



İSTANBUL MEDENİYET

ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

MÜHENDİSLİK YÖNETİMİ ANABİLİM DALI

MÜHENDİSLİK YÖNETİMİ PROGRAMI

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASALARINDA DOĞAL GAZ
KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALİ TİCARİ BAZLI
ÜRETİM OPTİMİZASYONU**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Hasan Hüseyin USLU

Temmuz, 2019



**İSTANBUL MEDENİYET
ÜNİVERSİTESİ**

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
MÜHENDİSLİK YÖNETİMİ ANABİLİM DALI
MÜHENDİSLİK YÖNETİMİ PROGRAMI

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASALARINDA DOĞAL GAZ
KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALİ TİCARİ BAZLI
ÜRETİM OPTİMİZASYONU**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Hasan Hüseyin USLU

Tez Danışmanı:

Dr. Öğretim Üyesi ELİF CESUR

Temmuz, 2019

ONAY

İstanbul Medeniyet Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü'nde Yüksek Lisans öğrencisi olan Hasan Hüseyin USLU'nun hazırladığı ve jüri önünde savunduğu “Türkiye Elektrik Piyasalarında Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali Ticari Bazlı Üretim Optimizasyonu” başlıklı tez başarılı kabul edilmiştir.

JÜRİ ÜYELERİ

İMZA

Tez Danışmanı:

[Dr. Öğr. Üyesi Elif CESUR]

.....

Kurumu: İstanbul Medeniyet Üniversitesi

Üyeler:

[Dr. Öğr. Üyesi Ayşe Betül OKTAY]

.....

Kurumu: İstanbul Medeniyet Üniversitesi

[Dr. Öğr. Üyesi Yaşanur KAYIKCI]

.....

Kurumu: Türk - Alman Üniversitesi

Tez Savunma Tarihi: 19/07/2019

ETİK İLKELERE UYGUNLUK BEYANI

İstanbul Medeniyet Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü bünyesinde hazırladığım bu Yüksek Lisans tezinin bizzat tarafımdan ve kendi sözcüklerimle yazılmış orijinal bir çalışma olduğunu ve bu tezde;

- 1- Çeşitli yazarların çalışmalarından faydalandığımda bu çalışmaların ilgili bölümlerini doğru ve net biçimde göstererek yazarlara açık biçimde atıfta bulunduğumu;
- 2- Yazdığım metinlerin tamamı ya da sadece bir kısmı, daha önce herhangi bir yerde yayımlanmışsa bunu da açıkça ifade ederek gösterdiğimi;
- 3- Alıntılanan başkalarına ait tüm verileri (tablo, grafik, şekil vb. de dâhil olmak üzere) atıflarla belirttiğimi;
- 4- Başka yazarların kendi kelimeleriyle alıntıladığım metinlerini kaynak göstererek atıfta bulunduğum gibi, yine başka yazarlara ait olup fakat kendi sözcüklerimle ifade ettiğim hususları da istisnasız olarak kaynak göstererek belirttiğimi,

beyan ve bu etik ilkeleri ihlal etmiş olmam halinde bütün sonuçlarına katlanacağımı kabul ederim.

Hasan Hüseyin USLU

[İmza]

TEŞEKKÜR

Tez çalışmam boyunca değerli katkıları, yardımı ve özverisiyle bana yol gösteren değerli hocam Dr. Elif Cesur'a, tecrübe ve bilgi paylaşımını hiçbir zaman eksik etmeyen değerli mesai arkadaşlarıma, hayatım boyunca aldığım tüm kararlarda bana güvenen, beni her anlamda destekleyen değerli eşime, aileme ve arkadaşlarıma göstermiş oldukları sabır ve sevgiden dolayı teşekkür ederim.

Temmuz, 2019

Hasan Hüseyin USLU

İÇİNDEKİLER

ONAY	i
ETİK İLKELERE UYGUNLUK BEYANI.....	ii
TEŞEKKÜR	iii
İÇİNDEKİLER	iv
KISALTMALAR	vi
ŞEKİL LİSTESİ.....	viii
TABLO LİSTESİ	ix
ÖZET.....	x
ABSTRACT	xi
1. GİRİŞ	1
1.1. Elektrikte Tedarik Zinciri.....	1
1.2. Türkiye Elektrik Kurulu Gücü	2
1.3. Türkiye Elektrik Üretimi Dağılımı	5
1.4. Piyasa Yapısı.....	8
1.5. Optimizasyon Gereksinimi	11
2. LİTERATÜR TARAMASI	14
3. TEORİK ARKA PLAN	19
3.1. EPİAŞ Gün Öncesi Piyasası	19
3.1.1. Arz-Talep	19
3.1.2. Merit Order.....	22
3.1.3. Blok Teklif Optimizasyonu.....	24
3.2. TEİAŞ Yan Hizmetler Piyasası.....	27
3.2.1. Yan Hizmetler	27
3.2.1.1. Primer Frekans Kontrolü.....	27
3.2.1.2. Sekonder Frekans Kontrolü	29
3.2.2. Yan Hizmetler Piyasası	29
3.2.3. Sekonder Frekans Kontrol Piyasası	30
3.3. GÖP ve Yan Hizmetler Piyasası'nın Her İkisine de Satış Yapılması Simulasyonu	31
4. METOTLAR	33
4.1. Dal Sınır Algoritması	33
4.2. Karınca Kolonisi Algoritması – Metasezgisel Yöntemler	34
5. VAKA ÇALIŞMASI	39
5.1. Amaç Fonksiyonu	39
5.1.1. Gelirler	40
5.1.2. Giderler	41
5.1.2.1. Doğal Gaz Maliyeti	41
5.1.2.2. İletim Maliyeti.....	44
5.1.2.3. İşletme Bakım Maliyeti.....	44
5.1.2.4. Start&Stop Maliyetleri	45
5.1.2.5. İç İhtiyaç Maliyeti	46
5.1.2.6. Dengesizlik Maliyeti	47
5.1.3. Üretim	47
5.2. Durumlar	48
5.2.1. State 1: Duruş	48

5.2.2.	State 2: Ramp up	49
5.2.3.	State 3: Minimum yük.....	51
5.2.4.	State 4: Baz yük	52
5.2.5.	State 5: Minimum yük ve SFK hizmeti.....	53
5.2.6.	State 6: Baz yük ve SFK hizmeti	55
5.2.7.	State 7: Ramp down	56
5.3.	Durumlar Arası İlişkiler ve Kısıtlar	58
5.4.	Sezgisel Çalışma Sonuçları	59
5.5.	Dal Sınır Metodu Sonuçları	61
5.6.	Karınca Kolonisi Metodu Çalışma Sonuçları	63
6.	SONUÇ.....	67
	KAYNAKÇA	70
	ÖZGEÇMİŞ.....	75

KISALTMALAR

EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
MW	Mega-Watt
LNG	Liquefied Natural Gas, Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
HES	Hidroelektrik Santral
RES	Rüzgar Enerjisi Santrali
GES	Güneş Enerjisi Santrali
JES	Jeotermal Enerji Santrali
MWh	Mega-Watt-hour, Mega-Watt saat
GWh	Giga-Watt-hour, Giga-Watt saat
TWh	Tera-Watt-hour, Tera-Watt saat
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
OTC	Over the Counter, Tezgah Üstü
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
VİOP	Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasası
MILP	Mixed Integer Linear Programming, Karışık Tamsayılı Lineer Programlama
SDP	Stochastic Dynamic Programming, Stokastik Dinamik Programlama
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming, Stokastik Çift Dinamik Programlama
VPP	Virtual Power Plant, Sanal Elektrik Santrali
CVaR	Conditional Value at Risk, Koşullu Riske Maruz Değer
PV	Photovoltaic, Fotovoltaik
PBUC	Price Based Unit Commitment, Fiyat Bazlı Birim Taahhüdü
DER	Decentralized Energy Resource, Dağıtık Enerji Kaynağı
Yİ	Yap-İşlet
YİD	Yap-İşlet-Devret
İHD	İşletme Hakkı Devri
DG	Doğal Gaz
SS	Spark Spread
PFK	Primer Frekans Kontrol
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Elektrik İletim Koordinasyon Birliği
SFK	Sekonder Frekans Kontrol

ACE	Area Control Error, Alan Kontrol Hatası
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition, Danışmalı Kontrol ve Veri Toplama Sistemi
EMS	Energy Management Systems, Enerji Yönetim Sistemleri
AGC	Automatic Gain Control, Otomatik Kazanç Kontrolü
TDP	Tamsayılı Doğrusal Programlama
BOTAŞ	Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi
ÖTV	Özel Tüketim Vergisi
sm ³	standard cubic meter, standart metreküp

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1. Elektrik Tedarik Zinciri. (Kote & Kebaswele, 2017)	1
Şekil 1.2. Türkiye Elektrik Kurulu Gücünün Birincil Kaynak Bazında Dağılımı. (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019).....	4
Şekil 1.3. Türkiye Elektrik Üretiminin Birincil Kaynak Bazında Dağılımı. (T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2019).....	7
Şekil 3.1. Arz-Talep Eğrisi ve PTF İlişkisi.....	20
Şekil 3.2. Üretici ve Tüketici Fazlası. (Enerji Piyasaları İşletim A.Ş. [EPIAŞ], 2016)	21
Şekil 3.3. Örnek Merit Order Grafiği. (Garanti Bankası, 2015).....	23
Şekil 3.4. 28/05/2018 tarihli PTF ve Optimum Blok Örnek Gösterimi – 1.....	25
Şekil 3.5. 27/05/2018 tarihli PTF ve Optimum Blok Örnek Gösterimi – 2.....	26
Şekil 3.6. Frekans Kontrolüne Yönelik Hizmetlerin Hiyerarşisi. (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019).....	28
Şekil 3.7. GÖP ve Yan Hizmetler Piyasası Birlikte Çalışma Durumuna Örnek Üretim, Plan ve SFK Limitleri.....	31
Şekil 3.8. GÖP ve Yan Hizmetler Piyasası Birlikte Çalışma Durumuna Örnek Üretim, Plan, SFK Limitleri, GÖP ve SFK Satışları	32
Şekil 4.1. Karınca Kolonisi Algoritması. (Eren Şenaras & İnanç, 2017)	36
Şekil 5.1. GÖP ve SFK Piyasaları Teklif Toplama Zamanları	41
Şekil 5.2. Sezgisel Çalışma Sonucu Saatlik Değişken Kar/Zarar Grafiği	61
Şekil 5.3. Dal Sınır Algoritması Sonucu Saatlik Değişken Kar/Zarar Grafiği	63
Şekil 5.4. Karınca Kolonisi Algoritması Sonucu Saatlik Değişken Kar/Zarar Grafiği	65
Şekil 5.5. Karınca Kolonisi Algoritması Performansı	66

TABLO LİSTESİ

Tablo 1.1. Birincil Kaynak Bazında Türkiye Elektrik Kurulu Gücü – Mayıs 2019. (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019).....	3
Tablo 1.2. Birincil Kaynak Bazında Türkiye Yıllık Elektrik Üretimi – 2018 Yılı. (T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2019)	6
Tablo 5.1. Durumlar (State) Arası İlişkiler	58
Tablo 5.2. Sezgisel Çalışma Sonuçları	60
Tablo 5.3. Dal Sınır Algoritması Kullanılarak Bulunan Çözüm	62
Tablo 5.4. Karınca Kolonisi Algoritması Kullanılarak Bulunan Çözüm	64
Tablo 6.1. Sonuçların Karşılaştırılması	68

ÖZET

Bu çalışmada, bulunduğu bölgeden bağımsız olarak ele alınan bir doğal gaz kombine çevrim santrali için Türkiye Elektrik Piyasalarından Gün Öncesi Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası'na teklif verirken referans olarak kullanılabilecek bir model geliştirilmiştir. Bu tesisin ortalama maliyet ve teknik gereklilikler ile çalıştığı varsayılan bir işletme olduğu varsayılmıştır.

Bu model geliştirilirken, herhangi bir şirketin kendi uzmanlığı ile hesaplanabilir veya dışarıdan tedarik edilebilir olan fiyat tahmini ve santralin hali hazırda bilinen maliyet ve teknik gereklilikleri ile ortalama sözleşmesel piyasa verileri girdi olarak alınmıştır.

Çıktı olarak ise öncelikle uzun vade olmak üzere, giderek daha yakın vadeye gelecek ve detaylanacak şekilde bir üretim planı elde edilmesi istenmektedir. Elde edilen bu modelde, temel alınan fiyat tahminlerine dayalı bir optimum üretim planı belirlenmekte olup üretim seviyesi ve frekans gereksinimleri gösterilmektedir. Modelin ürettiği bu veriler, hem Yan Hizmetler Piyasası hem de Gün Öncesi Piyasası için belirlenen risk parametreleri doğrultusunda teklif setlerinin oluşturulmasında kullanılabilecek duruma getirilmiştir.

Bu çalışma ile amaçlanan, Türkiye elektrik piyasalarında fiyat belirleyici konuma sahip olduğu düşünülen yüksek verimli doğal gaz kombine çevrim santrallerinin hem piyasa arz güvenliği açısından önemli varlıklar olması sebebiyle piyasa sürdürülebilirliğini sağlamak, hem de sistemsel maliyetleri en aza indirgeyerek toplumsal fayda yaratmak amacıyla piyasa ortalama değerlerine sahip bir doğal gaz kombine çevrim santralinin dispeç optimizasyonunun yapılmasıdır. Optimum çalışma koşullarında Gün Öncesi Piyasası ve Sekonder Frekans Kontrol Piyasaları'nın her ikisinin de aktif şekilde kullanıldığı varsayılarak hesaplamalar yapılmıştır.

Bu çalışma kapsamında en uygun teklif setlerinin oluşturulabilmesi için dal-sınır algoritması ve meta-sezgisel algoritmalarından karınca kolonisi algoritması kullanılarak karşılaştırma yapılacaktır.

Anahtar Kelimeler: Türkiye Elektrik Piyasaları, Dal sınır Algoritması, Dispatching Optimization

ABSTRACT

In this study, a model is developed in order to use as a reference during offer period at Day Ahead Market and Ancillary Services Market of Turkish Power Markets for a combined cycle power plant who is chosen regardless of its location.

The facility is considered as operating with average costs and technical requirements.

When developing the model, price forecast which can be calculated by any of the company's own know-how or can be outsourced and already known costs and technical requirements and average contractual market data are taken into consideration as inputs.

It is desired to create a generation plan which starts with a long term based and detailed after runned for shorter terms as output. In this model, an optimum generation plan is found based on price forecasts and generation level and frequency requirements are shown. This data produced in model is ready to use for proposals considering risk parameters to submit for both Ancillary Services Market and Day Ahead Market.

It is aimed to provide sustainability due to being significant assets for supply security of Turkish power markets and increase social welfare by providing cost minimization for a combined cycle power plant which is a merchant plant with high efficiency and average market conditions.

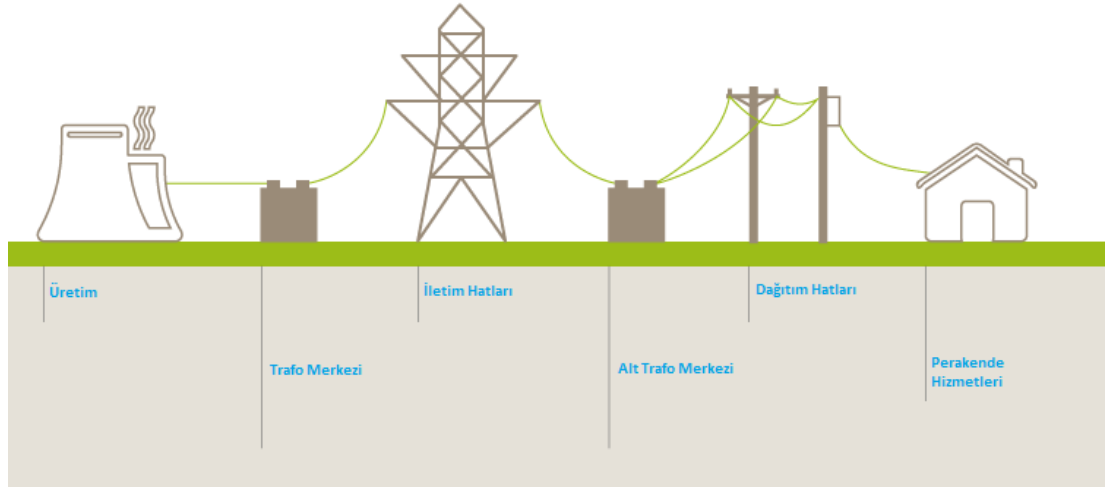
Within the scope of this study, by using the branch and bound algorithm and the ant colony algorithm which is a metacognitive algorithm, a comparison is made to find the optimum proposals and prepare cost analyzes.

Keywords: Turkish Power Markets, Branch and Bound Algorithm, Dispatching Optimization

1. GİRİŞ

1.1. Elektrikte Tedarik Zinciri

Elektrik sektöründe değer zinciri Şekil 1.1'deki gibi bir yapıya sahiptir. Elektrik üretim santrallerinde üretilen elektrik enerjisi şebekeye verilir, iletim hatları boyunca iletilen enerji belirli bölgelerde yüksek gerilimden orta ve alçak gerilime dönüştürülerek dağıtım faaliyetleri vasıtasıyla son kullanıcıya ulaştırılır. Genel çapta bu şekilde olan değer zinciri, şebekeye direkt bağlı olan sanayi tesisleri, dağıtım bölgesi içerisinde yer alan elektrik üretim tesisleri veya depolama tesisleri vb. faaliyetler ile çeşitlilik gösterebilir.



Şekil 1.1. Elektrik Tedarik Zinciri. (Kote & Kebaswele, 2017)

Elektrik üretimi, zincirin ilk aşamasını oluşturur ve çeşitli kaynaklar kullanılarak elektrik üretimi gerçekleştirilir. Bu kaynaklar, fosil yakıtlardan doğal gaz, kömür, fuel-oil vb. olabileceği gibi yenilenebilir kaynak olarak adlandırılan hidro, rüzgar, güneş, biyokütle vb. de olabilir. Türkiye’de üretim faaliyetleri bir devlet iştiraki olan EÜAŞ (Elektrik Üretim A.Ş.), uzun dönemli konratlardan Yap-İşlet, Yap-İşlet-Devret ve

İşletme Hakkı Devri Sözleşme'lerine sahip olan kuruluşlar ve serbest üretim şirketleri tarafından yürütülür.

Üretilen elektrik enerjisi önce trafo merkezlerine, oradan da iletim hatları boyunca iletilir. İletim faaliyetleri yalnızca bir devlet iştiraki olan TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim A.Ş.) tarafından yürütülür.

Şehir şebekelerine iletilen elektrik enerjisi, burada dağıtım faaliyetleri ile konut, ticarethane ve dağıtım bölgesi içerisindeki sanayi kuruluşlarına dağıtılır. Dağıtım faaliyetleri, özel dağıtım şirketleri tarafından gerçekleştirilir. Türkiye elektrik dağıtım kapsamında 21 bölgeye ayrılmıştır ve her bir bölgenin dağıtım faaliyeti özelleştirilmiştir.

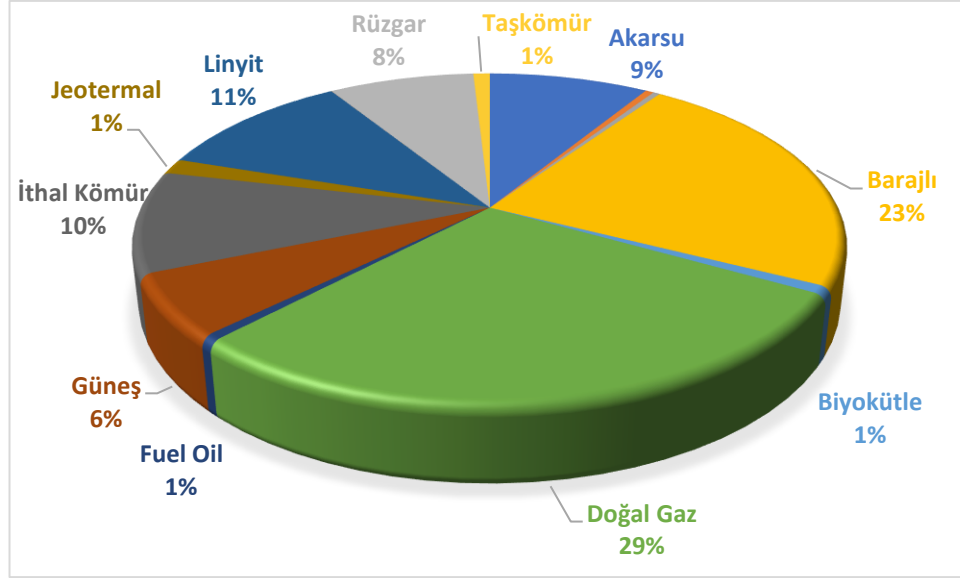
Tedarik zincirinin son aşamasında ise perakende ve toptan satış faaliyetleri yer alır. Tedarik lisansı sahibi özel şirketler serbest tüketici olarak adlandırılan tüketici gruplarına yönelik bu faaliyetlerde bulunabilirler, belirli bir miktarın altında elektrik tüketimine sahip olan tüketiciler ise bulunduğu bölgenin dağıtım hizmetini gerçekleştiren kuruluştan elektriğini tedarik etmek zorundadır.

1.2. Türkiye Elektrik Kurulu Gücü

Bir elektrik üretim santralinin anlık olarak maksimum düzeyde üretebileceği güce kurulu güç denir ve birimi MW (Megawatt)'tır. 2019 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla Türkiye'nin toplam elektrik enerjisi kurulu güç miktarı 89.736,7 MW olmuştur. En yüksek paya sahip kaynak olan doğal gaz 25.906,2 MW, ikinci en yüksek paya sahip olan kaynak olan barajlı hidroelektrik santraller de 20.554,2 MW kurulu güce sahiptir (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019).

Tablo 1.1. Birincil Kaynak Bazında Türkiye Elektrik Kurulu Gücü – Mayıs 2019.
(Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019)

Birincil Kaynak	Kurulu Güç (MW)
Akarsu	7.855,2
Asfaltit Kömür	405,0
Atık Isı	338,3
Barajlı	20.554,2
Biyokütle	665,2
Doğal Gaz	25.906,2
Fuel Oil	487,2
Güneş	5.435,1
İthal Kömür	8.938,9
Jeotermal	1.335,5
Linyit	9.842,0
LNG	2,0
Motorin	1,0
Nafta	4,7
Rüzgar	7.155,4
Taşkömür	810,8
Toplam	89.736,7



Şekil 1.2. Türkiye Elektrik Kurulu Gücünün Birincil Kaynak Bazında Dağılımı.
(Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019)

Termik santral olarak adlandırılan ve fosil yakıtların yakılması sonucu elektrik enerjisi üreten santrallere örnek olarak ülkemizde doğal gaz, ithal kömür, linyit, taş kömürü ve az miktarda asfaltit kömür, fuel-oil, LNG, motorin ve nafta yakıtlı tesisler bulunmaktadır. Bunlardan en yüksek paya sahip olan doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santralleri toplam kurulu gücün %29'unu oluştururken, yerli linyit kaynaklı santraller %11, ithal kömür santralleri %10, yerli taş kömürü santralleri ise %1 paya sahiptir. Yerli, ithal veya cinsi ayırt edilmeksizin kömür yakıtlı santraller toplamda 19.996,7 MW kurulu güç ile Türkiye kurulu gücünün %22'sini oluşturmaktadır. Tüm fosil yakıta dayalı elektrik üretim santralleri ise toplamda 46.397,8 MW ile toplam kurulu güçte %52'lik bir paya sahiptir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarına örnek olarak ise ülkemizde barajlı ve akarsu tipi olmak üzere hidroelektrik santraller (HES), rüzgar enerjisi santralleri (RES), güneş enerjisi santralleri (GES), jeotermal enerji santralleri (JES), biyokütle santralleri bulunmaktadır. Bunlardan en yüksek paya sahip olan barajlı HES'ler %23 paya sahip iken, akarsu tipi HES'ler %9, RES'ler %8, GES'ler %6, jeotermal santraller %1 ve biyokütle santralleri de %1 paya sahiptir. Barajlı ve akarsu tipi ayırt edilmeksizin hidroelektrik santraller toplamda 28.409,4 MW kurulu güç ile Türkiye kurulu gücünün %32'sini oluşturmaktadır. Bu şekilde değerlendirildiğinde kurulu güç

açısından Türkiye’de en çok bulunan kaynak HES olarak adlandırılabilir. Tüm yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretim santralleri ise toplamda 43.338,9 MW ile toplam kurulu güçte %48’lik bir paya sahiptir.

Türkiye elektrik kurulu gücünde son yıllarda fosil yakıta dayalı santrallerin kurulu güçleri önemli ölçüde değişmezken yenilenebilir kaynakların payı oldukça artmıştır. Dönem dönem özellikle doğal gaz santralleri kurulu gücünde düşüş bile görülmektedir, bunun sebepleri çalışmanın ilerleyen kısımlarında irdelenecek konularla birlikte açıklanacaktır.

