
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
Gazi
1926

SERBEST ELEKTRİK PİYASALARINDA KAPASİTE MEKANİZMALARI VE TÜRKİYE İÇİN KAPASİTE PİYASASI MODELLEMESİ

Mehmet Ali KÖLMEK

DOKTORA TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

TEMMUZ 2022

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmasında;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmasında yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Mehmet Ali KÖLMEK

05/07/2022

SERBEST ELEKTRİK PİYASALARINDA KAPASİTE MEKANİZMALARI VE TÜRKİYE İÇİN KAPASİTE PİYASASI MODELLEMESİ

(Doktora Tezi)

Mehmet Ali KÖLMEK

GAZİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Temmuz 2022

ÖZET

Elektriğin üretiminden nihai kullanıcıya iletimindeki zincirde, üretilen enerjinin hangi koşullarda ticarete konu edileceği önemli bir inceleme alanıdır. Serbestleşen enerji ticaretinde çoklu sayıda alıcılar ve satıcılar, liberal piyasa koşulları içerisinde elektrik enerjisini benzeri emtialar gibi alıp satmaktadırlar. Bu ticaret, ikili anlaşmalar yoluyla gerçekleştirilebileceği gibi organize piyasalar vasıtasıyla da yapılagelmektedir. Kayıp para problemi olgusu nedeniyle, elektrik enerjisinin yalın-enerji ticareti vasıtasıyla satıldığı bu ortamlarda sistem güvenilirliği için gerekli koşullar oluşmayabilmektedir. Sistem güvenirliğinin sağlanması adına ilave piyasa mekanizmaları geliştirilmesi gündeme gelmiş ve kimi ülkelerde bu mekanizmalar kullanılmaktadır. Spesifik olarak, Türkiye elektrik piyasasında düzenleyici otorite, önceden belirlenmiş koşulları yerine getiren üreticilerin kurulu kapasitelerine göre ücret aldığı "doğrudan ödeme" yaklaşımını uygulamıştır. Bu mekanizma, piyasa fiyatı oluşumuyla ilişkisi nedeniyle "yarı-piyasa temelli" bir model olarak düşünülebilir. Ancak bu model prensip olarak, kurulu güç miktarına dayalı doğrudan ödeme yapısına sahip olması nedeniyle piyasa bazlı olmayan bir model olarak kategorize edilmelidir. Bu çalışmada, Türkiye'deki mevcut kapasite fiyatlandırma mekanizması incelenmiş, alternatif bir piyasa bazlı ihale modeli geliştirilmiş ve sonuçları Monte Carlo analizi ile benzetime tabi tutulmuştur. Çalışma ayrıca, önerilen piyasa temelli modelin karşılaştırmalı avantajlarını gösterirken, geliştirilen modelin sistem güvenliği ve yeterliliği bağlamında sofistike bir elektrik piyasasının hedefleriyle tamamen uyumlu bir şekilde sistem güvenilirliğini sağlama açısından üstünlüklerini açıklamayı hedeflemektedir.

Bilim Kodu	:	92807
Anahtar Kelimeler	:	Elektrik piyasaları, kapasite mekanizmaları, güvenilirlik, yeterlilik, kayıp para problemi, Monte Carlo Benzetimi, yeni giren maliyeti, kurulu güç, kapasite faktörü.
Sayfa Adedi	:	147
Danışman	:	Prof. Dr. Tayfun MENLİK

CAPACITY MECHANISMS IN LIBERALIZED ELECTRICITY MARKETS AND CAPACITY MARKET MODELLING FOR TURKEY

(Ph. D. Thesis)

Mehmet Ali KÖLMEK

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

July 2022

ABSTRACT

In the chain of transmission of electricity from generation to the end user, the conditions under which the generated energy will be traded is an important area of focus. In liberalized energy trade, multiple buyers and sellers buy and sell electrical energy likewise similar commodities within liberal market conditions. This trade can be realized through bilateral agreements as well as through organized markets. Due to the phenomenon of "missing money problem", necessary conditions for system reliability might not be provided in these environments where electrical energy is sold through energy-only trade. In order to ensure system reliability, the development of additional market mechanisms has come to the fore, and these mechanisms are used in some countries. Specifically, in Turkish electricity market, the regulator has implemented "direct payment" approach where generators fulfilling pre-determined conditions receive remunerations based on their installed capacities. This mechanism can be considered as a "quasi-market-based" model due to links to the market price formation. However, in principle, it should be categorized as a non-market-based model due to direct payments based on installed capacity levels. In this study, existing capacity remuneration mechanism in Turkey is analyzed, an alternative market-based auctions model is developed and its results are simulated via Monte Carlo analysis. The study also aims to explain advantages of the developed model in terms of system security and adequacy in order to provide system reliability in a way that is fully compatible with the objectives of a sophisticated electricity market, while showing comparative advantages of the proposed market-based model.

Science Code	:	92807
Key Words	:	Electricity markets, capacity mechanisms, reliability, adequacy, missing money problem, Monte Carlo simulation, cost of new entry, installed capacity, capacity factor.
Page Number	:	147
Supervisor	:	Prof. Dr. Tayfun MENLİK

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım boyunca kıymetli desteklerini ve görüşlerini aldığım danışmanım Sn. Prof. Dr. Tayfun MENLİK'e, doktora eğitim hayatım boyunca hoşgörüleri ve destekleri nedeniyle Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Başkanı Sn. Mustafa YILMAZ'a, tez yazım süreci boyunca verdikleri moral ve cesaret nedeniyle aileme, özellikle de sevgili eşime teşekkür etmeyi bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET iv

ABSTRACT v

TEŞEKKÜR vi

İÇİNDEKİLER vii

ÇİZELGELERİN LİSTESİ xi

ŞEKİLLERİN LİSTESİ xiii

SİMGELER VE KISALTMALAR xvi

1. GİRİŞ 1

2. ELEKTRİK PİYASASI 5

2.1. Sistem Güvenilirliği 6

2.2. Sistem Talebinin Karşılanması 7

2.3. Kaybedilen Yükün Değeri (Value of Lost Load-VOLL) 8

2.4. Elektriğin Ticareti 11

2.4.1. Dikey bütünleşik tekel 11

2.4.2. Tek alıcılı model 12

2.4.3. Toptan satışta rekabet 13

2.4.4. Perakende satışta rekabet 14

2.5. Piyasa Yapıları 15

2.5.1. Organize olmayan elektrik piyasaları 15

2.5.2. Organize elektrik piyasaları 16

2.6. Türkiye'de Organize Elektrik Piyasalar 17

2.6.1. Gün öncesi piyasası (GÖP) 18

2.6.2. Gün içi piyasası (GİP) 19

2.6.3. Türev piyasalar 20

Sayfa

2.6.4. Dengeleme güç piyasası (DGP) 20
2.6.5. Yan hizmetler piyasası 22
2.6.6. Kapasite ödemeleri 29
3. KAPASİTE MEKANİZMALARI 31
3.1. Üretim Maliyeti 31
3.1.1. Üretim maliyetinin tanımı ve elektrik üretimindeki karşılığı 31
3.1.2. Üretim maliyeti bileşenleri 32
3.1.3. Sabit ve değişken maliyetler 33
3.1.4. Ortalama ve marjinal maliyet 34
3.2. Arz-Talep Dengesi ve Güç Sistemlerindeki Uygulamaları 35
3.3. Elektrik Piyasasında "Kayıp Para Problemi" 36
3.3.1. Kıtlık (Mutlak) rantı 37
3.3.2. Kıtlık rantının önemi 38
3.3.3. Fiyat-zaman eğrisi ve Kayıp para problemi 38
3.4. Kaynak Yeterliliği ve Kapasite Mekanizması İhtiyacı 42
3.5. Mevcut Kapasite Piyasa Mekanizmaları 44
3.6. Kapasite Mekanizmaları Ülke Uygulamaları 46
3.6.1. Avrupa Birliği 46
3.6.2. Amerika Birleşik Devletleri 55
3.7. Kapasite Mekanizması Modellemeleri Üzerine Yapılan Çalışmalar 60
4. TÜRKİYE'DE KAPASİTE MEKANİZMASI UYGULAMASI 65
4.1. Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği 65
4.1.1. Yönetmeliğin ilk hali ve mekanizmanın uygulanma metodu 65
4.1.2. Mekanizmadan ödeme alacak santrallere yapılacak ödeme miktarının hesaplanması 66
4.1.3. Bütçenin dağıtılması 67

Sayfa

4.1.4. Sabit ve değişken maliyetlerin belirlenmesi 69
4.1.5. İlk yönetmeliğin uygulanması kapsamında kurul kararları 69
4.2. Revizyonlar 70
4.2.1. Yönetmelikte Kasım 2018'de yapılan değişiklikler 70
4.2.2. Yönetmelikte Ocak 2019'da yapılan değişiklikler ve yeni kurgu 70
4.2.3. 2019 yılı için Alınan Kurul Kararları 71
4.2.4. Yönetmelikte Kasım 2019'da yapılan değişiklikler 71
4.3. Kapasite Ödemeleri Örnek Gösterim 72
5. TÜRKİYE İÇİN KAPASİTE MEKANİZMASI ÖNERİSİ 77
5.1. Yöntem 77
5.2. İhtiyacın Belirlenmesi 77
5.3. Yeni Giren Maliyeti Hesabı ile İhtiyaç Eğrisinin Oluşturulması 80
5.3.1. İndirgenmiş elektrik üretim maliyeti (Levelized cost of electricity) kavramı 81
5.3.2. Öngörülen maliyetler çalışmasındaki kabuller 82
5.3.3. IEA çalışması özet sonuçları 86
5.3.4. Sabit YGM'nin örnek bir santral için hesaplanması 88
5.3.5. Değişken YGM'nin (YGM_{deg}) hesaplanması 97
5.3.6. Örnek santral tipi için olası diğer gelirlerin hesaplanması ve Net YGM 98
5.4. Örnek İhtiyaç Eğrisi 101
5.5. Yöntemin Modellenmesi 102
5.5.1. Talep tahmin raporu üzerinden modelleme 102
5.5.2. Monte Carlo Benzetimi ile modelleme 104
5.6. Teklifler ve Fiyat Eşleşmesi 108
5.6.1. Örnek teklif seti modellemesi 109
5.7. Duyarlılık Analizleri 113

Sayfa

5.8. Önerilen İhale Süreci 118

5.8.1. Performans kontrolü ve ceza 119

6. SONUÇ VE ÖNERİLER 123

KAYNAKLAR 127

EKLER 135

ÖZGEÇMİŞ 146

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge **Sayfa**

Çizelge 3.1. Beş örnek ülke için kapasite mekanizması motivasyonları 48

Çizelge 3.2. İtalya kapasite mekanizmasında ihale süreci ve sözleşme süreleri 54

Çizelge 3.3. Dört sistem işletmecisinin kapasite mekanizması uygulaması 59

Çizelge 4.1. 22.02.2018 tarihli ve7698-2 sayılı Kurul kararına göre SBM, DMB ve KKO 69

Çizelge 4.2. 27.12.2018 tarihli Kurul kararı kapsamında SMB ve KKO değerleri 71

Çizelge 4.3. Örnek ödeme tablosu 72

Çizelge 4.4. Birinci analize göre senaryo bazında kurulu güç ve ödeme dağılımı 73

Çizelge 4.5. İkinci analize göre senaryo bazında kurulu güç ve ödeme dağılımı 73

Çizelge 4.6. Üçüncü analize göre senaryo bazında kurulu güç ve ödeme dağılımı 74

Çizelge 5.1. Kaynak bazında 2020 yılı emre amade kapasiteler 78

Çizelge 5.2. Maksimum tüketim değeri ve yenilenebilir üretim istatistikleri 79

Çizelge 5.3. Bölgelere göre yakıt maliyetleri 85

Çizelge 5.4. Teknoloji bazında yatırım maliyetleri 87

Çizelge 5.5. Doğalgaz kombine kapalı çevrim santral için yatırım maliyetleri 92

Çizelge 5.6. İletim sistem kullanım ve sistem işletim bedelleri 92

Çizelge 5.7. YGMsbt'nin Yıllık Sabit İşletme Giderine göre duyarlılık sonuçları 95

Çizelge 5.8. Doğalgazdan elektrik üretimi yakıt maliyet analizi 97

Çizelge 5.9. 2020 yılı doğalgaz santralleri kurulu güç gelişimi 99

Çizelge 5.10. 2020 yılı için enerji gelirinin hesaplanması 99

Çizelge 5.11. Kaynak bazında PFK rezerv kapasite 100

Çizelge 5.12. Kaynak bazında SFK rezerv kapasite 100

Çizelge 5.13. Yıllara sari talep tahmini değerleri 103

Çizelge 5.14. Yıllara sari kırılım noktaları 103

Çizelge 5.15. Yıllara sari talep tahmini değerleri (rassal) 107

Çizelge **Sayfa**

Çizelge 5.16. Yıllara sari kırılım noktaları (rassal)..... 107

Çizelge 5.17. Kömür bazlı santraller için parametreler 110

Çizelge 5.18. Yıllık sabit işletme maliyetinin karşılanması için gerekli ilave gelir (kömür)..... 110

Çizelge 5.19. Yıllık sabit işletme maliyetinin karşılanması için gerekli ilave gelir (doğalgaz)..... 111

Çizelge 5.20. 2025 yılı Örnek ihale gerçekleşmesi..... 114

Çizelge 5.21. 2025 yılı Örnek ihale gerçekleşmesi..... 114

Çizelge 5.22. Yıllara sari maksimum ve minimum kurulu güç ihtiyaçları (Monte Carlo)..... 114

Çizelge 5.23. Değişken KF değerlerine göre ihale fiyat sonuçları 117

Çizelge 5.24. Önerilen mekanizma özeti 118

Çizelge 6.1. 2020 yılı kaynak bazında kapasite ödemeleri..... 124

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil **Sayfa**

Şekil 1.1. 2020 Yılı Aralık Ayı Sonu İtibariyle Lisanslı Elektrik Kurulu Gücünün Kuruluşlara Göre Dağılımı 2

Şekil 2.1. Elektrik enerjisinin kaynaktan nihai tüketime taşınması 5

Şekil 2.2. Güvenilirliğin basit bir gösterimi..... 7

Şekil 2.3. Dünya'da yenilenebilir enerji gelişimi ve gelecek projeksiyonu 10

Şekil 2.4. Dikey Bütünleşik Tekel Modeli..... 11

Şekil 2.5. (a) Şebeke işletmecisinin ticaret birimini içermesi durumu, (b) Ticaret ayrıştırmasının da yapılmış olma durumu..... 12

Şekil 2.6. Toptan satışta rekabet 14

Şekil 2.7. Perakende satışta rekabet..... 15

Şekil 2.8. Serbest piyasalarda fiyat oluşumu 16

Şekil 2.9. Organize toptan piyasalar 17

Şekil 2.10. EPİAŞ ve TEİAŞ sorumluluk alanları..... 18

Şekil 2.11. GÖP süreçleri şeması..... 19

Şekil 2.12. PTF ve SMF ağırlıklı ortalamaları..... 22

Şekil 2.13. PFF ve SFK bedellerinin ağırlıklı ortalamaları 26

Şekil 2.14. İşletme yedeklerinin devreye alınma sırası..... 27

Şekil 3.1. Tüketici ve üretici fazlası..... 35

Şekil 3.2. Kıtlık rantı ve değişken maliyet (tüm üreticiler rantı elde ediyor) 37

Şekil 3.3. Kıtlık rantı ve değişken maliyet (sadece Ü1 üreticisi rantı elde ediyor) 38

Şekil 3.4. Örnek bir fiyat-zaman eğrisi..... 39

Şekil 3.5. Türkiye gün öncesi piyasasında oluşan PTF için fiyat-zaman eğrisi (Haziran 2017-Haziran 2018) 39

Şekil 3.6. Fiyat yük eğrisi ve santral maliyetlerinin A, B ve C bölgesine göre karşılanmaları..... 40

Şekil 3.7. Kayıp para problemi 41

Şekil **Sayfa**

Şekil 3.8. Dolar bazında yıllık ortalama PTF fiyatları (2011-2017) 42

Şekil 3.9. Haziran 2017-Haziran 2018 dönemi 1 yıllık PTF grafiği 43

Şekil 3.10. Haziran 2017-Haziran 2018 dönemi yük zaman grafiği 43

Şekil 3.11. Kaynak yetersizliği problemi 44

Şekil 3.12. Mevcut Kapasite Mekanizmaları 45

Şekil 3.13. AB ülkeleri güncel kapasite mekanizmaları 49

Şekil 3.14. Kaynak bazında BK 2017/18 T-4 ihalesi sonuçları 50

Şekil 3.14. BK kapasite mekanizması uygulama aşamaları 51

Şekil 3.15. Devlet yardımı kapsamında Avrupa Komisyonunda 7.2.2018 tarihli onayı alan ülkeler 52

Şekil 3.16. Dört noktalı talep eğrisi-İtalyan Kapasite İhalesi 54

Şekil 3.17. İspanya nihai elektrik tüketiminin yıllara sari değişimi 55

Şekil 3.18. PJM sistemi kapasite mekanizmasında örnek bir talep eğrisi 58

Şekil 3.19. ABD için farklı bölgelerde ihtiyaç eğrilerinin karşılaştırılması 59

Şekil 3.20. New England bölgesi için örnek talep eğrisi ve olası arz 61

Şekil 3.21. Hach ve diğerleri (2016)'nın önerdiği mekanizma algoritması 63

Şekil 4.1. Farklı senaryolara göre kurgusal A santraline yapılacak ödeme miktarı değişimi 74

Şekil 5.1. 2020 yılı için tertiplenmiş yıllık tüketim eğrisi 78

Şekil 5.2. Örnek Kaynak İhtiyaç Eğrisi 102

Şekil 5.3. Yıllara göre ihtiyaç eğrisi 104

Şekil 5.4.Monte Carlo Yöntemi ile girdi tahminleme süreci 105

Şekil 5.5. Saatlik tüketim değerlerinin kümülatif dağılım fonksiyonu 106

Şekil 5.6. Tüketimin olasılık dağılım fonksiyonu 107

Şekil 5.7. Yıllara göre ihtiyaç eğrisi (Monte Carlo yaklaşımı) 108

Şekil 5.8. 2024 yılı için ihtiyaç eğrisi-teklif eşleşmesi 111

Şekil 5.9. 2024 yılı için ihtiyaç eğrisi-teklif eşleşmesi (farklı değişken maliyet) 112

Şekil **Sayfa**

Şekil 5.10. 2025 yılı için ihtiyaç eğrisi-teklif eşleşmesi (farklı değişken maliyet): (a) değişken maliyet=263,17 TL/MWh, (b) değişken maliyet=275 TL/MWh . 113

Şekil 5.11. Kapasite faktörü dikkate alınmadan oluşturulan ihtiyaç eğrileri 115

Şekil 5.12. Kaynak bazında farklılaştırılmış KF değerleri için örnek arz-talep eğrisi ... 116

Şekil 5.13. Kaynak bazında farklılaştırılmış KF değerleri için örnek arz-talep eğrisi ... 117

Şekil 5.14. Önerilen ihale süreci 119

Şekil 5.15. Mekanizma önerisi özeti 121

Şekil 6.1. Kapasite ödeme bütçeleri (2018-2020 gerçekleşen, 2021 planlan) 124

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	**Açıklamalar**
Hz	Hertz
kCal	Kilokalori
kV	Kilovolt
kW	Kilovat
kWh	Kilovat-saat
m^3	Metreküp
MW	Megavat
MWh	Megavat-saat
MWh_{th}	(Isıl) Megavat-saat
sm^3	Metreküp

Kısaltmalar	**Açıklamalar**
AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
AOSM	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
BK	Birleşik Krallık
CAISO	Kaliforniya Bağımsız Sistem İşletmecisi
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DKGE	Değişken Kaynak Gereksinimi Eğrisi
DUY	Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EAK	Emre amade Kapasite
EG	Enerji Geliri
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.

Kısaltmalar	Açıklamalar
FVFM	Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli
GİP	Gün İçi Piyasası
GO	Güvenilirlik Opsiyonu
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
ISO	Bağımsız Sistem İşletmecisi
ISO-NE	New England Bağımsız Sistem İşletmecisi
İEÜM	İndirgenmiş Elektrik Üretim Maliyeti
İYM	İndirgenmiş Yıllık Maliyet
KEO	Kayıp Enerji Olasılığı
KF	Kapasite Faktörü
KG	Kurulu Güç
KGÇT	Kombine Gaz Çevrim Türbini
KGÜP	Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı
KKO	Kapasite Kullanım Oranı
KYD	Kaybedilen Yükün Değeri
KYİA	Kaynak Yeterliliği İkili Anlaşması
KYO	Kayıp Yük Olasılığı
MISO	Midwest Bağımsız Sistem İşletmecisi
MKP	Merkezi Kapasite Piyasası
MYTM	Milli Yük Tevzi Merkezi
NBD	Net Bugünkü Değer
NYISO	New York Bağımsız Sistem İşletmecisi
OTC	Over The Counter
PFK	Primer Frekans Kontrolü
Pİ	Piyasa İşletmecisi
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Bağımsız Sistem İşletmecisi
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
SFK	Sekonder Frekans Kontrolü
Sİ	Sistem İşletmecisi
SMB	Sabit Maliyet Bileşeni

Kısaltmalar	Açıklamalar
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
SPP	Güneybatı Güç Havuzu
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
UDÇ	Uzun Dönemli Çalışma
YAL	Yük Alma
YAT	Yük Atma
YGM	Yeni Giren Maliyeti
YHG	Yan Hizmetler Geliri
YSB	Yük Sağlayıcı Birim

1. GİRİŞ

Enerji kaynakları açısından günlük hayatımıza olan doğrudan etkisi nedeniyle elektrik enerjisi önemli bir konumda bulunmaktadır. Elektrikteki talebin anlık olarak karşılanması ekonomik olarak depolanamayan bu enerji türünün en önemli özelliklerinden biridir. Her an değişen dalgalı talebe karşılık arz yönünde her zaman bu talebi karşılayacak miktarda üretim kapasitesinin bulundurulması esastır.

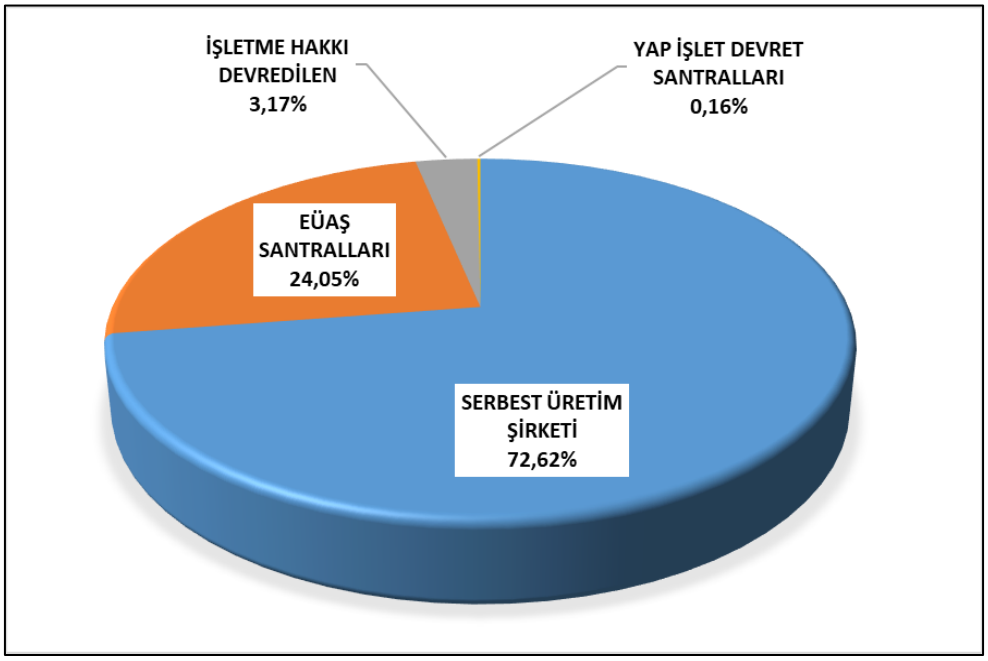
Talebin karşılanması için gerekli olan üretim, üretim santralleri vasıtasıyla veya enterkonnekte şebekeler ile yapılan enerji ihracatı/ithalatı yoluyla karşılanmaktadır. Üretilen enerjinin nihai tüketiciye ulaştırılması için iletim ve dağıtım şebekeleri fiziksel taşıyıcı rolü oynamaktadır. Enerjini ticareti ise farklı bir akış seyrederek üreticiler, tedarikçiler ve nihai tüketiciler arasında gerçekleştirilmektedir.

Dikey bütünleşik yapılara sahip enerji piyasalarında elektriğin üretilerek fiziksel olarak taşınması ve ticari bir emtia olarak nihai tüketiciye sunulması birleşik tek bir yapı, kurum veya şirket üzerinden gerçekleştirilmektedir. Serbestleşmenin farklı aşamalarının gerçekleştirilmesi sonucunda oluşan liberal piyasalarda ise enerjinin fiziksel boyutu olan üretim, iletim, dağıtım faaliyetleri ile ticari boyutu olan toptan satış, perakende satış gibi piyasa faaliyetleri farklı tüzel kişiler tarafından yürütülmeye başlanmaktadır.

Arzın talep ile eş zamanlı olarak kesiştirilmesi, başka bir deyişle elektrik tüketim talebini anlık olarak karşılayacak üretimin sistemde var olmasını sağlamak "Sistem Operatörü" vasfını haiz tüzel kişilerin görevi olarak belirlenmiştir. Bu görev, kimi ülkelerde bağımsız bir kuruma veya şirkete verilmişken bazı ülkelerde Türkiye'de de olduğu gibi iletim sistemi işleticisine tevdi edilmiştir. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), sistem operatörü olarak ülkemiz enterkonnekte sisteminde arz-talep dengesinin sağlanması ve sistem frekansının nominal değerlerde tutmak ile görevlidir.

Şekil 1.1'de ülkemizdeki mevcut elektrik üretim santrallerinin sahiplik durumları gösterilmektedir. 2020 yılı sonu itibariyle elektrik üretim santrallerinin %70'ten fazlasının özel sektör sahipli olduğu görülmektedir. Bu çerçevede TEİAŞ'a yukarıda yer verilen görevler verilmesine karşın serbestleşen bu piyasada, üretim santral yatırımlarının özel

sektör eliyle çoğunlukla gerçekleştirilmekte olduğundan hareketle müteşebbislerin yatırım kararlarını vermelerini sağlayacak piyasa koşullarının oluşması büyük önem arz etmektedir.



Şekil 1.1. 2020 Yılı Aralık Ayı Sonu İtibariyle Lisanslı Elektrik Kurulu Gücünün Kuruluşlara Göre Dağılımı (EPDK, 2020: 2).

Üretim santralleri için yapılacak yatırımların geri dönüşünün yatırım sermayesini karşılaması yanı sıra üretim yapılırken katlanılan yıllık sabit ve değişken maliyetlerin de enerjinin satışından elde edilen gelir kapsamında karşılanması gerekmektedir. Bu kapsamda, elektrik piyasası kapsamında ikili anlaşmalar, tezgahüstü piyasalar veya enerji borsası çerçevesinde elde edilecek satış gelirleri yatırım kararlarını doğrudan etkilemektedir.

Şebeke içindeki kapasite yeterliliğinin sağlanması için gerekli santral yatırımlarının gerçekleşebilmesi için enerjinin kWh cinsinden alınıp satıldığı yalın enerji piyasaları kafi gelememekte ve tez çalışması içerisinde detayları verilen "Kayıp Para Problemi" ile karşı karşıya kalınmaktadır. Bu noktada, yalın enerji piyasalarına ilave olarak "kapasite mekanizmalarının" hayata geçirilmekte olduğu müşahede edilegelmektedir. Ülkemiz özelinde de 2018 yılı itibariye bir "Kapasite Ödemeleri" uygulaması hayata geçirilmiş ve 2018 başından itibaren aylık olarak mekanizmaya dahil olan santrallere ödeme yapılagelmiştir.

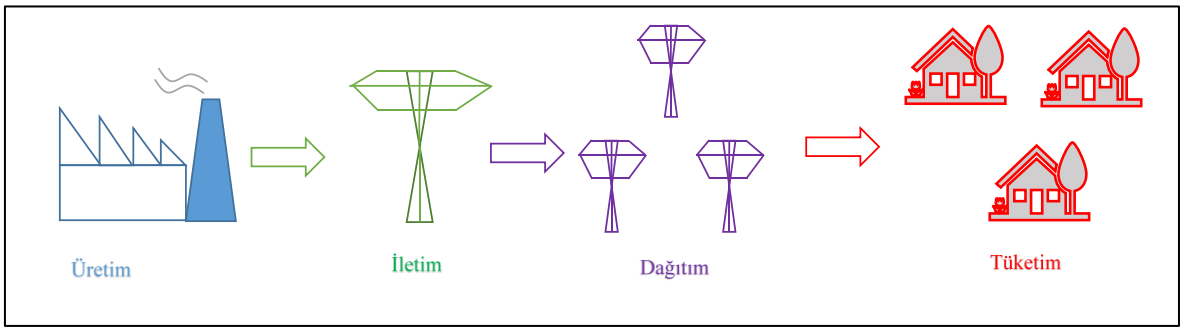
Kapasite mekanizmaları ve uygulamalar noktasın ülkemizde akademik olarak çok az sayıda çalışma yapılmış olduğu görülmektedir. Öncü çalışma olarak kabul edilebilecek olan Kaya (2010)'nun çalışmasında kapasite mekanizmasının ihtiyaç gereklilikleri ve dünya uygulamaları konusunda bilgi verilmiş olduğu görülmektedir. Söz konusu çalışmanın son bölümünde ise Türkiye için iki yöntem (Kapasite sertifikalandırması ve ihale) önerilmesine karşın bu çalışmada herhangi bir matematiksel analize gidilmemiş olduğu tespit edilmiştir. Yiğit (2018)'in çalışmasında ise odak noktasının herhangi bir model önermek yerine, 2018 yılı başında uygulamaya konan yöntemin santrallerin gelirlerine ne kadar katkı vermekte olduğunun ortaya konulması olduğu görülmektedir.

Bu çalışma ise farklı kapasite mekanizmalarının tartışılmasına müteakip mevcut Türkiye uygulamasının irdelenmesi, akabinde ise önerilecek yöntemin matematiksel etkileriyle beraber köşe taşlarının ortaya konulmasıdır. Önerilen çalışma ile temel amaç, maliyet etkin ve arz güvenliğini destekleyici bir mekanizmanın oluşturulması ile daha fonksiyonel ve yatırıma açık bir elektrik piyasasına katkı sunulmasıdır.

Bu kapsamda öncelikle ülkemiz elektrik piyasası hakkında genel bilgiler verilerek mevcut piyasa işleyişi anlatılmaya çalışılmıştır. Daha sonra, kapasite mekanizması/piyasası gereklilikleri ve metotları hakkında örneklere yer verilerek Avrupa ve ABD uygulamaları açıklanmaya çalışılmıştır. Mevcut durumda ülkemizde uygulanan kapasite mekanizması detayları sunulmuş ve uygulama esasları tartışılmıştır. Çalışmanın son bölümünde ülkemiz için uygun bir Kapasite Mekanizması tasarlanmış ve bu mekanizmanın olası sonuçları benzetim çalışmasıyla modellenerek gösterilmiştir.

2. ELEKTRİK PİYASASI

Üretim santrallerinde üretilen elektrik enerjisi, yükseltici transformatörler vasıtasıyla iletim gerilim seviyesine yükseltildikten sonra bu enerji iletim şebekesi üzerinden tüm ülkeye ulaştırılır. Nihai kullanıcıların enerji tüketimlerini gerçekleştirebilmeleri için düşük kayıp ile uzak mesafelere enerji iletimin sağlanması için iletim gerilim seviyesine yükseltilen elektrik enerjisi, indirici transformatörler aracılığıyla dağıtım gerilim seviyesine indirilmiş olur. İletim gerilim seviyesi ülkemiz için 66 kV, 154 kV ve 380 kV mertebesinde iken farklı ülke ve sitemlerde farklı gerilim seviyelerine rastlanmaktadır (Kölmek, 2012:28; Turgut ve Selçuk, 2009:132). 36 kV ve altı gerilim seviyesi ise ülkemiz için dağıtım gerilim seviyesi olarak kabul edilmekle birlikte en yaygın gerilim kademesi 34,5 kV'tur (Turgut ve Selçuk, 2009:196). Elektriğin üretimden tüketime akışı basit bir biçimde Şekil 2.1'de gösterilmektedir.



Şekil 2.1. Elektrik enerjisinin kaynaktan nihai tüketime taşınması

Bununla birlikte, üretim-iletim-dağıtım akış silsilesinin her zaman tek yönlü olmadığı durumlar bulunmaktadır. Özellikle dağıtım gerilim seviyesinden bağlı üreticiler sebebiyle dağıtım seviyesinde üretilen enerji yine dağıtım gerilim seviyesinde tüketilebilmekte, hatta iletim seviyesine ters yönlü olarak enjekte edilebilmektedir (Kölmek, 2012:29).

Elektriğin fiziksel hareketinde, elektrik şebekeleri üzerinde gerçekleştirilerek üreticinden nihai tüketiciye köprü oluşturulmaktadır. Bu köprü oluşturulurken enerjinin taşınması işleminin ana omurgası olan iletim şebekesinin kendi içinde dengeli ve stabil olarak çalışması ve anlık enerji talebini karşılıyor olması elzemdir. Tezin bu kısmında öncelikli olarak elektriğin iletimi konusuna yer verilerek şebeke işletmeciliği açısından kritik öneme sahip olan sistem güvenilirliği kavramı üzerinde durulmaya çalışılacaktır.

2.1. Sistem Güvenilirliği

Elektrik enerjisinin taşınması sürecinde, üretilen enerjinin mümkün olan en düşük kayıp ile nihai kullanıcılara kesintisiz olarak ulaştırılması şebeke işletmeciliğinin temellerindendir. Ulusal iletim şebekeleri, elektrik üretim santrallerini nihai tüketim noktası ile birleştiren ve bu kapsamda birbirleriyle bağlı olup birlikte çalışan enterkonnekte şebeke sisteminden oluşmaktadır (Uyaroğlu, 2013:39).

Genel olarak depolanamayan bir enerji türü olan elektriğin aynı anda üretilmesi ve tüketilmesi esastır. Bu esas çerçevesinde arz tarafının, yani üretimin mevsimsellik, maliyetler vb. nedenlerle dalgalanmasına paralel bir şekilde talep tarafı da dalgalanmaktadır. Üretim ve tüketim dengesinin eş zamanlı olarak sağlanması ve farklı bölgelerde üretilen enerjinin başka bir bölgede anlık olarak tüketilebilmesi enterkonnekte bir sistem ile başarılabilir. Arz-talep ve frekans kontrolünün anlık olarak sağlanmasında ve üretimlerin enerji piyasasına sunulabilmesinde enterkonnekte sistemler önemli bir rol oynamaktadır (Uyaroğlu, 2013:39).

Enterkonnekte şebekenin yönetimi açısından ise enerjinin anlık olarak akışı, sistem frekansı ve geriliminin kontrolü ile sistem kısıtları üzerinden şebekenin yönetilmesi ihtiyacı doğmaktadır. Elektrik şebekesinin yönetimi açısından sistem Güvenilirliği (Reliability) önemli bir kriter olarak karşımıza çıkmaktadır. Tanım olarak güvenilirliği, sistemin enerjiyi tüketicilere kabul edilebilir standartlarda ve arzulanan miktarlarda verebilmesinin performans ölçütü olarak ifade edebiliriz.

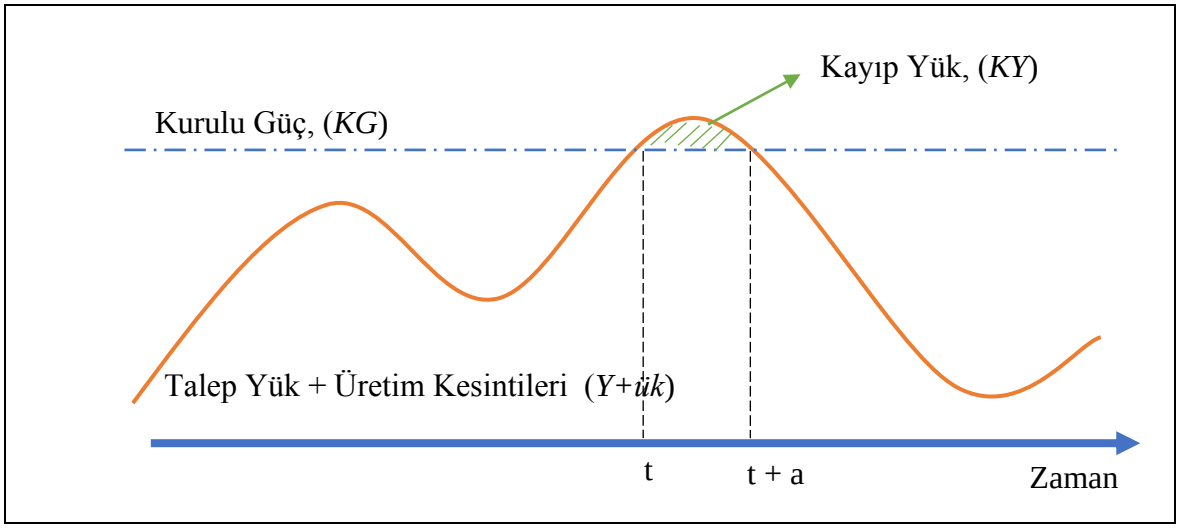
Güvenilirlik temelde iki elementten oluşmaktadır: (i) Güvenlik (Security), (ii) Yeterlilik (Adequacy) (Oren, 2000).

Sistem Güvenliği, şebekenin ani bozucu etkilere veya dalgalanmalara olan dayanıklılığı olarak ifade edilebilir. Bu özelliğin sağlanması, kısa dönemli işlemleri gerektirmekte genelde "yan hizmetler" kapsamında ele alınan hizmetleri içermektedir. Örnek olarak gerilim kontrolü, kısıt yönetimi, işletme yedekleri, bekleme yedekleri vs. bu tarz hizmetlerden sayılabilir. Sistem güvenliği, kısa dönem güvenilirlik olarak da adlandırılabilmektedir (Burns ve Gross, 1990:832).

Yeterlilik kavramı ise, sistemin herhangi bir anda toplam elektrik enerjisi talebinin karşılanabilmesi ile ilgilidir. Uzun vadeli planlama ile ilgili olan bu özellik kurulu güç miktarı, işletmeye alınabilir kapasite, emre amade kapasite gibi mekanizmalar ile kontrol altına alınabilmektedir. Kapasite mekanizmalarının çıkış noktasının anlaşılabilmesi için elektrikte Güvenilirlik kavramının elektrik sisteminin bütünü üzerindeki yeri tartışılacaktır.

2.2. Sistem Talebinin Karşılanması

Elektriğin doğası gereği anlık olarak üretilip tüketilen bir ürün olduğunu yukarıda yer verilmişti. Sistemde tüketim tarafından gelen talep yük miktarının (Y) üretim kesintileri (ük) de dikkate alınması suretiyle anlık olarak karşılanması gerekmektedir. Aşağıdaki grafikte talep yükün anlık olarak karşılanması durumu gösterilmektedir.



Şekil 2.2. Güvenilirliğin basit bir gösterimi[1]

Şekil 2.2'de de görüldüğü üzere, *t* ve *t +a* zaman aralığında kurulu kapasite artık talebi karşılayamamaya başlamaktadır. Talebin karşılanamadığı yük miktarı, "Kayıp Yük" olarak adlandırılmakta ve zaman içinde Kayıp Yük durumunun oluşmasının belirli bir olasılıkla sistem işletmecisinin başına gelmesinin ihtimalinin bulunduğu öngörülmektedir.

Literatürde bu çerçevede yapılan çalışmalarda "Kayıp Yük Olasılığı (KYO)" kavramı üzerinden arzın talebi karşılayamama sıklığı sistem güvenilirlik riskinin bir ölçütü olarak

[1] Stoft (2002) s.137'deki grafik esas alınarak yeniden çizilmiştir.

alınmıştır. Bu ölçüt sistemde üretilen toplam üretim miktarının talep edilen yükün altında kalma olasılığı olarak açıklanabilir. KYO;

$$KYO = \sum_{j} P\left[\widetilde{K}_A = K_j\right].P\left[Y > K_j\right] \tag{2.1}$$

olarak formüle edilebilmektedir (Prada, 1999:27). Burada Y beklenen yükü, $\widetilde{K}_A$ rasgele değişken olarak toplam alınabilir kapasiteyi, K_j ise j durumundaki alınabilir (emre amade) kapasite miktarını göstermektedir. Eğer yükün sabit bir değer (Y_0) olduğu kabul edilirse KYO,

$$KYO = \sum_{j} P\left[Y_0 > K_j\right] \tag{2.2}$$

olarak da gösterilebilir. Güç bazlı KYO kriterinin yanı sıra enerji bazlı olarak "Kayıp Enerji Olasılığı (KEO)" da kullanılagelmektedir (Prada, 1999:29). Bu ölçütte motivasyon, p_k periyodu boyunca tüketiciye sunulamaması beklenilen enerji miktarının toplam enerji talebine oranının hesaplanmasıdır. KEO (ing. LOEP),

$$KEO = \sum_{k} \frac{E_k.p_k}{E} \tag{2.3}$$

olarak ifade edilebilir. Burada E_k, p_k zaman aralığında tüketiciye sunulamayan enerji miktarını, E toplam enerji miktarını, k ise ilgili periyodu göstermektedir.

Bu kriterler dışında frekansın sistemde tanımlı değerlerin altına düştüğü dönemler içinde olasılık dağılım tasarımlarının yapıldığı ölçütler de bulunmaktadır.

2.3. Kaybedilen Yükün Değeri (Value of Lost Load-VOLL)

Kaybedilen Yükün Değeri (KYD), planlı veya plansız kesintilerden dolayı tüketicilere tedarik edilemeyen elektrik enerjisinin ekonomik değerinin bir ölçüsü olarak tanımlanmaktadır. KYD, müşterilerin kesintiye maruz kalmamak için ödemeye gönüllü oldukları miktarın, böyle bir durumda almaları gereken tazminatın veya kesintinin bu

kişilere olan gerçek finansal maliyetinin miktarı olarak hesaplanabilir. KYD ekonomik bir terim olarak, ilave arz güvenliğinin marjinal faydası olarak ölçülebilir. Başka bir deyişle, güvenilirliğin şebeke tarafından sağlanamayan bir birim enerji nedeniyle maruz kalınan sosyo-ekonomik aktivite kaybının ölçülmesi anlamına gelmektedir (ACER, 2018:9).

Arz güvenliğinin sağlanması, gerek düzenleyici otoriteler gerekse de şebeke işletmecilerinin görevleri arasında bulunmaktadır. Mevcut yalın enerji piyasalarının yanın da ilave mekanizmaların/önlemlerin tanımlanması, yürürlüğe sokulmasının kararının verilmesi bakımından KYD'nin gerçek değerinin bilinmesi faydalıdır. Kapasite mekanizmaların oluşturulmasında ve mekanizmanın tasarımında KYD'nin gösterdiği maliyetler belirleyici olmaktadır. Arz güvenliğinin %100 sağlanması ekonomik olmamakta, düzenleyiciler verimli bir arz güvenliği seviyesi sağlanması için gerekli kapasite ihtiyacını KYD ile belirleyebilmektedir (London Economics, 2013:1).

Örneğin uzun yıllar boyunca Birleşik Krallık elektrik piyasasında tasarlanan kapasite mekanizmasında piyasa katılımcısı üreticilere verilen kapasite ödemesi KÖ,

$$KÖ = KYO.\ (KYD\text{-}SMF) \tag{2.4}$$

olarak yapılmaktaydı (Chuang ve Fu, 2000). Burada SMF, havuz piyasasında oluşan referans fiyatı, KÖ ise enerji bedeline ilave edilen kapasite ödemesini ifade etmektedir.

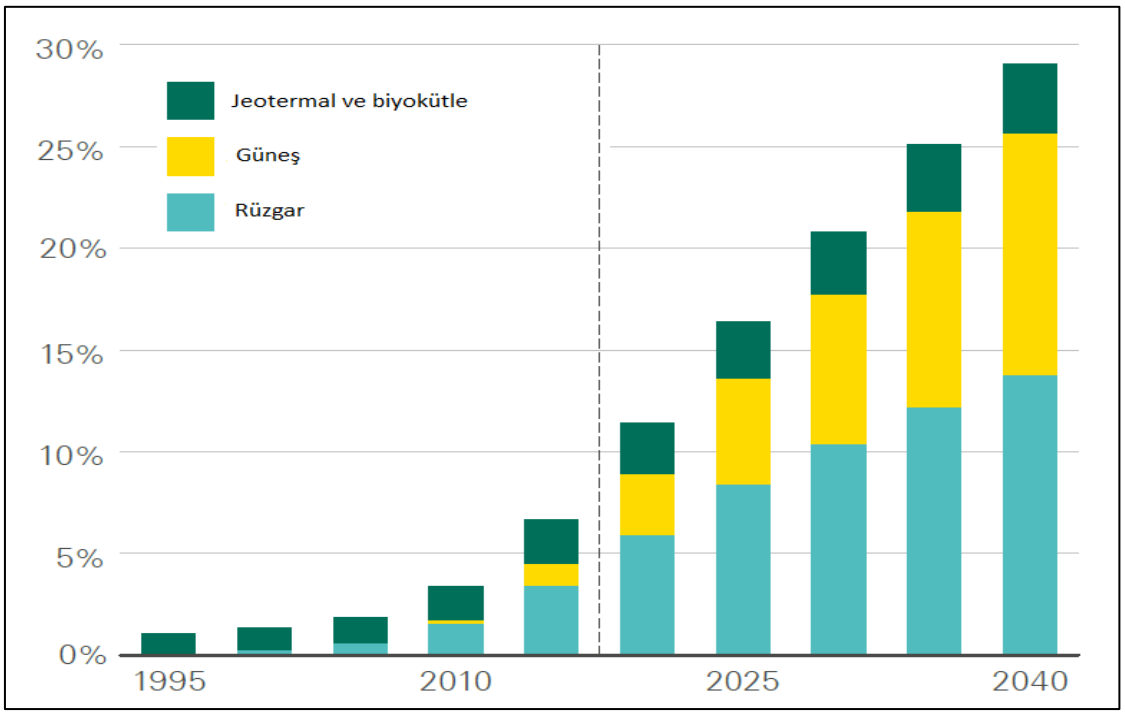
Literatürde ve uygulamada KYD yerine daha sıklıkla Hizmet Güvenilirliği Değeri (Value of service reliability-VOSR) ifadesinin de kullanılmakta olduğu da görülmektedir (Burns ve Gross, 1990).

Yeni dönem gelişmelerle beraber elektrik piyasalarında KYD'nin bilinmesi ayrıca şu üç yönden önem taşımaktadır (ACER, 2018:9).

a) *Piyasa serbestleşmesi:* Elektrik piyasalarının serbestleşmesi üreticilerin fiyat refleksli olarak hareket etmelerini, dolayısıyla merkezi düzenlemeden bağımsız olarak fiyat karlılığıyla orantılı bir şekilde üretim yapmalarına ya da yapmamalarına neden olmaktadır. Merkezi bir otorite tarafından belirlenen makul kayıp yük miktarı veya

şebeke işletmecisinin (N-1) kriteri[2] gibi mühendislik tabanlı güvenlik standartlarından farklı olarak kesintinin ekonomik yönden doğrudan etkisinin hesaplanması ve ekonomik bazlı olarak sağlanamayan kapasitenin maliyetinin optimal dengesini göstermesi açısından KYD bilinmesi faydalıdır.

b) *Yenilenebilir enerji üretiminin artması:* Fosil kaynaklara dayalı elektrik üretiminden yenilenebilir kaynaklara dayalı üretimden günden güne artmakta ve geleceğe yönelik tahminlerde önümüzdeki süreçte toplam üretimdeki payının %30'lar mertebesine ulaşacağı tahmin edilmektedir (Şekil 2.3).



Şekil 2.3. Dünya'da yenilenebilir enerji gelişimi ve gelecek projeksiyonu[3]

Yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke içinde yoğunluğunun artması, günlük ve sezonluk olarak dalgalı seyreden rüzgâr, hidrolik, güneş gibi kaynakların oluşturacağı şebeke güvenlik sorunlarını artırmaktadır. Bu güvenlik sorunun üstesinden gelmeye yetecek olan kapasite ihtiyacına karşılık maliyetin ekonomik ederinin tespiti yönüyle de KYD'nin hesaplanması faydalı olacaktır.

[2] N-1 kriteri, iletim şebekesinin bir parçasının arızalanması durumunda dahi yük akışının sorunsuz bir şekilde sürdürülmesinin sağlanmasıdır. Detaylı bilgi için bkz. (Kristjónsson,2013).

[3] (BP Energy Outlook, 2019:104).

c) *Elektrik şebekelerinin daha esnek kullanılması:* Elektrik depolama sistemlerinin şebekeye entegrasyonu ve üreten tüketicilerin sisteme dahli gibi esneklik çözümlerinin çoğalmasıyla bu çözümlerin ekonomik olarak karşılığının ve sisteme olan maliyetlerinin değerlendirilmesinde de KYD kullanılmaktadır.

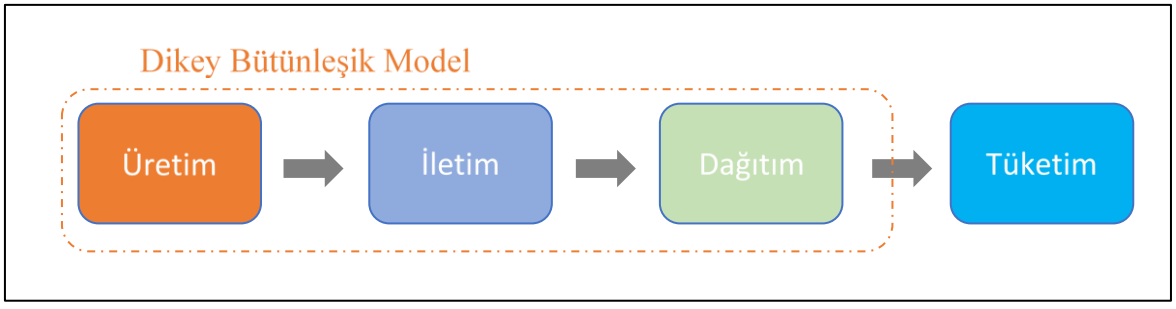
2.4. Elektriğin Ticareti

Fiziki olarak üretilen, iletilen ve dağıtılan bir enerji türü olan elektrik, aynı zamanda üreticiden nihai tüketiciye doğru el değiştiren bir ticari mal özelliği taşımaktadır. Elektriğin ticaretinden mevcut piyasa şartlarının serbestleştirilmesi ve faaliyetlerin ayrıştırılma şekli belirleyici olmaktadır.

Elektrik ticareti açısından piyasalar Hunt (2002)'ye göre temelde dörde ayrılmaktadır: (i) Dikey bütünleşik tekel, (ii) Tek Alıcılı Model, (iii) Toptan satışta rekabet ve (iv) Perakende satışta rekabet[4].

2.4.1. Dikey bütünleşik tekel

Serbestleşmemiş ve dikey olarak bütünleşik piyasa yapılarında tek bir kurum/kuruluş veya şirket tarafından üretimi ve nakli gerçekleştirilmektedir. Bu modelde herhangi bir serbest üreticinin piyasaya girmesi mümkün olmadığı gibi şebeke işletmecisi olarak da farklı şirketler piyasa içinde rol alamazlar. Bu model Şekil 2.4'te özetlenmektedir.

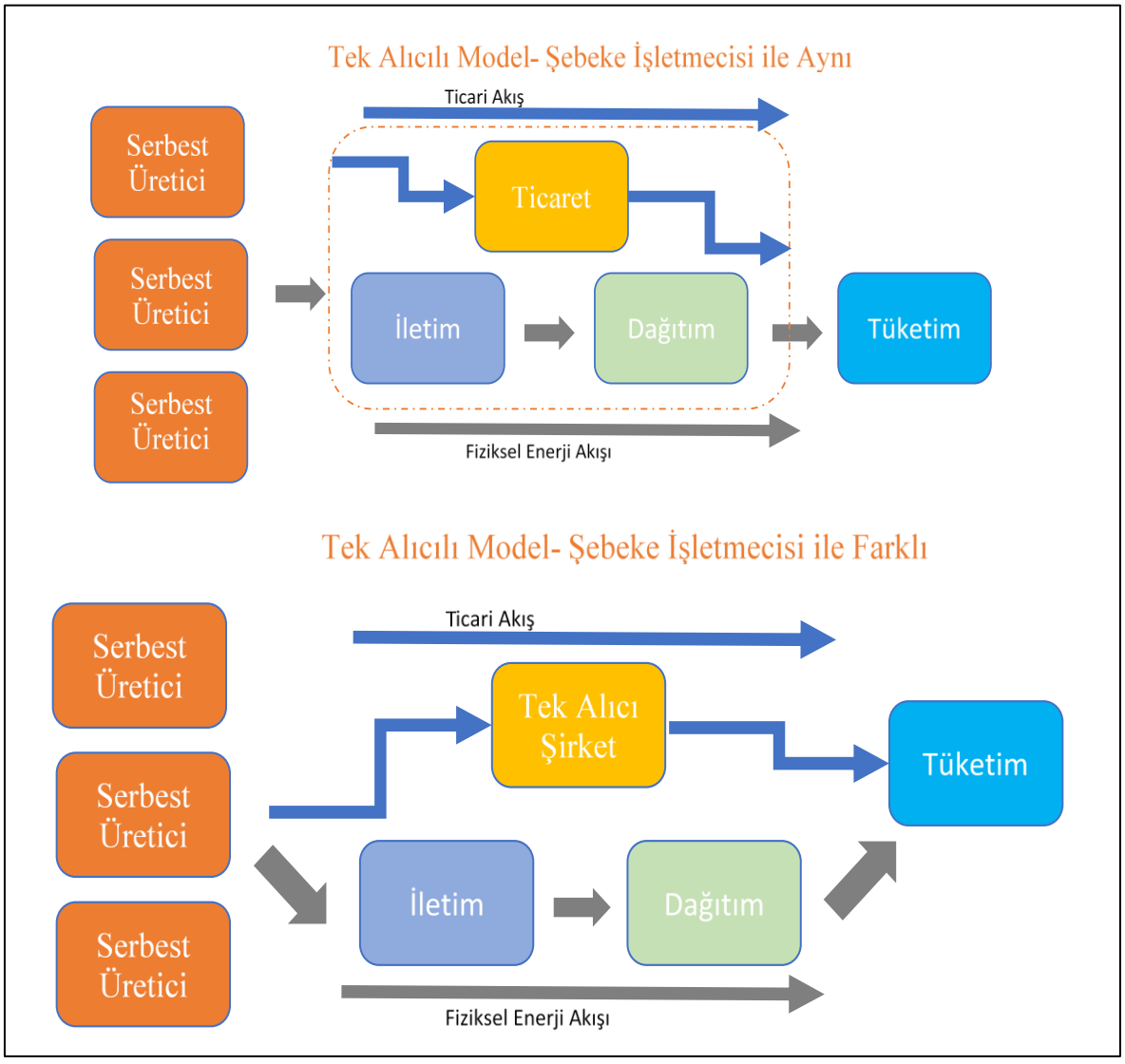


Şekil 2.4. Dikey Bütünleşik Tekel Modeli

[4] Kavramların Türkçe çevirileri için Camadan (2009)'daki karşılıklar kullanılmıştır.

