \in T
\end{aligned}$$

3. Piyasa takas fiyatlarına yönelik kısıtlar:

$$\begin{aligned}
p_t &= p_{min}^t + \sum_{l \in L(i)} x_{itl} (p_{itl}^1 - p_{itl}^0), \forall i \in I, t \in T \\
p_t &= p_{max}^t + \sum_{l \in L(j)} x_{jtl} (p_{jtl}^1 - p_{jtl}^0), \forall j \in J, t \in T
\end{aligned}$$

4. Blok tekliflere yönelik kısıtlar (PKT kısıtları)

Arz tarafı

Bir arz blok teklifin reddedilmesi, teklif fiyatının teklifin etkin olduğu zaman aralığına ait ortalama piyasa takas fiyatından daha yüksek olduğu anlamına gelir. Ancak bu önermenin tersi doğru değildir; eğer bir arz blok teklifinin fiyatı, blok teklifin etkin olduğu zaman aralığına ait ortalama piyasa takas fiyatından büyükse, blok teklif kabul

edilebilir veya reddedilebilir. Blok teklifin paradoksal bir teklif olması durumunda teklif kabul edilir.

$$-n_b p_b + \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t \leq \left(-n_b p_{min} + \sum_{t \in T} \delta_{b,t} p_{max}^t \right) y_b - \epsilon \quad \forall b \in B_s \setminus B_{sc}$$

Talep tarafı

Benzer şekilde, bir talep blok teklifi reddedilmişse, teklif fiyatının, teklifin geçerli olduğu zaman aralığına ait ortalama piyasa takas fiyatından düşük olduğu anlamına gelir. Alış yönlü bir blok teklif fiyatının, belirtilen zaman aralığının ortalama fiyatından düşük olması blok teklifin reddedileceği anlamına gelmez; çünkü blok teklifin paradoksal olması durumunda PKT kuralı gereğince teklif kabul edilir. Paradoksal bir senaryoda, talep blok teklif kabul edildiğinde fiyatı ilgili zaman aralığına ait ortalama piyasa takas fiyatından daha küçük olur, reddedilmesi durumunda blok teklif fiyatı ortalama fiyattan büyük veya eşit olur.

$$n_b p_b - \sum_{t \in T} \delta_{b,t} p_t \leq \left(n_b p_{max} - \sum_{t \in T} \delta_{b,t} p_{min}^t \right) y_b - \epsilon \quad \forall b \in B_d \setminus B_{dc}$$

Paradoksal tekliflerin olmadığı bir senaryoda, bir arz (talep) blok teklifi aktif olduğu zaman aralıklarının ortalama piyasa takas fiyatından küçük (büyük) veya eşit olması durumunda kabul edilir. Bununla birlikte, paradoksal bir senaryoda, paradoksal blok teklifin kabul edilmesi olurluluğu (feasibility) ihlal eder. Bu nedenle, olurluluğu sağlamak için paradoksal tekliflerin kabul edilmesini sağlamaya yönelik olarak orijinal arz ve talep blok kısıtları gevşetilmiştir.

5. Bağlı blok tekliflere yönelik kısıtlar

$$y_b \leq y_\lambda, \forall \lambda \in \Lambda^b, b \in B_s \cup B_d$$

6. Esnek tekliflere yönelik kısıtlar

$$p_t - P_f \leq (p_{max}^t - p_{min}) \sum_{t \in T} \gamma_{ft} - \epsilon, \forall f \in F_s, t \in T$$

$$\sum_{t \in T} \gamma_{ft} \leq 1, \forall f \in F_s$$

7. Karar değişkenleri tanımları

$$x_{itl} \in [0,1], p_t \in [p_{min}^t, p_{max}^t], y_b, z_b, w_{itl} \in \{0,1\}$$

3.2. Paradoksal Tekliflerin Kabul Edildiği YH Matematiksel Modeli (YH_PKT)

Bu bölümde PKT vakası altında rezerv tedarik modeli sunulmuştur. Model YH_PKT modeli olarak adlandırılmıştır. Modelde PFK hizmeti yan hizmetler kapsamında ele alınmıştır. Bu model altında SFK fiyatlarını da temizlemek mümkündür. Mevcut piyasada, PFK ve SFK fiyatları ayrı ayrı temizlenir ve tedarik edilecek her miktar her bir frekans kontrol birimi için farklıdır. Modelde, katılımcıların mevcut piyasada olduğu gibi birden fazla segment seviyesine sahip satış blok teklifleri sunduğu varsayılmaktadır. Bununla birlikte, birleşik piyasa modelimiz ve mevcut piyasa modelinin (önce YH daha sonra GÖP mekanizmasının devreye girdiği piyasa modeli) karşılaştırılmasında, katılımcıların risk tutumlarının yeni modelimizin performansına yapacağı etkiyi daha iyi gözlemleyebilmek için YH katılımcılarının sadece tek bir segment düzeyinde blok teklif sunduğu varsayılmıştır. Bir blok teklif altında birden fazla segment seviyesinin YH'ye teklif edilmesi durumunda, bu çalışmada önerilen yeni teklif yapısının kendine has yapısı nedeniyle, ilk segment seviyesi model tarafından seçilmektedir. Çünkü, ilk segment seviyesi daha düşük birim fiyatla daha fazla rezerv miktarı sağlamaktadır. Bu durumda, diğer segment seviyeleri ne olursa olsun, algoritma daima ilk segment seviyesini seçecektir. Bu durumda, teklif sahiplerinin risk tutumunun yeni modelimizdeki etkisini analiz etmek mümkün olmayacaktır.

Aşağıda, YH_PKT modeline özgü set ve indisler, parametreler ve karar değişkenleri verilmiştir. Modelde kullanılan diğer notasyonlar GÖP_PKT modelinde tanımlanmıştır.

Set ve İndisler:

- ✚ Λ^b : b blok teklifinin bağlandığı blok teklifler seti, $b \in \mathbf{B}$. b blok teklifinin kabul edilebilmesi için Λ^b seti içerisindeki tüm blok tekliflerin kabul edilmesi gerekir
- ✚ $b, L(b)$: segment indisi ve b blok telifine ait segmentler seti

Parametreler:

- ✚ q_{bl} : b blok teklifinin l segmenti tarafından teklif edilen primer rezerv miktarı, $b \in B, l \in L(b)$
- ✚ p_{bl} : b blok teklifinin l segmenti tarafından teklif edilen birim primer rezerv miktarı fiyatı, $b \in B, l \in L(b)$
- ✚ n_{bl} : b blok teklifinin l segmentinin aktif olduğu ardışık zaman aralığı sayısı

Karar Değişkenleri:

- ✚ y_b : b blok teklifi kabul edilirse 1, aksi takdirde 0, $b \in B$
- ✚ y_{bl} : b blok teklifinin l segmenti kabul edilirse 1, aksi takdirde 0, $b \in B, l \in L(b)$
- ✚ p_t : primer frekans kontrol hizmeti için t zaman aralığındaki piyasa takas fiyatı, $t \in T$
- ✚ m_{bl} : b blok teklifinin l segmenti için teklif sahibine ödenecek ortalama birim primer rezerv tedarik fiyatı, $b \in B, l \in L(b)$

Amaç Fonksiyonu:

$$\text{Minimize } \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} \sum_{l \in L(b)} \delta_{bt} q_{bl} m_{bl}$$

Kısıtlar:

1. Doğrusallık kısıtları:

Eğer ki b blok teklifinin l segmenti kabul edilmişse:

$$m_{bl} = \mathbb{1}_{\{n_{bl}p_{bl} > \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t\}} p_{bl} + \mathbb{1}_{\{n_{bl}p_{bl} \leq \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t\}} \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t / n_{bl}$$

eşitliği sağlanmalıdır.

$$\sum_{t \in T} \delta_{bt} m_{bl} \geq \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t - M(1 - y_{bl}) \quad b \in B, l \in L(b)$$

$$\sum_{t \in T} \delta_{bt} m_{bl} \geq n_{bl} p_{bl} - M(1 - y_{bl}) \quad b \in B, l \in L(b)$$

2. Talep kısıtları

$$\sum_{b \in B} \sum_{l \in L(b)} \delta_{bt} q_{bl} y_{bl} \geq d_t, \forall t \in T$$

3. Bağılı blok tekliflere yönelik kısıtlar

$$y_b \leq y_\lambda \quad \forall \lambda \in \Lambda^b, b \in B$$

4. Herhangi bir blok teklifin en fazla bir tane segmenti kabul edilebilir

$$\sum_{l \in L(b)} y_{bl} = y_b, \forall b \in B$$

5. Karar değişkenleri tanımları

$$m_{bl} \in \mathbb{R}^+ \cup \{0\}, y_b, y_{bl} \in \{0,1\}$$

İlk kısıtta, karar değişkeni m_{bl} için doğrusallık kısıtları uygulanmıştır. Burada, m_{bl} ortalama rezerv piyasa takas fiyatına veya kendisine karşılık gelen segmentin fiyatına eşittir. Paradoksal teklifleri kabul etmenin ek ödemeleri mümkün kılmasından dolayı, blok teklif segmentinin geçerli olduğu süre için ortalama piyasa takas fiyatı blok teklif segmentinin fiyatından büyükse, teklif edilen birim rezerv miktarına yönelik ödeme piyasa takas fiyatı üzerinden gerçekleştirilir. Ancak, söz konusu blok teklif segmenti için ortalama piyasa takas fiyatı segmentin fiyatından daha küçük ise, piyasa takas fiyatına ek olarak, ek ödeme yapılır. Kabul edilen b blok teklifinin l segmentinin sunduğu birim rezerv miktarına yönelik ek ödeme tutarı $n_{bl}q_{bl}p_{bl} - \sum_{t \in T} \delta_{bt}q_{bl}p_t$ TL'dir. İkinci kısıt, YH piyasasının kapsadığı süredeki her bir zaman aralığı için gerekli olan zorunlu primer rezerv miktarını garanti eder. Üçüncü kısıtta, blok tekliflerin kendi aralarında bağlanmalarına yönelik kısıtlar ifade edilmiştir. Dördüncü kısıt, bir blok teklifin en fazla bir segment seviyesinin seçilebilmesi içindir. Burada, GÖP_PKT modelinde blok teklifler için yapılan kısıtlamalardan farklı olarak, bir blok teklifin reddedilmesinin iki anlamı olabilir. İlk olarak, blok teklif segmentinin fiyatı ortalama piyasa takas fiyatından daha büyük olabilir. İkincisi, blok teklif segment fiyatı, ilgili zaman aralığı için ortalama piyasa takas fiyatından daha düşük olsa bile, amaç fonksiyonunda daha büyük bir etkiye sahip olması durumunda blok teklifin başka bir segment seviyesi kabul edilebilir.

3.3. Paradoksal Tekliflerin Kabul Edildiği BP Matematiksel Modeli (BP_PKT)

Bu bölümde, birleşik piyasa mekanizmasına ait matematiksel model sunulmuştur. PKT vakası altındaki model BP_PKT modeli olarak adlandırılmıştır. Yeni piyasa modelinde, farklı amaç fonksiyonlarına sahip iki ayrı model yerine, enerji ve rezerv

piyasaları olmak üzere iki piyasa tek bir piyasa modeli çerçevesinde ele alınarak modellenmiştir. Rezerv piyasası, primer veya sekonder frekans kontrolüne yönelik piyasa olarak düşünülebilir. Bu çalışmada rezerv piyasası olarak primer frekans kontrol mekanizması ele alınmıştır. GÖP piyasasında teklifte bulunan bazı piyasa katılımcıları rezerv tedariklerine yönelik gönüllü olarak teklifte bulunduğu kabul edilmiştir.

Birleşik optimizasyon modelinde, *KB* olarak ifade edilen “karma blok teklif” adında yeni bir teklif türü sunulmuştur. Adından da anlaşılacağı gibi, yeni teklif türünün yapısı blok tekliflere benzerlik göstermektedir. Bu teklifler, saatlik tekliflerde olduğu gibi birden fazla teklif seviyesine sahiptir. Karma blok teklif; enerji miktarı, enerji fiyatı, rezerv miktarı, rezerv fiyatı ve aktif olunan zaman aralığı bilgilerini içerir. Karma blok teklif, blok tekliften farklı olarak katılımcının teklifte bulunduğu rezerv tedarik miktarını ve buna yönelik birim rezerv fiyatını içerir. Burada, bölüm 5.1’de ayrıntılı olarak ele alınacağı üzere, bazı arz tarafı katılımcıları frekans kontrolünün sağlanması kapsamında gönüllü olarak teklif vererek rezerv tedarik etmekle yükümlülük altına girebilecek üretim birimleri olarak ele alınmaktadır. Modelimizde, gün öncesi elektrik piyasasında bu katılımcıların yapmış oldukları satış yönlü blok teklifler, katılımcıların kâr marjlerini değişmeyecek şekilde revize edilerek karma blok tekliflere dönüştürülmüştür. Karma blok teklifler sayesinde, bu katılımcılar fırsat maliyetlerini yansıtarak portföylerini esnek bir şekilde oluşturabilirler. Yeni modelimizde, bu katılımcıların orijinal GÖP blok teklifleri yerine, bu tekliflere karşılık oluşturulan altı segment seviyesine sahip karma blok teklifler kullanılmıştır. Karma blok teklifin her bir segment seviyesi; enerji miktarı, rezerv miktarı ve bunlara yönelik birim fiyatları ve zaman dilimi bilgilerini içermektedir. Ayrıca, her bir zaman dilimi için primer rezerv kontrolü kapsamında olurlu bir rezerv talep miktarı belirlenmiştir. Primer frekans kontrolüne yönelik rezerv tedariki, YH piyasasında enerji piyasasından ayrı olarak yapılır. Fakat önerilen yeni piyasa modelinde bu miktarlar, birleşik piyasa mekanizması üzerinden tedarik edilmektedir. Böylece, birbirinden farklı iki piyasa yerine, tek bir piyasada hem primer frekans hizmetine yönelik rezerv tedariki yapılmakta hem de mevcut gün öncesi piyasasında olduğu gibi elektrik alım satımı yapılabilmektedir.

Mevcut piyasa modelinde (sıralı piyasa modeli) önce YH piyasası temizlenir, ardından üretim birimleri (Gen-cos) YH’de netleşen pozisyonlarına göre GÖP’te pozisyon

alırlar. Bu durumda, üretim birimleri her iki piyasada da temerrüt riski ile karşı karşıya kalmaktadırlar ve fırsat maliyetlerini karşılamakta zorluk çekmektedirler. YH için rezerv tedarikine yönelik zorunlu bir hüküm bulunmadığı takdirde, üretim birimleri spot piyasada tüm üretim kapasitelerini satabilirler. Ancak, bazı üretim birimleri YH’de yer almak zorundadır ve düzenleyici otorite tarafından belirtilen hükümler uyarınca önceden belirlenmiş bir orana tekabül eden kapasitelerini başka bir piyasada satamazlar. Bu nedenle, bu düzenlemeler bu kapsamdaki üretim birimleri için fırsat maliyeti doğurur. Teorik olarak, YH’deki piyasa takas fiyatının fırsat maliyetlerini yansıttığı varsayılmaktadır. Ancak, gerçek piyasada böyle bir durum her zaman söz konusu değildir. Piyasanın bütünlüğüne ve şeffaflığına katkıda bulunmak için, mevcut piyasa yapısı, YH ve GÖP olmak üzere iki ayrı piyasayı birleştirmek suretiyle bazı yapısal değişiklikler altında reforme edilmiştir. Üretim birimleri aynı karma blok teklifin altında farklı segmentler sunarak fırsat maliyetlerini yansıtabilmektedirler. Ayrıca, yeni piyasa katılımcılarına tüm üretim kapasitelerini enerji piyasasına teklif edebilme olanağı sağlanmaktadır. Önerilen modelin çıktısı olarak, hem enerji hem de rezerv fiyatları belirlenir ve piyasada işlem gören her bir teklifin kabul edilip edilmediğinin yanı sıra kabul edilen miktarlarına karar verilir. Aşağıda, önceden tanımlanmış GÖP ve YH modellerine ait notasyonlara ek olarak, yeni model için gerekli gösterimler sağlanmıştır. Formülasyon kolaylığı için eksi işaretle sunulan satış yönündeki teklif miktarları artı olarak alınmış ve matematiksel model buna göre uyarlanmıştır.

Setler ve İndisler:

- ✚ **MB**: karma blok teklifler seti
- ✚ **Ω^b** : b karma blok teklifin bağlandığı blok teklifler seti, $b \in MB$. Karma blok teklifin kabul edilebilmesi için **Ω^b** setindeki bütün blok tekliflerin kabul edilmesi gerekmektedir (**$\Omega^b \subset B$**)
- ✚ **Θ^b** : b blok teklifinin bağlandığı karma blok teklifler seti, $b \in B_s \cup B_d$. Blok teklifin kabul edilebilmesi için **Θ^b** setinde bulunan bütün karma blok tekliflerin kabul edilmesi gerekmektedir (**$\Theta^b \subset MB$**)
- ✚ $l, L(b)$: segment indisi ve b karma blok teklifine ait segmentler, $b \in MB$

Parametreler:

- ✚ q_{bl}^R : b karma blok teklifinin l segmentinin rezerve tarafına teklif ettiği kapasite miktarı, $b \in \mathbf{MB}$, $l \in \mathbf{L}(b)$
- ✚ q_{bl}^E : b karma blok teklifinin l segmentinin enerji tarafına teklif ettiği yük miktarı, $b \in \mathbf{MB}$, $l \in \mathbf{L}(b)$
- ✚ p_{bl}^R : b karma blok teklifinin l segmentinin rezerve tarafına teklif ettiği birim rezerv fiyatı, $b \in \mathbf{MB}$, $l \in \mathbf{L}(b)$
- ✚ p_{bl}^E : b karma blok teklifinin l segmentinin enerji tarafına teklif ettiği birim yük fiyatı, $b \in \mathbf{B}$, $l \in \mathbf{L}(b)$
- ✚ n_{bl} : b karma blok teklifinin l segmentinin geçerli olduğu ardışık zaman aralığı sayısı, $b \in \mathbf{MB}$
- ✚ δ_{bt} : b blok teklifi veya karma blok teklifi t zaman aralığında geçerli ise 1; aksi takdirde 0 olan ikili parametre, $b \in \mathbf{MB} \cup$

Karar Değişkenleri:

- ✚ p_t : enerji tarafı için t zaman aralığına ait piyasa takas fiyatı, $t \in \mathbf{T}$
- ✚ z_b : b karma blok teklifi kabul edilirse 1; aksi takdirde 0, $b \in \mathbf{MB}$
- ✚ z_{bl} : b karma blok teklifinin l segmenti kabul edilirse 1; aksi takdirde 0, $b \in \mathbf{MB}$, $l \in \mathbf{L}(b)$
- ✚ p_t^R : rezerv tarafı için t zaman aralığına ait piyasa takas fiyatı, $t \in \mathbf{T}$
- ✚ m_{bl} : b karma blok teklifin l segmentini sunan katılımcıya ödenecek ortalama birim rezerv tedarik fiyatı, $b \in \mathbf{M}$

Amaç Fonksiyonu:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{Max} \mathbf{W} = & \sum_{t \in \mathbf{T}} \sum_{j \in \mathbf{J}} \sum_{l \in \mathbf{L}(j)} (0.5 x_{jtl} (q_{jtl}^1 - q_{jtl}^0) (2p_{jtl}^0 + x_{jtl} (p_{jtl}^1 - p_{jtl}^0))) + \sum_{b \in \mathbf{B}_d} n_b q_b p_b y_b \\
 & + \sum_{f \in \mathbf{F}_d} q_f p_f \sum_{t \in \mathbf{T}} \gamma_{ft} - \sum_{t \in \mathbf{T}} \sum_{i \in \mathbf{I}} \sum_{l \in \mathbf{L}(i)} (0.5 x_{itl} (q_{itl}^1 - q_{itl}^0) (2p_{itl}^0 + x_{itl} (p_{itl}^1 - p_{itl}^0))) \\
 & - \sum_{b \in \mathbf{B}_s} n_b q_b p_b y_b - \sum_{f \in \mathbf{F}_s} q_f p_f \sum_{t \in \mathbf{T}} \gamma_{ft} - \sum_{b \in \mathbf{MB}} \sum_{l \in \mathbf{L}(b)} n_b q_{bl} p_{bl}^E z_{bl}
 \end{aligned}$$

$$- \sum_{t \in T} \sum_{b \in MB} \sum_{l \in L(b)} \delta_{bt} q_{bl}^R m_{bl}$$

Kısıtlar:

1. Doğrusallık kısıtları:

Eğer b karma blok teklifinin l segment seviyesi kabul edilmişse;

$$m_{bl} = \mathbb{1}_{\{n_{bl} p_{bl}^R > \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t^R\}} p_{bl}^R + \mathbb{1}_{\{n_{bl} p_{bl}^R \leq \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t^R\}} \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t^R / n_{bl}$$

eşitliği sağlanmalıdır. Bu eşitliğin gösterimi şu şekildedir;

$$\sum_{t \in T} \delta_{bt} m_{bl} \geq \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t^R - M(1 - z_{bl}) \quad b \in MB, l \in L(b)$$

$$\sum_{t \in T} \delta_{bt} m_{bl} \geq n_{bl} p_{bl}^R - M(1 - z_{bl}) \quad b \in MB, l \in L(b)$$

Frekans kontrolü ile ilgili kısıtlar (rezerv tarafı):

2. Talep kısıtları: Her bir zaman aralığı için d_t MWh enerji rezerv kapsamında temin edilmelidir.

$$\sum_{b \in MB} \sum_{l \in L(b)} \delta_{bt} q_{bl}^R z_{bl} \geq d_t \quad \forall t \in T$$

Enerji tarafına yönelik kısıtlar:

3. Arz talep dengesi: Arz ve talep dengesini sağlamak için saatlik, blok ve esnek tekliflerin arz tarafına yönelik kabul edilen miktarlarının (MWh) toplamı talep tarafına yönelik olanların toplamına her bir zaman aralığı için eşit olmalıdır.