1.3. Türkiye Elektrik Üretimi Dağılımı

Elektrik kurulu gücü haricinde bir diğer önemli veri elektrik üretimi ve kaynak bazında dağılımıdır. Kurulu güç, bir santralin maksimum düzeyde gerçekleştirebileceği üretim anlamına gelmekteydi. Yani kurulu güç istatistikleri aslında ülkede bulunan santrallerin kaynak bazlı kapasitelerini göstermektedir. Üretim dağılımı ise gerçekte hangi kaynağa ne kadar ihtiyaç duyulduğunu göstermesi açısından önemlidir.

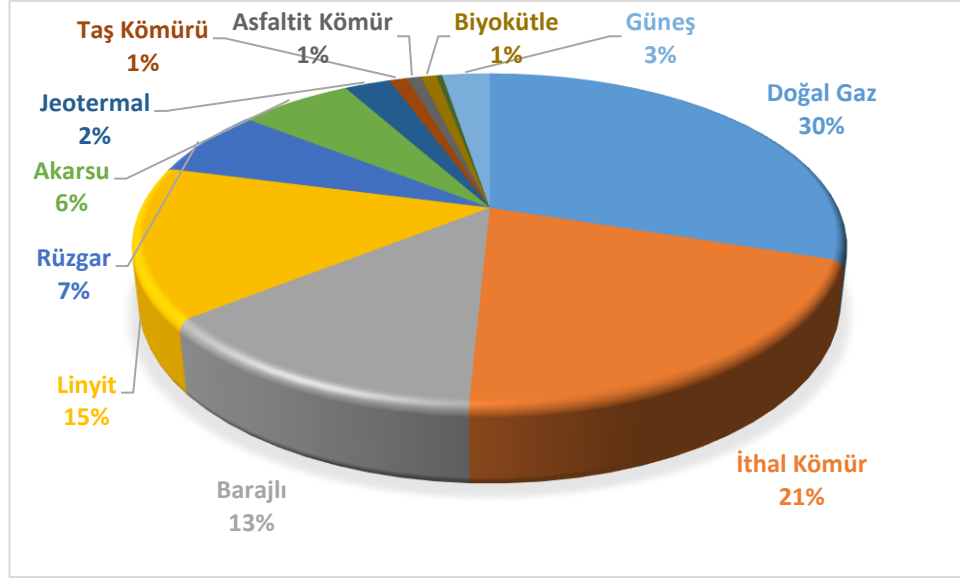
Bir üretim santralının, belirli bir zaman aralığında ürettiği elektrik miktarının, aynı zaman diliminde üretebileceği maksimum elektrik miktarına oranına kapasite faktörü denir. Kapasite faktörü yıllık bazda incelendiğinde rüzgar, güneş ve hidroelektrik santrallerinde hava durumu ve meteorolojik koşullar ile doğrudan ilişkilidir ve belirli değerlerin üzerine çıkması pek mümkün değildir.

Fosil yakıta dayalı elektrik üretim santralleri genellikle arıza/bakım veya meteorolojik şartların doğurduğu verim kayıpları gibi sebepler haricinde istedikleri zaman tam güce yakın çalışabilen santrallerdir. Yani, bir santral ihtiyaç duyulduğu takdirde yıl ortalaması olarak %90 ve üzeri seviyelere rahatlıkla erişebilmektedir.

Bir elektrik üretim santralının 1 MW ortalama güç ile bir saat boyunca ürettiği elektrik miktarına 1 MWh (MegaWatt-saat) denir. Elektrik üretim tüketim istatistiklerinde, resmi piyasa raporlarında ve fatura vb. mecralarda yaygın olarak bu birim kullanılır. Büyük çaplı istatistiklerde ise GWh (GigaWatt-saat) ve TWh (TeraWatt-saat) ifadelerine de rastlanır. 1 GWh, 1.000 MWh’e eşitken 1 TWh, 1000 GWh’e, o da 1.000.000 MWh’e eşit olmaktadır. Türkiye 2018 elektrik üretim istatistikleri, yalın olması bakımından GWh cinsinden incelenecektir.

Tablo 1.2. Birincil Kaynak Bazında Türkiye Yıllık Elektrik Üretimi – 2018 Yılı.
(T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2019)

Birincil Kaynak	Elektrik Üretimi (GWh)
Doğal Gaz	91.227
İthal Kömür	62.950
Linyit	45.055
Barajlı	40.961
Rüzgar	20.003
Akarsu	19.011
Güneş	7.925
Jeotermal	7.612
Taş Kömürü	3.006
Biyokütle	2.616
Asfaltit Kömür	2.328
Fuel-oil	958
LNG	1
Motorin	1
Toplam	303.655



Şekil 1.3. Türkiye Elektrik Üretiminin Birincil Kaynak Bazında Dağılımı. (T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2019)

2018 yılında Türkiye’de 303,6 TWh elektrik üretilmiştir. Türkiye üretiminde halen en büyük paya sahip olan yakıt tipi doğal gazdır ve 2018 yılında doğal gaz yakılarak elde edilen elektrik miktarı 91 TWh olmuştur. Bu miktar toplam Türkiye talebinin %30’una denگelmektedir. Fosil yakıt bazlı santralleri incelemeye devam edecek olursak, ithal kömür yakıtlı elektrik üretim santrallerin de toplamın %21’ini karşılayarak kaynak tipi sıralamasında ikinci olduğu görölmektedir. Yerli linyit yakıtlı santraller 3. sırada yer almakta ve toplam tüketimin %15’ine tekabül etmektedir. Taş kömürü ve asfaltit kömür de toplam üretimde %1’er paya sahiplerdir. Yerli, ithal veya cinsi ayırt edilmeksizin kömür yakıtlı santraller toplamda yıl içerisinde 113 TWh üretim gerçekleştirmişler ve böylelikle üretimin %37’sini oluşturmaktadır. Genel olarak değeriendirildiğinde, 2018 yılı verileri dikkate alınırsa kömürden üretilen elektrik, doğal gazdan üretilen elektriğin bir hayli üzerinde yer almıştır. Tüm fosil yakıta dayalı elektrik üretim santralleri ise toplamda 206 TWh elektrik üretimi ile Türkiye toplam elektrik üretiminin %68’ini oluşturmaktadırlar. Yani Türkiye’de 2018 yılında üretilen elektriğin yaklaşık üçte ikisi fosil yakıtlar harcanarak elde edilmiştir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretimde en çok paya sahip olan kaynak tipi yine barajlı HES’ler olmuştur, fakat bu sefer %13’lük bir paya sahip olan barajlı HES’ler kurulu güçleri ile kıyaslandığında üretimdeki payları oldukça düşük kalmıştır. Rüzgar

santralleri %7'lik paya sahip iken akarsu tipi HES'ler toplam üretimin %6'sını oluşturmaktadırlar. Yıldan yıla yaygınlaşan güneş enerjisi santralleri artık istatistiklerde önemli yer almaktadır ve 2018 yılı içerisinde toplam talebin %3'ünü karşılamışlardır. Jeotermal santraller %2, biyokütle santralleri de %1'lik paya sahiptirler. Barajlı ve akarsu tipi ayırt edilmeksizin hidroelektrik santraller toplamda 60 TWh üretimle toplamın %20'sini oluşturmaktadırlar ve kurulu güç açısından birinci sırada yer alan HES'ler 2018 yılı üretiminde ithal kömür santrallerini bile yakalayamamışlardır. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı 2018 yılı üretimi ise toplamda 98 TWh olmuştur ve %32'lik bir paya sahiptir. Bu haliyle tüm yenilenebilir kaynakların ürettiği miktar, toplam kömüre dayalı üretimin gerisinde kalmıştır.

Daha önce açıklanan kapasite faktörleri ile ilgili yaklaşık veriler hesaplanmak istenirse; tamamı yaklaşık değerler olmak üzere doğal gaz yakıtlı santrallerin %40, ithal kömür santrallerinin %80, linyit santrallerinin %54, barajlı HES'lerin %23, akarsu tipi HES'lerin %28, RES'lerin %33, JES'lerin %68 ve GES'lerin de %18'lik ortalama kapasite faktörlerinin olabileceği görülmektedir. Bu değerler, toplam 2018 yılı üretiminin 2018 yıl sonu toplam kurulu gücünün 8760 katına (bir yıldaki saat sayısı) bölünmesi ile bulunmuştur. Kurulu gücün yıl içerisinde farklılık gösterebileceği dikkate alındığında bu değerler kesin doğru olmamakla birlikte gerçeğe oldukça yakın değerlerdir.

1.4. Piyasa Yapısı

Türkiye elektrik piyasaları serbestleşme ve liberalleşme amaçları doğrultusunda farklı kurumlar altında farklı piyasalar yardımıyla faaliyet göstermektedir. Üretilen elektrik birçok alternatif seçeneklerden biri yardımıyla ticari bir ürüne dönüştürülür ve ticareti yapılır.

Enerji Piyasaları Düzenleme Kurulu (EPDK) tarafından yayımlanan Elektrik Piyasası 2018 Yılı Piyasa Gelişim Raporu'nda ifade edildiğine göre, diğer ülkelerdeki elektrik piyasaları ile entegre bir piyasa oluşturma hedefi ve şeffaf, güvenilir ve rekabetçi olma ilkeleri esas alınarak çıkılan yolda süreç Elektrik Piyasası Kanunu ile başlamış, sonrasında her ilerleme aşamasında piyasanın daha aktif ve güçlü olması,

katılımcıların piyasayı daha etkin kullanması ve piyasanın en iyi şekilde yönetilip takip edilmesi amaçlanmıştır (T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2019).

1 Temmuz 2016 tarihinde aylık 3 zamanlı uzlaştırma sistemine geçilerek tek alıcı ve tek satıcı modelinden serbest ve rekabetçi bir piyasa modeline ilk adım atılmıştır. Ardından, Gün Öncesi Planlama Sistemi 1 Aralık 2009'da uygulamaya alınmıştır. Bu geçişler, piyasanın daha dinamik ve güçlü olması açısından oldukça önemlidir. Kazanılan deneyimler ve tahmin edilen gelişmeler yeni piyasa modelleri için kullanılmıştır. 1 Aralık 2011 tarihi Türkiye Elektrik Piyasası için sıfır noktasıdır ve o ana kadarki en büyük gelişme ile birlikte, şu anda da hala kullanılmakta olan Gün Öncesi Piyasası sistemi kurulmuştur ve bu sayede Türkiye elektrik piyasası daha rekabetçi, vizyoner ve dinamik bir hale gelmiştir (T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2019).

Değişen piyasa yapısı ile teminat mekanizması devreye alınmış olup bu kapsamda, GÖP'te gerçekleştirilen işlemler dolayısıyla PMUM'a kayıtlı piyasa katılımcılarının, piyasa işletmecisine teminat sunmaları zorunlu hale gelmiştir. Buna ilaveten, katılımcılara portföy oluşturma fırsatı sunulmuştur. Ayrıca ileriye dönük olarak, sistem kısıtlarının süregelmesi ihtimaline karşın, TEİAŞ'a kısıtları göz önünde bulundurarak bölgesel fiyatlandırma yapısına geçebilme opsiyonu tanınmıştır (T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2019).

Daha sonraları, 18 Mart 2015 tarihinde Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ), 14.03.2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile 6102 sayılı Türk Ticaret Kanunu hükümlerine tabi olarak resmen kurulmuştur (T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2019).

Enerji Piyasaları İşletim A.Ş. (EPIAŞ) bünyesinde bulunan Gün Öncesi Piyasası, bir gün önceden üretimin genel çapta planlanmasını sağlar ve piyasalardaki fiyatlamalardan tüketici tarifelerine kadar birçok işlemde kullanılmak üzere referans fiyat oluşturur. Yine EPIAŞ bünyesinde bulunan Gün İçi Piyasası ise gerçek zamana daha yakın olma avantajıyla tüm katılımcılara portföy dengeleme imkanı sunar. Hem üretici hem de tedarikçi şirketler her iki piyasada da hem alış hem satış yönünde işlem gerçekleştirebilirler.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) bünyesinde bulunan Yan Hizmetler Piyasası, üreticilerden frekans hizmeti sağlamaya muktedir olanlar arasında bir piyasa olup, gerçek zamandan iki gün öncesinde frekans hizmetlerinin hangi üreticiler tarafından gerçekleştirileceğinin belirlenmesini sağlar. TEİAŞ bünyesinde bulunan diğer piyasa olan Dengeleme Güç Piyasası ise teklif toplamanın ardından gerçek zamanda sistemin dengelenmesi için kullanılır, acil ihtiyaç olduğu durumlarda girilen tekliflerden bağımsız acil talimatlar da uygulanabilir. Yan Hizmetler ve Dengeleme Güç Piyasaları sadece üretici şirketler içindir.

İkili anlaşmalar, Türkiye elektrik piyasası yapısında esas alınan modeldir ve piyasayı tamamlayıcı rol ile diğer organize piyasalar tasarlanmıştır. Dolayısıyla, ticarete konu enerjinin büyük bir bölümü ikili anlaşmalar vasıtasıyla işlem görmektedir. Herhangi bir düzenlemeye tabi olmayan ikili anlaşma yapısı, piyasa katılımcıları arasında serbest bir şekilde gerçekleştirilebilir. Fakat görevli tedarik şirketlerinin mülga Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) ile karşılıklı imzaladıkları ikili anlaşmalar, güncel ikili anlaşma hacminin büyük bir kısmını oluşturan geçiş dönemi sözleşmelerindendir. Ek olarak yine ikili anlaşma kapsamında mülga TETAŞ, dağıtım şirketlerine kayıp ve genel aydınlatma amaçlı enerji satışı yapmaktadır. Ayrıca Dağıtım şirketlerinin ikili anlaşma kapsamında yine mülga TETAŞ'tan kayıp ve genel aydınlatma amaçlı enerji alımları bulunmaktadır (T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2019)¹.

İkili anlaşmalar OTC (Over-The-Counter, Tezgah Üstü) adı verilen ve enerji brokerları aracılığıyla yürütülen, regule olmayan piyasalarda fiziksel işlemler neticesinde de gerçekleşebilir. Bu piyasalarda referans fiyat olarak EPİAŞ GÖP fiyatı kullanılır, kar/zarar hesabı da bu fiyat üzerinden yapılır, bazı ürünler bu fiyata endeksli oluşturulabilir. İkili anlaşmaların önemli bir bölümü de finansal kontratlar üzerinden yapılmaktadır. Fiziksel bir kontrata dayandırılan finansal ürünler OTC piyasalarında işlem görür ve iki taraf EPİAŞ Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan Piyasa Takas Fiyatı'nı (PTF) referans alarak mahsuplaşma yaparlar. OTC haricinde, Borsa İstanbul çatısında Vadeli İşlemler ve Opsiyon Piyasaları (VİOP) altında da aylık ve çeyreklik elektrik ürünleri bulunmakta ve işlem görmektedir. OTC'de işlem yapabilmek için hem tedarik

¹ 9 Temmuz 2018 tarihinde yayımlanan 703 sayılı KHK kapsamında TETAŞ ve EÜAŞ, EÜAŞ bünyesinde birleştirilmiştir.

lisansına sahip olmak, hem de eşleşme yapabilmek için iyi bir tanınırlık olması gerekirken VIOP'ta bireysel yatırımcılar da gerekli teminatı yatırmak ve şartları sağlamak şartıyla işlem yapabilirler.

Bunlara ek olarak, sınırlar arası ticaret faaliyetleri ile birlikte tedarik lisansı sahibi şirketler ihaleye katılabilir ve kazanmaları neticesinde Yunanistan, Bulgaristan ve Gürcistan'a elektrik satışı gerçekleştirebilirler veya bu ülkelerden elektrik alımı yapabilirler.

1.5. Optimizasyon Gereksinimi

Elektrik piyasaları, ülke içerisinde üretilen elektriğin optimum bir biçimde iletilmesi, dağıtılması ve tüketilmesi amacıyla mümkün olan en iyi sistemin kurulması esasıyla oluşturulur. Piyasa gereği yatırımcılar serbest bir şekilde ticaret yapabilir, kaynak çeşitliliği sağlanır, fiyat kendiliğinden oluşur ve hem üretici tarafı hem de tüketici tarafının memnuniyeti sağlanır. Örnek vermek gerekirse Gün Öncesi Piyasası'nda Piyasa Takas Fiyatı'nın oluşumunda kullanılan algoritma gereği maksimum sosyal fayda amaçlanmış ve hem üreticilerin hem de tüketicilerin ortak olarak maksimum faydayı elde ettiği, aynı zamanda her birinin de kabul ettiği şartın gerçekleşmesi esas alınmıştır.

Bu bağlamda, her ne kadar sistemsel optimizasyon Piyasa İşletmecisi ve Sistem İşletmecisi tarafından sağlanmaya çalışıldıysa da, genelden özele yayılarak her bir piyasa katılımcısının kendi sistemini optimize etmesi toplam sosyal faydayı maksimize edecektir. Buradan yola çıkarak, bu tezi yazmaktaki motivasyonumuz, elektrik piyasalarında oluşan fiyat ve kullanılan kaynak açısından optimum noktaya ulaşmaya katkı sağlamak ve sistem optimizasyonunu iyileştirmektir.

Sistem optimizasyonunu iyileştirmek ile elde edilecek faydalar arasında;

1. Doğal kaynakların verimli kullanılması: Bu sayede tüm kaynaklar en verimli biçimde kullanılacak, hidroelektrik santraller ya hiç taşmayacak ya da mümkün olan en az taşma ile faaliyet gösterecek, en verimli noktalarında elektrik üretimi gerçekleştirilmeye çalışılarak her bir birim sudan elde edilecek elektrik miktarı maksimize edilecektir. Doğal gaz veya kömür kaynakları mümkün olan minimum düzeyde veya ihtiyaca binaen kullanılacak ve kullanıldığında da en verimli haliyle

elektrik üretilecek, böylelikle ithal kaynak olan doğal gaz veya ithal kömür en randımanlı haliyle tüketilecek, yerli kaynak olan linyit vb. kaynaklar da kaynak tüketimini minimize edecek şekilde en iyi faydalanılacak şekilde kullanılacaktır.

2. Sosyal fayda maksimizasyonu: Optimizasyon iyileştirilerek fiyat oluşumu daha anlamlı olacak, adil ve hakkaniyetli paylaşım ile hem tüketicilere yansıtılan faturalar hem de üreticilerin elde ettiği gelirler sürdürülebilirlik açısından ideala daha da yaklaşacaktır. Örneğin doğal gaz kaynağının daha etkin ve verimli kullanılması ile birlikte fiyat belirleyici santrallerden biri olan bir doğal gaz santralinin maliyetinin düşmesi neticesinde elektrik fiyatı düşecek, yani aslında olması gerektiği noktaya yaklaşmış olacak, böylelikle tüketicinin faturasındaki elektrik birim fiyatı da düşecektir.
3. Politik ve ekonomik stratejiler: İyi bir optimizasyon ile verimlilik artacağından bir birim kaynaktan üretilen elektrik miktarı artacak ve aynı birim elektrik üretimi için daha az kaynağa gereksinim duyulacaktır. Bunlardan ithal kaynaklara düşen pay kadar da dışa bağımlılık azalacak, cari açık düşecek ve bunun neticesinde orta ve uzun vadeli politik ve ekonomik stratejilerde ülkemiz lehine olumlu kozlar sağlayabilecektir.

Sistem optimizasyonunu iyileştirmek için birçok yol denenebilir. Üretim optimizasyonu, şebeke optimizasyonu, dağıtım optimizasyonu veya regülasyon gibi genel başlıklarda incelenebilir. Bu tez kapsamında üretim optimizasyonuna değinilecektir. Üretim optimizasyonu aslında her bir santral için ayrı ayrı optimizasyon ve çeşitli kaynaklar ile bir portföy barındıran bir şirket için de portföy optimizasyonu olarak düşünülebilir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından barajlı hidroelektrik santral optimizasyonuna değinecek olursak, böyle bir santral için optimum üretim, temel anlamda düşük fiyatlı zamanlarda rezervuarı su ile doldurup yüksek fiyatlı zamanda da mümkün olan maksimum üretimi gerçekleştirmektir. Bunu yaparken, suyu hiçbir şekilde taşırmamaya ve üretim gerçekleştirilirken mümkün olan en verimli yerde durmaya veya oraya yakın olmaya özen gösterilmelidir. Akarsu tipi HES, rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklar için ise optimizasyon demek aslında tahmin iyileştirmek demektir. Gerçeğe en yakın tahminde bulunmak hem sistem hem de şirket açısından

dengelesizliğin minimize edilmesi anlamına gelir ve her ikisi için de minimum dengelesizlik maliyeti doğurur.

Fosil yakıtı dayalı santrallerden kömür santrali için üretim optimizasyonu önemli ölçüde santralin teknik şartlarına bağılıdır. Fiyatların yüksek veya düşük olmasına göre üretim şekillenmesine karşın, zaman zaman yüksek start/stop maliyetlerinden (dur kalk maliyetleri)² ötürü zararına da olsa sistemde kalmak gerekebilir. Bir doğal gaz santralinde ise kömüre göre nispeten daha esnek olmakla birlikte yine aynı endişelerle optimizasyon yapmak gerekmektedir. Mevcut piyasaların tümünden maksimum faydayı elde etmeye dayanan santral optimizasyonu, piyasaların da katılımcılar arasından optimumu bulmasına olanak sağlayarak sosyal fayda maksimizasyonuna katkı sağlamaktadır.

Bu tez kapsamında bir doğal gaz kombine çevrim santralının üretim optimizasyonu ele alınacaktır. Doğal gaz yakıtlı bir santral seçilmesindeki motivasyon, elektrik piyasalarındaki referans fiyat olan Piyasa Takas Fiyatı'nın önemli ölçüde doğal gaz santralleri tarafından belirlenmesidir. Yani, piyasa dilinde merchant plant (fiyat belirleyen santral) olarak adlandırılan ve merit order (fayda sıralaması) düzenine göre sistemdeki fiyatı oluşturan en yüksek maliyetli santral olarak tanımlanan santral tipi günümüzde ve bir süre daha öyle olması tahmin edildiği üzere doğal gaz kombine çevrim santrallerinden yüksek verimli olanlarıdır. Bu çalışma kapsamında da yüksek verimli bir doğal gaz kombine çevrim santrali seçilmiştir. Fiyatı belirleyen olmasının önemi, bu santrallerin optimizasyonu ile fiyatın, diğer santrallerin optimizasyonuna nazaran daha fazla etkilenmesi ve böylelikle hem tüketici faturası hem de cari açık için ciddi bir fayda sağlanacak olmasıdır.

² Bir elektrik üretim santralının duruş anından kalkışa geçtiği esnada veya üretim halindeyken duruşa geçtiği esnada verimsiz çalışmasından ötürü katlanmak zorunda olduğu maliyet

2. LİTERATÜR TARAMASI

Toubeau ve diğerleri, çalışmalarında bir portföy müdürü için enerji ve dengeleme hizmetleri piyasalarının her ikisine de katılarak kar maksimizasyonunu hedefleyen bir karar verme aracı yapmıştır. Önerilen formül, herhangi bir portföy konfigürasyonu ve piyasa regulasyon politikalarındaki değişimleri takip etme noktasında uyumlu olabilmek için modüler ve esnektir. Hem orta vade (bir haftadan bir yıla kadar) hem de kısa vade (örneğin gün öncesi) perspektiflerinin detaylı formülasyonları birlikte hesap edilmiş ve surrogate-based (vekil tabanlı) optimizasyon kullanılarak çözülmüştür. Amaçlanan, bu vadeler arasındaki ilişkileri ve olası çatışmaları yeterli bir biçimde izah etmektir. Sonrasında ise, farklı belirsizlik kaynakları ile ilişkili ortaya çıkan hesaplama yükünün üstesinden gelmek için, zaman ve uzay bağımlı senaryolar üretmek için inovatif bir yöntem geliştirilmiştir. Yaklaşım, parametrik olmayan bağlara dayanır ve geleneksel metotların aksine formülasyona çok sayıda belirsiz parametre dahil edilmesine izin verir. Son olarak prosedür, kaynak çeşitliliği bulunan assetleri (varlıkları) olan bir portföy yöneticisi için test edilir ve gösterilir. Vaka çalışması, önerilen optimizasyon aracının önerilen modellerin doğruluğu ve hesaplama yükünün yanı sıra elde edilen kar açısından avantajlarını vurgulamak için geliştirilmiştir (Toubeau, De Grève, & Vallée, 2018).

Pandzic ve diğerlerinin çalışmalarına göre, rüzgar santralleri, operasyonları sırasında sıfır değişken maliyet yaratırlar. Bununla birlikte, rüzgârın değişken ve belirsiz doğası ise, taahhüt edilen elektrik miktarını karşılamaya çalışırken önemli problemlere sebep olur. Bu nedenle sanal rüzgar enerjisi santralleri ve diğer dispeç edilemez enerji kaynakları, gerçek enerji santrali oluşturan dispeç edilebilir enerji kaynakları ile birleştirilirler. Yapılan bu çalışma da; depolama sisteminden ve geleneksel bir elektrik santralinden oluşan bir enerji santralinin haftalık kendi kendine planlamasını değerlendirmektedir. Diğer taraftan, santralin uzun vadeli ikili sözleşmelerini yerine getirmesi gerekirken, bir yandan da piyasada toplam karını en üst seviyeye çıkarmaya çalışır. Optimum dispeç problemi, uzun vadeli ikili sözleşmelere ve teknik kısıtlamalara tabi olarak haftalık sanal enerji santrali kârını maksimize eden karma tamsayılı bir doğrusal programlama modeli olarak formüle edilmiştir. Kendi kendini programlama prosedürü, stokastik programlamaya dayanır. Rüzgar enerjisi ve güneş

enerjisi üretimindeki belirsizlik, esnek operasyon sağlamak için pompalı hidro depolama kullanılarak ayrıca yedek olarak geleneksel bir elektrik santraline sahip olarak halledilir. Önerilen modelin etkinliği gerçekçi bir vaka çalışması ile sağlanmıştır. Ek olarak literatürdeki bu çalışmada, farklı depolama kapasitelerinin ve pompalanan depolamanın türbin / pompa kapasitelerinin etkisi analiz edilmiştir (Pandzic, Kuzle, & Capuder, 2013).

