

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA KAPASİTE MEKANİZMASI
UYGULAMASI VE SANTRAL GELİRLERİNE KATKISINA İLİŞKİN
İNCELEME**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Hüseyin Volkan YİĞİT

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

HAZİRAN 2018

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA KAPASİTE MEKANİZMASI
UYGULAMASI VE SANTRAL GELİRLERİNE KATKISINA İLİŞKİN
İNCELEME**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Hüseyin Volkan YİĞİT
301101022**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ

HAZİRAN 2018

İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301101022 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Hüseyin Volkan YİĞİT, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA KAPASİTE MEKANİZMASI UYGULAMASI VE SANTRAL GELİRLERİNE KATKISINA İLİŞKİN İNCELEME” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Asiye Beril TUĞRUL**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Ozan ERDİNÇ
Yıldız Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : 04 Mayıs 2018
Savunma Tarihi : 06 Haziran 2018

Biricik eşim ve aileme,

ÖNSÖZ

Enerji piyasalarının dinamikleri sürekli değişmekte ve yasal düzenlemelerin bu dinamiklere göre yapılmasını ve güncellenmesini zorunlu kılmaktadırlar. Elektrik piyasası özelinde düşünüldüğünde, yasal düzenlemelerin yani kanun ve yönetmeliklerin en önemli amaçlarından birisi arz güvenliğinin sağlanmasıdır.

Bu tez çalışması ülkemizde arz güvenliğinin sağlanmasına destek amacıyla yürürlüğe giren kapasite mekanizmasını incelemeyi, uygulamaya gereksinim duyulmasının nedenlerini ve mekanizmanın işleyişine dair detaylarını açıklamayı, diğer ülkelerdeki örnek uygulamaları araştırarak literatür araştırmalarına katkıda bulunmayı ve uzun dönem elektrik fiyatı tahmini kullanılarak, santrallerin kapasite mekanizmasından elde edecekleri gelirleri tahmin etmeyi amaçlamıştır. Çalışma sonuçlarının bu alanda çalışacak kişi ve kurumlara yardımcı olması ve elektrik piyasasında faaliyet gösteren şirketlerin gelecek dönemler için tahmin çalışmalarına ışık tutması beklenmektedir.

Tez çalışmam süresince görüş ve önerileri ile bana yol gösteren ve desteklerini esirgemeyen danışmanım, saygıdeğer hocam Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ'e; birlikte çalışmaktan zevk aldığım ve her zaman desteklerini hissettiren APLUS Enerji Yatırım Danışmanlık firması Kurucu Ortağı Ozan KORKMAZ ve Uğur KURBAN başta olmak üzere, değerli ekip arkadaşlarıma; eğitim hayatım boyunca manevi desteğiyle beni teşvik eden meslektaşım ve dayım Metin ERÇOBAN'a en içten teşekkürlerimi sunarım.

Yalnızca bu çalışma özelinde değil, hayatım boyunca uğraştığım her konudaki en büyük destekçilerim sevgili eşim Sevim Nihan YİĞİT, annem Zehra YİĞİT, babam Kadir YİĞİT, kardeşim Ece YİĞİT ve anneannem Ayşe ERÇOBAN'a ise teşekkürün de ötesinde, minnettar olduğumu belirtmek isterim.