2.4.2. Tek alıcılı model

Tek alıcılı modelde, rekabete açık olan üretim piyasasındaki üretilen enerji, enerji alım-satım sözleşmeleri ile tek bir kurum/kuruluş veya şirket tarafından alınmaktadır. Burada üretim tarafı serbest olarak farklı piyasa katılımcıları tarafından gerçekleştirilirken elektrik tedarik zincirinin diğer aşamaları görevli olan tek bir taraf tarafından gerçekleştirilmektedir (Cretì ve Fontini, 2019:52). Tek alıcılı modelin şematik gösterimi Şekil 2.5'te yer almaktadır.



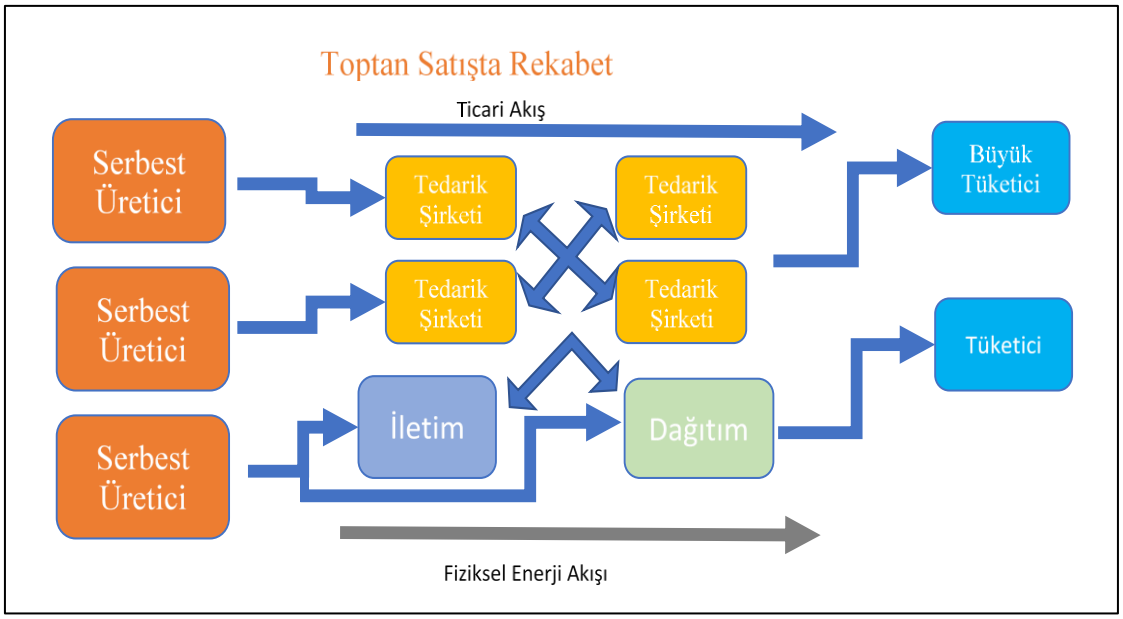
Şekil 2.5. (a) Şebeke işletmecisinin ticaret birimini içermesi durumu, (b) Ticaret ayrıştırmasının da yapılmış olma durumu

Genellikle dikey bütünleşik endüstrilerin liberalleşip ayrıştırılarak monopol durumdaki görevli şirketin Şekil 2.5'te de görülen piyasa modeline uyumlu hale dönüşebilmesi açısından piyasa kurgusunun yeniden ele alınması gerekmektedir. Kurgulama şekli genel olarak üç yöntem ile yapılagelmektedir (Cretì ve Fontini, 2019:52-53).

a) *Mülkiyet ayrıştırması:* Dikey bütünleşik şirketin üzerindeki mülkiyetleri üçüncü taraflara devretmesi, kamu elindeyse üretim ayağının özelleştirilmesi ile üretim tarafı rekabete açılabilir.
b) *Fiyatlandırma anlaşması:* Serbest durumdaki yakıt sağlayıcıların belirli bir meblağ karşılığında üretim santrali girdisi niteliğindeki mallarının elektriğe "Tek Alıcı" konumundaki bir şirket tarafından dönüştürülmesi ve elektriğin ticaretinin de bu serbest şirketler tarafından yapılması da üretim ayağında serbestleşmeyi sağlayabilir. Bu durumda, dikey bütünleşik yapının mülkiyetindeki üretim santralleri üretim yeteneklerini adeta üçüncü taraflara kiralamaktadır.
c) *Sanal Üretim Santralleri:* Bu yöntemde, yakıt sağlayıcı olmalarına bakılmaksızın dikey bütünleşik şirketin mülkiyetindeki santrallerin üretim kapasitelerinin üçüncü şahıslara satılması yöntemi tercih edilmektedir. Bu alternatifte de mülkiyet devri bulunmamaktadır.

2.4.3. Toptan satışta rekabet

Üçüncü modelde, üreticilerin serbest piyasa içerisinde şebeke işletmecilerine, enerji tedarik şirketlerine, büyük tüketicilere liberal bir piyasa ortamında enerji satmalarına; ticarete konu paydaşların birbirleri arasında da alım satım yapmalarına müsaade edilmektedir. Bu piyasa içinde ikinci modele ilave olarak bağımsız tedarikçiler dahil olmaktadır. Modelin gösterimi Şekil 2.6'da yer almaktadır.

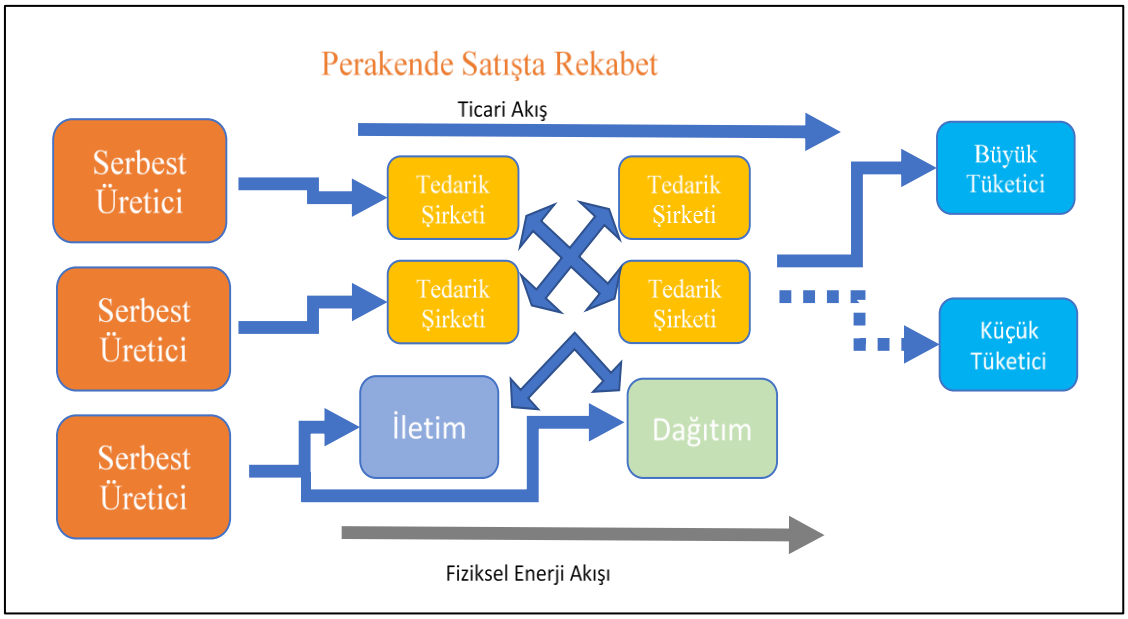


Şekil 2.6. Toptan satışta rekabet

Toptan satışta rekabet içinde; üreticiler, şebeke işletmecileri, tedarik şirketleri kendi aralarında alım-satım yapabilir, büyük tüketiciler tedarikçilerden ve/veya üretim şirketlerinden enerji alabilirler. Küçük tüketiciler ise monopol durumdaki dağıtım sistemi operatöründen enerji almak zorundadırlar.

2.4.4. Perakende satışta rekabet

Bu modelde nihai tüketici durumundaki tüm katılımcıların enerji tedarikçilerini seçme serbestliği bulunmaktadır. Şebeke işletmecisi olan dağıtım şirketinden enerji alınabileceği gibi, ayrıştırılmış bir tedarik şirketinden veya piyasada faaliyet gösteren herhangi bir tedarik şirketinden enerji alınması mümkündür. Bu model Şekil 2.7'de gösterilmektedir.



Şekil 2.7. Perakende satışta rekabet

2.5. Piyasa Yapıları

Enerji ticaretinin anlaşılabilmesi için, ticaret şekillerinin ve mekanizmalarının bilinmesi gereklidir. Elektrik piyasasında ticaret, organize ve organize olmayan piyasalar şeklinde iki temel gruba ayrılmaktadır.

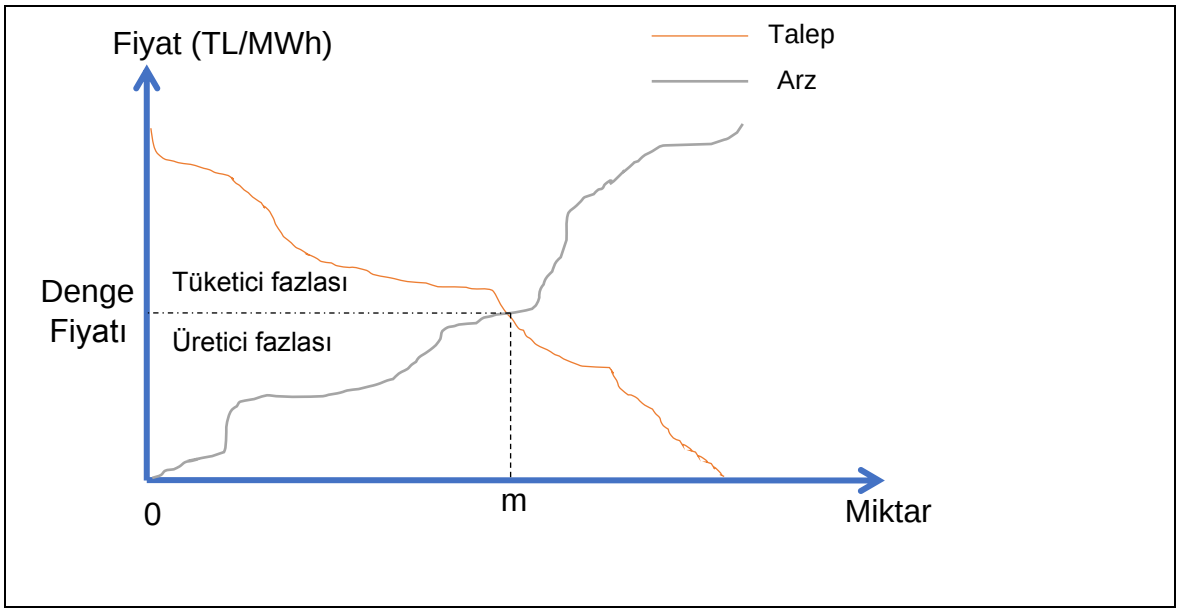
2.5.1. Organize olmayan elektrik piyasaları

Organize olmayan elektrik piyasaları alıcıların ve satıcıların merkezi bir havuz piyasası ve bu piyasayı işleten merkezi bir piyasa işletmecisinin olmadığı, özü itibariyle tarafların ikili anlaşmalar üzerinden enerji ticaretini gerçekleştirdikleri modeldir. Aracı bir kurum (broker) üzerinden gerçekleştirilen alım satım şekline ise Tezgahüstü (Over The Counter-OTC) Piyasa Modeli denilmektedir (Kirschen ve Strbac, 2004:52).

İkili anlaşmalar yoluyla üreticiler, tedarik şirketleri ve tüketiciler bir aracı şirket veya elektronik yazılım üzerinden işlem maliyetine katlanarak tezgahüstü piyasada alım-satım yapabilecekleri gibi, kendi aralarında yapacakları ve vadesini kendilerinin belirleyeceği ikili anlaşmalar yoluyla da ticareti gerçekleştirebilirler. Enerjinin fiziksel olarak ticareti ikili anlaşmalarda mevcut iken, türev piyasalarda (vadeli vb.) bu zorunluluk bulunmamaktadır.

2.5.2. Organize elektrik piyasaları

Merkezi bir otorite eliyle işletilen piyasa türlerine Organize Elektrik Piyasaları denilmektedir. Havuz (spot) piyasa veya enerji borsası[5] olarak da adlandırılan bu piyasa modelinde merkezi Piyasa İşletmecisi (Pİ) alış ve satış tekliflerini toplayarak, arz ve talebin kesiştirilmesi ve fiyat oluşumunun belirlenmesinden sorumludur. Bu modelde piyasa katılımcılarının alış ve satış teklifleri Pİ tarafından kümeleştirilir ve kümülatif olarak eşleştirilerek bir marjinal (denge) referans fiyatı belirlenir. Örnek bir arz/talep kesişmesi ve marjinal fiyatlama Şekil 2.8'de gösterilmektedir.



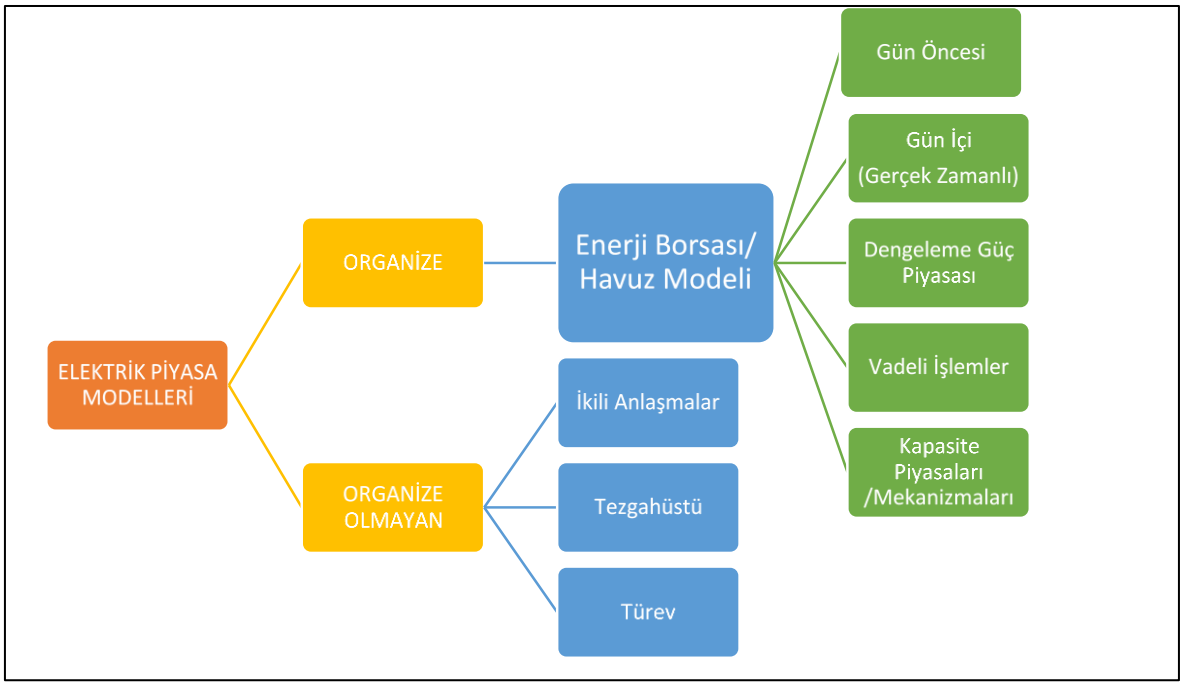
Şekil 2.8. Serbest piyasalarda fiyat oluşumu

Elektrik sisteminin anlık olarak dengelenmesinde ise bir Sistem İşletmecisi (Sİ) rol oynar. Tüm sistem içinde, Pİ tarafından yürütülen enerji ticareti sonucunda sistemde dengelenemeyen yükler oluşabilir veya anlık olarak yeterli üretim arzının sağlanamadığı durumlar, arızalar vs. yaşanabilmektedir. Bu durumlarda, dengesizliklerin giderilmesi amacıyla yapılan enerji ticaretinin sistem güvenilirliğini sağlayacak şekilde yönetmek Sİ vasfını taşıyan kurum/kuruluşun görevidir. Sİ bu dengeleme işlemini gün öncesinden ve tamamlayıcı olarak gün içinde yapabilir. Dengeleme sorumlusu olarak Sİ'ler, yan hizmetler

[5] Batlle (2013)'te çok daha merkezi olarak yönetilen ve katılımın neredeyse zorunlu olduğu piyasa örneği olarak havuz piyasasına işaret edilmektedir. Enerji borsası ise, katılımın zorunlu tutulmadığı ve dolayısıyla piyasa oyuncularının zorunlu olarak maliyet paylaşımına ortak olmadıkları bir model olarak öne çıkarılmaktadır. Detaylı tasnif için bkz. Batlle (2013:365).

kapsamındaki alımlarını da doğrudan bir güç piyasası içinde veya ikili anlaşmalar yoluyla yapabilirler.

Şekil 2.9'da organize toptan piyasa modellerinin bir özeti yer almaktadır.

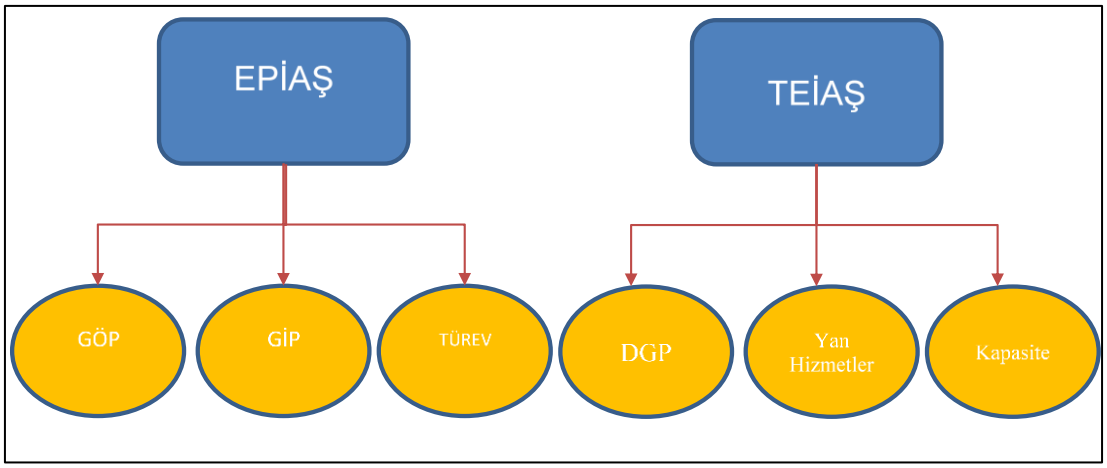


Şekil 2.9. Organize toptan piyasalar

2.6. Türkiye'de Organize Elektrik Piyasalar

Mevcut durumda Türkiye organize elektrik piyasası, Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'nin (EPİAŞ) enerji borsası işletmecisi olarak Pİ görevini, Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'nin (TEİAŞ) ise dengeleme ve şebeke işletme faaliyetini yürütmesi hasebiyle Sİ görevini üstlendiği liberal bir enerji piyasası konumundadır. Şekil 2.10'da ülkemiz elektrik piyasasındaki ticaret platformu işletme görev dağılımı özetlenmektedir[6].

[6] (Evgallıoğlu, 2018:59)'da yer alan şekil esas alınarak hazırlanmıştır.



Şekil 2.10. EPİAŞ ve TEİAŞ sorumluluk alanları

2.6.1. Gün öncesi piyasası (GÖP)

Ülkemizde gün öncesi piyasası Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) sorumluluğunda bulunan Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY)[7] kapsamında düzenlenmektedir. Söz konusu Yönetmelikte Gün Öncesi Piyasası şu şekilde tanımlanmıştır:

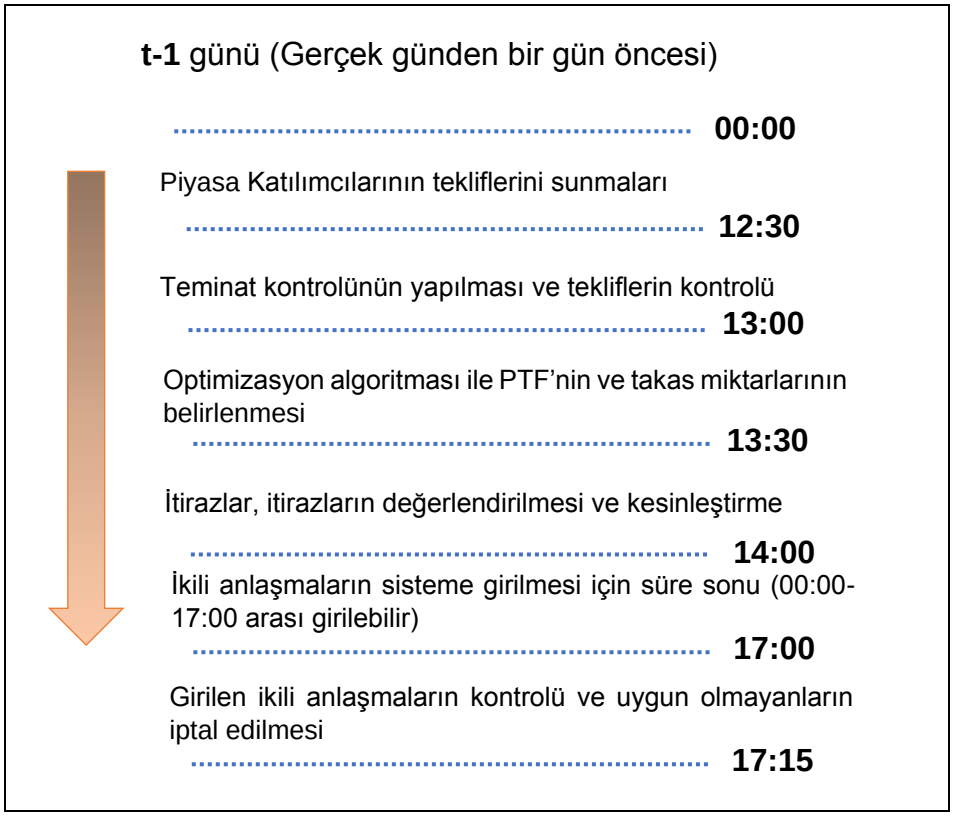
> *"Gün öncesi piyasası: Bir gün sonrası teslim edilecek uzlaştırma dönemi bazında elektrik enerjisi alış-satış işlemleri için kurulan ve Piyasa İşletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasasını."*

Söz konusu tanımdan da anlaşılacağı üzere, gerçek zamandan bir gün öncesinde gerçekleşen bu piyasada alış ver satış yönünde alınan teklifler piyasa işletmecisi EPİAŞ tarafından uzlaştırılmaktadır. Uzlaştırma neticesinde Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ve takas miktarı EPİAŞ tarafından duyurulmaktadır. GÖP'te fiyat oluşumuna ilişkin süreçler aşağıda Şekil 2.11'de özetlenmektedir.

Gün öncesi piyasasında, katılımcılar alım ve satım yönünde tekliflerini sunmaktadırlar. Bu teklifler her bir saat için ayrı ayrı olarak verilebileceği gibi birden fazla saat için alış veya satış yönünde blok olarak teklif olarak veya esnek olarak verilebilir. DUY'a göre teklifler

[7] 14 Nisan 2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanmıştır.

lot cinsinden verilir ve 1 lot 0,1 MWh enerjiye tekabül etmektedir. Asgari ve azami fiyat teklifleri EPDK tarafından düzenlenen kurallara göre yönetilmektedir[8].



Şekil 2.11. GÖP süreçleri şeması[9]

2.6.2. Gün içi piyasası (GİP)

Fiziksel elektrik teslimatından 60 dakika öncesine kadar işlem yapılan gerçek zamanlı piyasa Gün İçi Piyasası (GİP) olarak adlandırılmaktadır. GÖP'ün ve Dengeleme Güç Piyasasının (DGP) tamamlayıcısı niteliğindeki GİP platformu Türkiye'de 1 Temmuz 2015 tarihinde faaliyete geçmiştir[10].

GİP kapsamında ertesi güne ait teklifler saat 18:00 itibariyle verilmeye başlanır ve fiziksel teslimattan bir saat öncesine kadar devam eder. Eşleştirme ve temizleme (yok etme) esaslı

[8] 5/10/2020 tarihli ve 9598 sayılı Kurul Kararı 06.10.2020 tarihli ve 31266 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanmıştır.
[9] https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/surecler/ baz alınarak hazırlanmıştır.
[10] https://www.epias.com.tr/gun-ici-piyasasi/giris/

olarak çalışan GİP'te teklifler saatlik veya blok olarak sunulabilir. Eşleşme fiyatı, o ürünün teklif edilen miktarı için gerçekleşmiş fiyat olarak kabul edilir.

2.6.3. Türev piyasalar

Türev piyasalar temelde futures ve opsiyon kontratlarından (sözleşme) oluşmaktadır. Futures kontratları organize borsalarda işlem gören (ticareti yapılan) finansal veya fiziksel teslimatlı sözleşmelerdir. Opsiyon kontratları ise bir katılımcıya/tarafa ileri tarihli olarak bir malın alım ya da satım hakkının verilmesidir. Alım opsiyonu (call option) ve satım opsiyonu (put option) olarak temelde iki türü olan pozisyonlara sahip piyasada işlem gören sözleşmeler bütünüyle finansal yapıdadır.

Türkiye elektrik piyasasında EPİAŞ, vadeli elektrik piyasası işletilmesine yönelik çalışmalarını tamamlayıp 1 Haziran 2021 tarihinde nu piyasayı işletmeye başlamıştır. Futures kontratlar halinde ürünleştirilen piyasa kurgusunda enerji haftalık, aylık, çeyreklik ve yıllık olarak alınıp satılabilmektedir[11].

2.6.4. Dengeleme güç piyasası (DGP)

GÖP ve GİP piyasalarında verilen alış ve satış yönlü teklifler eşleştirildikten sonra her bir piyasa katılımcısının portföyü ticari olarak dengelenmiş olmaktadır. Öte yandan beklenmedik arızalar, güç düşümleri, tahminleme hataları gerçek zamanlı olarak enerjinin fiziksel dengesini bozmaktadır. Sistem işletmecisi sorumluluğu üzerinde bulunan TEİAŞ, DGP ve Yan Hizmetler Piyasası vasıtasıyla gerçek zamanlı fiziksel dengelemeyi sağlamaktadır (Çakmak, 2018:110).

Tanım olarak DGP, "*arz ve talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi amacına hizmet etmek üzere, onbeş dakika içerisinde gerçekleştirilebilen çıkış gücü değişimi ile elde edilen yedek kapasitenin alış-satışının gerçekleştiği ve sistem işletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasasını*"[12] olarak mevzuatta tanımlanmaktadır. TEİAŞ'a bağlı Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) tarafından işletilen DGP'de onbeş dakika içerisinde

[11] Vadeli Elektrik Piyasası İşletim Usul ve Esasları, 2 Şubat 2020 tarihli ve 31027 sayılı Resmi Gazetede yayımlanmıştır.
[12] DUY.

verilen Yük Alma ve Yük Atma talimatları vasıtasıyla gerçek zamanlı olarak dengeleme işlemi gerçekleştirilmektedir.

Yük Alma (YAL) talimatları, bir üreticinin üretimini artırması veya bir tüketim tesisinin tüketimini azaltmasını işaret ederken, Yük Atma (YAT) talimatları üretimin azaltılması veya tüketimin artırılmasını işaret etmektedir.

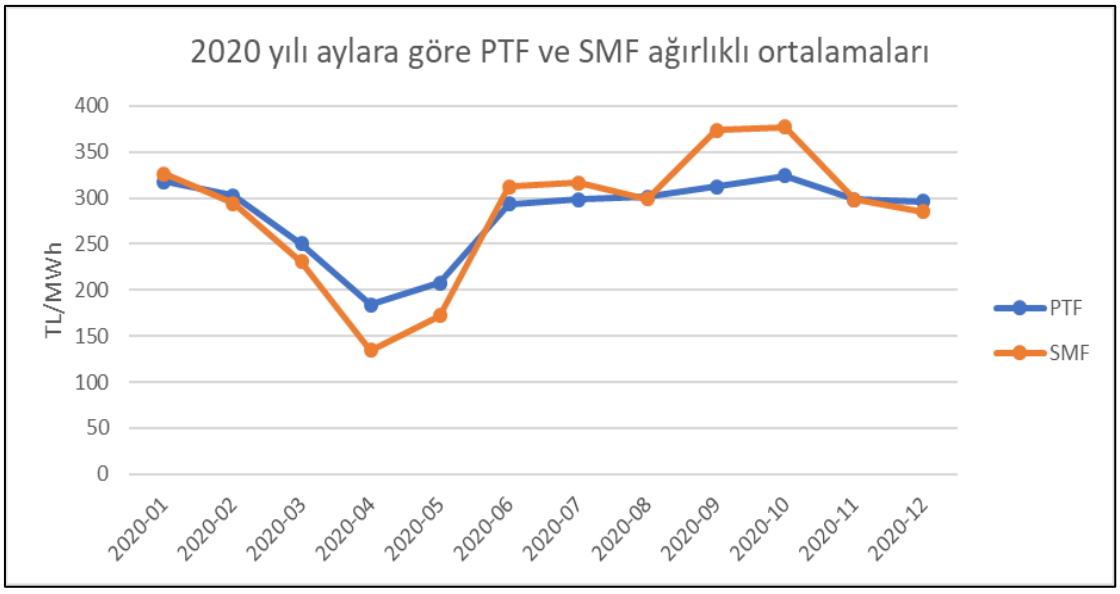
DUY'a göre dengeleme birimlerinden[13] onbeş dakika içerisinde asgari 10 MW yük alabilen veya yük atabilen tesisler, DGP'ye katılmakla yükümlüdür. GÖP tamamlandıktan sonra aynı gün saat 16:00'a kadar üretim tesisleri Kesinleşmiş Günlük Üretim Planlarını (KGÜP), emre amade kapasitelerini ve YAL/YAT tekliflerinin Sistem İşletmecisine bildirir. Sistem işletmecisi de teklifleri değerlendirerek kabul edilen teklifler ve miktarlar ilişkin ilgili piyasa katılımcısına bildirimde bulunur[14].

DGP'ye sunulan teklifler maksimum 15 fiyat kademesi olacak şekilde YAL teklif fiyatları PTF'den az, YAT teklif fiyatları PTF'den çok olmayacak şekilde piyasa katılımcısı tarafından TEİAŞ Piyasa Yönetim Sistemine sunulur.

DGP'de fiyatlama "marjinal fiyatlama" üzerine olup oluşan fiyata Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) denilmektedir. Sistemde enerji açığı veya fazlası olması dikkate alınarak; enerji açığı olması halinde YAL tekliflerinin en düşüğünden, enerji fazlası olması halinde YAT tekliflerinin en düşüğünden başlamak suretiyle Net Talimat Hacmine tekabül eden fiyat SMF'yi vermektedir. Net talimat hacmi, YAL talimatları ile YAT talimatlarının her bir uzlaştırma dönemindeki farkını göstermektedir. Şekil 2.12'de 2020 yılı içinde gerçekleşen PTF ve SMF ağırlıklı ortalamaları gösterilmektedir.

[13] DUY 22 nci maddeye göre, "*a) Lisanslı üretim tesisleri veya bu üretim tesislerine ait üniteler, b) Tüketimi Sistem İşletmecisi tarafından verilecek talimatlarla değiştirilebilecek ya da devreden çıkarılabilecek nitelikteki, adına kayıtlı bulunduğu piyasa katılımcısı tarafından talep edilen ve katılımı Sistem İşletmecisi tarafından uygun bulunan tüketim tesisleri veya tüketim tesisleri topluluğu*" dengeleme birimi olarak kabul edilmiştir. Bazı yenilenebilir enerji tesisleri ise bu yükümlülükten muaf tutulmuştur.

[14] https://www.epias.com.tr/dengeleme-guc-piyasasi/dgp-sureci/



Şekil 2.12. PTF ve SMF ağırlıklı ortalamaları[15]

Sistemde enerji açığı olduğu durumlarda YAL talimatı alan kullanıcının bu kapsamdaki enerjisi teklif fiyatı üzerinden ücretlendirilir. Sistemde enerji fazlası olduğu durumlarda ise şayet YAT talimatı alan kullanıcının teklif fiyatı SMF'den büyük ise SMF, küçük ise teklif fiyatı üzerinden ücretlendirilir[16].

DGP kapsamında talimatlar etiketlendirilmektedir. 0, 1 ve 2 olarak etiketlendirilen talimatların açıklaması aşağıda yer almaktadır[17]:

- "0" etiket değeri: Arz ve talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi amacıyla verilen talimatlardır.
- "1" etiket değeri: Sistem kısıtlarının giderilmesi amacıyla verilen talimatlardır.
- "2" etiket değeri: Yan hizmetler kapsamında verilen talimatlardır.

2.6.5. Yan hizmetler piyasası

Bir tüketiciye ulaştırılan elektrik enerjisinin iki temel karakteristiği bulunmaktadır: frekans ve gerilim. Frekans ve gerilimin belirli bir güven aralığında stabil tutulması gerekmektedir.

[15] https://tpys.teias.gov.tr/tpys/app/report.htm
[16] DUY Madde 106.
[17] Dengeleme Güç Piyasası Kapsamında Etiket Değerlerinin Belirlenmesi ve Sistem Marjinal Fiyatının Hesaplanması Prosedürü, 2.

Bu stabilizasyon için de gerçek zamanlı olarak üretim/tüketim denesinin ayarlanması ihtiyacı bulunmaktadır. Bu anlık kontrol işlemi için sistem işletmecilerinin kullandığı hizmetlere "Yan Hizmetler" denilmektedir.

Örnek olarak ABD'de Federal Enerji Düzenleme Kurumu sistem işletmecisinin kullanabileceği yan hizmetleri aşağıdaki başlıklarda tanımlamıştır (Rothwell ve Gómez, 2003:102):

- Planlama, sistem kontrolü ve yük tevzi: sistem işletim yönetimi,
- Düzenleme ve frekans tepkisi: üreticilerin çekiş dalgalanmalarını karşılamak anlık olarak üretimlerini artırmaları ve azaltmaları,
- İşletme yedekleri (döner rezervler ve destekleyici rezervler): Üretici veya iletim hattı arızası durumları için üreticilerin emre amade olma durumları,
- Enerji dengesizliği: Sözleşmeye esas enerji ile teslim edilen gerçek enerji arasındaki dengesizliğin giderilmesi için sağlanması gereken artık/fazla enerji,
- Gerilim kontrolü ve reaktif güç desteği: şebeke gerilim değerlerinin sınırlar içerisinde kalması için transformatör gibi şebeke elemanlarının kontrol edilmesi,
- Şebeke kayıplarının, yani üretilen ve kullanıcılara teslim edilen enerji miktarı arasındaki farkın karşılanması.

Ülkemiz enterkonnekte sisteminde sunulan elektriğin gerekli kalitede sunulmasını teminen Sİ hüviyetindeki TEİAŞ'ın da frekans ve gerilimi belirli standartlar arasında tutması gerekmektedir. Temelde ülkemiz için nominal işletme frekansı olan 50 Hz değerinde gerçekleşen sapmaları önlemek ve gerilim seviyesini standartlarda tutmak için yan hizmetler kapsamında TEİAŞ ABD örneğindekine benzer bazı hizmetleri almaktadır. Bu hizmetler Elektrik Şebeke Yönetmeliğinde şu şekilde sıralanmıştır[18]:

a) Primer frekans kontrolü,
b) Sekonder frekans kontrolü,
c) Tersiyer frekans kontrolü[19],
ç) Anlık talep kontrolü,

[18] 28.05.2014 Tarihli ve 29013 sayılı mükerrer Resmi Gazete'de yayımlanan Elektrik Şebeke Yönetmeliği, Madde 104.
[19] Tersiyer frekans kontrolü hizmeti 2017 yılında yan hizmetler kapsamından çıkarılmıştır.

d) Reaktif güç kontrolü,

e) Oturan sistemin toparlanması,

f) Bölgesel kapasite kiralama.

Primer frekans kontrolü (PFK)

Sistemdeki frekansın belirlenen limitlerin altına düşmesi halinde ilgili yan hizmet biriminin çıkış gücünü otomatik olarak artırması ya da azaltması yoluyla frekansın dengeye getirilmesi hizmetidir. Bu hizmet santral tarafından otomatik olarak sağlanır ve gün öncesinden bildirilen rezerv kadar sapmanın olduğu müddetçe gerçekleştirilir. PFK hizmeti sağlayan birim, frekans sapmasının gerçekleştiği andan itibaren 30 saniye içerisinde sağlamakla yükümlü olduğu rezerv miktarı kadar üretim artırımı ya da azaltımı yapabilecek ve bu durumu asgari 15 dakika boyunca sürdürmekle yükümlüdür. Her bir ünitenin sağlayacağı PFK rezerv miktarı kurulu gücün minimum %5'i kadar olmalıdır.

PFK Hizmet Alımı

Her bir gün 4'er saatlik 6 bölüme ayrılarak her bir zaman dilim için PFK hizmet alım teklifleri katılımcılardan alınmaktadır. Gün öncesinde ihtiyaç duyulan rezerv miktarı Sİ tarafından saat 10:00'a kadar duyurulmakta, önceden katılım anlaşması imzalamış olan kullanıcılar ise saat 15:00'a kadar tekliflerini piyasa yönetim sistemi yazılımı aracılığıyla Sİ'ye bildirmektedir. Her bir teklif dönemi için ±1 MW asgari olmak üzere ±0,01 MW aralıkla teklifler kapasite üzerinden verilebilmektedir. Her bir dönem için 16 seviye fiyat teklif sunulabilmektedir[20].

Gelen teklifler düşükten yükseğe sıralandıktan sonra ihtiyaç rezerv miktara tekabül eden teklif fiyata "primer frekans kontrol kapasite bedeli (TL/MW)" olarak belirlenir ve her bir saat için uygulanır. Kabul edilen tekliflere sahip katılımcılar sağladıkları rezerv için ilgili saate dair kapasite bedel ödemesi gerçekleştirilir[21].

[20] Primer Frekans Kontrolü Rezerv Tedarik Süreci Teknik Şartnamesi'nde düzenlenmiştir.

[21] 26.11.2017 tarihli ve 30252 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği.

Sekonder frekans kontrolü (SFK)

MYTM üzerinden gelen otomatik sinyaller ile sistem frekansının ve komşu elektrik şebekeleri ile yapılan fiziksel alışverişin normal hale getirilmesidir. SFK'nın devreye girme süresi maksimum 30 saniye gecikme ile gerçekleştirilmeli ve PFK gibi 15 dakika içinde sistem nominal çalışma değerlerini yakalamalıdır. Yakıt tipine göre SFK katılım şartları aşağıda sıralanmıştır[22]:

a) Doğalgaz yakıtlı üretim tesislerinin, için 200 MW'in altında nominal aktif gücü olan gaz türbinlerinin çıkış gücündeki toplam değişikliğin gaz türbinlerine ait türbin nominal aktif gücünün dakikada en az %6'sı kadar,
b) Doğalgaz yakıtlı üretim tesislerinin, 200 MW ve üzerinde nominal aktif gücü olan gaz türbinlerinin çıkış gücündeki toplam değişikliğin gaz türbinlerine ait türbin nominal aktif gücünün dakikada en az %4'ü kadar,
c) Doğalgaz yakıtlı gaz motoru ile motorin ve fueloil yakıtlı üretim tesisleri için nominal aktif gücün dakikada en az %6'sı kadar,
ç) Rezervuarlı hidroelektrik üretim tesisleri için nominal aktif gücün saniyede %1,5 ile %2,5'i arasında,
d) Yakıt olarak taş kömürü kullanan üretim tesisleri için nominal aktif gücün dakikada %2 ile %4'ü arasında,
e) Yakıt olarak linyit kullanan üretim tesisleri için nominal aktif gücün dakikada %1 ile %2'si arasında,
f) Nükleer güç santralları için nominal aktif gücün dakikada %1 ile %5'i arasında.

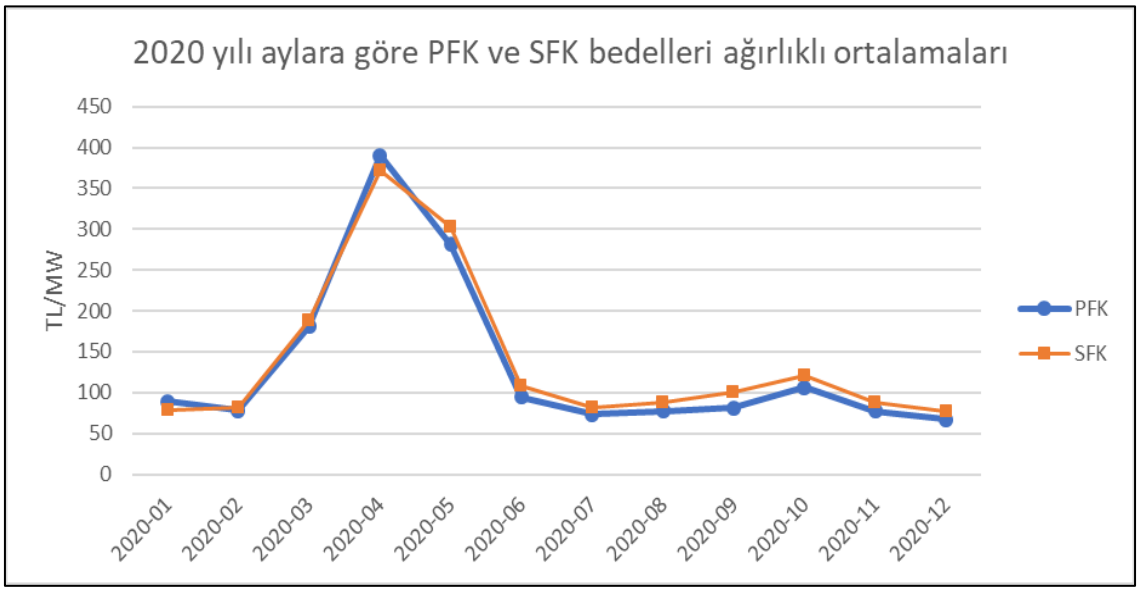
SFK Hizmet Alımı

PFK sürecine benzer bir şekilde 4'er saatlik 6 bölüme ayrılan zaman dilimleri için SFK hizmet alım teklifleri katılımcılardan alınmaktadır. Gün öncesinde ihtiyaç duyulan rezerv miktarı Sistem İşletmecisi tarafından saat 10:00'a kadar duyurulmakta, önceden katılım anlaşması imzalamış olan kullanıcılar ise saat 15:00'a kadar tekliflerini piyasa yönetim sistemi yazılımı aracılığıyla Sistem İşletmecisine bildirmektedir. Her bir teklif dönemi için ±5 MW asgari olmak üzere ±1 MW aralıkla teklifler kapasite üzerinden verilebilmektedir.

[22] Elektrik Şebeke Yönetmeliği, Madde 106.

Her bir dönem için 4 seviye fiyat teklif sunulabilmektedir[23]. SFK hizmetinde de saatlik kapasite bedeli hesaplanır ve hizmet alınan katılımcılara bu bedel üzerinden ödeme gerçekleştirilir.

Sİ tarafından 2020 yılı boyunca gerçekleştirilen ihale sonucunda oluşan PFK ve SFK kapasite bedellerini ağırlıklı ortalamaları Şekil 2.13'te gösterilmektedir.

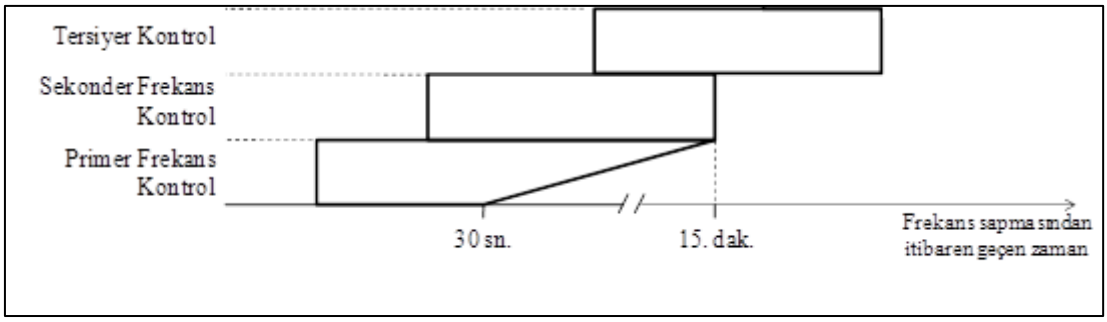


Şekil 2.13. PFF ve SFK bedellerinin ağırlıklı ortalamaları[24]

Tersiyer Frekans Kontrolü (TFK)

İşetme yedeği olarak kullanılan hizmetlerin sonuncusudur. 2017 yılında yapılan değişiklik ile yan hizmetler kapsamından çıkarılan TFK'da üreticilerin MYTM'nin manuel talimatı ile frekans kontrolüne katılım sağlamaktadırlar. İlgili dengeleme birimleri aldıkları talimatı takiben azami 15 dakika içerisinde gerekli güç artırımını/azaltımını yapmakla yükümlüdürler. Yukarıda sayılan işletme yedeklerinin devreye alınma sırası Şekil 2.14'te gösterilmektedir.

[23] Sekonder Frekans Kontrolü Rezerv Tedarik Süreci Teknik Şartnamesi'nde düzenlenmiştir.
[24] Kaynak: https://tpys.teias.gov.tr/tpys/app/report.htm.



Şekil 2.14. İşletme yedeklerinin devreye alınma sırası[25]

Anlık Talep Kontrolü

PFK'ya ek olarak, düşük frekans rölelerinin frekansın çok düştüğü durumlarda çalışarak sistemi sıkıntıya sokmaması için gönüllü tesislerin yüklerinin talep kontrol röleleriyle kesilmesidir. Türkiye şebekesi için sistem frekansı 49 Hz'in altına düştüğü zaman bu hizmet devreye sokulur.

Pratikte çok kullanılmayan anlık talep kontrolü için sistem işletmecisi olan TEİAŞ ihtiyaç duyması halinde ihaleye çıkabilmektedir. İhtiyaç duyulan miktar ve dönemin belirlenme yetkisi TEİAŞ'ın elinde bulunmaktadır. TL/MWh cinsisine talep kontrolüne sunulacak rezerve ilişkin fiyatın teklif edilmesi esas olup sunulabilecek yedek miktarının kapasitesi de MW cinsinden katılımcılar tarafından TEİAŞ'a bildirilir. TEİAŞ'ın yine teklifler dikkate alınarak belirlediği fiyat üzerinden hizmet alınan süreye (dakika cinsinde) karşılık gelinen bedel hizmet sunan katılımcıya ödenir.

Reaktif Güç Kontrolü

Gerilim seviyesini nominal düzeyde tutmak için kurulu gücü 30 MW ve üzerindeki tüm üretim tesislerinin aşırı ikazlı olarak 0,85 ve düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında gerilim regülatörü aracılığıyla sürekli olarak ve/veya öncelikle Bölgesel Yük Tevzi Merkezi ve ardından iletim sistem işletmecisinin talimatları doğrultusunda reaktif güç kontrolüne katılımları zorunludur[26]. Katılımcı üreticiler jeneratör veya senkron kompansatör olarak çalışarak gerilim regülasyonunu sağlarlar.

[25] Elektrik Şebeke Yönetmeliği, Madde 61.
[26] Elektrik Şebeke Yönetmeliği, Madde 109.

TEİAŞ öncelikli olarak ihtiyacını belirler ve daha sonra reaktif güç kontrol hizmeti anlaşması imzaladığı firmalardan gerekmesi halinde bu hizmeti alır. Jeneratör olarak kendisinden reaktif güç kontrolü bağlamında hizmet alınan santrallere ilave bir ücret ödenmez. Senkron kapasitör olarak kullanılan üretim santrallerine ise senkron kompansatör olarak çalışmaları sırasında sistemden çektikleri aktif elektrik enerjisi maliyetleri ile senkron kompanzasyon hizmeti sunulmasına ilişkin yatırım, işletme, bakım ve sistem kullanım ve işletim bedeli maliyetlerini karşılamaları için Yan Hizmetler Yönetmeliğinde tanımlanan bir ücret verilir. Bu bedel hesaplanırken ilgili uzlaştırma dönemine ait PTF ve SMF'nin yüksek olanı esas alınır[27].

Oturan Sistemin Toparlanması

Enterkonnekte sistemin tamamen oturması (de-aktive olması) halinde sistem işletmecisi toparlanma hizmetinde çalışabilecek kabiliyetteki santrallerden bu hizmeti alabilir. Bu hizmeti sağlayan üretim santrallerinden tedarik edilen enerji ile sırasıyla iletim sistemi enerjilendirilir, müşteriler beslenmeye başlanır ve diğer santraller senkron bir şekilde devreye alınır. Kendisinden hizmet alınan üretim tesislerine yakıt maliyetleri dikkate alınarak aylık ödeme yapılır.

Bölgesel Kapasite Kiralama

Bölgesel sistem ihtiyaçlarının mevcut üretim kapasitesi ile sağlanamadığı durumlarda TEİAŞ yeni üretim santrallerinin kapasitelerini veya mevcut santrallerin ilave kapasitelerini yan hizmetler kapsamında kiralayabilmektedir. Sistem güvenliğinden daha çok yeterliliğini esas alan uygulamada yıllık bölgesel puant taleplere bakılarak ihtiyaç duyulan bölgeler için bu hizmet kullanılabilmektedir.

İhale yöntemiyle alınması esas olan bu hizmet için katılımcılardan birim enerji fiyatı ve sunulacak kapasite için birim kapasite fiyatı teklifleri alınır. Teklif edilen kapasiteler sıralanır ve TEİAŞ'ın ihtiyacına göre uygun teklifler seçilir. Kabul edilen ve hizmet alınan katılımcıların yıl içerisindeki emre amadeliklerine göre ödeme yapılır.

[27] Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği, Madde 45.

2.6.6. Kapasite ödemeleri

Türkiye'de kapasite mekanizması 20.01.2018 tarihli ve 30307 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren "Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği" ismindeki uygulama yönetmeliği ile yürütülmektedir. Söz konusu kapasite mekanizmasında, kapasite ödemeleri yöntemi seçilmiştir. Tezin konu bütünlüğü ve odak noktası olması nedeniyle, kapasite mekanizmasının detaylarına 4. Bölüm içerisinde etraflıca yer verilmiştir.

3. KAPASİTE MEKANİZMALARI

Enerjinin kWh cinsinden sadece satılan (alınan) enerjinin kendisi üzerinden ticarete konu olmasının ilk bakışta oluşacak fiyat sinyali açısından hem üreticiler hem de tüketiciler için yeterli olacağı düşünülmektedir. Bununla birlikte, marjinal maliyeti ortalama olarak diğer üreticilerden yüksek olan, bununla birlikte kritik dönemlerde şebeke işletmecisinin faydalanmak zorunda olacağı üreticilerin sistemde kalabilmesi ve yeni yatırımlar yapabilmesi için sadece havuz (spot) piyasasında yapılan eşleştirme neticesinde enerji bedeli üzerinden yapılan ticaret yeterli olmayacaktır. Bu nedenle, marjinal maliyeti yüksek olan üreticilerin sistemde kalabilmesini ve tüketim yükselmelerini zamanın çoğunda ve arıza durumlarında karşılayabilmeyi temin etmek amacıyla kWh üzerinden yapılan enerji ödemelerine ilave olarak kW üzerinden yeni bir mekanizma oluşturulması ihtiyacı hasıl olmaktadır.