Pandzic ve diğerlerinin yapmış olduğu çalışmaya göre, sanal bir elektrik santrali, piyasada tek bir varlık olarak hareket eden çeşitli yerel üretim / tüketim birimlerini toplar. Bu çalışma, kesintili bir kaynaktan, bir depolama tesisinden ve dispeç edilebilir bir elektrik santralinden oluşan bir sanal enerji santralini ele almaktadır. Sanal enerji santrali hem gün öncesinden hem de beklenen karını en üst düzeye çıkarmak için dengeleme piyasalarında satışlar ve alımlar yapar. Bu modelde matematiksel anlamda titiz olarak çalışıldığında verimli yönde hesaplar ortaya çıkar. Sunulan problem ise, sanal santralin beklenen karını maksimize eden iki aşamalı stokastik karışık-tamsayılı doğrusal programlama modeli olarak ortaya çıkmaktadır. Kesintili kaynağın güç çıkışı ve piyasa fiyatları da dahil olmak üzere belirsiz parametreler, tarihsel verilere dayanan senaryolar aracılığıyla modellenmiştir. Önerilen model gerçekçi bir vaka çalışmasına uygulanır ve sonuçlar çıkarılır (Pandzic, Morales, Conejo, & Kuzle, 2013).

Baslis ve Bakirtzis yaptığı çalışmasında fiyat belirleyici olan bir hidroelektrik santral için bir yıllık stokastik kendi kendine planlama modelini sunmuştur. Kısa vadede, üretici gün öncesi piyasasında karı maksimize etmeyi hedeflemektedir. Artık talep eğrileri üreticinin rakipleriyle ve yük talebiyle olan etkileşimini modellemektedir. Artık talep eğrisindeki bir modifikasyon, optimum pompalanan hidro tekliflerin tanımlanmasının sağlanmasına imkan sağlar. Çok aşamalı stokastik programlama, akışların dönem ortası belirsizliğine, yük talebine ve rakiplerin tekliflerine karşı hedging imkanı sağlar. Önerdikleri yöntem, kısa vadeli kar maksimizasyonu kararlarının, kompakt bir stokastik karışık tamsayılı lineer programlama (MILP) yaklaşımı içerisinde orta vadeli programlamadaki kararlarının kısa vadeli kar maksimizasyonlarını modellemektedir. Çalışmada üç aşamalı, 90 senaryolu stokastik ağaçlı ve Yunan Elektrik Sistemi'nin verilerini içeren bir test vakası sunulmuştur. Sonuçlar, hem orta vadeli rezervuar yönetimi hakkında hem de kısa vadeli piyasaya

dayalı operasyonlar hakkında bilgi verir. Ayrıca vadeli işlem sözleşmesinin piyasa gücünün azaltılmasındaki rolü de analiz edilmiştir (Baslis & Bakirtzis, 2011).

Helseth ve diğerleri bu çalışmada, ayrı ayrı ve ardışık olarak dengede olan piyasalara enerji ve kapasite satışı yapan, kâr maksimize eden, fiyat alan ve riskten bağımsız bir üretici için hidroelektrik sistemlerinin optimum planlamasında kullanılacak bir yöntem açıklamaktadır. Yöntem, stokastik dinamik programlama (SDP) ve stokastik çift dinamik programlama (SDDP) metotlarının birleşimine dayanmaktadır ve rezervuarlara giriş ile enerji ve kapasite için olan fiyatları stokastik değişkenler olarak almaktadır. Önerilen metot, Norveç'te bir su yolu için, yalnızca-enerji piyasasından ortak enerji ve rezerv kapasite piyasalarına doğru giderken, programlardaki beklenen değişiklikleri ve su değerlerini ölçerek bir vaka çalışmasında kullanılır (Helseth, Fodstad, & Mo, 2016).

Tajeddini ve diğerlerinin çalışmasına göre VPP (Sanal Enerji Santrali), teknik ve ekonomik performansı iyileştirmek için merkezi olarak işletilen bir enerji dönüşüm / depolama birimi kümesi olarak tanımlanmaktadır. Bu çalışma, günlük işletme kârını etkileyen risk faktörlerini göz önünde bulundurarak bir VPP'nin optimum çalışmasını ele almaktadır. Optimum çalışma, hem gün öncesi hem de dengeleme piyasalarında bir üretim portföyünün beklenen karını maksimize etmek için iki aşamalı stokastik karmaşık tamsayılı lineer programlama ile modellenmiştir. Ayrıca, düşük kar senaryoları riskini kontrol etmek için risk ölçümleme tekniği olarak CVaR (Koşullu Riske Maruz Değer) kullanılır. PV gücü çıkışı, rüzgar enerjisi çıkışı ve gün öncesi piyasası fiyatları gibi belirsiz parametreler senaryolar aracılığıyla modellenmiştir. Önerilen model, uygulanabilirliğini göstermek için gerçek bir vaka çalışmasına başarıyla uygulanmıştır, sonuçlar ayrıntılı bir şekilde sunulmuş ve tartışılmıştır (Tajeddini, Rahimi-Kian, & Soroudi, 2014).

Mashhour ve Moghaddas-Tafreshi'nin yapmış olduğu bu çalışma, birlikte çalışan bir enerji ve döner rezerv hizmeti (spinning reserv service) piyasasında, bir VPP'nin (sanal bir elektrik santrali) karşılaştığı teklif problemini ele almaktadır. Önerilen teklif stratejisi, VPP'nin arz-talep dengeleme kısıtlamasını ve güvenlik kısıtlamalarını dikkate alan deterministik fiyat-bazlı birim taahhüdüne (PBU) dayanan denge dışı bir modeldir. Sunulan model, VPP'nin de bir bileşeni olan her dağıtık enerji kaynağını

(DER) karakterize eden parametrelerin bir bileşiminden tek bir işletim profili oluşturur ve ağ kısıtlarını da portföy kapasitesi tanımının içine dahil eder. Sunulan model, zamansal kısıtlamaları olan ve genetik algoritma ile çözülmüş, doğrusal olmayan bir karmaşık tamsayılı programlamadır (Mashhour & Moghaddas-Tafreshi, 2011).

Scott ve Read'in çalışmasında, sözleşmelerin ve şirket yapısının, toptan elektrik piyasasının etkinliği üzerindeki etkilerini analiz etmeye yardımcı olmak için oluşturulan orta vadeli bir piyasa simülasyon modeli tanımlanıyor: Yaklaşımları, her aşamadaki alt modeller Cournot duopolü olmakla birlikte, Çift Dinamik Programlama metodolojisini kullanmaktadır. Sektörü piyasa odaklı bir yapıya taşıyan Yeni Zelanda Hükümeti kararlarının şekillenmesine yardım eden analizin bir kısmında da bu model yer almıştır. Son yıllarda diğer ülkelerde de benzer hareketler yapılmış ve son zamanlarda literatürde rapor edilen çok sayıda elektrik piyasası çalışması yapılmış olmasına rağmen, karma hidro-termik firmalar ile ticari faaliyetler daha önce modellenmemiş gibi görünmektedir (Scott & Read, 1996).

Baillo ve diğerlerinin çalışmasına göre, benzeri görülmemiş bir reform süreci, son 20 yılda elektrik endüstrisini sarstı. Fabrikaları tarafından üretilen enerjiyi satmak için, birçok üretim şirketi, rakipleri tarafından sunulan tekliflerle ilgili belirsizlikler altında bir elektrik piyasasına günlük teklifler hazırlamak ve sunmak zorunda kalıyor. Bu çalışmada, 24 saatlik bir uniform fiyatlı, çok birimli ve çift ihaleli olarak düzenlenmiş bir gün öncesi piyasasında faaliyet gösteren bir üretim şirketi için optimum teklifi hazırlama metodolojisini açıklıyoruz. Şirketin elektrik fiyatını etkileme gücü ve şirketin rakip davranışlarına ilişkin belirsizliğini etkileme gücünü açıkça değerlendiriyoruz (Baillo, Ventosa, Rivier, & Ramos, 2004).

Flach ve diğerlerine göre, enerji endüstrisinin serbestleşmesinden bu yana, fiyat yapıcı enerji üreticileri için optimum teklif kararlarının belirlenmesi konusunda çok fazla literatür taraması olmuştur. Şimdiye kadar geliştirilen çalışmaların büyük çoğunluğu kısa vadeli çalışmalara odaklandı ve operasyonları genellikle deterministik olan sistemler için başarılı yaklaşımlar olarak görülmüş olabilir. Bununla birlikte, önemli depolama kapasitesine sahip fiyat üreticisi hidro santraller söz konusu olduğunda, stratejik teklif probleminin çözümü daha belirsizdir. Bunun nedeni, sonraki fiyatların mevcut fiyattan daha yüksek olması bekleniyorsa, hidro rezervuarların, teklif sahibinin

enerji üretimini ertelemesine izin vermesidir. Bu, enerji kısıtı olan bir kaynağın yönetimini talep eder, teklif stratejisinin ideal olarak ileriki aşamaları göz önünde bulundurması gerektiğinin ve akışın stokastikliğini hesaba katması gerektiğinin altını çizerek problemde zamanları birleştiren (time coupling) bir karakteristik belirler. Bu hususlar çok aşamalı stokastik programlama problemi olarak ele alınan fiyat yapıcı hidro için stratejik teklifi, önemli hesaplama zorlukları ile karakterize eder. Bu çalışmanın amacı, birkaç hidroelektrik santrali, zaman birleştirme ve stokastik giriş senaryoları dikkate alınarak, fiyat yapıcı hidro odaklı bir şirketin stratejik teklif verme problemi için yeni bir metodoloji sunmaktır. Önerilen yaklaşım, deterministik bir artık talep eğrisi olarak değerlendirilmektedir ve en düşük maliyetli hidrotermal programlama problemine başarıyla uygulanan stokastik çift dinamik programlamaya (SDDP) dayanmaktadır. Teknik, problemin içbükey olmasını gerektirdiği için, gelecekteki beklenen fayda fonksiyonunun parçalı bir doğrusal yaklaşımı önerilmektedir. Metodolojinin uygulanması, El Salvador'un hidrotermal sistemine dayanan gerçek bir vaka çalışması ile örneklenmiştir (Flach, Barroso, & Pereira, 2010).

Ayrıca, benzer özellikler gösteren bu çalışmalar da literatür taraması kapsamında incelenmiştir: (Bao, et al., 2019), (Wang, et al., 2019), (Gonzalez-Garrido, Saez-de-Ibarra, Gaztanaga, Milo, & Eguia, 2018), (Feruzzi, Graditi, & Rossi, 2018), (Igder, Niknam, & Khooban, 2017), (Banshwar, Sharma, Sood, & Shrivastava, 2017), (Filipe, Moreira, Bessa, & Silva, 2016), (He, Chen, Kang, & Xia, 2016), (Ilak, Krajcar, Rajšl, & Delimar, 2014), (Hochloff & Braun, 2014), (Bregar, 2007).

3. TEORİK ARKA PLAN

Doğal gaz kombine çevrim santralinin piyasa optimizasyonunu yapmak için öncelikle piyasaların çalışma mekanizmasını irdelemek gerekmektedir. Daha önce de bahsedildiği üzere EPİAŞ bünyesinde Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası, TEİAŞ bünyesinde de Yan Hizmetler Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasası bulunmaktadır. Bunların dışında ikili anlaşmalar ve sınırlararası ticaret gibi imkanlar da bulunmaktadır. İkili anlaşmalar, herhangi bir dönemde herhangi bir dönem için yapılabilecek olan ticari sözleşmelerdir. Piyasalar henüz çok yüksek miktarlarda işlem yapılabilecek likiditeye sahip değildir. 50 MW'lık bir işlem dahi piyasa yönünü değiştirebilmekte, örneğin satış yapıldığı takdirde olması gereken fiyat artışlarına düşebilmekte ve öncelikle düşük fiyattan satış yapılmaktadır, bunun yanı sıra 800 MW kapasitesinde bir santralin 50 MW gibi küçük bir değeri üretme imkanı bulunmadığından, bu sözleşmelerden bağımsız olarak yine üretim optimizasyonu yapılması gereklidir. Dolayısıyla bu tez kapsamında ikili anlaşma yapılmadığı veya yapılsa da üretim kararına etki etmediği varsayılmıştır.

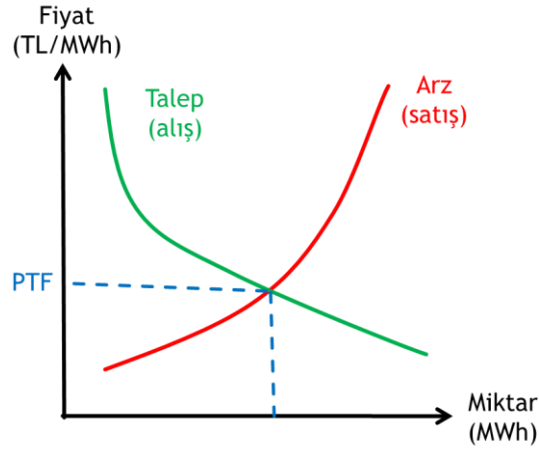
EPİAŞ Gün İçi Piyasası ve TEİAŞ Dengeleme Güç Piyasası da aslında destekleyici piyasalardır. Yalnızca ticari kaygılarla da işlem yapılabilir olması karşın üretim optimizasyonu olarak ele alındığında daha gerçek zamanlı yönetilecek sistemler olduğu için, bu iki piyasa da üretim optimizasyonu açısından bu tez kapsamına alınmamıştır.

3.1. EPİAŞ Gün Öncesi Piyasası

3.1.1. Arz-Talep

EPİAŞ websitesinde bulunan Gün Öncesi Piyasası Genel Esaslar başlığı altında belirtildiği üzere, Gün Öncesi Piyasası işlemleri günlük olarak, saatlik bazda gerçekleştirilir. Her bir gün, 00:00'dan başlayıp, ertesi gün 00:00'da sona eren saatlik zaman dilimlerinden oluşur. Gün Öncesi Piyasası'nın uzlaştırmasında uygulanan fiyat ve miktarlar günlük bazda ve her bir saat için belirlenir (Enerji Piyasaları İşletim A.Ş. [EPİAŞ], 2019).

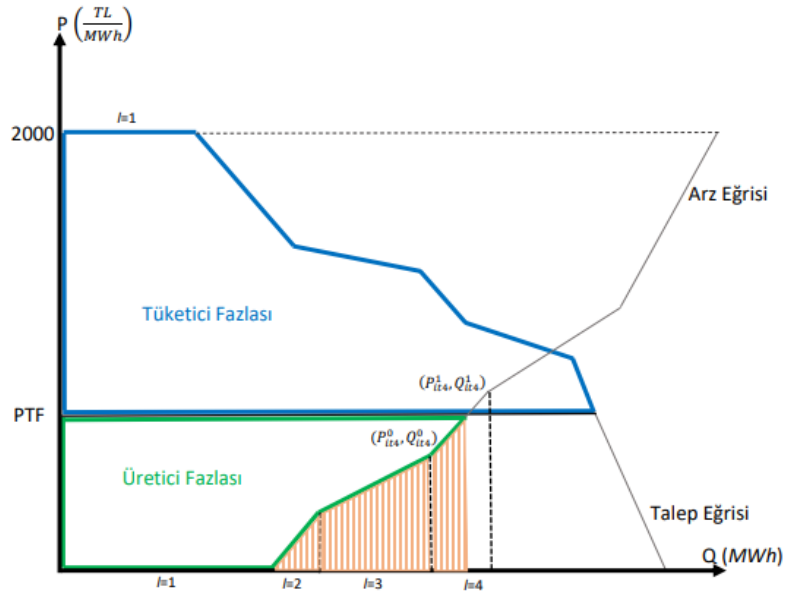
Yine EPIAŞ'ın websitesinde, Gün Öncesi Piyasası Süreçler başlığının altında belirtildiği üzere, her gün saat 12:30'a kadar, Gün Öncesi Piyasası'na katılan piyasa katılımcıları bir sonraki güne ait Gün Öncesi Piyasası tekliflerini Yeni GÖP sistemi aracılığıyla Piyasa İşletmecisi'ne bildirirler (Enerji Piyasaları İşletim A.Ş. [EPIAŞ], 2019).



Şekil 3.1. Arz-Talep Eğrisi ve PTF İlişkisi

Fiyat, Şekil 3.1'de gösterilen arz-talep eğrisi mantığıyla oluşur. Piyasa katılımcılarının gönderdikleri teklifler göz önünde bulundurularak her saat için fiyat ve miktar ile birlikte arz ve talebin kesiştiği noktada saatlik talep veya üretim miktarı ile saatlik PTF belirlenir. Talebin veya üretim miktarının birimi MWh iken PTF birimi de TL/MWh olarak kullanılır.

Burada basitçe anlatıldığı üzere, arz-talep eğrisinin kesişmesi temel mantık olsa da, gerçekte blok tekliflerden dolayı arz-talep eğrisinin kesiştiği noktada PTF çıkmayabilir. Bunun sebebi, blok tekliflerin birden çok saati kapsaması ve ortalama fiyat olarak sistem açısından kabul görmesidir. Dolayısıyla, ortalama fiyat olarak kabul edilmesi gereken bir blok satış teklifi, kapsadığı saatlerden bazıları için biraz yüksek olmasına rağmen kabul edilebilir. Aşağıdaki Şekil 3.2 buna güzel bir örnek teşkil etmektedir.



Şekil 3.2. Üretici ve Tüketici Fazlası. (Enerji Piyasaları İşletim A.Ş. [EPIAŞ], 2016)

Anlaşılabacağı üzere, piyasa arz ve talep tarafından oluşur. Her iki taraf da kendilerinin ihtiyaç duydukları miktar ve fiyatları sisteme girerler ve eğer piyasa fiyatı kendileri için uygunsa uygun olan miktar kadar eşleşme gerçekleşir ve bir gün sonrasının planı oluşur.

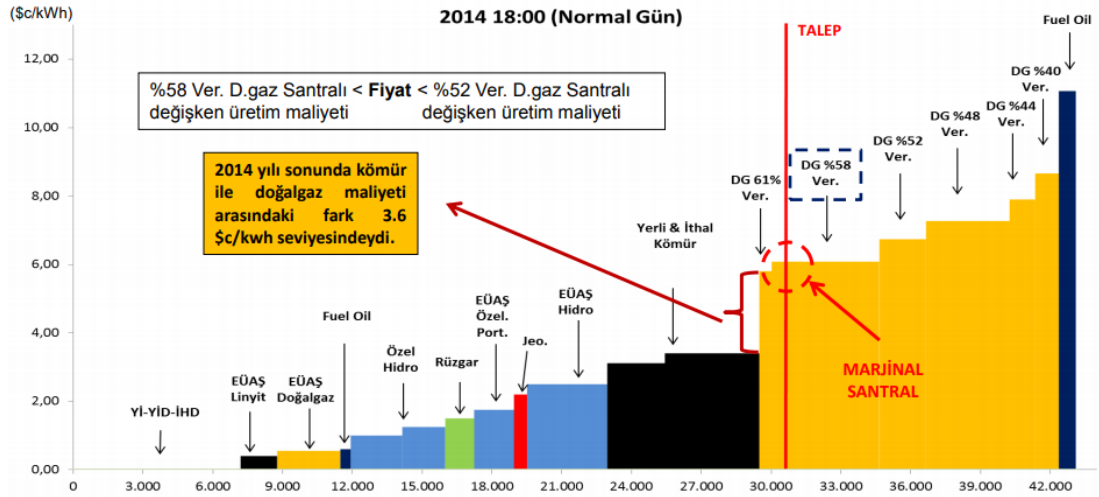
Teklif yapısına her iki taraftan da bakmak gerekecek olursa, öncelikle arz tarafı ele alınabilir. Piyasada tedarik lisansı sahibi ve üretim lisansı sahibi tüm şirketler alış veya satış tarafında belirli limitler çerçevesinde işlem yapabilmektedir. Fakat temel anlamda arz tarafında belirli bir maliyet ile satış teklifi sunması gerekenler üretim santralleridir ve piyasada da büyük çoğunlukla satış teklifi üreticiler tarafından verilir. Örnek vermek gerekirse, bir rüzgar santrali, ertesi gün üretmeyi düşündüğü elektrik miktarının tahminini yapıp miktar kısmına, eğer bunun bir maliyeti varsa bu maliyeti de fiyat kısmına girecektir. Maliyeti olmadığını düşünüyorsa da fiyat olarak 0 TL/MWh giriş yapacaktır. Barajlı bir hidroelektrik santralini düşünürsek, günlük belirli bir kapasite üretim yapması beklenmektedir. Sonrasında, maliyeti bulunmasa bile fırsat maliyeti açısından en yüksek fiyatlı yerde çalışmak isteyecek, detaylı optimizasyon yapma fırsatı yoksa bile en azından piyasa fiyatlarına bakarak belirli bir fiyatın altında çalışmak istemeyecek ve dolayısıyla bu rakamı fiyat olarak girecektir. Kömür veya doğal gaz yakıtlı termik santrallere gelecek olursak, yakıt maliyetleri ve

değişken işletme bakım giderleri gibi maliyetler teklifte fiyat kısmında yer alacaktır. Tabi burada santralin start/stop maliyetleri, teknik olarak minimum çalışabileceği süreler, bazı teknik şartlar vs de dikkate alınarak blok tekliflerin kullanılması tercih edilmektedir.

Talep tarafına bakılacak olursa, buradaki maliyet yapısı çok net değildir. Genel itibarıyla serbest tüketiciler ve serbest olmayan tüketicilerden oluşur. Serbest olmayan tüketiciler dağıtım şirketlerinden elektrik tedarik etmek zorundadırlar ve dağıtım şirketleri tahminleme yaparak çoğunlukla maksimum maliyetten de olsa alış tekliflerini girerler. Serbest tüketicilerin elektrik işlemleri de tedarik şirketleri veya üretim şirketleri tarafından yapılır. Fiyat ya sözleşmede belirlidir, ya da bir referans fiyata endekslidir. Bunun dışında çok az serbest tüketici, piyasada oluşan elektrik fiyatına göre alış teklifi girişi yapar.

3.1.2. Merit Order

Merit order (fayda sıralaması), enerjide, özellikle de elektrik üretiminde, kaynakların maliyetlerine göre düşükten yükseğe miktarları ile birlikte sıralanması anlamına gelir. Elektrik piyasalarında fiyat, her ne kadar arz-talep eğrisi kesişimiyle oluşsa da, talep tarafı katılımı henüz etkin olarak sağlanamadığından veya talep tarafı her türlü maliyete razı gibi görüldüğünden ötürü, sadece miktarı belirlemekte önemli bir role sahiptir. Yani aslında arz-talep grafiği teoride doğru olsa da, pratikte bir merit-order grafiği ve ihtiyaç duyulan elektrik miktarının bu grafiği dik bir biçimde kesmesi daha gerçeğe yakın bir gösterim şeklidir.



Şekil 3.3. Örnek Merit Order Grafiği. (Garanti Bankası, 2015)

Yukarıdaki grafikte, 2015 yılında örnek bir saat ele alınmış ve bu saat için kaynak ve kuruluş tipine göre merit-order düzeni belirlenmiştir. Bu çalışma, tamamıyla tahmine dayalı olmakla birlikte gerçek tekliflerin bu şekilde olduğunu göstermez. Bu tez kapsamında da merit-order yapısının anlatılmasında faydalı olacağı düşünülerek incelenmektedir.

Bu örnekten yola çıkarak inceleyecek olursak, ilk etapta Yİ-YİD-İHD olarak gösterilen ve yaklaşık 7.000 MW miktar ile 0 TL fiyat girişi yapılan bir kaynak tipi dikkat çeker. Yap-İşlet, Yap-İşlet-Devret ve İşletme Hakkı Devri sözleşmeleri ile 1997-1998 yıllarında başlayan ve çoğunluğu 2018-2020 aralığında hali hazırda bitmiş veya bitecek olan bu santraller, EÜAŞ kontrolünde ve o yıllarda maliyet bazlı fiyatlandırmadan ziyade sistemsel gerekliliğe ve enerji stratejisine dayalı fiyatlandırma yapmaktalardı. Bu yüzden de merit-order'ın ilk basamağını bu santraller oluşturmaktaydı. Sonrasında yine devlet şirketi olan Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) tarafından işletilen linyit ve doğal gaz santralleri ile fuel-oil santralleri gelmektedir. Bu santraller de maliyetten bağımsız bir strateji ile çalıştırılmakta ve maliyetlerinin oldukça düşük olduğu öngörülmektedir.