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in I} \sum_{l \in L(i)} x_{itl} (q_{itl}^1 - q_{itl}^0) + \sum_{b \in B_s} \delta_{bt} q_b y_b + \sum_{b \in MB} \sum_{l \in L(b)} \delta_{bt} q_{bl} p_{bl}^E z_{bl} + \sum_{f \in F_s} q_f z_{ft} \\ & = \sum_{i \in J} \sum_{l \in L(i)} x_{itl} (q_{itl}^1 - q_{itl}^0) + \sum_{b \in B_d} \delta_{bt} q_b y_b + \sum_{f \in F_d} q_f z_{ft}, \forall t \in T \end{aligned}$$

4. Saatlik teklif kısıtları: Satış yönlü bir saatlik teklifin l teklif seviyesi tamamen veya kesirli olarak kabul edilirse, aynı saatlik teklifin önceki teklif seviyelerinin (l 'den daha düşük teklif seviyeleri) tam olarak kabul edilmesi

gerekir. Benzer şekilde, alış yönlü bir saatlik teklifin l teklif seviyesi tamamen veya kesirli bir şekilde kabul edilmesi durumunda daha sonraki teklif seviyelerinin de (teklif seviyesi l 'den daha büyük alış yönlü teklife ait teklif seviyeleri) tamamen kabul edilmesi gerekir.

$$w_{it1} \leq x_{it} \leq 1 \quad \forall i \in I \cup J, t \in T$$

$$w_{itl} \leq x_{itl} \leq w_{it(l-1)} \quad \forall i \in I \cup J \quad t \in T, l = 2, 3, \dots, |L(i)| - 1$$

$$0 \leq x_{it|L(i)|} \leq w_{it(|L(i)|-1)} \quad \forall i \in I \cup J, t \in T$$

5. Saatlik piyasa takas fiyatları için kısıtlar: t zaman aralığı için piyasa takas fiyatı, p_{min}^t (p_{max}^t) ve saatlik bir arz (talep) teklifinin kabul edilen segment seviyelerinin fiyat aralıklarının toplamına eşittir. Saatlik bir arz (talep) teklifinin seviyelerinin fiyat aralıkları pozitif (negatif) veya sıfırdır.

$$p_t = p_{min}^t + \sum_{l \in L(i)} x_{itl} (p_{itl}^1 - p_{itl}^0), \forall i \in I, t \in T$$

$$p_t = p_{max}^t + \sum_{l \in L(i)} x_{itl} (p_{itl}^1 - p_{itl}^0), \forall i \in J, t \in T$$

6. Blok teklif kısıtları (Paradoksal tekliflerin kabul edilmesi durumunda)

Bir arz (talep) blok teklifi reddedilirse, fiyatı ilgili zaman aralığı için ortalama enerji tarafı piyasa takas fiyatından daha büyük (daha küçük) olduğu kesin olarak söylenebilir. Arz (talep) blok tekliflerinin kabulü için bir kısıtlama yoktur. Bu, blok teklifin amaç fonksiyonuna olan katkısına bağlıdır.

Arz tarafı:

$$-n_b p_b + \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t \leq \left(-n_b p_{min} + \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_{max}^t \right) y_b - \epsilon, \forall b \in B_s \setminus B_{sc}$$

Talep tarafı:

$$n_b p_b - \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t \leq \left(n_b p_{max} - \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_{min}^t \right) y_b - \epsilon, \forall b \in B_d \setminus B_{dc}$$

7. Bağlı blok teklif kısıtları:

Bir çocuk blok teklifi kabul edildiyse, anne teklif (blok teklif veya karma blok teklif) de kabul edilmelidir.

$$y_b \leq y_\lambda, \forall \lambda \in \Omega^b, b \in B_s \cup B_d$$

$$y_b \leq z_\lambda, \forall \lambda \in \Theta^b, b \in B_s \cup B_d$$

8. Bağlı karma blok teklif kısıtları:

Bir karma çocuk blok teklifi kabul edildiyse, anne teklif (blok teklif veya karma blok teklif) de kabul edilmelidir.

$$z_b \leq z_\lambda \quad \forall \lambda \in \Lambda^b, b \in MB$$

$$z_b \leq y_\lambda \quad \forall \lambda \in \Omega^b, b \in MB$$

9. Karma bir blok teklifin sadece bir segment seviyesi kabul edilebilir veya hepsi reddedilir.

$$\sum_{l \in L(b)} z_{bl} = z_b, \forall b \in MB$$

10. Esnek teklif kısıtları:

Esnek bir teklifin fiyatı, birden fazla zaman aralığına ait piyasa takas fiyatından düşük olsa bile, yalnızca tek bir zaman aralığında kabul edilebilir. Esnek bir teklif reddedilirse, fiyatı her zaman dilimindeki piyasa takas fiyatından büyüktür.

$$p_t - p_f \leq (p_{max}^t - p_{min}) \sum_{t \in T} \gamma_{ft} - \epsilon, \forall f \in F_s, t \in T$$

$$\sum_{t \in T} \gamma_{ft} \leq 1, \forall f \in F_s$$

11. Karar değişkenleri tanımları

$$x_{itl} \in [0,1]; p_t \in [p_{min}^t, p_{max}^t]; p_t^R \in [p_{min}, p_{max}]; y_b, z_b, z_{bl}, \gamma_{ft}, w_{itl} \in \{0,1\};$$

$$m_{bl} \in [p_{min}, p_{max}]$$

GÖP_PKT modelinde hedefimiz, üretici ve tüketici fazlalarının toplamını (sosyal fayda) enbüyüklemektir. Sosyal faydanın enbüyüklenmesi üretici ve tüketici memnuniyetini mümkün olduğunca arttırmayı hedeflemektedir. Piyasa katılımcıları arasındaki ticareti kolaylaştırmak için kullanılır, amaç fonksiyonu değeri TL

cinsindedir. Bu değer, kabul edilen tekliflerden gelen kâr marjlerinin toplamına eşittir. YH_PKT modelinde arz tarafı, elektrik üretiminde farklı özelliklere sahip üretim birimleridir. YH'de talep tarafında, arz-talep dengesi ve şebeke güvenliğinden sorumlu olarak sadece sistem işletmecisi (TEİAŞ) bulunmaktadır. Burada, YH_PKT modelinin amacı, paradoksal olarak kabul edilmiş blok teklif kısıtları kapsamında rezerv tedarik maliyetini en aza indirmektir. Motivasyonumuz, BP_PKT modelinin, ilk önce YH'deki rezerv fiyatlarının ve ardından GÖP'teki enerji fiyatlarının netleştirildiği mevcut iki aşamalı modelden daha iyi olduğunu göstermektir. Bunun için kıyaslaması yapılacak olan bu iki modelin getirilerinin karşılaştırılması gerekmektedir. Günümüz iki aşamalı modelinin getirisi, GÖP amaç fonksiyonu ve YH amaç fonksiyonu değerlerinin farkıdır. Önerilen modelin getirisi, sosyal faydanın ve rezerv tedarik maliyeti farkının enbüyüklendiği amaç fonksiyonudur. GÖP'teki amaç fonksiyon değeri üretici ve tüketicilerin kâr marjlerinin toplamı (sosyal fayda) iken, YH amaç fonksiyon değeri saatlik bazdaki rezerv tedarik maliyetlerinin toplamıdır. Aşağıda, teklif türlerinin her birinin birleşik optimizasyon modelinin amaç fonksiyonuna olan katkısı ayrıntılı olarak analiz edilmektedir.

Saatlik tekliflerden gelen üretici fazlası (P1)

$$\left(\sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \sum_{l \in L(i)} p_t x_{itl} \Delta q_{itl} \right) - \left(\sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \sum_{l \in L(i)} (0.5 x_{itl} \Delta q_{itl} (2p_{itl}^0 + x_{itl} \Delta p_{itl})) \right)$$

Burada;

$$\Delta q_{itl} = q_{itl}^1 - q_{itl}^0 \text{ ve } \Delta p_{itl} = p_{itl}^1 - p_{itl}^0.$$

Saatlik bir teklife ait teklif seviyesinin fiyat aralığı, teklifin kendi fiyatı ve kendinden sonraki aynı saatlik teklife ait teklif seviyesi fiyatının farkının mutlak değerine eşittir. Benzer şekilde saatlik bir teklif seviyesinin miktar aralığı bulunabilir. Örneğin, Çizelge 3.1'deki saatlik satış teklifini ele alalım. Bu örnekte, $t = 1$ zaman aralığına ait piyasa takas fiyatının (PTF) 150 TL olduğunu varsayalım. Bu durumda, saatlik teklife ait ilk dört teklif seviyesi tamamen kabul edilir, son üç teklif seviyesi tamamen reddedilir ve 5. teklif seviyesi % 25 oranında kabul edilir. 5. segment seviyesinin kabul edilen oranı için eşleşme miktarı 280 MWh olur.

Teklif numarası 100'e eşit olan bu saatlik satış teklifine ait üretici fazlası;

$$150*280-[0.5*80*50+0.5*40*140+0.5*80*215+0.5*40*(265) \\ +0.5*0.25*160*(290)] = 17,500 \text{ TL}$$

olarak bulunur.

Çizelge 3.1 : Piyasa takas fiyatının 150 TL olduğu $t = 1$ zaman aralığına ait saatlik bir satış teklifi.

Teklif No.	Seviye No.	Periyot No.	Teklif Miktarı	Teklif Fiyatı	Sonraki Fiyat	Fiyat Aralığı	Miktar Aralığı	x Karar Değişkeni
100	1	1	0	0	50	50	80	1
100	2	1	80	50	90	40	40	1
100	3	1	120	90	125	35	80	1
100	4	1	200	125	140	15	40	1
100	5	1	240	140	180	40	160	0.25
100	6	1	400	180	220	40	100	0
100	7	1	500	220	2000	1780	0	0
100	8	1	500	2000	-	-	-	0

Diğer teklif türleri için üretici fazlası aşağıdaki gibi hesaplanır;

Blok teklifler (P2)

$$\sum_{b \in B_s} \sum_{t \in T} y_b \delta_{bt} p_t q_b - \sum_{b \in B_s} \sum_{t \in T} y_b \delta_{bt} q_b p_b$$

Karma blok teklifler (P3)

$$\sum_{b \in MB} \sum_{l \in L(b)} \sum_{t \in T} z_{bl} \delta_{bl} q_{bl}^E p_t - \sum_{b \in MB} \sum_{l \in L(b)} z_{bl} n_{bl} q_{bl}^E p_{bl}^E$$

Esnek teklifler (P4)

$$\sum_{f \in F_s} \sum_{t \in T} \gamma_{ft} q_f p_t - \sum_{f \in F_s} q_f p_f$$

Benzer şekilde, tüketici fazlası aşağıdaki gibi hesaplanabilir;

Saatlik teklifler (C1)

$$\left(\sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \sum_{l \in L(j)} (0.5 x_{jtl} \Delta q_{jtl} (2p_{jtl}^0 + x_{jtl} \Delta p_{jtl})) \right) - \left(\sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \sum_{l \in L(j)} p_t x_{jtl} \Delta q_{jtl} \right)$$

Blok teklifler (C2)

$$\sum_{b \in B_a} \sum_{t \in T} y_b \delta_{bt} q_b p_b - \sum_{b \in B_a} \sum_{t \in T} y_b \delta_{bt} p_t q_b$$

Esnek teklifler (C3)

$$\sum_{f \in F^d} q_f p_f - \sum_{f \in F^d} \sum_{t \in T} \gamma_{ft} q_f p_t$$

Son olarak, rezerv tedarik maliyetleri bulunmaktadır. Her karma blok teklifinin segment seviyesi ve bu segment seviyesinin rezerv tarafına yönelik miktar ve fiyat bilgileri bulunmaktadır.

Rezerv tedarik maliyeti (R)

$$\sum_{t \in T} \sum_{b \in B} \sum_{l \in L(b)} \delta_{bt} q_{bl}^R m_{bl}$$

BP_PKT modelinin amaç fonksiyonunu enbüyüklemek, $P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + C_1 + C_2 + C_3 - R$ toplamını enbüyüklemekle eşdeğerdir. Başlangıçta, önerilen yeni piyasa modeli karma tamsayılı doğrusal olmayan bir modeldir. Karar değişkeni m_{bl} doğrusal değildir ve bu nedenle modelimiz de doğrusal olmamaktadır. Doğrusallık kısıtları yardımıyla m_{bl} karar değişkeni doğrusallaştırılmıştır. Segment seviyesi l olan karma blok teklif b kabul edilirse, rezerv alım ödemesi m_{bl} fiyatı üzerinden yapılır.

Modelimiz paradoksal teklifleri kabul ettiğinde, eğer kabul edilen b karma blok teklifinin l segmentinin rezerv fiyatı geçerli olduğu zaman aralıklarının rezerv tarafı için bulunan ortalama piyasa takas fiyatından küçükse; teklif sahibine yapılacak birim rezerv miktarı ödemesi belirtilen zaman aralığına ait ortalama piyasa takas fiyatı üzerinden hesaplanır ($m_{bl} = \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t^R / n_{bl}$). Benzer şekilde, kabul edilen b karma blok teklifinin l segmentinin rezerv fiyatı, geçerli olduğu zaman aralıklarının rezerv tarafı için bulunan ortalama piyasa takas fiyatından büyükse; teklif sahibine yapılacak birim rezerv miktarı ödemesi segmentin rezerv fiyatı üzerinden hesaplanır ($m_{bl} = p_{bl}^R$). Matematiksel modelin doğası gereği, doğrusallaştırma bölümünde sadece m_{bl} değişkenleri için alt sınır verilmiştir. Modelimiz enbüyükleme modeli olduğu için, rezerv tedarik maliyetinin amaç fonksiyonundaki olumsuz etkisini azaltmak için model m_{bl} değişkenlerini olabildiğince küçük olmaya zorlar.

4. ÇÖZÜM YÖNTEMLERİ

Bu bölümde, BP modelini günlük olarak çözmek için iki sezgisel algoritma önerilmiştir. GÖP modelini çözmek için benzer adımlar izlenir. Klasik çözücüler, önerilen piyasa modellerini kısa sürede çözmek için yeterli değildir. Bu iki sezgisel algoritma yardımı ile optimal çözüm bulunmaktadır. Başlangıç çözümü verilmediği durumda, kullandığımız veri setlerinin hiçbirinde bir saat içinde olurlu bir çözüm bulunamamıştır. 6 saatlik çözüm süresinden sonra bile, hâlâ kullanılan optimizasyon programı optimal çözüme ulaşamamıştır. Problemimizi kısa sürede çözmek için, kullanılan optimizasyon programına olurlu bir başlangıç çözümü verilerek çözüm süresi önemli ölçüde azaltılmıştır.

4.1. Problem Boyutunu Düşürme

Matematiksel modelimiz NP-Zor bir problem sınıfına dahil olduğundan, modeli orijinal boyutuyla kısa sürede çözmek mümkün değildir. Piyasa işletmecisi tarafından belirtilen azami süre içinde (bir saat) optimum çözümü bulmak için, aşağıdaki bölümde aynı periyoda sahip saatlik teklifler arz tarafı kendi arasında talep tarafı kendi arasında olacak şekilde toplanarak birleştirilmektedir. Birleştirme işleminin ardından her periyoda karşılık gelen yalnızca birer tane saatlik toplama (aggregate) arz ve talep teklifi olmaktadır. Oluşturulan her bir toplama arz/talep teklifinin, saatlik arz ve talep teklif seviyelerindeki her bir farklı fiyat için farklı bir saatlik teklif seviye bulunmaktadır. Daha sonra, toplam karar değişkeni sayısını azaltmak için bazı değişken eleme teknikleri kullanılmıştır. Aşağıda belirtilen teknikler esas itibarıyla Derinkuyu'nun (2015) çalışmaları referans alınarak kendi modelimize uyarlanmıştır. Çalışmada uygulanan teknikler GÖP modelinin problem boyutunu azaltmaya yöneliktir. Ancak, bahsi geçen teknikler birleşik piyasa modelinin problem boyutunu azaltmak için değiştirilmiş ve daha da geliştirilmiştir. Aşağıdaki iki alt bölümde ayrıntılı olarak kullanılan tekniklere yer verilmektedir.

4.1.1. Saatlik tekliflerin birleştirilmesi

Başlangıç çözümünü bulmaya başlamadan önce, problemin boyutunu optimal çözüm aynı kalacak şekilde küçültüyoruz. Önerilen yöntemde, saatlik arz ve talep tekliflerini ayrı ayrı taplanmıştır. Böylece, talep tarafında azami miktar asgari fiyata ve asgari miktar da azami tedarik fiyatına tekabül eder, tedarik tarafı için ise tersi bir durum söz konusudur. Ayrıca, bir zaman aralığına karşılık gelen toplama saatlik teklif, bu teklif ile aynı zaman aralığına sahip, saatlik teklif seviyeleri setindeki farklı fiyatların sayısı kadar teklif seviyesine sahiptir.

Çizelge 4.1 : İki farklı saatlik talep teklif örneği.

Teklif Numarası	Kırılım Numarası	Periyot No	Teklif Türü	Miktar	Fiyat
100	1	1	S	400	0
100	2	1	S	300	50
100	3	1	S	250	100
100	4	1	S	200	150
100	5	1	S	100	200
101	1	1	S	300	0
101	2	1	S	250	25
101	3	1	S	200	75
101	4	1	S	150	125
101	5	1	S	100	150
102	6	1	S	50	250

Yukarıdaki Çizelge 4.1'de sırasıyla beş ve altı teklif seviyesine sahip iki farklı saatlik teklif verilmiştir. Piyasada yalnızca bu tekliflerin olduğu bir senaryoda, bu tekliflerin periyot numarası aynı olduğundan, toplama saatlik teklif, periyot numarası "1" olacak şekilde oluşturulur. Toplama adımında, her bir saatlik teklife ait teklif seviyelerinin fiyatları artan bir şekilde sıralar ve tekrar eden fiyatlar elenerek olası tüm fiyat kırılımları belirlenmiş olur. Bulunan bu kırılım fiyatları yeni oluşturulacak olan toplama saatlik teklifin teklif seviyene ait fiyatlar olacaktır. Oluşturulan bu yapay saatlik tekliflere ait yük miktarlarını bulmak için her saatlik teklifin oluşturulan her bir yapay saatlik teklif seviyesine ait fiyata karşılık gelen yük miktarları her bir saatlik teklif için bulunduktan sonra bu miktarlar toplanır. Bulunan toplam miktar, toplama teklifin karşılık gelen kırılımına yük miktarı olarak atanır. Çizelge 4.1'deki senaryo için dokuz farklı fiyat kırılımı bulunmaktadır. Bu yüzden, toplama saatlik teklif dokuz

kırılım seviyesine sahip olur. Her bir fiyat kırılımına karşılık gelen miktar, her saatlik tekliften gelen interpolasyonla bulunan miktarların toplanmasıyla bulur. Örneğin, 125 TL'ye karşılık gelen miktar için (toplam saatlik teklifin altıncı teklif seviyesi birim yük fiyatı) ilk saatlik tekliften;

$$250 - (250-200) * [(125-100) / (150-100)] = 225 \text{ MW}$$

ve ikinci saatlik tekliften 150 MW gelir. Toplama saatlik teklifin altıncı teklif seviyesi için 125 TL'ye karşılık 375 MW bulunmuş olur. Benzer şekilde diğer kırılım noktalarına ait yük miktarları benzer bir yoldan bulunabilir. Toplam saatlik teklif Çizelge 4.2'de verilmiştir.