3.1. Üretim Maliyeti

Kapasite mekanizması ihtiyacının niteliğinin anlaşılması açısından iktisadi olarak kapasite mekanizmasının gerekliliğini açıklamanın uygun olacağı düşünülmektedir. Bu noktada öncelikli olarak elektrik üretiminin ekonomi açısından durumu, arz (üretim) karşısında talebin (tüketim) davranışı konusunda iktisadi yaklaşım üzerinde durulmasında fayda görülmektedir.

3.1.1. Üretim maliyetinin tanımı ve elektrik üretimindeki karşılığı

Üretim fonksiyonu, "*Belirli bir malın üretimine katılan üretim faktörleriyle (girdiler), elde edilen üretim miktarı (çıktılar) arasındaki teknik ilişkileri*" ifade eder (Dinler, 2004). Üretim maliyeti ise bu girdiler nedeniyle üretim için katlanılan tüm maliyetleri içermektedir. Üretim maliyeti üç temel bileşenden oluşur:

a) Doğal kaynaklar veya hammadde
b) İnsan gücü ve zekası (yeteneği), emek
c) Sermaye; makineler, iş aletleri, mekanik yapılar

m üretilen ürün miktarını göstermek üzere *m*; işgücü, sermaye ve doğal kaynakların bir fonksiyonu olarak gösterilebilir (Ventosa, Linares ve Perez-Arriaga, 2013:52). Üretim fonksiyonu ve üretim maliyeti aşağıdaki formüller ile ifade edilmektedir.

$$m = f(\text{İ}G, S, DK) \tag{3.1}$$

$$TM(m) = a.\text{İ}G + b.S + c.DK \tag{3.2}$$

Burada,

TM	toplam üretim maliyetini,
a	birim işgücü maliyetini
İG	işgücü miktarını
b	birim sermaye maliyetini
S	sermaye miktarını
c	birim doğal kaynak maliyetini
DK	doğal kaynak miktarını ifade etmektedir.

Toplam maliyette, fiyatı ve piyasası olmayan maliyetler dikkate alınmamaktadır. Örneğin bir santralin ürettiği zararlı emisyonlar sağlık problemlerine neden olabilmektedir. Buna karşın bu maliyet ölçülemediği veya herhangi bir piyasada fiyatlanamadığı için maliyet hesaplamalarına dahil edilmemektedir. Öte yandan, karbon piyasasını aktive eden ülkeler/sistemlerde benzeri maliyetler de üretim maliyeti kapsamında dikkate alınabilmektedir.

3.1.2. Üretim maliyeti bileşenleri

Elektrik üretimi için santral bazında santralin kendisiyle doğrudan ilişkili olarak katlanılan maliyetler genel olarak aşağıdaki şekilde tasnif edilebilir (Ventosa ve diğerleri, 2013:54-58; Samadi, 2017; Holbert, 2011):

a) Santralin ilk kuruluşu (inşası), sermaye, iş gücü ve hammadde ihtiyacı barındırmakta olup bu unsurları ile beraber sermaye nedeniyle katlanılan faiz giderleri kuruluş maliyetini oluşturur.
b) İşletme ve bakım maliyetleri: Personel maliyeti, tamir ve rutin bakımlar, vergiler ve sigorta giderleri, karbon piyasası giderleri (bir yükümlülük bulunması halinde). Bazı işletme ve bakım maliyetleri sabit (1 yıl için örneğin), bazıları ise değişkendir.
c) Yakıt maliyetleri.

Bu maliyetler dışında diğer maliyetler temelde iki ana unsur olarak ele alınabilir (Samadi, 2017). Bunlardan birincisi şebekeye bağlantı ve şebeke kullanımı, dengeleme maliyetleri vs. içerecek şekilde katlanılan sistem maliyetleri; ikincisi ise çoğunlukla maddi olarak hesaplanamayan fakat etkileri olan sera gazı salınımı, çevre ve gürültü kirliliği, ekosisteme olan bozucu etkiler gibi sosyal maliyetleri işaret etmektedir.

3.1.3. Sabit ve değişken maliyetler

Zamanla değişen maliyetler değişken maliyeti, değişmeyen maliyetler ise sabit maliyeti ifade etmektedir. Değişken maliyetlere yakıt maliyetleri örnek verilebilirken; işçi maaşları, teçhizat kurulum maliyetleri gibi maliyetler sabit maliyetlere örnek olarak gösterilebilir.

Değişken maliyetler çoğunlukla talebe göre değişen maliyetlerdir. Sabit maliyetler belirli bir periyot (1 saat, 1 gün, 1 ay vs.) değişmez iken, yeni yatırım gerekmesi veya kapasite artışı gibi durumlarda uzun dönemde (birkaç yıllık periyotla) değişken özellik gösterebilir. Toplam maliyetler ise bu iki unsurun toplamı olarak gösterilebilir:

$$TM = SM + DM \tag{3.3}$$

Burada,

TM Toplam maliyeti,

SM Sabit maliyeti,

DM Değişken maliyeti ifade etmektedir.

3.1.4. Ortalama ve marjinal maliyet

Birim ürün (çıktı) başına toplam maliyet, üretimin ortalama maliyetini gösterir (Ventosa ve diğerleri, 2013:53):

$$OM = \frac{TM}{m} = \frac{SM}{m} + \frac{DM}{m} = OSM + ODM \tag{3.4}$$

Burada,

OM	Ortalama maliyet
OSM	Ortalama Sabit maliyet
ODM	Ortalama Değişken maliyet
m	Üretilen ürün miktarını

göstermektedir. Marjinal maliyet ise, bir birim ürün artışının veya azalışının toplam maliyete olan etkisini ifade etmektedir. Başka bir deyişle bir birim ürün üretmenin maliyeti veya bir birim daha az ürün üretmenin kazancı "marjinal maliyet" ile açıklanmaktadır (Stoft, 2002:62). Dolayısıyla Marjinal Maliyet (MM), toplam maliyetin çıktıya (m) göre türevi olarak ifade edilebilir:

$$MM = \frac{\partial(TM)}{\partial m} \tag{3.5}$$

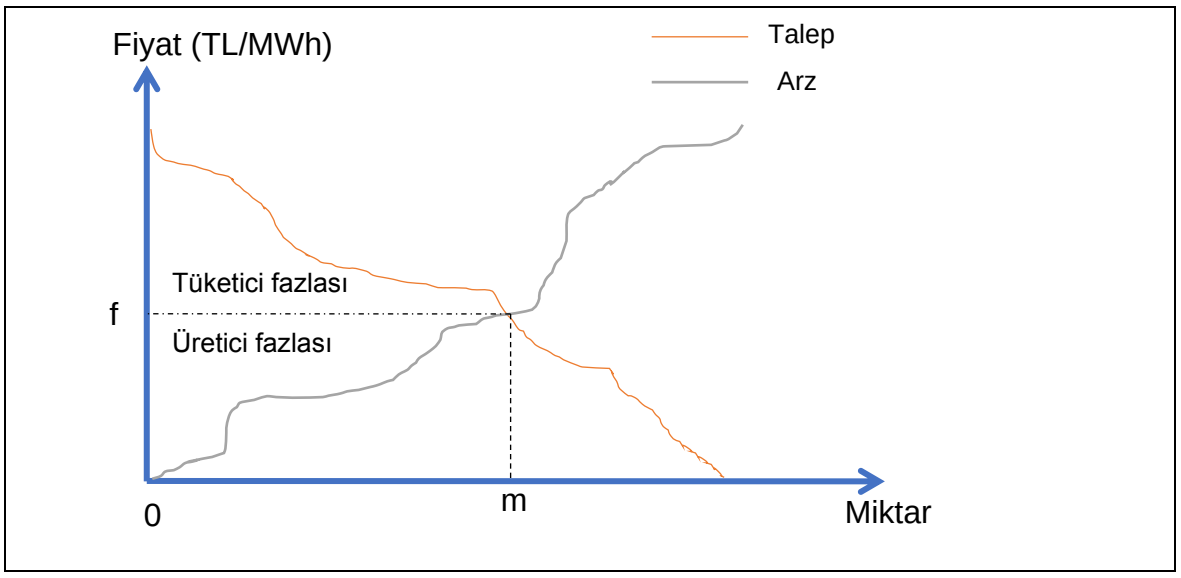
Elektrik şebekelerinde temelde iki dönem ele alınarak ekonomik analiz yapılır. Kısa dönem; genelde 1 yılı aşmayan dönem olarak kabul edilir. Uzun dönem ise birkaç yıl, belki de birkaç on yılı içerecek vadede dikkate alınır. Kısa vadede sabit maliyetlerin değişmeyeceği kabulüyle Kısa Dönem Marjinal Maliyeti (KDMM), Değişken Maliyetin (DM) türevi olarak gösterebilmektedir:

$$KDMM = \frac{\partial(TM)}{\partial m} = \frac{\partial(SM)}{\partial m}^{0} + \frac{\partial(DM)}{\partial m} = \frac{\partial(DM)}{\partial m} \tag{3.6}$$

Elektrik üretiminde yakıt maliyetleri temel değişken maliyet olarak kabul edildiğinden, kısa dönem marjinal maliyeti yakıt maliyetinin üretilen enerjiye göre türevi olarak hesaplamalarda dikkate alınabilmektedir.

3.2. Arz-Talep Dengesi ve Güç Sistemlerindeki Uygulamaları

İktisadi olarak rekabete açık piyasalarda arz ve talebin kesiştiği noktada piyasa dengesi oluşmaktadır. Piyasa fiyatı üzerinden üreticinin elde ettiği gelir ile elde etmeye razı geldiği minimum gelir arasındaki fark üretici fazlasını (artığını); tüketicinin piyasa fiyatı üzerinden satın aldığı enerji (ürün) için yükümlendiği tutar ile yükümlenmeye razı olduğu tutar arasındaki fark ise tüketici fazlasını (artığını) bize vermektedir (Stoft, 2002:54; Ventosa ve diğerleri, 2013:66; Kirschen ve Strbak, 2004:14-15). Bu kavramlar aşağıda Şekil 3.1'deki grafik ile daha anlaşılır bir şekilde gösterilebilmektedir.



Şekil 3.1. Tüketici ve üretici fazlası

Tüm net sosyal fayda ise tüketici fazlası ile üretici fazlasının toplamından oluşmaktadır. Piyasadaki denge fiyatında mikroekonomi teorisine göre kısa dönem için maksimum verimlilik sağlanmış olur. Bu durumda piyasa yapıcı veya düzenleyicinin yapmış olduğu işlemlerde ekonomik olarak temel amacı net sosyal faydayı maksimize etmek olmalıdır. Yani;

$$maks\ NSF(m) = maks\left[(TF(m) - f.m) + \left(f.m - TM(m)\right)\right] \qquad (3.7)$$

hedeflenmelidir. Burada,

NSF : Net Sosyal Fayda,
TF : m kadar ürünün ediminden talep tarafının sağladığı toplam fayda
TM : m kadar ürünü üretmek için üreticinin katlandığı maliyet,
f : m kadar ürün için piyasada oluşan fiyat olarak gösterilmektedir.

Kısa dönem dengesinde,

$$\frac{\partial TF(m)}{\partial m} = \frac{\partial TM(m)}{\partial m} \rightarrow MF(m) = MM(m) \tag{3.8}$$

Tüketici Marjinal Faydasını (MF) maksimize etmek ister, bu durumda,

$$maks\{TF(m) - f.m\} = \frac{\partial TF(m)}{\partial m} - p = 0 \rightarrow MF(m) = p \tag{3.9}$$

Üretici de kendi fazlasını (faydasını) maksimize etmek ister:

$$maks\{f.m - TM(m)\} = p - \frac{\partial TM(m)}{\partial m} = 0 \rightarrow MM(m) = p \tag{3.10}$$

Dolayısıyla,

$$MM = MF = p \tag{3.11}$$

durumunda rekabetçi piyasa denge durumuna gelmiş olarak kabul edilir (marjinal maliyetin, marjinal faydanın ve fiyatın birbirine eşit olması).

3.3. Elektrik Piyasasında "Kayıp Para Problemi"

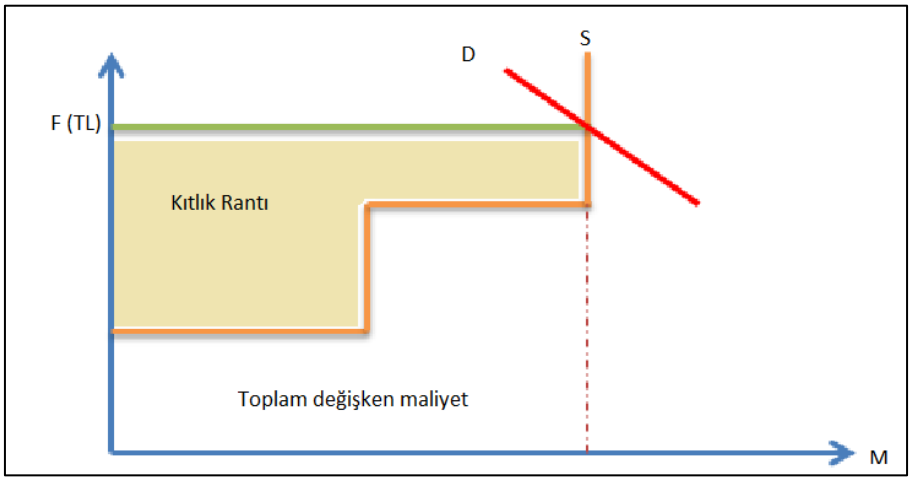
Organize ve liberal elektrik piyasalarında, özellikle yenilenebilir enerjinin yüksek penetrasyonu ile piyasada oluşan enerji fiyatlarında gözle görülebilir bir düşüş olduğu görülmektedir. Arzın fazla olması ile beraber daha da belirginleşen bu durum, düzenleyicilerin enerji piyasasında fiyat tavanı uygulamasıyla beraber maliyetlerini piyasada

oluşan fiyat üzerinden karşılayamayan üreticiler için bir "kayıp para problemi" oluşturmaktadır. Kayıp para probleminin anlaşılabilmesini teminen ekonomide yer alan kıtlık rantı kavramını ve bunun elektrik üretimindeki karşılığı öncelikle ele alınmalıdır.

3.3.1. Kıtlık (Mutlak) rantı

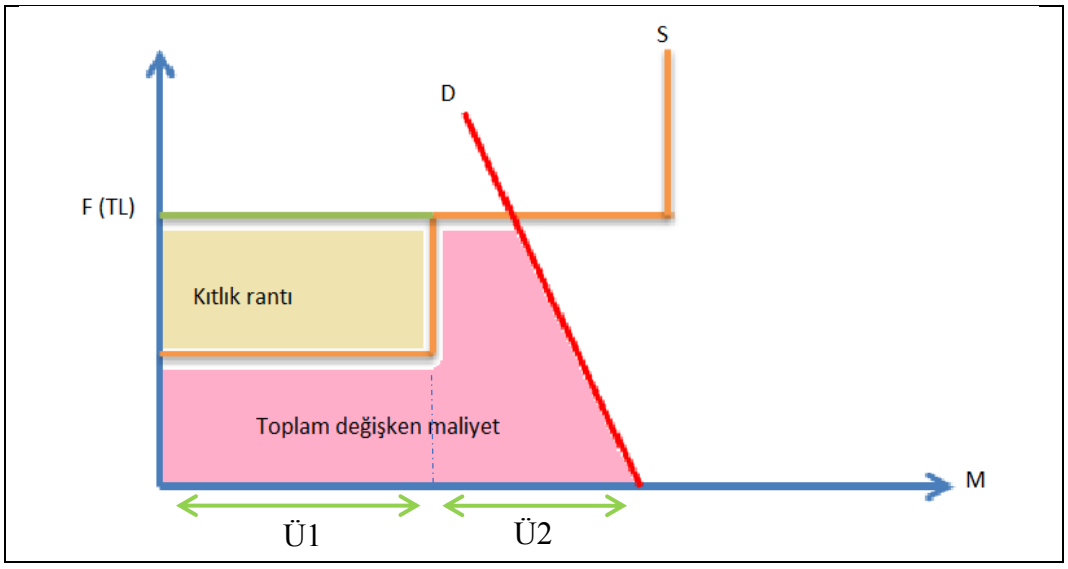
İktisadi bir kavram olarak "kıtlık rantının" klasik ekonomi yaklaşımında tarım ekonomisi bağlamında toprağın yeterli olup olmaması ile doğrudan ilişkilendirilmiştir. Nüfus artışıyla beraber mevcut toprakların yetersiz kaldığı durumda, kıt durumdaki toprağa sahip olan kişiler sadece toprak sahipliği nedeniyle bir gelir sahibi olmaya başlarlar. Bu gelire kıtlık rantı veya mutlak rant denilmektedir (Dinler, 2004).

Modern iktisat bağlamında birçok tanımı bulunmasına karşın kıtlık rantı, "gelir - değişken maliyet" olarak tanımlanabilir. Elektrik üretimi açısından aşağıdaki örnek grafikler daha da açıklayıcı olacaktır (Stoft, 2002:70-71).



Şekil 3.2. Kıtlık rantı ve değişken maliyet (tüm üreticiler rantı elde ediyor)

Yukarıdaki şekilden de görüleceği üzere arz ile talep, arzın tamamını sisteme alacak şekilde kesişmektedir. Bu durumda tüm santraller devrede olacak olup elde edilecek olan gelirden paylarına düşen rantı elde etmiş olacaklardır.



Şekil 3.3. Kıtlık rantı ve değişken maliyet (sadece Ü1 üreticisi rantı elde ediyor)

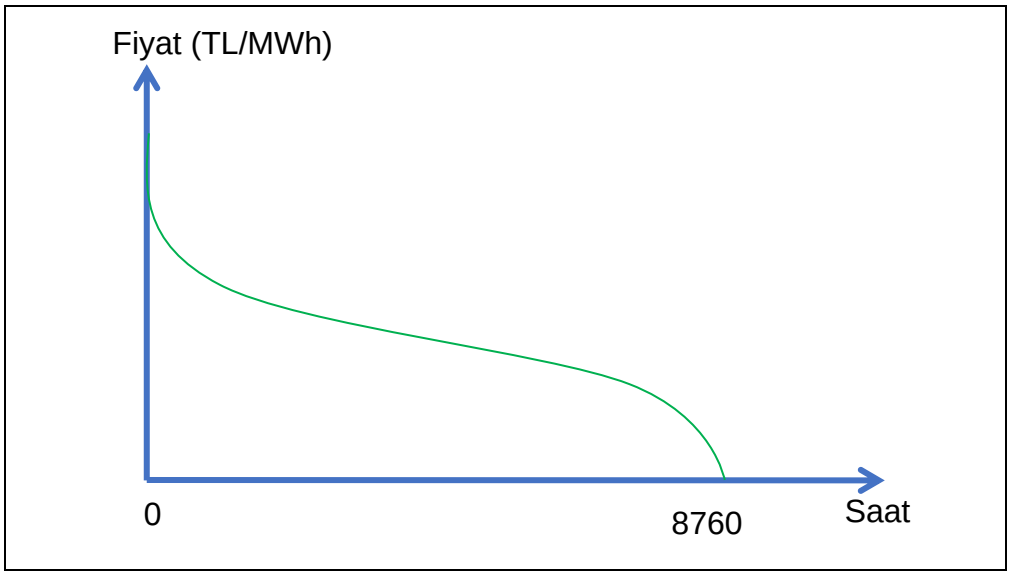
Ü1 ve Ü2 olmak üzere iki grup üretici olduğunu varsayalım. Şekil 3.3'teki durumda talebin düşmesi veya arzın artması halinde, Ü2 grubuna giren üreticilerin boşta kapasiteleri kalacak ve kıtlık rantından mahrum kalmış olacaklardır. Ü1 grubundakiler ise tüm kapasitelerini arz edebilecekler; başka bir deyişle üretmek istedikleri her bir MWh enerji piyasada alınacak ve değişken maliyetlerinin üzerinde kalan kıtlık rantını gelir olarak elde edebileceklerdir.

3.3.2. Kıtlık rantının önemi

Arzın talebi karşılayamadığı veya ucu ucuna karşıladığı durumlarda, sistemdeki tüm santraller operasyonel sabit ve değişken maliyetlerini karşılayacak şekilde (en yüksek marjinal maliyete sahip elektrik santralinin dahi sistemde oluşan takas fiyatı üzerinden maliyetlerini karşılayabildiği durumda) üretim yapabileceklerdir. Bu durumda talep tarafı tüm talep karşılanana kadar fiyatları artırma yönünde hareket edecektir. Bu durum aslında tüm enerji piyasaları için temel teşvik olarak gösterilebilmektedir (Cramton, Ockenfels ve Stoft, 2013; Zoettl, 2011).

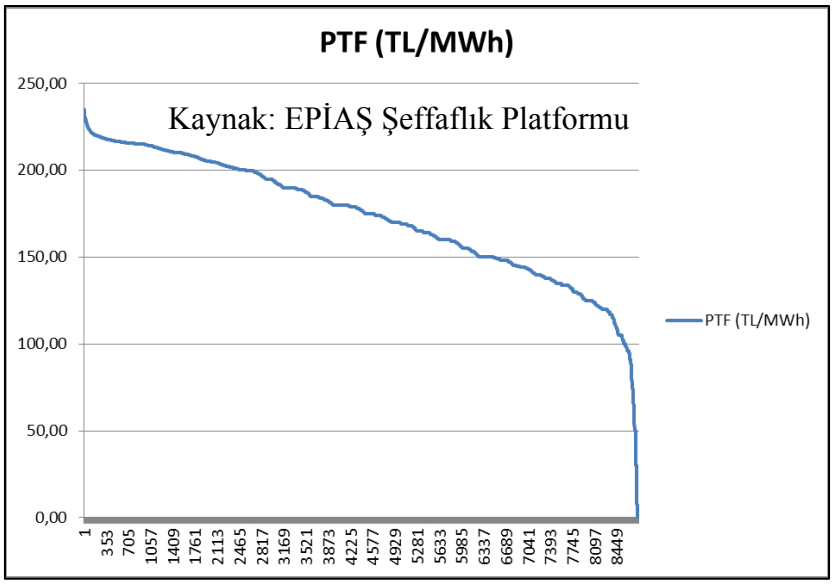
3.3.3. Fiyat-zaman eğrisi ve Kayıp para problemi

Sistemde oluşan piyasa fiyatının zamana göre değişiminin Şekil 3.4'teki grafikte yer aldığı gibi olduğunu kabul edelim.



Şekil 3.4. Örnek bir fiyat-zaman eğrisi

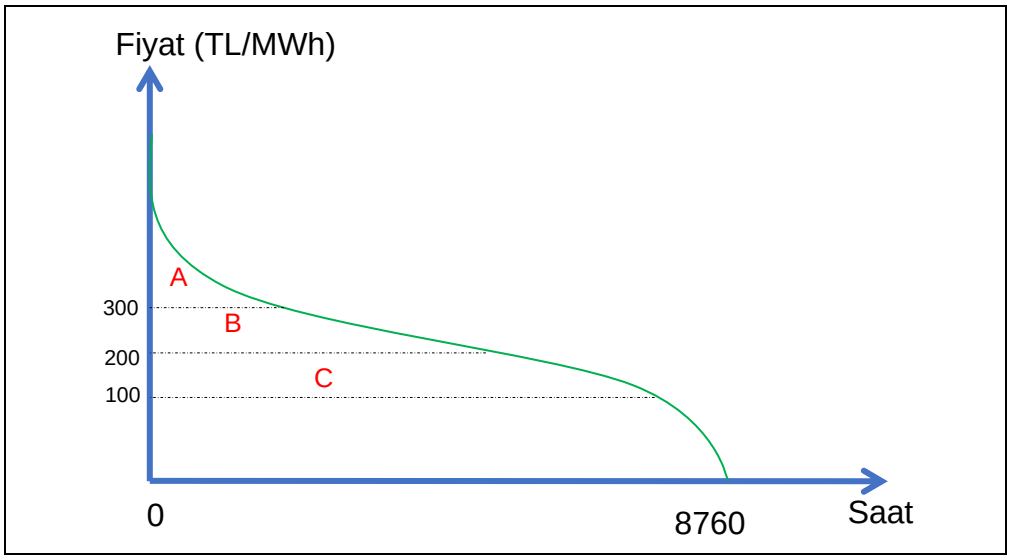
Tüm yıl boyunca her bir saat için oluşan fiyatların büyükten küçüğe sıralanması ve sıklıkları ile gösterilmesi sonucu yukarıdaki fiyat-zaman eğrisi elde edilmektedir. Bu eğrinin varlığı konusunda örnek olarak Haziran 2017 ile Haziran 2018 dönemi arasında Türkiye elektrik piyasasında oluşan saatlik PTF ile elde edilen ve Şekil 3.5'te yer alan grafik bu varsayımı doğrulamaktadır.



Şekil 3.5. Türkiye gün öncesi piyasasında oluşan PTF için fiyat-zaman eğrisi (Haziran 2017-Haziran 2018)[28]

[28] Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık Platformu.

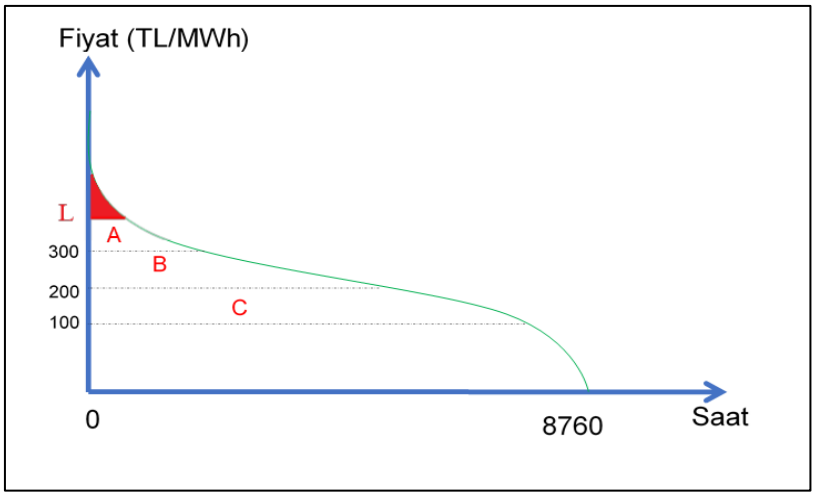
Bu eğrinin oluştuğu bir piyasa yapısı içerisinde üzere baz yük, orta düzey ve tepe yük olmak üç tane santral tipini ele alalım. Fiyat zaman eğrisinde oluşan fiyatları A, B ve C olmak üzere üç temel bölgeye ayıralım.



Şekil 3.6. Fiyat yük eğrisi ve santral maliyetlerinin A, B ve C bölgesine göre karşılanmaları

Şekil 3.6'daki gibi fiyatlar A bölgesinde gerçekleştiği zaman, en yüksek işletme değişken maliyetine sahip olan tepe yük santralleri dahi değişken maliyetleri ile işletme sabit maliyetlerini ve ileride olabilecek yatırım maliyetini karşılayacak şekilde kıtlık rantından faydalanabilmektedir. Fiyatlar B bölgesinde gerçekleştiği durumlarda orta düzey ve baz yük; C bölgesinde gerçekleştiği durumlarda ise sadece baz yük santralleri değişken maliyet dışındaki maliyetlerini karşılayabileceklerdir (Hogan, 2005:3-4).

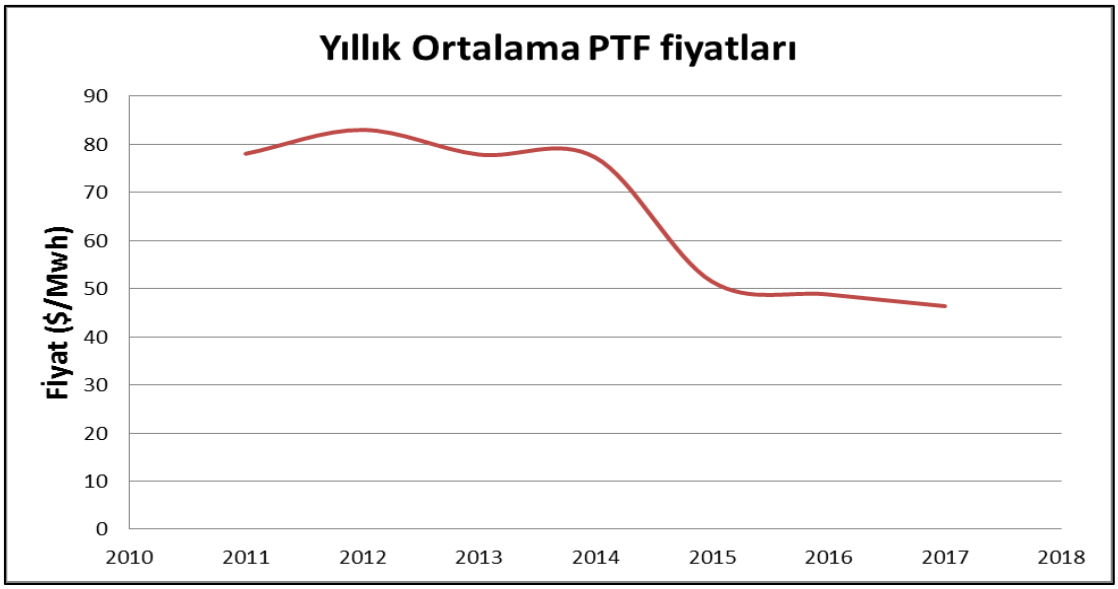
Bu duruma rağmen, düzenleyiciler fiyatların yılın herhangi bir döneminde aşırı yüksek çıkmaması için "fiyat tavanı" yöntemine başvurmaktadırlar. Şöyle ki; organize toptan piyasa içinde alış veya satış yönünde verilecek fiyat teklifi için bir teklif üst limiti belirlenmektedir.



Şekil 3.7. Kayıp para problemi

Yukarıdaki grafikten de görüleceği üzere düzenleyicinin belirleyeceği bir L tavan fiyatı üzerinde alış veya satış gerçekleşemeyeceği için bazı tepe yük üreticileri operasyonel sabit maliyetlerini karşılayamaz duruma geleceklerdir. Bu durum literatürde elde edilemeyen gelir yani "kayıp para problemini" ortaya çıkarmaktadır.

Sadece fiyat limiti üretim maliyeti yüksek üreticiler için bir sorun oluşturmamaktadır. Özellikle yenilenebilir teşvik mekanizması kapsamında Türkiye'de olduğu gibi üretilen enerji ile doğru orantılı olarak teşvik verilen sistemlerde, sistem fiyatının (ör. Türkiye için PTF) aşağı yönlü olarak baskılandığı görülmektedir (bkz. Şekil 3.8). Sisteme veriş yönünde tüm üretim teklifinin kabul edilmesi için teklif hazırlayan üreticiler "0 TL/MWh" civarında teklif vererek sadece üretimlerini gerçekleştirmeyi garanti altına alacak şekilde piyasa içinde pozisyon almaktadırlar. Fiyatların bu yönde aşağıya doğru indiği görülmekte olan ülkemize benzer şekilde Miera, González ve Ignacio (2008) yapmış olduğu çalışmada da İspanya elektrik piyasası için yenilenebilir teşvikleri ile beraber sistem fiyatının (İspanyol Piyasa İşletmecisi OMEL'de oluşan fiyat) yıllara sari olarak aşağı yönlü baskılandığını ve yenilenebilir üretimi arttıkça fiyatın daha da aşağı yönlü olarak hareket edeceğini göstermişlerdir.



Şekil 3.8. Dolar bazında yıllık ortalama PTF fiyatları (2011-2017)

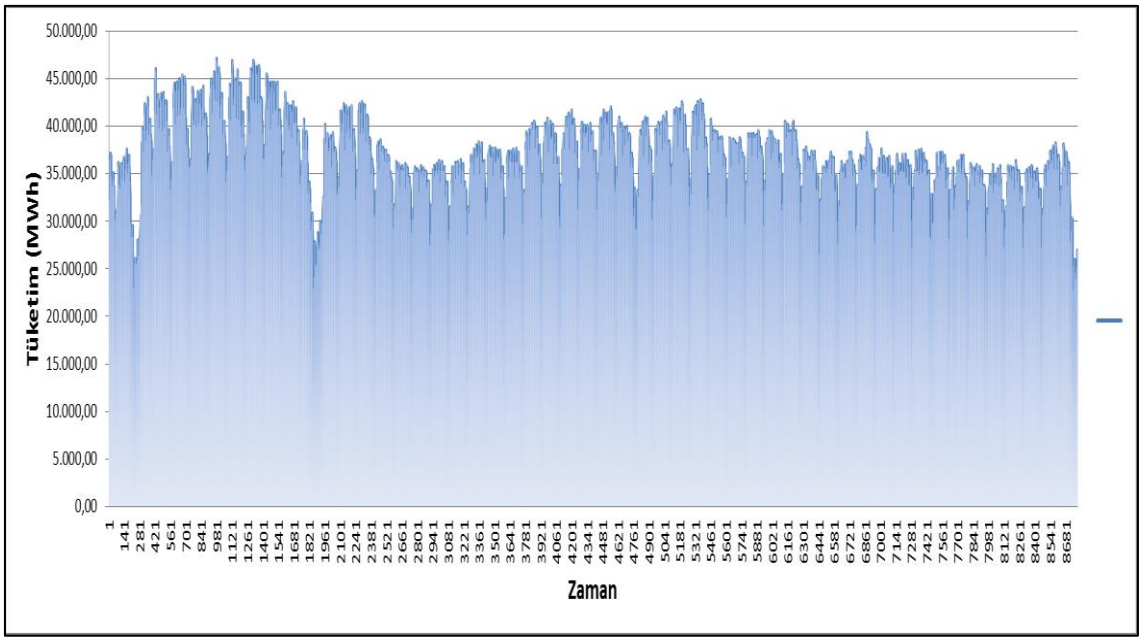
Yenilenebilir penetrasyonu ile baskılanan fiyatlar "fiyat limitine" benzer şekilde bazı üreticilerin maliyetlerini karşılayamamaları sorununu ortaya çıkarmaktadır. Bu problem arz güvenliği açısından önemli olan bazı santrallerin kısa vadede zarar etmelerine ve orta vadede sistemden çıkmalarına neden olabilmektedir.

3.4. Kaynak Yeterliliği ve Kapasite Mekanizması İhtiyacı

Daha önceki bölümde elektrik güvenilirliğinin iki ayaktan oluştuğu; bunlardan birincisinin şebekenin teknik yeterliliği bağlamında "Güvenlik" kavramı ile açıklanmakta olduğu belirtilmişti. Diğer hususun ise özetle sistemdeki arzın talebi karşılamasına bağlı olarak tüm sistemin Yeterliliği (Adequacy) olduğu gösterilmişti. Bu kısımda Yeterlilik kavramı üzerinden daha açıklayıcı bilgilere yer verilecektir.

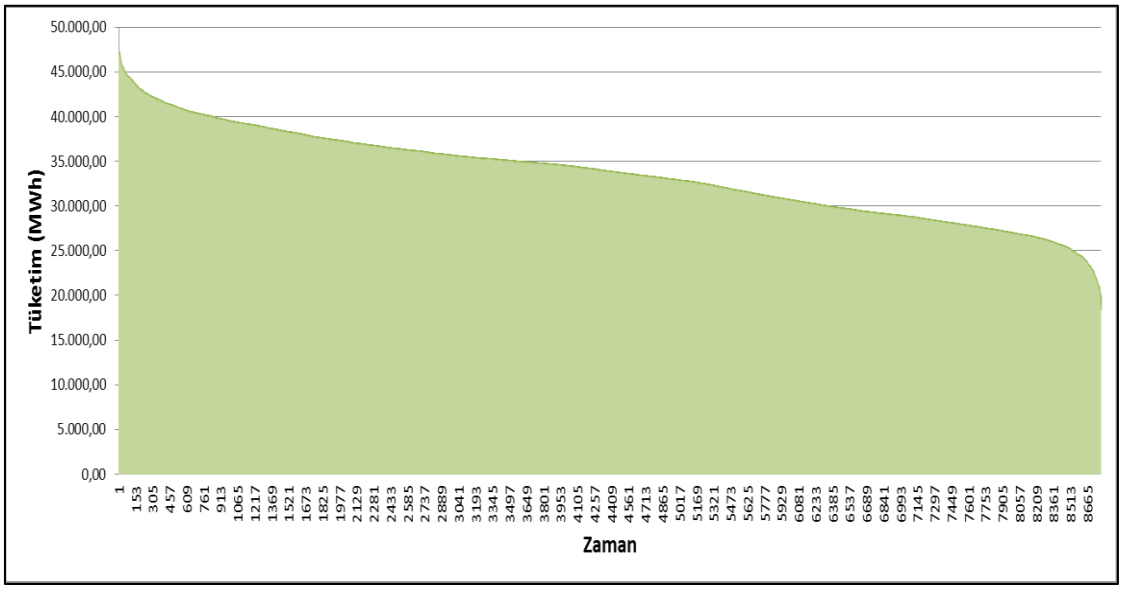
Kaynak yeterliliği kavramı anlatılırken öncelikli olarak sistemdeki yük-zaman eğrisini tanımlanmalıdır. Elektrik şebekelerinde anlık çekiş miktarları her an farklılık arz etmektedir. Gün içinde saatten saate, hafta içinde günden güne (iş zamanı/tatil ayrımı) ve mevsimsel olarak farklılık gösteren yüklenme (çekiş) miktarları hetereojen bir dağılım göstermektedir.

Aşağıda Haziran 2017-Haziran 2018 dönemleri arasında Türkiye elektrik piyasasında gerçekleşen saatlik tüketim miktarları Şekil 3.9'ta gösterilmiştir.



Şekil 3.9. Haziran 2017-Haziran 2018 dönemi 1 yıllık PTF grafiği[29]

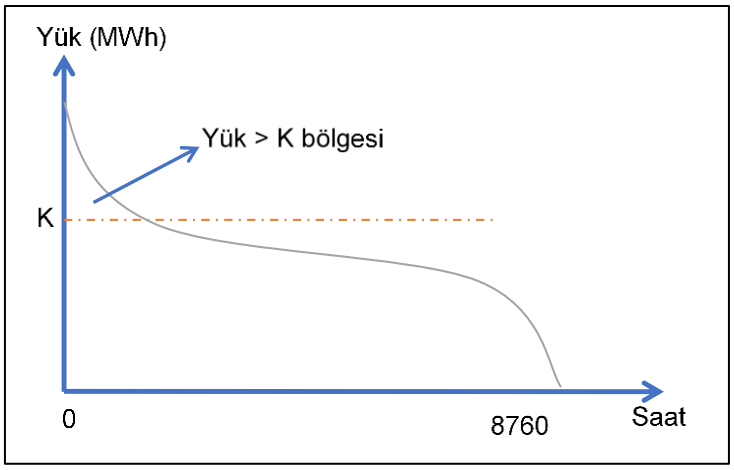
Gerçekleşen tüketim verilerinin büyüklüklerine göre gerçekleme sıklığı bize yük/zaman eğrisini vermektedir. Özetle, 8760 saat için gösterilen ve 47062 MWh ile 18497 MWh arasında değişen 8760 tane tüketim miktarı büyükten küçüğe sıralanırsa yıllık yük-zaman grafiği elde edilmiş olur (Şekil 3.10).



Şekil 3.10. Haziran 2017-Haziran 2018 dönemi yük zaman grafiği

[29] Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık Platformu.

Yük-zaman grafiği üzerinden kapasite yetersizliği ise Şekil 3.11'de gösterilmektedir. K, alınabilir kapasiteyi göstermekte olup talebin (yükün) alınabilir kapasiteden yüksek olduğu durumlarda bir kaynak yetersizliği durumu oluşmaktadır. Yılın belirli bir döneminde ortaya çıkan ve arzın talebe yetmemesi durumunda bir yük kaybı meydana gelebilmektedir.



Şekil 3.11. Kaynak yetersizliği problemi

Kayıp para problemi nedeniyle sistemde kalmayan veya yatırım kararı almayan tepe yük santrallerinin yokluğunda talebin yüksek olduğu dönemde sistem operatörü yük atma zorunluluğunda kalacaktır. Kapasite piyasa mekanizmaları da tam bu noktada yalın enerji bazlı piyasaya destek olacak şekilde gündeme gelmektedir.

3.5. Mevcut Kapasite Piyasa Mekanizmaları

Yalın enerji piyasalarına ilave olarak uygulamada mevcut durumda bilinen beş kapasite mekanizması yöntemi kullanılmaktadır (Łyżwa, Olek, Wierzbowski ve Mielczarski, 2014):

(i) Zorunlu kapasite yöntemi
(ii) Kapasite ihalesi
(iii) Kapasite ödemeleri
(iv) Stratejik rezerv
(v) Güvenilirlik opsiyonu

Zorunlu kapasite yöntemi: Merkezi bir yöntem olmayan bu metot ile enerji ticareti yapan piyasa katılımcıları tüketicilerinin yük profillerini çıkartarak bu profillere ilişkin üreticiler

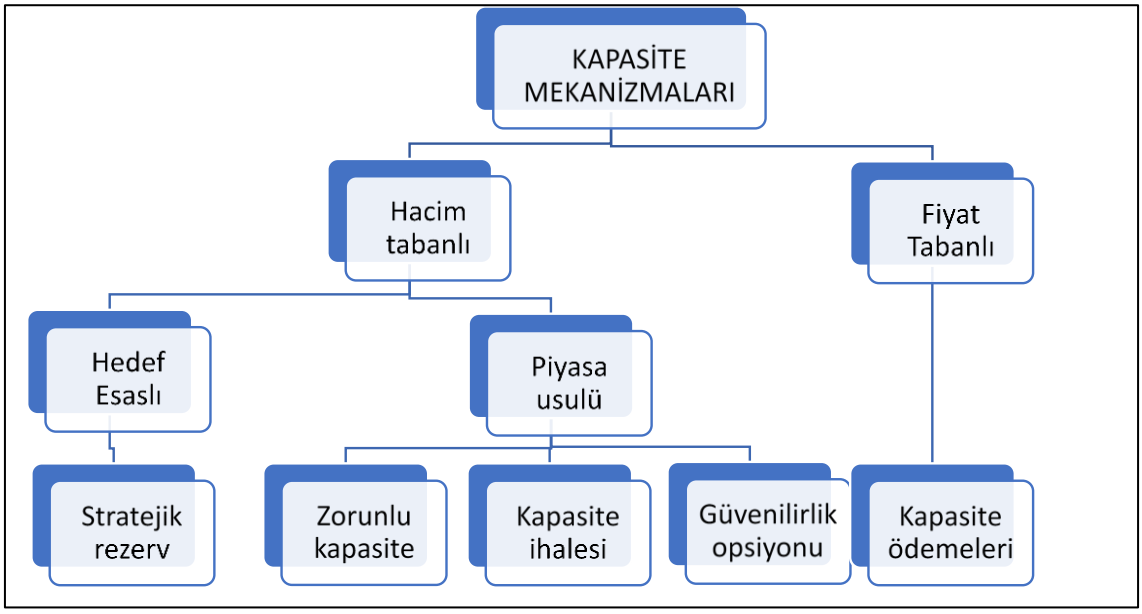
ile kapasite tahsisi için anlaşma yapmaları sağlanmıştır. Yetersiz kapasite tahsisi nedeniyle dengesizliğe düşen katılımcılara eksikliğe ilişkin cezai yaptırımda bulunulmaktadır.

Kapasite ihalesi: Merkezi ihale yoluyla piyasa katılımcılarının kapasite tahsis edilmesi düzenlenmiştir. Sertifikalı (lisanslı) üreticiler kapasite ihalesine katılıp teklif verirler ve tüketim tarafı katılımcıları ihale neticesinde kazanan üreticilerden kapasite tahsisi yapmak ile yükümlüdürler.

Kapasite ödemeleri: Fiyat esaslı bir yöntem olan kapasite ödemeleri usulünde, enerji bedeline (kWh) ilave olarak üreticilere kapasite ödemesi doğrudan yapılmaktadır. Yapılacak kapasite ödemesi kurulu güce veya emre amade kapasiteye göre yapılabilir.

Stratejik rezerv: Acil durumlar için belirlenmiş bazı üreticilerin teklif yoluyla seçilerek stratejik rezerv olarak yedek kapasite tutması da kullanılmaktadır. Mevcut durumda İsveç ve Finlandiya bu yöntemi tercih etmiştir (ACER, 2013).

Güvenilirlik opsiyonu: Bu yöntemde kapasite sağlayıcılar (üreticiler) piyasada oluşan marjinal fiyat ile önceden belirlenmiş olan referans fiyat arasındaki farkı kazanabilmektedir. Referans fiyat üreticilerin daha stabil gelirler elde edebilmesi için hesaplanmaktadır.



Şekil 3.12. Mevcut Kapasite Mekanizmaları[30]

[30] (ACER, 2013).

Takip eden kısımda bazı önemli Avrupa ve ABD piyasalarındaki kapasite mekanizması uygulamaları örnekler ile anlatılacaktır.

3.6. Kapasite Mekanizmaları Ülke Uygulamaları

Tez çalışmasının bu bölümünde kapasite piyasaları/ödemeleri hakkında Avrupa Birliği ve Kuzey Amerika ülkelerinde uygulanmakta olan mekanizmalar konusunda açıklayıcı bir araştırma sunulacaktır. Tez çalışmasının odak noktasında bulunan ülkemiz için başarılı ve işler bir mekanizma önerisi sunulmasından evvel, örnek ülke uygulamaları ve bu uygulamaların dayanaklarının irdelenmesinin; uygulama sonuçlarının ilgili ülke piyasasına etkilerinin incelenmesinin faydalı olacağı öngörülmektedir.

3.6.1. Avrupa Birliği

Genel Görünüm

Avrupa birliği ülkeleri de elektriğin yeterli ve sürdürülebilir bir şekilde üretilmesi, iletilmesi ve dağıtılması bağlamında yalın enerji piyasalarının (energy-only markets) varlığının ötesinde ilave çözümler eklenmesi konusunda çeşitli tartışmaları gerçekleştirmiş ve halen bu tartışmalar devam ettirmektedir. Genel itibariyle sistem güvenliği ve yeterliliği konusunda iletim şebeke operatörlerinin sorumluluğuna verilmiş olan dengeleme görevinin ve enerji tedariki sürekliliğinin yalın enerji piyasaları vasıtasıyla sağlanamayacağı düşüncesiyle oluşturulan kapasite mekanizmaları temelde şu gruplandırmalar ile sınıflandırılabilir (González-Díaz, 2015:10):

a) Fiyat-tabanlı ve/veya hacim tabanlı,
b) Piyasaya yayılmış veya odaklanmış,
c) Merkezi veya dağıtık.

Fiyat-tabanlı sistemlerde regülatörler/devlet ajansları fiyatı belirler ve yatırımcıların/üreticilerin belirlenen fiyat düzeyine göre kapasite marketine katılımını bekler. Hacim tabanlı sistemlerde ise MW cinsinden piyasanın ihtiyaç duyduğu miktar hesaplanır ve bu miktara göre kapasite sağlayıcılarının teklif sunmaları beklenir. Piyasaya yayılmış mekanizmalarda sistem tüm katılımcılara açıktır, odaklanmış sistemlerde spesifik

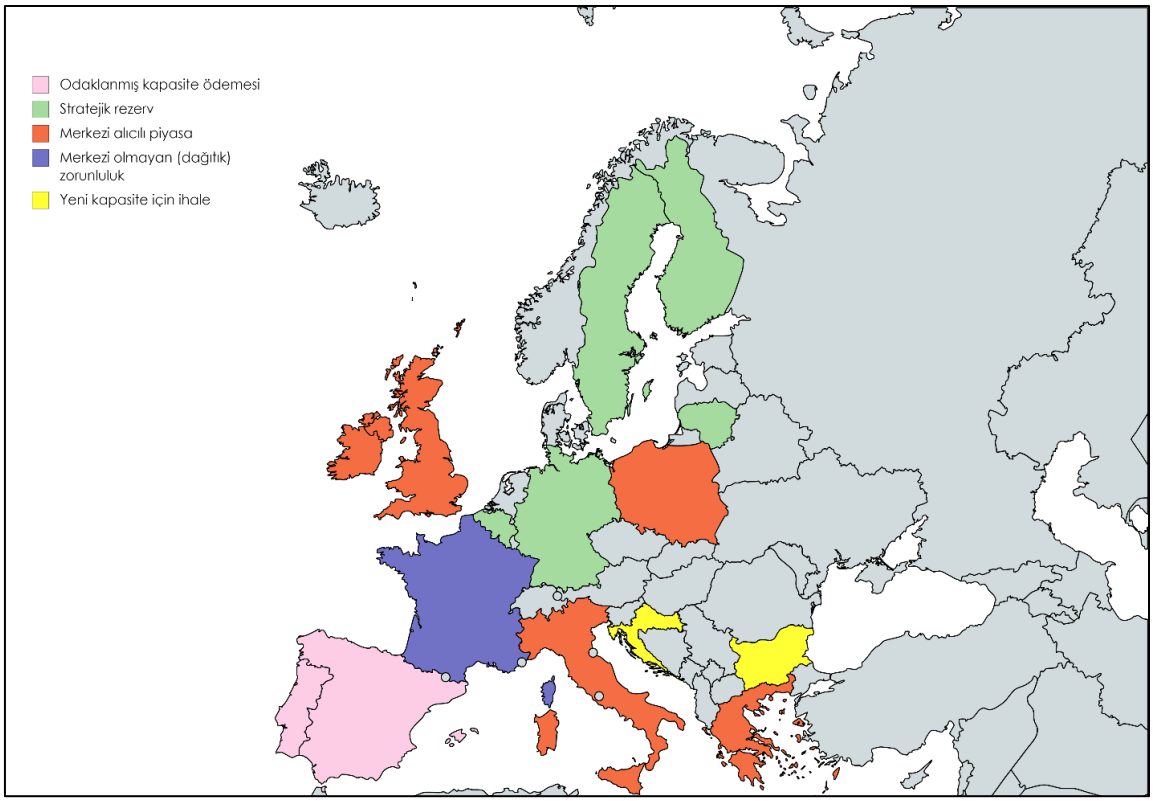
üreticilere (kaynak veya teknoloji yönünden) piyasa katılımı açık olup sadece önceden tanımlanmış belli üreticiler sisteme dahil olmaktadır. Merkezi sistemler kapsamında bir piyasa (mekanizma) operatörü tarafından ödemeler gerçekleştirilirken, dağıtık sistemlerde ise ikili anlaşmalar yoluyla tahsis/ödeme işlemleri gerçekleştirilmektedir (González-Díaz, 2015:11-13).

AB ülkeleri açısından farklı güdüler ile kapasite mekanizmaları tasarlanmış ve yalın enerji piyasalarına eklemlenmiştir. Örneğin, süreç içerisinde kimi ülkeler arz güvenliği kaygısıyla yatırımı teşvik etme arzusu ile kapasite piyasası kurmuş, kimi ülkeler ise yenilenebilir enerji penetrasyonunun artması ile daha dengeli kapasite sağlayıcılarının sistemde kalması amacıyla bu mekanizmalardan faydalanmıştır. AB ülkelerinin kapasite piyasa ihtiyaçlarına yönelik motivasyon etmenleri Çizelge 3.1'de özetlenmektedir (Roques ve Verhaege,2015). Tablodan da görüleceği üzere arz güvenliği kapsamında mevcut konvansiyonel santrallerin varlıklarının korunması ve yeni yatırımların teşvikinin üye ülkeler için önemli harekete geçme sebepleri olduğu görülmektedir.

Çizelge 3.1. Beş örnek ülke için kapasite mekanizması motivasyonları

Bölgesel özellikler				*Anahtar konular*		*Kapasite mekanizmasının Temel amaçları*
İtalya	**İspanya**	**İngiltere**	**Almanya**		**Fransa**	
- İç şebeke bölgeleri ve kısıtlar	-Düşük talep	- Eski/yaşlı termik santrallerin kapatılması	- Kuzeyden güneye şebeke kısıtları	-Güney Almanya' daki kapasite ihtiyacı	- Tepe yük artışı (10 yılda +%25)	-Üretim yeterliliğini sağlamak
- Yüksek yenilenebilir artışı	- Yüksek yenilenebilir artışı	- Sınırlı enterkonneksiyon	- Nükleer santrallerin kapatılması	-Esneklik ihtiyaçları	-Tepe yük santraller için kayıp para problemi	-Talep tarafının gelişimini desteklemek
- Merkezi tevzi	- Sınırlı enterkonneksiyon	- Yüksek yenilenebilir artışı	- Yüksek yenilenebilir artışı	- Kombine çevrim gaz santrallerinin düşük karlılığı	-Kombine çevrim gaz santrallerinin düşük karlılığı	-Piyasa gücünün kötüye kullanılmasını engellemek
	- Havuz piyasasına zorunlu katılım					
- Fazla kapasite ve kombine çevrim gaz santrallerinin düşük karlılığı	- Fazla kapasite ve kombine çevrim gaz santrallerinin düşük karlılığı	-Büyük yatırım ihtiyacı (kapasite açığı)	-Güney Almanya' daki kapasite ihtiyacı			
-Üretim koordinasyonu ve şebeke yatırımı	-Yenilenebilir penetrasyonu nedeniyle üretim yedeği ihtiyacı	-" Büyük Yanmalı Santraller Direktifi" uyarınca kapanan santraller	-Esneklik ihtiyaçları			
- Esneklik ihtiyaçları		-Esneklik ihtiyaçları	- Kombine çevrim gaz santrallerinin düşük karlılığı			
--Mevcut santrallerin emreamadeliğini ve esnekliğini teşvik	-Mevcut santrallerin emreamadeliğini ve esnekliğini teşvik	-Üretim yeterliliğini sağlamak	- Güney Almanya' daki mevcut kapasitenin korunması ve yeni yatırım teşviki			
-Düzgün dengelemenin sağlanması/ büyük santral kapatmalarından kaçınmak	-Düzgün dengelemenin sağlanması/ büyük santral kapatmalarından kaçınmak	-Kombine çevrim gaz santrallerinde yeni yatırım teşviki				
-Piyasa gücünün kötüye kullanılmasını engellemek	-Fiyat sıçramaları/dalgalanmasını sınırlandırmak	- Esnek yedek üretimin emreamadeliğini sağlamak	-Esnek yedek üretimin emreamadeliğini sağlamak			

Bu motivasyonlara sahip ülkeler merkezi ihale sistemi, doğrudan kapasite ödemesi, stratejik rezerv gibi opsiyonlardan kendilerince uygun olan sistemi tercih etmişlerdir. AB ülkelerinde mevcut durumda kapasite mekanizması olarak tercih edilen yöntemler Şekil 3.13'te yer alan harita üzerinde gösterilmektedir.