Mayıs 2018

Hüseyin Volkan YİĞİT
İnşaat Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xiii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xv
ŞEKİL LİSTESİ.....	xvii
ÖZET.....	xix
SUMMARY	xxi
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	1
1.2 Çalışmanın Yöntemi.....	2
2. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINA GENEL BAKIŞ.....	5
2.1 Türkiye Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi	5
2.1.1 Türkiye Elektrik Kurumu öncesi dönem.....	5
2.1.2 Türkiye Elektrik Kurumu dönemi.....	6
2.1.3 Elektrik sektöründe yapılan reformlar	7
2.1.4 1984 – 2001 yılları arasındaki dönem.....	7
2.1.5 Elektrik piyasasında serbestleşme dönemi.....	9
2.2 Elektrik Tüketimi ve Kurulu Gücün Yıllar İtibariyle Gelişimi	12
3. ELEKTRİK TİCARETİNİN TEMEL PRENSİPLERİ	15
3.1 Elektrik Enerjisinin Özellikleri ve Bu Özelliklerin Elektrik Ticaretine Etkileri	15
3.2 Türkiye Elektrik Toptan Satış Piyasaları.....	16
3.2.1 Fiziksel elektrik ticareti.....	17
3.2.1.1 İkili anlaşmalar piyasası	17
3.2.1.2 Spot piyasalar	18
3.2.1.3 Gerçek zamanlı piyasalar	18
3.2.2 Fiziksel olmayan elektrik ticareti	19
4. ELEKTRİK PİYASALARINDA KAPASİTE MEKANİZMASI	
UYGULAMALARI	21
4.1 Elektrik Piyasalarının Temel Amacı	21
4.2 Kapasite Mekanizması Nedir?.....	22
4.3 Kapasite Mekanizmasına Neden İhtiyaç Duyulur?	23
4.3.1 Ekonomik nedenler	24
4.3.2 Teknik nedenler.....	27
4.3.3 Politik nedenler	27
4.4 Kapasite Mekanizması Uygulama Yöntemleri.....	28
4.4.1 Tüm üreticilere uygulanan kapasite mekanizmaları	29
4.4.1.1 Merkezi alıcı – çok satıcı	29
4.4.1.2 Çok alıcı – çok satıcı.....	29
4.4.1.3 Kapasite ödemesi	30
4.4.2 Belirli üreticilere uygulanan kapasite mekanizmaları.....	30

4.4.2.1 Yeni Kapasite İhalesi	30
4.4.2.2 Stratejik yedek.....	31
4.4.2.3 Kapasite ödemesi.....	31
4.5 Kapasite Mekanizması Yöntemlerinin Risk ve Aciliyet Durumuna Göre Sınıflandırılması	32
4.6 Avrupa Birliği Ülkelerinden Örnek Kapasite Mekanizması Uygulamaları	33
4.6.1 Fransa	34
4.6.2 Almanya	38
4.6.3 Birleşik Krallık.....	40
4.6.3.1 Kapasite piyasası	41
4.6.3.2 Fark kontratları.....	54
4.6.4 İspanya	55
4.6.5 İtalya.....	59
5. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA KAPASİTE MEKANİZMASI UYGULAMASINA DUYULAN İHTİYACIN DEĞERLENDİRİLMESİ VE MEKANİZMAYA İLİŞKİN DÜZENLEMELER.....	67
5.1 Geçmiş Dönem Elektrik Talebi ve Yedek Kapasitenin İncelenmesi	67
5.2 Geçmiş Dönem Elektrik Fiyatları ve Santral Karlılığına İlişkin Ekonomik Analizi	72
5.3 Türkiye’de Kapasite Mekanizması Uygulamasının Ana Neden ve Amaçları.	75
5.4 Türkiye Elektrik Piyasası İçin Kapasite Mekanizması Uygulamasına İlişkin Düzenlemeler.....	76
5.4.1 Elektrik piyasası kapasite mekanizması yönetmeliğinin yorumlanması...	77
5.4.1.1 Yönetmeliğin amacı ve kapasite mekanizmasının işleticisi	77
5.4.1.2 Kapasite mekanizmasına katılabilecek santraller.....	78
5.4.1.3 Kapasite mekanizması ödemelerine temel oluşturacak parametreler	81
5.4.2 2018 yılı için kapasite ödemelerine esas bütçe	85
5.4.3 Kapasite ödemelerine esas hesaplamalar	86
6. UZUN DÖNEM ELEKTRİK FİYAT TAHMİNİ ÇALIŞMASI	89
6.1 Uzun Dönem Elektrik Fiyatı Tahmini Metodolojisi.....	89
6.1.1 Enerji piyasası veritabanı	90
6.1.2 Tüketim tahmini	91
6.1.3 Yenilenebilir enerji kaynaklı kurulu güç ve üretim tahmini	91
6.1.4 Kamu santralleri üretim tahmini	93
6.1.5 Yan hizmetler kapsamında çalışacak santrallerin üretim tahmini ve yan hizmetler fiyat tahmini.....	95
6.1.6 Saatlik rezervuar hidroelektrik üretim tahmini	97
6.1.7 Termik üretim santrallerinden karşılanması gereken saatlik üretim tahmini	98
6.1.8 Saatlik elektrik fiyat tahmin oluşumu	98
6.2 Elektrik Tüketim Tahmini	101
6.3 Elektrik Üretim Santralleri Portföyü	101
6.4 Piyasa Modeli Diğer Kabul ve Girdiler	105
6.4.1 Yakıt fiyatları	105
6.4.2 Yenilenebilir enerji santralleri kapasite faktörleri.....	107
6.4.3 USD kuru tahmini	108
6.5 Piyasa Modeli Simülasyonu Sonuçları	109
6.5.1 Elektrik fiyatı tahmini	110
6.5.2 Yakıt Tipi Bazında Elektrik Üretim Tahmini	110