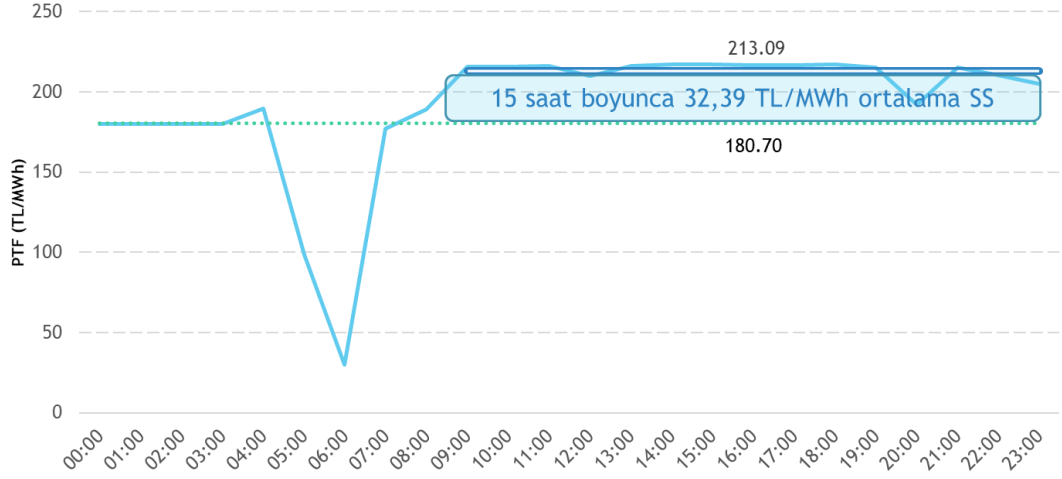
Daha sonrasında, sıralama gerçekte farklı olabilecek olsa da, yenilenebilir kaynaklardan hidroelektrik, rüzgar, jeotermal vs. gelmektedir. Günümüzde bunlarla birlikte GES'ler de yer almaktadır ve özellikle gündüz saatlerinde fiyata gözle görülür etkileri bulunmaktadır.

Bunların arkasından, sırayla verimlerine göre yerli kömür, ithal kömür ve doğal gaz santralleri gelmektedir. Bu, küresel piyasalardaki kömür ve doğal gaz maliyetleri, yerli kömür çıkarma maliyetleri, ulusal doğal gaz kontratları ve şirketlerin özelde tedarik kontratlarına göre değişme göstermekle birlikte, uzunca bir süredir bu şekilde sıralanmaktadırlar. Birçok saat için yerli kömür ve ithal kömür santralleri, talebin çizdiği dik çizginin altında kalmayı başardığı için, bu kaynaklar arasındaki verim farklılıkları sadece elde edilen karın bir miktar artıp azalmasına yol açarken fiyatın belirlendiği yer olan doğal gaz santrallerinde ise verim parametresi oldukça önemli kritik bir rol üstlenmektedir. Doğal gaz santrallerinin de maliyet esasıyla ve aynı maliyetle yakıt tedarik ettikleri varsayımıyla verimliliklerine göre sıralandıklarını düşünürsek, talebin düşük kaldığı saatlerde çok az bir miktar doğal gaz santrali devredeyken talebin artması ile birlikte daha fazla doğal gaz santrali sisteme giriş yapmış olacaktır. Daha önce fiyatı belirleyen santraller olarak bahsedilmiş olan doğal gaz kombine çevrim santrallerinin fiyatı belirlemekteki rolü burada ortaya çıkmaktadır. Piyasa dilinde fiyat belirleyici özelliğe sahip olan kaynaklar “merchant plant” olarak adlandırılmaktadır. Günümüzde Türkiye piyasası için merchant plant denildiğinde doğal gaz kombine çevrim santralleri anlaşılmaktadır.

3.1.3. Blok Teklif Optimizasyonu

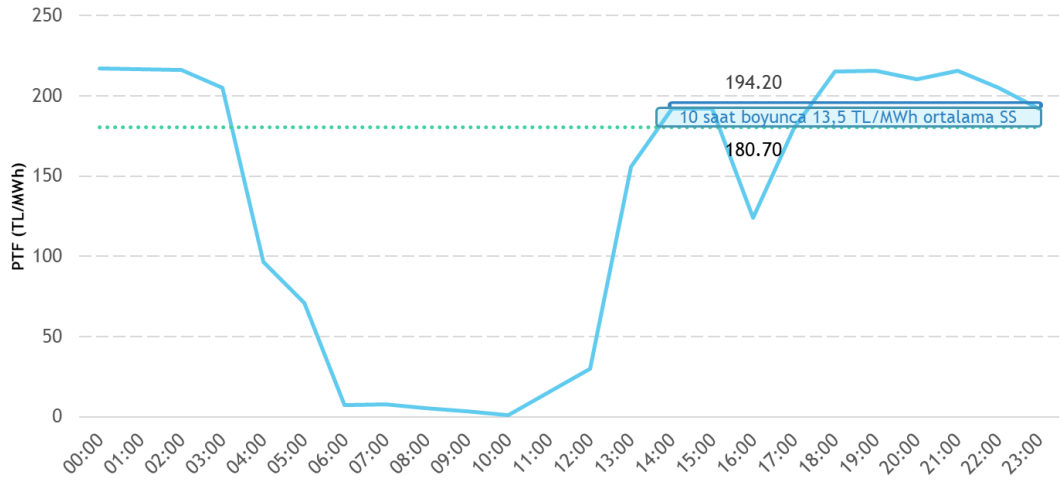
Doğal gaz kombine çevrim santralleri, normal koşullarda teknik olarak saatlik durup kalkma yeteneğine sahip olamadıkları için piyasaya blok teklif girişleri yaparlar. Bunu yaparken de iyi bir piyasa analizi yapmak zorundadırlar ve en yüksek ortalamaya sahip olan bloğu tahmin etmeye çalışırlar. Daha önce merit order grafiğinde görüldüğü üzere genel itibarıyla bu santrallerden biri fiyatı belirleyen olduğu için, bu dik talep çizgisinin altında kalan ve teklifi eşleşen santral de, verimi biraz daha iyi olduğu için sistemde kalır kalmasına ama, fiyat ile arasında sadece küçük bir verim farkının yarattığı maliyet miktarı kadar fark olacağından elde edilen kar oldukça azdır. Tamamen maliyetini teklif edip fiyatı o saat için belirlemiş olan bir santral ise çalışmasına rağmen aslında tam olarak maliyetini teklif ettiği için o saatte hiç kar edememiştir. Rekabetin yoğun olduğu bu piyasada sabit maliyetlerin teklife dahil edilmediğini de düşünecek olursak aslında çoğu zaman zarar da etmektedirler.

Rekabetin böylesine yoğun ve karların da düşük olduğu doğal gaz kombine çevrim santrallerinin ticari sürdürülebilirlikleri açısından optimizasyon daha da önem kazanmaktadır. Bu bağlamda ilk yapılan ise Gün Öncesi Piyasası için blok optimizasyonu olacaktır.



Şekil 3.4. 28/05/2018 tarihli PTF ve Optimum Blok Örnek Gösterimi – 1

Yukarıdaki grafikte sol eksen TL/MWh cinsinden Piyasa Takas Fiyatı olacak şekilde saatlik fiyatlar yer almaktadır. Bir santral için optimum çözüm karın maksimize edileceği gösterilen bloğu elde edebilmektir. Bu şekilde ortalama 213,09 TL/MWh fiyat ile elektrik satışı gerçekleştirilecek ve 180,70 TL/MWh değişken maliyet ile arasındaki fark kadar kar fırsatı yaratılacaktır. 32,39 TL/MWh spark spread (doğal gaz kaynaklı santralin elde ettiği değişken brüt marj) ile 15 saat çalışarak 100 MW büyüklüğünde bir santral için 48.585 TL değişken kar elde edilebilecektir. 180,70 TL/MWh değişken maliyet hesabında, dönemin doğal gaz tarifi dikkate alınmış ve diğer maliyetlerin piyasa ortalamasında olduğu varsayılmıştır.



Şekil 3.5. 27/05/2018 tarihli PTF ve Optimum Blok Örnek Gösterimi – 2

Bu örnekte ise daha düşük fiyatların gerçekleştiği ve saatlik dalgalanmanın daha farklı olduğu bir gün seçilmiş olup, optimum durumda 194,20 TL/MWh fiyat yakalanabilecektir ve 10 saat boyunca 13,5 TL spark spread oluşturulabilecektir. Böylelikle aynı 100 MW üretim gerçekleştirebilen bir santral 10 saat boyunca 13.500 TL kar elde edebilecektir. Bu iki değer 100 MW üretim gerçekleştirebilen bir santral için sadece Gün Öncesi Piyasası’nda işlem yapılarak elde edilebilecek maksimum karları göstermektedir.

Blok optimizasyonunu iyileştirmek için, fiyatı bir gün önceden iyi bir şekilde tahmin etmek en önemli etkenlerden bir tanesidir. Bunun için iyi bir hava durumu tahmini, buna dayalı olarak talep tahmini, rüzgar tahmini, su durumu tahmini, arıza veya bakımda olan santrallerin takibi, devlet kuruluşlarının teklif stratejileri gibi parametreler gerekmektedir.

Fiyat tahmininden sonra yapılması gereken kısımda ise, tüm maliyetler hesap edilmelidir. Santralin geçmiş koşulları göz önünde bulundurulurken gelecek koşulları da tahminlenerek özellikle start/stop maliyetleri ve nasıl bir etkiye maruz kalacağı da fiyat hesabında ve blok optimizasyonda dikkate alınmalıdır.

3.2. TEİAŞ Yan Hizmetler Piyasası

3.2.1. Yan Hizmetler

Yan Hizmetler, elektriğin dengelenmesi ve güvenli bir şekilde iletilmesi için elektrik üretim santrallerinden talep edilen ek hizmetlere verilen genel isimdir. Normalde daha fazla çeşitleri de olabilmekle birlikte bu çalışma kapsamında en yaygın olarak kullanılan ve piyasası bulunan Primer Frekans Kontrolü ve Sekonder Frekans Kontrolü hizmetlerinden bahsedilecektir.

3.2.1.1. Primer Frekans Kontrolü

TEİAŞ tarafından yayımlanmış olan Primer El Kitabı'nda aktarıldığı üzere, primer frekans kontrol hizmeti, sistem frekansının düşmesine veya yükselmesine tepki olarak ünite aktif çıkış gücünün hız regülatörü ile otomatik artırılması veya azaltılması yoluyla sistem frekansının yeni bir denge noktasına getirilmesini temin eder. Primer frekans kontrol hizmeti, merkezi müdahale olmadan kesintisiz bir şekilde uygulanmak zorundadır (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019).

Frekans kontrolü ile ilgili yan hizmetler, sistem frekansının belirlenmiş düzeylerde kalmasını sağlamak için bir sıralama ile devreye girer. Şekil 3.6'da frekans kontrolü ile ilgili yan hizmetlere ait hiyerarşi yer almaktadır (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019).



Şekil 3.6. Frekans Kontrolüne Yönelik Hizmetlerin Hiyerarşisi. (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019)

Frekans sapması sonrasında birkaç saniye içinde devreye giren primer frekans tepkisi, 30 saniye öncesinde maksimum değerine ulaşır. Primer frekans kontrol tepkisi 15 dakika süresince devrede olmalıdır. Bu zaman zarfında muhtemel bir arz kaybı ihtimalinde yararlanılmak üzere, primer frekans kontrol yedeklerini boşaltarak sekonder frekans kontrol yedekleri devreye girer. Sekonder kontrol yedekleri otomatik olarak devreye girdiği için sistem işletiminde çok önemli bir yere sahiptir. Hazır olarak dengeleme güç piyasasında bulunan ve manuel bir şekilde Sistem İşletmecisi'nin aktive ettiği tersiyer kontrol yedeklerinin yerine geçen sekonder kontrol yedekleri, yeni bir arıza durumu için hazır bulunur. İhtiyaç halinde yeterince tersiyer yedek oluşturmak için Sistem İşletmecisi bekleme yedeklerini de kullanır. Büyük frekans kayıplarında primer frekans kontrol hizmetine katkı amacıyla, hızlı tepki alınabilen anlık talep kontrolü hizmeti de kullanılır (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019).

Yan hizmetler, UCTE standartlarının yerine getirilebilmesi için doğru ve yeterli olarak sağlanmak zorundadır. Primer frekans kontrol hizmeti, sistem frekansının değişmesi durumunda devreye giren ilk hizmet olduğu için ayrı bir öneme sahiptir (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2019).

3.2.1.2. Sekonder Frekans Kontrolü

Yılmaz'ın çalışmasına göre, Sekonder Frekans Kontrolü süreci, merkezi kontrol yöntemiyle, rutin veya olağan dışı üretim tüketim dengesizlikleri nedeniyle ortaya çıkan elektrik sistemi şebeke frekansındaki sapmaların nominal düzeye getirilmesi ve komşu ülkelerin elektrik sistemleriyle senkron çalışarak yük akışlarını beklenen düzeyde kalmasını amaçlamaktadır (Yılmaz, 2011).

Avrupa Elektrik Sistemi bağlantısı öncesinde, Türkiye kendi içinde enterkonnekte fakat komşu elektrik sistemlerinden izole bir ada olarak düşünülebilir. Böyle bir durumda Sekonder Frekans Kontrolü, Primer Frekans Kontrol süreci neticesinde farklı bir denge frekans noktasını bulan sistem dengesinin yeniden şebeke frekansının nominal düzeyine getirmeyi amaçlamaktadır. Yani bu durumda asıl amaç, frekansın istenen değere regüle edilmesini merkezi bir kontrol ile sağlamaktır (Yılmaz, 2011).

Günümüz koşullarını da değerlendiren Yılmaz, birbirlerine senkron olarak bağlı elektrik sistemlerinde ise kontrol alanının temel amacı olarak, oluşan Alan Kontrol Hatası'nı (ACE), kendi mevcut SCADA/EMS sisteminin AGC fonksiyonu ile yürüttüğü Sekonder Kontrol süreci ile ortadan kaldırmak olarak tanımlıyor. Böylece, ani dengesizlikler sonucu meydana gelen frekans sapması için devreye girecek primer tepki tüm sistemin ortak tepkisi iken, son durumda her kontrol alanı kendi dengesini sağlamak ve frekans sapmasını ortadan kaldırmak mecburiyetindedir (Yılmaz, 2011).

3.2.2. Yan Hizmetler Piyasası

Yan Hizmetler Piyasası adı altında iki adet piyasa bulunmaktadır: Primer Frekans Kontrol (PFK) Piyasası ve Sekonder Frekans Kontrol (SFK) Piyasası. Şu an için her biri de GÖP mantığına benzer bir mantıkla çalışmakla birlikte saatlik bazda uzlaştırma yerine günün belirli saat aralıklarında 6 farklı parçaya bölünmesi ve her bir parçanın bir kontrat olması yöntemiyle ihale gerçekleştirilmektedir.

Arz tarafında santraller kendi maliyetleri ve sağlayabilecekleri primer kontrol rezerv miktarı veya sekonder frekans kontrol rezerv miktarlarını miktar olarak teklifte gösterirler. Bu sağlayacakları frekans kontrol hizmeti dolayısıyla nasıl bir maliyete katlanacaklarını her santral kendi kaynak tipi, piyasa öngörüsü ve çalışma koşullarını göz önünde bulundurarak hesaplar ve bunu referans olarak bir teklifte bulunur.

Talep tarafında ise, her gün için Sistem İşletmecisi olan TEİAŞ tarafından her iki piyasa için ihtiyaç duyulan rezerv miktarları belirlenir ve arz tarafında teklifler girilmeden önce piyasa katılımcılarına bildirilir.

Yan Hizmetler Piyasası'na, Gün Öncesi Piyasası gibi gerçek günden bir gün önce değil, gerçek günden iki gün önce teklif verilir ve aynı gün içerisinde sonuçlar bildirilir. Yani, bir santral henüz Gün Öncesi Piyasası'nda üreteceği güç miktarının eşleşip eşleşmeyeceğini bilmeden frekans kontrol hizmeti için piyasaya teklif vermek durumundadır ve eşleşme olduğu takdirde Gün Öncesi Piyasası teklifinde bunu da hesaba katmak durumundadır.

Sekonder frekans kontrolü için daha büyük rezerv miktarları ve daha yüksek getiri söz konusudur. Ayrıca, primer frekans kontrol rezervine sahip olan kömür yakıtlı elektrik üretim santralleri sekonder frekans kontrolü hizmetini sağlamakta zorlanırlar ve Türkiye piyasalarında faaliyet gösteren kömür yakıtlı santrallerin birçoğu sekonder frekans kontrol rezervine sahip değildir. Bu sebeplerden ötürü, doğal gaz kombine çevrim santralleri için öncelikli olarak sekonder frekans kontrol piyasası karlı görünmektedir ve primer frekans kontrol piyasası şu sıralar ticari açıdan cezbedici bulunmamaktadır. Matematiksel modelin çözüm zorluğunu artırmamak adına bu tez kapsamında bir doğal gaz kombine çevrim santralinin Gün Öncesi Piyasası ile birlikte Sekonder Frekans Kontrol piyasasında faaliyet gösterdiği öngörülmektedir.

3.2.3. Sekonder Frekans Kontrol Piyasası

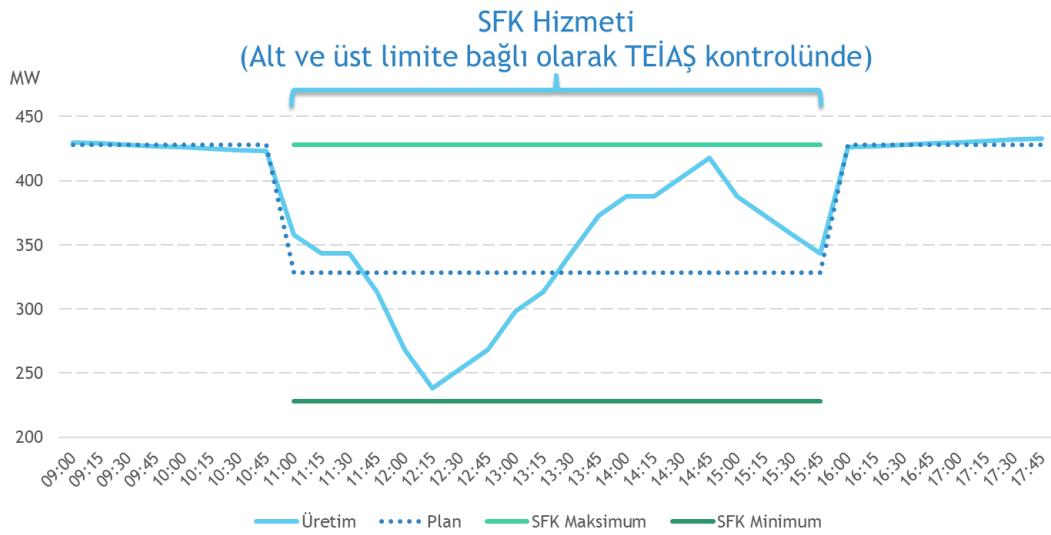
Sekonder Frekans Kontrolü Piyasası'na teklif verip bunun karşılığında teklifi eşleşen bir katılımcı, sekonder frekans kontrol rezerv miktarı kadar miktarı ayırmak zorundadır ve bu miktarı Gün Öncesi Piyasası'na teklif edemez. Tabi ki, piyasa serbest bir piyasa olduğu için istenilen miktarda teklif ve eşleşme gerçekleşebilir fakat gerçek zamanda bu rezerv miktarı kadar miktarı üretmemek zorundadır, dolayısıyla optimum planlama için Gün Öncesi Piyasası'na, almış olduğu sekonder frekans kontrol rezerv miktarı kadar eksik teklif vermesi gerekmektedir.

Gün Öncesi Piyasası'na satış yapmış olup gerçek zamanda üretim yapan bir piyasa katılımcısı, mümkün olduğunca satış yaptığı miktarlarda üretim yapar ve artı veya eksi dengesizlikler kendi mesuliyetinde olmakla birlikte bunun karşılığında da ceza miktarına katlanır. Sekonder Frekans Kontrolü Piyasası'na satış yapıldığında ise, ilgili

saatlerde sistemin kumandası Sistem İşletmecisi olan TEİAŞ'ın kontrolündedir. Orta nokta olarak bildirilen ve Gün Öncesi Piyasası'na satılması beklenen miktarın sekonder rezerv miktarı kadar üzeri ve altı üst ve alt sınır olacak şekilde üretim gerçekleşir ve santral tarafından üretim yapılacak miktara etki söz konusu değildir. Bunu tahminlemek sekonder frekans kontrol maliyetini hesaplamakta kullanılır.

3.3. GÖP ve Yan Hizmetler Piyasası'nın Her İkisine de Satış Yapılması Simulasyonu

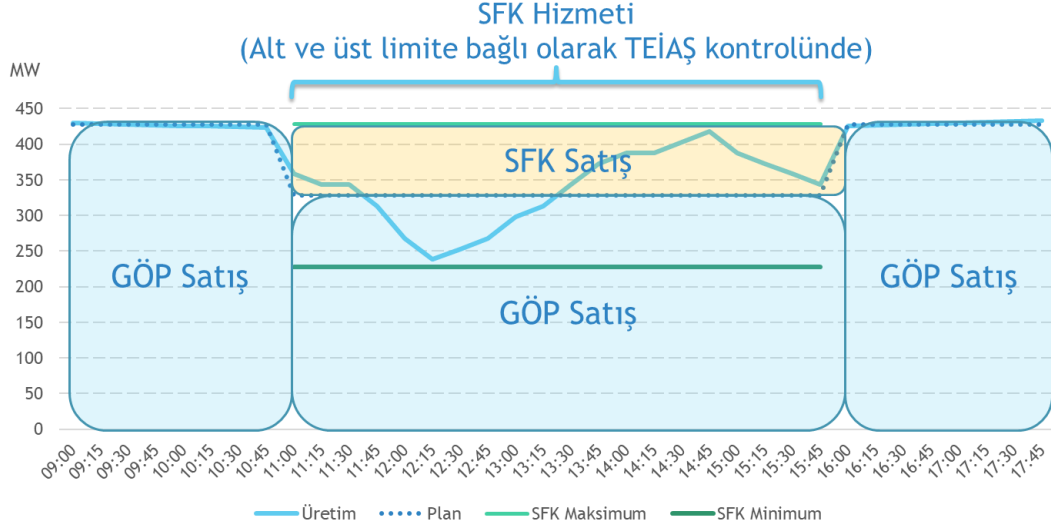
Önceki bölümde bahsedilen hem Gün Öncesi Piyasası, hem de Yan Hizmetler Piyasası'na satış yapmak ve bu satışlara bağlı kalarak çalışma durumunun simulasyonu Şekil 3.7'de gösterilmiştir.



Şekil 3.7. GÖP ve Yan Hizmetler Piyasası Birlikte Çalışma Durumuna Örnek
Üretim, Plan ve SFK Limitleri

Bu grafikteki örnek çalışma planı, model kapsamında çözümü planlanan ortalama bir doğal gaz kombine çevrim santrali için gerçekleşmesi muhtemel bir çalışma öngörüsü olup, iki piyasada aktif iken çalışma koşullarının nasıl olabileceğini anlatmak için örnek olarak oluşturulmuştur. Grafikten görüldüğü üzere, santralin 9-11 aralığında ve 16-18 aralığında SFK yükümlülüğü bulunmamaktadır ve planladığına hemen hemen çok yakın seviyede üretim gerçekleştirmiştir. 11-16 aralığında ise SFK yükümlülüğü bulunmaktadır ve planlanan seviyeden sapmalar oldukça fazla olabilmektedir.

Santral bu üretim seviyesine hiçbir şekilde müdahale edememekte, yalnızca plan olarak belirtilen orta nokta değerine veya alt ve üst sınırlara müdahale edebilmektedir. Bunlara müdahale ederken de alt sınır ile üst sınır arasında sekonder frekans kontrol yükümlülüğü miktarının 2 katı kadar fark mutlaka korunmalıdır.



Şekil 3.8. GÖP ve Yan Hizmetler Piyasası Birlikte Çalışma Durumuna Örnek
Üretim, Plan, SFK Limitleri, GÖP ve SFK Satışları

Bu grafikte de aynı durum için yapılan satışlar gösterilmektedir. Görüldüğü üzere 9-11 ve 16-18 aralığında üretilebilecek maksimum güç kadar miktar Gün Öncesi Piyasası'nda satılmış, 11-16 aralığı için ise SFK rezerv miktarı kadar SFK piyasasında satış yapılmış ve maksimum güçten SFK rezerv miktarının düşülmesi sonucu bulunan miktar da yine Gün Öncesi Piyasası'nda satılmıştır.

4. METOTLAR

4.1. Dal Sınır Algoritması

1960'ların başında Land ve Doig tarafından önerilen dal sınır algoritması (Land & Doig, 1960), sistematik bir şekilde olurlu çözümlerin sayılarak optimum tamsayılı çözümün bulunması amacıyla yararlanılan bir doğrusal programlama tabanlı ağaç arama yöntemidir (Kabak, 2019).