Şekil 3.13. AB ülkeleri güncel kapasite mekanizmaları[31]

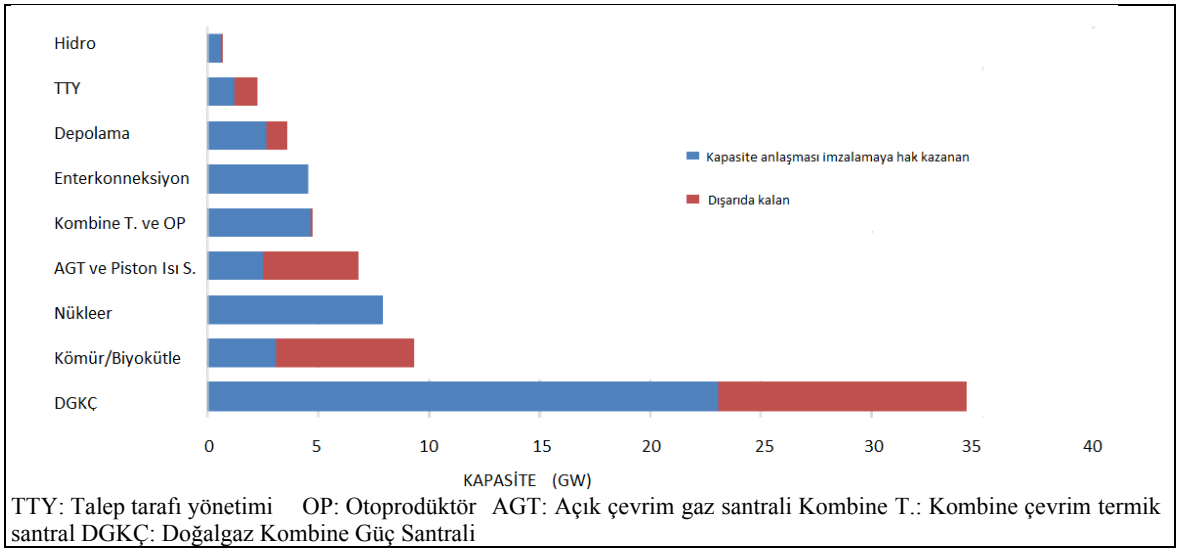
Mekanizma çeşitleri ve uygulama yöntemleri açısından Çizelge 3.1'de yer alan bazı büyük AB ülkeleri uygulamaları ülke bazlı olarak aşağıda daha detaylı bir şekilde ele alınmaktadır.

Birleşik Krallık

2014 yılına kadar yalın elektrik piyasasına sahip olan Birleşik Krallıkta (BK), hükümet merkezi bir kapasite ihale mekanizmasını yürürlüğe koymuştur. "Kayıp para[32]" problemine çözüm olarak hükümetin bu mekanizmayı oluşturmaya ikna edilmesi sağlanmıştır (Leiren, Szulecki, Rayner, ve Banet, 2019). Kapasite ödemelerinin gerçekleşeceği T yılından dört yıl önceki T-4 ve bir yıl önceki T-1 yıllarında kapasite ihaleleri merkezi olarak 1 ve 4 yıl ileri

[31] (Bublitz, Keles, Zimmermann, Fraunholz ve Fichtner, 2019)'da yer alan harita esas alınmıştır.
[32] "Kayıp para" kavramı 3. Bölüm'de detaylı bir şekilde incelenmiştir.

tarihli olarak gerçekleştirilmektedir (Bublitz ve diğerleri, 2019). 2017/18 döneminde T-4 ihalesi için toplam 1275 kapasite piyasa birimi (katılımcısı) başvuruda bulunmuş ve bunlardan toplam 75,8 GW gücünde 861 tanesi ön-yeterlilik koşulunu sağlamıştır. Bu kapasitelerin kaynak bazında dağılımı aşağıdaki grafikte gösterilmektedir (OFGEM, 2018:18).

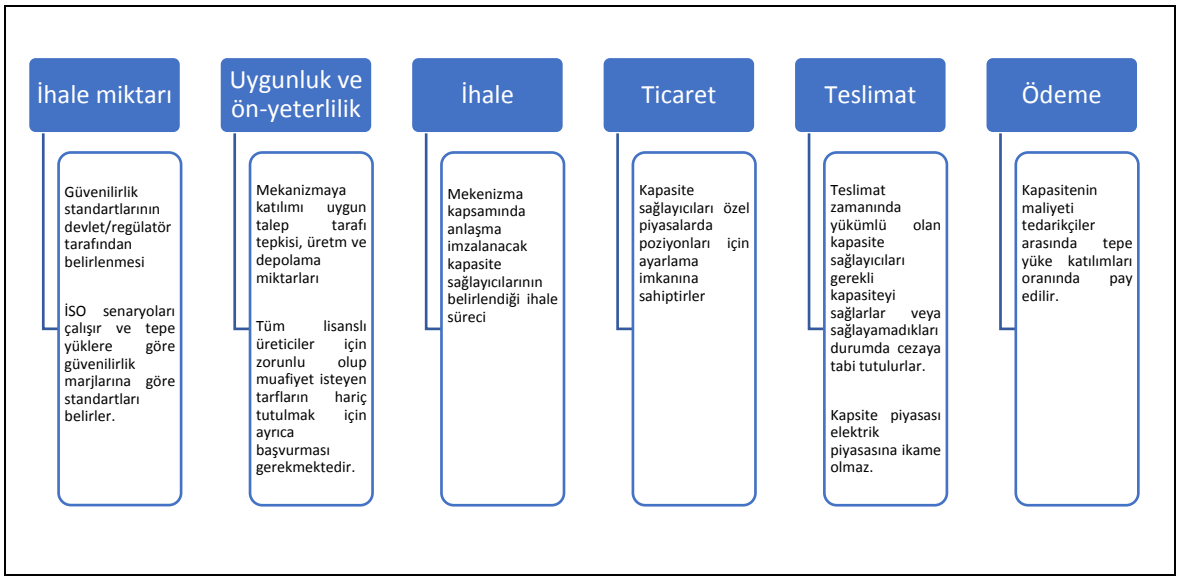


TTY: Talep tarafı yönetimi OP: Otoprodüktör AGT: Açık çevrim gaz santrali Kombine T.: Kombine çevrim termik santral DGKÇ: Doğalgaz Kombine Güç Santrali

Şekil 3.14. Kaynak bazında BK 2017/18 T-4 ihalesi sonuçları

T-4 ihalelerinin tamamlayıcı niteliğindeki T-1 ihalelerinde 2018 yılı için toplam 5,8 GW'lık kontrat yapılmış olup kapasite ödeme bedeli 6 £/kW/yıl olarak hesaplanmıştır (OFGEM, 2018:25). 2014 yılında 2018 yılı için yapılan T-4 ihalelerinden kapasite gerçekleşme oranı (sağlanan kapasite / vaat edilen kapasite) % 65 olarak gerçekleşmiştir.

BK sisteminde tasarımdan ödemelerin gerçekleşmesine kadar olan süreç altı aşamadan oluşmaktadır. Bu aşamalar sırasıyla ihtiyacın belirlenmesi, uygunluk ve ön-yeterlilik, ihale, ticaret, teslimat ve ödeme olarak özetlenebilir. Bu süreç aşağıdaki şekilde kısaca gösterilmektedir (Willis, 2015:374).



Şekil 3.14. BK kapasite mekanizması uygulama aşamaları

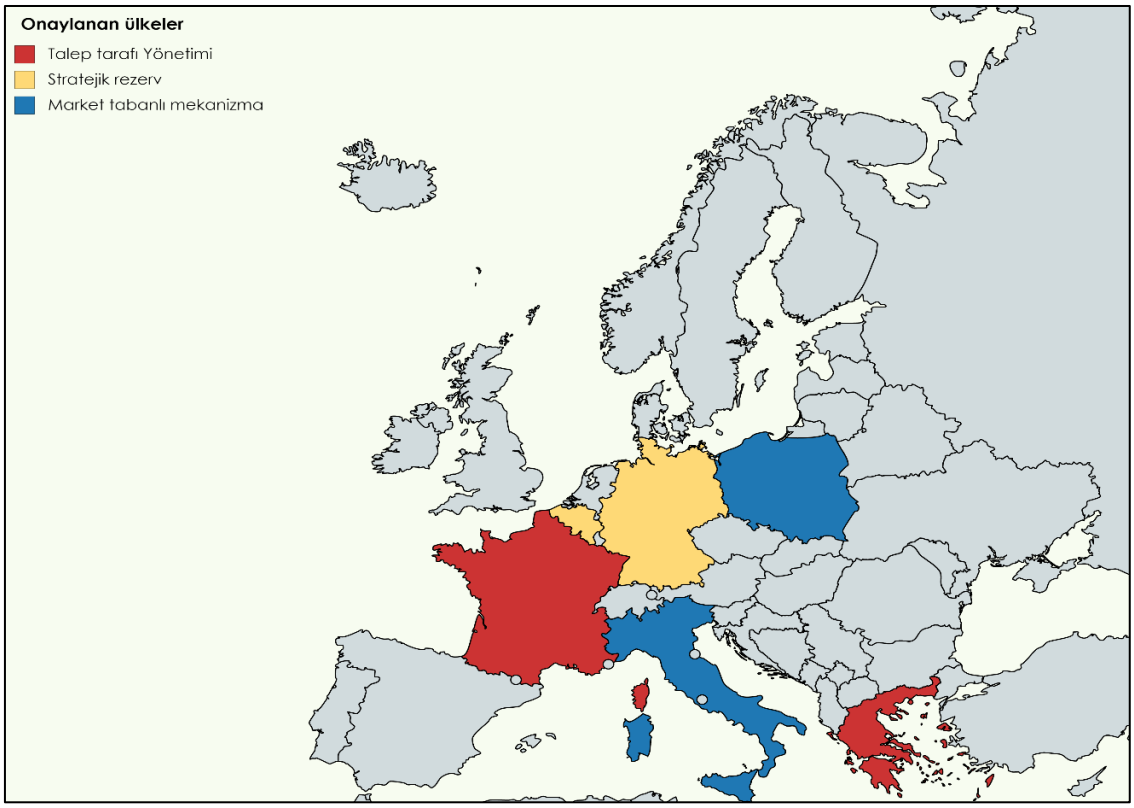
Fransa

Fransa 1970lerden beri bir kapasite mekanizması kurulması yönünde arzuda bulunmuştur. Şehir ısıtma sistemleri olarak elektrik enerjisini kullanan ülkede, 2000li yıllarda bazı büyük termik santrallerin kapanmasıyla bir arz güvenliği problemi oluşmuş, bununla beraber 2008 finansal krizi ile düşen enerji tüketimi elektrik piyasasında yeni bir "kayıp para" problemini meydan getirmiştir (Leiren ve diğerleri, 2019). Ülkede talep tarafı yönetimi amacıyla ilk defa 2015 yılında 2017'de yürürlüğe girmek üzere "dağıtık" bir kapasite mekanizması inşa edildi. Yapılan düzenleme ile bütün yük-sağlayıcı birimler (sistem pozitif veriş yönünde katkı sağlayan üniteler), tüketicilerinin tepe yük tüketimleri için belirli sayıda elektrik tüketim ortaklığı sertifikasına sahip olmak ile yükümlendirildiler. Sertifikalar kendi üretimleri üzerinden oluşturulabileceği gibi talep tarafı yönetimi çerçevesinde de elde edilebilmektedir. Bu sertifikalar ikili anlaşmalar aracılığıyla veya piyasa içinde ticarete konu edilebilmekte olup yapılan ilk üç ihalede toplam 34 GW seviyelerinde sertifika fiyatlanmıştır (Bublitz ve diğerleri, 2019; EC, 2016a).

Almanya

Stratejik rezerv olarak tasarlanan kapasite mekanizmasına ilişkin Avrupa Komisyonu "devlet desteği (state aid)" kurallarına uygunluk onayı 7 Şubat 2018 tarihli karar ile verilmiştir (Şekil 3.15 - Almanya ile beraber Fransa, Belçika, İtalya, Polonya ve Yunanistan

olmak üzere 6 ülke için)[33]. Yenilenebilir enerjinin Avrupa'daki öncülerinden Almanya için, yenilenebilir enerjinin getirmiş olduğu dengeleme problemleri bağlamında güvenilir/sürdürülebilir rezerv kapasite tutma ihtiyacı hasıl olmuştur (Neuhoff, Diekmann, Kunz, Rüster, Schill ve Schwenen, 2016).



Şekil 3.15. Devlet yardımı kapsamında Avrupa Komisyonunda 7.2.2018 tarihli onayı alan ülkeler

Almanya genelinde yapılan tartışmalar çerçevesinde merkezi bir kapasite piyasası, (i) mevcut kurulu gücün yeterli olması, (ii) kapasite piyasalarının piyasayı bozmakta olması yönündeki genel algı ve (iii) maliyet etkinliği gibi nedenlerle kabul görmemiştir (Jenkin, Beiter ve Margolis, 2016). Almanya toplam 2 GW'a kadar bir gücü stratejik rezerv olarak bulundurma imkanını ülkede hizmet sağlayan dört iletim şirketine zorunlu kılmıştır. Bu miktar, ülkenin güneyinde yer alan yüksek tüketimli sanayi bölgesine güvenilir ve yeterli enerji sağlanmasını öngörmektedir. Stratejik rezerve dahil olan santrallerin aynı zamanda başka bir piyasaya dahil olamamaları da düzenlenmiştir (Jenkin ve diğerleri, 2016).

[33] Kaynak: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_18_682

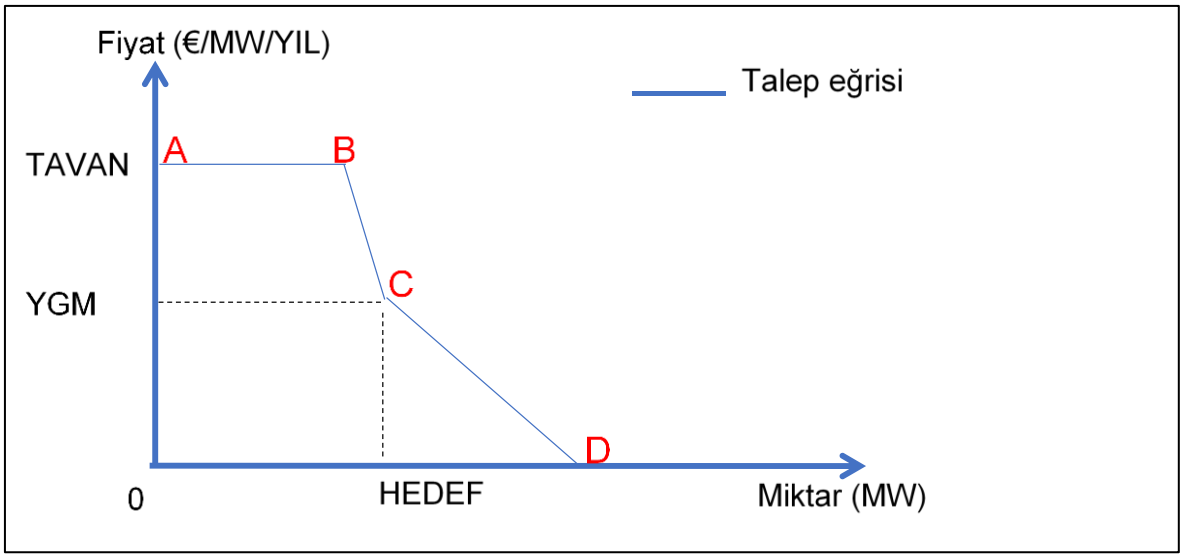
İtalya

Piyasa tabanlı bir mekanizma İtalya elektrik piyasasında oluşturulmuş ve bu sistem Avrupa Komisyonunun "devlet desteği" kurallarına uygunluğu 7 Şubat 2018[34] tarihli karar ile onaylanmıştır.

İtalya'daki kapasite mekanizması aşağı yönlü fiyat tekliflerinin sıralandığı bir ihale sistemine dayanmaktadır. Bu sistemde İSO talep tarafı olarak katılım sağlamakta olup ihtiyaç duyduğu kapasite miktarı (MW cinsinden) için fiyat (€/MW/yıl) teklifinde bulunmaktadır. Kapasite sağlayıcıları da sağlayabilecekleri kapasite miktarı için satış yönünde tekliflerini piyasaya sunmaktadırlar (Perico, Checchi ve Canazza, 2018). İhale çoklu turlardan oluşmaktadır: birinci turda satış yönünde teklif verecek katılımcılar ilk tekliflerini verirler. Sonraki turlarda arz ve talep eğrilerinin kesişmesi için satış teklifi veren katılımcıları fiyatlarını düşürülürler. Marjinal fiyat ve tahsis edilen kapasitenin değişmemeye başladığı durumda ihale sonlandırılır. İhale süreci maksimum 26 turdan oluşmaktadır (Perico ve diğerleri, 2018).

İletim sistemi operatörü, ihale öncesi talep eğrisini oluştururken, KYO[35] hesaplamalarını dikkate almaktadır. A, B,C ve D olarak 4 noktası belirlenen ve Şekil 3.16'da yer alan eğri örnek talep eğrisini göstermektedir. A ve B noktaları fiyat tavanını (B noktası İSO'nun tepe fiyattan alacağı son kapasiteye karşılık gelmektedir), C noktası fiyatın sisteme yeni giren bir santralin maliyetini (YGM), D noktası ise fiyatın "0"a eşit olduğu yeri belirtmektedir. Şekilde dikey eksende gösterilen değerler ihale başladığında ilk olarak hesaplanmakta, ihale sürecindeki eksiltmeler nedeniyle her bir turda yenilenmektedir (Mastropietro, Fontini, Rodilla, ve Batlle, 2018).

[34] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_18_682
[35] Kavram olarak KYO İkinci Bölüm'de açıklanmaya çalışılmıştır.



Şekil 3.16. Dört noktalı talep eğrisi-İtalyan Kapasite İhalesi

Toplamda 4 ana fazdan oluşan ihale süreci, ihaleye konu T yılından 4 yıl önceki yıl ile başlamaktadır. Yılda bir kez düzenlenen ana ihalede kapasitenin büyük bir kısmı ticrete konu edilir. "Tamamlayıcı ihale" olarak adlandırılan ikinci safhada tam arz yeterliliğinin sağlanması için yine dört yılda bir yapılan fakat daha kısa süreli kontratlar alınıp satılmaktadır. Üçüncü aşama olan "Ayarlama ihalesi" teslimat süresi yaklaşırken yükümlülük sahibi kapasite sağlayıcılarının ve/veya İSO'nun taahhütlerini ayarlamak için kullanılmaktadır. Haftalık bir piyasa olarak kabul edilebilecek "ikincil piyasa" ise tezgahüsütü piyasa mantığıyla çalışan ve teklif önceliğine göre tekliflerin kabul edildiği tamamlayıcı bir piyasa özelliği göstermektedir. Bu dört aşamanın özeti Çizelge 3.2'de yer almaktadır (Mastropietro ve diğerleri, 2018).

Çizelge 3.2. İtalya kapasite mekanizmasında ihale süreci ve sözleşme süreleri

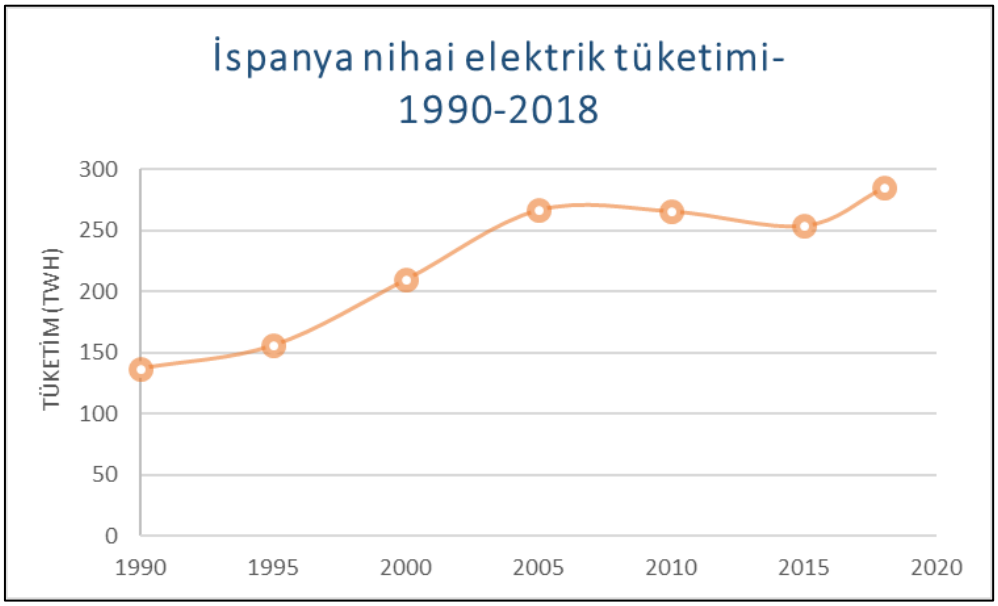
	Ana İhale	Tamamlayıcı ihale	Ayarlama İhalesi	İkincil piyasa
Gecikme süresi	4 yıl	4 yıl	0-3 yıl	0-1.5 yıl
Sözleşme periyodu	3 yıl	1-2 yıl	1 yıl	1 ay

İspanya

İspanya kapasite mekanizmasını, "kapasite ödemeleri" yöntemini benimseyerek ilk olarak 1997 senesinde devreye sokmuştur. 1997 yılında *Royal Decree 2009/1997* kanunuyla yürürlüğe giren sistem ile belli bir miktar garanti ödemenin üreticilere yapılması kurala

bağlanmıştır. 2007 yılında yapılan değişiklik ile kapasite ödemeleri iki kısma ayrılmıştır. Birinci kısım, sadece yeni santral projeleri için verilen ve yeni yatırımları teşvik eden kapasite ödemeleridir. İkinci olarak, ise mevcut santralleri içeren ve "elverişlilik hizmeti" olarak adlandırılan 1 yıla kadar olan ödemeleri içeren ödeme türü belirlenmiştir (Del Guayo, 2015:357).

İspanya'da özellikle 2008 ekonomik krizinden sonra elektrik talebinde bir azalma/durağanlaşma trendi görülmüştür (Şekil 3.17). Bu düşüş 2013 yılında regülasyonda yeni düzenlemeler getirmiş ve kapasite ödemesi kapsamındaki yatırım teşvik ödemeleri düşürülmüştür (Bublitz ve diğerleri, 2019). Öncelikli olarak her bir MW başına yıllık ödeme miktarı 28.000 €'dan 23.400 €'ya düşürülmüş, daha sonra bu değer 10.000 €'ya kadar düşürülmüştür(Del Guayo, 2015:359).



Şekil 3.17. İspanya nihai elektrik tüketiminin yıllara sari değişimi[36]

3.6.2. Amerika Birleşik Devletleri

Amerika Birleşik Devletleri (ABD) içerisinde elektrikte kaynak yeterliliğinin sağlanması üç farklı model olarak karşımıza çıkmaktadır (Bushnell, Flagg ve Mansur, 2017:24):

i. Tamamen regüle olarak işletilen geleneksel planlanmış piyasalar,

[36] Kaynak: IEA.

ii. Yatırım için sinyal verici etmenin sadece enerji fiyatı olduğu yalın enerji piyasaları,
iii. Kapasite için açık veya kapalı bir şekilde gelir akışı sağlayan ayrı bir platforma sahip bölgeler.

Üçüncü tür bölgelerde Kaynak Yeterliliği İkili Anlaşması (KYİA) üzerinden kapasite ödemelerinin gerçekleştirildiği modeller olduğu gibi Merkezi Kapasite Piyasasının (MKP) kurulduğu bölgelerde bulunmaktadır.

KYİA Modeli Uygulanan Bölgeler

Kaliforniya Bağımsız Sistem İşletmecisi (CAISO) ve Güneybatı Güç Havuzu (SPP), KYİA tarzı bir yaklaşımı benimsemiştir. CAISO sisteminde her bir Yük Sağlayıcı Birimin[37] (YSB) aylık tepe yükün %15 fazlasına kadar rezerv marjini bırakacak şekilde emre amade kapasite bulundurması veya piyasadan sağlaması gerekmektedir. Bu genel kuralın dışında bölgesel olarak da sağlanılması gereken *Yerel Kapasite Zorunluluğu* da bulunmaktadır (Pfeifenberger, Spees, ve Newell, 2012:9).

CAISO aynı zamanda yerel kapasite ihtiyaçlarını karşılama adına takviye (backstop) mekanizmasını da kullanmaktadır. Eğer kaynak yeterliliği gereklilikleri yeterli gelmez ise bir Kapasite Edinme Mekanizması devreye sokulmaktadır. Bu mekanizmada ihale benzeri bir yöntem izlenerek kapasite teklifleri alınmaktadır (Bushnell ve diğerleri 2017:25).

SPP'de ise rezerv marjinin %12 mertebesinde tutulması gereken bir düzenleme getirilmiştir. SPP tarafından oluşturulan Kapasite Marjini Görev Gücü grubu, rezerve marjin açığını fazla kapasite sahibi taraflardan sağlayacakları kapasite ile kapatmayan YSB'lere bir cezai müeyyide uygulamaktadır. Bu birimler piyasaya yeni katılımın maliyeti ile bölgesel kapasite ihtiyacına dayalı bir çarpan etkisinin dikkate alınması ile hesaplanan bedeli ödemekle yükümlü tutulmuşlardır (Bushnell ve diğerleri 2017:25).

[37] İng. "Load Serving Entitiy".

MKP Modeli Uygulanan Bölgeler

ABD'de PJM, MISO, ISO-NE ve NYISO gibi sistem operatörlerinin işlettikleri sistemlerde MKP modeli uygulanagelmektedir (Jenkin, Beiter ve Margolis, 2016:4).

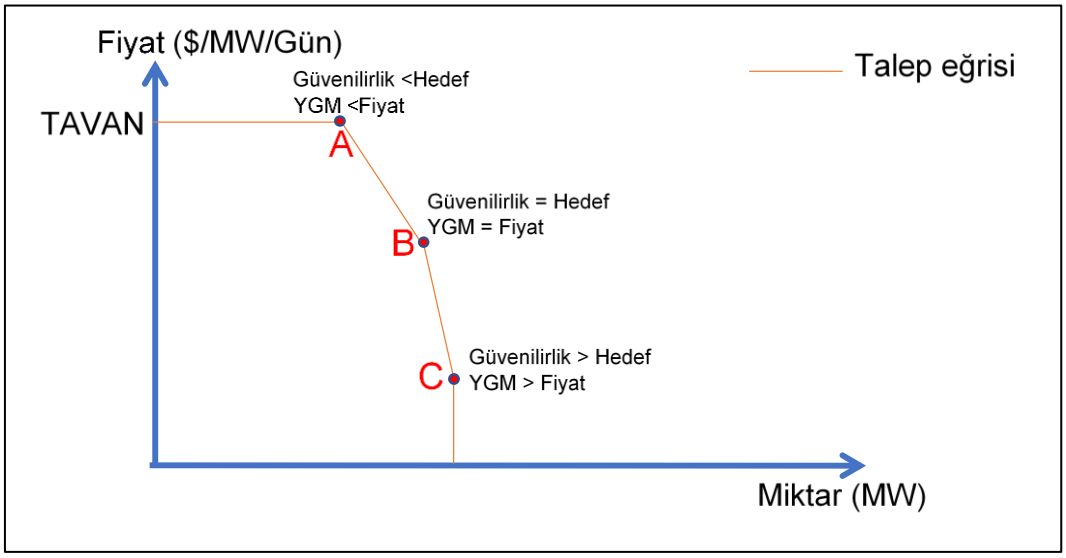
Örneğin PJM modelinde ikili anlaşmaların yanında ihale yöntemi uygulanmaktadır. Güvenilirlik Fiyatlama Modeli (GFM) bazlı çalışan uygulamada piyasa içinde üretilen sinyalin düzenleyici müdahaleye gerek olup olmadığı yönünde belirleyici olduğu bir yapı kurulmuştur. GFM modelinde kapasite yıllık bir ürün olarak tanımlanmış; tüm kapasitenin zorunlu olarak teklif edilme ve tüm yük için satın alınma zorunluluğunun bulunduğu, enerji ve kapasite piyasaları arasındaki bağın performans endeksleri ile net bir gelir farkı vasıtasıyla kurulduğu bir düzen bulunmaktadır. GFM tasarımında belirlenmiş bükülüm noktaları bulunan bir talep eğrisine dayanan üç yıl vadeli bir tedarik süreci bulunmaktadır. Piyasa için yerel piyasa tanımı ve piyasa gücü azaltımı kuralları da ayrıca tanımlanmıştır (Bowring, 2013).

GFM modeline tüm YSB'lerin katılımı zorunlu tutulmuştur. Bunun istisnasını Sabit Kaynak Gereksinimi Alternatifini tercih eden katılımcılar oluşturmakta olup bu alternatif ile kapasite planlarını PJM'e onaylatan YSB'ler ayrıca GFM sistemine katılmak zorunda değildirler (PJM, 2020:16).

YSB'ler dışında kapasite sağlama yönünde piyasaya Mevcut Üretim Kapasite Kaynakları, Planlanmış Üretim Kapasite Kaynakları, Ünite Bazlı Olarak İkili Anlaşmalı Kapasite Kaynakları, Mevcut Talep Kaynakları, Planlanmış Talep Kaynakları, Enerji Verimliliği Kaynakları ve Gelişimci İletim Güncellemeleri PJM'in kapasite piyasasına katılım sağlayabilirler. Ayrıca PJM piyasa ayakizinin bulunduğu yerlerdeki mevcut üreticiler de kapasite piyasasına katılabilirler. Bunlardan PJM piyasa ayakizinin bulunduğu yerlerdeki Mevcut Üretim Kapasite Kaynakları ile PJM piyasa ayakizinin bulunduğu Ünite Bazlı Olarak İkili Anlaşmalı Kapasite Kaynaklarının GFM'ye katılımı zorunludur (PJM, 2020:17).

Talep eğrisi kapasite ihtiyacının ortaya konulmasında önemli bir rol oynamaktadır. İtalya örneğine benzer şekilde örnek bir tepe yük santralinin net YGM'si esas alınarak güvenilirlik eşikleri bulunmaktadır. Burada net YGM üretilecek enerjinin brüt maliyetini ve olası yan

hizmetler gelir farkını ihtiva etmektedir (Bowring, 2013). PJM ihalelerinde kullanılan örnek bir talep eğrisi Şekil 3.18'de gösterilmektedir (CIGRE, 2016:34).



Şekil 3.18. PJM sistemi kapasite mekanizmasında örnek bir talep eğrisi

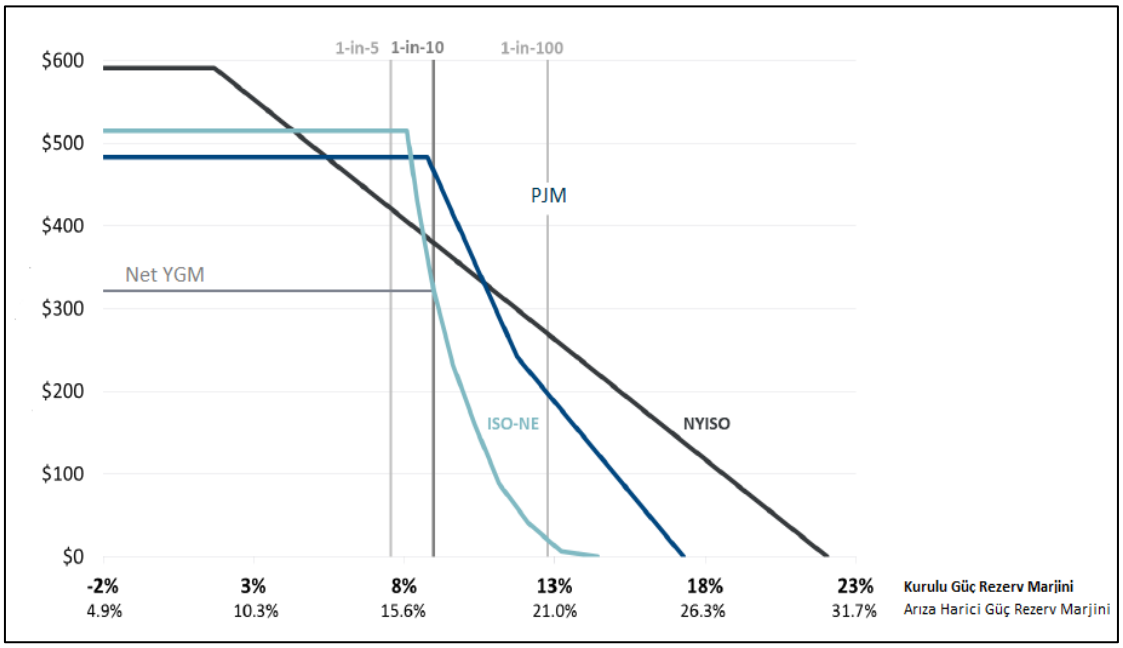
Talep eğrisi belirlenirken istenilen güvenilirlik seviyesini sağlayacak dengeli bir kapasite fiyatının belirlenmesi önemlidir. PJM uygulama kılavuzuna (PJM, 2020:38) göre Değişken Kaynak Gereksinimi Eğrisi (DKGE) olarak da kabul edilen eğride en yüksek fiyat (A noktasına kadar düz eğrinin tekabül ettiği) "YGM- Enerji ve Yan Hizmetler Gelir Eşiği[38]" miktarının 1,5 katı ile YGM değerinin yüksek olanı olarak esas alınıp bu değer tüm sistemin ortalama kesinti endeksi dikkate alacak bir katsayıya bölünerek bulunmaktadır[39]. İkinci kırılım değerinde katsayı 0,75 olarak alınmış, 2020 kılavuzunda ise üçüncü bir kırılıma yer verilmeyerek doğrudan 0 $/MW değerine iniş gerçekleştirilmiştir (PJM, 2020:38).

PJM modelinde YSB'lerin kapasite bulundurma zorunlulukları doğrudan kendilerinin sağlaması ile veya ikili anlaşmalar ya da kapasite piyasasından ihaleye girerek kapasite sağlamaları ile karşılanmaktadır. Kurulu güçler periyodik bakım vb. gibi arıza kaynaklarının etkisi de dikkate alınarak arıza harici (unforced) kapasite yükümlülüğüne çevrilerek kontrol edilmektedir. Bu yükümlükler, kapasite mekanizması içinde başarılı teklifler sunularak YSB'ler tarafından yerine getirilmektedir. Sistem İşletmecisi tarafından yerine getirilmeyen

[38] YGM için bir gaz türbininin maliyeti esas alınmış, enerji geliri olarak yine PJM'de referans ünitenin yıllık ortalama MW başına kazancı, yan hizmetle geliri olarak da tahmini bir değer $/MW.yıl olarak belirlenmiştir.
[39] Arıza harici güç rezerv marjinine tekabül eden fiyatı bulabilmek için bu değere bölünmektedir.

yükümlükler için her bir MW/Gün başına 170 $ ceza uygulanmaktadır (CIGRE, 2016:76-77).

Diğer bölgeler için de benzeri bir kaynak gereksinim eğrisi oluşturulmaktadır. Brattle Group'un PJM için 2018 yılı için hazırladığı raporda (Newell ve diğerleri, 2018:51) PJM, ISO-NE ve NYISO bölgelerinin karşılaştırmalı eğrileri gösterilmiştir (Şekil 3.19).



Şekil 3.19. ABD için farklı bölgelerde ihtiyaç eğrilerinin karşılaştırılması

Benzer nitelikteki Amerikan sistem işletmecilerinin kapasite mekanizması uygulamaları aşağıdaki tabloda özetlenmektedir (Jenkin ve diğerleri, 2016:4).

Çizelge 3.3. Dört sistem işletmecisinin kapasite mekanizması uygulaması

	PJM	MISO	ISO-NE	NYISO
Vade periyodu	3 yıl	Kısa dönem (~ 2 ay)	3 yıl	Kısa dönem (~ 2-30 gün)
Taahhüt süresi	1 yıl	1 yıl	1 yıl	6 ay veya daha farklı bir zaman için
Kapasite sağlama Yöntemi	• İkili anlaşma • Zorunlu ihale	• İkili anlaşma • Gönüllü ihale	• İkili anlaşma • Zorunlu ihale	• İkili anlaşma • Zorunlu ve gönüllü ihale

3.7. Kapasite Mekanizması Modellemeleri Üzerine Yapılan Çalışmalar

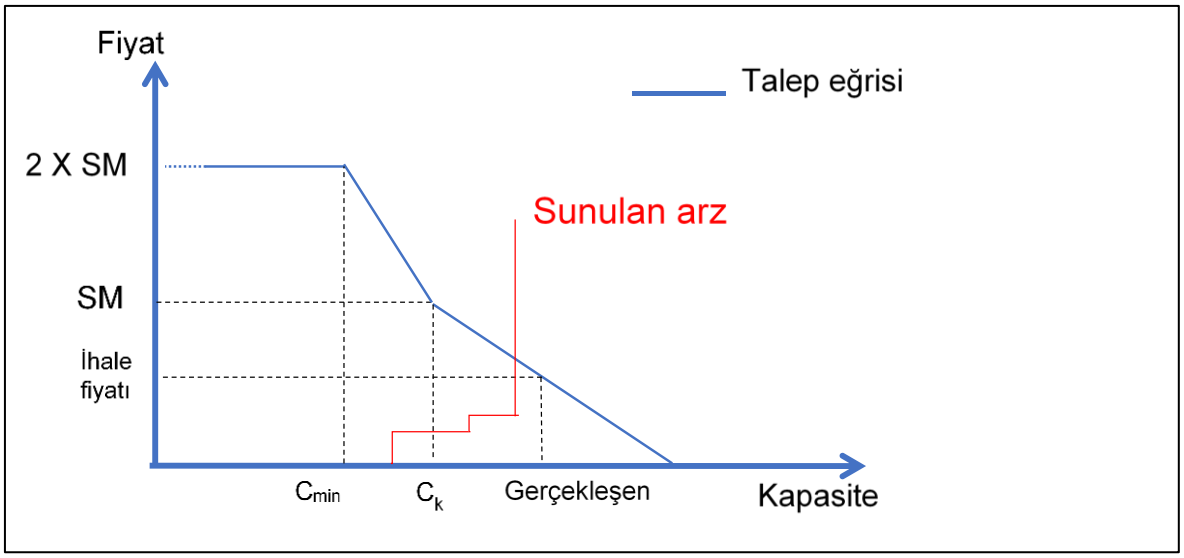
Literatürde kapasite mekanizmaları hakkında yapılan çalışmaları incelendiğinde ağırlıklı olarak mevcut mekanizmaların nasıl sonuçlar ürettiğine yönelik yayınlar yapılmış olduğu görülmektedir. Bunun yanında yeni sistem önerileri ve var olan modellerin aksayan yönlerini işaret ederek olası düzeltme önerilerini ihtiva eden çalışmalara da rastlanmaktadır. Bu bölümde de konu bütünlüğü açısından ülke uygulamaları yanı sıra kapasite mekanizması uygulamalarına yönelik modelleme veya mevcut modelleri rehabilite etme yönünde literatürde yapılan önemli çalışmalara yer verilmiştir.

Stern ve Turney (2003)'te tüm şebekeler için (elektrik, gaz veya telekomünikasyon) için yaptıkları çalışmada ana unsurun merkezi şebeke planlaması olduğu buna karşın kısa-dönem kapasite ihaleleri vasıtasıyla kapasitenin doğru bir şekilde tahsisatının yapılabileceği savunulmaktadır.

Krapels, Flemming ve Conant (2004) yaptıkları çalışmada Kaliforniya bölgesi için ABD'nin diğer üç kuzeydoğu sisteminin (NY-ISO, PJM ve New England) tercih ettiğine benzer bir ihale sisteminin entegre edilmesi gerektiği sonucuna ulaşmaktadır.

Bidwell (2005), ABD'de uygulanan ICAP (Kurulu Kapasite) yaklaşımında kullanılan ihtiyaç (talep) eğrisi yaklaşımının problemlerine yer vererek "Güvenilirlik Opsiyonu (GO)" modelini önermektedir. Önerilen modeldeki GO, en pahalı üretim biriminin fiyatından daha yüksek bir tepe fiyatı üzerinde işlem gören bir alım opsiyonu oluşturulmaktadır. Mevcut ve potansiyel enerji santrallerinin dahil olabileceği bu sistemde yıllık ihalelerin gerçekleştirilmesi kurgulanmıştır. Burada kabul edilen tekliflerden, tepe fiyatı ile enerji havuzunda oluşan fiyat arasındaki fark teklif kabul edilen katılımcıya ödenmektedir. Cramton ve Stoft, 2008 yılında yayımlanan çalışmalarında GO modelini önermiş ve bu modelin New England ile Kolombiya piyasalarına uyarlanabilirliğini tartışmışlardır.

Cramton ve Stoft, 2005 yılında yaptıkları çalışmada ise ABD'nin New England bölgesi için Bölgesel Kurulu Kapasite Talep eğrisi oluşturulmuş (bkz. Şekil 3.20), bu eğrinin kapasite ihalesi için baz teşkil etmesi önerilmiştir. İhale cari yıldan dört yıl öncesinde gerçekleştirilerek bir yıllık kontratların üreticilerle imzalanması esas kılınmıştır.



Şekil 3.20. New England bölgesi için örnek talep eğrisi ve olası arz

Şekil 3.20'deki SM, tepe yük santralinin sabit maliyetini, C_{min} minimum kapasite ihtiyacını, C_k ise SM fiyatına tekabül eden kapasite miktarını göstermektedir.

Reeder (2006), kapasite mekanizmalarının belirli bir düzeyden/süreden sonra ihtiyaç eğrisini düzleştireceğini ve enerji havuzunda mümbit bir kaynak çeşitliliği ve yeterliliğinin sağlanacağını belirterek belirli bir doyum noktasına ulaşınca mekanizmanın lağvedilebileceği fikri üzerinde durmuştur.

Aalami, Moghaddam ve Yousefi (2010), yaptıkları çalışmada talep tarafının etkinleştirilmesi açısından kapasite piyasalarının bir *araç* olarak kullanılabilmesini önermişlerdir. Özellikle NY-ISO ve New England ISO'nun mekanizmalarına dahil olmaları neticesinde, tüketim azaltımı yönünde teklif verecek piyasa katılımcılarının elde edecekleri ilave gelirlerin talep tarafı yönetimine olan katılımı artıracağını öngörmüşlerdir. Benzer şekilde Xavier (2020) talep tarafı katılımının daha da etkinleştirilmesi için talep tarafı katılımcılarının da kapasite bedeli mekanizmalarına dahil edilmesi gerektiğini savunmuştur.

Wilson (2010) ise ABD'deki kapasite piyasalarının uygulamada karşılaştığı sorunlara değinerek başta ihtiyaç eğrisinin oluşturulması ve ihale sürelerinin güncellenmesi olmak üzere mevcut uygulamaların revize edilmesi gerektiğini savunmuştur.

Cramton ve Ockenfels (2012), ihale mekanizması önerdikleri çalışmada yüksek fiyattan başlayarak fiyat kırım tekliflerinin gerçekleştiği bir "Azalan saat ihalesi[40]" modellenmiştir. Çoklu turlardan oluşması öngörülen ihale sürecinde katılımcılar bir önceki turda belirlenen fiyattan başlamak üzere (bu fiyat referans alınarak) arz eğri tekliflerini sisteme sunmakta, ihale yöneticisi bu eğrileri birleştirerek sistemde fazla kapasite oluşup oluşmadığını kontrol etmektedir. Arz eğrileri birleştirildiğinde fazla (atıl) kapasitenin tekliflenmediği ihale sonucunda oluşan fiyat uzlaştırma fiyatı olarak kabul edilmektedir.

Hach, Chyong ve Spinler (2016); dinamik bir model sundukları makalelerinde iteratif bir yaklaşımla kapasite mekanizmasının aktif hale getirileceği bir model hazırlamışlardır. Bu modelde öncelikle elektrik spot piyasada oluşacak takas fiyatı tahminlenmektedir. Daha sonra yapılacak kapasite ihalesinde üreticiler tahminlenen elektrik fiyatı üzerinde "karlılık boşluğunu (bir nevi kayıp para)" dikkate olarak tekliflerini sunacaktır. Oluşan fiyatlar ile yatırımcılar mevcut santrallerini kapatma/rehabilite etme ya da yeni santral yatırımları konusunda karar vereceklerdir. Şekil 3.21'de de gösterilen bu döngü elektrik fiyatı satürasyona ulaşana kadar tekrarlanacaktır. Yazarlara göre fiyatın dengeye gelmesinin 10 ile 20 yıla arasında değişen sürelerde gerçekleşmesi beklenmektedir. Çalışmanın nihai kurgusunda ise birincisi sadece yeni katılımcı santrallerin iştirak edebileceği diğeri mevcut ve yeni tüm santrallerin katılabileceği ikili bir kapasite mekanizması önerilmiştir.

Boute (2012) ise kapasite mekanizmasına özgü bir yapı ile yenilebilir enerji yatırımlarının teşvik edilebileceği hususunda görüşlerini belirtmiştir. Bu makalede yazarın amacının, kaynak yeterliliğinin sağlanması yerine yenilenebilir kapasite miktarının Rusya'da artırılmasına yönelik olduğu görülmektedir. Cepeda ve Finon (2013)'ün çalışmasında da kapasite mekanizmasının varlığının ve yokluğunun uzun dönem rüzgâr santrali yatırımlarına olası etkileri tartışılmıştır. Dört farklı durum çalışmasının gerçekleştirildiği yayında çalışılan senaryolar aşağıda listelenmektedir:

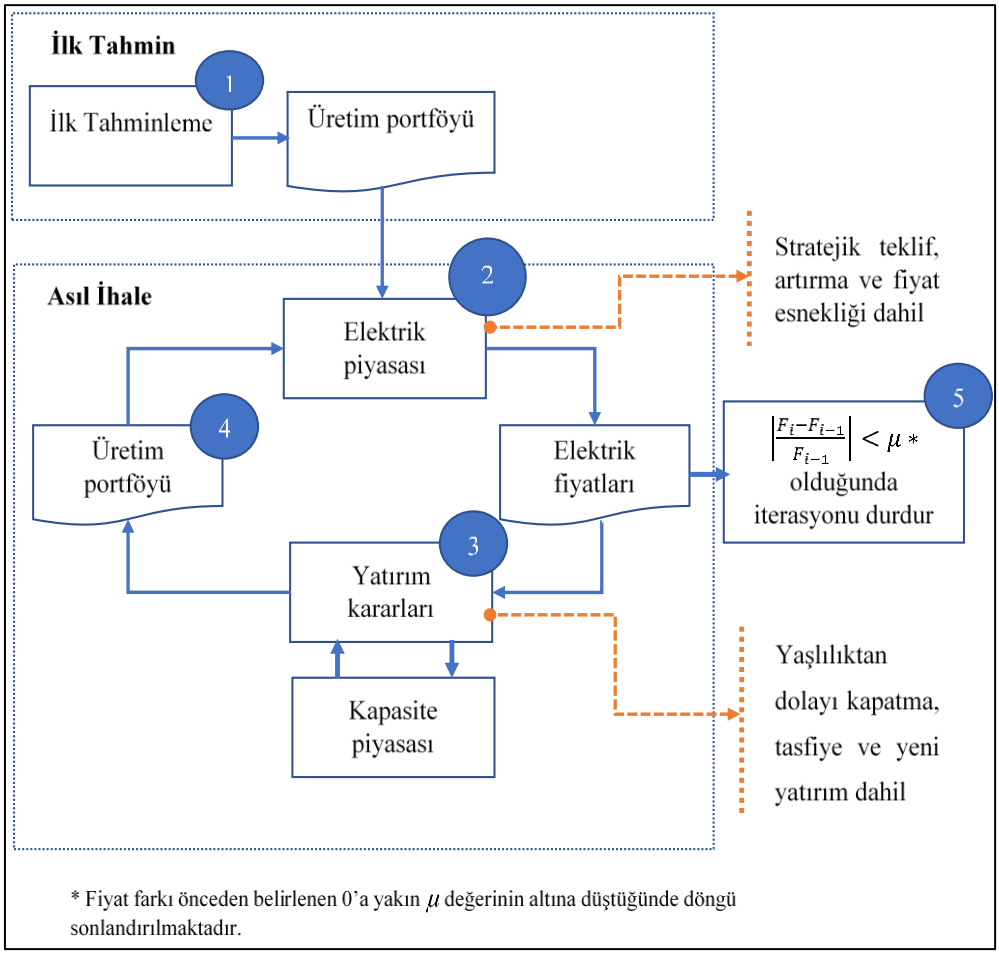
- Yenilenebilir enerji teşviki ile beraber fiyat tavanlı yalın enerji piyasası modeli,
- Yenilenebilir enerji teşviki ile beraber fiyat tavanlı yalın enerji piyasası modeli + kapasite mekanizması,
- Yenilenebilir enerji teşviki olmadan fiyat tavanlı yalın enerji piyasası modeli,

[40] İng. "Descending Clock Auction".

- Yenilenebilir enerji teşviki olmadan fiyat tavanlı yalın enerji piyasası modeli + kapasite mekanizması.

Benzer şekilde Parmar ve Darji, 2020 yılında yayımladıkları makalede, mevcut kapasite mekanizmasının özellikle yeni rüzgâr santralleri yatırımlarını teşvik edemediğinden bahisle CO_2 emisyonu yoğunluğuna bağlı olarak yenilebilir santrallerin ayrıca kümelendiği, özelleştirilmiş bir yapının kurulması gerektiğine yer vermişlerdir.

Olsina, Pringles, Larisson ve Garcés (2014) ise "kapasite ödemeleri" metoduna yeni istatistiksel bir yaklaşım getirerek sabit bedelli ödeme yerine olasılıksal dağılım ve elde edilecek gelirlerin beklenen değerinin uzun dönem yatırım maliyetlerini karşılayıp karşılamamasına odaklanmaktadır. Kıtlık rantını dalgalı bir formdan daha düzgün bir hale getirecek "güvenilirlik ödemeleri" isimli yaklaşımları neticesinde yatırımcıların daha güvende hissedecekleri iddia edilmektedir.



Şekil 3.21. Hach ve diğerleri (2016)'nın önerdiği mekanizma algoritması

McRae ve Wolak, 2019'da yayımlanan çalışmalarında Kolombiya'daki mevcut "Güvenilirlik Ödemeleri Mekanizması"nın istenilen yatırım teşvikini sağlamadığı ve piyasa gücünü elinde bulunduran üreticilerin kıtlık durumunu kendi tercihlerine göre oluşturup oluşturmama hakkını elde ettiklerini belirtmişlerdir. Çalışmanın sonunda, mevcut mekanizmanın yerine YSB'lerin zorunlu katılımının olduğu yeni bir standardize vadeli piyasanın oluşturulabileceği önerilmiştir.

4. TÜRKİYE'DE KAPASİTE MEKANİZMASI UYGULAMASI

Ülkemizde "Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği" ismindeki uygulama yönetmeliği 20.01.2018 tarihli ve 30307 sayılı Resmî Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiş ve süreç içinde üç kere değişikliğe uğrayarak günümüzdeki halini almıştır[41]. Öncelikli olarak bu kısımda, 2018 yılı itibariyle ülkemizde uygulanmaya başlanan mekanizmanın temel bileşenleri ve metodu tartışılarak yapılan değişiklikler ve uygulanma şekline yönelik detaylara yer verilecektir.

4.1. Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği

4.1.1. Yönetmeliğin ilk hali ve mekanizmanın uygulanma metodu

Ocak 2018'de yayımlanan Yönetmeliğe göre Yönetmeliğin 6 ncı maddesinin ikinci fıkrasında yer alan aşağıdaki vasıfta bulunan tesisler haricindeki tesisler mekanizmaya iştirak edebilmektedirler:

"...

a) Kamu payının yüzde elliyi aştığı santraller,
b) Yap işlet ve yap işlet devret sözleşmesi bulunan ve anlaşma süresi dolmuş olsa da bu anlaşmalar kapsamında faaliyette bulunan/bulunmuş olan santraller,
c) Kanunun "Özelleştirme" başlıklı 18 inci maddesinin beşinci fıkrası kapsamında yapılan özelleştirme ihalesini kazanmak suretiyle kurulan santraller,
ç) Uluslararası sözleşmeler kapsamında kurulan nükleer enerji üretim santralleri,
d) Teşvik sürelerini tamamlamış olsalar dahi, herhangi bir zamanda YEKDEM'den yararlanan veya yararlanma hakkı bulunan santraller,
e) Bu Yönetmeliğin yürürlük tarihinden sonra özelleştirme ihalesi yapılan santraller,
f) Elektrik kurulu gücü yerli kaynaklara dayalı santraller için 50 MW_e'ın altında, diğer santraller için 100 MW_e'ın altında olan santraller,
g) İlk ünitesinin geçici kabul tarihinden başlayarak hesaplanan santral yaşı 10 yıldan büyük olan yerli kaynaklara dayalı olmayan santraller,

[41] 2020 Aralık ayı itibariyle.