7. KAPASİTE MEKANİZMASI GELİR TAHMİNİ VE SANTRAL GELİRLERİNE KATKISININ İNCELENMESİ.....	113
7.1 Sabit Maliyet Bileşeninin Tahmin Edilmesi	114
7.1.1 Yerli kömür santralleri için sabit maliyet bileşeni	114
7.1.2 Doğal gaz santralleri için sabit maliyet bileşeni	116
7.1.3 İthal kömür santralleri için sabit maliyet bileşeni	116
7.2 Değişken Maliyet Bileşeninin Tahmin Edilmesi.....	117
7.2.1 Yerli kömür santralleri için değişken maliyet bileşeni	117
7.2.2 Doğal gaz santralleri için değişken maliyet bileşeni	117
7.2.3 İthal kömür santralleri için değişken maliyet bileşeni	118
7.3 Saatlik Bazda Kapasite Ödemesi Koşullarının İncelenmesi ve Ödemenin Hesaplanması	118
7.4 Kapasite Mekanizmasına Dahil Olan Santrallerin Toplam Kurulu Gücü	119
7.5 Kapasite Mekanizması Toplam Bütçe Gereksinimi Tahmini	120
7.6 Santral Bazlı Kapasite Mekanizması Gelir Tahmini	121
8. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	123
KAYNAKLAR	127
ÖZGEÇMİŞ.....	131

KISALTMALAR

AEEGSI	: Elektrik, Gaz ve Su Sistemleri Düzenleme Kurumu
BOTAŞ	: Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi
CAPEX	: Capital Expenditure - Sermaye Harcamaları
CCGT	: Combined Cycle Gas Turbine - Kombine Çevrim Gaz Türbini
CfD	: Contracts for Differences - Fark Kontratları
DGKÇS	: Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali
DSİ	: Devlet Su İşleri
DUY	: Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EFET	: European Federation of Energy Traders - Avrupa Enerji Tacirleri Federasyonu
EİE	: Elektrik İşletimi Etüt İdaresi
EMR	: Electricity Market Reform – Elektrik Piyasası Reformu
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPEX	: European Power Exchange - Avrupa Enerji Borsası
EPIAŞ	: Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
EÜAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
EUR	: Euro
FED	: Federal Reserve System - Federal Rezerv Sistemi
GBP	: Great Britian Pound - Birleşik Krallık Para Birimi
GÖP	: Gün Öncesi Piyasası
GSYİH	: Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
GW	: Gigawatt
HES	: Hidroelektrik santralleri
ICE	: Intercontinental Exchange
İHD	: İşletme Hakkı Devri
IMF	: International Monetary Fund - Uluslararası Para Fonu
IRR	: Internal Rate of Return - İç Karlılık Oranı
ISO	: Independent System Operator - Bağımsız Sistem İşletmecisi
JES	: Jeotermal Enerji Santrali
KF	: Kapasite Faktörü
kW	: Kilowatt
kWh	: Kilowatt-saat
LPG	: Liquefied Petroleum Gas - Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
MKÜD	: Minimum Kararlı Üretim Düzeyi
MW	: Megawatt
MW_e	: Megawatt - elektrik
MWh	: Megawatt-saat
NOME	: Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité – Elektrik Piyasası Yeni Organizasyon
OECD	: Organisation for Economic Co-operation and Development - Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OPEX	: Operational Expenses - İşletme Harcamaları
OTC	: Over-the-counter (Tezgahüstü)