Kazancı çalışmasında, dal sınır algoritmalarının salt ve karma TDP (Tamsayılı Doğrusal Programlama) problemlerinin yanı sıra 0-1 problemleri için de uygun olduğunu belirtmiş, ayrıca doğrusal olmayan modeller için de uygulanabilir olduğunu vurgulamıştır. Kazancı'nın bu çalışmasında dal-sınır algoritmasının çalışma prensibi olarak aşağıdaki sıralama belirtilmiştir:

1. Tamsayılı doğrusal programlama problemi, gevşetilmiş doğrusal programlama problemi olarak çözülür. Edinilen sonuç tamsayı kısıtlarını sağlıyorsa durulur, diğer ihtimalde adım 2'ye geçilir.
2. Problemin bir maksimizasyon problemi olması durumunda, $i = 0$ için $z_{eniye} = -\infty$; minimizasyon problemi olduğu durumda ise, $i = 0$ için $z_{eniye} = \infty$ kabul edilmektedir.
3. Doğrusal programlama probleminin çözülmesi ile birlikte tamsayı elde edilmeyen fakat tamsayı olması gereken değişkenlerden biri seçilir. Bu değişkenin x_j olması durumunda, $x_j \leq [x_j^*]$ kısıtı eklenerek bir çözüm, $x_j \geq [x_j^*] + 1$ kısıtı eklenerek de ikinci çözüm bulunur. Bu şekilde iki aday doğrusal programlama alt problemi oluşturmuş olur.
4. Aday problemler listesinin boş olduğu durumlarda adım 9'a gidilir. Diğer türlü ise problem çözülerek aday listesinden çıkarılır.
5. Mevcut aday problemin uygun bir çözümünün bulunmaması durumunda adım 4'e gidilir. Aksi takdirde, z_{ep} mevcut aday problemi için optimal amaç fonksiyonunu gösterebilir.
6. z_{ep} 'nin, z_{eniye} sonucundan daha iyi olmadığı durumlarda adım 4'e gidilir.

7. Mevcut aday problemin çözümü orjinal tamsayı şartlarını karşılamıyorsa adım 3'e gidilir.
8. Mevcut aday problemin çözümü orjinal tamsayı koşullarını sağlıyorsa daha iyi tamsayılı çözüm bulunur. Bu aday probleminden elde edilen sonuç kayıt altına alınıp adım 4'e geçilir.
9. Duruş durumudur. Z_{eni} yi optimal çözümdür (Bilen Kazancık, 2016).

Bu çalışma kapsamında, dal sınır algoritması ile doğal gaz kombine çevrim santralinin belirli aralık için optimum dispeç planı elde edilmeye çalışılmıştır. Dal sınır algoritması, bu problemde en az dinamik programlamanın çözümü kadar iyi bir çözüm veren, genellikle de daha yakın çözümler veren bir algoritma olduğu için dinamik programlamaya göre üstündür.

Dal sınır algoritmasının tanımı ve uygulamaları ile ilgili diğer incelenen literatür çalışmaları ise şunlardır: (Clausen, 1999), (Bradley, Hax, & Magnanti, 1977), (Nowozin & Lampert, 2011).

Bunların yanı sıra, Liu ve diğerleri elektrik sisteminde bir fotovoltaik-termal dispeç optimizasyonunda dal sınır algoritmasından yararlanırken (Liu, Song, & Li, 2018), Naz ve arkadaşları da kırsal alanda tarım aktiviteleri için enerji yönetimi optimizasyonu çalışmalarında dal sınır algoritmasından faydalanmışlardır (Naz, Naeem, Iqbal, & Imran, 2017). Ayrıca, Ji ve diğerleri de, rüzgar ve pompajlı hidro santrallerinin bulunduğu bir şebeke dispeç optimizasyonunda bu yöntemi kullanmışlardır (Ji, Li, Yu, & Fan, 2018).

4.2. Karınca Kolonisi Algoritması – Metasezgisel Yöntemler

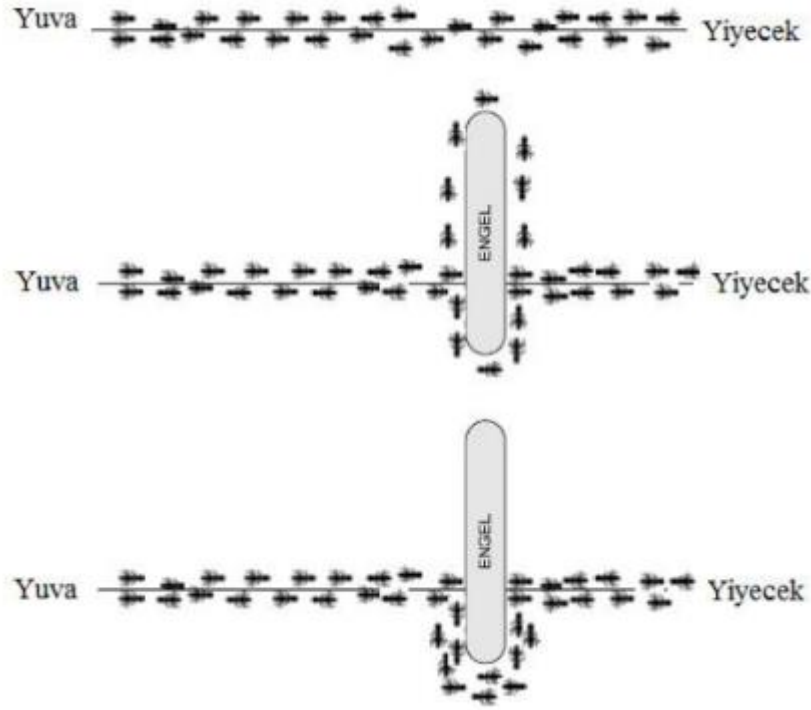
Büyüksaatçı'nın da çalışmasında belirttiği üzere, “sezgisel (heuristic)” kelimesinin kökü, problemleri çözüme kavuşturmak için yeni kurallar bulma sanatı anlamındaki eski Yunanca kelime olan “heuriskein” kelimesine dayanmaktadır.”Meta” eki ise yine Yunanca kökenlidir ve “üst düzey metodoloji” anlamındadır. Metasezgisel terim olarak ilk kez Fred Glover tarafından kaleme alınan “Future paths for integer programming and links to artificial intelligence (Tam Sayılı Programlama İçin İleri Yöntemler ve Yapay Zeka Bağlantıları)” yayınında geçmiştir (Glover, 1986).

Metasezgisel arama yöntemleri, optimizasyon problemlerini çözmek amacıyla yararlanılan sezgisellerin dizaynında yardımcı olan stratejiler olarak kullanılan üst düzey genel metodolojiler olarak tanımlanabilir (Büyüksaatçı, 2015).

Akşehir yayınında değindiği üzere, karınca kolonisi algoritması ilk olarak karıncaların yiyecek arama hareketlerinden esinlenmiştir ve 1992 yılında ilk kez Marco Dorigo tarafından ortaya konmuştur (Dorigo, 1992). Kombinasyonel optimizasyon problemlerinin çözümünde yararlanılabileceği düşünülmüştür (Akşehir, 2019).

Şenaras ve İnanç'ın çalışmasında belirtildiği üzere, bu algoritma ilk olarak gezgin satıcı problemi (travelling salesman problem) için uygulanmıştır. Bir noktadan başlayıp tüm noktalara uğrayarak tekrar aynı noktaya en kısa yoldan dönmek olarak özetlenebilecek bu problemin çözümünde karınca kolonisi yaklaşımının oldukça etkili olduğu anlaşılmıştır. Bu şekilde kullanılmaya başlayan karınca kolonisi optimizasyonu, diğer araştırmacılar tarafından da kısa sürede benimsenmiş ve günümüzde eniyileme problemlerinin çözülmesinde yaygın olarak kullanılan bir yapay zeka tekniği olmuştur (Eren Şenaras & İnanç, 2017).

Karınca davranışları incelendiğinde vücutlarından feromon adında bir sıvı salgıladıkları ve bu sayede optimum rotayı bulabildikleri gözlemlenmiştir. Feromon yoğunluğunun yüksek olduğu yerler yolun daha güvenilir olduğunun anlaşılmasında karıncalar için bir işaret niteliği taşımaktadır. Karınca kolonisi optimizasyonunda ise, feromon izleri yapay olarak oluşturulmakta ve kullanılan yolun kalitesini temsil etmektedir (Eren Şenaras & İnanç, 2017).



Şekil 4.1. Karınca Kolonisi Algoritması. (Eren Şenaras & İnanç, 2017)

Akşehir'in yayınında tanımlanmış olduğu karınca kolonisi algoritması parametreleri aşağıdaki gibidir:

1. Karınca sayısı: Kolonide kaç adet karıncanın yer alacağını belirten parametredir.
2. İterasyon sayısı: Arama işleminin kaç adım (iterasyon) süreceğini belirten parametredir.
3. Feromon kuvvetlendirme oranı (α): Dğümler arası mesafenin önem derecesini belirten parametredir.
4. Sezgisellik kuvvetlendirme oranı (β): Dğümler arasındaki mesafenin önem derecesini belirleyen parametredir.
5. Feromon buharlaşma oranı (ρ): Her iterasyon sonunda dğümler arasındaki feromonların hangi oranda buharlaşacağını belirleyen parametredir (Akşehir, 2019).

Karıncı kolonisi algoritmasında düzenlenebilir parametreler arasında karınca sayısı, feromon buharlaşma oranı, feromon kuvvetlendirme oranı ve sezgisellik kuvvetlendirme oranı vardır. Bu parametrelerdeki değerlerin seçimi, algoritmanın

özüm performansı açısından kilit rol oynamaktadır. Daha fazla karınca sayısı, çözümün iyileşmesine yardımcı olmakla birlikte, çözüm süresinin de uzamasına sebep olur (Akşehir, 2019).

Şenaras ve İnanç'ın yayınlarında C programlama dilinde geliştirilen uygulamanın algoritması olarak aşağıdaki adımlar sunulmaktadır:

1. Başlatılır.
2. Sanal karıncalar, feromonlar, buharlaşma katsayısı gibi değişkenler tanımlanır.
3. Her bir düğümden diğer gidilebilecek düğümler ile ilgili bir küme yapısı tasarlanır.
4. Karıncaların ne kadar süre turlarını sürdürecekleri ile ilgili bir döngü oluşturulur.
5. Her düğümde bir karınca olacak şekilde sanal karıncalarla turlar oluşturulur.
6. Her turda düğümler sona erene dek veya turun bitmesine engel olan herhangi bir durum ile karşılaşana dek yola devam edilir.
7. Yola devam edildiği esnada, her düğüm için feromon yola ait feromon değerlerine bakılır ve belirli bir olasılık değeri baz alınarak yüksek feromon değerli olan yol seçilir.
8. Kalan olasılık için de yollardaki feromon miktarı baz alınarak rastgele bir yol seçilir.
9. Her bir tur için yolların uzunlukları, toplam uzunluk ve yön kaydedilir.
10. Bitirilemeyen turlar kaldırılır.
11. Turların bitmesi akabinde, her yoldaki feromon değerleri belirli oranlarda buharlaştırılır.
12. Her tur için yollardaki lokal feromon değerleri artırılır.
13. En kısa yoldan geçen turdaki yolların global feromon değerleri artırılır ve bu yol geçici optimal çözüm olarak tanımlanır.
14. Henüz döngü bitmezse adım 4'e gidilir.
15. Optimal özüm olarak geçici optimal çözüm seçilir.
16. Durdurulur (Eren Şenaras & İnanç, 2017).

Bu tez kapsamında, doğal gaz kombine çevrim santralının piyasa optimizasyonu için karınca kolonisi algoritması yönteminden yararlanılmaya çalışılmıştır. Metasezgisel yöntem olan karınca kolonisi algoritmasının sonuçları ile, kesin çözüm veren bir algoritma olan dal sınır algoritmasının sonuçları birbirleri ile karşılaştırılmıştır.

Karınca kolonisi algoritmasının tanımı ve uygulamaları ile ilgili incelenen diğer literatür çalışmaları ise şunlardır: (Osman, 2001), (Goss, Aron, Deneubourg, & Pasteels, 1989), (Talbi, 2009), (Gogna & Tayal, 2013).

Bunların yanı sıra, Yu ve diğerleri, termik santral üretim optimizasyonu için karınca kolonisi algoritmasından yararlanmışken (Yu, Jin, Li, Xiong, & Huang, 2018), Santra ve diğerleri de, hibrid elektrik üretim sistemi optimizasyonunda karınca kolonisi metodunu kullanmışlardır (Santra, Sarker, Sarker, Mukherjee, & Mondal, 2018). Daha farklı olarak, rüzgar enerji santrali ve şebekenin birlikte güç optimizasyonu için de karınca kolonisi algoritmasından faydalanılmışken (Vig & Surjan, 2018), daha geniş perspektifte bir sistem optimizasyonunda yük dispeç iyileştirmesi ve frekans salınımlarının azaltılması maksadı ile de karınca kolonisi algoritmasından yararlanılmıştır (Ralhan, Gupta, Ray, & Singh, 2018).

5. VAKA ÇALIŞMASI

5.1. Amaç Fonksiyonu

Bu tez kapsamında yapılacak çalışmanın amaç fonksiyonu değişken kar/zarar maksimizasyonudur. Değişken kar/zarar denklemi ise aşağıda gösterilmiştir.

$$\sum_{i=1}^n \text{Değişken Kar/Zarar } (TL) = \sum_{i=1}^n \text{Gelirler } (TL) - \sum_{i=1}^n \text{Giderler } (TL)$$

Denklem 5.1. Değişken Kar/Zarar

n: toplam hesaplama yapılacak saat sayısı

$$\sum_{i=1}^n \text{Gelirler } (TL) = \sum_{i=1}^n \text{GÖP Geliri } (TL) + \sum_{i=1}^n \text{SFK Geliri } (TL)$$

Denklem 5.2. Gelirler

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \text{Giderler } (TL) &= \sum_{i=1}^n \text{Doğal Gaz Maliyeti } (TL) + \sum_{i=1}^n \text{İletim Maliyeti } (TL) \\ &+ \sum_{i=1}^n \text{İşletme Bakım Maliyeti } (TL) \\ &+ \sum_{i=1}^n \text{İç İhtiyaç Maliyeti } (TL) \\ &+ \sum_{i=1}^n \text{Dengesizlik Maliyeti } (TL) \end{aligned}$$

Denklem 5.3. Giderler

Formüller basitçe bu şekilde olmakla birlikte her bir kalemden ayrı ayrı bahsedilecektir. Burada özellikle üzerinde durulması gereken bir nokta şudur ki, formül içeriklerindeki tüm kalemlerin değişken olması gerekir. Örneğin santralin hali hazırda ödemekle yükümlü bulunduğu iletim maliyetleri veya çalışma rejimi ile hiçbir alakası bulunmayan bazı gider veya gelirleri bu denklemde yer almamalıdır. Tabi ki, uzun vadede düşünüldüğünde sabit maliyetlerin hesaba katılmaması santrali ciddi zarara uğratabilir, onun kontrolü yapılmalı ve orta ve uzun vade stratejiler sabit

maliyetler de göz önünde bulundurularak yapılmalıdır. Fakat bu tez kapsamında kısa vadeli, hatta günlük operasyonlar ile ilgili kararların optimizasyonu yapılacağı için yalnızca üretim faaliyeti ile ilgili veya üretim faaliyeti ile birlikte değişebilecek maliyetler kullanılmalıdır. Rekabetin yoğun olması sebebiyle bu maliyetlerin doğru kullanılması da önem kazanmaktadır. Örnekle açıklamak gerekirse, belirli bir dönemde 100 MW üretim kapasitesine sahip bir santralin sabit maliyetleri 10 TL/MWh olsun. Bir ay boyunca her gün değişken maliyetlerin 5 TL/MWh üzerinde piyasa fiyatı oluştuğunu varsayalım. Eğer bu santral sabit maliyetlerini de ekleyerek teklif verirse, bu bir ay boyunca hiç üretim gerçekleştiremeyecek, fakat 10 TL/MWh olarak hesapladığı o sabit maliyeti yine ödeyecektir. Basit bir hesaplama:

$$10 \text{ TL/MWh} \times 100 \text{ MWh} \times 720 \text{ (bir aydaki saat sayısı)} = 720.000 \text{ TL}$$

sabit maliyetini ödemekle yükümlüdür ve hiç operasyonu bulunmadığı için bu bir aylık dönemde toplamda 720.000 TL zarar etmiştir.

Aynı durumda, sadece değişken maliyetleri kullanarak teklif verdiğini düşünecek olursak, bir ay boyunca çalışacak, 5 TL/MWh değişken kar elde edecek ve 10 TL/MWh olarak hesapladığı sabit maliyetini düştüğü zaman da 5 TL/MWh zarar etmiş olacaktır. Yine aynı hesaplama:

$$5 \text{ TL/MWh} \times 100 \text{ MWh} \times 720 \text{ (bir aydaki saat sayısı)} = 360.000 \text{ TL}$$

Aynı dönemde bir ay boyunca çalışarak 360.000 TL zarar edecek, fakat hiç çalışmama durumundan da 360.000 TL daha iyi bir konumda olacaktır. Daha önce de bahsedildiği üzere, uzun vadede bu şekilde sürüyor olması, yatırımların iflasına kadar gidebilecek durumlardır ve orta ve uzun vadeli çalışmalarda dikkatlice irdelenmelidir. Fakat kısa vadeli operasyonda sabit maliyeti hesaba dahil etmenin yararı olmayacak, zararı olabilecektir.

5.1.1. Gelirler

Bu denklemde iki piyasadan elde edilecek gelirler toplamı toplam geliri ifade etmektedir. Gün Öncesi Piyasası'ndaki gelir için aşağıdaki formül kullanılabilir.

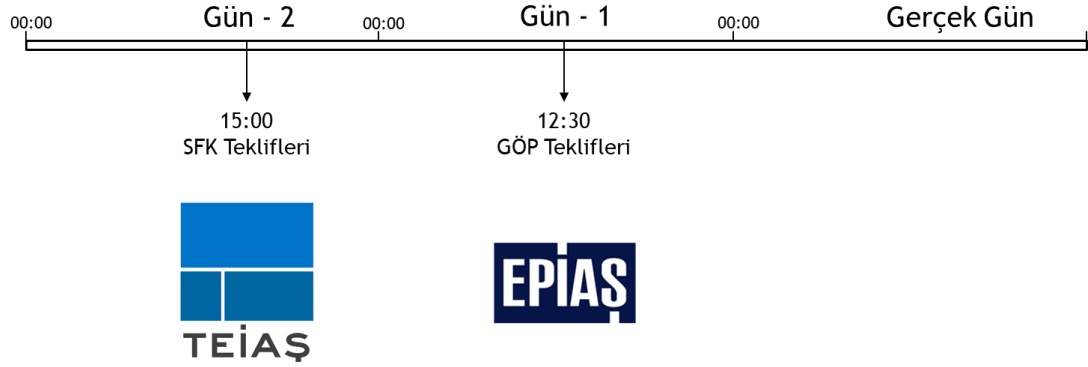
$$\sum_{i=1}^n \text{GÖP Geliri (TL)} = \sum_{i=1}^n (\text{GÖP Satış Miktarı (MWh)} \times \text{PTF (TL/MWh)})$$

Denklem 5.4. Gün Öncesi Piyasası Geliri

Sekonder Frekans Kontrol Piyasası geliri de aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$\sum_{i=1}^n SFK \text{ Geliri (TL)} = \sum_{i=1}^n (SFK \text{ Satış Miktarı (MWh)} \times SFK \text{ Fiyatı (TL/MWh)})$$

Denklem 5.5. Sekonder Frekans Kontrol Hizmeti Geliri



Şekil 5.1. GÖP ve SFC Piyasaları Teklif Toplama Zamanları

Her iki piyasada da tekliflerin eşleşme durumunda teklif edilen miktar ile piyasa fiyatının çarpılması sonucu elde edilecek gelir bulunmaktadır. Gün Öncesi Piyasası'nda bunun haricinde istisnai durumlar olabilmekle birlikte, tahmin edilmesi oldukça zor olması ve hiçbir zaman negatif yönde değil sadece pozitif yönde gerçekleşebilmesi nedeniyle bu çalışma kapsamında yok sayılacaktır.

5.1.2. Giderler

5.1.2.1. Doğal Gaz Maliyeti

Giderlerin önemli bir kısmını doğal gaz maliyeti oluşturmaktadır. Birim elektrik üretimi için gereken doğal gaz miktarının maliyeti teklif fiyatının en önemli girdilerindendir. Doğal gaz miktarından önce doğal gazın da birim maliyetinin bilinmesi gereklidir.

Türkiye elektrik piyasalarında faaliyet gösteren bir doğal gaz kombine çevrim santrali doğal gaz tedarikini çeşitli yollardan sağlayabilir. Bunlardan en yaygın olan birinci seçenek, bir kamu kuruluşu olan Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) tarafından temin edilmesidir. 2017 yılının sonuna kadar hemen hemen tüm şartları aynı

ve oldukça esnek bir sözleşme sunan BOTAŞ, son iki yıldır piyasadaki doğal gaz talebinin de artması ile birlikte sözleşmelerine sınırlayıcı bazı parametreler eklemiştir. Genel olarak maliyet yapısından bahsedecek olursak, BOTAŞ sözleşmesi BOTAŞ'ın kendi belirlediği fiyat tarifesine göre faturalandırılmaktadır. Bu tarife, piyasa ile paylaşılan bir formüle dayanmamakla birlikte, mantık olarak BOTAŞ'ın doğal gaz tedarik etmiş olduğu tüm tedarikçiler ve fiyatları (Rusya, İran, Azerbaycan, LNG kontratları ve spot LNG'ler) ağırlıklandırılarak hesaplanan ortalama bir maliyet esastır. Tahminlemesi yapılırken bu bilgiler göz önünde bulundurulmasına rağmen BOTAŞ ulusal ve küresel stratejileri gereği her zaman belirli bir formüle dayandırmak zorunluluğunda değildir.

Diğer bir seçenek ise özel tedarikçilerden doğal gaz teminidir. Özel tedarikçilerin şartları genel itibarıyla BOTAŞ kadar esnek değildir ve çoğunlukla dolar kuru endekslidir. Bu yüzden hedging riski ve esneklik zorluğu bu tedarikçilerin dezavantajları olmakla birlikte dönem dönem BOTAŞ'tan daha uygun fiyatlar sunmaları sebebiyle tercih edilebilmektedirler. Bir doğal gaz kombine çevrim santrali tedarik edeceği doğal gazın belirli bir yüzdesini BOTAŞ'tan, belirli bir yüzdesini de bir özel tedarikçiden, veya birkaç özel tedarikçiden, veya sadece BOTAŞ'tan, veya sadece bir özel tedarikçiden veya birkaç özel tedarikçiden almakta serbesttir. Bu oranlar önceden bildirim yapmak koşuluyla her ay değiştirilebilir. Aynı zamanda EPIAŞ bünyesinde faaliyete geçen Spot Doğal Gaz Piyasası da günlük dengeleme imkanı sağlamakta ve maliyetlerin düzenlenmesinde etkili olabilmektedir. Bu çalışma kapsamında tedarikin %100 BOTAŞ'tan temin edildiği varsayılacak ve birim maliyet olarak BOTAŞ'ın Haziran 2019 doğal gaz tarife fiyatı kullanılacaktır.

Ek olarak, tedarikçi kim olursa olsun üreticinin ödemekle yükümlü olduğu ÖTV bedeli ve doğal gaz taşıma hizmet bedeli bulunmaktadır. Bunlardan ÖTV için tüm üreticiler tarafından ödenme yükümlülüğü bulunurken, doğal gaz taşıma hizmet bedeli için ise belirli doğal gaz dağıtım bölgeleri dışında kalan bazı katılımcılar tarafından ödenme yükümlülüğü bulunmamaktadır. Bu çalışma kapsamında ele alınan santralin hem ÖTV hem de doğal gaz taşıma hizmet bedelini ödeme yükümlülüğü olduğu öngörülmüştür. ÖTV bedeli net olmakla birlikte doğal gaz taşıma hizmet tarifi olarak da piyasa ortalamasına yakın bir değer olduğu düşünülen 0,01 TL/sm³ değeri kullanılmıştır.