ğ) Geçici kabulde belirlenen verimlilik oranı % 50'nin altında olan yerli kaynaklara dayalı olmayan santraller (hesaplamada doğalgaz santralleri için üst ısıl değer baz alınır),

h) Hidroelektrik santralleri ile kesintisiz üretim yapamayan rüzgar ve güneşe dayalı santraller.

... "

Mekanizmaya dahil olan tesisler bir önceki yılın Ekim ayının ortasına kadar Sistem İşletmecisine, yani TEİAŞ'a başvurmak zorundadır. TEİAŞ tarafından arz ve sistem güvenliği için yıllık bir bütçe belirlenir ve öncelik sıralamasına göre bir önceki başvuru yılında katılım sağlamaya hak kazanan üreticilere kapasite ödemeleri, TEİAŞ tarafından sunulan ve Kurulca onaylanan bütçeyi aşmayacak şekilde gerçekleştirilir (Madde 5 ve Madde 6).

4.1.2. Mekanizmadan ödeme alacak santrallere yapılacak ödeme miktarının hesaplanması

Yapılacak ödemenin miktarı Yönetmeliğin 8 inci maddesinde formüle edilmiştir. Bu maddeye göre *f* fatura döneminde *i* üretim şirketine ödenecek ödeme miktarı $K\ddot{O}_{i,f}$;

$$K\ddot{O}_{i,f} = \ddot{O}KO_i * \left[\sum_{m=1}^{k} KG_i * SMB_{f,j} * (1\ saat) + \sum_{n=1}^{l} KG_i * \left(TMB_{f,j} - PTF_{t,f,n}\right) * (1\ saat)\right] \quad (4.1)$$

formülüne göre hesaplanmaktadır. Burada,

j: Her bir kaynak türünü,

k: "f" döneminde, nihai piyasa takas fiyatının "i" santralinin ait olduğu kaynak türü için belirlenen değişken maliyet bileşeninden küçük ya da bu bileşene eşit olduğu uzlaştırma dönemlerinin sayısını,

m: "f" döneminde, nihai piyasa takas fiyatının "i" santralinin ait olduğu kaynak türü için belirlenen değişken maliyet bileşeninden küçük ya da bu bileşene eşit olduğu her bir uzlaştırma dönemini,

l: "f" döneminde, nihai piyasa takas fiyatının "i" santralinin ait olduğu kaynak türü için belirlenen değişken maliyet bileşeninden büyük, toplam maliyet bileşeninden küçük olduğu uzlaştırma dönemlerinin sayısını,

n: "f" döneminde, nihai piyasa takas fiyatının "i" santralinin ait olduğu kaynak türü için belirlenen değişken maliyet bileşeninden büyük, toplam maliyet bileşeninden küçük olduğu her bir uzlaştırma dönemini,

t: Her bir teklif bölgesini,

$ÖKO_i$: i santralinin kaynak türü için belirlenmiş olan ve sabit maliyet bileşeni hesaplamasında kullanılan kapasite kullanım oranını,

KG_i: "i" santralinin kapasitesini (MW),

$SMB_{f,j}$: "f" dönemi için geçerli olmak üzere "j" kaynak türü için belirlenen sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),

$TMB_{f,j}$: "f" dönemi için geçerli olmak üzere "j" kaynak türü için belirlenen toplam maliyet bileşenini (TL/MWh),

$PTF_{t,f,n}$: "t" teklif bölgesi için "f" döneminin "n" uzlaştırma dönemine ilişkin Gün Öncesi Piyasasında hesaplanan Piyasa Takas Fiyatını (TL/MWh)

ifade etmektedir.

4.1.3. Bütçenin dağıtılması

Yönetmeliğin ilk halinde bütçenin kullanılmasında öncelik yerli kaynaklı santrallere verilmiş, yerli kaynaklı santrallere yapılan ödemeler sonrası bütçede bakiye kalması halinde ise diğer santrallere ödemeler gerçekleştirilmesi esas alınmıştır (Madde 9). Bütçenin yerli kaynaklara dayalı santrallerin tamamına yapılacak ödemeye yetmemesi halinde ise ödemelerin hesaplanan kapasite ödemelerinin bütçeye oranlanması ile yapılması; yerli olmayan kaynağa dayalı üretim yapan santrale herhangi bir ödeme gerçekleştirilmemesi düzenlenmiştir (Madde 9).

Yani;

a) İlgili Döneme ait Bütçe < Hesaplanan Kapasite Ödemeleri Toplamı (Yerli ve Yerli Olmayan Kaynak Toplam) ise, yerli olmayan kaynağa dayalı santrallere ödenecek tutar,

$$KKÖ_{d,f} = \left(B_f - \sum_1^h KÖ_{y,f}\right) * \frac{KÖ_{d,f}}{\sum_1^z KÖ_{d,f}} \qquad (4.2)$$

formülüyle hesaplanır. Burada,

d: "f" döneminde kapasite mekanizmasında yer alan, yerli olmayan kaynağa dayalı üretim yapan her bir üretim tesisini,
f: Kapasite mekanizması uygulamasının yapıldığı takvim yılındaki her bir fatura dönemi,
h: "f" döneminde kapasite mekanizmasında yer alan, yerli kaynağa dayalı üretim yapan üretim tesislerinin sayısını,
y: "f" döneminde kapasite mekanizmasında yer alan, yerli kaynağa dayalı üretim yapan her bir üretim tesisini,
z: "f" döneminde kapasite mekanizmasında yer alan, yerli olmayan kaynağa dayalı üretim yapan üretim tesislerinin sayısını,
$KKÖ_{d,f}$: Yerli olmayan kaynağa dayalı üretim yapan "d" üretim tesisinin "f" dönemi için alacağı kesinti uygulanmış kapasite ödemesini (TL),
B_f: "f" dönemine ait kapasite ödeme bütçesini,
$KÖ_{y,f}$: "y" üretim tesisinin "f" dönemi için hesaplanan kapasite ödemesini (TL),
$KÖ_{d,f}$: "d" üretim tesisinin "f" dönemi için hesaplanan kapasite ödemesini (TL)

ifade etmektedir.

b) İlgili Döneme ait Bütçe < Sadece Yerli Kaynaklara Yapılacak Hesaplanan Ödemeler Toplamı ise,

yerli olmayan kaynaklara herhangi bir ödeme yapılmaz, yerli kaynaklara dayalı üretim tesislerine ise aşağıdaki formüle göre ödeme yapılır:

$$KKÖ_{y,f} = B_f * \frac{KÖ_{y,f}}{\sum_1^h KÖ_{y,f}} \quad (4.3)$$

Burada,

$KKÖ_{y,f}$: Yerli kaynaklara dayalı üretim yapan "y" üretim tesisinin "f" dönemi için alacağı kesinti uygulanmış kapasite ödemesini (TL)

ifade etmektedir.

4.1.4. Sabit ve değişken maliyetlerin belirlenmesi

Yine Yönetmeliğin ilk haline göre, 10 uncu maddede genel detayları anlatılan süreçte, her bir kaynak ile ilgili olarak sabit ve değişken maliyet bileşenleri ile kapasite kullanım oranları Kurul kararı ile belirlenmektedir. Aynı madde kapsamında sabit maliyet bileşeninin hesaplanmasında; ilgili kaynak türüne ait kapasite kullanım oranı, ilk yatırım maliyeti, döviz kuru, faiz oranı, kaldıraç oranı, kapasiteye bağlı iletim bedelleri ve işletmeye ilişkin sabit giderler gibi parametrelerin dikkate alınması; değişken maliyet bileşenin hesaplanmasında ise ilgili kaynak türüne ait yakıt maliyetleri ve verimlilik oranı ile değişken nitelikteki iletim tarifeleri gibi parametrelerden hareketle belirlenmesi ilkesi esas alınmıştır.

4.1.5. İlk yönetmeliğin uygulanması kapsamında kurul kararları

22.02.2018 tarihli ve 7698-1 sayılı Kurul kararı[42]ile TEİAŞ'ın Kapasite Ödemelerine ilişkin yıllık bütçesi yaklaşık 1,4 Milyar TL olarak belirlenmiştir. Yönetmeliğin 10 uncu maddesine göre belirlenmesi gereken SMB, DMB ve KKO aşağıdaki tabloda yer verildiği şekilde hesaplanarak 22.02.2018 tarihli ve 7698-2 sayılı Kurul kararı[43] ile onaylanmıştır:

Çizelge 4.1. 22.02.2018 tarihli ve7698-2 sayılı Kurul kararına göre SBM, DMB ve KKO

Tesis Tipi	Sabit Maliyet Bileşeni (TL/MWh)	Değişken Maliyet Bileşeni (TL/MWh)	Toplam Maliyet Bileşeni (TL/MWh)	Öngörülen Kapasite Kullanum Oranı (%)
Yerli Kömür	82,51	101,15	183,66	74
Doğalgaz	28,54	146,07	174,61	85
İthal Kömür	70,65	104,35	175,01	80

SMB ve DMB'nin kura, enflasyona ve iletim tarifesine bağımlı olarak güncellenmesine ilişkin olarak güncelleme formülleri de 22.02.2018 tarihli ve 7699 sayılı Kurul kararı[44] ile belirlenmiştir.

[42] Ek-1 Kurul kararlarında yer verilmiştir.
[43] Ek-1 Kurul kararlarında yer verilmiştir.
[44] Ek-1 Kurul kararlarında yer verilmiştir.

4.2. Revizyonlar

4.2.1. Yönetmelikte Kasım 2018'de yapılan değişiklikler

Kasım 2018'de yapılan değişikliklerde (10.11.2018 tarihli ve 30591 sayılı Resmî Gazetede yayımlanan değişiklik) hidroelektrik santrallerin (YEKDEM gibi başka bir teşvik mekanizmasından faydalanmayan) de mekanizma kapsamına dahil edilmesi sağlanmıştır (Madde 6.2.h'de yapılan değişiklik). Aynı zamanda doğalgaz santralleri için performans testleri çerçevesinde dikkate alınacak üst ısıl değer spesifik olarak belirlenmiştir (9.155 kcal/m^3). Bunun haricinde başvuru süreci ile ilgili olarak bazı açıklayıcı düzeltmelere/ifadelere yer verilmiştir.

4.2.2. Yönetmelikte Ocak 2019'da yapılan değişiklikler ve yeni kurgu

Ocak 2019'da yapılan değişikliklerde (09.01.2018 tarihli ve 30650 sayılı Resmî Gazetede yayımlanan değişiklik) ise ödeme yönteminin kurgusu değiştirilmiştir. Değişken maliyet bileşeni ortadan kaldırılmış ve sabit maliyet bileşeni ile tesis kurulu güçlerine dayalı bir yöntem ortaya konulmuştur.

Bu kapsamda Yönetmeliğin 8 inci maddesinde, i kaynak türü için f fatura dönemindeki kapasite ödeme oranı ($KAO_{i,f}$) aşağıdaki formül ile tanımlanmıştır:

$$KAO_{i,f} = \frac{SMB_{i,f} \times KG_{i,f} \times \ddot{O}KO_i}{\sum_{i=1}^{m} SMB_{i,f} \times KG_{i,f} \times \ddot{O}KO_i} \quad (4.4)$$

Burada,

$KAO_{i,f}$: i kaynak türü için f fatura dönemindeki kapasite ödeme oranını (%),
$SMB_{i,f}$: i kaynak türü için f fatura dönemindeki sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),
$KG_{i,f}$: i kaynak türündeki f fatura dönemindeki santrallerin kapasite mekanizması kapsamındaki toplam kurulu gücünü (MW),
$\ddot{O}KO_i$: i kaynak türü için belirlenmiş olan kapasite kullanım oranını,
m : Kapasite mekanizması kapsamındaki kaynak türü sayısını

ifade etmektedir. Mekanizma kapsamında p santraline f fatura döneminde ödenecek ödeme tutarı ise,

$$K\ddot{O}_{i,p,f} = KAO_{i,f} \times BUTCE_f \times \frac{KG_{i,p,f}}{KG_{i,f}} \quad (4.5)$$

formülü ile hesaplanmaktadır. Burada,

$K\ddot{O}_{i,p,f}$: i kaynak türündeki p santraline f fatura döneminde yapılacak kapasite ödemesini (TL),
$KAO_{i,f}$: i kaynak türü için f fatura dönemindeki kapasite ödeme oranını (%),
$BUTCE_f$: f fatura dönemindeki kapasite mekanizmasına esas toplam bütçeyi (TL),
$KG_{i,p,f}$: i kaynak türündeki p santralinin f fatura dönemindeki kurulu gücünü (MW),
$KG_{i,f}$: i kaynak türündeki santrallerin f fatura dönemindeki toplam kurulu gücünü (MW), ifade etmektedir.

4.2.3. 2019 yılı için Alınan Kurul Kararları

27.12.2018 tarihli Kurul kararları[45] ile TEİAŞ'ın kapasite ödemeleri için 2019 yılı bütçesi toplam 2 Milyar TL olarak belirlenmiştir. Yine SBM ve kapasite kullanım oranları Çizelge 4.2'deki şekliyle belirlenmiştir:

Çizelge 4.2. 27.12.2018 tarihli Kurul kararı kapsamında SMB ve KKO değerleri

Kaynak Türü	Sabit Maliyet Bileşeni (TL/MWh)	Öngörülen Kapasite Kullanım Oranı (%)
Yerli Kömür	149,6	74
Doğalgaz	49,37	85
HES	89,86	54

4.2.4. Yönetmelikte Kasım 2019'da yapılan değişiklikler

Yönetmelikte 07.11.2019 tarihli ve 30941 sayılı Resmî Gazetede yayımlanması ile yürürlüğe giren değişiklik ile;

[45] Ek-1 Kurul kararlarında yer verilmiştir.

- Organize toptan elektrik piyasaları tanımına “ileri tarihli fiziksel teslimat gerektiren diğer elektrik piyasaları” ifadesi eklenerek vadeli piyasalar da tanım kapsamına dahil edilmiş,
- EÜAŞ’a ait mobil treyler santraller kapasite ödemeleri kapsamına alınmış,
- 8 inci maddeye eklenen ilave fıkra ile EÜAŞ’a ait mobil treyler santraller ile doğalgaz yakıtlı santrallerin kapasite ödemesi almaları için TEİAŞ’tan yük alma talimatı almış olmaları şartı getirilmiş,
- Buna karşın yalnızca bu üretim tesisleri için kapasite kullanım oranı koşulu ilga edilmiştir.

4.3. Kapasite Ödemeleri Örnek Gösterim

Örnek **ay** için toplam 100 milyon TL ödeme bütçesinin olduğunu varsayalım. Hesaplamadaki tüm santrallerin Yönetmeliğin ikinci maddesindeki koşullara uyum sağladığı kabulüyle ödemeye konu toplam kurulu gücün 3000 MW olduğu kabul edilsin. Bu 3000 MW kurulu gücün 1000 MW’nın yerli kömür, 1000 MW’nın Doğal gaz, kalan 1000 MW’nın da hidroelektrik santrallerden oluştuğu durumda; 100 MW kurulu güçteki A santrali (yerli kömür), 100 MW kurulu güçteki B santrali (doğal gaz) ve 100 MW kurulu güçteki C santrali için yapılacak ödeme miktarları yukarıdaki formüllere ve 27.12.2018 tarihli Kurul kararına göre hesaplandığında Çizelge 4.3’teki ödeme tablosu elde edilmektedir.

Çizelge 4.3. Örnek ödeme tablosu

A santrali ödeme miktarı	5,502,381.05 TL
B santrali ödeme	2,085,784.34 TL
C santrali ödeme	2,411,834.61 TL

Toplam kurulu gücün kaynak bazında dağılımı açısından duyarlılık analizi ile örnek genişletilebilmektedir.

- Birinci analize, bu 3000 MW’lık toplam kurulu gücün kaynak bazında farklı dağılım senaryoları ve bu senaryolar karşısında 100 MW’lık A, B, C santrallerine ödenecek aylık ödeme tutarlarını değişimi aşağıda gösterilmektedir.

Çizelge 4.4. Birinci analize göre senaryo bazında kurulu güç ve ödeme dağılımı

	Senaryo-1	Senaryo-2	Senaryo-3	Senaryo-4	Senaryo-5	Senaryo-6
Yerli Kömür Toplam Kurulu Güç (MW)	500	1000	1500	2000	2500	3000
Doğal Gaz Toplam Kurulu Güç (MW)	1250	1000	750	500	250	0
HES Toplam Kurulu Güç (MW)	1250	1000	750	500	250	0
A santrali ödeme	6,571,408.43 TL	5,502,381.05 TL	4,732,504.02 TL	4,151,621.33 TL	3,697,747.92 TL	3,333,333.33 TL
B santrali ödeme	2,491,019.92 TL	2,085,784.34 TL	1,793,947.51 TL	1,573,752.65 TL	1,401,703.12 TL	0.00 TL
C santrali ödeme	2,880,416.71 TL	2,411,834.61 TL	2,074,377.78 TL	1,819,762.02 TL	1,620,817.67 TL	0.00 TL

- Diğer bir örnekte toplam yerli kömür kapasitesinin belirli periyotlarla 500'er MW olarak düzenli artmakta olduğu ve diğer kaynaklarda bir kapasite artışı bulunmadığı varsayımıyla 100 MW'lık A,B,C santrallerine ödenecek aylık ödeme tutarlarının değişimi Çizelge 4.5'te yer alan tabloda gösterilmektedir.

Çizelge 4.5. İkinci analize göre senaryo bazında kurulu güç ve ödeme dağılımı

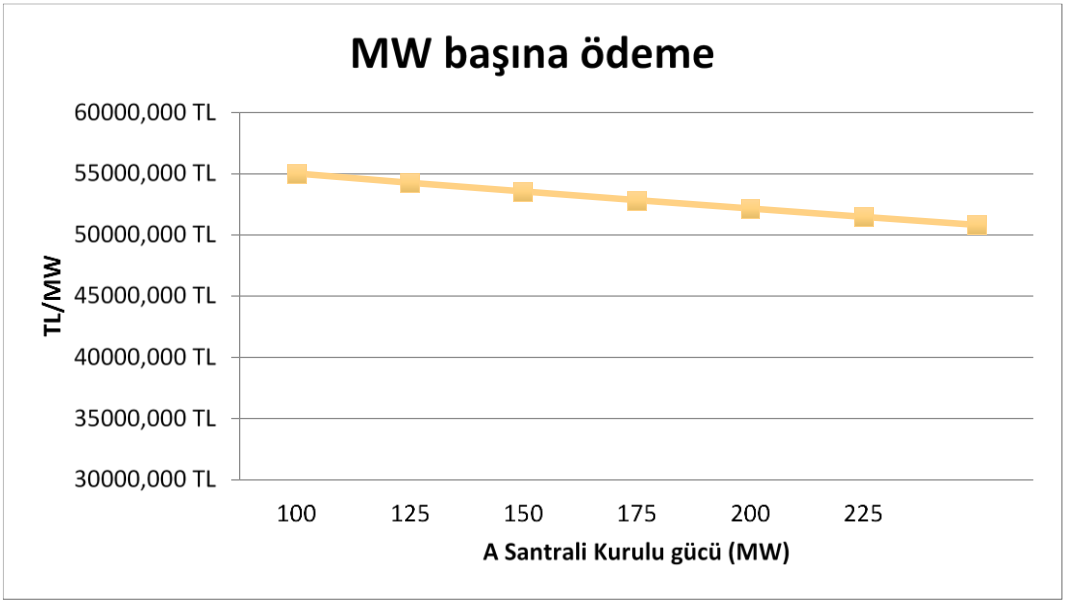
	Senaryo-1	Senaryo-2	Senaryo-3	Senaryo-4	Senaryo-5	Senaryo-6
Yerli Kömür Toplam Kurulu Güç (MW)	1000	1500	2000	2500	3000	3500
Doğal Gaz Toplam Kurulu Güç (MW)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
HES Toplam Kurulu Güç (MW)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A santrali ödeme	5,502,381.05 TL	4,315,190.05 TL	3,549,378.02 TL	3,014,413.39 TL	2,619,587.42 TL	2,316,211.49 TL
B santrali ödeme	2,085,784.34 TL	1,635,756.55 TL	1,345,460.63 TL	1,142,671.90 TL	993,005.46 TL	878,004.92 TL
C santrali ödeme	2,411,834.61 TL	1,891,458.38 TL	1,555,783.34 TL	1,321,294.63 TL	1,148,232.29 TL	1,015,254.85 TL

- Son örnekte ise A santralinin yeni bir kapasite artış kararı almak üzere olduğu varsayılsın. Kapasite artış limitleri kademeli olarak 25'er MW'lık ünite ilaveleri ile gerçekleşsin. Bu durumda A santraline yapılacak ödeme tutarları Çizelge 4.6'da yer aldığı şekilde değişkenlik gösterecektir.

Çizelge 4.6. Üçüncü analize göre senaryo bazında kurulu güç ve ödeme dağılımı

	Senaryo-1	Senaryo-2	Senaryo-3	Senaryo-4	Senaryo-5	Senaryo-6
Yerli Kömür Toplam Kurulu Güç (MW)	1000	1025	1050	1075	1100	1125
Doğal Gaz Toplam Kurulu Güç (MW)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
HES Toplam Kurulu Güç (MW)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
A santrali Kurulu Güç (MW)	100	125	150	175	200	225
A santrali ödeme	5,502,381.05 TL	6,784,647.03 TL	8,032,579.99 TL	9,247,540.64 TL	10,430,818.70 TL	11,583,637.51 TL

Farklı senaryolarda A santraline ödenecek olan kapasite ödeme tutarı ise aşağıdaki grafikte yer aldığı şekilde kurulu güç oranı ile ters orantılı bir şekilde düşüş seyri göstermektedir.



Şekil 4.1. Farklı senaryolara göre kurgusal A santraline yapılacak ödeme miktarı değişimi

Mevcut ödeme mekanizması içerisinde, sabit maliyet bileşeni en yüksek olan kaynak türüne dayalı santrallere en yüksek ödeme miktarının yapılmakta olduğu görülmektedir. Aynı zamanda bir kaynak türündeki artışın diğer kaynak türlerindeki ödeme miktarlarını doğrudan etkilediği ve bu noktada kaynak türleri arasında ilave bir teşvik unsuru bulunmadığı görülmektedir.

Bunun haricinde, yukarıdaki grafikten de görüleceği üzere, bir tesisin genişletilmesi veya yeni tesis inşası hallerinde, elde edilecek marjinal gelir (fayda) tesis kapasitesi arttıkça düşmektedir. Yatırım kararlarını doğrudan etkileyecek bu unsura ilişkin ilave bir düzenleme yapılmamış olduğu da tespit edilmiştir.

5. TÜRKİYE İÇİN KAPASİTE MEKANİZMASI ÖNERİSİ

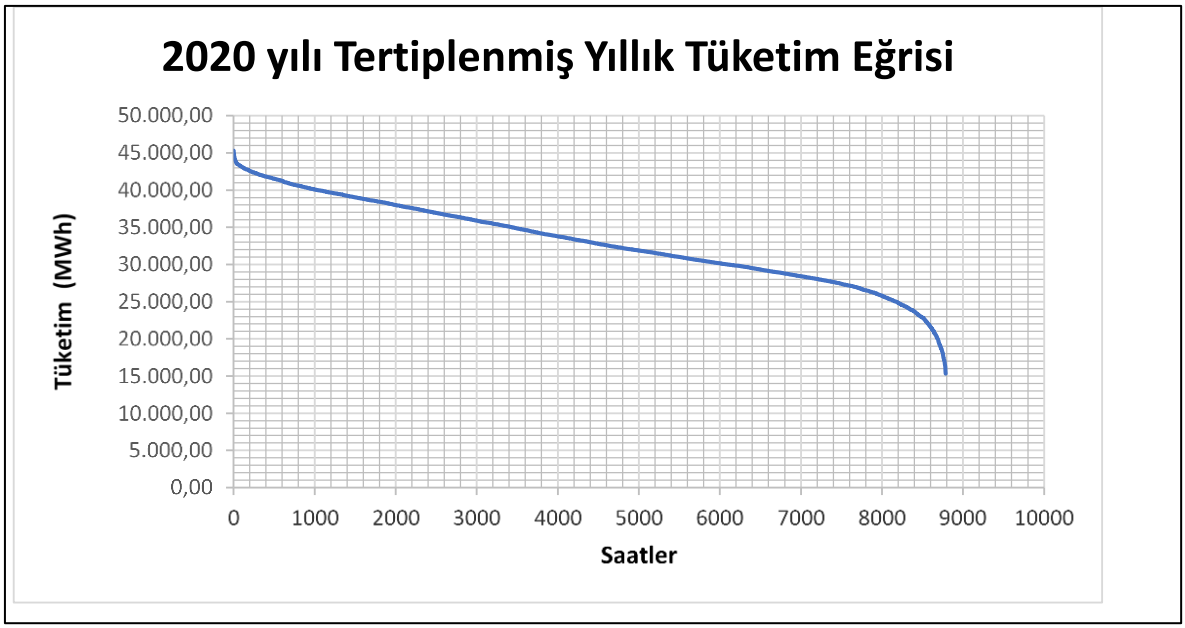
5.1. Yöntem

Bu bölümde ülke için uygun kapasite mekanizmasının tasarımı örneklendirilerek tartışılmıştır. Sıralama olarak yük kaybı olasılığına bağlı olarak ülkenin kapasite ihtiyacı belirlenerek ilerleyen yıllar için bu çerçevede projeksiyon sunulacaktır. Öte yandan, fiyatlamanın oluşturulması için Yeni Giren Maliyeti (YGM) temelli bir yaklaşım ile ihtiyaç duyulan/duyulacak kapasiteye karşılık maliyetlendirme ve tavan fiyat belirlenmeye çalışılacaktır. Nihayetinde duyarlılık analizleri ile ihtiyaca karşılık mekanizma kapsamındaki fiyatlar ve ödemeler örneklendirilecektir.

5.2. İhtiyacın Belirlenmesi

Sistem yeterliliği açısından mevcut santrallerin talebi karşılayacak şekilde şebeke içerisinde aktif olarak kalması bunun yanında gelecek yıllardaki talep artışını karşılayacak şekilde üretim kapasitesinin genişlemesinin gerekeceği düşünülmektedir.

Mevcut durumda arzın talebi karşılaması açısından emre amade kapasitenin anlık olarak gerçekleşen tüketimi karşılayacak ölçütte olması gerekmektedir. Tüketim gerçekleşmesinin 2020 yılı için saatlik olarak dağılımı ve yüksekten düşüğe doğru sıralanması ile oluşan yük eğrisi Şekil 5.1'de gösterilmektedir.



Şekil 5.1. 2020 yılı için tertiplenmiş yıllık tüketim eğrisi[46]

Yukarıdaki şekilden de görüleceği üzere saatlik olarak maksimum tüketim miktarının 45 GWh mertebelerinde, minimum miktarın ise 15 GWh olarak gerçekleşmiş olduğu görülmektedir. Tepe değeri olarak tüketimin 45.301,59 MWh olarak kaydedilmiştir.

2020 yılı boyunca gerçekleşen emre amade kapasite ve tüketim miktarları incelendiğinde, ise halihazırda Türkiye'deki üretim kapasitesinin talebi karşılayacak düzeyde olduğu görülmektedir (Çizelge 5.1).

Çizelge 5.1. Kaynak bazında 2020 yılı emre amade kapasiteler[47]

	Toplam	Doğal Gaz	Rüzgar	Linyit	Taş Kömür	İthal Kömür	Fuel Oil	Jeotermal	Barajlı	Nafta	Biyokütle	Akarsu	Diğer
Ortalama Eak (Mw)	58100,6	13310,4	7730,0	4177,0	132,3	6952,7	219,5	1254,3	16390,9	9,1	635,0	6689,8	466,6
Min Eak (Mw)	50312,8	8939,2	6934,3	2841,0	0,0	1945,5	110,6	1016,9	12560,7	0,0	485,4	5704,4	218,4
Maks Eak (Mw)	63211,2	15993,7	8644,8	5937,5	290,0	8142,0	276,7	1366,3	18551,7	12,1	846,2	7315,5	649,2

[46] Kaynak: EPİAŞ- Şeffaflık Platformu.
[47] Kaynak: EPİAŞ- Şeffaflık Platformu.

Yıl boyunca emre amade kapasitenin minimum düzeyinin 50.312,8 MW mertebesinde gerçekleşmiş olduğu, bu değerin de maksimum tüketim miktarını karşılayacak bir düzeyde olduğu görülmektedir.

Öte yandan, mevcut durumda yürürlükte olan Kapasite Mekanizmasının uzun dönem maliyetini enerji borsası ve diğer gelirler ile karşılayamayan santrallerin sistemde kalmasına katkı verdiği görülmektedir. Bu bağlamda, mevcut mekanizmanın var olmadığı durum için bir kaynak ihtiyaç saptamasının yapılmasının kurulacak model için geçerli kabul edileceği düşünülmektedir.

Önerilen mekanizma kapsamında marjinal maliyeti çok düşük olan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santrallerin mekanizma dışında tutularak, değişken maliyeti yüksek ve tepe yük santrali olarak da kabul edilebilecek santrallerin ihtiyaç duyulan kapasiteyi karşılamaları üzerinde durulacaktır.
Bu bağlamda, kullanılacak kapasiteler belirlenirken, maksimum tüketim içerisinde yenilenebilir enerji tarafından karşılanamayan enerji miktarının dikkate alınması yerinde olacaktır. Konuya ilişkin veriler Çizelge 5.2'de sunulmuştur.

Çizelge 5.2. Maksimum tüketim değeri ve yenilenebilir üretim istatistikleri

2020 YILI	
MAKSİMUM TÜKETİM (MWh)	45.301,59
ORTALAMA- YEN. ÜR. (MWh)	13.157,70
ORTANCA -YEN. ÜR. (MWh)	13.461,16
MAKS YEN. ÜR. (MWh)	23.330,07
MİN -YEN. ÜR. (MWh)	3.147,03

Ortalama yenilenebilir enerji üretim miktarının maksimum tüketim miktarından düşülmesi ile yenilenebilir dışı kaynaklardan karşılanması gereken talep miktarı bulunabilir.

Yenilenebilir dışından karşılanacak tüketim=

$$45.301{,}59 - 13.157{,}70 = 32.143{,}89\ MWh \quad (5.1)$$

olarak bulunur. Bu santraller için kapasite faktörünün (KKO) ortalama 0,8 olarak kabul edilmesi durumunda gerekli olacak kurulu güç;

$$YEN.DIŞI\ GEREKLİ\ KG = \frac{32.143,89}{0,8} =$$

$$40.179,87\ MW \quad (5.2)$$

Öte yandan Çizelge 5.2'de yer alan yenilebilir dışı kaynakların emre amadelikleri kümelendiğinde toplam ortalama 25.267,6 MW'lık bir kapasitenin bulunduğu görülmektedir. Toplam 46.283,6 MW'lık kurulu güç için;

$$YEN.DIŞI\ EAK\ ORANI = \frac{25.267,6}{46.283,6}$$

$$= 0,546 \quad (5.3)$$

kadar bir emre amadelik oran gerçekleşmesi olduğu tespit edilmiştir. Bu orana göre gerekli kurulu güç hesaplandığında ise,

$$YEN.DIŞI\ GEREKLİ\ KG = \frac{32.143,89}{0,546}$$

$$= 58.879,2\ MW \quad (5.4)$$

bir kurulu güç gereksiniminin bulunduğu görülmektedir. Bu değer dikkate alındığında ise mevcut yenilenebilir enerji dışı kapasitenin yeterli gelmeyeceği sonucu ortaya çıkmaktadır. Öte yandan, emre amadelik oranının teorik KF değerinden oldukça düşük olmasının, halihazırda bazı santrallerin pratikte aktif olarak çalışmadığının bir göstergesi olabileceği düşünülmektedir. Halihazırda, enerji piyasası gelirinin normal seviyelere gelebildiği durumlarda ise (kayıp para probleminin minimize edildiği hallerde), emre amadelik oranın teorik seviyelere yaklaşacağı tahmin edilmektedir.

5.3. Yeni Giren Maliyeti Hesabı ile İhtiyaç Eğrisinin Oluşturulması

İhale yöntemi benimsenen birçok ülkede olduğu üzere ülkemiz özelinde YGM değerinin örnek bir santral için hesaplanarak ihtiyaç eğrisi fiyat tavanının hesaplanması gerekmektedir. İhtiyaç eğrisi fiyat tavanı hesaplanırken KGÇT tipi bir üretim santralinin ACER kararında (ACER, 2020:15) da belirtildiği üzere Sabit YGM'si (YGM_{sbt}) hesaplanmıştır. Daha sonra bu değer üzerinden PJM ve İtalya modellerine benzer şekilde olası spot piyasa ve yan hizmetler gelirleri düşülerek eğrinin fiyat kademeleri ortaya konulmaya çalışılmıştır.

5.3.1. İndirgenmiş elektrik üretim maliyeti (Levelized cost of electricity) kavramı

Literatürde ve raporlamalarda sıklıkla kullanılan bir kavram olan İndirgenmiş Elektrik Maliyeti (İEÜM), herhangi bir santralin ömrü boyunca yapacağı üretim başına toplam maliyeti gösterir. Özellikle enerji kaynağı bazında karşılaştırma işlemleri için kullanılmaktadır. Eş güne (Net bugünkü değer) getirme işlemi sonucunda farklı kaynakların TL/MWh maliyet miktarları, başka bir deyişle ilgili santralin yıllık gelir gereksinim miktarları üzerinden bir maliyet tablosu oluşturulur.

İndirgeme yapılırken kullanılacak olan iskonto oranı (r) ülkeden ülkeye, bir yatırım ortamından başka bir yatırım ortamına göre farklılık arz etmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) Öngörülen Maliyetler raporunda (IEA, 2020:33-34) ülke farklılıkları da dikkate alınarak bu oranın bazı durumlarda % 3, bazı ülke ve yatırımlar için % 7 ve riski yüksek ekonomiler için % 10 olarak alınmış olduğu görülmektedir. IEA- 2020 raporunda ise %3'lük oranın "sermayenin sosyal maliyetine", % 7'lik oranın serbestleşmiş bir elektrik piyasasındaki büyük bir firmanın sermaye maliyetine, % 10'luk oranın ise çok yüksek riskli yatırım ortamlarındaki sermaye maliyetine tekabül etmekte olduğu vurgulanmıştır (IEA, 2020:34). Ülke enflasyonuna paralel bir şekilde daha yüksek iskonto oranının alınması gerektiği vaka çalışmaları da bulunmaktadır (IEA, 2020: 34).

İEÜM aşağıdaki formülle basit olarak gösterilebilir:

$$\text{İ}EÜM = F_{MWh} = \frac{\sum(Sermaye_t + \text{İ}B_t + Yakıt_t + Karbon_t + Kap\ ve\ Atık_t) * (1+r)^{-t}}{\sum MWh(1+r)^{-t}} \qquad (5.5)$$

Burada,

F_{MWh}	Santral ömrü boyunca birim enerji üretim maliyetini
MWh	Üretilen elektrik miktarı (sabit kabul ediliyor)
$(1+r)^{-t}$	t yılı için iskonto faktörü
$Sermaye_t$	t yılındaki toplam sermaye inşa maliyetleri
$İB_t$	t yılındaki işletme/bakım maliyetleri
$Yakıt_t$	t yılındaki yakıt maliyeti
$Karbon_t$	t yılındaki karbon maliyeti

Kap ve $Atık_t$ t yılındaki santral kapama ve atık yönetimi maliyeti
r iskonto oranını ifade etmektedir.

5.3.2. Öngörülen maliyetler çalışmasındaki kabuller

Tez çalışması kapsamında veri güncelliği ve kaynak çeşitliliğini sağlaması yönüyle IEA-2020 çalışması sonucunda ulaşılan kaynak ve ülke bazında İEÜM değerleri esas alınarak yeni giren maliyeti hesaplanmıştır. Bu bağlamda bu bölümde IEA'nın yaptığı çalışmayla ilgili alınan temel değerler ve kabuller aşağıda bölümler halinde özetlenmektedir.

Santrallerin yaşam süreleri

Ulusal olarak ilave veri sunulmadığı takdirde kaynak bazında aşağıdaki süreler dikkate alınmış olduğu görülmektedir.

Enerji depolama (batarya tipi):	10 yıl
Rüzgar ve güneş santralleri:	25 yıl
Doğalgaz yakıtlı KÇGT:	30 yıl
Kömür yakıtlı ve jeotermaller:	40 yıl
Nükleer santraller:	60 yıl
Hidroelektrik santraller:	80 yıl
Nükleer UDÇ[48]'den sonra ilave ömür:	10 veya 20 yıl (düzenleyici yaklaşıma göre değişir)

İskonto oranları

Proje değerleme yöntemlerinden biri olan Net Bugünkü Değer (NBD) analizinde iskonto oranına bağlı olarak indirgenmiş gelir ve giderlerin arasındaki farktır. Buradaki indirgeme, proje süresince elde edilen yıllık net gelir veya giderin proje başlangıcındaki yıldaki şartlara getirilmesi işlemidir. Net nakit akımları cinsinden NBD;

[48] Uzun dönemli çalışma.

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{A_t}{(1+r)^t} \tag{5.6}$$

olarak hesaplanabilir (Sarıaslan, 2006:172). Burada A_t t yılı yıllık net nakit akımını, n projenin yaşam devrini, r ise iskonto oranını göstermektedir. NBD hesaplamalarında iskonto oranı projenin karlılığını veya yapılabilirliğini doğrudan etkileyen bir etmendir.

IEA çalışmasında NBD hesaplamalarında iskonto oranları %3, %7 ve %10 olarak kullanılmıştır.

Kapasite

Çalışmada kapsamında net kapasiteler dikkate alınmıştır. Aynı arazideki ikinci ünitenin birinci üniteye göre %10-15[49] oranında daha düşük yatırım maliyeti olduğu dikkate alınmış olup çok büyük santrallerin oluşturacağı ölçek ekonomisi ise göz ardı edilmiştir.

Kapasite faktörleri

KÇGT'ler, kömür santralleri, yakıt pilleri ve nükleer santraller için sabit %85 kapasite kullanım oranı olarak alınmıştır. Bazı piyasalarda kömür santrallerinin baz yük yerine orta yük veya tepe yük santrali olarak kullanıldığı durumlar olmakla birlikte klasik baz yük özelliği esas alınarak bu oran kabul edilmiştir. Açık çevrimli gaz santralleri için ise faktör %30 olarak kabul edilmiştir. Duyarlılık analizlerinde ise bu oranların etkisini ölçmek adına sırasıyla %50 ve %10 oranları içinde hesaplama yapılmış olduğu görülmektedir. Diğer kaynaklar için konum ve coğrafi şartlar etkili olduğu için sabit bir kapasite kullanım oranı kullanılmamıştır.

Yatırım maliyetleri (Overnight costs)

Temel inşa yatırımları için aşağıdaki maliyet kalemleri hesaplamalarda dikkate alınmıştır.

[49] IEA (2015) çalışmasında bu değer % 20-25 olarak esas alınmıştır.

i) Direkt yatırım maliyetleri ve yatırım öncesi maliyetler (lisanslama, yer tahsisi, çevresel testler vs.),
ii) Mühendislik ve yönetimsel harcamalar gibi dolaylı maliyetler,
iii) Santral sahibinin santral ve santral sahasına ilişkin maliyetler (burada iletim/dağıtım maliyetleri hariç tutulmuştur),
iv) Yapım sırasındaki kısıtların oluşturduğu maliyetler.

Kısıt maliyetleri

İnşa esnasında bir önceki yılda oluşan beklenmedik durumlar (teknik veya düzenleme ile ilgili olabilir). Kaynak türüne göre kısıt maliyetleri için iki oran kullanılmıştır:

Nükleer enerji: Yatırım maliyetlerinin %15'i
Diğer kaynaklar: Yatırım maliyetlerinin %5'i

Yatırım inşa süresi

Ülkelere özgü spesifik bir bilgi yoksa kaynak bazında inşa süreleri aşağıdaki şekilde kullanılmıştır:

Hidro/jeotermal harici yenilenebilirler/ yakıt pilleri:	1 yıl
Açık çevrim doğalgaz termik santralleri:	2 yıl
Kapalı çevrim doğalgaz termik santralleri:	3 yıl
Kömür/biyokütle yakıtlı termik santralleri:	4 yıl
Jeotermal ve hidrolar:	5 yıl
Nükleer santraller:	7 yıl (UDÇ: 2 yıl)

Toplam yatırım maliyeti

İnşa sürecinde katlanılan sabit maliyetler ile bu yatırımlar için katlanılan finansal (faiz vs.) maliyetler toplam yatırım maliyeti olarak dikkate alınmıştır.

Yıllık verimlilik kaybı

Bazı enerji santrallerin çalışma hayatları süresince yıldan yıla verimlilik kaybına uğramaktadırlar. PV sistemler haricindeki üretim santrallerinde bu verimlilik kaybı ihmal edilebilecek kadar düşük olurken bu tip sistemlerde etkisi hesaplamalarda dikkate alınmalıdır. IEA çalışmasında bu kayıp %0,5 /yıl olarak esas alınmıştır.

Sabit işletme bakım maliyetleri

Tesislerin faaliyetlerini sürdürebilmesi için gerekli olan işletme ve bakım maliyetleri, sabit olarak her yıldaki nakit akış hesaplamalarına dahil edilmiştir.

Yakıt maliyetleri

Kömür ve doğalgaz yakıt fiyatları için bölgesel olarak aşağıdaki tabloda yer alan değerler kullanılmıştır:

Çizelge 5.3. Bölgelere göre yakıt maliyetleri

Bölge	Kömür (USD/TON)	Doğal gaz (USD/MBtu)
Asya	83	10
K. ve G. Amerika	51	3,2
Çin	88	9,1
Avrupa	75	8

Nükleer yakıt döngüsündeki bir defaya mahsus döngü maliyeti

Nükleer yakıtların yeniden zenginleştirilerek dönüştürülmesine ve nükleer atık yönetimine ilişkin maliyetler oluşmaktadır. Döngü maliyeti genel olarak ortalama 7 $/MWh, atık yönetim maliyeti ise 2,33 $/MWh olarak İEÜM hesaplamalarında esas alınmıştır[50].

Karbon fiyatı

Tüm ülkeler için 30 $/ton CO_2 olarak kabul edilmiştir.

[50] Rusya ve Japonya kendi maliyetlerini doğrudan belirlediği için bu değerler yerine kendi sunmuş oldukları değerler esas alınmıştır.

İşletmeden çıkarma ve atık maliyeti

İşletmeden çıkarma süresi nükleer santraller için 10 yıl, diğerleri için 2 yıl olarak belirlenmiş ve maliyetlerin lineer olarak her bir yıla dağıtılması öngörülmüştür. Bu maliyetler ülke ve kaynak bazında yaklaşık olarak;

Nükleer enerji: Yatırım maliyetinin %15'i
Diğerleri: Yatırım maliyetinin %5'i

olarak belirlenmiştir.

Isı üretim oranı

Termal santrallerde üretilen enerjinin bir kısmı ısı enerjisi olarak açığa çıkmakta ve ticarete konu olabilmektedir. Üretilen bu ısı enerjisi için Avrupa ülkeleri verileri esas alınarak %90 santral verimliliği eşliğinde ısı birim fiyatı 37,1 $/MWh$_{th}$ olarak hesaplanmıştır.

İletim ve şebeke bağlantı maliyetleri

Şebekeye erişim ve şebeke kullanım maliyetleri bu çalışma kapsamında dikkate alınmamıştır.

Kur oranları

2018 yılı uluslararası kur oranları hesaplamalarda esas alınmıştır.

5.3.3. IEA çalışması özet sonuçları

IEA'nın 2020 raporu kapsamında yapılan çalışmada kaynak bazında kapasitelere mukabil olarak elde edilen maliyetler Çizelge 5.4'te özetlenmiştir.

Çizelge 5.4. Teknoloji bazında yatırım maliyetleri

Teknoloji	Tesis/ülke sayısı	Net kapasite (MWe)				Yatırım maliyetleri (USD/kWe)			
		Min	Ort	Medyan	Maks	Min	Ort	Medyan	Maks
ASHED	1/1	250	250	250	250	1.695	1.695	1.695	1.695
Lityum-İyon Pil	4/4	1	7,5	2	19	452	932	655	1.967
Biyokütle	4/3	0,42	18	25	30	833	2.501	1.095	6.545
Biyokütle (Kojenerasyon)	5/2	0,42	130	130	358	2.538	4.689	4.689	6.545
Kömür	11/6	138	693	722	954	800	1.897	1.785	4.382
Kömür (KYKD)	4/2	499	641	641	650	4.490	4.572	4.572	5.991
Kömür (Kojenerasyon)	1/1	700	700	700	700	2.240	2.240	2.240	2.240
Yakıt pili	4/2	0,003	0,2	0,2	15	2.361	4.715	4.715	6.492
Doğalgaz (KÇGT)	16/11	471	762	743	1372	254	823	955	1.109
Doğalgaz (KÇGT, KYKD)	2/2	437	541	541	646	2.412	2.619	2.619	2.826
Doğalgaz (KÇGT, Kojenerasyon)	2/2	5,8	253	253	500	1.024	1.092	1.092	1.160
Doğalgaz (KÇGT/Bir. Kombine)	8/5	100	464	500	980	325	630	668	1.141
Doğalgaz (KÇGT/Bir. Kombine, Kojenerasyon)	3/3	35,9	119	125	195	330	707	684	1.107
Jeotermal	6/2	5	19	19	40	3.851	6.647	6.647	10.959
Hidro (Rezervuar, ≥ 5 MW)	4/4	11,95	58	23	175	1.899	3.319	2.778	5.819
Hidro (Rezervuar, < 5 MW)	1/1	0,32	0,32	0,32	0,32	3.966	3.966	3.966	3.966
Hidro (Nehir tipi, ≥ 5 MW)	7/4	5	85	44	248	2.326	3.557	3.026	6.681
Hidro (Nehir tipi, < 5 MW)	18/4	0,02	2,54	3	4,8	956	3.507	2.801	7.484
Linyit	2/2	709	805	805	900	2.189	2.973	2.973	3.756
Linyit (KYKD)	1/1	570	570	570	570	6.891	6.891	6.891	6.891
Linyit (Kojenerasyon)	1/1	2900	2900	2900	2900	1.015	1.015	1.015	1.015
Nükleer	8/8	950	1234	1137	1650	2.157	3.606	3.370	6.920
Nükleer (LTO)	4/4	1000	1000	1000	1000	391	504	497	629
Pompaj depolama	3/3	175	458	200	1000	563	1.962	897	4.426
Güneş PV (yüzer)	1/1	8	8	8	8	860	860	860	860
Güneş PV (santral boyutu)	21/14	0,83	26	20	100	534	995	923	2.006
Güneş PV (ticari)	15/8	0,05	0,25	0,24	0,5	846	1.065	1.085	1.357
Güneş PV (evsel)	15/8	0,004	0,01	0,01	0,02	719	1.583	1.653	2.597
Güneş Termal (KGS)	4/2	100	125	125	150	5.238	5.857	5.857	6.475
Rüzgar (deniz üstü)	23/8	11,25	186	100	600	1.721	2.876	2.740	4.039
Rüzgar (kara, ≥ 1 MW)	33/18	1	58	40	280	877	1.391	1.439	3.022
Rüzgar (kara, < 1 MW)	11/1	0,01	0,19	0,19	0,9	1.782	2.852	2.852	5.539

KYKD: Karbon Yakalama, Kullanma ve Depolama , KÇGT: Kombine Çevrim Güç Türbini, KSP: Konsantre Güneş Santrali

Ülkemiz için kaynak yeterliliği modellemesinde ihale sistemi kurgulanırken oluşturulacak talep eğrisi için gerekli YGM dikkate alınırken PJM modeline benzer bir şekilde doğalgaz güç çevrim santralinin piyasaya yeni olarak girmesi veya mevcut santrallerin sistemde kalmaları hususu dikkate alınacaktır. Bu kapsamda IEA çalışmasındaki yatırım maliyetlerinden KÇGT tipi üretim tesislerinin ortalama MWh başına kurulum maliyetini

esas alınabileceği düşünülmektedir. Bu değer, yıllık TL/MW olarak dönüştürülerek YGM değerine evrilecektir.

5.3.4. Sabit YGM'nin örnek bir santral için hesaplanması

YGM_{sbt} değeri belirlenirken İndirgenmiş Yıllık Maliyetin (İYM) öncelikle hesaplanması gerekmektedir. ACER kararı İYM hesabında ilgisine göre kullanılabilecek giderleri şu alt başlıklarda toplamaktadır (ACER, 2020:19).

- İşgücü maliyetleri
- Sabit bakım/onarım giderleri
- Sigorta ve varlık yönetim giderleri
- Vergiler ve yükümlükler
- Kontrol ve kayıt maliyetleri
- Talep tarafı yönetimi giderleri
- Yakıt gideri hariç yakıta ilişkin sözleşme giderleri
- Sabit iletim ve dağıtım giderleri
- Diğer yıllık çevresel etki giderleri vs.

Ülkemiz örneğinde İYM'yi hesaplarken yıllık sabit işgücü maliyetlerinin, sabit bakım/onarım giderlerinin, sabit iletim ve dağıtım giderlerinin dikkate alınacağı bir model üzerinden gidilmiştir. İYM hesaplandıktan sonra YGM_{sbt} değeri aşağıdaki eşitlik üzerinden Kapasite Faktörü (KF) de dikkate alınarak hesaplanmaktadır (ACER, 2020:20):

$$YGM_{sbt} = \frac{\text{İ}YM}{KF} \tag{5.7}$$

İYM ise aşağıda yer alan denklem ile bulunabilmektedir.

$$\text{İ}YM = \left[\sum_{i=1}^{X} \frac{SM(i)}{(1+AOSM)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{YSBM(i)}{(1+AOSM)^i}\right] . \frac{AOSM\ .\ (1+AOSM)^{X+Y}}{(1+AOSM)^Y - 1} \tag{5.8}$$

Burada,

i	İnşaat ve ekonomik ömür süresi boyunca her bir yılı,
X	İnşa süresini
Y	Santralin ekonomik ömrünü,
SM	Santralin inşası için her bir yılda harcanacak yatırım maliyetini,
YSBM	Santral işletmede iken gerçekleşen yıllık sabit maliyetleri,
AOSM	Üretim santrali için hesaplanan Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetini

göstermektedir.

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM)

Yatırımcılar için yatırım faaliyetini gerçekleştirirken kullanacakları finansal kaynakların maliyet yükü önem taşımaktadır. Bir şirket açısından AOSM ise kısaca, o şirketin yatırım kararı neticesinde ilgili yatırımdan yatırımcının ortalama piyasa riskleri üzerinden ne kadar kazanmayı beklediğinin bir ölçütüdür (Porras, 2011:131).

Yatırımcı finansal kaynağını özsermaye olarak sağlayabileceği gibi dış kaynaklardan borç almak suretiyle de yatırımını gerçekleştirebilmektedir. Bu noktada, yatırımcının kullandığı kaynağın borç ya da öz sermaye cinsinden ağırlıklandırılmış ortalaması, bu yatırıma ilişkin finansal maliyeti ortaya koymaktadır (SPL, 2019:40). Bu maliyetler hesaplanırken borçların ve öz sermayenin defter değeri yerine piyasa değerinin dikkate alınması gerekmektedir.

AOSM kısaca aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır.

$$AOSM = (K_b a_b \times (1 - T)) + K_{ö} a_{ö} \quad (5.9)$$

Burada, K_b ve $K_{ö}$ borç ve öz sermaye maliyetlerini, a_b ve $a_{ö}$ ise sırasıyla bu maliyetlerin toplam içindeki ağırlıklarını göstermektedir. Birbirlerini tamamladıkları için dolayısıyla

$$a_b + a_{ö} = 1 \quad (5.10)$$

sonucu oraya çıkmaktadır. T değeri ise Kurumlar Vergisini göstermekte olup borç finansmanı gider olarak vergiden düşülebileceği için borç maliyetinin etkisinde dikkate alınmalıdır.

Vergi öncesi borçlanma maliyeti

Borca ödenecek faiz oranı ilgili şirket için borcun maliyetidir. Yatırımcı borcu kredi olarak dış kaynaktan sağlayabileceği gibi tahvil ihraç ederek de yatırım için gerekli kaynağı sağlayabilir. Kredi kullanımında kredi faizi borcun maliyetini oluştururken tahvil ihracından tahvilin fiyatı borçlanmanın maliyetini bize göstermektedir.

Şirketin vergi öncesi borç maliyeti (K_b) hesaplanırken ülkenin risksiz getiri oranı ve şirketin varsayılan riski dikkate alınabilir (Damodaran, 2012:166). Buna benzer şekilde, borcun maliyeti EPDK tarafından yayımlanan Dağıtım Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğde[51] K_b,

$$K_b = r_f + m \tag{5.11}$$

olarak gösterilmiştir[52]. Burada r_f risksiz getiri oranını, m ise risksiz getiriye eklenecek borçlanma risk primini belirtmektedir.

Özsermaye maliyeti

Özsermaye temelde iki şekilde elde edilmektedir (SPL, 2019:42):

- Dışsal (nakdi sermaye artırımı yoluyla) özsermaye,
- İçsel (kâr dağıtımı yapılmadan) özsermaye.

Maliyet olarak benzer olan bu tercihler için maliyet hesabında sıklıkla kullanılan metot Finansal Varlıkları Fiyatlama Modelidir (FVFM veya CAPM-ing.). Yatırımdan beklenen getiri yani başka bir deyişle özsermaye maliyeti $K_ö$ için FVFM'de;

$$K_ö = r_f + \beta \left(R_m - R_f\right) \tag{5.12}$$

[51] 19.11.2020 tarihli ve 31309 sayılı Resmi Gazetede yayımlanmıştır.
[52] Parametre tezde kullanıldığı şekilde değiştirilmiştir.

olarak gösterilmektedir (Aydın, 2012). Burada r_f risksiz getiri oranını, R_m piyasa risk primini ve β ise işletmenin özsermaye betasını belirtmektedir.