Çizelge 4.2 : Çizelge 4.1'deki saatlik tekliflerden oluşturulan toplama saatlik teklif.

Teklif Numarası	Kırılım Numarası	Periyot Numarası	Teklif Türü	Miktar	Fiyat
1	1	1	S	700	0
1	2	1	S	600	25
1	3	1	S	525	50
1	4	1	S	475	75
1	5	1	S	425	100
1	6	1	S	375	125
1	7	1	S	300	150
1	8	1	S	175	200
1	9	1	S	147.5	250

Saatlik arz ve talep tekliflerinin toplama işlemi, aşağıdaki adımlara göre zaman aralıkları setindeki (T) her zaman aralığı için benzer adımlarla ayrı ayrı gerçekleştirilir.

- 1) Her bir zaman aralığı $t \in T$ için, bu zaman aralığındaki saatlik arz ve talep teklif kırılımlarının tamamını analiz ederek bir fiyat seti oluşturulur. Bu seti P^t olarak adlandırılır ve bu fiyatlar set içinde artan bir şekilde sıralanır ve tekrarlanan fiyatlar elenir.
- 2) Zaman aralığı t olacak şekilde yapay (dummy) saatlik bir B_t teklifi oluşturulur. P^t setindeki her bir fiyata bir saatlik teklif seviyesi karşılık gelecek şekilde, setteki fiyat sayısı kadar teklif seviyesi saatlik B_t teklifine eklenir. Böylece, P^t toplama saatlik teklifindeki i indisli her bir p_i fiyatı için, B_t 'ye ait i seviye numarasına sahip bir b_i toplama saatlik teklif seviyesi oluşturulur.

- 3) B_t saatlik teklifindeki her bir b_i teklif seviyesi için, karşılık gelen teklif seviyesi fiyatı $q_i = 0$ olarak alınır ve t zaman aralığına sahip her bir b saatlik arz (talep) teklifi için aşağıdaki adımlar uygulanır:
- a) b saatlik teklifi için, eğer l teklif seviyesi numarasına sahip ve $p_l = p_i$ eşitliğini sağlayan p_l fiyatına sahip bir teklif seviyesi varsa; $q_i = q_i + q_l$ olur.
 - b) b saatlik teklifinde $p_l = p_i$ eşitliğini sağlayacak l teklif seviyesi numarasına sahip bir kırılım yoksa; sırasıyla p_{l-1} ve p_l fiyatlarına sahip iki ardışık teklif seviyesi bulunur (varsa) öyle ki $p_i \in (p_{l-1}, p_l)$ olsun. İnterpolasyon yöntemi kullanılarak p_i fiyatına karşılık gelen q'_i yük miktarı bulunur ve $q_i = q_i + q'_i$ olacak şekilde güncellenir.

Birleştirme algoritmasının sözde kodu EK A alt bölümünde verilmiştir. Birleştirme/Toplama işleminden sonra, her t periyoduna karşılık gelen tek bir arz (talep) teklifi olduğundan, x_{itl} karar değişkeni x_{tl} olur. Ayrıca, p_{itl} ve q_{itl} parametreleri sırasıyla p_{tl} ve q_{tl} olur. Benzer şekilde, diğer parametreler güncellenir. Birleştirme prosedürü iki nedenden dolayı faydalıdır. İlk olarak, piyasa katılımcıları, üretim veya tüketim karakteristiklerine göre aynı sınıfa dahil edilebilir; çünkü aynı fiyatlarla teklif veren birçok piyasa katılımcısı mevcuttur. Bu yüzden problem boyutunu azaltmak için tekrarlanan fiyatlar ortadan kaldırılabilir. İkincisi, her bir zaman diliminde yapay saatlik arz ve talep teklifleri, yukarıda belirtilen toplama sürecinin bir sonucu olarak, aşağıdaki alt bölümlerde önerilen değişken eleme ve ilk çözüm algoritmalarının uygulanmasına yardımcı olur.

4.1.2. Değişken eleme yöntemi

2019 yılı itibarıyla, Türkiye’de GÖP katılımcıları $[0, 2000]$ aralığında teklif verebilir. 0 TL ve 2000 TL sırasıyla verilebilecek asgari (P_{min}) ve azami (P_{max}) teklif fiyatlarıdır. Ancak, katılımcıların teklif fiyatlarının çoğu daha dar bir aralıktadır. Piyasa katılımcıları tarafından sunulan teklifler dikkate alındığında, herhangi bir optimizasyon modeline gerek kalmadan saatlik bazdaki piyasa takas fiyatlarına yönelik alt ve üst sınırlar bulunabilir. Bulunan alt ve üst sınırlar yardımıyla bazı tekliflerin optimal çözümde kabul edilip edilmeyeceklerine dair bir sonuç elde edilmesi mümkündür.

Burada, alt sınırı bulmak için; tüm arz tarafı blok, karma blok ve esnek tekliflerin kabul edildiğini ve talep tarafı blok, karma blok ve esnek tekliflerin reddedildiğini

varsayıyoruz. Burada, karma bir blok teklif altı segment seviyesine sahiptir ve yalnızca bir segment seviyesi kabul edilebilir. Bu yüzden, enerji tarafına yönelik teklif miktarı en fazla olan segment seviyesi birinci segment olduğu için, bu segment seviyesi kabul edilmektedir. Arz tarafı blok ve esnek teklif fiyatları dikkate alınmaz. Arz tarafında kabul edilen miktarları topladığımızda, toplam arz miktarını her bir zaman diliminde dengelemek için talep tarafında karşılık gelen bir miktar olmalıdır. Arz tarafındaki tüm blok ve esnek teklifler kabul edildiğinde, her zaman aralığı için arz tarafındaki tekliflerden (saatlik teklifler hariç) gelebilecek maksimum arz miktarı bulunmuş olur. Her bir zaman aralığında arz ve talebi dengelemek için, en fazla toplam arz miktarı kadar talep miktarına ihtiyacımız var. Her bir zaman aralığında, arz tarafında yalnızca bir teklif (saatlik toplama arz teklifi) ve talep tarafında bir teklif (saatlik toplama talep teklifi) kaldığından, herhangi bir zaman aralığına ait alt sınır fiyatı; o zaman aralığına karşılık gelen talep yönlü toplama saatlik teklifin teklif seviyeleri fiyatları arasındaki minimum fiyattır. Öyle ki, hesaplanan toplam arz miktarı ve bu fiyata karşılık gelen teklif seviyesi yük miktarı toplamı sifıra eşit veya daha küçük olsun. Her zaman aralığı için, bu zaman aralığında tanımlı saatlik toplama arz ve talep teklifleri aynı sayıda teklif seviyesine sahiptir ve aynı teklif seviyesi numarasına sahip her arz ve talep teklif seviyesi aynı fiyata sahiptir. Ayrıca, arz miktarı piyasada eksi işaretiyle belirtilir.

Benzer şekilde, üst sınır fiyatını bulmak için; tüm talep tarafı blok, karma blok ve esnek tekliflerin kabul edildiğini ve arz tarafı blok ve esnek tekliflerin reddedildiğini varsayıyoruz. Talep tarafında kabul edilen miktarları topladığımızda, toplam talep miktarını her bir zaman aralığında dengelemek için arz tarafında karşılık gelen bir miktar olmalıdır. Talep tarafındaki tüm blok ve esnek teklifler kabul edildiğinde, her zaman aralığı için talep tarafındaki tekliflerden (saatlik teklifler hariç) gelebilecek maksimum talep miktarı bulunmuş olur. Her bir zaman aralığında arz ve talebi dengelemek için, en fazla toplam talep miktarı kadar arz miktarına ihtiyacımız var. Her bir zaman aralığında, arz tarafında yalnızca bir teklif (saatlik toplama arz teklifi) ve talep tarafında bir teklif (saatlik toplama talep teklifi) kaldığından, herhangi bir zaman aralığına ait üst sınır fiyatı; aynı zaman aralığına sahip talep yönlü toplama saatlik tekliflerin teklif seviyeleri fiyatları arasındaki minimum fiyattır. Öyle ki, hesaplanan toplam talep miktarı ve bulunan minimum fiyata karşılık gelen saatlik talep teklif seviyesinin yük miktarı toplamı sifıra eşit veya daha küçük olsun. Şimdi,

her bir zaman dilimi için üst ve alt sınır fiyatlarını bulduktan sonra, tüm teklif türlerini aşağıdaki şekilde değerlendirerek kabul edilip edilmediklerine karar veriyoruz;

Saatlik toplama teklifler için: Toplama saatlik arz teklifine ait herhangi bir teklif seviyesinin fiyatı, ilgili zaman aralığının alt sınır fiyatından daha düşük ise, bu teklif seviyesi kabul edilir. Benzer şekilde, toplama saatlik talep teklifine ait herhangi bir teklif seviyesinin fiyatı, ilgili zaman aralığının üst sınır fiyatından daha büyük ise, bu teklif seviyesi kabul edilir.

Arz blok teklifleri için: Blok teklif fiyatı, blok teklifin aktif olduğu zaman aralığının ortalama alt sınır fiyatından daha düşük ise teklif kabul edilir. Benzer şekilde, Blok teklif fiyatı, blok teklifin aktif olduğu zaman aralığının ortalama üst sınır fiyatından daha büyük ise teklif reddedilir.

Talep blok teklifleri için: Blok teklif fiyatı, blok teklifin aktif olduğu zaman aralığının ortalama üst sınır fiyatından daha büyük ise teklif kabul edilir. Benzer şekilde, blok teklif fiyatı, blok teklifin aktif olduğu zaman aralığının ortalama alt sınır fiyatından daha düşük ise teklif reddedilir.

Karma blok teklifler için: Karma blok teklifinin ilk segment fiyatı, karma blok teklifinin aktif olduğu zaman aralığının ortalama alt sınır fiyatından daha düşük ise teklif kabul edilir. Benzer şekilde, karma blok teklifinin son segment fiyatı, karma blok teklifinin aktif olduğu zaman aralığının ortalama üst sınır fiyatından daha büyük ise reddedilir.

Esnek teklifler için: Esnek teklif fiyatı her bir zaman aralığının alt sınırından daha az ise teklif kabul edilir. Benzer şekilde, esnek teklif fiyatı her bir zaman aralığının üst sınırından daha büyük ise teklif reddedilir.

Örnek olarak, Çizelge 4.3'te periyotları 1 ve 2 olan iki toplama saatlik teklif verilmiştir. Ek olarak, Çizelge 4.4'te gösterildiği gibi bir arz blok teklifi, bir karma blok teklifi ve iki talep blok teklifi bulunmaktadır.

Örnekte, piyasada sadece iki tane saatlik teklif olduğu bir durumda, piyasa takas fiyatları 1. periyotta 150 TL, 2. periyotta 140 TL olacaktır. Üst fiyat sınırını bulmak için tüm talep blok tekliflerinin kabul edildiği varsayılır. Talep blok tekliflerinden 200 ve 201 numaralı tekliflerin gelmesi ile birlikte toplamda 300 MWh yük miktarı elde edilir. Bu talebi karşılamak için, piyasa takas fiyatının 1. periyotta 180 TL'ye, 2.

periyotta 200 TL'ye kaydırılması gerekir. Bu durumda, 1. ve 2. periyotlar için üst sınır fiyat ortalaması 190 TL olur. Bu nedenle, teklif numarası 202 olan arz blok teklifi, fiyatı ortalama üst sınır fiyatından daha büyük olduğu için reddedilir.

Alt fiyat sınırını bulmak için, tüm arz blok tekliflerinin ve karma blok teklifinin birinci segment seviyesinin kabul edildiği varsayılır. Teklif numarası 202 olan blok teklif ilk bölümde reddedildiğinden, bu teklif dahil edilmez. Teklif numarası 203 olan karma blok tekliften en fazla 250 MWh'lik arz tarafı yük miktarı gelmektedir. Bu arz miktarını karşılamak için, piyasa takas fiyatının 1. periyotta 110 TL'ye, 2. periyotta 125 TL'ye düşürülmesi gerekir.

Çizelge 4.3 : Farklı zaman aralıklarına ait iki adet toplama saatlik teklif örneği.

Teklif Numarası	Seviye Numarası	Periyot Numarası	Teklif Türür	Teklif Miktarı	Teklif Fiyatı	Periyot Uzunluğu
1	1	1	S	400	0	1
1	2	1	S	350	50	1
1	3	1	S	300	100	1
1	4	1	S	200	120	1
1	5	1	S	150	130	1
1	6	1	S	100	140	1
1	7	1	S	0	150	1
1	8	1	S	-200	160	1
1	9	1	S	-300	180	1
1	10	1	S	-400	200	1
1	11	2	S	-500	300	1
1	12	3	S	-500	2000	1
2	1	2	S	500	0	1
2	2	2	S	400	50	1
2	3	2	S	350	100	1
2	4	2	S	300	120	1
2	5	2	S	200	130	1
2	6	2	S	0	140	1
2	7	2	S	-50	150	1
2	8	2	S	-100	160	1
2	9	2	S	-200	180	1
2	10	2	S	-300	200	1
2	11	2	S	-400	300	1
2	12	2	S	-400	2000	1

1. ve 2. periyot için ortalama alt sınır fiyatı 117.5 TL olur. Teklif numarası 201 olan talep blok teklifi, fiyatı ortalama alt sınır fiyatından daha düşük olduğu için reddedilir. Böylece, arz tarafında yalnızca 203 teklif numaralı karma blok teklifi ve talep tarafında 200 teklif numaralı talep bloğu teklifi kalır (saatlik teklifler hariç). Dolayısıyla, kalan toplam talep miktarı 100 MWh olur, böylece 1. ve 2. periyot için üst sınır sırasıyla 155 TL ve 160 TL olarak güncellenir. Bu durumda, 1. ve 2. periyot için ortalama üst sınır fiyatı 157.5 TL olur. Karma blok teklifinin 3., 4., 5. ve 6. segment seviyeleri para dışında olduğundan, bu segment seviyeleri reddedilir. Karma blok teklifinin 1. segment seviyesini kaldıramadığımız ve arz tarafında (saatlik teklif hariç) herhangi bir teklif olmadığı için alt sınır fiyatı aynı kalır.

Değişken eleme algoritmasının arkasındaki mantık, her bir zaman periyodu için üst ve alt sınırlar arasındaki boşluğu daraltmaktır. Dar bir aralıkta olurlu bir çözüm bulmaya çalıştığımızda modelimizin çözüm süresi önemli ölçüde azalmaktadır. Değişken eleme algoritması için sözde kod ek bölümünde verilmiştir.

Çizelge 4.4 : Bir arz blok teklifi, iki talep blok teklifi ve bir karma blok teklif örneği.

Teklif Numarası	Seviye Numarası	Periyot Numarası	Teklif Türür	Teklif Miktarı	Teklif Fiyatı	Periyot Uzunluğu
200	1	1	<i>B</i>	100	150	2
201	1	1	<i>B</i>	200	110	2
202	1	1	<i>B</i>	-50	200	2
203	1	1	<i>KB</i>	-250	185	2
203	2	1	<i>KB</i>	-200	187	2
203	3	1	<i>KB</i>	-210	189	2
203	4	1	<i>KB</i>	-220	192	2
203	5	1	<i>KB</i>	-230	195	2
203	6	1	<i>KB</i>	-240	196	2

4.2. Optimal Çözümün Bulunması

Önceki bölümde değişken eleme tekniklerini uyguladıktan sonra, verilerin çoğu için bir saat içinde bir başlangıç çözümü bulamadık. Özellikle, ikinci veriseti için, problem boyutunu ilk veri setine kıyasla daha az oranda azaltabildik. Bu noktada, CPLEX çözücüsünün kısa sürede optimal çözümü bulması için bir sezgisel algoritma önerilmiştir.

4.2.1 IP-tabanlı çok büyük komşuluk arama algoritması

Aşağıdaki “sınırlı başlatma” ve “sınırlı iterasyon” adımlarında amacımız, kaliteli bir olurlu çözüm bulmaktır. İlk iki adımda bulunan çözümler olurlu çözümdür veya yerel optimum (local optimal) çözümdür. Bu çözümlerin global optimum çözüm olup olmadıkları üçüncü adımda bulunan optimum çözümle karşılaştırılarak kontrol edilebilir. Aslında, ilk adımda bulunan yerel optimum çözüm, üçüncü adımın sonunda elde edilen global optimum çözümle karşılaştırıldığında, birçok veride ilk adımda bulunan çözümün optimum çözüm olduğunu görüyoruz. Üçüncü adımda, CPLEX ikinci adımda elde edilen olurlu çözüm düğümünü alır ve bu düğümden başlayarak optimum çözümü bulur. Sezgisel algoritma adımları aşağıdaki gibidir;

1. *Sınırlı başlatma:* Her bir $t \in T$ zaman aralığı için, GÖP modelinde t zaman aralığına ait optimum fiyat (p_t) alınır ve seçilen $\epsilon > 0$ sapma miktarı kullanılarak, BP modelindeki t zaman aralığı enerji fiyatı için alt sınır ve üst sınır olarak sırasıyla $p_t - \epsilon$ ve $p_t + \epsilon$ fiyatları atanarak olurlu bölge daraltılır. BP modelinin daraltılan bölgede çözümü için bir zaman sınırı konulur ve model çözülür. Bulunan olurlu çözüm (p'_t) yerel optimumdur veya sadece olurlu çözümdür. Verilen süre içerisinde CPLEX olurlu bir çözüm bulamazsa, sapma miktarı (ϵ) olurlu bir çözüm bulunana kadar arttırılmak suretiyle model tekrardan çözülür.
2. *Sınırlı iterasyon:* Her bir $t \in T$ zaman aralığı için, başka bir sapma miktarı (ϵ') belirlenir. Eğer belirli bir tolerans miktarı (σ) için $p'_t < p_t - \epsilon' - \sigma$ veya $p'_t > p_t + \epsilon' + \sigma$ sağlanıyorsa ilk aşamada belirlenen olurlu alt bölge t periyoduna ait enerji fiyatı için yeni alt ve üst sınırlar sırasıyla $p'_t - \epsilon'$ ve $p'_t + \epsilon'$ olacak şekilde yeni bir olurlu alt bölgeye kaydırılır. Bu işlem sınırlı sayıda iterasyon için tekrarlanır ya da sınırlı alt bölge değiştirilemeyinceye kadar tekrar eder. Her bir $t \in T$ zaman aralığı için, en son yapılan iterasyon sonucu bulunan olurlu çözümdeki enerji fiyatını p''_t olarak adlandırılır.
3. *Sınırlı iterasyon optimum:* Bu adımda, önceki alt bölümdeki değişken eleme algoritması tarafından enerji fiyatı için bulunan alt ve üst sınır değerleri bu basamakta çözülecek olan modele aktarılarak olurlu bölge global optimum çözümü içerecek şekilde genişletilir. Daha sonra, 2. adım sonucu bulunan çözümden başlamak suretiyle model çözdürülerek optimum çözüm bulunur.

Çözüm süresi ve ilk iki basamakta bulunan çözümlerin kalitesi ϵ , ϵ' ve σ değerleri düzgün bir şekilde ayarlanarak iyileştirilebilir. Burada, 3. adımın çözüm süresi 2. adımda elde edilen çözümün kalitesine bağlıdır.



5. SAYISAL SONUÇLAR

Bu bölümde, GÖP ve YH'nin birlikte optimizasyonundan oluşan birleşik piyasa modelinin sonuçları sunulmaktadır. İlk olarak, bölüm 5.1'de veri oluşturma prosedürü ayrıntılı olarak açıklanmış ve daha sonra bölüm 5.2'de sayısal sonuçlar verilmiştir.

GÖP, YH ve BP için Veriseti_1 ve Veriseti_2 adlı iki veri seti bulunmaktadır. Her bir veri setinde 30 adet veri bulunmaktadır. Her bir veri GÖP, YH ve BP modellerinde kullanılmak üzere üç alt veriden oluşmaktadır. GÖP verileri Türkiye gün öncesi elektrik piyasasından alınmış geçmiş verilerden oluşmaktadır. YH ve BP verileri GÖP verileri kullanılarak türetilmiştir. Birleşik piyasa modelini ve mevcut piyasa modelini karşılaştırmak için GÖP, YH ve BP modellerininin ayrı ayrı çözümleri gerekmektedir. Türkiye'de mevcut elektrik piyasası mekanizmasında hem spot elektrik piyasasını hem de rezerv piyasasını temizleyen bir piyasa olmadığı için sentetik verilerin üretilmesi gerekmektedir. Ayrıca, GÖP'teki hangi teklifin hangi katılımcıya ait olduğunun gizliliği nedeniyle, elimizde teklif edilen veriler olsa bile, YH ve GÖP'te hangi teklif veya teklifler hangi katılımcı tarafından yapıldığı konusunda hiçbir bilgiye sahip değiliz. Bu nedenle, GÖP'teki arz tarafı tekliflerinden bazılarını seçtik ve teklif ettikleri kapasiteleri hem BP modelinde hem de YH'de bazı varsayımlar altında değerlendirdik.