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^n \text{Doğal Gaz Tarifesi (TL/sm}^3\text{)} \\
&= \sum_{i=1}^n \text{BOTAŞ Doğal Gaz Tarifesi (TL/sm}^3\text{)} \\
&+ \sum_{i=1}^n \text{ÖTV Tarifesi (TL/sm}^3\text{)} \\
&+ \sum_{i=1}^n \text{Doğal Gaz Taşıma Hizmet Tarifesi (TL/sm}^3\text{)}
\end{aligned}$$

Denklem 5.6. Doğal Gaz Tarifesi Bileşenleri

Doğal gaz temininden sonra, maliyeti belirleyen en önemli parametre verimdir. Santral verimi, her santralin teknik özelliklerine göre değişmektedir. Genel olarak verim en yüksek üretim düzeylerinde en yüksek değerleri yakalamaktadır, bu yüzden bir santralin ideal koşullarda üretebileceği maksimum gücü üretmesi beklenir. Teklif verilirken bulunacak birim maliyet hesabında, üretilecek güç ve karşılığı olan verime göre yakılacak doğal gaz miktarı hesaplanacak, bunun karşılığı maliyet de tarife fiyatı göz önünde bulundurularak hesaplanacaktır.

$$\sum_{i=1}^n \text{Doğal Gaz Miktarı (sm}^3\text{)} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Üretim Miktarı (MWh)}}{\text{Verim (\%)}} \times \frac{1000}{10,64} \right)$$

Denklem 5.7. Doğal Gaz Miktarı

Burada yer alan verim değeri ve 1000/10,64 değerleri Türkiye içerisinde doğal gaz faturalandırmalarında kullanılan değerler baz alınarak seçilmiştir. Normal koşullarda alt ısı ve üst ısı değeri kullanılarak iki farklı verim hesabı yapılabilir. Bu tez kapsamında yaptığımız çalışmalarda hep üst ısı değeri kullanılarak hesaplanan verim kullanılacaktır. 1000/10,64 değeri de sm³ birimini MWh birimine çevirmekte kullanılmakta olup bu değer de üst ısı değeri yaklaşımı yer almaktadır.

$$\text{Verim (\%)} = 0,52 - \max(0; 400 - \text{Üretim Miktarı}_n(\text{MWh}))/2000$$

Denklem 5.8. Verim Denklemi

Bu formül, üretici firmaya, santralin yaşına, atmosfer basıncına, hava sıcaklığına vb. parametrelere bağlı olarak hem değerler açısından, hem de formülün yapısı açısından değişiklik gösterebilmektedir. Bu tez kapsamında, basınç ve sıcaklık gibi parametreler

hiç kullanılmayacak olup tamamıyla üretime endeksli bir verim hesabı yapılacaktır. Bu yaklaşımla, 450 MW kurulu güce sahip bir santralde, 400 MW ve üzeri üretim seviyesinde maksimum verim değeri olan %52'ye ulaşan bir hayali santral bu çalışmada seçilmiş ve 400 MW'tan itibaren her 20 MW düşüşte %1'lik verim kaybı yaşadığı varsayılmıştır.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \text{Doğal Gaz Maliyeti (TL)} \\ = \sum_{i=1}^n (\text{Doğal Gaz Miktarı}(sm^3) \times \text{Doğal Gaz Tarifesi}(TL / sm^3)) \end{aligned}$$

Denklem 5.9. Doğal Gaz Maliyeti

5.1.2.2. İletim Maliyeti

Sistem İşletmecisi'nin iletim faaliyetlerini yerine getirebilmesi için hem üreticilerden hem de tüketicilerden temin ettiği bedeldir. Tarifede hem sabit hem de değişken bedel bulunmaktadır, kısa vadeli optimizasyon modelinde sadece değişken bedeller alınacaktır. Bu tez kapsamında TEİAŞ'ın 2019 yılı için belirlediği güncel sistem kullanım bedeli tarifesi teşviksiz olarak uygulanacaktır.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \text{İletim Maliyeti (TL)} \\ = \sum_{i=1}^n (\text{Üretim Miktarı}(MWh) \times \text{İletim Tarifesi}(TL/MWh)) \end{aligned}$$

Denklem 5.10. İletim Maliyeti

5.1.2.3. İşletme Bakım Maliyeti

Genelde üretici firmalar tarafından, üretim miktarına veya üretim yapılan zamana veya start (başlatma) miktarına endekslenerek belirlenen bir maliyet kalemidir. Genel olarak belirli periyotlarda belirli bakımların yapılması zorunluluğu göz önünde bulundurularak ve bu bakımın ne kadar sürede yapılması gerektiği düşünülerek hesaplanan bir kalemdir. Arabalardaki 10.000 km bakımlarına benzemektedir ve temel mantığı itibarıyla bir araba ile her 100 km gidildiğinde bir bakım maliyetinin %1'i kadar maliyete katlanıldığının düşünülmesidir. Gizli sözleşme şartlarında her santral için farklı değerler olabilmektedir. Şartlar da değişebilmekle birlikte birçok

sözleşmede saat üzerinden bir maliyet belirlenmiştir. Bu çalışma kapsamında da piyasa ortalamasına tekabül ettiği düşünülen bir saatlik maliyet alınacaktır.

$$\sum_{i=1}^n \text{İşletme Bakım Maliyeti (TL)} \\ = \sum_{i=1}^n (H(h) \times \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli (TL/h)})$$

Denklem 5.11. İşletme Bakım Maliyeti

H: operasyonda olunan saat sayısı

5.1.2.4. Start&Stop Maliyetleri

Hesaba katılması kesinlikle gereken ama farklı yaklaşımlar barındırmaya müsait bir kalemdir. Temel mantığı itibarıyla, santralin start esnasında veya durmaya geçerken 0'dan istenilen güce çıkana kadar veya çalıştığı güçten 0'a düşene kadar düşük verimden dolayı yakmış olduğu yüksek doğal gazın maliyetinden, bunun neticesinde ortaya çıkan az miktarda elektrik üretiminin piyasaya satılmasından elde edilen gelirin düşülmesiyle bulunur. Bir start neticesinde toplamda kaç MWh çalışılacağı düşünülmüyorsa o miktara bölünerek birim maliyet hesaplanır ve teklif verilirken kullanılır. Uzun süreli duruşlarda daha yüksek maliyetler ortaya çıkar ve bu yüzden geceden sabaha, bir gün aralıklı, iki gün aralıklı ve üç gün aralıklı duruşlardan sonraki start maliyetleri farklılık gösterebilir. Literatürde genel çapta hot start (sıcak düzeyde başlatma), warm start (orta düzeyde başlatma) ve cold start (soğuk düzeyde başlatma) olarak adlandırılır. Bu yüzden, teklif verilirken sadece bulunulan gün değil, ileriki günler de düşünülerek hesap yapılmalıdır, tabi bu da diğer günlerin tahminini yapmak anlamına geldiği için riski bir miktar artırmaktadır. Örnek vermek gerekirse, cold start yapması beklenen santrale Pazartesi günü için teklif hazırlanırken, cold start maliyeti sadece bir günlük operasyona bölünecek olursa, yüksek teklif fiyatından dolayı aslında kar edilebilecek bir fiyatın kaçırılmasına sebep olunabilir. Halbuki, genel çapta Pazartesi'den Cuma'ya çalışıp haftasonları duran bir santral için cold start haftada bir defa katlanılan bir maliyettir ve bunun mesuliyeti sadece Pazartesi gününe değil tüm haftaya paylaştırılmalıdır.

Diğer yandan, gündüzleri çalışıp geceleri ise fiyatın düşük olmasından dolayı duruş yapan bir santralin teklifi düşünüldüğünde, gece saatlerine teklif verilirken, öncesi ve

sonrasında çalışılacağı öngörülerek ve gece fiyatından dolayı start/stop maliyetlerine maruz kalınacağı düşünülerek bu start/stop maliyetleri negatif olarak maliyet hesabına eklenebilir ve teklif olarak verilebilir. Örnek vermek gerekirse, bir santral gece 24 saatinde duruş yapacak ve ertesi gün saat 8’de tekrar start edecek olsun. Gece fiyatları da 100 MW bir santral için maliyetinin 10 TL/MWh altında olsun, ve böylelikle gece çalışılırsa 8.000 TL zarar edileceği düşünölsün. Bu durumda, eğer start/stop maliyetleri toplamda 8.000 TL’den yüksek olacaksa santrali durdurup yeniden kaldırmak yerine gece bir miktar zarar ederek çalışmaya devam etmek ticari açıdan daha karlı bir davranış olacaktır.

Start&stop maliyetleri genel olarak santralin duruş konumundan baz yük ile minimum kararlı üretim düzeyi arasındaki bir yüke çıkışı veya bu aralıktan tekrar duruş noktasına geliş esnasındaki tüm maliyetleri yansıtmaktadır ve bunların tümüne start&stop maliyetleri denmektedir. Ana unsuru da verimi düşük bir şekilde yakılan doğal gazın maliyeti oluşturmaktadır. Durumlar incelenirken kullanılacak olan formüllerde hali hazırda doğal gaz, iletim, işletme bakım, iç ihtiyaç ve dengesizlik maliyetleri yer almakla birlikte, bu başlıklar altında tüm maliyetler gösterilebildiği için ayrıyeten start&stop maliyetleri kullanılmayacaktır.

5.1.2.5. İç İhtiyaç Maliyeti

Santralin her durumda iç ihtiyacı için kullandığı belirli bir miktar elektrik değeri mevcuttur. Santral operasyonda olduğu müddetçe bu değer brüt üretimden düşölür ve net üretim değeri, aynı zamanda şebekeye verilen değer olarak da bilinir. Bu net değer, tüm hesaplamalarda kullanılan değerdir.

Santral operasyon halinde değil iken, çok uzun süreli duruşlar haricinde, her santralin teknik koşulları ve gerekliliklerine göre değişmekle birlikte bir miktar elektrik şebekeden çekilir. Bu çekilen elektrik genellikle Gün Öncesi Piyasası’ndan alış yönünde işlemlerle karşılanır. Ödenen para da iç ihtiyaç maliyeti olarak adlandırılabilir.

Bunun yanı sıra santralde duruştan kaynaklı, yardımcı kazan operasyonunun devam etmesi gibi, bazı ek maliyetler de ortaya çıkıyor olabilir. Bu çalışma kapsamında iç ihtiyaç maliyeti olarak sadece çalışılmayan durumlarda şebekeden çekilen elektrik

miktarı alınacak ve piyasa ortalaması olduğu düşünölen bir yüzde ile çalışmada uygulanacaktır.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \text{İç İhtiyaç Maliyeti (TL)} \\ = \sum_{i=1}^n (\text{İç İhtiyaç Miktarı(MWh)} \times PTF(TL/MWh)) \end{aligned}$$

Denklem 5.12. İç İhtiyaç Maliyeti

5.1.2.6. Dengesizlik Maliyeti

Gün Öncesi Piyasası'nda satış yapıldığında ertesi gün gerçek zamanda bu tahmine uymak esastır. Bu tahminin dışına çıkıldığında ise tahmin hatalarından kaynaklanan bir miktar ceza uygulanır. Bazı durumlarda bu ceza durumuna rağmen gerçek zamanda tahminden sapmak karlı olabilmektedir. Bunun inisiyatifi şirketlerde ilgili ticari kararları almaya yetkili pozisyonlarda bulunmaktadır.

Dengesizlik yapılması neticesinde katlanılacak maliyet normal koşullarda santralin sorumluluğundadır. Sekonder frekans kontrolü esnasında ise kumanda TEİAŞ'ın elinde olduğu için dengesizlik maliyeti eğer belirli bir miktarın üzerinde çıkarsa TEİAŞ sorumluluğundadır. Sistem yönü ile santralin dengesizlik yönünün aynı veya farklı olması ile değişen formölün hem çoğunlukla piyasa katılımcısı aleyhine oluşabileceği hem de daha güvenli bir hesap yapılması maksadıyla %3 cezalı olacağı durum bu tez kapsamında öngörölmüştür ve formöl aşağıdaki gibi modele yansıtılacaktır.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \text{Dengesizlik Maliyeti (TL)} \\ = \sum_{i=1}^n (|\text{Üretim Miktarı(MWh)} \\ - \text{GÖP Satış Miktarı(MWh)}| \times PTF(TL/MWh) \times 1,03) \end{aligned}$$

Denklem 5.13. Dengesizlik Maliyeti

5.1.3. Üretim

MWh cinsinden üretim miktarı birçok maliyet kalemi için bir girdidir. Üretim değeri için girdi olan değerler ise GÖP satış miktarı ve SFK satış miktarıdır. Öncelikle

Sekonder Frekans Kontrol Piyasası'na frekans kontrol hizmeti alımına dair kapasite teklif edilir, eğer eşleşme gerçekleşirse buna istinaden santral üretim değeri tahminlenerek Gün Öncesi Piyasası'na satış teklifi sunulur. Tahminlere dayanılarak santralin bir gün sonrasında Gün Öncesi Piyasası'na satılan miktar kadar ortalamada üretim yapması, Sekonder Frekans Kontrol Piyasası'na satılan miktar kadar artı ve eksi yönlü salınım yapması ve ortalamada bu salınımların 0'a yakınsaması esastır. Fakat gerçek hayatta gerek mevsimsellik gerekse arz-talep dengesine göre bu salınımlar 0 yerine daha farklı noktalara yakınsayabilmektedir. Kısa vadede tahmin yapılırken günlük input olarak bu değeri verme imkanı bulunmaktadır. Bu çalışmada ise uzun vadeli ortalama yaklaşımı düşünülerek TEİAŞ'ın sekonder frekans kontrol stratejisi de göz önünde bulundurularak piyasadaki çalışma şartlarına göre ortalama bir değer olduğu düşünülen negatif yönde %10'luk bir sapma öngörülerek hesap yapılacaktır. Bu sapmanın üretim değerine etkisi ise aşağıdaki gibi olacaktır.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \text{Üretim Miktarı (MWh)} \\ = \sum_{i=1}^n \text{GÖP Satış Miktarı (MWh)} \\ + \sum_{i=1}^n (\text{SFK Satış Miktarı (MWh)} \times (-0,1)) \end{aligned}$$

Denklem 5.14. Üretim Tahmini

5.2. Durumlar

Çalışma kapsamında, bir doğal gaz kombine çevrim santrali için state'ler (durumlar) ve aralarındaki ilişkiler tanımlanacaktır. Her bir state için Gün Öncesi Piyasası'na sunulacak elektrik miktarı, Yan Hizmetler Piyasası'na sunulacak sekonder frekans kontrol miktarı girdi olarak kullanılacak olup, bunların sonucunda tahmini üretim miktarı, tahmini yakılacak doğal gaz miktarı, ve bu değerlere bağlı olarak tahmini maliyetler bulunacak olup hesaplamalarda bu değerler kullanılacaktır.

5.2.1. State 1: Duruş

Bu state santralin operasyonda olmadığı durumu ifade etmektedir. Doğal olarak Gün Öncesi Piyasası'na ve Yan Hizmetler Piyasası'na sunulan miktar bulunmamaktadır.

Üretim sıfır olduğu için doğal gaz yakıt maliyeti, iletim maliyeti, işletme bakım maliyeti ve dengesizlik maliyeti gibi maliyetler de oluşmayacaktır. Oluşan tek maliyet şebekeden çekilen elektriğin maliyeti olan iç ihtiyaç maliyetidir.

$$GÖP \text{ Satış Miktarı}_1 = 0 \text{ MWh}$$

$$GÖP \text{ Geliri}_1 = 0 \times PTF = 0 \text{ TL}$$

$$SFK \text{ Satış Miktarı}_1 = 0 \text{ MWh}$$

$$SFK \text{ Geliri}_1 = 0 \times SFK \text{ Fiyatı} = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Üretim Miktarı}_1 = 0 + 0 \times (-0,1) = 0 \text{ MWh}$$

$$\text{Doğal Gaz Miktarı}_1 = \frac{0}{\text{Verim}_1} \times \frac{1000}{10,64} = 0 \text{ sm}^3$$

$$\text{Doğal Gaz Maliyeti}_1 = 0 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} = 0 \text{ TL}$$

$$\text{İletim Maliyeti}_1 = 0 \times \text{İletim Tarifesi} = 0 \text{ TL}$$

$$\text{İşletme Bakım Maliyeti}_1 = 0 \times \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} = 0 \text{ TL}$$

$$\text{İç İhtiyaç Maliyeti}_1 = (3 \times PTF) \text{ TL}$$

Burada santralin duruş yaptığı esnada sistemden ortalama 3 MWh elektrik çekişi olacağı öngörülmüştür. 450 MW kurulu güce sahip bir santral için 1/150 oranına tekabül eden bu değerin kısa süreli duruşlarda baz almak için makul bir değer olduğu düşünülmektedir. 3 MWh değeri opsiyonel olup modelde değiştirme imkanı mevcut olacaktır.

$$\text{Dengesizlik Maliyeti}_1 = |0 - 0| \times PTF \times 1,03 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Gelirler}_1 = 0 + 0 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Giderler}_1 = 0 + 0 + 0 + 3 \times PTF + 0 = (3 \times PTF) \text{ TL}$$

$$\text{Değişken Kar/Zarar}_1 = 0 - 3 \times PTF = (-3 \times PTF) \text{ TL}$$

5.2.2. State 2: Ramp up

Kalkış anlamına gelen bu state santralin duruştan belirli bir yüke doğru hareketi esnasındaki durumu ifade eder. Günümüzdeki Gün Öncesi Piyasası yapısı gereği doğal gaz kombine çevrim santraller bu miktarları blok teklif olarak sunmakta zorluk

yaşamaktadırlar, genelde saatlik teklif verilmekte, bir miktar Gün İçi Piyasası ile de yönetilebilmektedir. Bu çalışma kapsamında işlem kolaylığı olması açısından gerçek değere de yakın olacağı için Gün Öncesi Piyasası'na satış yapılmış gibi düşünülecektir. Stabil bir durum olmadığı için ve santral kalkış aşamasında olduğu için teknik olarak sekonder frekans rezervi tutması pek mümkün olmamaktadır, bu yüzden SFK satış miktarı da 0 olacaktır. Saat başında 0'dan saat sonunda istenilen sabit yük değerine ulaştığı düşünülen bu çalışma rejiminde santralin teknik özellikleri ve geçmiş değerler baz alınarak bir miktar seçilir. Bu çalışmada, ramp up esnasında kullanılmak üzere piyasa ortalaması olduğu düşünülen %20 oranından yola çıkarak üretim değeri olarak 90 MW seçilecektir.

$$GÖP \text{ Satış Miktarı}_2 = 90 \text{ MWh}$$

$$GÖP \text{ Geliri}_2 = 90 \times PTF = (90 \times PTF) \text{ TL}$$

$$SFK \text{ Satış Miktarı}_2 = 0 \text{ MWh}$$

$$SFK \text{ Geliri}_2 = 0 \times SFK \text{ Fiyatı} = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Üretim Miktarı}_2 = 90 + 0 \times (-0,1) = 90 \text{ MWh}$$

$$\text{Verim}_2 = 0,52 - \max(0; 400 - 90)/2000 = 0,365$$

$$\text{Doğal Gaz Miktarı}_2 = \frac{90}{0,365} \times \frac{1000}{10,64} = 23.174,37 \text{ sm}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Doğal Gaz Maliyeti}_2 &= 23.174,37 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} \\ &= (23.174,37 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{İletim Maliyeti}_2 = 90 \times \text{İletim Tarifesi} = (90 \times \text{İletim Tarifesi}) \text{ TL}$$

$$\begin{aligned} \text{İşletme Bakım Maliyeti}_2 &= 1 \times \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} \\ &= (\text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{İç İhtiyaç Maliyeti}_2 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Dengesizlik Maliyeti}_2 = |90 - 90| \times PTF \times 1,03 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Gelirler}_2 = 90 \times PTF + 0 = (90 \times PTF) \text{ TL}$$

$$\begin{aligned}
Giderler_2 &= 23.174,37 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 90 \times \text{İletim Tarifesi} \\
&+ \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} + 0 + 0 \\
&= (23.174,37 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 90 \times \text{İletim Tarifesi} \\
&+ \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli}) \text{ TL}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Değişken Kar/Zarar}_2 &= (90 \times PTF - 23.174,37 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} \\
&- 90 \times \text{İletim Tarifesi} - \text{Saatlik İşletme Bakım Maliyeti}) \text{ TL}
\end{aligned}$$

5.2.3. State 3: Minimum yük

Bu state, santralin minimum kararlı üretim düzeyidir, yani herhangi bir frekans salınımı kumanda edilmezken santralin stabil bir şekilde üretim yapabileceği minimum düzeydir. Normal koşullarda doğal gaz kombine çevrim santraller kurulu güç seviyesine yaklaştıkça verimleri artar ya da belirli bir düzeyin üzerinde verim sabit kalır ya da çok az azalır. Genellikle santralin üretebileceği maksimum yükü üretmesi ticari açıdan karlı olarak görülür. Fakat bazı durumlarda, fiyatın nispeten düşük çıktığı ve santralin çalışarak zarar edebildiği yerlerde start&stop maliyetlerinden kaçınmak için zararı minimize etmek adına bu yük seviyesi tercih edilebilir. Bizim modelimizde de bu seviye state'lerden bir tanesi olarak ele alınacaktır.

Santralden santrale değişmekle birlikte, 450 MW kurulu gücünde bir santral için yaklaşık %45 seviyelerinde bir minimum kararlı düzey seçmek makuldür ve bu modelde minimum kararlı düzey olarak 200 MW seviyesi seçilmiştir. Sekonder frekans kontrol hizmetinin sağlanmadığı bir durumdur.

$$GÖP \text{ Satış Miktarı}_3 = 200 \text{ MWh}$$

$$GÖP \text{ Geliri}_3 = 200 \times PTF = (200 \times PTF) \text{ TL}$$

$$SFK \text{ Satış Miktarı}_3 = 0 \text{ MWh}$$

$$SFK \text{ Geliri}_3 = 0 \times SFK \text{ Fiyatı} = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Üretim Miktarı}_3 = 200 + 0 \times (-0,1) = 200 \text{ MWh}$$

$$\text{Verim}_3 = 0,52 - \max(0; 400 - 200)/2000 = 0,42$$

$$\text{Doğal Gaz Miktarı}_3 = \frac{200}{0,42} \times \frac{1000}{10,64} = 44.754,74 \text{ sm}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Doğal Gaz Maliyeti}_3 &= 44.754,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} \\ &= (44.754,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{İletim Maliyeti}_3 = 200 \times \text{İletim Tarifesi} = (200 \times \text{İletim Tarifesi}) \text{ TL}$$

$$\begin{aligned} \text{İşletme Bakım Maliyeti}_3 &= 1 \times \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} \\ &= (\text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{İç İhtiyaç Maliyeti}_3 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Dengesizlik Maliyeti}_3 = |200 - 200| \times \text{PTF} \times 1,03 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Gelirler}_3 = 200 \times \text{PTF} + 0 = (200 \times \text{PTF}) \text{ TL}$$

$$\begin{aligned} \text{Giderler}_3 &= 44.754,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 200 \times \text{İletim Tarifesi} \\ &\quad + \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} + 0 + 0 \\ &= (44.754,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 200 \times \text{İletim Tarifesi} \\ &\quad + \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{Değişken Kar/Zarar}_3$$

$$\begin{aligned} &= (200 \times \text{PTF} - 44.754,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} \\ &\quad - 200 \times \text{İletim Tarifesi} - \text{Saatlik İşletme Bakım Maliyeti}) \text{ TL} \end{aligned}$$

5.2.4. State 4: Baz yük

Bu state, santralin normal koşullarda teknik olarak ve fiyatların yeterince yüksek olduğu zamanlarda ticari olarak da en çok istenen üretim seviyesidir. Verimin olası en yüksek veya en yükseğe yakın olduğu durumdur, tercih edilmesinin en büyük sebeplerinden bir tanesi de budur. Teknik olarak üretimin çoğunlukla bu seviyede tutulması neticesinde santral ömrünü artırıcı etkisi de bulunmaktadır.