Borsa açısından, bir hissenin betası (β), o hissenin borsa endeksine göre sistematik risk seviyesini göstermektedir. Başka bir deyişle, hissenin borsanın global endeks değerine göre getiri değişimlerinin korelasyonunu ifade etmektedir (Porras, 2011:45). Başka bir deyişle β, hissenin getirisinin volatilitesinin bir ölçüsü olarak getiri riskinin ifade eden bir terimdir.

AOSM K_b ve $K_ö$ detaylarına içerecek şekilde yazıldığında,

$$AOSM = K_b a_b \times (1 - T)) + \left[\left(r_f + \beta \left(R_m - R_f\right)\right) a_ö\right] \quad (5.13)$$

eşitliği elde edilmektedir.

Örnek santral yatırımı için r_f hesaplanırken Hazine ve Maliye Bakanlığı Devlet İç Borçlanma Senetleri "*TL Cinsi Sabit Faizli Kuponlu Senetler*in" faiz oranları, K_b değeri için Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası Ticari Kredi Faiz Oranları, Kurumlar Vergisi *T* için % 22'lik bir oran kullanılmıştır[53]. β değeri (kaldıraçsız) 0,40 ile 0,70 değerleri arasında farklı aralıklar ile alınmış (enflasyon oranı sabit tutularak), kaldıraç oranı (a_b) için de % 30 ile % 70 arasında farklı değerler kullanılarak hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir.

Anılan analiz neticesinde örnek santral yatırımı için AOSM (Reel[54]) %8,1 ile %12,2 arasında değişkenlik gösterecek şekilde hesaplanmıştır[55].

Yatırım maliyetinin (SM) dikkate alınması

Yatırım maliyetinin hesaplanmasında UEA'nın 2020 çalışmasında yer alan Kombine KÇGT'nin birim kWe başına maliyeti dikkate alınmıştır. Örnek tesislere ilişkin maliyetler Çizelge 5.5'te gösterilmektedir.

[53] 2020 yılı boyunca uygulanan Kurumlar Vergisi oranıdır.
[54] Enflasyondan arındırılmış.
[55] Hesaplama detayları ve sonuçlar Ek-2'de yer almaktadır.

Çizelge 5.5. Doğalgaz kombine kapalı çevrim santral için yatırım maliyetleri

Teknoloji	Tesis/ülke sayısı	Net kapasite (MWe)				Yatırım maliyetleri (USD/kWe)			
		Min	Ort	Medyan	Maks	Min	Ort	Medyan	Maks
Doğalgaz (KÇGT/Bir. Kombine)	8/5	100	464	500	980	325	630	668	1,141

Çizelge 5.5'teki değerlerden Ortanca değeri (668 USD/kWe) esas alınmış, diğer olası değerler duyarlılık analizinde ayrıca kullanılmıştır. İnşa süresi 3 yıl olarak kabul edildiğinde yıllık olarak yatırım miktarı ise 223 USD/kWe.Yıl olarak dikkate alınmıştır.

Yıllık sabit maliyet bileşeni

Dünya Bankası tarafından Haziran 2020'de yayımlanan rapora göre kombine doğalgaz güç çevrim santralleri için yıllık sabit işletme ve bakım maliyeti toplam yatırım maliyetinin % 1,7'sine tekabül etmektedir (Timilsina, 2020:12). Bu durumda kabul edilen ortanca değeri için yıllık sabit işletme bakım maliyeti

668*0,017= 11,356 USD/kWe.Yıl (5.14)

olarak hesaplamalara dahil edilmiştir. Bunun haricinde iletimden bağlı olacak santralin sabit işletme giderleri için EPDK tarafından 2021 yılı için yıllık MW başına bölgesel sabit sistem kullanım bedellerinin (Çizelge 5.6) ortalama değeri (54,373.81 TL/MW.Yıl) esas alınmıştır. Bu bedele ilave olarak EPDK kurul kararıyla belirlenen "iletim ek ücretinin[56]" de dikkate alınması gerekmektedir. Bu kapsamda sabit sistem kullanım bedeli 54,646 TL/MW.Yıl olarak dikkate alınmıştır.

Çizelge 5.6. İletim sistem kullanım ve sistem işletim bedelleri

Üretim			
TARİFE BÖLGESİ	Sistem Kullanım		Sistem İşletim
	(TL/MW-Yıl)	(TL/MWh)	(TL/MWh)
1	37.124,78	9,07	6,33
2	42.084,84	9,07	6,33
3	41.854,10	9,07	6,33

[56] EPDK'nın 30.12.2020 tarihli ve 9958 sayılı Kurul kararı uyarınca iletim tarifesinin %0,05'i olarak hesaplanır

Çizelge 5.6. (devamı) İletim sistem kullanım ve sistem işletim bedelleri

4	42.400,29	9,07	6,33
5	44.429,98	9,07	6,33
6	46.311,51	9,07	6,33
7	47.695,87	9,07	6,33
8	51.460,52	9,07	6,33
9	53.456,93	9,07	6,33
10	61.327,06	9,07	6,33
11	63.748,61	9,07	6,33
12	65.877,12	9,07	6,33
13	67.973,12	9,07	6,33
14	73.043,03	9,07	6,33
15	76.819,46	9,07	6,33
ORTALAMA	54.373,81	9,07	6,33

İYM ve YGM_{sbt} değerlerinin hesaplanması

Yukarıdaki varsayımlara ilave olarak santralin ekonomik ömrünün (Eşitlik 5.8'e göre Y değeri) 25 yıl olduğu kabul edilerek (Timilsina, 2020) İYM eşitliğinin nihai haline aşağıda yer verilmiştir[57].

$$\text{İ}YM = \left[\sum_{i=1}^{3} \frac{1561}{(1+0{,}11)^i} + \sum_{i=4}^{28} \frac{133{,}87}{(1+0{,}11)^i}\right] . \frac{0{,}11.\ (1+0{,}11)^{28}}{(1+0{,}11)^{25}-1} = 753{,}61 \text{ TL/kW.Yıl} \quad (5.15)$$

KF=0,85 değeri için YGM_{sbt};

$$YGM_{sbt} = \frac{\text{İ}YM}{KF} = \frac{753{,}34}{0{,}85} = 886{,}60 \text{ TL/kW.Yıl} \quad (5.16)$$

olarak hesaplanabilir. Burada USD/TL dönüşüm kuru 7 TL/USD olarak kabul edilerek dönüştürülmüştür. AOSM değeri % 11 olarak kabul edilmiş, tesis inşa süreci 3 yıl olmak üzere her bir yıl için eşit harcama yapılacağı varsayılmıştır.

[57] Kur dönüşümü 1 USD= 7 TL olarak kabul edilmiştir.

YGM_{sbt} için Duyarlılık Analizi

Farklı parametrelerin değişkenlik göstermesi neticesinde YGM_{sbt} değerinin göstermiş olduğu farklılaşmalar parametreler bazında gösterilmeye çalışılmıştır.

Yıllık yatırım maliyetinin 200 USD ile 250 USD arasında değiştirilmesi, Yıllık Sabit İşletme Giderinin toplam yatırım maliyetinin % 1 ile % 2'si arasında değiştirilmesi neticesinde YGM_{sbt} Çizelge 5.7'de gösterildiği şekilde etkilenmiştir.

Çizelge 5.7. YGMsbt'nin Yıllık Sabit İşletme Giderine göre duyarlılık sonuçları

Yüzde \ Yatırım ($/kW.YIL)	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250
% 1,00	767,0	770,3	773,5	776,8	780,1	783,3	786,6	789,9	793,1	796,4	799,7	802,9	806,2	809,5	812,8	816,0	819,3	822,6	825,8	829,1	832,4	835,6	838,9	842,2	845,4	848,7	852,0	855,2	858,5	861,8	865,0	868,3	871,6	874,8	878,1	881,4	884,7	887,9	891,2	894,5	897,7	901,0	904,3	907,5	910,8	914,1	917,3	920,6	923,9	927,1	930,4
% 1,02	768,0	771,3	774,5	777,8	781,1	784,3	787,6	790,9	794,1	797,4	800,7	803,9	807,2	810,5	813,7	817,0	820,3	823,5	826,8	830,1	833,3	836,6	839,9	843,2	846,4	849,7	853,0	856,2	859,5	862,8	866,0	869,3	872,6	875,8	879,1	882,4	885,6	888,9	892,2	895,4	898,7	902,0	905,2	908,5	911,8	915,1	918,3	921,6	924,9	928,1	931,4
% 1,04	769,0	772,2	775,5	778,8	782,0	785,3	788,6	791,9	795,1	798,4	801,7	804,9	808,2	811,5	814,7	818,0	821,3	824,5	827,8	831,1	834,3	837,6	840,9	844,1	847,4	850,7	853,9	857,2	860,5	863,7	867,0	870,3	873,6	876,8	880,1	883,4	886,6	889,9	893,2	896,4	899,7	903,0	906,2	909,5	912,8	916,0	919,3	922,6	925,8	929,1	932,4
% 1,06	770,0	773,2	776,5	779,8	783,0	786,3	789,6	792,8	796,1	799,4	802,6	805,9	809,2	812,4	815,7	819,0	822,3	825,5	828,8	832,1	835,3	838,6	841,9	845,1	848,4	851,7	854,9	858,2	861,5	864,7	868,0	871,3	874,5	877,8	881,1	884,3	887,6	890,9	894,2	897,4	900,7	904,0	907,2	910,5	913,8	917,0	920,3	923,6	926,8	930,1	933,4
% 1,08	771,0	774,2	777,5	780,8	784,0	787,3	790,6	793,8	797,1	800,4	803,6	806,9	810,2	813,4	816,7	820,0	823,2	826,5	829,8	833,0	836,3	839,6	842,8	846,1	849,4	852,7	855,9	859,2	862,5	865,7	869,0	872,3	875,5	878,8	882,1	885,3	888,6	891,9	895,1	898,4	901,7	904,9	908,2	911,5	914,7	918,0	921,3	924,6	927,8	931,1	934,4
% 1,10	771,9	775,2	778,5	781,7	785,0	788,3	791,5	794,8	798,1	801,4	804,6	807,9	811,2	814,4	817,7	821,0	824,2	827,5	830,8	834,0	837,3	840,6	843,8	847,1	850,4	853,6	856,9	860,2	863,4	866,7	870,0	873,3	876,5	879,8	883,1	886,3	889,6	892,9	896,1	899,4	902,7	905,9	909,2	912,5	915,7	919,0	922,3	925,5	928,8	932,1	935,3
% 1,12	772,9	776,2	779,5	782,7	786,0	789,3	792,5	795,8	799,1	802,3	805,6	808,9	812,1	815,4	818,7	821,9	825,2	828,5	831,8	835,0	838,3	841,6	844,8	848,1	851,4	854,6	857,9	861,2	864,4	867,7	871,0	874,2	877,5	880,8	884,0	887,3	890,6	893,8	897,1	900,4	903,7	906,9	910,2	913,5	916,7	920,0	923,3	926,5	929,8	933,1	936,3
% 1,14	773,9	777,2	780,5	783,7	787,0	790,3	793,5	796,8	800,1	803,3	806,6	809,9	813,1	816,4	819,7	822,9	826,2	829,5	832,7	836,0	839,3	842,5	845,8	849,1	852,4	855,6	858,9	862,2	865,4	868,7	872,0	875,2	878,5	881,8	885,0	888,3	891,6	894,8	898,1	901,4	904,6	907,9	911,2	914,4	917,7	921,0	924,2	927,5	930,8	934,1	937,3
% 1,16	774,9	778,2	781,4	784,7	788,0	791,2	794,5	797,8	801,0	804,3	807,6	810,9	814,1	817,4	820,7	823,9	827,2	830,5	833,7	837,0	840,3	843,5	846,8	850,1	853,3	856,6	859,9	863,1	866,4	869,7	872,9	876,2	879,5	882,8	886,0	889,3	892,6	895,8	899,1	902,4	905,6	908,9	912,2	915,4	918,7	922,0	925,2	928,5	931,8	935,0	938,3
% 1,18	775,9	779,2	782,4	785,7	789,0	792,2	795,5	798,8	802,0	805,3	808,6	811,8	815,1	818,4	821,6	824,9	828,2	831,5	834,7	838,0	841,3	844,5	847,8	851,1	854,3	857,6	860,9	864,1	867,4	870,7	873,9	877,2	880,5	883,7	887,0	890,3	893,5	896,8	900,1	903,3	906,6	909,9	913,2	916,4	919,7	923,0	926,2	929,5	932,8	936,0	939,3
% 1,20	776,9	780,1	783,4	786,7	790,0	793,2	796,5	799,8	803,0	806,3	809,6	812,8	816,1	819,4	822,6	825,9	829,2	832,4	835,7	839,0	842,2	845,5	848,8	852,0	855,3	858,6	861,9	865,1	868,4	871,7	874,9	878,2	881,5	884,7	888,0	891,3	894,5	897,8	901,1	904,3	907,6	910,9	914,1	917,4	920,7	923,9	927,2	930,5	933,7	937,0	940,3
% 1,22	777,9	781,1	784,4	787,7	790,9	794,2	797,5	800,7	804,0	807,3	810,5	813,8	817,1	820,4	823,6	826,9	830,2	833,4	836,7	840,0	843,2	846,5	849,8	853,0	856,3	859,6	862,8	866,1	869,4	872,6	875,9	879,2	882,4	885,7	889,0	892,3	895,5	898,8	902,1	905,3	908,6	911,9	915,1	918,4	921,7	924,9	928,2	931,5	934,7	938,0	941,3
% 1,24	778,9	782,1	785,4	788,7	791,9	795,2	798,5	801,7	805,0	808,3	811,5	814,8	818,1	821,3	824,6	827,9	831,1	834,4	837,7	841,0	844,2	847,5	850,8	854,0	857,3	860,6	863,8	867,1	870,4	873,6	876,9	880,2	883,4	886,7	890,0	893,2	896,5	899,8	903,0	906,3	909,6	912,8	916,1	919,4	922,7	925,9	929,2	932,5	935,7	939,0	942,3
% 1,26	779,8	783,1	786,4	789,6	792,9	796,2	799,5	802,7	806,0	809,3	812,5	815,8	819,1	822,3	825,6	828,9	832,1	835,4	838,7	841,9	845,2	848,5	851,7	855,0	858,3	861,5	864,8	868,1	871,4	874,6	877,9	881,2	884,4	887,7	891,0	894,2	897,5	900,8	904,0	907,3	910,6	913,8	917,1	920,4	923,6	926,9	930,2	933,4	936,7	940,0	943,3
% 1,28	780,8	784,1	787,4	790,6	793,9	797,2	800,4	803,7	807,0	810,2	813,5	816,8	820,1	823,3	826,6	829,9	833,1	836,4	839,7	842,9	846,2	849,5	852,7	856,0	859,3	862,5	865,8	869,1	872,3	875,6	878,9	882,1	885,4	888,7	891,9	895,2	898,5	901,8	905,0	908,3	911,6	914,8	918,1	921,4	924,6	927,9	931,2	934,4	937,7	941,0	944,2
% 1,30	781,8	785,1	788,4	791,6	794,9	798,2	801,4	804,7	808,0	811,2	814,5	817,8	821,0	824,3	827,6	830,8	834,1	837,4	840,6	843,9	847,2	850,5	853,7	857,0	860,3	863,5	866,8	870,1	873,3	876,6	879,9	883,1	886,4	889,7	892,9	896,2	899,5	902,7	906,0	909,3	912,5	915,8	919,1	922,4	925,6	928,9	932,2	935,4	938,7	942,0	945,2
% 1,32	782,8	786,1	789,3	792,6	795,9	799,2	802,4	805,7	809,0	812,2	815,5	818,8	822,0	825,3	828,6	831,8	835,1	838,4	841,6	844,9	848,2	851,4	854,7	858,0	861,2	864,5	867,8	871,0	874,3	877,6	880,9	884,1	887,4	890,7	893,9	897,2	900,5	903,7	907,0	910,3	913,5	916,8	920,1	923,3	926,6	929,9	933,1	936,4	939,7	942,9	946,2
% 1,34	783,8	787,1	790,3	793,6	796,9	800,1	803,4	806,7	809,9	813,2	816,5	819,7	823,0	826,3	829,6	832,8	836,1	839,4	842,6	845,9	849,2	852,4	855,7	859,0	862,2	865,5	868,8	872,0	875,3	878,6	881,8	885,1	888,4	891,6	894,9	898,2	901,5	904,7	908,0	911,3	914,5	917,8	921,1	924,3	927,6	930,9	934,1	937,4	940,7	943,9	947,2
% 1,36	784,8	788,1	791,3	794,6	797,9	801,1	804,4	807,7	810,9	814,2	817,5	820,7	824,0	827,3	830,5	833,8	837,1	840,3	843,6	846,9	850,1	853,4	856,7	860,0	863,2	866,5	869,8	873,0	876,3	879,6	882,8	886,1	889,4	892,6	895,9	899,2	902,4	905,7	909,0	912,2	915,5	918,8	922,0	925,3	928,6	931,9	935,1	938,4	941,7	944,9	948,2
% 1,38	785,8	789,0	792,3	795,6	798,8	802,1	805,4	808,7	811,9	815,2	818,5	821,7	825,0	828,3	831,5	834,8	838,1	841,3	844,6	847,9	851,1	854,4	857,7	860,9	864,2	867,5	870,7	874,0	877,3	880,5	883,8	887,1	890,4	893,6	896,9	900,2	903,4	906,7	910,0	913,2	916,5	919,8	923,0	926,3	929,6	932,8	936,1	939,4	942,6	945,9	949,2
% 1,40	786,8	790,0	793,3	796,6	799,8	803,1	806,4	809,6	812,9	816,2	819,4	822,7	826,0	829,2	832,5	835,8	839,1	842,3	845,6	848,9	852,1	855,4	858,7	861,9	865,2	868,5	871,7	875,0	878,3	881,5	884,8	888,1	891,3	894,6	897,9	901,1	904,4	907,7	911,0	914,2	917,5	920,8	924,0	927,3	930,6	933,8	937,1	940,4	943,6	946,9	950,2
% 1,42	787,8	791,0	794,3	797,6	800,8	804,1	807,4	810,6	813,9	817,2	820,4	823,7	827,0	830,2	833,5	836,8	840,0	843,3	846,6	849,8	853,1	856,4	859,6	862,9	866,2	869,5	872,7	876,0	879,3	882,5	885,8	889,1	892,3	895,6	898,9	902,1	905,4	908,7	911,9	915,2	918,5	921,7	925,0	928,3	931,5	934,8	938,1	941,4	944,6	947,9	951,2
% 1,44	788,7	792,0	795,3	798,5	801,8	805,1	808,3	811,6	814,9	818,2	821,4	824,7	828,0	831,2	834,5	837,8	841,0	844,3	847,6	850,8	854,1	857,4	860,6	863,9	867,2	870,4	873,7	877,0	880,2	883,5	886,8	890,1	893,3	896,6	899,9	903,1	906,4	909,7	912,9	916,2	919,5	922,7	926,0	929,3	932,5	935,8	939,1	942,3	945,6	948,9	952,1
% 1,46	789,7	793,0	796,3	799,5	802,8	806,1	809,3	812,6	815,9	819,1	822,4	825,7	828,9	832,2	835,5	838,7	842,0	845,3	848,6	851,8	855,1	858,4	861,6	864,9	868,2	871,4	874,7	878,0	881,2	884,5	887,8	891,0	894,3	897,6	900,8	904,1	907,4	910,6	913,9	917,2	920,5	923,7	927,0	930,3	933,5	936,8	940,1	943,3	946,6	949,9	953,1
% 1,48	790,7	794,0	797,3	800,5	803,8	807,1	810,3	813,6	816,9	820,1	823,4	826,7	829,9	833,2	836,5	839,7	843,0	846,3	849,5	852,8	856,1	859,3	862,6	865,9	869,2	872,4	875,7	879,0	882,2	885,5	888,8	892,0	895,3	898,6	901,8	905,1	908,4	911,6	914,9	918,2	921,4	924,7	928,0	931,2	934,5	937,8	941,0	944,3	947,6	950,9	954,1

Çizelge 5.7. (devamı) YGMsbt'nin Yıllık Sabit İşletme Giderine göre duyarlılık sonuçları

% 1,50	791,7	795,0	798,2	801,5	804,8	808,0	811,3	814,6	817,8	821,1	824,4	827,7	830,9	834,2	837,5	840,7	844,0	847,3	850,5	853,8	857,1	860,3	863,6	866,9	870,1	873,4	876,7	879,9	883,2	886,5	889,7	893,0	896,3	899,6	902,8	906,1	909,4	912,6	915,9	919,2	922,4	925,7	929,0	932,2	935,5	938,8	942,0	945,3	948,6	951,8	955,1
% 1,52	792,7	796,0	799,2	802,5	805,8	809,0	812,3	815,6	818,8	822,1	825,4	828,6	831,9	835,2	838,4	841,7	845,0	848,3	851,5	854,8	858,1	861,3	864,6	867,9	871,1	874,4	877,7	880,9	884,2	887,5	890,7	894,0	897,3	900,5	903,8	907,1	910,3	913,6	916,9	920,1	923,4	926,7	930,0	933,2	936,5	939,8	943,0	946,3	949,6	952,8	956,1
% 1,54	793,7	796,9	800,2	803,5	806,8	810,0	813,3	816,6	819,8	823,1	826,4	829,6	832,9	836,2	839,4	842,7	846,0	849,2	852,5	855,8	859,0	862,3	865,6	868,8	872,1	875,4	878,7	881,9	885,2	888,5	891,7	895,0	898,3	901,5	904,8	908,1	911,3	914,6	917,9	921,1	924,4	927,7	930,9	934,2	937,5	940,7	944,0	947,3	950,5	953,8	957,1
% 1,56	794,7	797,9	801,2	804,5	807,7	811,0	814,3	817,5	820,8	824,1	827,3	830,6	833,9	837,2	840,4	843,7	847,0	850,2	853,5	856,8	860,0	863,3	866,6	869,8	873,1	876,4	879,6	882,9	886,2	889,4	892,7	896,0	899,2	902,5	905,8	909,1	912,3	915,6	918,9	922,1	925,4	928,7	931,9	935,2	938,5	941,7	945,0	948,3	951,5	954,8	958,1
% 1,58	795,7	798,9	802,2	805,5	808,7	812,0	815,3	818,5	821,8	825,1	828,3	831,6	834,9	838,1	841,4	844,7	847,9	851,2	854,5	857,8	861,0	864,3	867,6	870,8	874,1	877,4	880,6	883,9	887,2	890,4	893,7	897,0	900,2	903,5	906,8	910,0	913,3	916,6	919,8	923,1	926,4	929,6	932,9	936,2	939,5	942,7	946,0	949,3	952,5	955,8	959,1
% 1,60	796,6	799,9	803,2	806,4	809,7	813,0	816,3	819,5	822,8	826,1	829,3	832,6	835,9	839,1	842,4	845,7	848,9	852,2	855,5	858,7	862,0	865,3	868,5	871,8	875,1	878,3	881,6	884,9	888,2	891,4	894,7	898,0	901,2	904,5	907,8	911,0	914,3	917,6	920,8	924,1	927,4	930,6	933,9	937,2	940,4	943,7	947,0	950,2	953,5	956,8	960,1
% 1,62	797,6	800,9	804,2	807,4	810,7	814,0	817,2	820,5	823,8	827,0	830,3	833,6	836,9	840,1	843,4	846,7	849,9	853,2	856,5	859,7	863,0	866,3	869,5	872,8	876,1	879,3	882,6	885,9	889,1	892,4	895,7	898,9	902,2	905,5	908,7	912,0	915,3	918,6	921,8	925,1	928,4	931,6	934,9	938,2	941,4	944,7	948,0	951,2	954,5	957,8	961,0
% 1,64	798,6	801,9	805,2	808,4	811,7	815,0	818,2	821,5	824,8	828,0	831,3	834,6	837,8	841,1	844,4	847,6	850,9	854,2	857,4	860,7	864,0	867,3	870,5	873,8	877,1	880,3	883,6	886,9	890,1	893,4	896,7	899,9	903,2	906,5	909,7	913,0	916,3	919,5	922,8	926,1	929,3	932,6	935,9	939,2	942,4	945,7	949,0	952,2	955,5	958,8	962,0
% 1,66	799,6	802,9	806,1	809,4	812,7	816,0	819,2	822,5	825,8	829,0	832,3	835,6	838,8	842,1	845,4	848,6	851,9	855,2	858,4	861,7	865,0	868,2	871,5	874,8	878,0	881,3	884,6	887,8	891,1	894,4	897,7	900,9	904,2	907,5	910,7	914,0	917,3	920,5	923,8	927,1	930,3	933,6	936,9	940,1	943,4	946,7	949,9	953,2	956,5	959,7	963,0
% 1,68	800,6	803,9	807,1	810,4	813,7	816,9	820,2	823,5	826,7	830,0	833,3	836,5	839,8	843,1	846,4	849,6	852,9	856,2	859,4	862,7	866,0	869,2	872,5	875,8	879,0	882,3	885,6	888,8	892,1	895,4	898,6	901,9	905,2	908,4	911,7	915,0	918,3	921,5	924,8	928,1	931,3	934,6	937,9	941,1	944,4	947,7	950,9	954,2	957,5	960,7	964,0
% 1,70	801,6	804,9	808,1	811,4	814,7	817,9	821,2	824,5	827,7	831,0	834,3	837,5	840,8	844,1	847,3	850,6	853,9	857,1	860,4	863,7	866,9	870,2	873,5	876,8	880,0	883,3	886,6	889,8	893,1	896,4	899,6	902,9	906,2	909,4	912,7	916,0	919,2	922,5	925,8	929,0	932,3	935,6	938,8	942,1	945,4	948,7	951,9	955,2	958,5	961,7	965,0
% 1,72	802,6	805,8	809,1	812,4	815,6	818,9	822,2	825,5	828,7	832,0	835,3	838,5	841,8	845,1	848,3	851,6	854,9	858,1	861,4	864,7	867,9	871,2	874,5	877,7	881,0	884,3	887,5	890,8	894,1	897,3	900,6	903,9	907,2	910,4	913,7	917,0	920,2	923,5	926,8	930,0	933,3	936,6	939,8	943,1	946,4	949,6	952,9	956,2	959,4	962,7	966,0
% 1,74	803,6	806,8	810,1	813,4	816,6	819,9	823,2	826,4	829,7	833,0	836,2	839,5	842,8	846,0	849,3	852,6	855,9	859,1	862,4	865,7	868,9	872,2	875,5	878,7	882,0	885,3	888,5	891,8	895,1	898,3	901,6	904,9	908,1	911,4	914,7	917,9	921,2	924,5	927,8	931,0	934,3	937,6	940,8	944,1	947,4	950,6	953,9	957,2	960,4	963,7	967,0
% 1,76	804,6	807,8	811,1	814,4	817,6	820,9	824,2	827,4	830,7	834,0	837,2	840,5	843,8	847,0	850,3	853,6	856,8	860,1	863,4	866,6	869,9	873,2	876,4	879,7	883,0	886,3	889,5	892,8	896,1	899,3	902,6	905,9	909,1	912,4	915,7	918,9	922,2	925,5	928,7	932,0	935,3	938,5	941,8	945,1	948,3	951,6	954,9	958,2	961,4	964,7	968,0
% 1,78	805,5	808,8	812,1	815,3	818,6	821,9	825,1	828,4	831,7	835,0	838,2	841,5	844,8	848,0	851,3	854,6	857,8	861,1	864,4	867,6	870,9	874,2	877,4	880,7	884,0	887,2	890,5	893,8	897,0	900,3	903,6	906,9	910,1	913,4	916,7	919,9	923,2	926,5	929,7	933,0	936,3	939,5	942,8	946,1	949,3	952,6	955,9	959,1	962,4	965,7	968,9
% 1,80	806,5	809,8	813,1	816,3	819,6	822,9	826,1	829,4	832,7	835,9	839,2	842,5	845,7	849,0	852,3	855,5	858,8	862,1	865,4	868,6	871,9	875,2	878,4	881,7	885,0	888,2	891,5	894,8	898,0	901,3	904,6	907,8	911,1	914,4	917,6	920,9	924,2	927,4	930,7	934,0	937,3	940,5	943,8	947,1	950,3	953,6	956,9	960,1	963,4	966,7	969,9
% 1,82	807,5	810,8	814,1	817,3	820,6	823,9	827,1	830,4	833,7	836,9	840,2	843,5	846,7	850,0	853,3	856,5	859,8	863,1	866,3	869,6	872,9	876,1	879,4	882,7	886,0	889,2	892,5	895,8	899,0	902,3	905,6	908,8	912,1	915,4	918,6	921,9	925,2	928,4	931,7	935,0	938,2	941,5	944,8	948,0	951,3	954,6	957,8	961,1	964,4	967,7	970,9
% 1,84	808,5	811,8	815,0	818,3	821,6	824,8	828,1	831,4	834,6	837,9	841,2	844,5	847,7	851,0	854,3	857,5	860,8	864,1	867,3	870,6	873,9	877,1	880,4	883,7	886,9	890,2	893,5	896,7	900,0	903,3	906,5	909,8	913,1	916,4	919,6	922,9	926,2	929,4	932,7	936,0	939,2	942,5	945,8	949,0	952,3	955,6	958,8	962,1	965,4	968,6	971,9
% 1,86	809,5	812,8	816,0	819,3	822,6	825,8	829,1	832,4	835,6	838,9	842,2	845,4	848,7	852,0	855,2	858,5	861,8	865,1	868,3	871,6	874,9	878,1	881,4	884,7	887,9	891,2	894,5	897,7	901,0	904,3	907,5	910,8	914,1	917,3	920,6	923,9	927,1	930,4	933,7	936,9	940,2	943,5	946,8	950,0	953,3	956,6	959,8	963,1	966,4	969,6	972,9
% 1,88	810,5	813,7	817,0	820,3	823,6	826,8	830,1	833,4	836,6	839,9	843,2	846,4	849,7	853,0	856,2	859,5	862,8	866,0	869,3	872,6	875,8	879,1	882,4	885,6	888,9	892,2	895,5	898,7	902,0	905,3	908,5	911,8	915,1	918,3	921,6	924,9	928,1	931,4	934,7	937,9	941,2	944,5	947,7	951,0	954,3	957,5	960,8	964,1	967,3	970,6	973,9
% 1,90	811,5	814,7	818,0	821,3	824,5	827,8	831,1	834,3	837,6	840,9	844,1	847,4	850,7	854,0	857,2	860,5	863,8	867,0	870,3	873,6	876,8	880,1	883,4	886,6	889,9	893,2	896,4	899,7	903,0	906,2	909,5	912,8	916,0	919,3	922,6	925,9	929,1	932,4	935,7	938,9	942,2	945,5	948,7	952,0	955,3	958,5	961,8	965,1	968,3	971,6	974,9
% 1,92	812,5	815,7	819,0	822,3	825,5	828,8	832,1	835,3	838,6	841,9	845,1	848,4	851,7	854,9	858,2	861,5	864,7	868,0	871,3	874,6	877,8	881,1	884,4	887,6	890,9	894,2	897,4	900,7	904,0	907,2	910,5	913,8	917,0	920,3	923,6	926,8	930,1	933,4	936,6	939,9	943,2	946,4	949,7	953,0	956,3	959,5	962,8	966,1	969,3	972,6	975,9
% 1,94	813,4	816,7	820,0	823,2	826,5	829,8	833,1	836,3	839,6	842,9	846,1	849,4	852,7	855,9	859,2	862,5	865,7	869,0	872,3	875,5	878,8	882,1	885,3	888,6	891,9	895,1	898,4	901,7	905,0	908,2	911,5	914,8	918,0	921,3	924,6	927,8	931,1	934,4	937,6	940,9	944,2	947,4	950,7	954,0	957,2	960,5	963,8	967,0	970,3	973,6	976,9
% 1,96	814,4	817,7	821,0	824,2	827,5	830,8	834,0	837,3	840,6	843,8	847,1	850,4	853,7	856,9	860,2	863,5	866,7	870,0	873,3	876,5	879,8	883,1	886,3	889,6	892,9	896,1	899,4	902,7	905,9	909,2	912,5	915,7	919,0	922,3	925,5	928,8	932,1	935,4	938,6	941,9	945,2	948,4	951,7	955,0	958,2	961,5	964,8	968,0	971,3	974,6	977,8
% 1,98	815,4	818,7	822,0	825,2	828,5	831,8	835,0	838,3	841,6	844,8	848,1	851,4	854,6	857,9	861,2	864,4	867,7	871,0	874,2	877,5	880,8	884,1	887,3	890,6	893,9	897,1	900,4	903,7	906,9	910,2	913,5	916,7	920,0	923,3	926,5	929,8	933,1	936,3	939,6	942,9	946,1	949,4	952,7	956,0	959,2	962,5	965,8	969,0	972,3	975,6	978,8
% 2,00	816,4	819,7	822,9	826,2	829,5	832,8	836,0	839,3	842,6	845,8	849,1	852,4	855,6	858,9	862,2	865,4	868,7	872,0	875,2	878,5	881,8	885,0	888,3	891,6	894,8	898,1	901,4	904,6	907,9	911,2	914,5	917,7	921,0	924,3	927,5	930,8	934,1	937,3	940,6	943,9	947,1	950,4	953,7	956,9	960,2	963,5	966,7	970,0	973,3	976,5	979,8

Nihayetinde, yatırım maliyeti ile yıllık işletme maliyeti giderleri için duyarlılık analizi yapıldığında YGM_{sbt}'nin 767 TL/kW.Yıl ile 979,8 TL/kW.Yıl arasında değişkenlik gösterdiği, ortalamada da 873 TL/kW.Yıl olarak gerçekleşmekte olduğu görülmektedir.

Benzer şekilde, diğer parametreler sabit tutularak AOSM için yapılan duyarlılık analiz neticesinde (%10 ila %13 arasında adımlanarak) YGM_{sbt}'nin 827,31 TL/kW.Yıl ile 1048,68 TL/kW.Yıl arasında değişkenlik gösterdiği, ortalamada da 914,56 TL/kW.Yıl olarak gerçekleşmekte olduğu görülmektedir[58].

5.3.5. Değişken YGM'nin (YGM_{deg}) hesaplanması

Santral yatırımlarının uzun dönem maliyetlerinin karşılanabilmesi, yani santrallerin ayakta kalabilmesi açısından santrallerin üretim ile beraber değişen maliyetlerinin de karşılanması gerektiği değerlendirilmektedir. Doğal gaz santrali için de değişken maliyet olarak temelde yakıt maliyeti ile iletim ücretinin değişken kısımları göze çarpmaktadır. Bunlara ilave olarak değişken işletme ve bakım maliyetlerinin de eklenmesiyle YGM_{deg} olarak hesaplanabileceği düşünülmektedir.

Yakıt maliyeti (YAKM) için BOTAŞ tarafından yayımlanan "2021 YILI OCAK AYI DOĞAL GAZ TOPTAN SATIŞ FİYAT TARİFESİ[59]" kapsamındaki birim maliyet dikkate alınmıştır. Isıl verimliliği teorik olarak % 60 olarak kabul edilen bir santral için MWh başına yakıt maliyeti yaklaşık olarak 224,94 TL olarak bulunmuştur (Çizelge 5.8).

Çizelge 5.8. Doğalgazdan elektrik üretimi yakıt maliyet analizi

Yakıt fiyatı (TL/sm^3)	ÖTV (TL/sm^3)	Üst Isıl Değeri ($KCal/sm^3$)	Kcal'den KWh'a dönüşüm katsayısı	Isıl verimlilik	*Yakıt maliyeti (TL/MWh)*[60]
1,414	0,023	9155	0,001163	60%	*224,9403955*

[58] Duyarlılık analizi çalışması detayları Ek-2'de sunulmuştur.

[59] Kaynak: https://www.botas.gov.tr/uploads/dosyaYoneticisi/975303-serbest-tuketici-ocak-2021-fiyat-detayi_31122020.pdf

[60] $Yakıt\ maliyeti = \frac{(Yakıt\ fiyatı + ÖTV)/(Üst\ Isıl\ Değer * Dönüşüm\ katsayısı)}{Isıl\ verimlilik}$ olarak hesaplanmıştır.

Şebekeden kaynaklı değişken maliyet hesaplanırken ise Çizelge 5.6'da yer alan değişken sistem kullanım ve sistem işletim bedellerine ek olarak iletim ek ücretinin de dikkate alınması gerekmektedir. Bu kapsamda değişken şebeke maliyeti,

Değişken şebeke maliyeti = (9,07+6,33)*1,005= 15,48 TL/MWh (5.17)

olarak hesaplanır. İşletme bakım maliyetinin değişkenli 3,25 USD/MWh[61] (22,75 TL/MWh) değeri de esas alındığında toplam değişken maliyet;

$$YGM_{deg} = 224{,}94 + 15{,}48 + 22{,}75 = 263{,}17\ TL/MWh \quad (5.18)$$

olarak belirlenmiş olur.

5.3.6. Örnek santral tipi için olası diğer gelirlerin hesaplanması ve Net YGM

Sistemde bulunan veya sisteme yeni dahil olacak santral ikili anlaşmalar veya enerji borsası yoluyla enerji piyasasından gelir elde edebileceği gibi sunacağı yan hizmetler neticesinde de potansiyel bir gelir akışına sahip olacaktır. Bu bağlamda İhtiyaç Eğrisinin fiyat kademeleri belirlenirken YGM üzerinden olası bu gelirlerin düşülmesinin uygun olacağı değerlendirilmektedir. Bu bağlamda Net YGM,

Net YGM = YGM – (NET EG+ YHG) (5.19)

olarak gösterilebilir. EG enerji gelirlerini, YHG de yan hizmetler gelirlerini işaret etmekte olup bunların net değerleri elde edilen potansiyel gelirden değişken maliyetlerin çıkarılması ile bulunur. Burada amaç, değişken maliyetten ne kadar fazla gelir elde edilmekte olunduğu bulunması suretiyle bu değerin YGM'den düşülmesidir.

<u>Net EG</u>

Net EG hesaplanırken, kaynak olarak doğal gaz santrallerinin bir yıl içerisinde enerji borsası yoluyla toplam kurulu güce karşın PTF üzerinden elde ettiği gelirden bu geliri elde ederken

[61] Timilsina (2020)'de yer alan değişken işletme-bakım maliyet değeri esas alınmıştır.

katlanmış olduğu değişken maliyetlerin çıkarılması sonucunda ortaya çıkan değer esas alınmıştır. Yani;

$$\text{NET EG} = \frac{(\text{2020 YILI BRÜT ENERJİ GELİRİ} - \text{2020 YILI DEĞİŞKEN MALİYETLER})}{2020\ yılı\ ORTALAMA\ KURULU\ GÜÇ} \qquad (5.20)$$

üzerinden EG değeri bulunmuştur. Detayları Çizelge 5.10'da verilen hesaplama neticesinde örnek santral için NET EG 104,8 TL/kW.Yıl olarak bulunmuştur.

Çizelge 5.9. 2020 yılı doğalgaz santralleri kurulu güç gelişimi[62]

Ocak		Şubat		Mart		Nisan		Mayıs		Haziran	
Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)
333	25.903	332	25.899	333	25.667	331	25.654	331	25.656	330	25.595
Temmuz		Ağustos		Eylül		Ekim		Kasım		Aralık	
Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)	Adet	KG (MW)
333	25.612	333	25.618	335	25.632	336	25.634	338	25.641	343	25.673

Çizelge 5.10. 2020 yılı için enerji gelirinin hesaplanması[63]

ORTALAMA KG (kW)	2020 YILI TOPLAM ÜRETİM	Değişken Maliyet (MWh/TL)*	2020 YILI GELİR (TL/YIL)**	kW başına NET EG (TL/kW.YIL)
25.681.925	68.072.555,14	263,17	20.604.914.508,44	104,8

* Eşitlik (5.18)'de bulunan değer kullanılmıştır.
**Saatlik üretim miktarı ile saatlik PTF'ler çarpılarak oluşan saatlik gelirlerin toplanması ile elde edilmiştir.

YHG

Örnek santralin kW başına yıllık YHG'si bulunurken potansiyel yan hizmetler gelirleri (YHG) hesaplanmıştır. Hem PFK hem de SFK hizmetleri için ihale sonuçları oluşan saatlik kapasite ödeme fiyatları ile saatlik rezerv miktarları çarpılmak suretiyle yıllık toplan YHG bulunmuştur. Daha sonra Çizelge 5.11 ve Çizelge 5.12'de[64] yer alan kaynak bazlı rezerv kapasiteleri ile oranlanarak kaynak bazında YHG'ye ulaşılmıştır. Bu değerlerden doğal gaz gelirlerinin ortalama kurulu güce bölünmesi ile kW başına potansiyel YHG hesaplanmıştır.

[62] Kaynak:TEİAŞ
[63] Kaynak: EPİAŞ, TEİAŞ
[64] Kaynak: TEİAŞ

Çizelge 5.11. Kaynak bazında PFK rezerv kapasite

YAKIT TÜRÜ	PFK Rezerv Kapasitesi (MW)	ORANLAR
HİDROLİK	656,54	%30,8
DOĞALGAZ	926,81	%43,4
LİNYİT	118,9	%5,6
TAŞ KÖMÜRÜ	9,99	%0,5
İTHAL KÖMÜR	422,4	%19,8
Toplam	2.134,64	%100,0

Çizelge 5.12. Kaynak bazında SFK rezerv kapasite

YAKIT TÜRÜ	SFK Rezerv Kapasitesi (MW)	ORANLAR
DOĞALGAZ	2535	%55,0
İTHAL KÖMÜR	113	%2,5
LİNYİT	24	%0,5
HİDROLİK	1937	%42,0
TOPLAM	4.609,00	%100,0

Hesaplama adımları aşağıda gösterilmektedir.

$$TOPLAM\ PFK\ GELİRİ = \sum_{i=1}^{8760} SAATLİK\ PFK\ FİYAT \times SAATLİK\ PFK\ REZERV \quad (5.21)$$

$$TOPLAM\ SFK\ GELİRİ = \sum_{i=1}^{8760} SAATLİK\ SFK\ FİYAT \times SAATLİK\ SFK\ REZERV \quad (5.22)$$

$$DGAZ\ YHG = (TOPLAM\ PFK\ GELİRİ \times DGAZ\ PFK\ ORAN) + (TOPLAM\ SFK\ GELİRİ \times DGAZ\ SFK\ ORAN) \quad (5.23)$$

$$\text{YHG} = \frac{DGAZ\ YHG}{DGAZ\ KURULU\ GÜÇ} \quad (5.24)$$

2020 yılı için YHG değeri 29,1 TL/kW.Yıl olarak bulunmuştur. YHG hesaplanırken üretim fazlalığından kaynaklanan dengesizlik maliyeti ayrıca katılımcılar verildiği ve bu

dengesizlik pozitif veya negatif yönde olabileceği için YHG formülünde değişken maliyetlerin etkisi ayrıca dikkate alınmamıştır.

Net YGM

Nihayetinde Eşitlik 5.19'a göre 2020 yılı gerçekleşmeleri dikkate alındığında ilk parametrelere göre Net YGM aşağıdaki şekilde belirlenmiştir.

$$Net\ YGM = 886{,}7 - (104{,}8 + 29{,}1) = 752{,}8 \frac{TL}{kW}.Yıl \qquad (5.25)$$

5.4. Örnek İhtiyaç Eğrisi

Yukarıdaki bölümde yer verilen hesaplamalar sonucunda örnek kapasite ihtiyaç eğrisi kırılım noktaları için Perico ve diğerleri (2018)'in modelleme esasları dikkate alınarak birinci kırılım noktası tüm talebi karşılayacak şekilde; ikinci kırılım noktası üç saatlik kesinti, üçüncü kırılım noktası ise altı saatlik kesinti olasılığına dayanım gösterecek şekilde kurgulanmıştır.

Bu kapsamda saatlik tüketim değerlerini gösteren Şekil 5.1'deki tertiplenmiş talep eğrisine göre en yüksek üç saat ve altı saatlik bölüme tekabül eden tüketim değerleri dikkate alınmıştır. Buna göre

t=4 için, Saatlik Tüketim= 44.975 MWh
t=7 için, Saatlik Tüketim= 44.641 MWh

olarak belirlenmiştir. Bölüm 3.6'da PJM sistemi için izlenen adımlara benzer aşamalar takip edildiğinde her bir kırılım noktası için

- 1. Kırılım noktası (A)
  - Fiyat Değeri: Net YGM[65]
  - Kapasite değeri: (39.354) MW
- 2. Kırılım noktası (B)

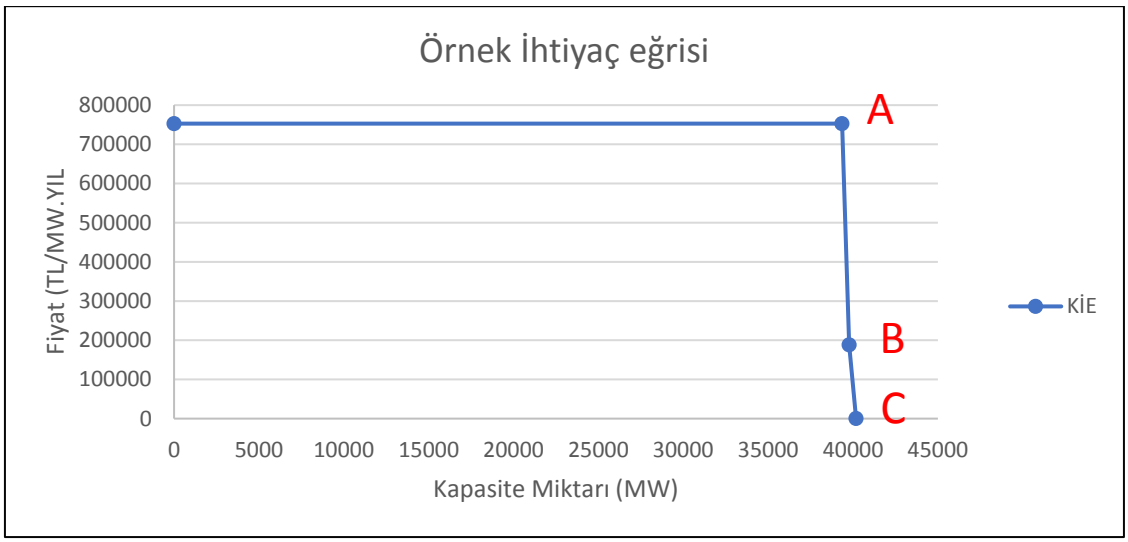
[65] Bölüm 5.3'te hesaplanan Net YGM değeridir.

o Fiyat Değeri: 0,25 x Net YGM

o Kapasite değeri: (39.772) MW

- X ekseni kesim kapasite değeri (C): 40.180[66]

Bu veriler eşliğinde örnek ihtiyaç eğrisi Şekil 5.2 ilistire edilmiştir.



Şekil 5.2. Örnek Kaynak İhtiyaç Eğrisi

Söz konusu eğri neticesinde, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisler dışında kalan tesislerin katılacağı bir teklif mekanizmasında yıllık bazda hiç kesinti olmaması durumu, üç saatlik kesinti durumu ve altı saatlik kesinti durumu (olasılığı) dikkate alınarak kırılım noktaları belirlenmiştir. Bundan sonraki süreçte ilerleyen dönemler için kurgulanacak ihale mekanizmasını eşik değerleri için benzetim çalışması yapılacaktır.

5.5. Yöntemin Modellenmesi

5.5.1. Talep tahmin raporu üzerinden modelleme

Özellikle tüketim eğrisinin yıllık dağılımının kümülatif dağılım fonksiyonu olarak ifade edilmesinin akabinde, rasgele sayı üreteci vasıtasıyla tüketim tahminlenmesi suretiyle yıllık olarak olası maksimum tahmini tüketim değeri belirlenmeye çalışılmıştır. Takip eden beş yıl

[66] Bölüm 5.2'de hesaplanan, kapasite faktörünün % 80 olarak kabul edilmesi halinde maksimum tüketimi karşılayacak yenilenebilir harici kurulu güç.

için “TEİAŞ 10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu 2021-2030” çalışmasında (TEİAŞ,2020) yer alan baz senaryo puant artış yıllık ortalaması olan % 3,6 oranı ile bir artış ile talep yükün maksimum değerinin artacağı varsayılmıştır.

Öncelikli olarak talep artışının bu % 3,6 oranı ile yükseleceği varsayımıyla 2021-2025 yılları arası için maksimum saatlik tüketim, dördüncü en yüksek tüketim ve yedinci en yüksek tüketim (3 Saatlik ve 6 Saatlik KYO için) aşağıda yer aldığı şekilde belirlenmiştir.

Çizelge 5.13. Yıllara sari talep tahmini değerleri

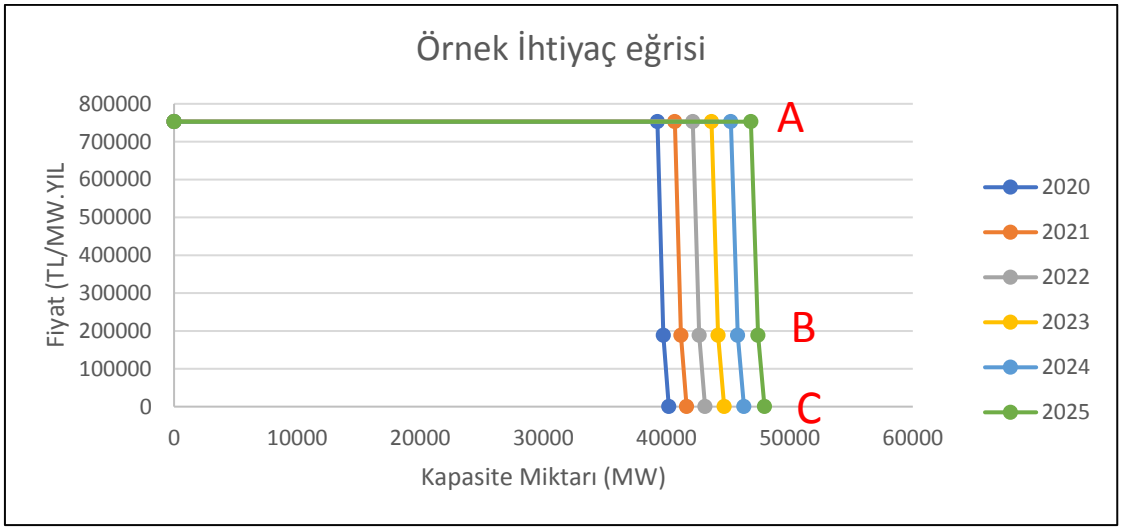
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
En Yüksek (MWh)	45302	46933	48622	50373	52186	54065
En Yüksek Dördüncü (MWh)	44975	46594	48271	50009	51810	53675
En Yüksek Yedinci (MWh)	44641	46248	47913	49638	51425	53276

Bu değerler eşliğinde önceki bölümde yapılan eşik değer hesaplamaları ile yıllar içindeki kırılım değerleri Çizelge 5.14’te yer almaktadır.

Çizelge 5.14. Yıllara sari kırılım noktaları

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A NOKTASI KAPASİTE (MW)	39257	40670	42134	43651	45222	46850
B NOKTASI KAPASİTE (MW)	39740	41171	42653	44189	45779	47428
C NOKTASI KAPASİTE (MW)	40180	41627	43125	44678	46286	47953

Bu değerler üzerinden Şekil 5.3’te yer alan ihtiyaç eğrisi Net YGM’nin sabit olduğu varsayımıyla her bir yıl için Bölüm 5.4’te yer alan adımlar takip edildiğinde belirlenmiş ve aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.



Şekil 5.3. Yıllara göre ihtiyaç eğrisi

5.5.2. Monte Carlo Benzetimi ile modelleme

Stokastik benzetim (Ripley, 1987) de adlandırılabilen Monte Carlo metodu Halton (1970)'e göre tanım olarak "bir problemin çözümünün hipotetik popülasyona ait bir şekilde yapıldığı; rasgele sayı üretimi ile popülasyonun örnekleminin oluşturulması sonrası ilgili parametrenin istatistiksel kestiriminin elde edildiği" bir modelleme olarak tanımlamaktadır. Örnekleme, kestirim ve optimizasyon için kullanılan bu yöntem endüstri mühendisliği ve yöneylem araştırması, fiziksel yapılar ve prosesler, rassal grafiklerin oluşturulması, sayısal istatistik, ekonomi ve finans gibi alanlarda sıklıkla kullanılmaktadır (Kroese, Brereton, Taimre ve Botev, 2014).

Monte Carlo benzetiminde rasgele sayıların girdi olarak kullanılması ile deterministtik bir modelin iteratif bir şekilde incelendiği bir modeldir. Bu model genellikle sistem girdilerinin kesin olmadığı (rassal) durumlarda kompleks problemlerin çözümü için kullanılmaktadır (Balogh, Golea ve Inceu, 2013). Birçok alanda kullanılan ve "bilgisayar deneyi" olarak Monte Carlo Yönteminde rassal bir parametrenin tahminlenmesi için izlenecek yol aşağıda yer alan aşamaları içermektedir.

1. Parametrenin tanımlanması,
2. Parametrenin mevcut (gerçekleşen) değerleri ile olasılık dağılımının (yoğunluk ve kümülatif olarak) kestirilmesi,

3. İlgili olasılık dağılımına bağlı olarak rasgele sayı üreteçleri vasıtasıyla parametrenin tahminlenmesi,
4. (3)'te yer alan tahminlemenin çoklu iterasyon ile tekrarlanması,
5. Bulunan değerlerin veya değerler kümesinin belirli bir güven aralığı ile sisteme girdi olarak sokulması.