Farklı yıllara ait veri setleri incelendiğinde piyasa katılımcılarının daha rekabetçi teklifler sunduğunu görüyoruz. Veriseti_1 içindeki GÖP verileri, GÖP'ün sisteme entegrasyonundan kısa bir süre sonraki zaman aralığına ait geçmiş verilerden oluşmaktadır. Burada, 4. bölümdeki problem boyutunu küçültme tekniklerinde uyguladığımız değişken eleme yönteminin performansından yola çıkarak Veriseti_1 GÖP verilerinin Veriseti_2'deki GÖP verilerinden daha az rekabetçi teklifler içerdiğini görüyoruz. Türkiye'de paradoksal blok teklifler kabul edilmektedir, ancak Avrupa elektrik piyasalarında paradoksal blok teklifler kabul edilmemektedir. Modelin sağlamlığını test etmek için, PKT vakası çerçevesinde modellenen GÖP, BP ve YH matematiksel modelleri, PRT kuralına göre şekillenen Avrupa elektrik piyasa modellerine göre uyarlanmıştır.

Türkiye’de GÖP’te piyasa katılımcıları tarafından kullanılan saatlik, blok ve esnek teklif olmak üzere üç farklı teklif türü bulunmaktadır. Yeni piyasa modelinde, mevcut teklif türlerine ek olarak, karma blok teklif yapısı yeni bir teklif türü olarak piyasa katılımcılarının kullanımına sunulmuştur. Birleşik piyasa modelimizin ana unsurlarından birisi primer rezerv ihtiyacının giderilmesidir. Bu noktada, bazı piyasa katılımcılarının rezerv tarafına yönelik teklifte bulunduğunu varsaymamız gerekmektedir. Elimizdeki GÖP verilerine dayanarak, yüksek miktarda satış teklifinde bulunan blok teklif sahiplerinin YH kapsamında rezerv tedarik etmek için teklifte buldukları varsayılmıştır. Varsayımın dayanak noktası, giriş kısmında da belirtildiği üzere 50 MW ve üzeri kurulu güce sahip üretim birimlerinin primer rezerv tedarik etmek amacıyla yan hizmetler piyasasına teklifte bulunabilmeleridir. Bu nedenle, GÖP’te 50 MW ve üzeri miktarda satış yönlü blok teklif sunan katılımcıların YH’de de teklifte bulunduğu kabul edilmiştir. Sonuç olarak, GÖP’te 50 MW ve üzeri satış yönlü blok teklifi sunan katılımcılar hem spot piyasadaki hem de rezerv piyasadaki teklif kararlarını, karma blok teklif yapısını kullanarak yeni piyasa modelinde teklifte bulunmak suretiyle ifade etmektedirler. 50 MW altında yük miktarına sahip blok teklifler ve diğer teklif yapılarıyla sunulan teklifler ise hiçbir değişikliğe uğramadan BP modelinde kullanılmıştır. Oluşturulan karma blok teklifler altı farklı segmentten oluşmaktadır. Bu segmentlerden bir tanesi rastgele olarak seçilmiştir ve aşağıda da detaylı bir şekilde anlatılacağı üzere seçilen segment seviyesinin rezerv tarafına yönelik kısmı YH’de blok teklif olarak değerlendirilmiştir.

Analizimiz esas olarak iki bölüme ayrılmaktadır. İlk bölümde, sonuçları mevcut Türkiye elektrik piyasası modelinin dayandığı PKT kuralı altında sunulmaktadır. İkinci bölümde ise, geliştirilen birleşik piyasa modelinin sağlamlığını test etmek amacıyla GÖP, YH ve BP modelleri PRT kuralına göre yeniden modellenmiştir. Ayrıca, her bölümde iki senaryo oluşturulmuştur. Bu iki senaryo, teklif sahiplerinin YH’deki davranışlarını ifade etme noktasında farklılıklar gösterir. İlk senaryoda, hem GÖP’te hem de YH’de teklif sunan bir katılımcının riske meyilli olduğu varsayılmıştır. Bu nedenle, modeldeki risk tutumunu ifade etmek için katılımcının YH’ye daha yüksek birim fiyattan rezerv teklif ettiği varsayılmıştır. İlk senaryoda, katılımcının rastgele olarak karma blok teklifinin 3., 4. ve 5. segment seviyelerinden birini seçtiğini ve YH’de seçtiği bu segment seviyesinin rezerv tarafını blok teklif olarak teklif ettiği varsayılmaktadır. 1, 2, ve 6 numaralı segment seviyeleri seçime dahil edilmemiştir.

Çünkü, segment seviyesi 1 rezerv miktarına sahip değildir ve segment seviyesi 2 ve 6'nın rezerv fiyatı sırasıyla çok ucuz ve pahalıdır. Öyle ki, 6. segment seviyesinin rezerv fiyatı, elimizdeki verilerin çoğunda GÖP'te teklif edilen birim elektrik fiyatından daha yüksek çıkmaktadır. Katılımcı, rezerv tedariki kapsamında teklif edilen miktardan en az fırsat maliyeti kadar bir getiri elde etmek istemektedir. Segment seviyesi 1 ve 2'ye ait fiyatlar birim fırsat maliyetini karşılayacak büyüklükte olmadığından ve segment seviyesi 6 teklif etmek için çok riskli olmasından dolayı bu segment seviyeleri seçime dahil edilmemiştir.

İkinci senaryoda, katılımcının rastgele olarak son beş segment seviyesi arasından bir segment seviyesini seçtiği ve bu segment seviyesinin rezerv tarafını YH'ye blok teklif olarak sunduğu varsayılmıştır. Bu durumda, rezerv birim fiyatları ilk senaryoya kıyasla daha geniş bir fiyat aralığına yayılmaktadır. İkinci senaryo, geniş bir aralığa yayılan birim rezerv fiyatları nedeniyle, birinci senaryodan farklılık göstermektedir. Burada, rastgelelik sonucu seçilen karma blok teklif seviyelerine paralel olarak rezerv tedarik maliyeti de farklılık göstermektedir. Düşük segment seviyeleri rezerv tedarik maliyetini düşürürken yüksek segment seviyeleri maliyeti arttırmaktadır. Her iki senaryoda da sadece YH verisi değişikliğe uğramıştır. GÖP ve BP modellerine ait verilerde herhangi bir değişiklik olmamıştır. Aşağıdaki alt bölümde, veri oluşturma süreci ayrıntılı olarak ele alınmıştır. Daha sonraki alt bölümde sayısal sonuçlara yer verilmiştir.

5.1. Veri Oluşturma Yöntemi

Bu bölümde, birleşik piyasa modelini mevcut piyasa modeliyle karşılaştırmak için veri oluşturma işleminden bahsedilecektir. İstatistiksel olarak, modelimizin mevcut modelden daha iyi performans gösterip göstermediğinden emin olmak için, her biri 30 veriden oluşan iki ayrı veri seti kullanılmıştır. Her bir veri GÖP, YH ve BP verileri olmak üzere üç ayrı veriden oluşmaktadır. GÖP verileri tamamen gerçek piyasa verileridir. BP modeli verilerinin üretilmesinde, GÖP'teki bazı arz tarafı blok tekliflerinde küçük değişiklikler yapılmıştır. YH tarafında, rezerv piyasasına yönelik blok teklif oluşturabilmek için ilgili karma blok tekliflerin bazı segment seviyelerini Senaryo_1 ve Senaryo_2 çerçevesinde seçilmiştir. BP ve YH modeli için veri oluşturma adımlarını vermeden önce, önce GÖP'te sunulmuş olan bazı arz blok

tekliflerinden karma blok teklif oluşturma prosedürüne değinilecektir. Çizelge 5.1'de karma blok teklif yapısı verilmiştir.

Çizelge 5.1 : Karma Blok Teklif Yapısı.

Teklif No	Segment No	Periyot No	Teklif Türü	Enerji Miktarı	Enerji Fiyatı	Rezerv Miktarı	Rezerv Fiyatı	Periyot Uzunluğu
i	1	t	KB	$25x$	$P_1 = MC$	0	R_1	n
i	2	t	KB	$20x$	P_2	$5x$	R_2	n
i	3	t	KB	$21x$	P_3	$4x$	R_3	n
i	4	t	KB	$22x$	P_4	$3x$	R_4	n
i	5	t	KB	$23x$	P_5	$2x$	R_5	n
i	6	t	KB	$24x$	P_6	x	R_6	n

MC: Marjinal maliyet

GÖP'te satış yönlü blok teklifler arasından, BP modelinde kullanılacak karma blok teklifleri üretmek için enerji miktarı 50 MW ve üzeri olan blok teklifler seçilmiştir. Her karma blok teklif altı segment seviyesine sahiptir. Seçilen her bir blok teklifin farklı piyasa katılımcıları tarafından yapıldığı ve teklif sahibi üretim biriminin toplam $30x$ MW kapasiteye sahip olduğu varsayılmıştır (yani üretim birimi saatte en fazla $30x$ MW elektrik üretebilmektedir). Burada x miktarı her bir üretim birimine has sabit bir kapasite miktarını ifade etmektedir. Her bir karma blok teklifin ilk segmentinde, katılımcı, marjinal üretim maliyetine (MC) eşit birim elektrik fiyatı üzerinden enerji tarafına tüm kapasitesini (normalde enerji ve rezerv piyasasına ayrı ayrı teklif ettiği toplam kapasite miktarı) sunmaktadır. İkinci segment seviyesi, GÖP'teki orijinal arz blok teklifine karşılık gelmektedir, GÖP'e sunulan miktarın $25x$ 'e (Q_2^E) eşit olduğunu ve kalan miktarın (Q_2^E) rezerv tarafına teklif edildiği varsayılmıştır. Her segment seviyesinde, enerji ve rezerv piyasasına sunulan miktarın toplamı $30x$ MWh'dir. Karma blok teklifte segment seviyesi bir artarsa, enerji tarafına teklif edilen yük miktarı x birim artar ve rezerv taraf için teklif edilen yük miktar x birim azalır.

İlk segment fiyatının, ikinci segment fiyatı ve 1 ile 3 arasında 0.5 miktarında artan rasyonel sayılardan rastgele seçilen bir sayı ile toplamına eşit olduğu varsayılmaktadır ($P_1 = MC = P_2 + 0.5 * Rand(2, 3)$). Segment seviyesi $n \geq 3$ olduğu durumda, segment fiyatının kendinden önceki segment fiyatı ve 1 ile 3 arasında 0.5 miktarında artan rasyonel sayılardan rastgele seçilen bir sayı ile farkına eşit olduğu varsayılmaktadır ($P_n = P_{n-1} - 0.5 * Rand(2,6)$). Burada, segment seviyesi arttıkça bir birim enerji fiyatı $0.5 * Rand(2,6)$ kadar azalır. Her bir segment seviyesine ait birim rezerv fiyatı; ilgili segment seviyesi birim enerji fiyatı ve belirlenen oranlarda

toplam kapasitenin enerji ve rezerv tarafına paylaştırıldıktan sonra sıfır kâr marjini varsayımı altında hesaplanır. Bu çerçevede, n segment seviyeli bir karma blok teklifin rezerv fiyatı $(CM - P_n) * Q_n^E / Q_n^R$ formülü yardımıyla bulunur. Şekil 5.1'de, karma blok teklifin segment bileşenlerinin hesaplanmasında kullanılan formüller özetlenmiştir.

Karma blok teklifin enerji tarafı			Karma blok teklifin rezerv tarafı	
Segment No.	Enerji Miktarı	Enerji Fiyatı	Rezerv Miktarı	Rezerv Fiyatı
1	$Q_1^E = 25x$	$P_1 = MC = P_2 + 0.5 * Rand(2,6)$	$Q_1^R = 0$	$R_1 = 0$
2	$Q_2^E = 20x$	$P_2 = P_1 - 0.5 * Rand(2,6)$	$Q_2^R = 5x$	$R_2 = (MC - P_2) * Q_2^E / Q_2^R$
3	$Q_3^E = 21x$	$P_3 = P_2 - 0.5 * Rand(2,6)$	$Q_3^R = 4x$	$R_3 = (MC - P_3) * Q_3^E / Q_3^R$
4	$Q_4^E = 22x$	$P_4 = P_3 - 0.5 * Rand(2,6)$	$Q_4^R = 3x$	$R_4 = (MC - P_4) * Q_4^E / Q_4^R$
5	$Q_5^E = 23x$	$P_5 = P_4 - 0.5 * Rand(2,6)$	$Q_5^R = 2x$	$R_5 = (MC - P_5) * Q_5^E / Q_5^R$
6	$Q_6^E = 24x$	$P_6 = P_5 - 0.5 * Rand(2,6)$	$Q_6^R = x$	$R_6 = (MC - P_6) * Q_6^E / Q_6^R$

Şekil 5.1 : Enerji ve rezerv tarafı için karma blok teklifine ait formülasyonlar.

Teklif No	Seviye No	Periyot No	Teklif Türü	Enerji Miktarı	Enerji Fiyatı	Periyot Uzunluğu
18170830	1	9	B	1000	178.4	10

Teklif No	Seviye No	Periyot No	Teklif Türü	Enerji Miktarı	Enerji Fiyatı	Rezerv Miktarı	Rezerv Fiyatı	Periyot Uzunluğu
18170830	1	9	KB	1250	179.4	0	0	10
18170830	2	9	KB	1000	178.4	250	4	10
18170830	3	9	KB	1050	176.9	200	13.125	10
18170830	4	9	KB	1100	174.9	150	33	10
18170830	5	9	KB	1150	173.9	100	63.25	10
18170830	6	9	KB	1200	171.4	50	192	10

Teklif No	Segment No	Zaman Aralığı	Teklif Türü	Rezerv Miktarı	Rezerv Fiyatı	Periyot Uzunluğu
18170830	1	9	B	150	33	10

Şekil 5.2 : GÖP, BP ve YH için sırasıyla arz tarafı enerji blok teklifi, karma blok teklifi ve rezerv blok teklifi oluşturma hiyerarşisi.

Karma blok teklifler yukarıda belirtilen şekilde oluşturulduktan sonra ilgili senaryoya bağlı olarak her bir karma blok teklife ait bir segment seviyesi seçilir. Seçilen segment seviyesi hem enerji tarafına hem de rezerv tarafına yönelik miktar ve fiyat bilgisi

içermektedir. Rezerv tarafına yönelik olan kısım YH’de teklif edilmek üzere satış yönlü blok teklif olarak kullanılır. Şekil 5.2’de, ilk adımda, bir blok teklifi verilmiştir; ikinci adımda, ilk adımdaki bu blok tekliften altı segment seviyesine sahip karma bir blok teklif oluşturulmuştur. Üçüncü seviyede, ikinci adımdaki karma blok teklifinin segment seviyesinin rezerv tarafından elde edilmiş bir blok teklif bulunmaktadır. YH’de blok teklif olarak kullanılmak üzere karma blok teklifinin 3. segmenti seçilmiştir.

5.2. Simülasyon Sonuçları

Bu bölümde, yeni piyasa modelimizin (BP modeli) performansı geçmiş piyasa verilerinden rastgele seçilerek oluşturulan iki veri seti üzerinden günümüz piyasa modeli (önce YH piyasası daha sonra GÖP’ün devreye girdiği piyasa mekanizması) ile karşılaştırılmaktadır. Aşağıdaki alt bölümlerde günümüz GÖP ve YH mekanizması işleyişine yönelik model “Günümüz Piyasa Modeli” olarak adlandırılmıştır. Her iki piyasa da mevcut Türkiye elektrik piyasasında ayrı ayrı faaliyet göstermektedir. Hiyerarşik olarak temizlenirler, herhangi bir güne ait rezerv ihtiyacı iki gün öncesinde YH piyasası ile öngörülen miktarda primer rezerv tedariki sağlanır ve saatlik bazda birim primer rezerv fiyatı belirlenir. Bir gün öncesinde ise GÖP’te saatlik bazda birim spot elektrik fiyatının yanı sıra kabul edilen teklifler belirlenir. Çalışmamızda bahsi geçen yan hizmet birimi sadece primer frekans kontrolüdür. Bu kapsamda amaç primer rezerv tedarik maliyetini en aza indirmektir. İlk olarak, her veri kümesindeki veriler birden otuza kadar numaralandırılmıştır. Veriseti_1 ve Veriseti_2’deki her bir veride bulunan her bir teklif türüne ait teklif sayıları sırasıyla Çizelge D.1 ve Çizelge D.2’de verilmiştir. Ayrıca, veri setlerine ait ayrıntılı sonuçlar her bir vaka (PKT ve PRT) için Ekler kısmında verilmiştir. Her bir vaka için iki senaryo uyarlanmıştır. Senaryo_1 olarak adlandırılan ilk senaryoda, piyasa katılımcısının risk almaya meyilli olduğunu ve buna yönelik olarak sunduğu karma blok teklifinin rezerv tarafının üçüncü, dördüncü veya beşinci segment seviyesini YH piyasasına satış yönlü blok teklif olarak verdiği varsayılmaktadır. Senaryo_2 olarak adlandırılan ikinci senaryoda, katılımcı sunduğu karma blok teklifin son beş segment seviyesi (2, 3, 4, 5 ve 6) arasından bir segment seviyesini seçer ve seçilen segment seviyesinin rezerv tarafını YH’ye satış yönlü blok teklif olarak sunar. Sonuçlar aşağıdaki prosedüre göre sunulmaktadır.

İlk olarak, PKT vakası için sonuçlar Bölüm 5.2.1'de sunulmaktadır. Her vakada, yukarıda açıklandığı gibi Senaryo_1 ve Senaryo_2 adlı iki senaryo verilmiştir. Senaryo_1 ve Senaryo_2 altında Veriseti_1 ve Veriseti_2 için bulunan sonuçlara ait istatistiksel sonuçlar verilmektedir. Benzer şekilde, PRT vakası sonuçlarına Bölüm 5.2.2'de değinilmektedir.

Modellere ait sonuçlar 4 GB RAM ve 64-bit Windows 10 işletim sistemine sahip 2.60GHz işlemcili Intel®Core™i5 bilgisayar kullanılarak bulunmuştur. Modeller, Java dilinde ILOG Java Concert Teknolojisi kullanılarak kodlanmıştır.

5.2.1. PKT kısıtları altındaki BP modelinin mevcut piyasa modeliyle karşılaştırılması

Bu bölümde öncelikle Senaryo_1 ile ilgili sonuçlar ve daha sonra Senaryo_2 sonuçları sunulmaktadır. Çizelge D.1 ve Çizelge D.2, BP modeli için sırasıyla Veriseti_1 ve Veriseti_2'ye ait her bir verideki her bir teklif türünün sayısını vermektedir. Saatlik tekliflerin, saatlik teklif seviyelerinin, alış yönlü blok tekliflerin ve esnek tekliflerin sayısı; aynı güne ait GÖP ve BP modelleri için aynıdır. Bununla birlikte, BP verisindeki satış yönlü blok teklifler ve karma blok tekliflerin 2. segmentinin enerji tarafına yönelik kısmı GÖP'teki satış blok teklifleridir. YH piyasası verileri, Şekil 5.2'de gösterildiği gibi rastgele seçilen karma blok teklif seviyelerinden oluşturulan blok tekliflerden oluşmaktadır.

Senaryo_1 altında, Çizelge 5.2 ve Çizelge 5.3'te Veriseti_1 ve Veriseti_2 için mevcut piyasa modeline kıyasla, yeni piyasa modelinin; minimum, ortalama ve maksimum parasal ve nispi getirileri özetlenmektedir. BP modelinin nispi getirisi, Veriseti_1 (Veriseti_2) için %0.05 (%0.06) ile %0.49 (%5.21) arasında değişmektedir. Veriseti_1 ve Veriseti_2 için ortalama sırasıyla 122.301 TL ve 1.404.919 TL (44.639.921 TL ve 512.795.413 TL) günlük (yıllık) getiri elde edilmiştir.

Veri setlerine baktığımızda, hemen hemen her veride BP_PKT modeli amaç fonksiyon değerinin, YH_PKT modelinden gelen rezerv tedarik maliyeti dikkate alınmadığı halde bile GÖP_PKT modeli amaç fonksiyon değerinden daha büyük olduğunu görülmektedir. Burada, ortalama olarak, yeni piyasa modeli, rezerv tedarik maliyetinin iki katından fazla bir miktarda artış sağlayarak mevcut piyasa modelinden daha iyi performans gösterdiği görülmektedir.