Üretim düzeyi oldukça değişkendir. Mevsimsellik, hava basıncı, soğutma suyu sıcaklığı gibi faktörler de zaman içerisinde farklı baz yük üretim seviyeleri oluşmasına sebep olmaktadır. Biz bu çalışma kapsamında kurulu güç seviyesinden çok az düşük bir baz yük değeri kullanacağız ve üretim miktarı olarak 440 MW değerini alacağız. Sekonder frekans kontrol hizmeti yine bu state kapsamında ele alınmayacaktır.

$$\text{GÖP Satış Miktarı}_4 = 440 \text{ MWh}$$

$$\text{GÖP Geliri}_4 = 440 \times \text{PTF} = (440 \times \text{PTF}) \text{ TL}$$

$$SFK \text{ Satış Miktarı}_4 = 0 \text{ MWh}$$

$$SFK \text{ Geliri}_4 = 0 \times SFK \text{ Fiyatı} = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Üretim Miktarı}_4 = 440 + 0 \times (-0,1) = 440 \text{ MWh}$$

$$\text{Verim}_4 = 0,52 - \max(0; 400 - 440)/2000 = 0,52$$

$$\text{Doğal Gaz Miktarı}_4 = \frac{440}{0,52} \times \frac{1000}{10,64} = 79.525,74 \text{ sm}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Doğal Gaz Maliyeti}_4 &= 79.525,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} \\ &= (79.525,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{İletim Maliyeti}_4 = 440 \times \text{İletim Tarifesi} = (440 \times \text{İletim Tarifesi}) \text{ TL}$$

$$\begin{aligned} \text{İşletme Bakım Maliyeti}_4 &= 1 \times \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} \\ &= (\text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{İç İhtiyaç Maliyeti}_4 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Dengesizlik Maliyeti}_4 = |440 - 440| \times PTF \times 1,03 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Gelirler}_4 = 440 \times PTF + 0 = (440 \times PTF) \text{ TL}$$

$$\begin{aligned} \text{Giderler}_4 &= 79.525,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 440 \times \text{İletim Tarifesi} \\ &\quad + \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} + 0 + 0 \\ &= (79.525,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 440 \times \text{İletim Tarifesi} \\ &\quad + \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{Değişken Kar/Zarar}_4$$

$$\begin{aligned} &= (440 \times PTF - 79.525,74 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} \\ &\quad - 440 \times \text{İletim Tarifesi} - \text{Saatlik İşletme Bakım Maliyeti}) \text{ TL} \end{aligned}$$

5.2.5. State 5: Minimum yük ve SFK hizmeti

Bu state, 3 numaralı state olan minimum kararlı üretim seviyesinin SFK hizmeti ile birlikte kombine edilmiş halidir. Daha doğru ifade ile, SFK yükümlülüğü altındaki inebileceği minimum üretim seviyesidir. Bu çalışma kapsamında SFK rezerv miktarı olarak piyasa ortalaması bir değer olduğu düşünülen 90 MW değeri alınacaktır. Basit bir hesapla 90 MW SFK rezervi tutan bir santral minimum yük olarak da 200 MW seviyesine sahip ise, minimum nokta olarak 200 MW girecektir. Bu, sekonder frekans

kontrolü hizmeti esnasında inebileceği minimum yük olmaktadır. Yükümlülüğün sağlandığı esnada ± 90 MW salınım yapabildiğini düşünürsek, $200 + 90 = 290$ MW seviyesi orta noktayı, $290 + 90 = 380$ MW seviyesi de ulaşabileceği maksimum noktayı göstermektedir. Yani bu yükümlülük altında çalışırken orta nokta olarak 290 MW seçilecek, TEİAŞ'ın kumanda ettiği sistem 290 ± 90 MW seviyesinde salınım yapabilecektir. Uzun dönem ortalamaları dikkate alınarak herhangi bir saat için (-%10) ortalama salınım yapacağı bu tez kapsamında öngörülmüş olup her saat için farklı bir öngörü ile de model çalıştırılabilmektedir. Bu çalışma seviyesi için orta nokta değeri olan 290 MW GÖP'e satılan miktar, 90 MW da SFK piyasasına satılan miktarı göstermektedir.

$$GÖP Satış Miktarı_5 = 290 MWh$$

$$GÖP Geliri_5 = 290 \times PTF = (290 \times PTF) TL$$

$$SFK Satış Miktarı_5 = 90 MWh$$

$$SFK Geliri_5 = 90 \times SFK Fiyatı = (90 \times SFK Fiyatı) TL$$

$$Üretim Miktarı_5 = 290 + 90 \times (-0,1) = 281 MWh$$

$$Verim_5 = 0,52 - \max(0; 400 - 281)/2000 = 0,4605$$

$$Doğal Gaz Miktarı_5 = \frac{281}{0,4605} \times \frac{1000}{10,64} = 57.350,22 \text{ } sm^3$$

$$\begin{aligned} Doğal Gaz Maliyeti_5 &= 57.350,22 \times Doğal Gaz Tarifesi \\ &= (57.350,22 \times Doğal Gaz Tarifesi) TL \end{aligned}$$

$$İletim Maliyeti_5 = 281 \times İletim Tarifesi = (281 \times İletim Tarifesi) TL$$

$$\begin{aligned} İşletme Bakım Maliyeti_5 &= 1 \times Saatlik İşletme Bakım Bedeli \\ &= (Saatlik İşletme Bakım Bedeli) TL \end{aligned}$$

$$İç İhtiyaç Maliyeti_5 = 0 TL$$

$$Dengesizlik Maliyeti_5 = |281 - 290| \times PTF \times 1,03 = (9,27 \times PTF) TL$$

$$Gelirler_5 = 290 \times PTF + 90 \times SFK Fiyatı = (290 \times PTF + 90 \times SFK Fiyatı) TL$$

$$\begin{aligned}
Giderler_5 &= 57.350,22 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 281 \times \text{İletim Tarifesi} \\
&+ \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} + 0 + 9,27 \times PTF \\
&= (57.350,22 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 281 \times \text{İletim Tarifesi} \\
&+ \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} + 9,27 \times PTF) TL
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Değişken Kar/Zarar}_5 &= (280,73 \times PTF + 90 \times \text{SFK Fiyatı} \\
&- 57.350,22 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} - 281 \times \text{İletim Tarifesi} \\
&- \text{Saatlik İşletme Bakım Maliyeti}) TL
\end{aligned}$$

5.2.6. State 6: Baz yük ve SFK hizmeti

Bu state, 4 numaralı state olan baz yük üretim seviyesinin SFK hizmeti ile birlikte kombine edilmiş halidir. Daha doğru ifade ile, SFK yükümlülüğü altındaki çalışabileceği maksimum üretim seviyesidir. Basit bir hesaplama 90 MW SFK rezervi tutan bir santral baz yük olarak da 440 MW seviyesine sahip ise, maksimum nokta olarak 440 MW girecektir. Bu, sekonder frekans kontrolü hizmeti esnasında çıkabileceği maksimum yük olmaktadır. Yükümlülüğün sağlandığı esnada ± 90 MW salınım yapabildiğini düşünürsek, $440 - 90 = 350$ MW seviyesi orta noktayı, $350 - 90 = 260$ MW seviyesi de inebileceği minimum noktayı göstermektedir. Yani bu yükümlülük altında çalışırken orta nokta olarak 350 MW seçilecek, TEİAŞ'ın kumanda ettiği sistem 350 ± 90 MW seviyesinde salınım yapabilecektir. Uzun dönem ortalamaları dikkate alınarak herhangi bir saat için yine aynı şekilde ($\pm 10\%$) ortalama salınım yapacağı bu tez kapsamında öngörülmüş olup her saat için farklı bir öngörü ile de model çalıştırılabilmektedir. Bu çalışma seviyesi için orta nokta değeri olan 350 MW GÖP'e satılan miktar, 90 MW da SFK piyasasına satılan miktarı göstermektedir.

$$GÖP \text{ Satış Miktarı}_6 = 350 \text{ MWh}$$

$$GÖP \text{ Geliri}_6 = 350 \times PTF = (350 \times PTF) TL$$

$$SFK \text{ Satış Miktarı}_6 = 90 \text{ MWh}$$

$$SFK \text{ Geliri}_6 = 90 \times \text{SFK Fiyatı} = (90 \times \text{SFK Fiyatı}) TL$$

$$\text{Üretim Miktarı}_6 = 350 + 90 \times (-0,1) = 341 \text{ MWh}$$

$$\text{Verim}_6 = 0,52 - \max(0; 400 - 341)/2000 = 0,4905$$

$$Doğal\ Gaz\ Miktarı_6 = \frac{341}{0,4905} \times \frac{1000}{10,64} = 65.339,19\ sm^3$$

$$\begin{aligned} Doğal\ Gaz\ Maliyeti_6 &= 65.339,19 \times Doğal\ Gaz\ Tarifesi \\ &= (65.339,19 \times Doğal\ Gaz\ Tarifesi)\ TL \end{aligned}$$

$$İletim\ Maliyeti_6 = 341 \times İletim\ Tarifesi = (341 \times İletim\ Tarifesi)\ TL$$

$$\begin{aligned} İşletme\ Bakım\ Maliyeti_6 &= 1 \times Saatlik\ İşletme\ Bakım\ Bedeli \\ &= (Saatlik\ İşletme\ Bakım\ Bedeli)\ TL \end{aligned}$$

$$İç\ İhtiyaç\ Maliyeti_6 = 0\ TL$$

$$Dengesizlik\ Maliyeti_6 = |341 - 350| \times PTF \times 1,03 = (9,27 \times PTF)\ TL$$

$$Gelirler_6 = 350 \times PTF + 90 \times SFK\ Fiyatı = (350 \times PTF + 90 \times SFK\ Fiyatı)\ TL$$

$$\begin{aligned} Giderler_6 &= 65.339,19 \times Doğal\ Gaz\ Tarifesi + 341 \times İletim\ Tarifesi \\ &\quad + Saatlik\ İşletme\ Bakım\ Bedeli + 0 + 9,27 \times PTF \\ &= (65.339,19 \times Doğal\ Gaz\ Tarifesi + 341 \times İletim\ Tarifesi \\ &\quad + Saatlik\ İşletme\ Bakım\ Bedeli + 9,27 \times PTF)\ TL \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Değişken\ Kar/Zarar_6 &= (340,73 \times PTF + 90 \times SFK\ Fiyatı \\ &\quad - 65.339,19 \times Doğal\ Gaz\ Tarifesi - 341 \times İletim\ Tarifesi \\ &\quad - Saatlik\ İşletme\ Bakım\ Maliyeti)\ TL \end{aligned}$$

5.2.7. State 7: Ramp down

Yük düşme anlamına gelen bu state santralin belirli bir yükten duruş durumuna doğru hareketi esnasındaki durumu ifade eder. Aynı ramp up state'i için olduğu gibi, bu state için de günümüzdeki Gün Öncesi Piyasası yapısı gereği doğal gaz kombine çevrim santraller bu miktarları blok teklif olarak sunmakta zorluk yaşamaktadırlar, genelde saatlik teklif verilmekte, bir miktar Gün İçi Piyasası ile de yönetilebilmektedir. Bu çalışma kapsamında işlem kolaylığı olması açısından gerçek değere de yakın olacağı için Gün Öncesi Piyasası'na satış yapılmış gibi düşünülecektir. Stabil bir durum olmadığı için ve santral duruşa geçeceği için teknik olarak sekonder frekans rezervi tutması pek mümkün olmamaktadır, bu yüzden SFK satış miktarı da 0 olacaktır. Saat başında belirli sabit yük değerinden belirli bir dakikada 0'a ulaştığı düşünülen bu

çalışma rejiminde santralin teknik özellikleri ve geçmiş değerler baz alınarak bir miktar seçilir. Bu çalışmada, start up esnasında kullanılmak üzere piyasa ortalaması bir değer olduğu düşünülen üretim değeri olarak 35 MW seçilecektir.

$$GÖP \text{ Satış Miktarı}_7 = 35 \text{ MWh}$$

$$GÖP \text{ Geliri}_7 = 35 \times PTF = (35 \times PTF) \text{ TL}$$

$$SFK \text{ Satış Miktarı}_7 = 0 \text{ MWh}$$

$$SFK \text{ Geliri}_7 = 0 \times SFK \text{ Fiyatı} = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Üretim Miktarı}_7 = 35 + 0 \times (-0,1) = 35 \text{ MWh}$$

$$\text{Verim}_7 = 0,52 - \max(0; 400 - 35)/2000 = 0,3375$$

$$\text{Doğal Gaz Miktarı}_7 = \frac{35}{0,3375} \times \frac{1000}{10,64} = 9.746,59 \text{ sm}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Doğal Gaz Maliyeti}_7 &= 9.746,59 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} \\ &= (9.746,59 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{İletim Maliyeti}_7 = 35 \times \text{İletim Tarifesi} = (35 \times \text{İletim Tarifesi}) \text{ TL}$$

$$\begin{aligned} \text{İşletme Bakım Maliyeti}_7 &= 1 \times \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} \\ &= (\text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{İç İhtiyaç Maliyeti}_7 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Dengesizlik Maliyeti}_7 = |35 - 35| \times PTF \times 1,03 = 0 \text{ TL}$$

$$\text{Gelirler}_7 = 35 \times PTF + 0 = (35 \times PTF) \text{ TL}$$

$$\begin{aligned} \text{Giderler}_7 &= 9.746,59 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 35 \times \text{İletim Tarifesi} \\ &\quad + \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli} + 0 + 0 \\ &= (9.746,59 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} + 35 \times \text{İletim Tarifesi} \\ &\quad + \text{Saatlik İşletme Bakım Bedeli}) \text{ TL} \end{aligned}$$

$$\text{Değişken Kar/Zarar}_7$$

$$\begin{aligned} &= (35 \times PTF - 9.746,59 \times \text{Doğal Gaz Tarifesi} \\ &\quad - 35 \times \text{İletim Tarifesi} - \text{Saatlik İşletme Bakım Maliyeti}) \text{ TL} \end{aligned}$$

5.3. Durumlar Arası İlişkiler ve Kısıtlar

Her state belirli bir durumu ve koşulları göstermektedir ve her state'in de birbirleri ile ilişkileri ve belirli kurallar tanımlanmıştır. Aşağıdaki tabloda, hangi state'den sonra hangi state'lerin bir sonraki adımda gerçekleşebileceği ile ilgili bilgiler yer almaktadır.

Tablo 5.1. Durumlar (State) Arası İlişkiler

State Numarası	State Adı	Sonraki Adımda Gelebilecek State'ler
1	Duruş	1 veya 2
2	Ramp up	3, 4, 5 veya 6
3	Minimum yük	3, 4, 5, 6 veya 7
4	Baz yük	3, 4, 5, 6 veya 7
5	Minimum yük ve SFK hizmeti	3, 4, 5, 6 veya 7
6	Baz yük ve SFK hizmeti	3, 4, 5, 6 veya 7
7	Ramp down	Sadece 1

Tabloyu özetleyecek olursak;

1. State 1 için sadece 2 ihtimal bulunmaktadır. Ya duruşa devam edecek, ya da çalışmaya başlayacak. Çalışmaya başlaması için mecburen ramp up durumunu gerçekleştirmesi gerekmektedir.
2. State 2, artık çalışmaya başlanılan ve durulamayacak olan state'tir. Hemen arkasından duruşa inmek de teknik olarak istenen bir durum değildir. Bu nedenle, hangi seviyede çalışılmak istenildiğine göre 3, 4, 5 veya 6 state'lerinden bir tanesine gidilebilir. Kendi durumu da devam edemez.

3. State 3, 4, 5 ve 6, belirli bir yükte SFK'lı veya SFK'sız çalışma durumlarıdır ve birbirlerini kolaylıkla takip edebilirler. Bunun yanı sıra duruşa geçilmeye karar verilirse eğer, bir sonraki state olarak 7'nin mutlaka gelmesi gereklidir. Direkt duruş aşamasına geçilemez.
4. State 7, belirli bir yük seviyesinden duruşa geçilen durumu ifade etmektedir ve dolayısıyla bu duruşa artık geçildiyse bir sonraki gelecek durum kesindir ve bu da duruş durumu olan state 1'dir.

Bunun yanı sıra, bu state'ler arasında bazı kısıtlar da belirlenmiş ve kodlamaya aktarılmıştır. Bunlar:

1. State 1 duruş, State 3, 4, 5 ve 6 stabil operasyon durumlarıdır.
2. State 1'e yeni geçilen durumdan itibaren arka arkaya en az 5 durum state 1 olmalıdır, state 2 gelemez.
3. State 3, 4, 5 veya 6 durumlarından herhangi birine, bunlar haricinde bir durumdan geçildiği takdirde arka arkaya en az 8 durum bu state'lerden biri olmalıdır, sonrasında state 7 gelebilir.

Bu kısıtların teknik olarak anlamı şudur ki, bir doğal gaz kombine çevrim santrali çalışma koşulundan duruş pozisyonuna geçtiğinde bu duruşu en az 5 saat sürdürmesi beklenir, ramp up konumunu tamamladıktan sonra da minimum kararlı üretim seviyesine eşit veya daha yüksek bir seviyede üretimde iken de minimum 8 saat bu durumu sürdürmesi beklenir, sonrasında tekrar duruşa geçebilir. Bu değerler, santralin teknik ekibinin, tecrübe ve makineye özel öngörülerine neticesinde oluşturulur ve santrale, zamana, çevre koşullarına göre farklılık gösterebilir. Modelde indikatif bir değer olarak görülmesi ve çalışma rejiminin anlamlı olması açısından sektörel bilgiye dayanarak bu değerlerin seçilmesi uygun görülmüştür.

5.4. Sezgisel Çalışma Sonuçları

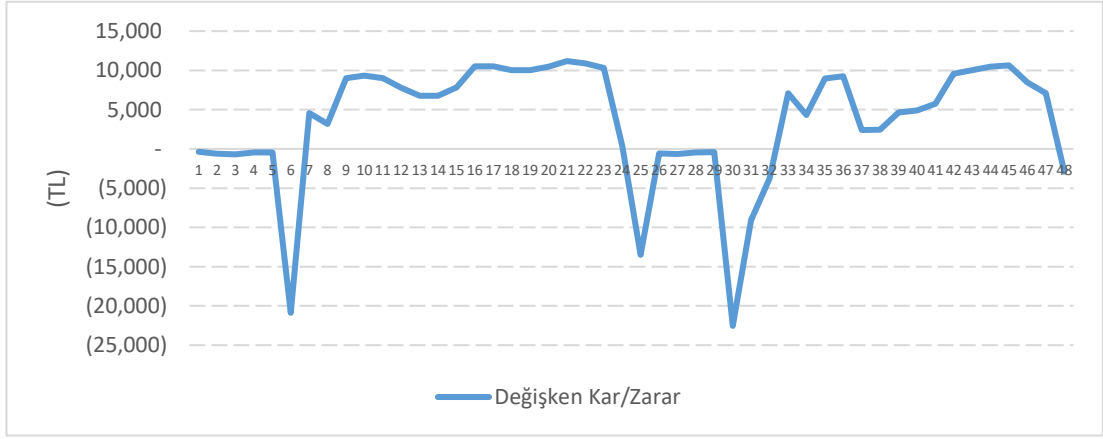
Makul görülen bir sonuç, ortalama bir doğal gaz santralinin piyasa faaliyetleri incelenerek Tablo 5.2'deki gibi oluşturulmuştur. Tabi ki, bu çözüm sezgisel bir çalışmadır ve optimum sonuç olduğu veya optimum sonuca yakın olduğu ile ilgili

herhangi bir şey söylenemez. Bu noktada, optimum sonucu bulabilmek için dal sınır metodu uygulanmıştır.

Tablo 5.2. Sezgisel Çalışma Sonuçları

Gün	Saat	PTF	SFK Fiyatı	Durum (State)	GÖP Miktar	SFK Miktar
1	1	121,5	124,9	(1) Duruş	0	0
2	1	200,59	124,9	(1) Duruş	0	0
3	1	229,4	124,9	(1) Duruş	0	0
4	1	157,28	124,9	(1) Duruş	0	0
5	1	152,01	197	(1) Duruş	0	0
6	1	206,6	197	(2) Ramp up	90	0
7	1	279,33	197	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
8	1	304,89	85	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
9	1	322	85	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
10	1	323	85	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
11	1	322	85	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
12	1	324	64	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
13	1	320,99	64	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
14	1	320,99	64	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
15	1	324,08	64	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
16	1	323,09	64	(4) Baz yük	440	0
17	1	323,09	75,55	(4) Baz yük	440	0
18	1	322	75,55	(4) Baz yük	440	0
19	1	322	75,55	(4) Baz yük	440	0
20	1	323	75,55	(4) Baz yük	440	0
21	1	324,65	67,88	(4) Baz yük	440	0
22	1	324	67,88	(4) Baz yük	440	0
23	1	322,67	67,88	(4) Baz yük	440	0
24	1	300	67,88	(4) Baz yük	440	0
25	2	120,86	125	(7) Ramp down	35	0
26	2	195,32	125	(1) Duruş	0	0
27	2	218,3	125	(1) Duruş	0	0
28	2	145,21	125	(1) Duruş	0	0
29	2	137,03	125	(1) Duruş	0	0
30	2	187,91	125	(2) Ramp up	90	0
31	2	258,33	125	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
32	2	283,22	90	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
33	2	315,05	90	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
34	2	306,85	90	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
35	2	320,58	90	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90

36	2	324	79,97	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
37	2	303,94	79,97	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
38	2	304,05	79,97	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
39	2	310,57	79,97	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
40	2	310,3	79,97	(4) Baz yük	440	0
41	2	312,31	77,79	(4) Baz yük	440	0
42	2	321	77,79	(4) Baz yük	440	0
43	2	322	77,79	(4) Baz yük	440	0
44	2	323	77,79	(4) Baz yük	440	0
45	2	323,4	78,33	(4) Baz yük	440	0
46	2	318,47	78,33	(4) Baz yük	440	0
47	2	315,33	78,33	(4) Baz yük	440	0
48	2	292,65	78,33	(4) Baz yük	440	0



Şekil 5.2. Sezgisel Çalışma Sonucu Saatlik Değişken Kar/Zarar Grafiği

Bu çalışmada ve diğer çalışmalarda aynı PTF ve SFK Fiyatı setleri kullanılmış olup, kullanılan bu setler Mart 2019 tarihinde bir hafta içi günü için piyasa deneyimi bulunan uzmanlarca yapılmış tahminlere aittir. Uzun vadeli olarak bakıldığında sistemde oluşan fiyatlar ile oldukça benzerdir.

5.5. Dal Sınır Metodu Sonuçları

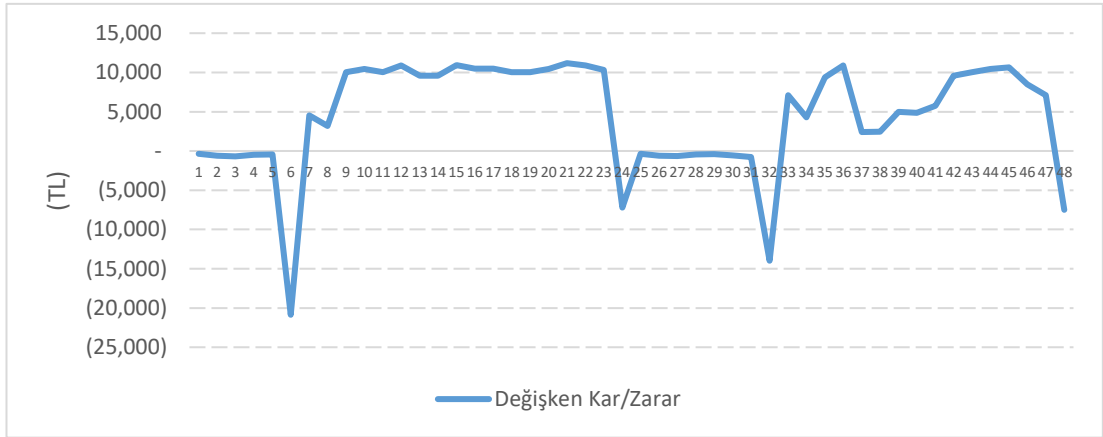
Dal sınır algoritması, optimum bir çözüm bulabilmek için toplam kar/zarar değerini hesaplayarak yedi adet state'in kombinasyonlarını dener. Bu örnekte, PTF ve SFK fiyatı, piyasa dinamikleri analiz edilerek önceden tahminlenir ve şirket tarafından sürekli oluşturulduğu varsayılır. Fiyatlar dikkate alınarak, yedi farklı state'e göre düzenlenen GÖP ve SFK miktarları seçilir. Bu algorithmada esas kaygı 48 saat sonrası

için cevap alamamaktır. Çünkü, dal seviyesi arttıkça, önceki tüm dalları da kontrol ederek tüm olası state kombinasyonlarını hesaplamak çok zor olabilir. Bu hesaplama işlemi çok fazla zaman ve bilgisayar yeteneği gerektirir. Fakat yine de, 48. daldan sonra, optimizasyon algoritması, bu problemin NP-Hard sınıfına ait olması nedeniyle herhangi bir sonuç verememektedir. Dal sınır metodu kullanılarak elde edilen optimum çözüm Tablo 5.3'te gösterilmiştir.

Tablo 5.3. Dal Sınır Algoritması Kullanılarak Bulunan Çözüm

Gün	Saat	PTF	SFK Fiyatı	Durum (State)	GÖP Miktar	SFK Miktar
1	1	121,5	124,9	(1) Duruş	0	0
2	1	200,59	124,9	(1) Duruş	0	0
3	1	229,4	124,9	(1) Duruş	0	0
4	1	157,28	124,9	(1) Duruş	0	0
5	1	152,01	197	(1) Duruş	0	0
6	1	206,6	197	(2) Ramp up	90	0
7	1	279,33	197	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
8	1	304,89	85	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
9	1	322	85	(4) Baz yük	440	0
10	1	323	85	(4) Baz yük	440	0
11	1	322	85	(4) Baz yük	440	0
12	1	324	64	(4) Baz yük	440	0
13	1	320,99	64	(4) Baz yük	440	0
14	1	320,99	64	(4) Baz yük	440	0
15	1	324,08	64	(4) Baz yük	440	0
16	1	323,09	64	(4) Baz yük	440	0
17	1	323,09	75,55	(4) Baz yük	440	0
18	1	322	75,55	(4) Baz yük	440	0
19	1	322	75,55	(4) Baz yük	440	0
20	1	323	75,55	(4) Baz yük	440	0
21	1	324,65	67,88	(4) Baz yük	440	0
22	1	324	67,88	(4) Baz yük	440	0
23	1	322,67	67,88	(4) Baz yük	440	0
24	1	300	67,88	(7) Ramp down	35	0
25	2	120,86	125	(1) Duruş	0	0
26	2	195,32	125	(1) Duruş	0	0
27	2	218,3	125	(1) Duruş	0	0
28	2	145,21	125	(1) Duruş	0	0
29	2	137,03	125	(1) Duruş	0	0
30	2	187,91	125	(1) Duruş	0	0

31	2	258,33	125	(1) Duruş	0	0
32	2	283,22	90	(2) Ramp up	90	0
33	2	315,05	90	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
34	2	306,85	90	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
35	2	320,58	90	(4) Baz yük	440	0
36	2	324	79,97	(4) Baz yük	440	0
37	2	303,94	79,97	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
38	2	304,05	79,97	(6) Baz yük ve SFK hizmeti	350	90
39	2	310,57	79,97	(4) Baz yük	440	0
40	2	310,3	79,97	(4) Baz yük	440	0
41	2	312,31	77,79	(4) Baz yük	440	0
42	2	321	77,79	(4) Baz yük	440	0
43	2	322	77,79	(4) Baz yük	440	0
44	2	323	77,79	(4) Baz yük	440	0
45	2	323,4	78,33	(4) Baz yük	440	0
46	2	318,47	78,33	(4) Baz yük	440	0
47	2	315,33	78,33	(4) Baz yük	440	0
48	2	292,65	78,33	(7) Ramp down	35	0



Şekil 5.3. Dal Sınır Algoritması Sonucu Saatlik Değişken Kar/Zarar Grafiği

5.6. Karınca Kolonisi Metodu Çalışma Sonuçları

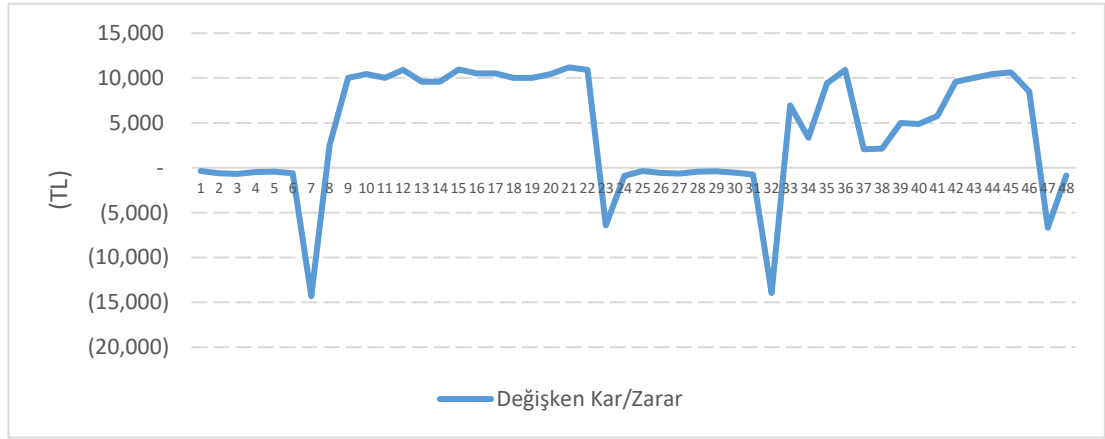
Karınca Kolonisi algoritması, 256 tane karınca kullanarak 48 alternatifin her biri için state'ler belirler. Bunların sonuçları karşılaştırılarak kar/zarar maksimum değerleri bulunur. Karıncaların bıraktıkları feromen mantığıyla kar/zarar maksimumlarında feromen yoğunluğundan dolayı bir sonraki aşamada o yolu kullanma sıklıkları artırılır veya azaltılır. Bu artırma veya azaltma işlemi de seçilen α ve β değerleri baz alınarak yapılır. Metasezgisel yöntemlerin önemli bir dezavantajı lokal optimuma

takılabilmeleri ihtimalidir. Genellikle kesin çözümü uzun zaman alabilen problemlerde yakın sonuç verebileceği düşünülerek tercih edilir. Öte yandan herhangi bir karıncanın gerçek optimum olan çözümü denemiş olma ihtimali de mevcuttur.