Bu sürecin aşamaları Şekil 5.4'te özetlenmektedir.



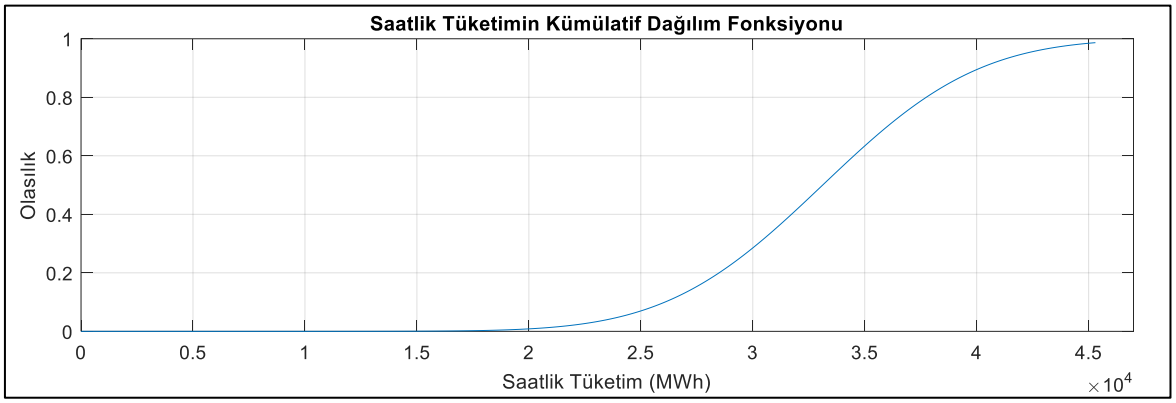
Şekil 5.4.Monte Carlo Yöntemi ile girdi tahminleme süreci

İleriye dönük olarak talep tahminin modellenmesinde de bir diğer yöntem olarak Monte Carlo Benzetimi tercih edilerek yıllık tüketim beklentileri modellenmeye çalışılmıştır. 2020 yılı saatlik tüketim verileri incelendiğinde dağılımın normal dağılıma uygun olduğu görülmektedir. MATLAB *fitdist()* fonksiyonu ile veriler analiz edildiğinde olasılık dağılım parametreleri aşağıdaki gibi bulunmaktadır:

Normal (Gauss) dağılım

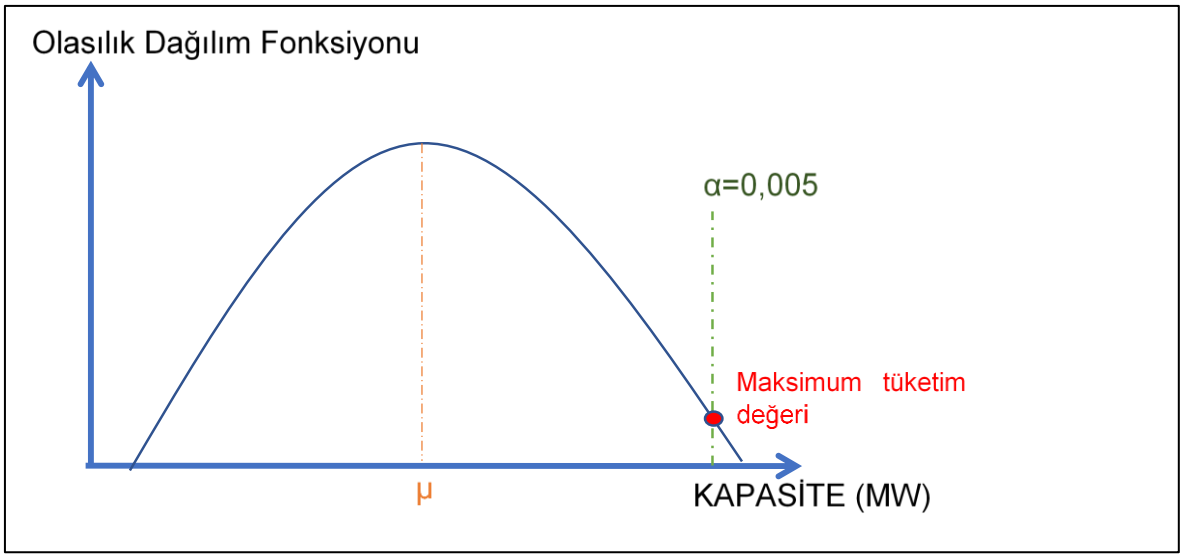
$\mu = 33120.4$ [33005.5, 33235.4]
$\sigma = 5497.2$ [5417.1, 5579.72]

Bu dağılıma göre 2020 yılı saatlik tüketim değerlerinin kümülatif dağılım fonksiyonunun grafiği Şekil 5.5'te yer almaktadır.



Şekil 5.5. Saatlik tüketim değerlerinin kümülatif dağılım fonksiyonu

Söz konusu olasılık dağılıma sahip saatlik tüketim için rasgele sayı üreteci ile üretilen 0 ile 1 arasındaki bir olasılığa tekabül eden tüketim değeri alınıp bu işlem 8760 kere yinelenmiştir. Elde edilen değerler için α=0,005 marjına göre elde edilen en yüksek değer ilgili yıla ilişkin en yüksek saatlik tüketim olarak kabul edilmiştir. Başka bir deyişle, elde edilen rassal değerlerin maksimumunun % 99'una tekabül eden değer gerçekleşebilecek maksimum saatlik tüketim olarak esas alınmıştır (Bkz. Şekil 5.6).



Şekil 5.6. Tüketimin olasılık dağılım fonksiyonu

Bu şekilde yıllık maksimum tüketim değer tahminleri, dördüncü en yüksek tüketim ve yedinci yüksek tüketim rassal olarak Çizelge 5.15'te yer aldığı şekilde belirlenmiştir.

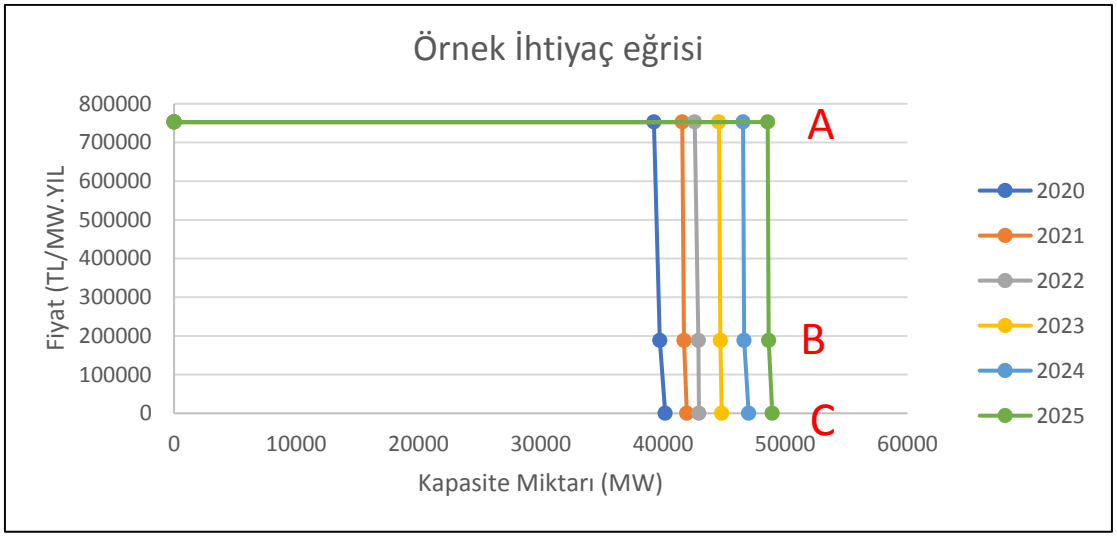
Çizelge 5.15. Yıllara sari talep tahmini değerleri (rassal)

	2021	2022	2023	2024	2025
En Yüksek (MWh)	47189	48474	50471	52763	54855
En Yüksek Dördüncü (MWh)	47008	48438	50385	52463	54620
En Yüksek Yedinci (MWh)	46890	48195	50282	52397	54558

Bu değerler üzerinden Şekil 5.3'te yer alan ihtiyaç eğrisi Net YGM'nin sabit olduğu varsayımıyla her bir yıl için Bölüm 5.4'te yer alan adımlar takip edildiğinde belirlenmiş ve Çizelge 5.16 ve Şekil 5.7'de gösterilmiştir.

Çizelge 5.16. Yıllara sari kırılım noktaları (rassal)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A NOKTASI KAPASİTE (MW)	39257	41574	42592	44565	46550	48568
B NOKTASI KAPASİTE (MW)	39740	41721	42895	44693	46632	48647
C NOKTASI KAPASİTE (MW)	40180	41948	42940	44801	47007	48940



Şekil 5.7. Yıllara göre ihtiyaç eğrisi (Monte Carlo yaklaşımı)

Kurulu güç gelişimi dikkate alındığında 2020 yılı sonu itibariyle yenilenebilir harici kurulu kapasitenin 46280 MW mertebesinde olduğu düşünüldüğünde, tüm talebi karşılamaya yönelik kapasitenin 2024 yılına kadar mevcut kurulu güçler üzerinden karşılanmakta olduğu görülmektedir.

Enerji borsası fiyatları referans santral marjinal maliyetini karşılamakta olduğundan (Bkz. Bölüm 5.3) her durumda kapasite mekanizmasına tabi santraller mevcutta üretim yapma isteklerini devam ettireceklerdir. Bu bağlamda, yapacakları üretime karşılık spot piyasadan elde edecekleri teorik gelire ilave edecekleri her birim gelir, uzun dönem marjinal maliyetlerini karşılamada fayda sağlayacaktır. Öte yandan açık bir şekilde yeni santral yatırımlarına ihtiyaç duyulacak olan 2024 yılı için ise kapasite mekanizmasından gelecek olası gelir yatırım kararını doğrudan etkileyecektir.

5.6. Teklifler ve Fiyat Eşleşmesi

Kapasite ihalesi neticesinde katılımcılara yapılacak ödemelerin belirlenmesi noktasında Avrupa Komisyonunun yayımladığı *Çevresel Koruma ve Enerjide Devlet Desteği Hakkındaki Yönerge 2014-2020*'nin (EC, 2014); "Üretim Yeterliliği için Devlet Desteği" başlıklı 3.9 nolu bölümündeki 231 inci paragrafında yer alan,

"Düzenleme; sağlanan mevcut kapasitenin, talep edilen kapasite seviyesini karşılaması için yeterli miktarda olması bekleniyorsa, emreamadelik için ödenen fiyatın otomatik olarak 0'a gitmesini sağlayacak şekilde oluşturulmalıdır."

kuralına paralel bir şekilde ihtiyaç fazlası bir kapasite bulunması halinde mekanizma neticesinde herhangi bir bedel ödenmemesi gerekeceği düşünülmektedir.

Bu kapsamda ileri dönük olarak yapılacak ihalelerde, gerekli olan kapasitenin üzerinde kurulu güce sahip yıllar için ihale yapılmaması, kurulu gücün yetmediği yıl için ihalelerin gerçekleştirilmesini uygun olacağı düşünülmektedir.

Bu kapsamda, örnek üzerinden gösterilmek istendiği takdirde, Şekil 5.3 ve Şekil 5.7'de yer alan ihtiyaç eğrileri esas alındığında ilk ihalenin 2024 yılı için yapılması uygun olacaktır.

5.6.1. Örnek teklif seti modellemesi

Maliyet bazlı olarak mevcut santrallerin yalın enerji piyasasından (enerji borsasından) ve yan hizmetlerden karşılayamadığı YGM değerlerinin sıralanması, maliyet bazlı yaklaşım ile olası teklif setini modellememizi sağlayacaktır. Bu kapsamda doğalgaz santrali için yapılan hesaplamalar yerli kömür-linyit ve ithal kömür santralleri için de YGM hesapları kapsamında yapılmıştır.

Halen işletmede olan santraller için santralin kapatılmaması ve işletmede kalması kapasitenin sağlanmaya devam edileceği anlamına gelmektedir. Bu kapsamda mevcut santrallerin sabit ve değişken işletme giderlerinin karşılanmasının (yatırım ve devreden çıkma maliyetleri hariç) bu santrallerin ayakta tutulması ve sistemden ayrılmamaları için yeterli olacağı düşünülmektedir. Bu kapsamda yerli kömür-linyit ve ithal kömür santraller için karşılanması gereken giderler Çizelge 5.17'de yer alan parametrelere göre yaklaşık olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5.17. Kömür bazlı santraller için parametreler[67]

Kur (TL/USD)	7
İnşa süresi (Yıl)	4
İşletmede kalma süresi (Yıl)	40
Yatırım Maliyeti (USD/kW)	1785
Sabit İşletme ve Bakım Maliyeti Yüzdesi	%1,70
İletim ek ücreti dahil sabit şebeke maliyeti (TL/kW.Yıl)	54,65
Yakıt Maliyeti (USD/MWh)*	23,50
Değişken iletim maliyeti (TL/MWh)	15,477
Değişken İşletme ve Bakım Maliyeti (US/MWh)	5,42

* UEA'nın kömür yakıt maliyetlerinin ortanca değeri alınmıştır.

Bu parametreler ile Bölüm 5.3'teki adımlar izlendiğinde kömür vb. yakıtlar için enerji borsası ve yan hizmetler piyasası da dikkate alındığında ilave edilmesi gereken gelir için yapılan hesaplama özeti Çizelge 5.18'de yer almaktadır.

Çizelge 5.18. Yıllık sabit işletme maliyetinin karşılanması için gerekli ilave gelir (kömür)

Kömür Yillik Sabit Maliyet (Tl/Kw.Yil)	267,1
Kw Başına Eg (Tl/Kw.Yil)	367,9
Kw Başına Yhg (Tl/Kw.Yil)	5,5
Sabit Maliyetin Karşilanmasi İçin İlave Gelir (Tl/Mw.Yil)	- 106.283,7

Çizelge 5.18'den de görüleceği üzere kömür santralleri için mevcut PTF değerleri ve Yan Hizmet Gelirleri ile bu santrallerin marjinal maliyetlerinin fazlasıyla karşılandığı ve bu PTF değerleri ile bu santrallerin ilave bir ödemeye ihtiyaç duyulmaksızın sistemde kalacakları görülmektedir.

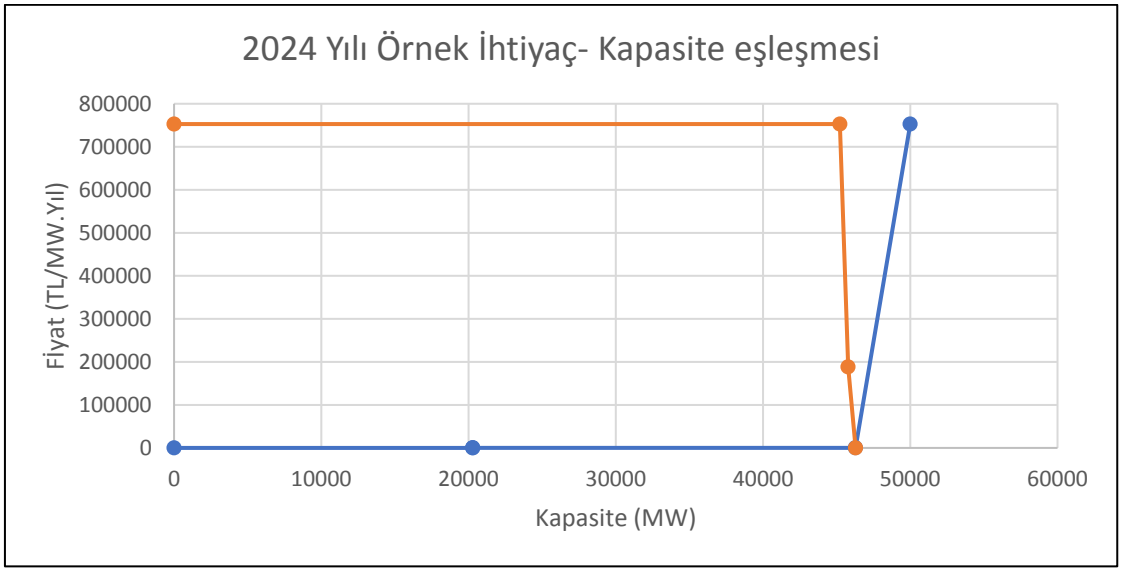
Doğalgaz santralleri için ise bu değerin başa baş noktasında olduğu ve MW başına yıllık yaklaşık 300 TL civarında bir değere tekabül etmekte olduğu görülmektedir (Çizelge 5.19). Bu değerin de 0'a yakın olarak kabul edilebileceği düşünülmektedir.

[67] Timilsina (2020) ve https://www.iea.org/articles/levelised-cost-of-electricity-calculator esas alınarak hazırlanmıştır.

Çizelge 5.19. Yıllık sabit işletme maliyetinin karşılanması için gerekli ilave gelir (doğalgaz)

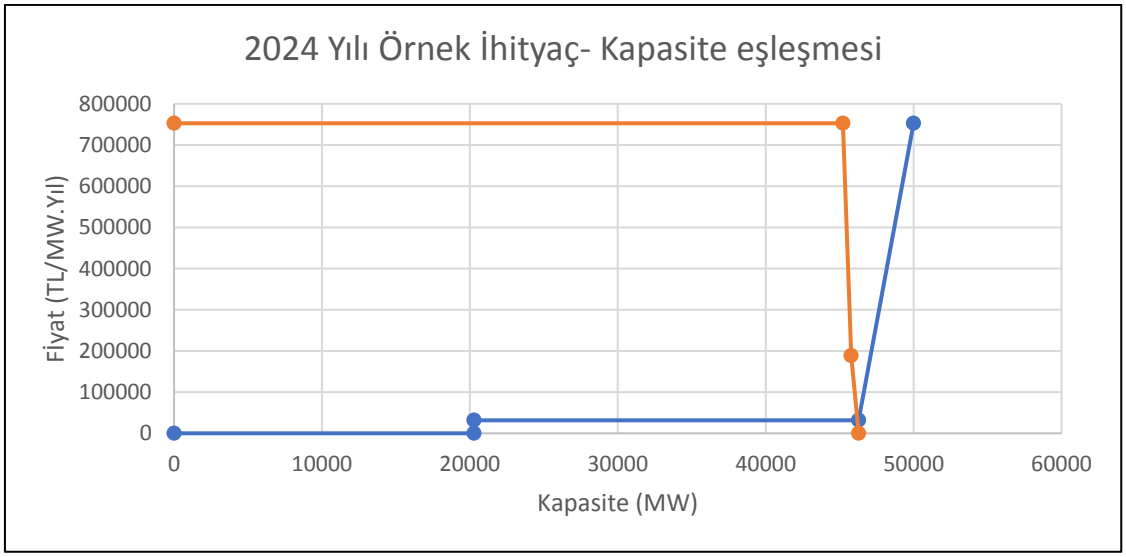
DOĞAL GAZ YILLIK SABİT MALİYET (TL/Kw.YIL)	134,1376791
Kw Başına EG (TL/Kw.YIL)	104,8
Kw Başına YHG (TL/Kw.YIL)	29,1
Sabit Maliyetin Karşilanmasi İçin İlave Gelir (Tl/Mw.Yil)	284,6

Bu veriler ile 2024 yılı ihtiyaç eğrisi ile kapasite teklif eğrisi kesiştirildiğinde fiyatın 576 TL/MW.Yıl olarak oluşacağı görülmektedir (Şekil 5.8).



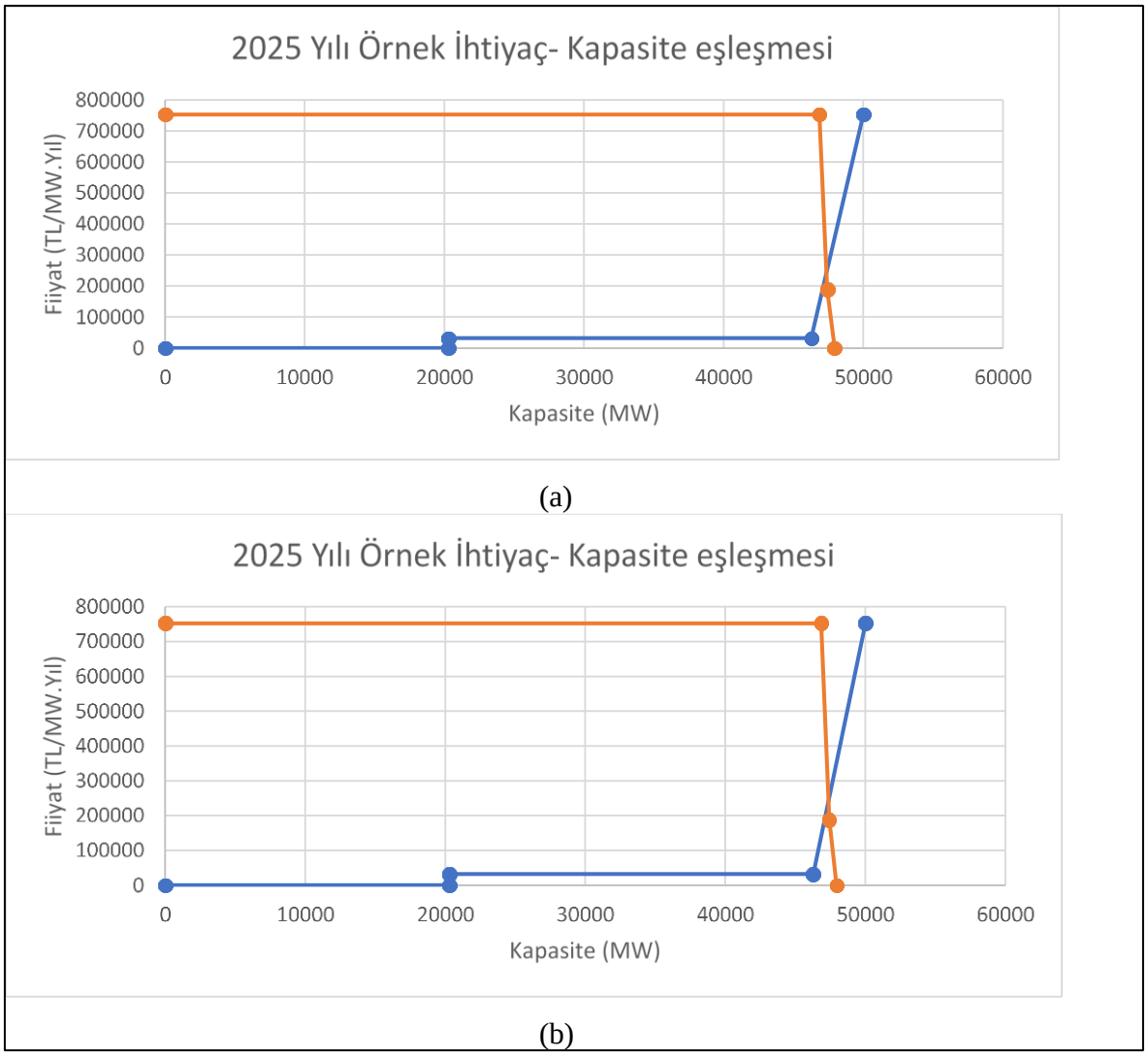
Şekil 5.8. 2024 yılı için ihtiyaç eğrisi-teklif eşleşmesi

Buna karşın parametrelerdeki herhangi bir değişiklik sonucu doğrudan etkileyecektir. Örneğin doğalgaz santralleri için yakıt maliyeti dahil değişken maliyetin 263,17 TL/MWh değerinden 275 TL/MWh'a dönüşmesi halinde grafik Şekil 5.9'daki halini alıp, ihale sonucu fiyat değeri 21.162 TL/MWh olarak tespit edilmiş olur.



Şekil 5.9. 2024 yılı için ihtiyaç eğrisi-teklif eşleşmesi (farklı değişken maliyet)

2025 yılı için söz konusu arz-talep eğrileri kesiştirildiğinde ise değişken maliyetin 263,17 TL/MWh ve 275 TL/MWh olduğu durumlar için örnek grafikler Şekil 5.10'da gösterilmiş, ve oluşan fiyatlar sırasıyla 21.625 TL/MW.Yıl ile 230.765TL/MW.Yıl olarak belirlenmiştir.



Şekil 5.10. 2025 yılı için ihtiyaç eğrisi-teklif eşleşmesi (farklı değişken maliyet): (a) değişken maliyet=263,17 TL/MWh, (b) değişken maliyet=275 TL/MWh

5.7. Duyarlılık Analizleri

Oluşturulan modelin uç noktalarının tespit edilmesi ve maliyet olasılıklarının dikkate alınması yönünden duyarlılık analizlerinin gerçekleştirilmesi önem arz etmektedir. Bu kapsamda öncelikli olarak Çizelge 5.7'de yer alan yıllık sabit işletme giderlerine bağlı YGM_{sbt} değişimine ilişkin nihai Net YGM değişimi ve sonucundaki tavan fiyatı ve ilişkili 2025 yılı ihale sonuç fiyatına ilişkin minimum, maksimum, ortalama ve ortanca değerleri Çizelge 5.20'de yer almaktadır.

Çizelge 5.20. 2025 yılı Örnek ihale gerçekleşmesi

	İhale sonuç fiyatı (TL/MW. Yıl)
Minimum	216.390
Maksimum	240.036
Ortalama	229.066
Ortanca	229.309

Doğalgaz değişken maliyetinin 250 TL/MWh ile 300 TL/MWh arasında değişmesi (her iterasyonda 0,5 TL/MWh artırılarak/azaltılarak) neticesinde ise 2025 yılı ihale sonuç fiyatına ilişkin minimum, maksimum, ortalama ve ortanca değerleri Çizelge 5.21'de yer almaktadır.

Çizelge 5.21. 2025 yılı Örnek ihale gerçekleşmesi

	İhale sonuç fiyatı (TL/MW. Yıl)
Minimum	212.382
Maksimum	225.397
Ortalama	219.121
Ortanca	219.240

Monte Carlo iterasyonuna göre (iç içe iki rasgele iterayon yapılarak) 2021-2025 yılı olası kurulu güç ihtiyacına ilişkin minimum ve maksimum değerler Çizelge 5.22'de yer almaktadır.

Çizelge 5.22. Yıllara sari maksimum ve minimum kurulu güç ihtiyaçları (Monte Carlo)

	2021	2022	2023	2024	2025
Maksimum (MW)	48.044,67	49.651,61	51.561,44	53.378,39	55.736,25
Minimum (MW)	46.674,97	48.312,40	49.935,25	51.799,39	53.736,90

İhtiyaç eğrisi oluşturulurken yenilenebilir enerji ile karşılanamayan enerji miktarı için gerekli kapasite-kurulu güç ilişkisi üzerinden X ekseninin değerleri oluşturulmuştu. Bu değerler hesaplanırken, KF değerinin 0,80 olacağı varsayımıyla gerekli hesaplamalar yapılmış, bu değerler üzerinden tahminleme gerçekleştirilerek geleceğe yönelik projeksiyon oluşturulmuştur.

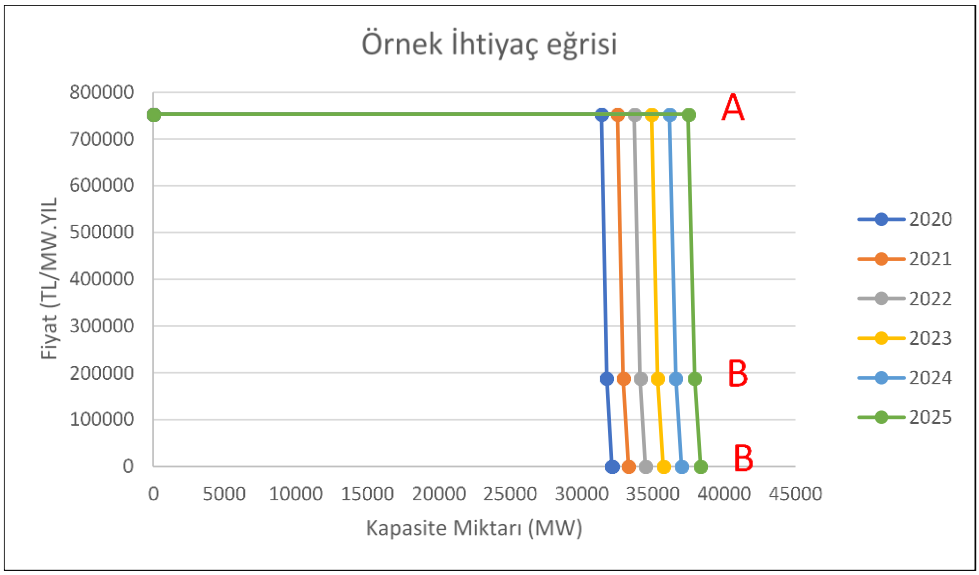
İhtiyaç duyulan kapasitenin kaynak bazlı olarak farklı KF değerlerine göre hesaplanması kaynak emre amadeliliğini doğrudan gösterebilmesi açısından önemli bir opsiyon olarak

görülmektedir. Bu çerçevede öncelikle Bölüm 5.4'te hesaplanan ihtiyaç eğrisinin kapasite adımlarındaki rakamların KF'siz maksimum talep üzerinden kademelendirildiği bir yöntem de izlenebilir.

Bu çerçevede ihtiyaç eğrisinin kademeleri Bölüm 5.4'te yer alan adımlar izlendiğinde 2020 yılı için,

- 1. Kırılım noktası (A)
  - o Fiyat Değeri: Net YGM[68]
  - o Kapasite değeri: (31.405) MW
- 2. Kırılım noktası (B)
  - o Fiyat Değeri: 0,25 x Net YGM
  - o Kapasite değeri: (31.792) MW
- X ekseni kesim kapasite değeri (C): 32.144[69]

değerleri bulunur. TEİAŞ talep tahmin projeksiyonunun baz senaryosuna göre 2021-2025 dönemi için tahminleme yapıldığında yıllara sari ihtiyaç eğrileri Şekil 5.11'de gösterildiği biçimde elde edilebilir.



Şekil 5.11. Kapasite faktörü dikkate alınmadan oluşturulan ihtiyaç eğrileri

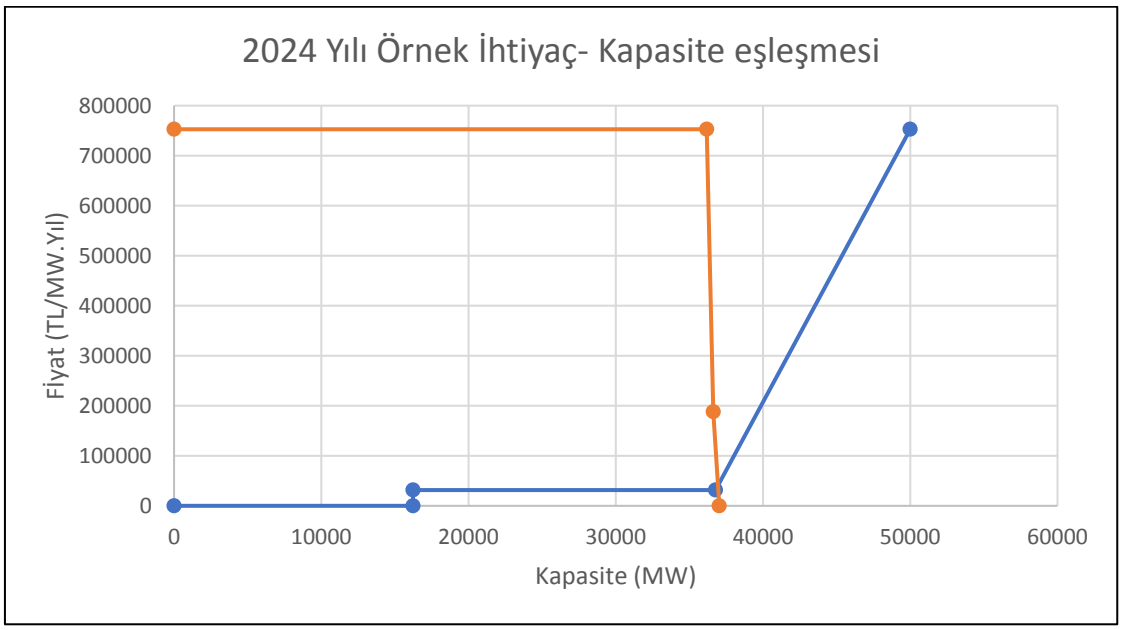
[68] Bölüm 5.3'de hesaplanan Net YGM değeridir.
[69] Bölüm 5.2'de hesaplanan halinde maksimum tüketimi karşılayacak yenilenebilir harici kurulu güç.

Teklif seti oluşturulurken ise mevcut kurulu güçler yerine kaynak bazında doğal gaz ve kömür santrallerinin KF değerleri dikkate alınarak emre amadeliğe uygun bir kapasite ihtiyacının ortaya konulabileceği düşünülmektedir. Bu bağlamda doğalgaz santralleri için 0,85; kömür santralleri için 0,80'lik bir KF değeri üzerinden kapasite hesaplaması yapıldığında 2020 yılı için,

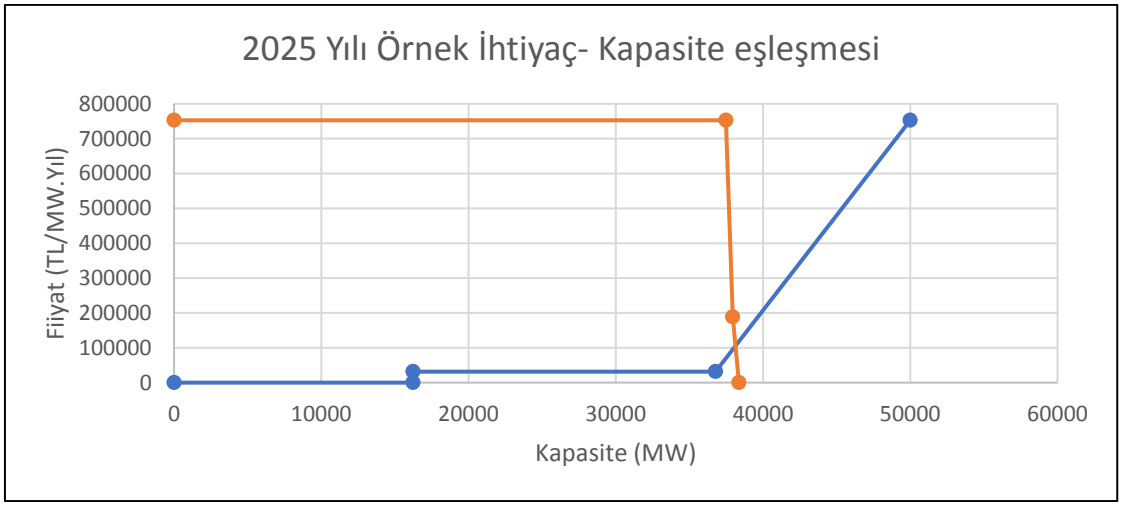
Doğalgaz kapasite= 0,85 x 25.682=21.830 MW (5.25)

Kömür kapasite= 0,8 x 20.288=16.230 MW (5.26)

Bu değerler ve Bölüm 5.6'da hesaplanan yıllık sabit işletme maliyetinin karşılanması için gerekli ilave gelir üzerinden teklif seti oluşturulduğunda 2024 yılı ve 2025 yılı için arz ve talep eğrileri Şekil 5.12 ve Şekil 5.13'te olduğu gibi oluşmaktadır.



Şekil 5.12. Kaynak bazında farklılaştırılmış KF değerleri için örnek arz-talep eğrisi (2024)



Şekil 5.13. Kaynak bazında farklılaştırılmış KF değerleri için örnek arz-talep eğrisi (2025)

Bu durumda 2024 yılı için de mevcut kurulu kapasitenin yeterli olduğu ve sadece 2025 yılı için ihale yapılması gerekeceği düşünülmektedir. 2025 yılı fiyatının ise Şekil 5.13'ten yaklaşık 38.994 TL/MW olarak gerçekleşeceği görülmektedir. KF Değerlerine göre ihale yapılıp yapılmayacağı, yapılacaksa oluşacak değerlere ilişkin duyarlılık çalışması özeti Çizelge 5.23'te yer almaktadır.

Çizelge 5.23. Değişken KF değerlerine göre ihale fiyat sonuçları

DGAZ KF	KÖMÜR KF	2024 FİYAT	2025 FİYAT
0,85	0,85	İHALE YOK	İHALE YOK
0,85	0,8	İHALE YOK	38.989
0,85	0,75	27.426	83.445
0,85	0,7	74.835	122.687
0,8	0,85	İHALE YOK	51.375
0,8	0,8	40.666	94.347
0,8	0,75	86.415	132.358
0,8	0,7	126.640	166.220
0,75	0,85	53.431	104.901
0,75	0,8	97.605	141.737
0,75	0,75	136.531	174.610
0,75	0,7	171.091	204.127

Görüldüğü üzere yüksek KF varsayımı altında 2025 yılında dahi ihale sürecine ihtiyaç olmamaktadır. Fiyatların ise 27.426 TL/MW.Yıl ile 204.127 TL/MW.Yıl arasında seyrettiği tespit edilmiştir.

5.8. Önerilen İhale Süreci

Bu aşamada sürdürülebilir bir mekanizma için süreç önerisinin yapılması gerektiği düşünülmektedir. Dolayısıyla bu kısımda tez çalışması kapsamında önerilen ihalenin parametreleri aşağıdaki tabloda özetlenmektedir.

Çizelge 5.24. Önerilen mekanizma özeti

Hedef yıl	t
Ana İhale yılı	t-4
Tamamlayıcı İhale yılı	t-4
Düzeltici İhale yılı	t-1
İhale teklif birimi	kW.YIL
Teklif çözünürlüğü	10 TL/kW.Yıl
Fiyat tavanı belirleme	Her yıl
Kayıp Yük Zaman aralıkları	0 Saat- 3 Saat-6 saat

Üç ihale türünün önerildiği süreçte ihaleler Ana İhale, Tamamlayıcı İhale ve Düzeltici İhale'den oluşmaktadır.

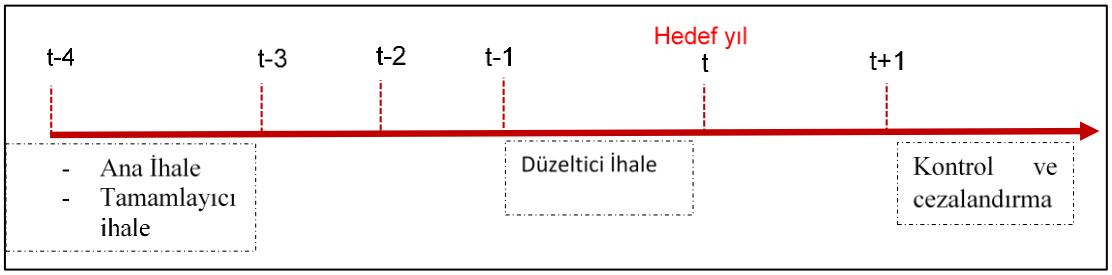
Ana İhale: Hedef yıl için belirlenecek kapasite ihtiyacının mevcut kapasite ihtiyacının altında olması halinde ihtiyaç duyulan kapasite için ihaleye oluşturulacaktır. Yenilenebilir enerji kaynakları dışındaki mevcut tesisler ile hedef yılda işletmeye girecek tesisler, kurulu güçleri üzerinden ihaleye teklifte bulunabileceklerdir. Asgari olarak beş turdan oluşmak üzere, fiyat azaltımı yönünde turların gerçekleştirilmesi, n+1'inci tur ile n'inci tur arasında fiyat farkı oluşmaması durumunda n'inci tur sonuçlarının tescil edileceği bir süreç gerçekleşecektir. İtalya örneğinde olduğu gibi maksimum tur sayısı da belirlenebilir (İtalya örneği 26 tur).

Tamamlayıcı İhale: Hedef yıl için yeterli arz-talep kesişmesi gerçekleşmediği durumlar oluşması halinde yeni bir ihale çağrısı yapılarak eşleşemeyen kapasite miktarı için yeni bir ihale oluşturulacaktır. İlk ihalede kabul edilen teklifler (kapasiteler) dışındaki diğer tesisler bu ihaleye katılarak teklif verebileceklerdir.

Düzeltici İhale: Hedef yıldan bir önceki yılda, Ana İhale veya Tamamlayıcı İhalede kabul edilen teklif sahibi kapasite sağlayıcılarından sisteme yeni girecekler için hedef yılda

devreye giremeyecek, mevcut santraller için hedef yılda kapasiteyi sağlayamayacaklar için cezaya düşmemeleri açısından bir pozisyon düzeltme ihalesi tertip edilecektir. Fiyat seviyelerinin belirlenmeyeceği spot piyasa benzeri bu ihalede yükümlülüklerin devri sağlanmış olacaktır.

Şebeke işletmecisi tarafından gerçekleştirilecek ihalelerin süreçleri ve iş akış algoritması Şekil 5.11'de ve Şekil 5.12'de gösterilmektedir.



Şekil 5.14. Önerilen ihale süreci

5.8.1. Performans kontrolü ve ceza

Parmar ve Darji (2020), piyasa katılımcılarının yükümlülüklerini yerine getirmedikleri durumda düzenleyicilerin iki yöntem ile bu durumu cezalandırabildiklerini belirtmişlerdir. Bu yöntemler,

- Yönetimsel model
- Piyasa tabanlı model

olmak üzere ikiye ayrılmaktadır.

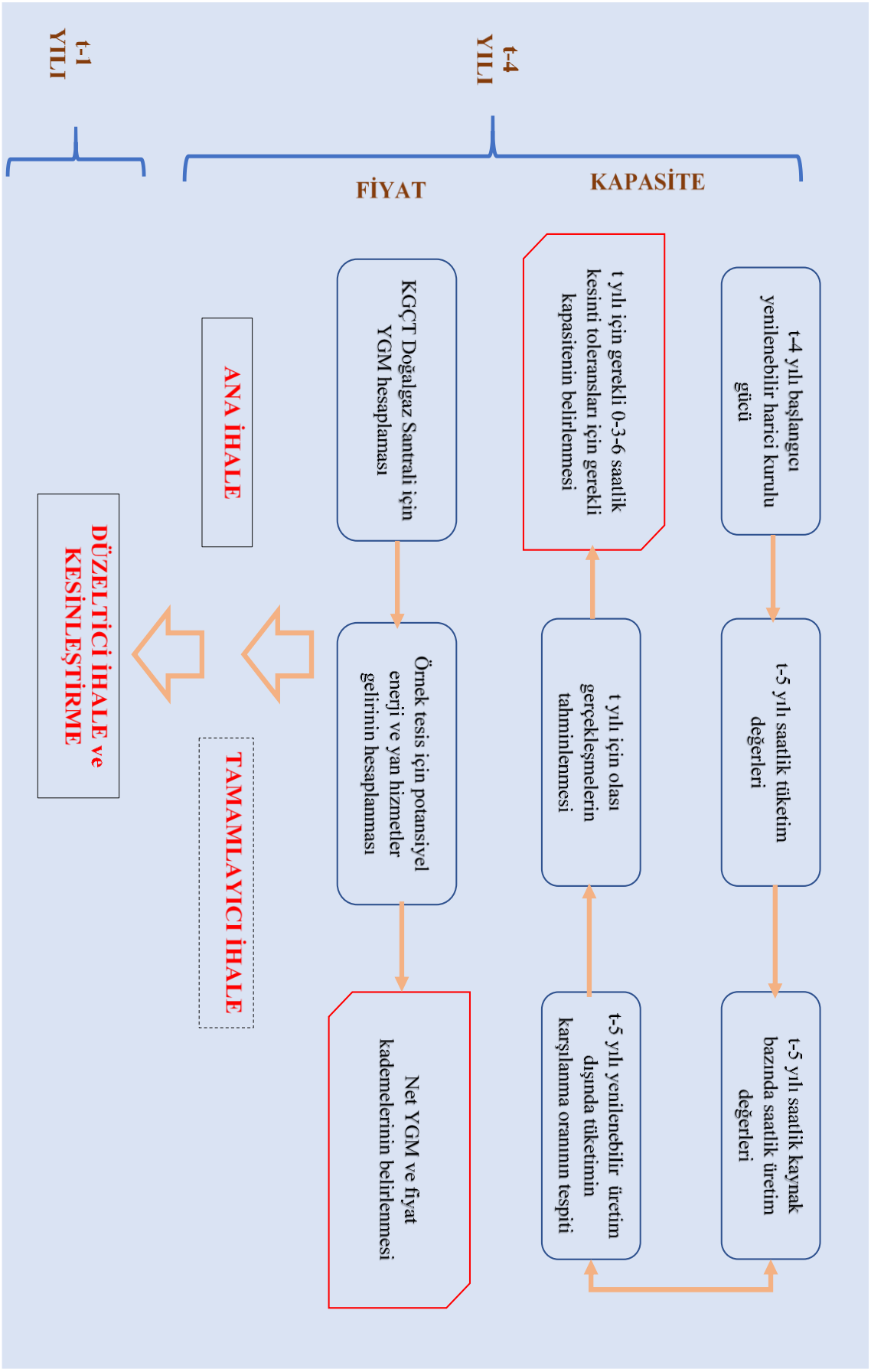
Yönetimsel modelde düzenleyici tarafından sağlanamayan her bir kapasite (MW) miktarı için sabit bir ceza katsayısı (ör. TL/MW) belirlenmesi ve bu katsayının gerçekleşmelere göre katılımcı bazında uygulanması esas alınmaktadır. Burada ceza bedelinin belirlenme usulü ve kıtlık fiyatının hesaplanmasındaki düzenleyici rol ilave bir zorluk ve belirsizlik oluşturmaktadır. Ayrıca, kapasitenin dönem boyunca (bir yıl) yeterli olarak sağlanıp sağlanmadığına ilişkin kontrollerin nasıl yapılacağı da ilave bir yük getirmektedir.

Piyasa tabanlı modelde ise sağlanamayan kapasitenin cezası piyasa finansal opsiyon olarak belirlenmektedir. Başka bir deyişle açık pozisyonunu kapatamayan katılımcı bunun bedeline doğrudan katlanmaktadır. İtalya gibi "Güvenilirlik opsiyonu" mekanizmasını tercih eden ülkelerde oluşan bu durum "ekonomik kaybı" doğrudan yansıtmakla beraber fiziksel kapasite kontrolü olmadığı için kesintilerin önüne geçemeyebilmektedir (Parmar ve Darji 2020; Mastropietro ve diğerleri, 2018).

Bu çalışma kapsamında önerilen mekanizma için de t yılındaki gerçekleşmelere göre taahhüt edilen kapasitenin sağlanamaması halinde, sağlayamayan katılımcı tarafın kapasite mekanizması kapsamında elde ettiği gelirden, sağlayamadığı kapasite kadarına karşılık gelen miktarının bir ceza katsayısı (ör. 1'den büyük bir Ω) ile çarpılması ile elde edilen tutar kadar geri alınması yönünde bir düzenleme kurgulanabileceği önerilmektedir. Başka bir deyişle CT ceza tutarını göstermek üzere,

$$\{\ CT = \Omega\ X\ \textit{Eksik kapasite miktarına karşılık gelen gelir},\quad 1 < \Omega < 2\ \} \tag{5.27}$$

olarak düzenlenebilir. Taahhüt edilen kapasitenin sağlanamaması ise gerçekleşen emre amadeliklerin, vadedilen emre amadelik ile kontrol edilebileceği öngörülmektedir. Bu kapsamda katılımcıların minimum kapasite ihalesinde kabul edilen miktardaki kapasitelerini gerek spot piyasada (GÖP ve GİP) gerekse DGP'de teklif etmesi veya ikili anlaşma kapsamında bildirmesi, saatlik MWh olarak verilen tekliflerin yıllık toplamların kapasiteye dönüştürülerek taahhüt edilen miktarın kontrol edilmesi uygun olacaktır.



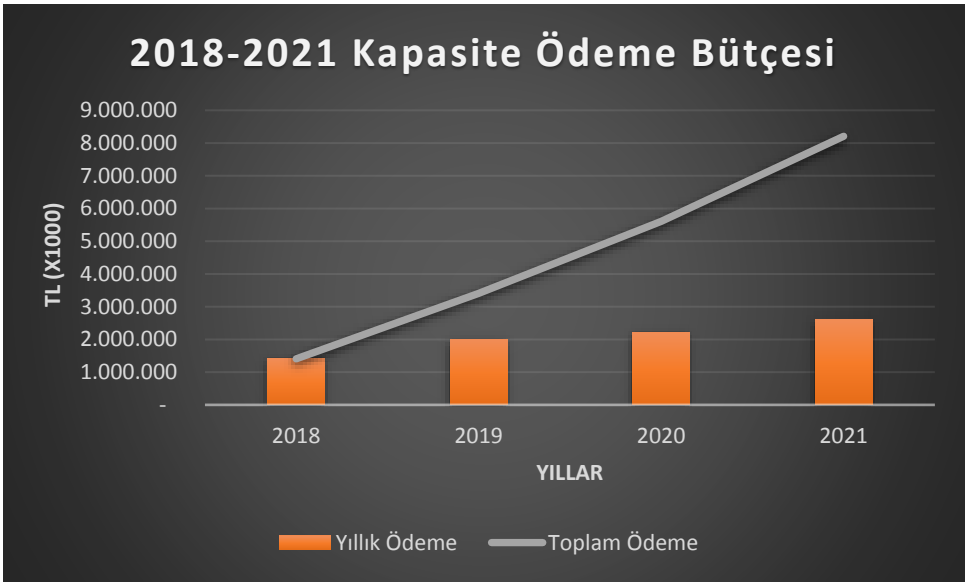
Şekil 5.15. Mekanizma önerisi özeti

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik piyasasında arz tarafındaki kaynak yeterliliğinin sağlanması nihai kullanıcılara sunulan enerjinin tedarik sürekliliğinin sağlanması açısından büyük önem taşımaktadır. Kaynak yeterliliğinin sağlanması açısından yalın enerji piyasalarından katılımcı tüm santrallerin elde edecekleri gelir, kimi durumlarda yeterli gelememekte ve "Kayıp Para Problemi" oluşmaktadır. Enerji piyasalarına yapılan teşvik müdahaleleri veya fiyat limiti uygulanması gibi düzenlemeler nedeniyle oluşan bu durumda, santrallerin işletme ve yatırım maliyetlerini karşılamamakta, bu bağlamda özellikle yeni yatırımcılar için piyasaya giriş koşullarını zorlaştırmaktadır. Bu durum, ülkelerin gelişen talep yapısı için yeterli arz güvenliğinin oluşturulamamasını, dolayısıyla talebin yüksek olduğu zamanlarda tedarik sürekliliğinin devamlılığını etkilemektedir.

Farklı ülke piyasa uygulamaları incelendiğinde, kaynak yeterliliği için yalın enerji piyasalarına ilave olarak farklı mekanizmaların oluşturulduğu görülmektedir. Piyasa tabanlı yöntemlerin yanında doğrudan "kapasite ödemesi" şeklinde ödemelerin tespit edilen katılımcılara hesaplanmak suretiyle yapıldığı modeller de bulunmaktadır.

Ülkemiz için de 2018 yılında başlayan ve kapasite ödemesi ile gerçekleşen bir uygulama bulunmaktadır. Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği çerçevesinde yürütülen mekanizma ile EPDK ve TEİAŞ tarafından yıllık olarak belirlenen mekanizma bütçesi, aylık olarak söz konusu Yönetmelikte sıralanan santrallere kurulu güçleri ve kaynak türlerine göre dağıtılmaktadır. 2018 yılı başından itibaren belirlenen kapasite mekanizması bütçeleri yıl bazında Şekil 6.1'de gösterilmektedir.



Şekil 6.1. Kapasite ödeme bütçeleri (2018-2020 gerçekleşen, 2021 planlan)[70]

2020 yılı sonu itibariyle TEİAŞ tarafından mekanizmaya dahil olan santrallere yaklaşık 5 Milyar 600 Milyon TL ödeme gerçekleştirilmiş olup 2021 yılı sonu itibariyle bütçe 2 Milyar 600 Milyon TL seviyesinde planlanmıştır. Örnek olarak ise 2020 yılı için kaynak bazında Çizelge 6.1'de yer alan miktarlarda ödeme yapılmış olduğu görülmektedir. Kapasite mekanizmasındaki öncelik sıralamasına göre yapılan bu ödemelerde çoğunlukla bütçenin kömür ve doğalgaz santrallerinden yana kullanılmış olduğu, kalan bütçenin katılımcı hidroelektrik santrallere aktarılmış olduğu tespit edilmiştir.

Çizelge 6.1. 2020 yılı kaynak bazında kapasite ödemeleri

YERLİ KÖMÜR	İTHAL/YERLİ KÖMÜR	DOĞALGAZ	İTHAL/ YERLİ DOĞALGAZ	HİDROELEKTRİK	TOPLAM
1 179 591 535	54 138 348	783 987 043	9 769 267	172 743 107	2 200 229 300,19

Tez çalışması kapsamında, kapasite ödemeleri metodundan farklı olarak Türkiye için modellenen mekanizmada yöntem olarak ihale sisteminin uygulanması benimsenmiştir. Gerek baz senaryo talep tahmini ile ölçeklenen gerekse Monte Carlo yaklaşımı ile rassal olarak tahminlenmeye çalışılan tepe talep yük değerlerine göre işletilmesi ve arz-talep eğrisinin talep beklentilerini kuşatacak şekilde oluşturulması önerilen mekanizma kapsamında modellemelere göre ülkemiz mevcut kurulu güç ve kaynak dağılımında 2024 yılına kadar ihalelerin gerçekleştirilmesinin uygun olmayacağı sonucu ortaya çıkmış, bu

[70] Kaynak: TEİAŞ.

yıldan sonra yine tahminlenen yüke göre ihtiyaç eğrisinin ve fiyat kademelerinin oluşturulabilmesi gerektiği önerilmiştir.