İkinci senaryoda (Senaryo_2), karma blok teklifin son beş segment seviyesi arasından bir segment seviyesi rastgele olarak seçilmiştir. Seçilen karma blok segment seviyesinin rezerv tarafı, YH'de blok teklif olarak kullanılmıştır. Çizelge 5.4 ve Çizelge 5.5, sırasıyla Veriseti_1 ve Veriseti_2 için PKT vakası altında minimum, ortalama ve maksimum parasal ve nispi artış miktarları verilmektedir.

Çizelge 5.2 : Senaryo_1 altındaki Veriseti_1 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PKT modelinin parasal ve nispi getirileri.

Parasal Artış (TL)			Nispi Artış (%)		
Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
70,298	122,301	198,886	0.05%	0.16%	0.49%

Çizelge 5.3 : Senaryo_1 altındaki Veriseti_2 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PKT modelinin parasal ve nispi getirileri.

Parasal Artış (TL)			Nispi Artış (%)		
Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
66,512	1,404,919	4,019,646	0.06%	1.66%	5.21%

BP modelinin nispi getirisi, Veriseti_1 (Veriseti_2) için % 0.04 (% 0.02) ile % 2.30 (% 5.19) arasında değişmektedir. Veriseti_1 ve Veriseti_2 için PKT vakasında günlük (yıllık) ortalama sırasıyla 181.758 TL ve 1.358.848 TL (66.342.684 TL ve 495.979.601 TL) getiri elde edilmiştir. İkinci senaryoda sadece YH amaç fonksiyon değeri değişmiştir, diğer amaç fonksiyon değerleri (GÖP ve BP) ilk senaryoda bulunan değerlerle aynıdır.

Buradaki parasal ve nispi artışlar alış ve satış yönündeki piyasa katılımcılarına kâr olarak yansımaktadır. Çünkü, elde edilen artış miktarları sosyal refahtaki artışı ifade etmektedir. Bu noktada, hem alıcı fazlası hem de satıcı fazlasının artması demek alıcının (satıcının) daha yüksek bir kar marjini ile alış (satış) yapması anlamına gelmektedir.

Çizelge 5.6'da Veriseti_1 ve Veriseti_2 için Senaryo_1 ve Senaryo_2 altındaki parasal ve nispi artış miktarları özetlenmiştir. PKT vakasında Veriseti_1 için ortalama parasal ve nispi artış miktarlarına bakıldığında, ikinci senaryonun ilk senaryodan daha iyi performans gösterdiği görülmektedir.

Veriseti_2'de ise tam tersi olarak ilk senaryo ikinci senaryoya kıyasla daha yüksek parasal ve nispi artış miktarına sahiptir. Senaryo_1 ve Senaryo_2 için ortalama

YH_PKT amaç fonksiyon değerlerine bakıldığında her iki veri setindeki senaryo bazındaki farklılığın nedeni yorumlanabilmektedir.

Çizelge 5.4 : Senaryo_2 altındaki Veriseti_1 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PKT modelinin parasal ve nispi getirileri.

Parasal Artış (TL)			Nispi Artış (%)		
Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
17,081	181,758	2,290,016	0.04%	0.21%	2.30%

Çizelge 5.5 : Senaryo_2 altındaki Veriseti_2 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PKT modelinin parasal ve nispi getirileri.

Parasal Artış (TL)			Nispi Artış (%)		
Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
20,551	1,358,848	3,928,691	0.02%	1.61%	5.19%

Çizelge 5.15'de Veriseti_1'e ait ortalama YH_PKT amaç fonksiyonu değerleri senaryo bazında incelendiğinde, Senaryo_1 altındaki ortalama YH_PKT amaç fonksiyon değerinin, Senaryo_2 altındaki ortalama YH_PKT amaç fonksiyon değerinden daha küçük olduğu görülmektedir. GÖP_PKT ve BP_PKT amaç fonksiyonu değerleri her iki senaryoda da aynı olduğundan, mevcut piyasa modeli amaç fonksiyonu (GÖP_PKT amaç fonksiyonu değeri ve YH_PKT amaç fonksiyon değerleri farkı) ilk senaryoda ikinci senaryoya göre daha büyüktür. Bu nedenle, ilk senaryo için BP_PKT modelinin ortalama getirisi (BP_PKT amaç fonksiyonu değeri ve mevcut piyasa amaç fonksiyonu değeri farkı), ikinci senaryoya göre daha küçük olmaktadır. Ancak, Veriseti_2 için, Senaryo_1 altındaki ortalama YH_PKT amaç fonksiyonu değerinin, Senaryo_2 altındaki YH_PKT amaç fonksiyonu değerinden daha büyük olduğu görülmektedir. Bu nedenle, Veriseti_2'de BP_PKT modelinin ilk senaryo için ortalama nispi ve parasal getirisi, ikinci senaryonun ortalama nispi ve parasal getirisinden daha büyük olmaktadır.

YH_PKT amaç fonksiyonu değerlerinin iki senaryo için de farklı olması, her senaryodaki YH verisi oluşturma prosedürlerinden kaynaklanmaktadır. Senaryo_1 ve Senaryo_2 altındaki YH_PKT modeli için hem Veriseti_1 hem de Veriseti_2 sonuçları Çizelge 5.6'da özetlenmiştir. Beklenileceği üzere, ikinci senaryonun asgari YH_PKT değeri, her iki veri seti için de ilk senaryonun asgari YH_PKT değerinden düşüktür. Çünkü, ikinci senaryoda, karma blok tekliflerin daha düşük segment seviyelerinin de seçilebilmesi nedeniyle daha fazla rezerv miktarını daha düşük fiyattan teklifte

bulunan blok takliflerin etkisi ile birlikte düşük maliyetle rezerv tekarîğinin sağlandığı durumlara raslanmıştır. Ancak, özellikle 6. segment seviyesinin seçilmesine bağlı olarak bazı verilerde YH_PKT amaç fonksiyon değerinin çok yüksek olduğunu görülmektedir. Bu durumda, ortalama rezerv tedarik fiyatı daha da artmaktadır.

Çizelge 5.6 : PKT vakası, Senaryo_1 ve Senaryo_2 altındaki Veriseti_1 ve Veriseti_2 veri seti için minimum, ortalama ve maksimum parasal ve nispi artış miktarları.

		Parasal Artış			Nispi Artış		
		Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
Veriseti_1	S1	70,298	122,301	198,886	0.05%	0.16%	0.49%
	S2	17,081	181,758	2,290,016	0.04%	0.21%	2.30%
Veriseti_2	S1	66,512	1,404,919	4,019,646	0.06%	1.66%	5.21%
	S2	20,551	1,358,848	3,928,691	0.02%	1.61%	5.19%

S1: Senaryo_1, S2: Senaryo_2

Dahası, Veriseti_2'nin her iki senaryoda da Veriseti_1'den daha iyi performans gösterdiğini görüyoruz, özellikle de PKT vakasındaki parasal ne nispi artış PRT vakasına göre çok daha büyüktür. Bu durum şu şekilde açıklanabilir:

Öncelikle, Veriseti_1 ve Veriseti_2 GÖP verileri incelendiğinde; Veriseti_1, 2012'ye ait eski verilerdir ve o zamanlar Türkiye GÖP'ü nispeten yeniydi ve piyasa, 2015'e ait Veriseti_2 ile karşılaştırıldığında o kadar verimli olmadığı görülmektedir. Bunu, Veriseti_1'deki GÖP verilerine ait blok teklif fiyatlarına bakarak gözlemleyebiliriz. Blok fiyatlarının çeşitlilik gösterdiğini ve bu durumun piyasa katılımcılarının GÖP'teki PTF'leri tahmin etmede o kadar iyi olmadığını görüyoruz. Arz blok teklif fiyatları, blok teklifin GÖP'te etkin olduğu zaman aralığının ortalama piyasa takas fiyatından uzak olduğu durumlarda, ilgili arz blok tekliflerinden üretilen karma blok teklifleri yeni piyasa modelinde amaç fonksiyonuna pozitif bir katkı sağlayamamaktadır. Bir blok teklif ile karma blok teklif kıyaslandığında, karma blok teklifler altı segment seviyesine sahiptir ve her bir segment seviyesi blok teklif yapısına sahiptir. Ayrıca, Şekil 5.1'de görüldüğü gibi karma blok içinde segment seviyesi arttıkça, enerji fiyatları azalmakta ve teklif edilen enerji miktarları artmaktadır. Dolayısıyla, bir satış blok teklifi GÖP'te reddedilmiş olsa bile, bu tekliften türetilen karma blok teklif, daha düşük fiyattan daha büyük miktarda enerji sağlayan segment seviyeleri sayesinde BP'de kabul edilebilmektedir. Bununla birlikte,

blok teklif fiyatları Veriseti_1'de Veriseti_2'ye kıyasla daha çok değişiklik gösterdiğinden, Veriseti_1'den seçilen herhangi bir güne ait satış blok teklifi GÖP'te reddilmişse bu blok tekliften türetilen karma blok teklif BP'da büyük olasılıkla reddedilmektedir. GÖP_PKT ve BP_PKT amaç fonksiyon değerleri karşılaştırıldığında Veriseti_1 (Veriseti_2) için ortalama BP_PKT amaç fonksiyon değerinin GÖP_PKT ortalama amaç fonksiyonu değerinden % 0,05 (% 1,25) daha büyük olduğu görülmektedir.

İkincisi, zaman geçtikçe yeni piyasa katılımcılarının sisteme entegrasyonu ile birlikte GÖP işlem hacmi artmaktadır. Bu durum, Veriseti_1 ve Veriseti_2 'deki satış blok ve karma blok tekliflerine ve piyasadaki işlem hacminlerine bakarak gözlemlenebilir. Veriseti_2'de bulunan her bir verinin GÖP modeli için amaç fonksiyonu değerlerine bakıldığında, Veriseti_1 e kıyasla daha büyük olduğu görülmektedir. Ayrıca, Veriseti_1 ve Veriseti_2 için ortalama olarak sırasıyla 25 ve 60 karma blok teklif olduğunu görüyoruz. Karma blok teklifler, BP modelinin ve mevcut piyasa modelinin parasal ve nispi artış farklılıklarında ana rolü oynadığından, her iki senaryoda da Veriseti_1 ve Veriseti_2 arasında böyle bir fark gözlemliyoruz.

5.2.2. PRT kısıtları altındaki BP modelinin mevcut piyasa modeliyle karşılaştırılması

Bu bölümde, BP modelinin PRT kısıtları altındaki performansı incelenmiştir, model BP_PRT olarak adlandırılmıştır. Aynı şekilde PRT kısıtları altındaki GÖP ve YH modelleri sırasıyla GÖP_PRT ve YH_PRT olarak adlandırılmıştır. YH_PRT ve BP_PRT modelleri, önceki bölümde PKT modellerinde kullanılan her veri seti için aynı rezerv talep miktarları ile değerlendirilmektedir. Aşağıda, her modelde PKT kısıtlarına karşılık gelen PRT kısıtları verilmiştir.

GÖP modeli için PRT kısıtları

(4') PRT durumu için blok teklif kısıtları: Bir arz (talep) blok teklifi kabul edilmişse, fiyatı, teklifin geçerli olduğu zaman aralığının ortalama piyasa takas fiyatına eşit veya daha küçüktür (büyüktür). Bununla birlikte, bir blok teklifin reddedilmesi, blok teklifin para dışında (out of money) olduğu anlamına gelmez, paradoksal bir durumda, blok teklif reddedilse bile para içindedir (in the money). Dolayısıyla, aşağıdaki kısıtlamalar bu senaryo için yeterince esneklik sağlamaktadır.

Arz tarafı için

$$y_b n_b p_b \leq \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t \quad \forall b \in B_s \setminus B_{sc}$$

Talep tarafı için

$$\sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t \leq n_b (p_b + p_{max} (1 - y_b)) \quad \forall b \in B_d \setminus B_{dc}$$

(6') PRT durumu için esnek teklif kısıtları: Esnek bir teklif bir zaman aralığında kabul edilirse, fiyatı o zaman aralığının piyasa takas fiyatına eşit veya daha düşüktür. Esnek bir teklif en fazla tek bir zaman aralığında kabul edilebilir.

Arz tarafı için

$$p_f \gamma_{ft} \leq p_t \quad \forall f \in F_s, t \in T$$

$$\sum_{t \in T} \gamma_{ft} \leq 1, \forall f \in F_s$$

YH modeli için PRT kısıtları

YH_PKT modelindeki kısıt (4)'e ek olarak, PRT durumu için ek bir kısıt daha gerekmektedir. Bir rezerv blok teklif segmenti kabul edilmişse, teklif fiyatı teklifin geçerli olduğu zaman aralığına ait ortalama piyasa takas fiyatına eşit veya daha düşüktür.

(6) PRT vakası altındaki blok teklif kısıtları:

$$\sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t \geq \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_{bl} y_{bl} \quad \forall b \in B, l \in L(b)$$

BP modeli için PRT kısıtları

Burada; blok, karma blok ve esnek tekliflerle ilgili bölüm 3.3'teki PKT kısıtları (kısıt (6), (9) ve (10)) PRT kısıtları ile değiştirilmiştir. Ayrıca, PRT durumu için hem enerji hem de rezerv tarafında, karma blok teklif segmentleri için başka bir kısıt tanımlanmıştır. Kısıt (9) paradoksal karma blok teklif segmentlerinin PKT durumu altında kabul edilmesine izin vermektedir. Ancak, PRT kuralını uygulamak için yeterli değildir, bu nedenle başka bir kısıt tanımlanması gerekmektedir. PRT durumunda, eğer bir arz (talep) blok teklif kabul edilirse, blok fiyatı, teklifin geçerli olduğu zaman

aralığı için enerji tarafı piyasa takas fiyatlarının ortalamasına eşit veya daha azdır (fazladır). PRT durumunda, BP modeli için güncellenmiş ve ilave kısıtlar aşağıdaki gibidir.

(6') PRT vakası altındaki blok teklif kısıtları

Arz tarafı için

$$y_b n_b p_b \leq \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t \quad \forall b \in B_s \setminus B_{sc}$$

Talep tarafı için

$$\sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t \leq n_b (p_b + p_{max} (1 - y_b)) \quad \forall b \in B_d \setminus B_{dc}$$

(10') PRT vakası altındaki esnel teklif kısıtları :

Arz tarafı için

$$p_f \gamma_{ft} \leq p_t \quad \forall f \in F_s, t \in T$$

$$\sum_{t \in T} \gamma_{ft} \leq 1, \forall f \in F_s$$

Bölüm 3.3'teki kısıt (9), PKT vakası için karma blok tekliflerin rezerv tarafı ve enerji tarafı kısıtları yeterliydi. Bununla birlikte, PRT durumu için hem rezerv hem de enerji tarafı için ekstra kısıtlar tanımlanması gerekmektedir.

(12) PRT vakası altında rezerv tarafına yönelik karma blok teklif kısıtları: Bir karma blok teklif segmenti kabul edilirse; teklifin rezerv fiyatı, ilgili zaman aralığının ortalama rezerv piyasa takas fiyatına eşit veya daha azdır. Ayrıca, karma blok teklif segmentinin kabul edilmesi kısıt (9)'a da bağlıdır. Optimum çözümde, en iyi bir amaç fonksiyonu değerine sahip segment seviyesi seçilir.

$$\sum_{t \in T} \delta_{bt} p_{bt}^R z_{bl} \leq \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t^R \quad \forall b \in MB, l \in L(b)$$

(13) PRT vakası altında enerji tarafına yönelik karma blok teklif kısıtları: Blok tekliflere benzer şekilde, bir karma blok teklif segmenti kabul edilirse; enerji fiyatı, enerji tarafında teklifin geçerli olduğu zaman aralığına ait ortalama piyasa takas fiyatına eşit veya daha düşüktür.

$$\sum_{t \in T} \delta_{bt} p_{bl}^E z_{bl} \leq \sum_{t \in T} \delta_{bt} p_t \quad \forall b \in MB, l \in L(b)$$

PRT vakası kapsamında Scenario_1 için parasal ve nispi artış için Veriseti_1 ve Veriseti_2 sonuçlarını sırasıyla Çizelge 5.7 ve Çizelge 5.8'de özetlenmektedir. BP modelinde nispi artışlar, Veriseti_1 (Veriseti_2) için %0.05 (-%0.21) ila %0,43 (%0,50) arasında değişmektedir. Senaryo_1 altında Veriseti_1 ve Veriseti_2 için günlük (yıllık) sırasıyla 141,123 TL ve 202,875 TL (51,509,895 TL ve 74,049,283 TL) parasal artış elde edilmiştir. Burada, Veriseti_1 ve Veriseti_2 de bulunan her bir veri için farklı farklı rezerv miktarları kullanılmıştır. Ancak her bir veriye ait rezerv ihtiyacı her bir senaryo ve her bir vaka için aynıdır.

Çizelge 5.7 : Senaryo_1 altındaki Veriseti_1 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PRT modelinin parasal ve nispi getirileri.

Parasal Artış (TL)			Nispi Artış (%)		
Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
49,822	141,123	280,766	0.05%	0.18%	0.43%

Çizelge 5.8 : Senaryo_1 altındaki Veriseti_2 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PRT modelinin parasal ve nispi getirileri.

Parasal Artış (TL)			Nispi Artış (%)		
Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
- 142,823	202,875	684,571	-0.21%	0.19%	0.50%

İkinci senaryoda, karma blok tekliflerin son beş segment seviyesinden birisi rastgele seçilmiş ve seçilen segment seviyesinin rezerv tarafı yan hizmetlerde satış yönlü blok teklif olarak değerlendirilmiştir. Çizelge 5.9 ve Çizelge 5.10'da, PRT vakası için Senaryo_2 altında Veriseti_1 ve Veriseti_2 için parasal ve nispi artış miktarları sunulmuştur. BP modelinin nispi getirileri, Veriseti_1 (Veriseti_2) için -%0.02 (-%0.25) ila %1.43 (%0.49) arasında değişmektedir. Veriseti_1 ve Veriseti_2 için ortalama günlük (yıllık) sırasıyla 175.306 TL ve 202.730 TL (63.986.538 TL ve 73.996.449 TL) artış elde edilmiştir.

PKT vakası kısmında belirtildiği gibi, ikinci senaryoda sadece YH amaç fonksiyon değerleri değişmektedir, diğer amaç fonksiyon değerleri (GÖP ve BP) ilk senaryodaki değerlerin aynısıdır. Burada BP katılımcıları, rezerv tarafına ve enerji tarafına yönelik teklif stratejilerini ifade etmek için karma blok teklif yapısını kullanabildiklerinden, BP modeline yönelik herhangi bir ek senaryoya gerek kalmamaktadır. Aslında, karma

blok teklifinin her bir seviyesi farklı bir senaryo olarak değerlendirilebilir. Bununla birlikte, mevcut piyasa modelinde, katılımcılar GÖP'te ve YH'de kabul edilip edilmeyeceklerini bilmediklerinden YH'de rekabetçi bir rezerv fiyatı ve GÖP'te rekabetçi bir enerji fiyatı sunmaları gerekmektedir. Katılımcılar ilk olarak YH piyasasında teklif sunmakta ve buna göre GÖP'te pozisyon almaktadırlar. Bu nedenle, GÖP'te ortaya çıkacak senaryoyu tahmin modelleriyle analiz ederek YH'de teklifte bulunurlar. Bu bağlamda, katılımcıların YH'de teklif verme stratejilerini modellemek amacıyla iki senaryo kullandık.

Çizelge 5.9 : Senaryo_2 altındaki Veriseti_1 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PRT modelinin parasal ve nispi getirileri.

Parasal Artış (TL)			Nispi Artış (%)		
Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
-6,087	175,306	577,778	-0.02%	0.24%	1.43%

Çizelge 5.10 : Senaryo_2 altındaki Veriseti_2 için mevcut piyasa modeline kıyasla BP_PRT modelinin parasal ve nispi getirileri.

Parasal Artış (TL)			Nispi Artış (%)		
Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
-171,503	202,730	827,845	-0.25%	0.17%	0.49%

Senaryo_1 ve Senaryo_2 altındaki PRT vakası için Veriseti_1 ve Veriseti_2 sonuçları Çizelge 5.11'te özetlenmiştir. Tüm Veriseti_1 ve Veriseti_2 verileri ele alındığında, özet sonuçların PKT ve PRT vakalarındaki parasal artış açısından karşılaştırılmasına yönelik olarak günlük ve yıllık artış miktarları sırasıyla Çizelge 5.12 ve Çizelge 5.13'te verilmiştir.

Çizelge 5.11 : PRT vakası, Senaryo_1 ve Senaryo_2 altındaki Veriseti_1 ve Veriseti_2 veri seti için minimum, ortalama ve maximum parasal ve bunlara karşılık gelen nispi artış miktarları.