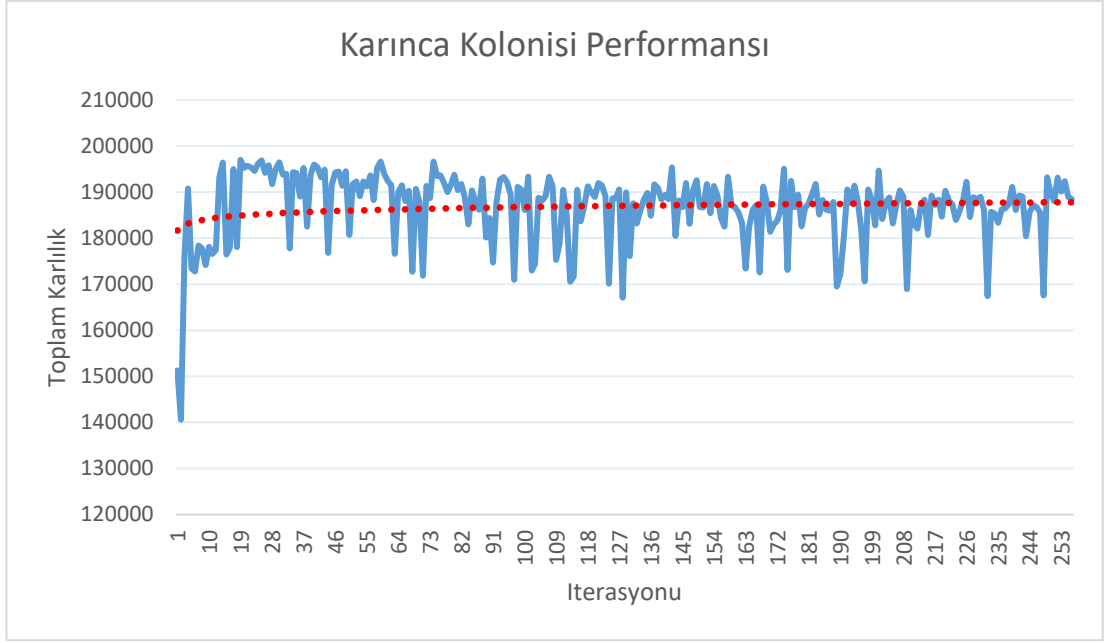
Tablo 5.4. Karınca Kolonisi Algoritması Kullanılarak Bulunan Çözüm

Gün	Saat	PTF	SFK Fiyatı	Durum (State)	GÖP Miktar	SFK Miktar
1	1	121,5	124,9	(1) Duruş	0	0
2	1	200,59	124,9	(1) Duruş	0	0
3	1	229,4	124,9	(1) Duruş	0	0
4	1	157,28	124,9	(1) Duruş	0	0
5	1	152,01	197	(1) Duruş	0	0
6	1	206,6	197	(1) Duruş	0	0
7	1	279,33	197	(2) Ramp up	90	0
8	1	304,89	85	(4) Baz yük	440	0
9	1	322	85	(4) Baz yük	440	0
10	1	323	85	(4) Baz yük	440	0
11	1	322	85	(4) Baz yük	440	0
12	1	324	64	(4) Baz yük	440	0
13	1	320,99	64	(4) Baz yük	440	0
14	1	320,99	64	(4) Baz yük	440	0
15	1	324,08	64	(4) Baz yük	440	0
16	1	323,09	64	(4) Baz yük	440	0
17	1	323,09	75,55	(4) Baz yük	440	0
18	1	322	75,55	(4) Baz yük	440	0
19	1	322	75,55	(4) Baz yük	440	0
20	1	323	75,55	(4) Baz yük	440	0
21	1	324,65	67,88	(4) Baz yük	440	0
22	1	324	67,88	(4) Baz yük	440	0
23	1	322,67	67,88	(7) Ramp down	35	0
24	1	300	67,88	(1) Duruş	0	0
25	2	120,86	125	(1) Duruş	0	0
26	2	195,32	125	(1) Duruş	0	0
27	2	218,3	125	(1) Duruş	0	0
28	2	145,21	125	(1) Duruş	0	0
29	2	137,03	125	(1) Duruş	0	0
30	2	187,91	125	(1) Duruş	0	0
31	2	258,33	125	(1) Duruş	0	0
32	2	283,22	90	(2) Ramp up	90	0
33	2	315,05	90	(4) Baz yük	440	0
34	2	306,85	90	(4) Baz yük	440	0

35	2	320,58	90	(4) Baz yük	440	0
36	2	324	79,97	(4) Baz yük	440	0
37	2	303,94	79,97	(4) Baz yük	440	0
38	2	304,05	79,97	(4) Baz yük	440	0
39	2	310,57	79,97	(4) Baz yük	440	0
40	2	310,3	79,97	(4) Baz yük	440	0
41	2	312,31	77,79	(4) Baz yük	440	0
42	2	321	77,79	(4) Baz yük	440	0
43	2	322	77,79	(4) Baz yük	440	0
44	2	323	77,79	(4) Baz yük	440	0
45	2	323,4	78,33	(4) Baz yük	440	0
46	2	318,47	78,33	(4) Baz yük	440	0
47	2	315,33	78,33	(7) Ramp down	35	0
48	2	292,65	78,33	(1) Duruş	0	0



Şekil 5.4. Karınca Kolonisi Algoritması Sonucu Saatlik Değişken Kar/Zarar Grafiği



Şekil 5.5. Karınca Kolonisi Algoritması Performansı

Karıncı kolonisi algoritmasında sadece 48 saatlik veri seti için arama yapıldığında 18. iterasyonda en iyi sonucu verdiği ve diğer adımlarda karıncaların bu en iyi değer etrafında sonuçlar buldukları gözlemlenmiştir. İlk 18 adımda karınca davranışları gözlemlendiğinde toplam karlılığın sürekli iyileşme eğiliminde olduğu görülmekle birlikte, grafikte dalgalanmalara bakıldığında ise karıncaların yerelde bazen kötü sonuçlara gidebildiği de anlaşılmaktadır.

6. SONUÇ

Bu çalışma kapsamında, Türkiye elektrik piyasalarında faaliyet gösteren bir doğal gaz kombine çevrim santralinin fiyat belirleyen olma özelliği ile birlikte sistem optimizasyonu açısından en yüksek katkıları sağlayacağı düşünülerek üretiminin ticari bazda optimize edilmesinde yararlanılacak bir uygulama ortaya konulması amaçlanmıştır.

Örnek bir doğal gaz kombine çevrim santrali için, maliyetleri ve teknik gereklilikleri açısından piyasa ortalamaları seçilerek, Gün Öncesi Piyasası ve Sekonder Frekans Kontrol Piyasası'na birlikte satış yapılacağı düşünülmüş ve doğal gaz dahil tüm önemli maliyetler göz önünde bulundurularak dispeç optimizasyonu yapılmaya çalışılmıştır. Bu amaçla, santralin teknik özellikleri de göz önünde bulundurularak farklı çalışma koşulları, yani state'ler (durumlar) oluşturulmuş ve bu state'ler arasındaki ilişkiler ve kısıtlamalar tanımlanmıştır. Bu ilişki ve kısıtlamaların izin verdiği ölçüde optimizasyon yapılması hedeflenmiştir.

Tez kapsamında yöntem olarak, dal sınır algoritması ve karınca kolonisi algoritması kullanılmıştır. Bunların seçiminde, dal sınır algoritmasının kesin sonucu vermeye yakın olması ve karınca kolonisi algoritmasının da daha uzun vadede sonuçlar üretmeye elverişli olması etkili olmuştur.

Dal sınır algoritması 2 günlük örneklem için oldukça iyi bir çözüm göstermiştir. Sekonder Frekans Kontrol Piyasası için 2 gün, Gün Öncesi Piyasası için de 1 gün öncesinden teklif verildiği düşünüldüğünde 2 günlük örneklem, kısa vadeli optimizasyon için işe yarar bir örneklemdir. Öte yandan, karınca kolonisi algoritması da sezgisel bulunandan daha iyi bir sonucu karşımıza getirebilmesi açısından yararlanılmaya değer olarak nitelendirilebilir, ayrıca start/stop gibi maliyetleri bölebilmek açısından daha uzun vadeli çözümlerde de optimuma yakın çözümü getirebilecek olması açısından farklı amaçlarda kullanılmaya veya senkron bir şekilde kısa vadeli çalışma için maliyet yeniden hesaplamalarında dal sınır algoritmasına veri sağlaması açısından da önemli görülmüştür. Bu kanıya varılmasının en büyük nedeni, önemli bir sezgisel çalışmanın sonucundan daha iyi bir çözümü getirebiliyor olmasıdır.

Tablo 6.1. Sonuçların Karşılaştırılması

	Sezgisel Çalışma	Dal Sınır Metodu	Karınca Kolonisi Metodu
Değişken Kar/Zarar	177.218,28 TL	215.603,22 TL	196.971,03 TL
State 1 Sayısı	9	12	15
State 2 Sayısı	2	2	2
State 3 Sayısı	0	0	0
State 4 Sayısı	18	26	29
State 5 Sayısı	0	0	0
State 6 Sayısı	18	6	0
State 7 Sayısı	1	2	2

Tablo 6.1’de görüldüğü üzere, sezgisel çalışma optimuma yakın bir çözüm belirtmiş olmasına rağmen, karınca kolonisi algoritması sezgisel çalışmadan daha iyi bir sonucu çok kısa bir sürede elde edebilmiştir. Daha uzun vadeli optimizasyonlarda kullanılmaya elverişli olan karınca kolonisi algoritması, bu kısa vadeli çalışmada kesin çözüm olan dal sınır algoritmasının gerisinde kalmıştır. Dal sınır algoritması belirgin bir farkla en iyi çözümü elde etmiş olmasına karşın daha uzun vadeli çözümlerde çok uzun süre gereksinimi olması sebebiyle yüksek maliyetler veya yüksek zaman ihtiyacı oluşturmaktadır. Güncel piyasalarda 2 günlük kısa vadeli tahminlemenin, teklif stratejisi belirlenmesinde yeterli olması, daha uzun vadeli tahminlemenin tahmin doğruluğunun oldukça zor olması ve sapmalarının yüksek olmasından ötürü, kısa vadeli ihtiyaçlar için dal sınır algoritmasının kesin sonucu vermesi açısından kullanılmaya değer olduğu görülmüştür. Öte yandan, karınca kolonisi algoritması ise kısa vadeli dispeç optimizasyonunu destekleyecek biçimde daha uzun vadeli

özmlerle, genişten daralarak, örneğin yıllık optimizasyondan başlanıp, 6 ay, 3 ay, 1 ay, 2 hafta ve 1 haftalık optimizasyonlara doğru kullanılarak kısa vadede dal sınır algoritması için girdi olan maliyetler ve gelir beklentilerini uzun vadeli oluşabilecek maliyetler veya gelirler ile birlikte düzelterek daha efektif bir çalışma oluşturulmasına olanak sağlayabilir.

Gelecek alışmalar açısından bakacak olursak, benzer uygulamalar ile öncelikle orta vadede tahminleme amaçlı santral optimizasyonu çalışmalarına eğilenebilir. Metasezgisel yöntemlerden yararlanılarak daha uzun vadeli çalışmalar da yapılabilir. Bu uzun vadeli çalışmalarda maliyetlerin de değişken olacağı senaryolar çalışılabilir. Senaryoların ihtimalleri doğrultusunda risk değerledirmeleri yapılabilir. Öte yandan, buna benzer bir çalışma kömür santralleri için de yapılabilir. Orada ise Sekonder Frekans Kontrol Piyasası yerine benzer dinamikleri olan Primer Frekans Kontrol Piyasası'nın ele alınması daha uygun olacaktır. Maliyet yapısı biraz değişecek ve kısıtlar daha katılaşacaktır. Yine benzer bir çalışma hidroelektrik santraller için de yapılabilir, fakat hidroelektrik santraller için yapılacak çalışmanın kısa vade değil daha orta ve uzun vadeli düşünülmesi gerekmektedir, zira hidroelektrik santralde yer alan su depolama imkanı, uzun vadede fırsatların yakalanabilmesi ihtimali doğurabileceği için o şekilde değerlendirilmelidir. Neyse ki, hidro santrallerin kısıtları doğal gaz kadar katı olmayacağı için benzer çalışmaların daha uzun periyotlar için uygun olabileceği düşünülmektedir. Yine doğal gaz santralleri için doğal gaz kontratlarının döviz endeksli olduğu koşullarda değişen maliyet yapısına ve belirli kontrat şartlarına binaen maliyet odaklı bir optimizasyon çalışması da yürütülebilir.

KAYNAKÇA

- Akşehir, K. (2019). Gezin Satıcı Probleminin Karınca Kolonisi Algoritması ile Çözüm Performansının Arttırılmasında Parametre Optimizasyonu. *Yüksek Lisans Tezi*. Samsun: T.C. Ondokuz Mayıs Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Baillo, A., Ventosa, M., Rivier, M., & Ramos, A. (2004). Optimal offering strategies for generation companies operating in electricity spot markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2), 745-753.
- Banshwar, A., Sharma, N., Sood, Y., & Shrivastava, R. (2017). Market based procurement of energy and ancillary services from Renewable Energy Sources in deregulated environment. *Renewable Energy*, 101, 1390-1400.
- Bao, Y., Xu, J., Feng, W., Sun, Y., Liao, S., Yin, R., . . . Marnay, C. (2019). Provision of secondary frequency regulation by coordinated dispatch of industrial loads and thermal power plants. *Applied Energy*, 302-312.
- Baslis, C., & Bakirtzis, A. (2011). Mid-Term Stochastic Scheduling of a Price-Maker Hydro Producer With Pumped Storage. *Power Systems, IEEE Transations*, 26(4), 1856-1865.
- Bilen Kazancık, L. (2016). Türkiye Elektrik Enerji Sektöründe Robust Optimizasyon Modeli. *Doktora Tezi*. Ankara, Türkiye: Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi [BOTAŞ]. (tarih yok).
- Bradley, S., Hax, A., & Magnanti, T. (1977). *Applied Mathematical Programming*. Addison-Wesley.
- Bregar, Z. (2007). Short-term optimization of the new Avče pumping plant and three existing hydro power plants on the Soča river in Slovenia. *Electric Power Systems Research*, 77(10), 1410-1417.
- Büyüksaatçı, S. (2015, 7). Doğadan Esinlenen ce Ses Yankısına Dayalı Çözüm Arama Algoritması ile Belge Kümeleme. *Doktora Tezi*. İstanbul: İstanbul Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Clausen, J. (1999). *Branch and Bound Algorithms—Principles and Examples*. Copenhagen.
- Dorigo, M. (1992). *Optimization, learning and natural algorithms*. Milano: Politecnico di Milano.
- Enerji Piyasaları İşletim A.Ş. [EPİAŞ]. (2016). *Gün Öncesi Elektrik Piyasası Piyasa Takas Fiyatı Belirleme Yöntemi*. EPİAŞ.

- Enerji Piyasaları İşletim A.Ş. [EPIAŞ]. (2019, 7 8). *EPIAŞ Gün Öncesi Piyasası Genel Esaslar*.
<https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/genel-esaslar/> adresinden alındı
- Enerji Piyasaları İşletim A.Ş. [EPIAŞ]. (2019, 8 7). *EPIAŞ Gün Öncesi Piyasası Süreçler*.
<https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/surecler/> adresinden alındı
- Eren Şenaras, A., & İnanç, Ş. (2017). GSP Çözümü İçin Karınca Kolonisi Optimizasyonu.
Sosyal Bilimler Metinleri Dergisi, 60.
- Feruzzi, G., Graditi, G., & Rossi, F. (2018). A joint approach for strategic bidding of a microgrid in energy and spinning reserve markets. *Energy and Environment*.
- Filipe, J., Moreira, C., Bessa, R., & Silva, B. (2016). Optimization of the variable speed pump storage participation in frequency restoration reserve market. *13th International Conference on the European Energy Market, EEM 2016*. Porto, Portugal: IEEE Computer Society.
- Flach, B., Barroso, L., & Pereira, M. (2010). Long-term optimal allocation of hydro generation for a price-maker company in a competitive market: latest developments and a stochastic dual dynamic programming approach. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 4(2), 299-314.
- Garanti Bankası. (2015). *2015 Elektrik Sektör Raporu*.
- Glover, F. (1986). Future paths for integer programming and links to artificial intelligence. *Computers & Operations Research*, 13(5), 533-549.
- Gogna, G., & Tayal, A. (2013). Metaheuristics: review and application. *Journal of Experimental & Theoretical Artificial Intelligence*, 25:4, 503-526.
- Gonzalez-Garrido, A., Saez-de-Ibarra, A., Gaztanaga, H., Milo, A., & Eguia, P. (2018). Annual Optimized Bidding and Operation Strategy in Energy and Secondary Reserve Markets for Solar Plants with Storage Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- Goss, S., Aron, S., Deneubourg, J., & Pasteels, J. (1989). Self-organized shortcuts in the Argentine ant. *Naturwissenschaften*, 76(12), 579-581.
- He, G., Chen, Q., Kang, C., & Xia, Q. (2016). Optimal Offering Strategy for Concentrating Solar Power Plants in Joint Energy, Reserve and Regulation Markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(3), 1245-1254.
- Helseth, A., Fodstad, M., & Mo, B. (2016). Optimal Medium-Term Hydropower Scheduling Considering Energy and Reserve Capacity Markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(3), 934-942.

- Hochloff, P., & Braun, M. (2014). Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets. *Biomass and Bioenergy*, 65, 125-135.
- Igder, M., Niknam, T., & Khooban, M.-H. (2017). Bidding strategies of the joint wind, hydro, and pumped-storage in generation company using novel improved clonal selection optimisation algorithm. *IET Science, Measurement and Technology*, 11(8), 991-1001.
- Ilak, P., Krajcar, S., Rajšl, I., & Delimar, M. (2014). Pricing energy and ancillary services in a day-ahead market for a price-taker hydro generating company using a risk-constrained approach. *Energies*, 7(4), 2317-2342.
- Ji, X., Li, Y., Yu, Y., & Fan, S. (2018). Optimal dispatching and game analysis of power grid considering demand response and pumped storage. *Systems Science and Control Engineering*, 6(3), 270-277.
- Kabak, Ö. (2019, 7 8). *EM302 Yön Eylem Araştırması 2*.
https://web.itu.edu.tr/kabak/dersler/EM302/pdf/YAII_h04_TP_cozum.pdf
 adresinden alındı
- Kote, M., & Kebaswele, K. (2017, 11 14). *Botswana Investment and Trade Centre*.
 Slideplayer.com: <https://slideplayer.com/slide/13642717/> adresinden alındı
- Land, A., & Doig, A. (1960). An automatic method of solving discrete programming problems. *Econometrica*, 28(3), 497-520.
- Liu, J., Song, B., & Li, Y. (2018). An optimum dispatching for photovoltaic-thermal mutual-complementing power plant based on the improved particle swarm knowledge algorithm. *13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2018* (s. 1062-1067). Wuhan, China: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.
- Mashhour, E., & Moghaddas-Tafreshi, S. (2011). Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets—Part I: Problem Formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2), 949-956.
- Naz, M., Naeem, M., Iqbal, M., & Imran, M. (2017). Economically efficient and environment friendly energy management in rural area. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 9(1).
- Nowozin, S., & Lampert, C. (2011). Structured Learning and Prediction in Computer Vision. *Foundations and Trends in Computer Graphics and Vision*, 6(3-4), 185-365.

- Osman, I. (2001). *Metaheuristics: A General Framework*. Beirut.
- Pandzic, H., Kuzle, I., & Capuder, T. (2013). Virtual power plant mid-term dispatch optimization. *Applied Energy*, 101(1), 134-141.
- Pandzic, H., Morales, J., Conejo, A., & Kuzle, I. (2013). Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming. *Applied Energy*, 105(C), 282-292.
- Ralhan, S., Gupta, N., Ray, S., & Singh, M. (2018). Optimized coordinated economic load dispatch and automatic generation control for an interlinked power system. *1st International Conference on Advanced Computational and Communication Paradigms, ICACCP 2017* (s. 552-560). Majitar, India: Springer Verlag.
- Santra, D., Sarker, K., Sarker, J., Mukherjee, A., & Mondal, S. (2018). Combination of stochastic methods for solving ELD problem of thermal power generation system. S. Kadry içinde, *Stochastic Methods for Estimation and Problem Solving in Engineering* (s. 33-60). Beirut: IGI Global.
- Scott, T., & Read, E. (1996). Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market. *International Transactions in Operational Research*, 3(3-4), 243-253.
- T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK]. (2019). *Elektrik Piyasası 2018 Yılı Piyasa Gelişim Raporu*. Ankara.
- Tajeddini, M., Rahimi-Kian, A., & Soroudi, A. (2014). Risk averse optimal operation of a virtual power plant using two stage stochastic programming. *Energy*, 73(C), 958-967.
- Talbi, E. (2009). *Metaheuristics: from design to implementation*. *Wiley Series on Parallel and Distributed Computing*, 74.
- Toubeau, J.-F., De Grève, Z., & Vallée, F. (2018). Medium-Term Multimarket Optimization for Virtual Power Plants: A Stochastic-Based Decision Environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 1399-1410.
- Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ]. (2019). *Primer Frekans Kontrol Hizmetinin Uygulanmasına İlişkin El Kitabı*. Ankara.
- Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ]. (2019). *Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı - Kurulu Güç Raporu - Mayıs 2019*. teias.gov.tr: https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2019-06/kurulu_guc_mayis_2019.pdf adresinden alındı

- Vig, S., & Surjan, B. (2018). Optimal power dispatch of WECS and UPFC with ACO and ANFIS algorithms. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, 10(1), 14-36.
- Wang, G., Tan, Z., Lin, H., Tan, Q., Yang, S., Ju, L., & Ren, Z. (2019). Multi-Level market transaction optimization model for electricity sales companies with energy storage plant. *Energies*, 12(1).
- Yılmaz, O. (2011). *Sekonder Frekans Kontrolü: Tanımlar, Temel Prensipler ve AGC denetiminde Sekonder Frekans Kontrolü'ne Katılacak Üretim Tesislerinde Uygulanacak Performans Test Prosedürü*. Ankara: TÜBİTAK.
- Yu, L., Jin, X., Li, Z., Xiong, Y., & Huang, W. (2018). An intelligent scheduling approach for electric power generation. *Chinese Journal of Electronics*, 27(6), 1170-1175.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı: Hasan Hüseyin USLU

Uyruğu: T.C.

Doğum Tarihi ve Yeri: 2 Aralık 1988, Turgutlu

EĞİTİM

Derece	Kurum	Mezuniyet Yılı
Lisans	İTÜ, Makina Fakültesi, Makina Mühendisliği Bölümü	2012
Yüksek Lisans	İMÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü, Mühendislik Yönetimi Anabilim Dalı	2019