Bu kapsamda önerilen metot ile şimdiye kadar yükümlenilen kapasite ödemelerine ihale yöntemi uygulanması durumunda gerek bulunmayacağı sonucuna ulaşılmaktadır. Öte yandan ihalenin yenilenebilir harici katılımcılara açık olması ile marjinal maliyeti çok düşük olan ve farklı teşviklerden yararlanabilen santrallere ilave ödeme yapılmamasının sağlanabileceği düşünülmektedir. Bu bağlamda emre amadelikleri yüksek baz yük santrallerin sistemde kalmaları/yeni santral yatırımlarının gerçekleşmesinin destekleneceği düşünülmektedir.

Önerilen ihale sürecinin temelde Ana İhale, Tamamlayıcı İhale ve Düzeltici İhale olmak üzere üç aşamadan oluşabileceği, bu ihaleler neticesinde t-4 yılında t yılı için belirlenen fiyat (kapasite fiyatı) üzerinde teklifi kabul edilen katılımcılara ödemelerinin gerçekleştirilmesi esastır. Cari yıl içinde taahhüt edilen kapasitenin katılımcı tarafından sağlanmaması halinde ise katılımcıya bir ceza uygulanması önerilmiştir.

Tez çalışmasına ilave olarak ilerleyen dönemlerde, Türkiye için "Güvenilirlik Opsiyonu" benzeri bir modelin önerilip önerilemeyeceği üzerinde çalışmalar yapılmasının faydalı olacağı düşünülmektedir. Bunun haricinde kapasite mekanizmasının özellikle GÖP, DGP, GİP ve Yan Hizmetler Piyasaları gibi ticari borsalara olan olası doğrudan ve dolaylı etkilerinin incelenebileceği araştırmalar da yapılmalıdır. Öte yandan, bu piyasalarda oluşacak fiyatların tahminlenmesi ile "Kayıp Para Probleminin" derinliği ve karşılanamayan maliyetlerin modellenerek girdi şeklinde kapasite uygulamasına eklemlenmesinin de bir diğer çalışma konusu olabileceği değerlendirilmektedir.

KAYNAKLAR

Aalami, H.A., Moghaddam, M.P. and Yousefi, G.R. (2010). Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs. *Applied Energy*, 87(1), 243-250.

Aydın, Y. (2012). Firma değerleme yöntemleri. *Kırklareli Üniversitesi İ.İ.B.F Dergisi*, 1(1), 87-110.

Balogh, P., Golea, P. and Inceu, V. (2013). Profit Forecast Model Using Monte Carlo Simulation in Excel. *Romanian Statistical Review*, 61(12), 33-40.

Batlle C. (2013) Electricity Generation and Wholesale Markets. Pérez-Arriaga I. J. (Eds.) *Regulation of the Power Sector. Power Systems*. London: Springer, 365, 23-37.

Bidwell, M. (2005). Reliability options: a market-oriented approach to long-term adequacy. *The Electricity Journal*, 18(5), 11-25.

Boute, A. (2012). Promoting renewable energy through capacity markets: An analysis of the Russian support scheme. *Energy Policy*, 46, 68-77.

Bowring, J. (2013). Capacity markets in PJM. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2), 50.

Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C. and Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Economics*, 80, 1059-1078.

Burns, S. and G. Gross. (Aug, 1990). Value of service reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(3), 825-834.

Camadan, E. (2009). *Türkiye Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Mekanizması: Karşılaştırmalı Analiz*. Uzmanlık Tezi, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara.

Cepeda, M. and Finon, D. (2013). How to correct for long-term externalities of large-scale wind power development by a capacity mechanism?. *Energy Policy*, 61, 671-685.

Chuang, A.S. and Fu, F. (2000). *Capacity payments and the pricing of reliability in competitive generation markets.* System Sciences, Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on, 8.

Cramton, P. and Ockenfels, A. (2016). Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. von Weizsäcker C., Lindenberger D. an Höffler F. (Eds). *Interdisziplinäre Aspekte der Energiewirtschaft. Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft*. Springer Vieweg, Wiesbaden, 113-134.

Cramton, P. and Stoft, S. (2005). A capacity market that makes sense. *The Electricity Journal*, 18(7), 43-54.

Cramton, P. and Stoft, S. (2008). Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency. *Utilities Policy*, 16(3), 194-201.

Cramton, P., Ockenfels, A. and Stoft, S. (2013). Capacity market fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2), 27-46.

Cretì, A., and Fontini, F. (2019). *Economics of electricity: markets, competition and rules*. Cambridge: Cambridge University Press.

Çakmak, N. (2018). *Türkiye elektrik piyasasında iletim sistemi kısıtları ve kısıt yönetimi*. Uzmanlık Tezi, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara.

Damodaran, A. (2012). *Investment valuation : tools and techniques for determining the value of any asset.* 3rd Edition. New York :Wiley.

Dinler, Z. (2004). *İktisada giriş* (10. Baskı). Bursa: Ekin Kitabevi Yayınları.

Evgallıoğlu, A.E. (2018). *Elektrik piyasalarında uygulanan teşvik bazlı üretim modellerinin serbest piyasaya etkileri*. Uzmanlık Tezi, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara.

González-Diaz, F.E. (2015). EU Policy on Capacity Mechanisms. Hancher, L., deHauteclocque, L. A. and Sadowska, M. (Eds.), *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market*. Oxford: Oxford University Presss, 3-31.

Hach, D., Chyong, C. K., and Spinler, S. (2016). Capacity market design options: A dynamic capacity investment model and a GB case study. *European Journal of Operational Research*, 249(2), 691-705.

Hancher, L., deHauteclocque, L. A. and Sadowska, M. (Eds.) (2015). *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market*. Oxford: Oxford University Press, 351-364.

Halton, J. (1970). A retrospective and prospective survey of the monte carlo method. *SIAM Review*, 12(1), 1-63.

Hogan, W.W. (2005). *On an "ENERGY ONLY" electricity market design for resource adequacy.* Working Paper, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University, Boston.

Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*, NewYork: John Wiley&Sons, Inc., 41, 45-72.

İnternet: Bushnell, J., Flagg, M. and Mansur, E. (2017). *Capacity Markets at a Crossroads*. Haas Institute. 01.01.2021 tarihinde web: https://hepg.hks.harvard.edu/files/hepg/files/wp278updated.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: CIGRE. (2016). *Capacity mechanisms: needs, solutions and state of affairs.* CIGRE, Working Group C5.17. 01.03.2021 tarihinde web: https://e-cigre.org/publication/647-capacity-mechanisms-needs-solutions-and-state-of-affairs adresinden erişilmiştir.

İnternet: EPDK (2020). *Dengeleme Güç Piyasası Kapsamında Etiket Değerlerinin Belirlenmesi ve Sistem Marjinal Fiyatının Hesaplanması Prosedürü*. 10.12.2020 tarihinde Web: https://www.epdk.gov.tr/Detay/DownloadDocument?id=jFyPstS8G68= adresinden erişilmiştir.

İnternet: EPDK (2009). *Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği*. 10.12.2020 tarihinde Web: https://www.epdk.gov.tr/Detay/DownloadDocument?id=j2ogXnQtkyQ= adresinden erişilmiştir.

İnternet: EPDK (2018). *Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği.* 01.01.2021 tarihinde Web: https://www.epdk.gov.tr/Detay/DownloadDocument?id=u1bGTx1nWG4= adresinden erişilmiştir.

İnternet: EPDK (2017). *Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği*. 01.01.2021 tarihinde Web: https://www.epdk.gov.tr/Detay/DownloadDocument?id=ICdRvnaBzQo= adresinden erişilmiştir.

İnternet: EPDK (2014). *Elektrik Şebeke Yönetmeliği*. 01.01.2021 tarihinde Web: https://www.epdk.gov.tr/Detay/DownloadDocument?id=1pm8MfN8+zI= adresinden erişilmiştir.

İnternet: EPDK (2020). *Elektrik Piyasası Sektör Raporu*. 03.06.2021 tarihinde Web: https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-23-3/elektrikaylik-sektor-raporlar adresinden erişilmiştir.

İnternet: European Commission. (2014). *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020.* Communication, EC, Official Journal of the European Union, 28.6.2014: C200/1. 01.01.2021 tarihinde Web: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex:52014XC0628(01) adresinden erişilmiştir.

İnternet: European Commission. (2016a). Commission decision (EU) 2017/503 of 8 November 2016 on state aid scheme SA.39621 2015/C (ex 2015/NN). Off. J. Eur. Union L83, 116–156. 01.01.2021 tarihinde Web:http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D0503&from=EN adresinden erişilmiştir.

İnternet: Holbert, K.E. (2011). Electric Energy Economics. Lecture notes. 01.01.2021 tarihinde Web: http://holbert.faculty.asu.edu/eee463/ElectricEnergyEconomics.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: BP Energy (2019). *BP Energy Outlook 2019 edition.* 01.01.2021 tarihinde Web: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: European Commission (2018). *State aid: Commission approves 6 capacity mechanisms*. 01.01.2021 tarihinde https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_18_682 adresinden erişilmiştir.

İnternet: https://evds2.tcmb.gov.tr/index.php?/evds/portlet/K24NEG9DQ1s%3D/tr Son Erişim Tarihi: 01.01.2021.

İnternet: Country Default Spreads and Risk Premiums (2022). 01.01.2021 tarihinde http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html adresinden erişilmiştir.

İnternet: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html Son Erişim Tarihi: 01.01.2021.

İnternet: https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/ Son Erişim Tarihi: 01.01.2021.

İnternet: https://tpys.teias.gov.tr/tpys/app/report.htm Son Erişim Tarihi: 01.01.2021.

İnternet: https://www.tuik.gov.tr/ Son Erişim Tarihi: 01.01.2021.

İnternet: https://www.epias.com.tr/gun-ici-piyasasi/giris/ Son Erişim Tarihi: 01.01.2021.

İnternet: https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/surecler/ Son Erişim Tarihi: 01.01.2021.

İnternet: https://www.iea.org Son Erişim Tarihi: 01.01.2021.

İnternet: International Energy Agency. (2015). Projected Costs of Generating Electricity: 2015 edition. *IEA*, 01.01.2021 tarihinde web: https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_14756/projected-costs-of-generating-electricity-2015-edition adresinden erişilmiştir.

İnternet: International Energy Agency. (2020). Projected Costs of Generating Electricity: 2020 edition. *IEA*. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition adresinden erişilmiştir.

İnternet: Jenkin, T., Beiter, P. and Margolis, R. (2016). *Capacity payments in restructured markets under low and high penetration levels of renewable energy*. NREL. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65491.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: Jenkin, T., Beiter, P. ve Margolis, R. (2016). *Capacity payments in restructured markets under low and high penetration levels of renewable energy*. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65491.pdf. adresinden erişilmiştir.

İnternet: Kristjónsson, M. (2013). *Enforcing the N-1 Criterion in Power Transmission Networks: An Analysis of a Theoretical Model.* MSc thesis in Economics and Business Administration, Norwegian School of Economics, Bergen, 1. 10.12.2020 tarihinde web: https://core.ac.uk/download/pdf/52072415.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: London Economics. (July 2013). *The value of lost load (voll) for electricity in great Britain*, *OFGEM* and *DECC*, London, 1. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/82293/london-economics-value-lost-load-electricity-gbpdf. adresinden erişilmiştir.

İnternet: McRae, S. D. and Wolak, F. A. (2019). Market power and incentive-based capacity payment mechanisms. Working Paper. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.sdmcrae.com/publication/market-power-and-incentive-based-capacity/market-power-and-incentive-based-capacity.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: Newell, S.A., Oates, D.L., Pfeifenberger, J. P., Spees, K., Hagerty, J. M., Pedtke, J.I., Witkin, M. and Shorin, E. (2018). Fourth Review of PJM's Variable Resource Requirement Curve. The Brattle Group. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20180425-special/20180425-pjm-2018-variable-resource-requirement-curve-study.ashx adresinden erişilmiştir.

İnternet: Office of Gas and Electricity Markets. (August, 2018) Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2017/18. *OFGEM.* 01.01.2021 tarihinde web: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: Oren, S.S. (2000). *Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets.* VII. Symposıum of Specialists in Electric Operational and Expansion Plannıng, Curtiba-Brasil. 10.12.2020 tarihinde web: https://oren.ieor.berkeley.edu/workingp/sepope-p.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: Pfeifenberger, J. P., Spees, K. and Newell, S.A. (2012). *Resource Adequacy in California: Options for Improving Efficiency and Effectiveness*. The Brattle Group. 01.01.2021 tarihinde web: https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/6238_resource_adequacy_in_california_calpine_pfeifenberger_spees_newell_oct_2012.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: PJM. (2020). *PJM Manual 18: PJM Capacity Market Revision: 46*.PJM. 01.03.2021 tarihinde web: https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/archive/m18/m18v46-capacity-market-11-19-2020.ashx adresinden erişilmiştir.

İnternet: Prada, J.F. (1999). *The value of reliability in power systems: Pricing Operating Reserves*, Energy Labaratory, MIT, 27-29. 01.03.2021 tarihinde web: https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/1999/06/MIT-EL-99-005-WP.pdf. adresinden erişilmiştir.

İnternet: Primer Frekans Kontrolü Rezerv Tedarik Süreci Teknik Şartnamesi (2020) 01.01.2021 tarihinde web: https://tpys.teias.gov.tr/egitim/pfk_rezerv_tedarik_sureci_teknik_sartnamesi_subat.docx. adresinden erişilmiştir.

İnternet: TEİAŞ. (Kasım, 2020). *TEİAŞ 10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu 2021-2030*. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.teias.gov.tr/tr-TR/ilgili-raporlar adresinden erişilmiştir.

İnternet: The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. (2018). Study on the Estimation of the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe, *ACER*. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. (2013). Capacity Remuneration Mechanisms and The Internal Market for Electricity, *ACER*. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/CRMs%20and%20the%20IEM%20Report%20130730.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. (2020). ACER Decision on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard-Annex I: Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, *ACER*. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf adresinden erişilmiştir.

İnternet: Timilsina, G. R. (2020). *Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies*. Policy Research Working Paper Series 9303, The World Bank. 01.01.2021 tarihinde web: https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/34018 adresinden erişilmiştir.

İnternet: Sekonder Frekans Kontrolü Rezerv Tedarik Süreci Teknik Şartnamesi. 01.01.2021 tarihinde web: https://tpys.teias.gov.tr/egitim/SFK_rezerv_tedarik_sureci_teknik_sartnamesi_subat.docx adresinden erişilmiştir.

İnternet: Sermaye Piyasası Lisanslama ve Sicil Kuruluşu. (2019). *Finansal Yönetim ve Mali Analiz*. SPL. 01.01.2021 tarihinde web: https://www.spl.com.tr/docs/other/2e0af6ab-a545-4a.pdf adresinden erişilmiştir.

Kaya, M. (2010). *Elektrik piyasasında kapasite mekanizmaları*. Uzmanlık Tezi, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara.

Kirschen, D. and Strbac, G. (2004). *Fundamentals of power system economics*. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 52, 26-32.

Kölmek, M.A. (2012). *Türkiye elektrik dengeleme ve uzlaştırma piyasasındaki sistem gün öncesi fiyatının yapay sinir ağları kullanılarak modellenmesi.* Yüksek Lisans Tezi, Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.

Krapels, E., Flemming, P. and Conant, S. (2004). The design and effectiveness of electricity capacity market rules in the northeast and california. *The Electricity Journal*, 17(8), 27-32.

Kroese, D.P., Brereton, T., Taimre, T. and Botev, Z.I. (2014). Why the Monte Carlo method is so important today. *WIREs Comput Stat*, 6, 386-392.

Lambin, X. (2020). Integration of demand response in electricity market capacity mechanisms. *Utilities Policy*, 64, 101033.

Leiren, M. D., Szulecki, K., Rayner, T. and Banet, C. (2019). Energy security concerns versus market harmony: The europeanisation of capacity mechanisms. *Politics and Governance*, 7(1), 92.

Łyżwa, W., Olek, B., Wierzbowski, M. and Mielczarski, W. (2014). Why do we need capacity markets?. *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, Krakow, 1-5.

Mastropietro, P., Fontini, F., Rodilla, P. ve Batlle, C. (2018). The Italian capacity remuneration mechanism: Critical review and open questions. *Energy Policy*, 123, 659-669.

Miera, G.S., González,P.D.R., and Ignacio, V. (2008). Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. *Energy Policy*, 36(9), 3345-3359.

Neuhoff, K., Diekmann, J., Kunz, F., Rüster, S., Schill, W.P. ve Schwenen, S. (2016). A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition. *Utilities Policy*, 41, 252-263.

Olsina, F., Pringles, R., Larisson, C. and Garcés, F. (2014). Reliability payments to generation capacity in electricity markets. *Energy Policy*, 73, 211-224.

Parmar, A. A. and Darji, B. P. B. (2020). Capacity market functioning with renewable capacity integration and global practices. *The Electricity Journal*, 33(2), 106708.

Perico, G., Checchi, C. and Canazza, V. (2018). The Italian Capacity Market: An Attractive Design for Market Players?. *15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*.

Porras, E. R. (2011). *The cost of capital*. Hampshire, England: Palgrave Macmillan.

Reeder, M. (2006). Want to put an end to capacity markets? Think real-time pricing, *The Electricity Journal*, 19(6), 38-48.

Ripley, B. D. (1987). *Stochastic simulation.* New York: Wiley.

Roques, F. and Verhaege, C. (2015). Different Approaches for Capacity Mechanisms in Europe Hancher, L., deHauteclocque, L. A. and Sadowska, M. (Eds.), *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market*. Oxford, Oxford University Presss, 79-94.

Rothwell, G. and Gómez, T. (2003). *Electricity Economics: Regulation and Deregulation*. US: IEEE Press Power Engineering Series, Wiley-Interscience.

Samadi, S. (2017). The social costs of electricity generation—categorising different types of costs and evaluating their respective relevance. *Energies*, 10(3).

Sarıaslan, H. (2006). *Yatırım projelerinin hazırlanması ve değerlendirilmesi: planlama-analiz-fizibilite.* (5. Baskı), Ankara: Turhan Kitabevi.

Stern, J. and Turvey, R. (2003). Auctions of capacity in network industries. *Utilities Policy*, 11(1), 1-8.

Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing markets for electricity.* Piscataway, NJ:Wiley-IEEE Press, 137.

Turgut, E. ve Selçuk K. (2009). *Elektrik enerjisi üretimi ve dağıtımı*. Ankara: Detay Yayıncılık, 132,196.

Uyaroğlu, Y. (2013). Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım Şebekeleri. Demir, S. (Editör). *Elektrik enerjisi iletimi ve dağıtımı*. Birinci Baskı. Eskişehir. Anadolu Üniversitesi, 39.

Ventosa, M., Linares, P. and Pérez-Arriaga, I. J. (2013). Power System Economics. Pérez-Arriaga I. J. (Eds.) *Regulation of the Power Sector. Power Systems*. London: Springer, 47-123.

Wilson, J. F. (2010). Forward capacity market conefusion. *The Electricity Journal*, 23(9), 25-40.

Yiğit, H.V. (2018). *Türkiye elektrik piyasasında kapasite mekanizması uygulaması ve santral gelirlerine katkısına ilişkin inceleme*. Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü, İstanbul.

Zoettl, G. (2011). On optimal scarcity prices. *International Journal of Industrial Organization*, 29(5), 589-605.

EKLER

EK-1. Kurul Kararları

1. 22.02.2018 tarihli ve 7698-2 sayılı Kurul kararı

2. 22.02.2018 tarihli ve 7699 sayılı Kurul kararı

3. 27.12.2018 tarihli Kurul kararları

T.C.
ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURULU

KARAR ÖRNEĞİ

TOPLANTI TARİHİ : 27/12/2018
KARAR SIRA NO : 8290-1

Elektrik Piyasası Dairesi Başkanlığının 20/12/2018 tarihli ve 76509131-110.02.01-57781 sayılı Başkanlık Makamına müzekkeresi çerçevesinde; Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliğinin 7 nci maddesi kapsamında kapasite ödemelerine esas bütçenin aşağıdaki şekilde;

2019 Yılı İçin Kapasite Ödemelerine Esas Bütçe Teklifi	
Ocak	99.977.135
Şubat	122.460.697
Mart	220.026.218
Nisan	236.787.985
Mayıs	208.263.684
Haziran	214.578.543
Temmuz	119.239.824
Ağustos	122.873.772
Eylül	101.543.536
Ekim	192.117.571
Kasım	151.288.981
Aralık	210.842.054
Yıllık Toplam	2.000.000.000

belirlenmesine,

karar verilmiştir.

Başkan

EK-1. (devamı) Kurul Kararları

T.C.
ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURULU

KARAR ÖRNEĞİ

TOPLANTI TARİHİ : 27/12/2018
KARAR SIRA NO : 8290-2

Elektrik Piyasası Dairesi Başkanlığının 20/12/2018 tarihli ve 76509131-110.02.01-57781 sayılı Başkanlık Makamına müzekkeresi çerçevesinde; Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliğinin 10 uncu maddesi kapsamında hesaplanan sabit maliyet bileşeni ve öngörülen kapasite kullanım oranının farklı kaynak tipindeki tesisler için aşağıdaki tabloda yer aldığı şekilde;

Kaynak Türü	Sabit Maliyet Bileşeni (TL/MWh)	Öngörülen Kapasite Kullanım Oranı (%)
Yerli Kömür	149,60	74
Doğalgaz	49,37	85
HES	89,86	54

uygulanmasına,

karar verilmiştir.

Başkan

EK-1. (devamı) Kurul Kararları

T.C.
ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURULU

KARAR ÖRNEĞİ

TOPLANTI TARİHİ : 27/12/2018
KARAR SIRA NO : 8291

Elektrik Piyasası Dairesi Başkanlığının 20/12/2018 tarihli ve 76509131-110.02.01-57781 sayılı Başkanlık Makamına müzekkeresi çerçevesinde; Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliğinin 10 uncu maddesi kapsamında hesaplanan sabit maliyet bileşeninin güncellenmesine ilişkin formüllerin aşağıda yer aldığı şekliyle uygulanmasına,

karar verilmiştir.

$$SMB_YERLİ_t = SMB_YERLİ_0 * (0{,}39 * \frac{ÜFE_t}{ÜFE_0} + 0{,}57 * \frac{Kur_t}{Kur_0} + 0{,}04 * \frac{İletim_S_t}{İletim_S_0})$$

$$SMB_GAZ_t = SMB_GAZ_0 * (0{,}45 * \frac{ÜFE_t}{ÜFE_0} + 0{,}46 * \frac{Kur_t}{Kur_0} + 0{,}09 * \frac{İletim_S_t}{İletim_S_0})$$

$$SMB_HES_t = SMB_HES_0 * (0{,}29 * \frac{ÜFE_t}{ÜFE_0} + 0{,}63 * \frac{Kur_t}{Kur_0} + 0{,}08 * \frac{İletim_S_t}{İletim_S_0})$$

Bu formüllerde geçen;

$SMB_YERLİ_t$ Yerli kömür santralleri için t fatura döneminde uygulanacak sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),
$SMB_YERLİ_0$ Yerli kömür santralleri için Kurul Kararıyla belirlenen sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),
SMB_GAZ_t Doğalgaz santralleri için t fatura döneminde uygulanacak sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),
SMB_GAZ_0 Doğalgaz santralleri için Kurul Kararıyla belirlenen sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),
SMB_HES_t Hidroelektrik santralleri için t fatura döneminde uygulanacak sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),
SMB_HES_0 Hidroelektrik santralleri için Kurul Kararıyla belirlenen sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),
$ÜFE_t$ t fatura dönemine ait, TÜİK tarafından yayımlanan üretici fiyat endeksini,
$ÜFE_0$ 432,55 Yurt İçi Üretici Fiyat Endeksini (2003=100),
Kur_t t fatura döneminin son günü için TCMB tarafından açıklanan Amerikan Doları kurunu,
Kur_0 5,30 TL/USD'yi,
$İletim_S_t$ t fatura döneminde üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım tarifesinin sabit bileşenlerinin ortalamasını (TL/MW),
$İletim_S_0$ 33.179,02 TL/MW'yi

ifade eder.

Başkan

EK-2. AOSM Hesaplama Detayları

Çalışma kapsamında hesaplanan Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti değeri için temel bileşenler Eşitlik 5.13'te yer verilen,

$$AOSM = K_b a_b \times (1 - T)) + \left[\left(r_f + \beta \left(R_m - R_f\right)\right) a_{\ddot{o}}\right]$$

denklemindeki parametrelerden r_f, K_b, R_m ve β için varsayımlarda bulunulması gerekmektedir.

Risksiz getiri oranı (r_f)

Risksiz getiri oranı hesaplamasında Ocak 2011-Aralık 2020 arası yaklaşık 10 yıllık dönem için Hazine ve Maliye Bakanlığı Devlet İç Borçlanma Senetlerinin yıllık getiri oranlarının (Çizelge 2.1[71]) ay bazındaki ortalama ve ortanca değerleri bulunmuştur. Hesaplamada ortalama değer olan %10,1 değeri kullanılmıştır.

Borçlanma maliyeti (K_b)

Borçlanma maliyetinin değeri hesaplanırken Merkez Bankasının TL üzerinden açılan ticari kredi faizi esas alınmıştır. Ocak 2011-Aralık 2020 arası yaklaşık 10 yıllık dönem için gerçekleşen faizlerin[72] (Çizelge 2.2) aritmetik ortalaması ve ortancası alındığında sırasıyla %15,26 ile % 14,41 değeri bulunuştur. Hesaplamada ortalama değer kullanılmıştır.

Piyasa risk primi (R_m)

Piyasa risk primi hesaplanırken New York Stern Üniversitesinden Aswath Damodaran'ın ülkeler için hesapladığı[73] risk primleri dikkate alınmıştır. ABD için hesaplanan risk priminin üzerine ülke risk primi eklenerek piyasa risk primi bulunmuştur. ABD risk primi %4,72, Türkiye için ilave risk primi %5,33 olarak gösterilmiş; piyasa risk primi R_m bu iki değerin toplamı olan %10,05 olarak dikkate alınmıştır.

[71] www.tuik.gov.tr
[72] https://evds2.tcmb.gov.tr/index.php?/evds/portlet/K24NEG9DQ1s%3D/tr
[73] http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

EK-2. (devamı) AOSM Hesaplama Detayları

β Katsayısı

β değeri için yine Aswath Damodaran'ın farklı sektörler için hesaplamış olduğu[74] kaldıraçsız beta değerlerinden elektrik üretim sektörüne en yakın olanlarının aritmetik ortalaması alınmıştır. Çizelge 2.3'te sektörel bazda beta değerleri ve bu değerlerin ortalamasına yer verilmiştir. Tez kapsamında yapılan çalışmada da β olarak 0,49 değeri esas alınmış, aynı zamanda bu değer için duyarlılık yapılmıştır.

AOSM kullanılacak olan β değeri için ise borç/öz sermaye miktarını da dikkate alacak kaldıraçlı değer kullanılmalıdır. Kaldıraçsız β'dan Kaldıraçlı β'ya dönüşüm ise aşağıdaki eşitlik ile gerçekleştirilmektedir.

$$Kaldıraçlı\ \beta = \ Kaldıraçsız\ \beta \ \times \left[1 + (1 - T) \times \frac{a_b}{a_{ö}}\right]$$

Örneğin %70-%30 borç/özsermaye oranı için Kaldıraçlı β 1,38 olarak hesaplanmaktadır.

Nominal AOSM- Reel AOSM Dönüşümü

Eşitlik 5.13'te yer alan formül ile enflasyona bağlı, yani içinde enflasyon etkini de barındıran Nominal AOSM değeri hesaplanmıştır. Çalışma kapsamında enflasyondan arındırılmış yatırım ve işletme giderleri dikkate alındığı için kullanılacak AOSM'nin de enflasyondan arındırılmış bir şekle büründürülmesi gerekmektedir. Söz konusu değişim,

$$Reel\ AOSM = \frac{1 + Nominal\ AOSM}{1 + Enflasyon\ oranı} - 1$$

şeklinde gerçekleştirilmektedir.

[74] http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

EK-2. (devamı) AOSM Hesaplama Detayları

AOSM Duyarlılık Analizleri

Farklı senaryolar için duyarlılık analizi gerçekleştirilmiştir. Duyarlılık analizi gerçekleştirilirken kontrollü yapılmış, bir parametre değiştirilirken diğerleri sabit tutulmuştur. Analiz sonuç özetine parametre bazında aşağıda yer verilmiştir.

a) Değişken β

Kaldıraçsız β değerinin 0,40 ila 0,70 arasında değişmesi sonucunda Reel AOSM %9,1 ile % 12,1 arasında değişmektedir.

b) Değişken Enflasyon

Yıllık TÜFE değerinin Haziran dönemlerine göre 2011-2020 dönemi ortalaması %9,98 olarak gerçekleştiği görülmektedir[75]. Enflasyon beklentisinin % 8 ile % 11 arasında değişmesine bağlı olarak Reel AOSM %8 ile %11 arasında değişmektedir.

c) $a_b/a_{ö}$ oranı

Borç oranının %50 ile %70 arasında değiştirilmesin durumunda Reel AOSM %8,8 ile %9 arasında değişmektedir.

Duyarlılık analizi çalışması kapsamındaki sonuçlar Çizelge 2.4 (a), (b) ve (c)'de gösterilmektedir.

[75] www.tuik.gov.tr

EK-2. (devamı) AOSM Hesaplama Detayları

Çizelge 2.1. Devlet İç Borçlanma Senedi ay bazında yıllık getiri oranları

AYLAR	DİBS Getiri (%)	AYLAR	DİBS Getiri (%)	AYLAR	DİBS Getiri (%)	AYLAR	DİBS Getiri (%)	AYLAR	DİBS Getiri (%)
Oca.11	10,26	Oca.13	16,06	Oca.15	19,35	Oca.17	9,96	Oca.19	3,27
Şub.11	8,84	Şub.13	14,02	Şub.15	18,04	Şub.17	9,9	Şub.19	6,22
Mar.11	8,43	Mar.13	13,58	Mar.15	17,06	Mar.17	7,09	Mar.19	5,14
Nis.11	8,67	Nis.13	14,02	Nis.15	12,2	Nis.17	5,53	Nis.19	1,05
May.11	8,81	May.13	14,78	May.15	8,33	May.17	7,46	May.19	2,08
Haz.11	8,02	Haz.13	9,56	Haz.15	6,42	Haz.17	6,78	Haz.19	14,22
Tem.11	7,42	Tem.13	5,13	Tem.15	6,37	Tem.17	6,25	Tem.19	24,01
Ağu.11	8,43	Ağu.13	3,81	Ağu.15	6,42	Ağu.17	6,5	Ağu.19	38,75
Eyl.11	8,43	Eyl.13	3,89	Eyl.15	3,94	Eyl.17	5,97	Eyl.19	40,35
Eki.11	6,95	Eki.13	5,8	Eki.15	5,24	Eki.17	4,48	Eki.19	38,36
Kas.11	5,46	Kas.13	3,08	Kas.15	4,16	Kas.17	4,24	Kas.19	32,65
Ara.11	5,37	Ara.13	0,51	Ara.15	1,37	Ara.17	6,67	Ara.19	33,05
Oca.12	5,21	Oca.14	-0,37	Oca.16	-1,98	Oca.18	8,13	Oca.20	32,88
Şub.12	8,45	Şub.14	-0,89	Şub.16	0,72	Şub.18	7,59	Şub.20	27,49
Mar.12	8,93	Mar.14	-1,34	Mar.16	4,68	Mar.18	6,36	Mar.20	29,02
Nis.12	8,54	Nis.14	1,03	Nis.16	8,81	Nis.18	4,65	Nis.20	34,6
May.12	8,87	May.14	2,49	May.16	8,97	May.18	-0,01	May.20	42,02
Haz.12	9,87	Haz.14	7,91	Haz.16	11,12	Haz.18	-4,58	Haz.20	34,2
Tem.12	11,44	Tem.14	11,01	Tem.16	11,22	Tem.18	-7,46	Tem.20	26,17
Ağu.12	10,54	Ağu.14	10,45	Ağu.16	12,4	Ağu.18	-14,8	Ağu.20	18,05
Eyl.12	10,73	Eyl.14	10,11	Eyl.16	15,51	Eyl.18	-13,72	Eyl.20	16,25
Eki.12	11,82	Eki.14	8,6	Eki.16	13,25	Eki.18	-9	Eki.20	13,73
Kas.12	15,14	Kas.14	12,19	Kas.16	8,72	Kas.18	2,16	Kas.20	9,63
Ara.12	16,29	Ara.14	14,93	Ara.16	9,26	Ara.18	1,44	Ara.20	8,99

EK-2. (devamı) AOSM Hesaplama Detayları

Çizelge 2.2. TCMB ticari kredi faiz oranları (TL)

Ticari (TL Üzerinden Açılan)(Akım Veri,%)

Tarih	%	Tarih	%	Tarih	%	Tarih	%	Tarih	%
25-12-2020	19,70	**21-12-2018**	27,80	**16-12-2016**	13,55	**12-12-2014**	12,61	**07-12-2012**	12,23
18-12-2020	19,09	**14-12-2018**	28,81	**09-12-2016**	14,48	**05-12-2014**	13,10	**30-11-2012**	11,80
11-12-2020	18,26	**07-12-2018**	29,20	**02-12-2016**	14,66	**28-11-2014**	12,84	**23-11-2012**	12,06
04-12-2020	18,77	**30-11-2018**	28,59	**25-11-2016**	13,93	**21-11-2014**	12,75	**16-11-2012**	11,55
27-11-2020	17,63	**23-11-2018**	29,88	**18-11-2016**	13,77	**14-11-2014**	13,24	**09-11-2012**	12,95
20-11-2020	17,25	**16-11-2018**	26,43	**11-11-2016**	13,55	**07-11-2014**	13,30	**02-11-2012**	14,23
13-11-2020	16,95	**09-11-2018**	31,88	**04-11-2016**	14,74	**31-10-2014**	12,72	**26-10-2012**	9,95
06-11-2020	16,87	**02-11-2018**	32,13	**28-10-2016**	14,59	**24-10-2014**	13,14	**19-10-2012**	13,66
30-10-2020	15,94	**26-10-2018**	28,49	**21-10-2016**	14,48	**17-10-2014**	13,16	**12-10-2012**	13,65
23-10-2020	15,75	**19-10-2018**	34,31	**14-10-2016**	15,02	**10-10-2014**	12,69	**05-10-2012**	14,68
16-10-2020	13,84	**12-10-2018**	35,36	**07-10-2016**	15,04	**03-10-2014**	12,68	**28-09-2012**	13,35
09-10-2020	15,26	**05-10-2018**	34,99	**30-09-2016**	14,71	**26-09-2014**	10,32	**21-09-2012**	14,61
02-10-2020	15,37	**28-09-2018**	35,85	**23-09-2016**	14,87	**19-09-2014**	12,88	**14-09-2012**	14,51
25-09-2020	14,91	**21-09-2018**	35,36	**16-09-2016**	12,17	**12-09-2014**	12,74	**07-09-2012**	15,13
18-09-2020	14,30	**14-09-2018**	34,15	**09-09-2016**	15,01	**05-09-2014**	12,94	**31-08-2012**	15,61
11-09-2020	13,52	**07-09-2018**	32,56	**02-09-2016**	15,50	**29-08-2014**	12,34	**24-08-2012**	15,11
04-09-2020	14,32	**31-08-2018**	32,22	**26-08-2016**	12,71	**22-08-2014**	12,93	**17-08-2012**	13,40
28-08-2020	12,18	**24-08-2018**	28,79	**19-08-2016**	15,06	**15-08-2014**	11,68	**10-08-2012**	14,90
21-08-2020	13,65	**17-08-2018**	28,89	**12-08-2016**	15,50	**08-08-2014**	12,65	**03-08-2012**	15,37
14-08-2020	13,52	**10-08-2018**	25,97	**05-08-2016**	15,42	**01-08-2014**	8,54	**27-07-2012**	16,97
07-08-2020	11,83	**03-08-2018**	25,00	**29-07-2016**	15,17	**25-07-2014**	12,56	**20-07-2012**	14,50
31-07-2020	10,67	**27-07-2018**	21,58	**22-07-2016**	14,94	**18-07-2014**	13,09	**13-07-2012**	14,37
24-07-2020	10,46	**20-07-2018**	24,30	**15-07-2016**	14,00	**11-07-2014**	12,98	**06-07-2012**	14,48
17-07-2020	9,17	**13-07-2018**	23,98	**08-07-2016**	16,56	**04-07-2014**	12,82	**29-06-2012**	14,11
10-07-2020	10,31	**06-07-2018**	23,94	**01-07-2016**	15,31	**27-06-2014**	11,95	**22-06-2012**	14,67
03-07-2020	10,34	**29-06-2018**	23,52	**24-06-2016**	15,06	**20-06-2014**	13,94	**15-06-2012**	14,22
26-06-2020	9,71	**22-06-2018**	23,56	**17-06-2016**	15,43	**13-06-2014**	13,86	**08-06-2012**	14,38
19-06-2020	9,90	**15-06-2018**	22,72	**10-06-2016**	14,96	**06-06-2014**	14,26	**01-06-2012**	14,16
12-06-2020	10,06	**08-06-2018**	21,28	**03-06-2016**	15,82	**30-05-2014**	13,97	**25-05-2012**	14,30
05-06-2020	9,90	**01-06-2018**	21,28	**27-05-2016**	13,95	**23-05-2014**	14,07	**18-05-2012**	13,44
29-05-2020	9,52	**25-05-2018**	19,53	**20-05-2016**	15,90	**16-05-2014**	13,29	**11-05-2012**	13,41
22-05-2020	10,10	**18-05-2018**	17,02	**13-05-2016**	16,18	**09-05-2014**	14,89	**04-05-2012**	15,04
15-05-2020	9,69	**11-05-2018**	17,23	**06-05-2016**	15,96	**02-05-2014**	14,54	**27-04-2012**	13,22
08-05-2020	9,72	**04-05-2018**	18,19	**29-04-2016**	15,68	**25-04-2014**	14,56	**20-04-2012**	14,37
01-05-2020	9,68	**27-04-2018**	16,25	**22-04-2016**	15,96	**18-04-2014**	14,86	**13-04-2012**	14,41
24-04-2020	9,41	**20-04-2018**	17,60	**15-04-2016**	15,17	**11-04-2014**	14,88	**06-04-2012**	14,73
17-04-2020	10,64	**13-04-2018**	17,52	**08-04-2016**	16,42	**04-04-2014**	15,95	**30-03-2012**	14,38
10-04-2020	11,10	**06-04-2018**	17,79	**01-04-2016**	16,63	**28-03-2014**	16,49	**23-03-2012**	13,91
03-04-2020	12,31	**30-03-2018**	17,88	**25-03-2016**	16,10	**21-03-2014**	16,05	**16-03-2012**	13,92
27-03-2020	12,11	**23-03-2018**	17,67	**18-03-2016**	16,86	**14-03-2014**	15,99	**09-03-2012**	14,20
20-03-2020	11,85	**16-03-2018**	16,56	**11-03-2016**	15,94	**07-03-2014**	15,72	**02-03-2012**	14,51
13-03-2020	11,82	**09-03-2018**	17,82	**04-03-2016**	16,63	**28-02-2014**	15,12	**24-02-2012**	14,50
06-03-2020	11,78	**02-03-2018**	18,13	**26-02-2016**	14,40	**21-02-2014**	15,75	**17-02-2012**	13,68
28-02-2020	11,46	**23-02-2018**	17,94	**19-02-2016**	16,72	**14-02-2014**	15,35	**10-02-2012**	15,55
21-02-2020	10,97	**16-02-2018**	16,56	**12-02-2016**	16,49	**07-02-2014**	15,58	**03-02-2012**	15,73
14-02-2020	11,26	**09-02-2018**	18,10	**05-02-2016**	16,33	**31-01-2014**	14,81	**27-01-2012**	14,05
07-02-2020	11,25	**02-02-2018**	18,02	**29-01-2016**	16,05	**24-01-2014**	12,94	**20-01-2012**	15,80
31-01-2020	11,14	**26-01-2018**	15,04	**22-01-2016**	15,87	**17-01-2014**	12,95	**13-01-2012**	15,30
24-01-2020	11,52	**19-01-2018**	17,78	**15-01-2016**	14,31	**10-01-2014**	12,65	**06-01-2012**	16,04
17-01-2020	11,92	**12-01-2018**	17,76	**08-01-2016**	16,28	**03-01-2014**	12,89	**30-12-2011**	14,89
10-01-2020	11,71	**05-01-2018**	18,05	**01-01-2016**	16,02	**27-12-2013**	10,60	**23-12-2011**	15,02
03-01-2020	12,99	**29-12-2017**	17,65	**25-12-2015**	15,78	**20-12-2013**	11,69	**16-12-2011**	13,09
27-12-2019	12,62	**22-12-2017**	17,39	**18-12-2015**	16,10	**13-12-2013**	11,52	**09-12-2011**	14,38
20-12-2019	13,65	**15-12-2017**	15,78	**11-12-2015**	15,04	**06-12-2013**	11,44	**02-12-2011**	14,02
13-12-2019	13,86	**08-12-2017**	17,28	**04-12-2015**	15,85	**29-11-2013**	10,89	**25-11-2011**	13,85
06-12-2019	14,06	**01-12-2017**	17,22	**27-11-2015**	13,98	**22-11-2013**	11,16	**18-11-2011**	12,61

EK-2. (devamı) AOSM Hesaplama Detayları

Çizelge 2.2. (devam) TCMB ticari kredi faiz oranları (TL)

29-11-2019	13,67	**24-11-2017**	16,83	**20-11-2015**	15,86	**15-11-2013**	9,79	**11-11-2011**	12,48
22-11-2019	14,09	**17-11-2017**	15,55	**13-11-2015**	15,88	**08-11-2013**	11,52	**04-11-2011**	14,66
15-11-2019	12,87	**10-11-2017**	16,31	**06-11-2015**	16,04	**01-11-2013**	10,80	**28-10-2011**	13,39
08-11-2019	14,63	**03-11-2017**	17,10	**30-10-2015**	16,23	**25-10-2013**	10,88	**21-10-2011**	11,88
01-11-2019	15,29	**27-10-2017**	15,07	**23-10-2015**	15,73	**18-10-2013**	10,84	**14-10-2011**	11,64
25-10-2019	14,94	**20-10-2017**	16,86	**16-10-2015**	14,81	**11-10-2013**	10,57	**07-10-2011**	12,12
18-10-2019	16,32	**13-10-2017**	16,88	**09-10-2015**	16,13	**04-10-2013**	11,55	**30-09-2011**	11,82
11-10-2019	15,60	**06-10-2017**	16,98	**02-10-2015**	16,34	**27-09-2013**	10,34	**23-09-2011**	12,14
04-10-2019	16,94	**29-09-2017**	16,74	**25-09-2015**	17,01	**20-09-2013**	11,29	**16-09-2011**	10,52
27-09-2019	15,64	**22-09-2017**	16,79	**18-09-2015**	15,71	**13-09-2013**	12,04	**09-09-2011**	11,90
20-09-2019	17,78	**15-09-2017**	14,98	**11-09-2015**	14,57	**06-09-2013**	11,63	**02-09-2011**	11,27
13-09-2019	19,13	**08-09-2017**	17,15	**04-09-2015**	15,36	**30-08-2013**	11,61	**26-08-2011**	10,38
06-09-2019	20,39	**01-09-2017**	17,29	**28-08-2015**	14,96	**23-08-2013**	11,17	**19-08-2011**	11,84
30-08-2019	20,19	**25-08-2017**	16,11	**21-08-2015**	14,64	**16-08-2013**	10,46	**12-08-2011**	11,77
23-08-2019	20,53	**18-08-2017**	15,69	**14-08-2015**	14,61	**09-08-2013**	10,41	**05-08-2011**	11,89
16-08-2019	15,83	**11-08-2017**	15,72	**07-08-2015**	14,43	**02-08-2013**	11,14	**29-07-2011**	11,79
09-08-2019	20,97	**04-08-2017**	17,08	**31-07-2015**	11,21	**26-07-2013**	10,63	**22-07-2011**	11,83
02-08-2019	22,02	**28-07-2017**	16,90	**24-07-2015**	14,01	**19-07-2013**	10,75	**15-07-2011**	10,78
26-07-2019	20,08	**21-07-2017**	16,94	**17-07-2015**	14,76	**12-07-2013**	10,57	**08-07-2011**	11,80
19-07-2019	24,05	**14-07-2017**	17,13	**10-07-2015**	14,14	**05-07-2013**	10,51	**01-07-2011**	10,98
12-07-2019	25,43	**07-07-2017**	17,03	**03-07-2015**	14,32	**28-06-2013**	9,27	**24-06-2011**	10,62
05-07-2019	26,22	**30-06-2017**	16,42	**26-06-2015**	11,85	**21-06-2013**	9,81	**17-06-2011**	10,15
28-06-2019	27,31	**23-06-2017**	16,58	**19-06-2015**	14,49	**14-06-2013**	9,00	**10-06-2011**	10,00
21-06-2019	27,23	**16-06-2017**	15,35	**12-06-2015**	14,17	**07-06-2013**	8,95	**03-06-2011**	9,89
14-06-2019	27,62	**09-06-2017**	16,69	**05-06-2015**	13,78	**31-05-2013**	8,09	**27-05-2011**	9,42
07-06-2019	27,86	**02-06-2017**	16,60	**29-05-2015**	13,39	**24-05-2013**	9,87	**20-05-2011**	9,94
31-05-2019	26,89	**26-05-2017**	14,03	**22-05-2015**	13,49	**17-05-2013**	9,39	**13-05-2011**	9,61
24-05-2019	27,96	**19-05-2017**	15,42	**15-05-2015**	12,51	**10-05-2013**	10,12	**06-05-2011**	9,71
17-05-2019	25,40	**12-05-2017**	16,16	**08-05-2015**	13,99	**03-05-2013**	9,94	**29-04-2011**	9,41
10-05-2019	27,03	**05-05-2017**	16,40	**01-05-2015**	13,10	**26-04-2013**	8,84	**22-04-2011**	9,19
03-05-2019	26,95	**28-04-2017**	15,78	**24-04-2015**	13,28	**19-04-2013**	10,92	**15-04-2011**	9,22
26-04-2019	22,10	**21-04-2017**	15,70	**17-04-2015**	12,94	**12-04-2013**	10,85	**08-04-2011**	9,16
19-04-2019	26,53	**14-04-2017**	15,51	**10-04-2015**	13,15	**05-04-2013**	12,11	**01-04-2011**	8,99
12-04-2019	24,91	**07-04-2017**	15,46	**03-04-2015**	13,39	**29-03-2013**	10,11	**25-03-2011**	8,92
05-04-2019	25,42	**31-03-2017**	15,24	**27-03-2015**	11,78	**22-03-2013**	11,60	**18-03-2011**	8,50
29-03-2019	24,41	**24-03-2017**	15,51	**20-03-2015**	13,21	**15-03-2013**	10,53	**11-03-2011**	8,53
22-03-2019	23,22	**17-03-2017**	15,35	**13-03-2015**	13,28	**08-03-2013**	11,41	**04-03-2011**	8,65
15-03-2019	21,30	**10-03-2017**	15,00	**06-03-2015**	13,05	**01-03-2013**	11,64	**25-02-2011**	8,69
08-03-2019	23,14	**03-03-2017**	15,50	**27-02-2015**	11,89	**22-02-2013**	11,85	**18-02-2011**	8,48
01-03-2019	23,31	**24-02-2017**	15,02	**20-02-2015**	13,00	**15-02-2013**	10,78	**11-02-2011**	8,38
22-02-2019	23,31	**17-02-2017**	13,97	**13-02-2015**	12,95	**08-02-2013**	12,68	**04-02-2011**	8,66
15-02-2019	21,54	**10-02-2017**	14,71	**06-02-2015**	12,99	**01-02-2013**	11,74	**28-01-2011**	8,25
08-02-2019	24,19	**03-02-2017**	15,08	**30-01-2015**	12,72	**25-01-2013**	11,62	**21-01-2011**	8,60
01-02-2019	24,62	**27-01-2017**	13,25	**23-01-2015**	13,15	**18-01-2013**	11,94	**14-01-2011**	8,34
25-01-2019	24,81	**20-01-2017**	14,45	**16-01-2015**	11,62	**11-01-2013**	12,02	**07-01-2011**	8,47
18-01-2019	26,86	**13-01-2017**	14,12	**09-01-2015**	13,29	**04-01-2013**	12,62		
11-01-2019	26,01	**06-01-2017**	14,01	**02-01-2015**	13,05	**28-12-2012**	10,97		
04-01-2019	27,62	**30-12-2016**	14,53	**26-12-2014**	11,15	**21-12-2012**	11,72		
28-12-2018	27,24	**23-12-2016**	14,15	**19-12-2014**	12,86	**14-12-2012**	11,87		

EK-2. (devamı) AOSM Hesaplama Detayları

Çizelge 2.3. A. Damodaran'ın sektör bazlı β çalışması özeti

	Firma sayısı	Kaldıraçlı Beta	ab/aö oranı	Vergi oranı	Kaldıraçsız Beta
Enerji	55	0,67	78,08%	9,91%	**0,42**
Hizmet sektörü (Genel)	16	0,74	74,69%	9,74%	**0,48**
Hizmet sektörü (Su)	17	0,73	40,46%	10,79%	**0,57**
				ORTALAMA	**0,49**

Çizelge 2.4. Duyarlılık analizi sonuçları

(a) Değişken beta

Beta- Kaldıraçsız	0,40	0,42	0,44	0,46	0,48	0,5	0,52	0,54
Reel AOSM	% 9,1	% 9,3	% 9,5	% 9,7	% 9,9	% 10,1	% 10,3	% 10,5
Beta- Kaldıraçsız	0,56	0,58	0,60	0,62	0,64	0,66	0,68	0,7
Reel AOSM	% 10,7	% 10,9	% 11,1	% 11,3	% 11,5	% 11,7	% 11,9	% 12,1

* r_f=% 10,06 ; K_b=% 15,26, R_m = % 10,05 , a_b=%70, Enflasyon oranı= % 9 olarak alınmıştır.

(b) Değişken enflasyon

Enflasyon	% 8,0	% 8,2	% 8,4	% 8,6	% 8,8	% 9,0	% 9,2	% 9,4
Reel AOSM	% 11,0	% 10,8	% 10,6	% 10,4	% 10,2	% 10,0	% 9,8	% 9,6
Enflasyon	% 9,6	% 9,8	% 10,0	% 10,2	% 10,4	% 10,6	% 10,8	% 11,0
Reel AOSM	% 9,4	% 9,2	% 9,0	% 8,8	% 8,6	% 8,4	% 8,2	% 8,0

* r_f=% 10,06 ; K_b=% 15,26, R_m = % 10,05 , a_b=%70, Kaldıraçsız β= 0,49 olarak alınmıştır.

(c) Değişken borç/özsermaye

Borç Oranı	% 70,0	% 68,0	% 68,0	% 67,0	% 66,0	% 65,0	% 64,0	% 63,0	% 62,0	% 61,0	% 60,0
Reel AOSM	% 10,0	% 10,0	% 10,0	% 10,0	% 10,0	% 9,9	% 9,9	% 9,9	% 9,9	% 9,9	% 9,9
Borç Oranı	% 59,0	% 58,0	% 57,0	% 56,0	% 55,0	% 54,0	% 53,0	% 52,0	% 51,0	% 50,0	
Reel AOSM	% 9,9	% 9,9	% 9,9	% 9,9	% 9,9	% 9,8	% 9,8	% 9,8	% 9,8	% 9,8	

* r_f=% 10,06 ; K_b=% 15,26, R_m = % 10,05 , Kaldıraçsız β= 0,49, Enflasyon oranı= % 9 olarak alınmıştır.

Yayınlar

Kölmek, M.A. (2020). *Regulatory based tariff mechanisms and performance oriented suggestions for distribution grid operators in the Turkish electricity market*. Yüksek Lisans Tezi,Berlin Teknik Üniversitesi, Berlin.

Kölmek, M.A. (2018). Elektrik dağıtımında yeniden 'Branşman (bağlantı) hattı' dönemi, *Uzman Gözüyle Enerji*, 2(8).

Kölmek, M.A. and Navruz, I. (2015). Forecasting the day ahead price at electricity balancing and settlement market of Turkey by using artificial neural networks, *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, 23, 841–852.

Kölmek, M.A. (2013). *Elektrik piyasasında kayıplar, kayıpların azaltılması ve paylaştırılması,* Uzmanlık Tezi, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), Ankara.

Kölmek, M.A. (2012). *Türkiye elektrik dengeleme ve uzlaştırma piyasasındaki sistem gün öncesi fiyatının yapay sinir ağları kullanılarak modellenmesi*. Yüksek Lisans Tezi, Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.

Kölmek, M.A. (2012). HES protestolarına Weber'le bakmak, *Enerji Piyasası Bülteni,* 20, 56-61.

Kölmek, M.A. (2012). Transformatör kayıp katsayısı hesaplamada saatlik yaklaşım ve uzlaştırmaya esas veriş-çekiş miktarına etkileri, *Enerji Piyasası Bülteni,* 19, 59-66.

Kölmek, M.A. (2011). Dağıtım sistemi kayıplarının ayrıştırılmasında bir metot, *Enerji Piyasası Bülteni*, 18, 52-56.

Kölmek, M.A. (2010). Elektrik dağıtım sisteminde kalite sürekliliği endeksleri ve AB uygulamaları, *Enerji Piyasası Bülteni*, 12, 29-38.



GAZİ GELECEKTİR...