		Parasal Artış			Nispi Artış		
		Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
Veriseti_1	S1	49,822	141,123	280,766	0.05%	0.18%	0.43%
	S2	-6,087	175,306	577,778	-0.02%	0.24%	1.43%
Veriseti_2	S1	-142,823	202,875	684,571	-0.21%	0.19%	0.50%
	S2	-171,503	202,730	827,845	-0.25%	0.17%	0.49%

S1: Senaryo_1, S2: Senaryo_2

Çizelge 5.12 : PKT ve PRT vakaları altında Veriseti_1 ve Veriseti_2 için ortalama günlük parasal artış sonuçları özeti.

		PKT durumu			PRT durumu		
		Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
Veriseti_1	S1	70,298	122,301	198,886	49,822	141,123	280,766
	S2	17,081	181,758	2,290,016	- 6,087	175,306	577,778
Veriseti_2	S1	66,512	1,404,919	4,019,646	- 142,823	202,875	684,571
	S2	20,551	1,358,848	3,928,691	- 171,503	202,730	827,845

S1: Senaryo_1, S2: Senaryo_2

Çizelge 5.13 : PKT ve PRT durumları altında Veriseti_1 ve Veriseti_2 için ortalama yıllık parasal artış sonuçları özeti.

		PKT durumu			PRT durumu		
		Min	Ort.	Maks.	Min	Ort.	Maks.
V ₁	S1	25,658,641	44,639,921	72,593,358	18,184,853	51,509,769	102,479,473
	S2	6,234,603	66,341,684	835,855,800	- 2,221,614	63,986,538	210,889,040
V ₂	S1	24,276,867	512,795,413	1,467,170,636	-52,130,561	74,049,283	249,868,384
	S2	7,501,157	495,979,601	1,433,972,280	-62,598,655	73,996,449	302,163,560

S1: Senaryo_1, S2: Senaryo_2, V₁: Veriseti_1, V₂: Veriseti_2

Hem Veriseti_1 hem de Veriseti_2 için PKT ve PRT vakalarını karşılaştırdığımızda, PRT vakasının Veriseti_1 için PKT vakasından her iki senaryoda da daha iyi performans gösterdiğini görüyoruz. Oysa, Veriseti_2'de PKT vakası, PRT vakasından her iki senaryoda da ortalama parasal ve nispi artışlar kıyaslandığında daha iyi performans göstermektedir. Hatırlamak gerekirse, bir karma blok teklif seviyesinin kabul edilmesi PRT vakasında üç farklı kısıta bağlıdır.

İlk olarak, ilgili zaman aralığı için enerji tarafı piyasa takas fiyatları ortalaması, karma blok teklif seviyesinin enerji fiyatından daha büyük veya ona eşit olmalıdır. İkincisi, enerji tarafı kısıtına benzer şekilde, ilgili zaman aralığı için rezerv tarafı piyasa takas fiyatları ortalaması, karma blok teklif seviyesinin rezerv fiyatından büyük veya ona eşit olmalıdır. Üçüncüsü, önceki iki kısıt yerine getirilse bile, karma blok teklifin altı segment seviyesinden en fazla bir tanesi seçilebilir, diğerleri reddedilir. Bu nedenle, ilk iki kriteri karşılayan karma blok teklif seviyeleri arasından, amaç fonksiyonu değeri en büyük olan karma blok teklif seviyesi seçilir.

Bununla birlikte, herhangi bir karma blok teklif seviyesinin kabul edilmesi PKT vakası için yalnızca bir kritere bağlıdır. İlgili karma blok teklif seviyesinin kabul edilebilmesi için bağlı bulunduğu karma blok teklifin diğer karma blok teklif seviyelerinden daha iyi bir amaç fonksiyon değerini vermesi gerekmektedir. Ayrıca, paradoksal blok tekliflerin dışbükey (convex) olmayan yapısı nedeniyle amaç fonksiyonu üzerinde olumsuz bir etkiye sahiptir. Dolayısıyla, bir veride belirgin sayıda paradoksal blok teklifi olması halinde, PRT vakası, PKT vakasına kıyasla daha iyi bir amaç fonksiyon değeri vermektedir. GÖP ve BP modelleri için Veriseti_1 ve Veriseti_2'deki her bir veriye ait paradoksal tekliflerin sayısı Çizelge G.1 ve Çizelge G.2'de sunulmuştur. Ayrıca, GÖP ve BP modellerinde ortaya çıkan ortalama paradoksal teklif sayıları Çizelge 5.14'te özetlenmiştir.

Çizelge 5.14 : Veriseti_1 ve Veriseti_2 için GÖP ve BP'de oluşan paradoksal teklif sayıları.

		Paradoksal Satış Blok Tekliflerinin Ortalaması	Paradoksal Satın Alma Blok Tekliflerinin Ortalaması	Paradoksal Karma Blok Teklif Seviyesi Ortalaması	Paradoksal Esnek Teklif Ortalaması
Veriseti_1	GÖP	0.60	0.30	-	0.00
	BP	0.13	0.10	0.10	0.00
Veriseti_2	GÖP	6.03	5.93	-	0.07
	BP	0.03	1.47	0.53	0.07

Yukarıda belirtilen açıklamalar ışığında, Veriseti_1 ve Veriseti_2 için PKT ve PRT vakalarında ortaya çıkan artış miktarlarındaki farklılıklar açıklanabilir. Çizelge 5.15'te görülebileceği üzere, PRT vakası için ortalama GÖP değeri, hem Scenario_1 hem de Scenario_2 için PKT değerinden daha büyüktür. Bu durum GÖP ve BP modellerinde ortaya çıkan paradoksal tekliflerden kaynaklanmaktadır. Öyle ki, Veriseti_2 için ortalama GÖP_PRT amaç fonksiyon değeri ortalama GÖP_PKT amaç fonksiyon değerinden %1,29 daha büyüktür. Veriseti_1'de ise, ortalama paradoksal teklif sayısının az olması nedeniyle, GÖP_PKT amaç fonksiyon değeri GÖP_PRT modeli amaç fonksiyonundan daha büyük olsa da aralarındaki fark azdır. Ayrıca, Veriseti_2'de BP modelinde Veriseti_1'e kıyasla ortalama daha fazla sayıda paradoksal teklif bulunmaktadır.

Çizelge 5.15 : PKT ve PRT durumları altında Senaryo_1 ve Senaryo_2 için GÖP, BP ve YH amaç fonksiyonlarının minimum, ortalama ve maksimum değerleri.

	PKT durumu				PRT durumu				
	GÖP amaç fonksiyonu değeri	BP amaç fonksiyonu değeri	Senaryo_1 altındaki YH amaç fonksiyonu değeri	Senaryo_2 altındaki YH amaç fonksiyonu değeri	GÖP amaç fonksiyonu değeri	BP amaç fonksiyonu değeri	Senaryo_1 altındaki YH amaç fonksiyonu değeri	Senaryo_2 altındaki YH amaç fonksiyonu değeri	
V ₁	Min	19,583,728	19,557,797	26,906	18,018	19,582,806	19,499,300	33,992	21,844
	Ort.	97,651,887	97,703,385	70,804	130,261	97,652,141	97,695,319	97,944	132,127
	Max	192,559,999	192,676,445	123,279	2,226,249	192,559,999	192,673,583	195,970	543,184
V ₂	Min	15,473,152	16,271,150	7,560	5,070	16,277,150	16,276,020	7,560	5,463
	Ort.	100,406,533	101,662,794	148,658	102,587	101,705,414	101,719,046	189,243	189,099
	Max	195,342,425	195,475,545	394,026	355,989	195,345,759	195,451,907	578,423	852,660

V₁: Veriseti_1, V₂: Veriseti_2

Sonuç olarak, Veriseti_1'de, PKT ve PRT vakaları için BP modelinde ortaya çıkan parasal ve nispi artışlar birbirine yakındır. Bununla birlikte, Veriseti_2'de, hem GÖP hem de BP modellerinde ortalama paradoksal teklif sayısının Veriseti_1'e kıyasla belirgin miktarda yüksek olması nedeniyle, PKT ve PRT vakaları arasında parasal ve nispi artış miktarlarında belirgin bir fark olduğu görülmektedir.



6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik piyasası son 50 yılda birçok reformdan geçti. Başlangıçta, piyasa bir tekeldi ve devlet tarafından kontrol ediliyordu. Sistem, *dikey olarak entegre bir sistem* üzerinden çalışıyordu. Bu *dikey olarak entegre sistemde*, ana bileşenler üretim santralleri tarafından elektrik üretimi, üretilen elektriğin yüksek gerilimli yük taşıyan iletim hatlarından dağıtım merkezlerine iletilmesi, bu dağıtım merkezlerinde yükün gerilimi düşürülerek düşük gerilimli dağıtım merkezlerine (tedarik noktaları) ve son olarak tedarik noktalarından kullanıcılara kadar iletilmesidir. Tüm bu adımlarda, hükümet, tekel konumundaydı ve halen de bazı aşamalarda tekel konumunu sürdürmektedir. Özelleştirme girişimlerinin ışığında, ilk yıllardaki liberalleşme adımları ile bağımsız katılımcılar piyasaya dahil oldu ve teknolojik gelişmeler ve sanayileşme ile birlikte elektrik talebi de önemli ölçüde arttı. Talep yönlü büyümeye paralel olarak, talebi karşılamak için yeni tedarikçiler sisteme entegre oldu ve olmaya da devam etmektedir. Zaman geçtikçe elektrik piyasası büyümekte ve buna paralel olarak sistemin karmaşıklığı katlanarak artmaktadır. Etkin ve güvenilir bir piyasa misyonu öncülünde, bağımsız sistem ve piyasa işletmecileri kuruldu. Birim taahhüdü ve üretim birimlerinin ekonomik sevkiyat miktarları, piyasa işletmecisi tarafından belirlenen kısıtlamalar altındaki matematiksel modeller tarafından belirlenmekte; iletim hatlarının güvenliği ve anlık arz talep dengesi, sistem işletmecisi tarafından sağlanmaktadır.

Türkiye'de elektrik ticareti sadece ikili anlaşmalar ile gerçekleştirildi. Daha sonra, piyasa katılımcılarının elektrik portföylerini dengelemelerine yardımcı olmak amacıyla GÖP tanıtıldı. Bunu takiben, GİP, katılımcılara gerçek zamana yaklaşıldıkça portföylerini ihtiyaçları doğrultusunda dengelemeleri için son bir şans vermek amacıyla sisteme entegre edildi. Tüm bu çabalar, iletim şebekesinin güvenliği ve gerçek zamanlı kritik arz talep dengesinin sağlanmasına katkıda bulunmak adına yapıldı. Bir anlamda, her piyasa, sistem güvenliği ile ilgili riskleri yönetmek için kullanılan bir kaldıraç görevi üstlenmektedir. Sistem işletmecisinin temel sorumluluklarından biri olarak, arz kaybı veya öngörülemeyen bir talep dalgalanması durumunda yedek miktar olarak, YH kapsamında gerçek zamanda kullanılacak rezerv

miktarları iki gün öncesinde tedarik edilir. YH, gerçek zamanlı dengesizlikleri kontrol etmek için farklı mekanizmalar içerir. Bu çerçevede, arz-talep dalgalanmalarına cevap veren ilk mekanizma olması nedeniyle PFK hayati bir öneme sahiptir.

Her yan hizmetler sistemi için rezerv miktarı alımı farklı piyasalarda yapılmaktadır. ABD elektrik piyasalarında yaygın olduğu üzere, birim taahhüdü ve enerji ve rezerv ekonomik sevkiyat miktarlarının belirlenmesi bir optimizasyon modeli altında birlikte belirlenir. Birçok araştırma ve gerçek piyasa örneklerinde de belirtildiği üzere (bazıları literatür taraması bölümünde belirtilmiştir), enerji ve rezerv tarafının birlikte optimizasyonu, verimlilik ve piyasa değerinde bir artışı beraberinde getirmektedir. Literatürde, bildiğimiz kadarıyla, GÖP ve YH'nin yeni bir piyasa modeli altında ortak optimizasyonuna yönelik bir model sağlayan borsa tipi elektrik piyasaları için geliştirilmiş bir çalışma bulunmamaktadır. Çalışmamız, bu boşluğu; enerji fiyatlarını, rezerv fiyatlarını, enerji tarafına yönelik kabul edilen teklifleri ve rezerv tarafına yönelik kabul edilen teklifleri eş zamanlı bulmaya yönelik bir KTDOP modeli sağlayarak doldurmayı amaçlamaktadır. Motivasyonumuz, GÖP ve YH olmak üzere iki ayrı mekanizmayı birleştirerek enerji ve yan hizmetler piyasasını birlikte temizlemektir. RES vasıtasıyla elektrik üretimine yönelik artan eğilim ile birlikte YH'ye duyulan ihtiyaç, iletim hattı güvenliği ve arz-talep dengesi için daha kritik hale geldi. RES'in pazar payı arttıkça gerçek zamanlı dengesizlik yönetimi için yapılan harcamalar da artmaktadır. Bu bağlamda, çalışmamız, geliştirilen yeni piyasa ile bir gün öncesinde primer frekans kontrol rezervi tedarik sürecini başlatarak arz talep dengesini sağlamaya yönelik rezerv ihtiyacının belirlenmesindeki tahmin hatalarını azaltarak ve piyasa katılımcılarına daha liberal bir piyasa yapısı sunarak katkıda bulunmaktadır.

BP modelinin performansına dair sağlam kanıtlar sunmak için, gerçek piyasa verilerine dayanan ve her biri 30 veri içeren iki ayrı veri seti kullanılmıştır. GÖP modeli için gerçek zamanlı GÖP verileri kullanılmıştır. GÖP verilerine dayanarak, aşağıdaki varsayımlarla BP ve YH için sentetik veriler oluşturulmuştur:

- GÖP'e 50 MW üzeri yük suan arz blok teklif sahiplerinin, YH için rezerv kapasitesi sağladıkları varsayılmaktadır.
- Bahsedilen GÖP katılımcıları, yeni piyasadaki teklif kararlarını altı segment seviyeli karma blok teklif vererek belirtirler. Her bir segment düzeyinde,

katılımcıların kapasitelerini enerji tarafına tahsis etme isteklerini ifade etmek için, segment seviyesinin enerji tarafına sunduğu enerji miktarı artırdıkça birim enerji fiyatı azalmaktadır.

- Güvenilir sonuçlar elde etmek için karma blok teklifler, katılımcılar için birim enerji ve rezerv fiyatlarını optimize ederken en kötü senaryo olan sıfır kar senaryosu altında oluşturulmuştur.
- Karma blok teklifinin her bir segment seviyesinin enerji ve rezerv tarafı üretim kapasitenin farklı oranlarından oluşmaktadır.
- Bir üretim biriminin toplam kapasitenin en fazla (en az) %20'si (%4'ü) rezerv tarafa tahsis edilmiştir.
- GÖP'te, yeni piyasa modeli için karma blok teklif üretmek amacıyla seçilen blok tekliflerin enerji miktarları toplam üretim kapasitesinin %80'ini oluşturmaktadır.
- Karma blok teklif yapısında, ilk segment seviyesi üretim kapasitesini tamamen enerji tarafına tahsis etmekte ve bu segment seviyesinin birim satış fiyatı, marjinal üretim maliyeti olarak alınmaktadır. Ayrıca, karma blok teklifinin diğer segment seviyelerinin sıfır kar varsayımı altında üretilmesi marjinal maliyete göre yapılmıştır.

BP modelinin performansını simüle etmek için iki senaryo oluşturulmuştur. İlk senaryoda, rezerv miktarı sunan piyasa katılımcılarının daha fazla risk aldığını varsayılmıştır. Bu nedenle, BP modelinde teklif ettikleri karma blok tekliflerin üçüncü, dördüncü veya beşinci segment seviyesini rastgele seçtikleri ve rastgele seçilen segment seviyesinin rezerv tarafını YH'ye blok teklif olarak sundukları varsayılmıştır. İkinci senaryoda, teklif sahiplerinin, karma blok tekliflerin son beş segment seviyesi arasından bir segment seviyesini rastgele seçtikleri ve seçilen segment seviyelerinin rezerv tarafını blok teklif olarak YH'ye sundukları varsayılmıştır. İlk segment seviyesi seçime dahil edilmemiştir; çünkü bu segment seviyesi rezerv tarafına yönelik bir teklif sunmamaktadır (tüm kapasite enerji tarafına tahsis edilmiştir).

İlk senaryoda, PKT ve PRT vakalarında ilk veri setinde sırasıyla yaklaşık 45 milyon TL ve 52 milyon TL yıllık parasal artış gözlemlenmiştir. İkinci veri setinde ise, PKT ve PRT vakalarında sırasıyla ortalama 513 milyon TL ve 74 milyon TL yıllık parasal artış gözlemlenmiştir.

İkinci senaryoda, PKT ve PRT vakalarında ilk veri setinde sırasıyla yaklaşık 66 milyon TL ve 64 milyon TL yıllık parasal artış gözlemlenmiştir. İkinci veri seti için, PKT ve PRT davalarında sırasıyla yaklaşık 496 milyon TL ve 74 milyon TL yıllık parasal artış gözlemlenmiştir.

Simülasyon sonuçları, PKT vakasının Veriseti_2 için PRT vakasından daha iyi performans gösterdiğini ve Veriseti_1 için ise tam tersi olduğunu göstermektedir. Algoritmanın karma blok tekliflerin düşük segment seviyelerini seçme eğiliminde olduğu gözlemlenmektedir. PKT durumunda, karma blok teklifleriyle ilgili PKT kısıtlarının doğası gereği, PKT modeli, diğer kısıtlamaların izin verdiği oranda düşük segment seviyelerini seçebilecek esnekliktedir. Bununla birlikte, PRT durumunda, PRT kısıtları, PKT kısıtlarına kıyasla bu kadar esnek değildir. Algoritma, objektif fonksiyon değerini artırmak için karma blok tekliflerinin daha düşük segment seviyelerini seçmeye çalıştığında, rezerv tedarik kısıtların ek olarak, PRT kısıtları buna engel olur. Çünkü, düşük segment seviyeleri ortalama rezerv piyasa takas fiyatlarının yeterince büyük olmasını gerektirir, böylece segmentin aktif olduğu zaman aralığının ortalama rezerv tarafı piyasa takas fiyatı segmentin rezerv fiyatından büyük veya ona eşit olur. Algoritmanın karma blok tekliflerin daha düşük segment seviyelerini seçmesi durumunda, rezerv tedarik maliyeti artar ve daha düşük bir amaç fonksiyon değerine sahip sonuçlar elde edilir. Ayrıca, daha önce de belirttiğimiz gibi, paradoksal blok teklifler, katılımcıların satın alma ve kurulum maliyetlerinden dolayı dışbükey olmayan bir yapıya sahiptir. Paradoksal blok teklifin dışbükey olmayan bu doğası gereği, amaç fonksiyonu üzerinde olumsuz etkileri vardır. İki veri seti için PKT ve PRT durumlarında her iki senaryo için BP modelinin mevcut piyasa modeline kıyaslamasında ortaya çıkan parasal ve nispi farklılıklar; PKT kısıtlamalarının esnekliğinin, katı PRT kısıtlamalarının ve paradoksal blok tekliflerinin etkisinin bir sonucudur. Yukarıda belirtilen bulgular ışığında, yeni piyasa modelimiz mevcut enerji ve rezerv piyasa mekanizmasından daha iyi performans gösterdiğini gözlemlenmiştir. Genel olarak, önerilen piyasa modelimizin, pazarın etkinliğini artırarak ve piyasa katılımcılarına enerji ve rezerv piyasasına yönelik kapasitelerini karma blok teklif yapısı sayesinde daha iyi değerlendirme imkanı vererek Türkiye elektrik piyasasının devam eden serbestleşme sürecine katkıda bulunmaktadır. Gelecekteki çalışmalar için, bu çalışmada önerdiğimiz modele diğer yan hizmetler (SFK ve TFK) de eklenerek daha kapsamlı bir piyasa mekanizması elde edilebilir.

KAYNAKLAR

- Algarvio, H., Lopes, F., Sousa, J., & Lagarto, J.** (2017). Multi-agent electricity markets: Retailer portfolio optimization using Markowitz theory. *Electric Power Systems Research*. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.02.031>
- Algarvio, H., Lopes, F., Sousa, J. A. M., & Lagarto, J.** (2014). A trader portfolio optimization of bilateral contracts in electricity retail markets. *Proceedings - International Workshop on Database and Expert Systems Applications, DEXA*, 114–118. <https://doi.org/10.1109/DEXA.2014.37>
- Bompard, E. F., Abrate, G., Napoli, R., & Wan, B.** (2007). Multi-Agent Models for Consumer Choice and Retailer Strategies in the Competitive Electricity Market. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 8(2). <https://doi.org/10.2202/1553-779X.1392>
- Carlson, B., Chen, Y., Hong, M., Jones, R., Larson, K., Ma, X., ... Zak, E.** (2012). MISO Unlocks Billions in Savings Through the Application of Operations Research for Energy and Ancillary Services Markets. *Interfaces*, 42(1), 58–73. <https://doi.org/10.1287/inte.1110.0601>
- Carrión, M., Arroyo, J. M., & Conejo, A. J.** (2009). A bilevel stochastic programming approach for retailer futures market trading. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1446–1456. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2019777>
- Carrion, M., Conejo, A. J., & Arroyo, J. M.** (2007). Forward contracting and selling price determination for a retailer. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 2105–2114. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.907397>
- de Vries, S., & Vohra, R. V.** (2003). Combinatorial Auctions: A Survey. *INFORMS Journal on Computing*, 15(3), 284–309. <https://doi.org/10.1287/ijoc.15.3.284.16077>
- Derinkuyu, K.** (2015). On the determination of European day ahead electricity prices: The Turkish case. *European Journal of Operational Research*, 244(3), 980–989. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2015.02.031>
- Derinkuyu, K., Tanrisever, F., Kurt, N., & Ceyhan, G.** (2019). Optimizing Day-Ahead Electricity Market Prices: Increasing the Total Surplus for Energy Exchange Istanbul. *Manufacturing & Service Operations Management*.
- Ehsani, A., Ranjbar, A. M., & Fotuhi-Firuzabad, M.** (2009). A proposed model for co-optimization of energy and reserve in competitive electricity markets. *Applied Mathematical Modelling*, 33(1), 92–109. <https://doi.org/10.1016/J.APM.2007.10.026>
- EPDK (Energy Market Regulatory Authority).** (2017). *Elektrik Şebeke Yönetmeliği (Electricity Market Grid Regulation)*. Retrieved July 14, 2019, from

<https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-6730/elektrik--sebeke-yonetmeligi->

- EPDK (Energy Market Regulatory Authority).** (2018a). *Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (Electricity market balancing and settlement regulation)*. Retrieved July 14, 2019, from <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-159-3/yonetmelikler>
- EPDK (Energy Market Regulatory Authority).** (2018b). *Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği (Electricity Market Ancillary Services Regulation)*. Retrieved July 13, 2019, from <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-6723/elektrik-piyasasi-yan-hizmetler-yonetmeligi>
- EPIAŞ.** (2017). *Gün Öncesi Piyasası Blok Teklif Yapısı Değişikliği (Day Ahead Market Block Proposal Structure Change)*. Retrieved from <https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2017/04/Gün-Öncesi-Piyasası-Blok-Teklif-Yapısı-Değişikliği.pdf>
- EPIAŞ.** (2018). *Annual Electricity Market Report 2018*.
- Gribik, P. R., Hogan, W. W., & Pope, S. L.** (2007). Market-clearing electricity prices and energy uplift. *Cambridge, MA*.
- Hadjipaschalis, I., Poullikkas, A., & Efthimiou, V.** (2009). Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6–7), 1513–1522. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2008.09.028>
- Haider, H. T., See, O. H., & Elmenreich, W.** (2016). Residential demand response scheme based on adaptive consumption level pricing. *Energy*, 113, 301–308. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.052>
- Hall, P. J., & Bain, E. J.** (2008). Energy-storage technologies and electricity generation. *Energy Policy*, 36(12), 4352–4355. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2008.09.037>
- Hatami, A. R., Seifi, H., & Sheikh-El-Eslami, M. K.** (2009). Optimal selling price and energy procurement strategies for a retailer in an electricity market. *Electric Power Systems Research*, 79(1), 246–254. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.06.003>
- Hirst, E., & Kirby, B.** (1998). Ancillary Services. *The Electricity Journal*, 11(3), 50–57. [https://doi.org/10.1016/s1040-6190\(98\)00024-4](https://doi.org/10.1016/s1040-6190(98)00024-4)
- Ibis, M.** (2018). *Türkiye elektrik piyasası ve denetimi*.
- Kurt, N. E., Sahin, H. B., & Derinkuyu, K.** (2018). An adaptive tabu search algorithm for market clearing problem in Turkish day-ahead market. *International Conference on the European Energy Market, EEM, 2018-June(Mic)*. <https://doi.org/10.1109/EEM.2018.8469926>
- Madani, M.** (2017). *Revisiting European day-ahead electricity market auctions: MIP models and algorithms [PhD thesis]*. Retrieved from https://dial.uclouvain.be/pr/boreal/object/boreal%3A183686/datastream/PDF_01/view
- Madani, M., & Van Vyve, M.** (2015). Computationally efficient MIP formulation

- and algorithms for European day-ahead electricity market auctions. *European Journal of Operational Research*, 242(2), 580–593. <https://doi.org/10.1016/J.EJOR.2014.09.060>
- Madani, M., & Van Vyve, M.** (2017). A MIP framework for non-convex uniform price day-ahead electricity auctions. *EURO Journal on Computational Optimization*, 5(1–2), 263–284. <https://doi.org/10.1007/s13675-015-0047-6>
- Mahmoudi-Kohan, N., Parsa Moghaddam, M., & Sheikh-El-Eslami, M. K.** (2010). An annual framework for clustering-based pricing for an electricity retailer. *Electric Power Systems Research*, 80(9), 1042–1048. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.01.010>
- Meeus, L., Verhaegen, K., & Belmans, R.** (2009). Block order restrictions in combinatorial electric energy auctions. *European Journal of Operational Research*, 196(3), 1202–1206. <https://doi.org/10.1016/J.EJOR.2008.04.031>
- Mirzaei, M. A., Yazdankhah, A. S., Mohammadi-Ivatloo, B., Marzband, M., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S.** (2019). Stochastic network-constrained co-optimization of energy and reserve products in renewable energy integrated power and gas networks with energy storage system. *Journal of Cleaner Production*, 223, 747–758. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2019.03.021>
- O’Neill, R. P., Sotkiewicz, P. M., Hobbs, B. F., Rothkopf, M. H., & Stewart, W. R.** (2005). Efficient market-clearing prices in markets with nonconvexities. *European Journal of Operational Research*, 164(1), 269–285. <https://doi.org/10.1016/J.EJOR.2003.12.011>
- Oconnell, N., Pinson, P., Madsen, H., & Omalley, M.** (2014). Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 686–699. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.098>
- Oren, S. S., Sioshansi, R., & Org, E.** (2003). *Joint Energy and Reserves Auction with Opportunity Cost Payment for Reserves*. Retrieved from www.ucei.org
- Partovi, F., Nikzad, M., Mozafari, B., & Ranjbar, A. M.** (2011). A stochastic security approach to energy and spinning reserve scheduling considering demand response program. *Energy*, 36(5), 3130–3137. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2011.03.002>
- PCR.** (2018). *EUPHEMIA Public Description- PCR Market Coupling Algorithm*. Retrieved from <http://www.belpex.be/wp-content/uploads/Euphemia-public-description-Nov-2013.pdf>
- PCR PXs.** (2016). *EUPHEMIA Public Description PCR Market Coupling Algorithm Previous versions EPEX SPOT Draft creation*. Retrieved from <https://www.europex.org/wp-content/uploads/2016/11/Euphemia-Public-Description.pdf>
- Sanduleac, M., Toma, L., Eremia, M., Boicea, V. A., Sidea, D., & Mandis, A.** (2018). Primary Frequency Control in a Power System with Battery Energy Storage Systems. *2018 IEEE International Conference on*

Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 1–5.
<https://doi.org/10.1109/EEEIC.2018.8494490>

- Singh, H., & Papalexopoulos, A.** (1999). Competitive procurement of ancillary services by an independent system operator. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2), 498–504.
- Surender Reddy, S., Abhyankar, A. R., & Bijwe, P. R.** (2015). Co-optimization of Energy and Demand-Side Reserves in Day-Ahead Electricity Markets. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*.
<https://doi.org/10.1515/ijeeps-2014-0020>
- TEİAŞ.** (2017). *Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği (Electricity Market Ancillary Services Regulation)*. Retrieved from <https://kms.kaysis.gov.tr/Home/Goster/38804?AspxAutoDetectCookieSupport=1>
- Walawalkar, R., Fernands, S., Thakur, N., & Chevva, K. R.** (2010). Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO. *Energy*, 35(4), 1553–1560.
<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2009.09.017>
- Yörükoğlu, S., Avşar, Z. M., & Kat, B.** (2018a). An integrated day-ahead market clearing model: Incorporating paradoxically rejected/accepted orders and a case study. *Electric Power Systems Research*, 163, 513–522.
<https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2018.07.007>
- Yörükoğlu, S., Avşar, Z. M., & Kat, B.** (2018b). *Electricity Day Ahead Market Sample Dataset. 1*. <https://doi.org/10.17632/PYR7M8VTVZ.1>
- Zak, E. J., Ammari, S., & Cheung, K. W.** (2012). Modeling price-based decisions in advanced electricity markets. *2012 9th International Conference on the European Energy Market*, 1–6.
<https://doi.org/10.1109/EEM.2012.6254813>
- Zhang, Y. J. A., Zhao, C., Tang, W., & Low, S. H.** (2018). Profit-Maximizing Planning and Control of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 712–723.
<https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2562672>

EKLER

EK A: Saatlik Tekliflerin Birleştirilmesi İçin Sözde Kod

EK B: Değişken Eleme Algoritması için Sözde Kod

EK C: IP-tabanlı çok Büyük Komşuluk Araması Sözde Kodu

EK D: Veri Setleri

EK E: PKT Vakası İçin Ayrıntılı Sayısal Sonuçlar

EK F: PRT Vakası İçin Ayrıntılı Sayısal Sonuçlar

EK G: Paradoksal Teklifler



EK A

İlk değer atama:

$q_{tk}^s := 0$ (periyot numarası t olan k teklif seviyeli toplama saatlik arz teklifi seviyesi)

$q_{tk}^d := 0$ (periyot numarası t olan k teklif seviyeli toplama saatlik talep teklifi seviyesi)

$|P^t| := \text{cardinality of } P^t$

Başla:

For $t \in T$

For $k = 1$ to $|P^t|$

For $i \in I(t)$

If $\exists l \in L(i)$ st. $p_k = p_{itl}$ **then** $q_{tk}^s = q_{tk}^s + q_{itl}$

Else If $\exists l, l + 1 \in L(i)$ st. $p_{itl} < p_k < p_{it(l+1)}$

Then $q_{tk}^s = q_{tk}^s + q_{itl} - \frac{p_k - p_{itl}}{p_{it(l+1)} - p_{itl}} * (q_{itl} - q_{it(l+1)})$

For $j \in J(t)$

If $\exists l \in L(j)$ st. $p_k = p_{jtl}$ **then** $q_{tk}^d = q_{tk}^d + q_{jtl}$

Else If $\exists l, l + 1 \in L(j)$ st. $p_{jtl} < p_k < p_{jt(l+1)}$

Then $q_{tk}^d = q_{tk}^d + q_{jtl} - \frac{p_k - p_{jtl}}{p_{jt(l+1)} - p_{jtl}} * (q_{jtl} - q_{jt(l+1)})$



EK B

İlk değer Atama:

For $t \in T$

$$Q_t^s := \sum_{b \in B_s} \delta_{bt} q_b + \sum_{f \in F_s} q_f + \sum_{b \in MB} \delta_{bt} q_{b,1}^E$$

$$Q_t^d := \sum_{b \in B_d} \delta_{bt} q_b$$

For $t \in T$

$$p_{min}^t := \{p_{tl} \mid \min_l [Q_t^s + q_{tl}^s + q_{tl}^d \leq 0]\}$$

$$p_{max}^t := \{p_{tl} \mid \min_l [Q_t^d + q_{tl}^s + q_{tl}^d \leq 0]\}$$

Başla:

iteration==true

While (iteration==true)

For $b \in B_s$

If $n_b p_b > \sum_{t \in T} \delta_{b,t} p_{max}^t$ **then** $B_s := B_s \setminus \{b\}$

For $b \in B_s \setminus B_{sc}$

If $n_b p_b < \sum_{t \in T} \delta_{b,t} p_{min}^t$ **then** $y_b = 1$

For $b \in B_d$

If $n_b p_b < \sum_{t \in T} \delta_{b,t} p_{min}^t$ **then** $B_d := B_d \setminus \{b\}$

For $b \in B_d \setminus B_{dc}$

If $n_b p_b > \sum_{t \in T} \delta_{b,t} p_{max}^t$ **then** $y_b = 1$

For $b \in MB_s$

If $n_{bl} p_{bl}^E > \sum_{t \in T} \delta_{b,t} p_{max}^t$ **then** $L(b) := L(b) \setminus \{l\}$

For $f \in F_s$

If $p_f > \max_t p_{max}^t$ **then** $F_s := F_s \setminus \{f\}$

For $f \in F_s$

If $p_f > \min_t p_{min}^t$ **then** $\sum_{t \in T} \gamma_{ft} = 1$

For $t \in T$

$$Q_t^s := \sum_{b \in B_s} \delta_{bt} q_b + \sum_{f \in F_s} q_f + \sum_{b \in MB} \delta_{bt} q_{b,1}^E$$

$$Q_t^d := \sum_{b \in B_d} \delta_{bt} q_b$$

For $t \in T$

$$newp_{min}^t := \{p_{tl} \mid \min_l [Q_t^s + q_{tl}^s + q_{tl}^d \leq 0]\}$$

$$newp_{max}^t := \{p_{tl} \mid \min_l [Q_t^d + q_{tl}^s + q_{tl}^d \leq 0]\}$$

iteration==false

For $t \in T$

If $p_{min}^t < newp_{min}^t$ **then** $p_{min}^t := newp_{min}^t$, **iteration**==true

If $p_{max}^t > newp_{max}^t$ **then** $p_{max}^t := newp_{max}^t$, **iteration**==true

For $l \in I(t)$

If $p_{lt} < newp_{min}^t$ **then** $x_{tl} = 1$

If $p_{lt} > newp_{max}^t$ **then** $x_{tl} = 0$

For $l \in J(t)$

If $p_{lt} < newp_{min}^t$ **then** $x_{tl} = 0$

If $p_{lt} > newp_{max}^t$ **then** $x_{tl} = 1$

End

EK C

Sınırlı Başlangıç:

GÖP modelini çöz

$p_t^* := MCP$ of GÖP for time period $t \in T$

For $t \in T$

$P_t^{lower} := p_t^* - \epsilon$, $P_t^{upper} := p_t^* + \epsilon$ ve $p_t^E \in [P_t^{lower}, P_t^{upper}]$ olsun

BP modelini çöz

$X^* := BP$ modeli olurlu çözüm düğümü

Sınırlı iterasyon:

iterasyon := true

sayaç := 0

While (**iterasyon** & **sayaç** < N)

iterasyon := false

sayaç := **sayaç** + 1

For $t \in T$

If $p_t^{E^*} - \sigma < P_t^{lower}$ or $p_t^{E^*} + \sigma > P_t^{upper}$ **then**

$P_t^{lower} := p_t^{E^*} - \epsilon'$, $P_t^{upper} := p_t^{E^*} + \epsilon'$ ve $p_t^E \in [P_t^{lower}, P_t^{upper}]$ olsun

iterasyon := true

BP modelinin X^* olurlu çözümünden başlatarak çöz

End

Sınırlı iterasyon optimumu:

For $t \in T$

$P_t^{lower} := p_{min}^t$, $P_t^{upper} := p_{max}^t$ ve $p_t^E \in [P_t^{lower}, P_t^{upper}]$ olsun

BP modelinin X^* olurlu çözümünden başlatarak çöz



EK D

Çizelge D. 1 : Veriseti_1'deki her bir verinin özellikleri, her bir sütunda sırasıyla saat teklifleri, saatlik teklif seviyeleri, satınalma blok teklifleri, satış blok teklifleri, karışık blok teklifler, karma blok teklif segmentleri ve her bir BP model verisi için esnek teklifler verilmiştir.

Veri No	Saatlik Teklif Sayısı	Saatlik Teklif Seviyesi Sayısı	Alış Yönlü Blok Teklif Sayısı	Satış Yönlü Blok Teklif Sayısı	Karma Blok Teklif Sayısı	Karma Blok Teklif Segment Sayısı	Esnek Teklif Sayısı
1	6613	28604	55	41	27	162	1
2	6864	30096	61	48	30	180	1
3	6912	30192	61	48	30	180	1
4	6697	29649	62	43	21	126	1
5	6663	29581	60	45	26	156	1
6	6629	28770	64	41	19	114	5
7	6697	28521	67	51	23	138	1
8	6854	29644	64	49	35	210	1
9	6862	29355	67	58	23	138	0
10	6958	29794	63	60	28	168	1
11	6539	28507	62	44	20	120	1
12	6764	29541	66	51	23	138	1
13	6961	29636	63	46	25	150	1
14	6574	28466	61	45	20	120	1
15	6801	29232	61	45	20	120	1
16	6993	29638	60	49	21	126	1
17	6867	28842	49	40	16	96	1
18	7024	30258	56	44	22	132	1
19	6989	29386	59	47	24	144	1
20	6969	28818	47	48	25	150	1
21	6814	28814	56	50	24	144	1
22	6837	29007	42	48	26	156	1
23	6914	29782	47	50	32	192	2
24	6898	29522	49	49	21	126	1
25	6938	29427	47	59	28	168	1
26	6903	29016	46	54	24	144	2
27	6820	28673	49	58	33	198	1
28	6865	29428	55	49	30	180	2
29	7015	29808	60	50	27	162	1
30	6947	29477	56	51	24	144	1

Çizelge D. 2 : Veriseti_2'deki her bir verinin özellikleri, her bir sütunda sırasıyla saat teklifleri, saatlik teklif seviyeleri, satınalma blok teklifleri, satış blok teklifleri, karma blok teklifler, karma blok teklif segmentleri ve her bir BP model verisi için esnek teklifler verilmiştir.

Veri No	Saatlik Teklif Sayısı	Saatlik Teklif Seviyesi Sayısı	Alış Yönlü Blok Teklif Sayısı	Satış Yönlü Blok Teklif Sayısı	Karma Blok Teklif Sayısı	Karma Blok Teklif Segment Sayısı	Esnek Teklif Sayısı
1	9601	33381	22	43	69	414	1
2	9564	33144	22	46	66	396	1
3	9615	33471	24	43	64	384	0
4	9403	31162	31	37	55	330	1
5	9518	31935	27	45	70	420	1
6	9591	33101	26	44	68	408	0
7	9592	33011	25	50	64	384	1
8	9436	33080	25	51	66	396	0
9	9637	33691	25	49	66	396	0
10	9503	31063	31	31	50	300	1
11	9632	32216	30	39	67	402	0
12	9769	33826	30	42	64	384	0
13	9737	33405	29	43	64	384	0
14	9732	33090	31	45	65	390	0
15	9752	33717	32	40	60	360	0
16	9756	33009	32	38	52	312	1
17	9627	31461	27	30	44	264	1
18	9744	32971	29	40	57	342	0
19	9705	33611	30	41	51	306	0
20	9710	33490	31	43	52	312	0
21	9668	33837	32	39	49	294	0
22	9905	33879	33	38	53	318	0
23	9666	33379	38	31	53	318	0
24	9724	33460	25	39	61	366	0
25	9732	33307	27	35	59	354	0
26	9993	33080	20	47	57	342	0
27	9899	32608	19	51	70	420	0
28	9836	32461	21	51	68	408	0
29	9722	32006	15	50	63	378	0
30	9731	32880	10	47	64	384	0

EK E

Çizelge E. 1 : GÖP_PKT, BP_PKT ve YH_PKT modellerinin Veriseti_1'ye ait verilerin Senaryo_1 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PKT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi.

Veri No	GÖP (TL)	BP (TL)	YH (TL)	Parasal Artış (TL)	Nispi Artış
1	32,942,554	32,952,436	67,361	77,242	0.23%
2	77,879,886	77,911,416	54,346	85,876	0.11%
3	72,668,136	72,705,491	62,610	99,964	0.14%
4	166,542,845	166,599,892	27,184	84,231	0.05%
5	140,918,595	140,987,057	41,726	110,188	0.08%
6	175,417,888	175,470,337	26,906	79,355	0.05%
7	124,087,919	124,153,019	70,617	135,717	0.11%
8	104,430,173	104,527,214	56,029	153,071	0.15%
9	63,519,097	63,537,228	58,419	76,550	0.12%
10	52,327,089	52,353,400	59,266	85,578	0.16%
11	19,583,728	19,557,797	96,228	70,298	0.36%
12	40,812,529	40,862,589	71,759	121,818	0.30%
13	59,026,360	59,077,598	91,832	143,070	0.24%
14	132,037,413	132,111,350	48,217	122,154	0.09%
15	131,942,920	132,024,805	117,001	198,886	0.15%
16	192,559,999	192,676,445	81,790	198,237	0.10%
17	140,805,651	140,905,061	84,299	183,710	0.13%
18	121,501,390	121,580,269	54,260	133,140	0.11%
19	109,230,441	109,298,438	53,408	121,405	0.11%
20	133,763,086	133,814,208	74,447	125,569	0.09%
21	75,829,730	75,828,375	76,978	75,623	0.10%
22	70,647,407	70,727,286	66,419	146,298	0.21%
23	88,036,475	88,128,009	88,921	180,455	0.21%
24	101,789,104	101,852,870	81,527	145,294	0.14%
25	145,102,005	145,217,454	57,124	172,574	0.12%
26	132,850,685	132,898,264	79,681	127,260	0.10%
27	25,156,949	25,155,638	123,279	121,968	0.49%
28	62,242,428	62,245,403	114,871	117,845	0.19%
29	67,701,290	67,716,063	71,021	85,793	0.13%
30	68,202,849	68,226,128	66,590	89,868	0.13%

Çizelge E. 2 : GÖP_PKT, BP_PKT ve YH_PKT modellerinin Veriseti_1'ye ait verilerin Senaryo_2 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PKT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi.

Veri No	GÖP (TL)	BP (TL)	YH (TL)	Parasal Artış (TL)	Nispi Artış
1	32,942,554	32,952,436	98,221	108,102	0.33%
2	77,879,886	77,911,416	64,457	95,987	0.12%
3	72,668,136	72,705,491	24,180	61,535	0.08%
4	166,542,845	166,599,892	26,869	83,917	0.05%
5	140,918,595	140,987,057	31,517	99,979	0.07%
6	175,417,888	175,470,337	18,384	70,833	0.04%
7	124,087,919	124,153,019	49,423	114,523	0.09%
8	104,430,173	104,527,214	19,751	116,793	0.11%
9	63,519,097	63,537,228	180,380	198,512	0.31%
10	52,327,089	52,353,400	24,834	51,146	0.10%
11	19,583,728	19,557,797	82,789	56,858	0.29%
12	40,812,529	40,862,589	157,092	207,151	0.51%
13	59,026,360	59,077,598	74,452	125,690	0.21%
14	132,037,413	132,111,350	42,769	116,705	0.09%
15	131,942,920	132,024,805	26,780	108,665	0.08%
16	192,559,999	192,676,445	28,115	144,562	0.08%
17	140,805,651	140,905,061	105,542	204,952	0.15%
18	121,501,390	121,580,269	100,894	179,774	0.15%
19	109,230,441	109,298,438	35,455	103,452	0.09%
20	133,763,086	133,814,208	62,548	113,670	0.09%
21	75,829,730	75,828,375	64,020	62,665	0.08%
22	70,647,407	70,727,286	20,525	100,403	0.14%
23	88,036,475	88,128,009	88,705	180,239	0.20%
24	101,789,104	101,852,870	2,226,249	2,290,016	2.30%
25	145,102,005	145,217,454	44,159	159,608	0.11%
26	132,850,685	132,898,264	18,018	65,596	0.05%
27	25,156,949	25,155,638	18,392	17,081	0.07%
28	62,242,428	62,245,403	90,339	93,313	0.15%
29	67,701,290	67,716,063	40,828	55,601	0.08%
30	68,202,849	68,226,128	42,135	65,413	0.10%

Çizelge E. 3 : GÖP_PKT, BP_PKT ve YH_PKT modellerinin Veriseti_2'ye ait örnek verilerin Senaryo_1 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PKT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi.

Veri No	GÖP (TL)	BP (TL)	YH (TL)	Parasal Artış (TL)	Nispi Artış
1	141,699,329	141,729,376	217,389	247,437	0.17%
2	178,486,862	179,074,086	198,046	785,270	0.44%
3	181,801,196	183,297,242	243,779	1,739,825	0.96%
4	161,068,106	162,789,173	157,298	1,878,365	1.17%
5	66,439,184	66,485,553	91,931	138,300	0.21%
6	160,979,683	164,035,991	164,567	3,220,875	2.00%
7	195,342,425	195,475,545	394,026	527,145	0.27%
8	172,807,287	174,896,129	353,262	2,442,105	1.42%
9	157,932,304	160,925,037	317,175	3,309,907	2.10%
10	144,333,916	146,272,108	190,997	2,129,189	1.48%
11	25,452,362	25,642,669	59,695	250,002	0.98%
12	133,087,663	134,973,130	305,781	2,191,248	1.65%
13	112,221,128	115,919,667	321,106	4,019,646	3.59%
14	105,345,234	107,333,614	128,829	2,117,209	2.01%
15	90,883,875	92,519,053	117,349	1,752,527	1.93%
16	33,536,757	33,970,300	62,585	496,128	1.48%
17	44,809,030	44,889,832	90,588	171,390	0.38%
18	89,808,228	91,354,864	176,696	1,723,332	1.92%
19	76,611,768	78,473,931	94,866	1,957,030	2.56%
20	67,546,352	69,583,141	65,560	2,102,349	3.12%
21	67,131,535	67,656,758	113,381	638,603	0.95%
22	50,610,621	51,571,378	49,995	1,010,752	2.00%
23	81,532,037	83,639,129	66,516	2,173,608	2.67%
24	81,551,948	83,450,186	53,680	1,951,918	2.40%
25	126,751,986	126,712,356	168,202	128,572	0.10%
26	107,976,611	107,921,194	121,929	66,512	0.06%
27	15,473,152	16,271,150	7,560	805,558	5.21%
28	29,836,215	31,077,864	15,653	1,257,303	4.22%
29	38,268,531	39,030,460	47,189	809,119	2.12%
30	72,870,672	72,912,916	64,100	106,345	0.15%

Çizelge E. 4 : GÖP_PKT, BP_PKT ve YH_PKT modellerinin Veriseti_2'ye ait örnek verilerin Senaryo_2 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PKT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi.

Veri No	GÖP (TL)	BP (TL)	YH (TL)	Parasal Artış (TL)	Nispi Artış
1	141,699,329	141,729,376	221,745	251,792	0.18%
2	178,486,862	179,074,086	203,464	790,688	0.44%
3	181,801,196	183,297,242	92,930	1,588,976	0.87%
4	161,068,106	162,789,173	186,170	1,907,237	1.19%
5	66,439,184	66,485,553	53,335	99,704	0.15%
6	160,979,683	164,035,991	88,315	3,144,623	1.95%
7	195,342,425	195,475,545	173,447	306,566	0.16%
8	172,807,287	174,896,129	254,553	2,343,395	1.36%
9	157,932,304	160,925,037	355,989	3,348,722	2.13%
10	144,333,916	146,272,108	54,027	1,992,219	1.38%
11	25,452,362	25,642,669	35,635	225,943	0.89%
12	133,087,663	134,973,130	296,680	2,182,147	1.64%
13	112,221,128	115,919,667	230,152	3,928,691	3.51%
14	105,345,234	107,333,614	109,295	2,097,675	1.99%
15	90,883,875	92,519,053	47,635	1,682,813	1.85%
16	33,536,757	33,970,300	18,005	451,548	1.35%
17	44,809,030	44,889,832	45,211	126,013	0.28%
18	89,808,228	91,354,864	167,213	1,713,848	1.91%
19	76,611,768	78,473,931	29,112	1,891,276	2.47%
20	67,546,352	69,583,141	23,020	2,059,809	3.05%
21	67,131,535	67,656,758	78,126	603,348	0.90%
22	50,610,621	51,571,378	39,710	1,000,467	1.98%
23	81,532,037	83,639,129	48,253	2,155,344	2.65%
24	81,551,948	83,450,186	16,959	1,915,197	2.35%
25	126,751,986	126,712,356	71,492	31,863	0.03%
26	107,976,611	107,921,194	75,968	20,551	0.02%
27	15,473,152	16,271,150	5,373	803,371	5.19%
28	29,836,215	31,077,864	5,070	1,246,720	4.18%
29	38,268,531	39,030,460	11,698	773,628	2.02%
30	72,870,672	72,912,916	39,028	81,272	0.11%

EK F

Çizelge F. 1 : GÖP_PRT, BP_PRT ve YH_PRT modellerinin Veriseti_1'ye ait örnek verilerin Senaryo_1 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PRT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi.

Veri No	GÖP (TL)	BP (TL)	YH (TL)	Parasal Artış (TL)	Nispi Artış
1	32,942,554	32,947,368	95,625	100,439	0.31%
2	77,879,886	77,903,832	70,158	94,104	0.12%
3	72,667,957	72,700,474	70,280	102,798	0.14%
4	166,542,845	166,591,212	33,992	82,359	0.05%
5	140,918,595	140,980,963	46,022	108,391	0.08%
6	175,417,763	175,464,931	35,130	82,298	0.05%
7	124,087,919	124,151,436	92,642	156,160	0.13%
8	104,430,173	104,516,702	77,720	164,249	0.16%
9	63,519,097	63,532,191	90,706	103,801	0.16%
10	52,327,089	52,337,013	91,334	101,259	0.19%
11	19,582,806	19,499,300	143,906	60,400	0.31%
12	40,812,529	40,847,124	122,031	156,625	0.38%
13	59,026,360	59,069,628	138,441	181,709	0.31%
14	132,037,413	132,133,037	55,050	150,674	0.11%
15	131,942,920	132,045,147	155,098	257,325	0.20%
16	192,559,999	192,673,583	109,804	223,388	0.12%
17	140,805,651	140,887,937	144,108	226,395	0.16%
18	121,501,390	121,577,188	59,457	135,255	0.11%
19	109,230,471	109,296,003	56,475	122,007	0.11%
20	133,771,345	133,833,655	89,400	151,710	0.11%
21	75,829,743	75,824,559	121,663	116,478	0.15%
22	70,647,407	70,723,019	75,123	150,736	0.21%
23	88,036,480	88,121,276	195,970	280,766	0.32%
24	101,789,051	101,843,289	100,138	154,377	0.15%
25	145,102,005	145,206,763	108,882	213,640	0.15%
26	132,850,685	132,890,785	88,765	128,865	0.10%
27	25,156,981	25,123,026	141,669	107,715	0.43%
28	62,242,869	62,242,653	155,206	154,991	0.25%
29	67,701,390	67,674,470	76,741	49,822	0.07%
30	68,202,849	68,221,004	96,792	114,947	0.17%

Çizelge F. 2 : GÖP_PRT, BP_PRT ve YH_PRT modellerinin Veriseti_1'ye ait örnek verilerin Senaryo_2 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PRT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi.

Veri No	GÖP (TL)	BP (TL)	YH (TL)	Parasal Artış (TL)	Nispi Artış
1	32,942,554	32,947,368	155,216	160,029	0.49%
2	77,879,886	77,903,832	105,159	129,105	0.17%
3	72,667,957	72,700,474	31,576	64,093	0.09%
4	166,542,845	166,591,212	31,505	79,871	0.05%
5	140,918,595	140,980,963	34,331	96,699	0.07%
6	175,417,763	175,464,931	21,844	69,012	0.04%
7	124,087,919	124,151,436	65,591	129,109	0.10%
8	104,430,173	104,516,702	27,270	113,799	0.11%
9	63,519,097	63,532,191	464,837	477,931	0.76%
10	52,327,089	52,337,013	26,808	36,733	0.07%
11	19,582,806	19,499,300	205,950	122,445	0.63%
12	40,812,529	40,847,124	543,184	577,778	1.43%
13	59,026,360	59,069,628	86,472	129,740	0.22%
14	132,037,413	132,133,037	84,891	180,515	0.14%
15	131,942,920	132,045,147	41,027	143,254	0.11%
16	192,559,999	192,673,583	49,361	162,945	0.08%
17	140,805,651	140,887,937	295,604	377,890	0.27%
18	121,501,390	121,577,188	206,299	282,097	0.23%
19	109,230,471	109,296,003	53,088	118,620	0.11%
20	133,771,345	133,833,655	93,444	155,754	0.12%
21	75,829,743	75,824,559	129,332	124,148	0.16%
22	70,647,407	70,723,019	25,990	101,603	0.14%
23	88,036,480	88,121,276	132,357	217,153	0.25%
24	101,789,051	101,843,289	499,045	553,284	0.55%
25	145,102,005	145,206,763	48,037	152,795	0.11%
26	132,850,685	132,890,785	32,357	72,457	0.05%
27	25,156,981	25,123,026	27,868	-6,087	-0.02%
28	62,242,869	62,242,653	334,139	333,924	0.54%
29	67,701,390	67,674,470	61,671	34,751	0.05%
30	68,202,849	68,221,004	49,565	67,720	0.10%

Çizelge F. 3 : Sırasıyla GÖP_PRT, BP_PRT ve YH_PRT modellerinin Veriseti_2'ye ait örnek verilerin Senaryo_1 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PRT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi.

Veri No	GÖP (TL)	BP (TL)	YH (TL)	Parasal Artış (TL)	Nispi Artış
1	141,699,329	141,704,745	266,299	271,715	0.19%
2	178,938,169	178,981,987	218,779	262,598	0.15%
3	183,191,855	183,278,700	369,428	456,273	0.25%
4	162,727,403	162,782,675	190,205	245,477	0.15%
5	66,436,501	66,480,558	95,848	139,905	0.21%
6	163,918,756	164,009,510	202,045	292,799	0.18%
7	195,345,759	195,451,907	578,423	684,571	0.35%
8	174,916,138	174,891,323	546,152	521,338	0.30%
9	161,272,635	161,325,096	383,669	436,130	0.27%
10	146,210,755	146,254,213	210,898	254,356	0.17%
11	25,570,982	25,633,018	65,495	127,531	0.50%
12	136,311,918	136,389,887	359,899	437,868	0.32%
13	115,970,119	115,857,252	447,051	334,184	0.29%
14	107,331,569	107,344,749	138,414	151,595	0.14%
15	92,519,176	92,605,563	160,486	246,872	0.27%
16	34,141,252	34,156,003	77,065	91,816	0.27%
17	44,809,030	44,874,010	93,088	158,068	0.35%
18	91,499,496	91,491,172	249,441	241,116	0.26%
19	78,356,800	78,465,670	112,141	221,011	0.28%
20	69,773,914	69,804,458	89,363	119,907	0.17%
21	67,753,885	67,479,754	131,308	-142,823	-0.21%
22	51,618,548	51,566,543	49,995	-2,010	0.00%
23	83,395,406	83,367,673	81,469	53,737	0.06%
24	83,470,450	83,485,047	54,749	69,346	0.08%
25	126,797,830	126,733,977	198,043	134,190	0.11%
26	107,976,261	107,876,514	149,663	49,916	0.05%
27	16,277,150	16,276,020	7,560	6,430	0.04%
28	31,043,695	31,061,675	15,653	33,633	0.11%
29	39,016,983	39,032,226	54,725	69,968	0.18%
30	72,870,672	72,909,452	79,947	118,727	0.16%

Çizelge F. 4 : GÖP_PRT, BP_PRT ve YH_PRT modellerinin Veriseti_2'ye ait örnek verilerin Senaryo_2 altındaki amaç fonksiyonu değerleri ve BP_PRT modelinin mevcut piyasa modeline kıyasla parasal ve nispi getirisi.

Veri No	GÖP (TL)	BP (TL)	YH (TL)	Parasal Artış (TL)	Nispi Artış
1	141,699,329	141,704,745	565,771	571,187	0.40%
2	178,938,169	178,981,987	299,084	342,903	0.19%
3	183,191,855	183,278,700	154,694	241,540	0.13%
4	162,727,403	162,782,675	305,625	360,897	0.22%
5	66,436,501	66,480,558	64,902	108,959	0.16%
6	163,918,756	164,009,510	138,479	229,232	0.14%
7	195,345,759	195,451,907	371,415	477,563	0.24%
8	174,916,138	174,891,323	852,660	827,845	0.48%
9	161,272,635	161,325,096	641,901	694,362	0.43%
10	146,210,755	146,254,213	69,152	112,610	0.08%
11	25,570,982	25,633,018	60,577	122,613	0.48%
12	136,311,918	136,389,887	585,798	663,767	0.49%
13	115,970,119	115,857,252	455,535	342,668	0.30%
14	107,331,569	107,344,749	200,337	213,518	0.20%
15	92,519,176	92,605,563	51,984	138,370	0.15%
16	34,141,252	34,156,003	18,023	32,773	0.10%
17	44,809,030	44,874,010	46,933	111,913	0.25%
18	91,499,496	91,491,172	199,971	191,647	0.21%
19	78,356,800	78,465,670	45,432	154,302	0.20%
20	69,773,914	69,804,458	25,449	55,994	0.08%
21	67,753,885	67,479,754	102,628	-171,503	-0.25%
22	51,618,548	51,566,543	51,429	-576	0.00%
23	83,395,406	83,367,673	50,596	22,863	0.03%
24	83,470,450	83,485,047	16,960	31,557	0.04%
25	126,797,830	126,733,977	114,320	50,467	0.04%
26	107,976,261	107,876,514	100,497	749	0.00%
27	16,277,150	16,276,020	6,496	5,366	0.03%
28	31,043,695	31,061,675	5,463	23,443	0.08%
29	39,016,983	39,032,226	11,698	26,941	0.07%
30	72,870,672	72,909,452	59,149	97,929	0.13%

EKG

Çizelge G. 1 : Veriseti_1’de bulunan herbir veri için GÖP ve BP’de oluşan herbir teklif türüne ait paradoksal teklif sayısı

Veri No	GÖP P. Satış Yönlü Blok Teklif Sayısı	GÖP P. Alış Yönlü Blok Teklif Sayısı	GÖP P. Esnek Teklif Sayısı	BP P. Satış Yönlü Blok Teklif Sayısı	BP P. Alış Yönlü Blok Teklif Sayısı	BP P. Karma Blok Teklif Sayısı	BP P. Esnek Teklif Sayısı
1	0	0	0	2	0	0	0
2	2	0	0	1	0	0	0
3	2	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0
6	1	1	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	1	0
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	1	0	0
11	1	3	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	1	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0
19	0	3	0	0	0	0	0
20	1	2	0	0	0	0	0
21	1	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0
23	1	0	0	1	0	0	0
24	2	0	0	0	0	1	0
25	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0
27	3	0	0	0	1	0	0
28	2	0	0	0	0	0	0
29	2	0	0	0	0	1	0
30	0	0	0	0	0	0	0
Ort.	0.60	0.30	0.00	0.13	0.10	0.10	0.00

Çizelge G. 2 : Veriseti_2’de bulunan herbir veri için GÖP ve BP’de oluşan herbir teklif türüne ait paradoksal teklif sayısı

Veri No	GÖP P. Satış Yönlü Blok Teklif Sayısı	GÖP P. Alış Yönlü Blok Teklif Sayısı	GÖP P. Esnek Teklif Sayısı	BP P. Satış Yönlü Blok Teklif Sayısı	BP P. Alış Yönlü Blok Teklif Sayısı	BP P. Karma Blok Teklif Sayısı	BP P. Esnek Teklif Sayısı
1	0	0	0	0	0	0	0
2	1	2	1	0	0	0	1
3	5	5	0	0	1	0	0
4	0	5	0	0	0	0	0
5	2	1	1	0	0	1	0
6	8	12	0	0	2	1	1
7	1	0	0	0	1	0	0
8	4	8	0	0	2	1	0
9	6	13	0	0	2	1	0
10	15	7	0	0	1	0	0
11	6	0	0	0	0	0	0
12	8	13	0	0	7	1	0
13	22	14	0	0	0	0	0
14	9	8	0	0	0	0	0
15	8	6	0	0	2	2	0
16	4	3	0	0	1	0	0
17	0	0	0	0	0	1	0
18	6	8	0	0	4	0	0
19	6	5	0	1	1	1	0
20	9	11	0	0	2	1	0
21	6	6	0	0	1	0	0
22	3	6	0	0	1	0	0
23	5	11	0	0	5	0	0
24	8	12	0	0	6	0	0
25	1	1	0	0	1	0	0
26	6	1	0	0	0	4	0
27	3	5	0	0	0	0	0
28	15	8	0	0	1	2	0
29	14	7	0	0	3	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0
Ort.	6.0	5.9	0.1	0.0	1.5	0.5	0.1

ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Rıdvan MEMİŞ
Uyruğu : T.C.
Doğum Tarihi ve Yeri : 25.03.1992, Demirözü/Bayburt
E-posta : rdvnmemis@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2015, Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Fen ve Edebiyat Fakültesi, Matematik
- **Yüksek Lisans** : 2019, TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Endüstri Mühendisliği

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

Yıl	Yer	Görev
2016	TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi	Tam Burslu Yüksek Lisans Öğrencisi

YABANCI DİL: İngilizce

TEZDEN TÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **Memiş, R., Derinkuyu, K.,** (2019). Türkiye Gün Öncesi ve Yan Hizmetler Piyasaları Fiyatlarının Birlikte Belirlenmesi, *39. Yöneylem Araştırması ve Endüstri Mühendisliği Ulusal Kongresi (YAEM)*, 12-14 Haziran, Ankara, Türkiye.