PHEV	: Plug-in hybrid electric vehicle - Prizli Hibrit Elektrikli Araç PHM modelleri
PJM	: Pennsylvania New Jersey Maryland
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
REE	: Red Electrica de Espana
RES	: Rüzgar Enerjisi Santrali
RTE	: Réseau de Transport d'Électricité - Elektrik İletim İşletmecisi
Sm³	: Standart metreküp
TCMB	: Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim ve İletim A.Ş.
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TES	: Termik Enerji Santrali
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
ÜFE	: Üretici Fiyat Endeksi
USD	: Amerikan Doları
VOLL	: Value of Lost Load - Kayıp Elektriğin Bedeli
YEKA	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
Yİ	: Yap-İşlet
YİD	: Yap-İşlet-Devret
YTM	: Yük Tevzi Merkezi

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 4.1 : Avrupa birliği ülkelerinde uygulanan kapasite mekanizmaları.....	33
Çizelge 4.2 : Farklı teknolojiler için belirlenmiş derasyon faktörleri. (EMR Delivery Body [a], 2017).	46
Çizelge 4.3 : 2016 T-4 ihalesinde başarılı olan kapasitelerin katılımcı tipine göre dağılımı.	52
Çizelge 4.4 : 2016 T-4 ihalesinde başarılı olan kapasitelerin teknoloji tipine göre dağılımı.	53
Çizelge 4.5 : 2016 T-4 ihalesinde başarılı olan kapasitelerin sözleşme sürelerine göre dağılımı.	53
Çizelge 4.6 : İtalya’da planlanan kapasite piyasası ihaleleri.	62
Çizelge 4.7 : İtalya’da işlem görülen piyasaya göre santralin spot fiyatının belirlenmesi (Terna, 2015).	65
Çizelge 5.1: Türkiye puant elektrik talebi.	67
Çizelge 5.2: Termik ve yenilenebilir santrallerin puant talebi karşılamadaki katkısı.	68
Çizelge 5.3 : Emreamade kapasitenin toplam kurulu güce oranının aylık en düşük ve en yüksek değerleri (Ekşi ve Savaş (2016).	70
Çizelge 5.4: Kurulu güç ve emre amade kapasiteye göre yedek kapasite hesaplanması.	71
Çizelge 5.5: Piyasa takas fiyatının gelişimi.	73
Çizelge 5.6 : Doğal gaz santrali için örnek spark spread hesaplaması.	74
Çizelge 5.7 : Kapasite mekanizmasından yararlanmaya hak kazanan tesisler.	80
Çizelge 5.8: Kapasite mekanizmasından yararlanabilecek tesisler.	81
Çizelge 5.9: Kapasite mekanizmasından yararlanabilecek aday başvurular.	81
Çizelge 5.10 : Kapasite mekanizması gelir hesaplamasına esas maliyet bileşenleri ve öngörülen kapasite kullanım oranları.	82
Çizelge 5.11 : 2018 yılı için kapasite ödemelerine esat bütçe.	85
Çizelge 6.1 : TEİAŞ 10 yıllık elektrik talep tahminleri.....	101
Çizelge 6.2 : Türkiye kurulu gücünün yakıt bazında gelişimi – tahmini (MW).....	102
Çizelge 6.3 : Devreye girmesi planlanan 100 MW kurulu güçten büyük santraller.	104
Çizelge 6.4 : Yenilenebilir enerji santralleri kurulu güç gelişimi varsayımı (MW).105	
Çizelge 6.5 : Doğal gaz fiyat tahmini.	106
Çizelge 6.6 : İthal kömür fiyat tahmini.....	107
Çizelge 6.7 : Yenilenebilir enerji santralleri kapasite faktörü tahmini (%).	108
Çizelge 6.8 : Yıllık bazda enflasyon tahminleri.	109
Çizelge 6.9 : Yıl sonu USD/TL kur tahminleri.....	109
Çizelge 6.10 : Yıllık ortalama elektrik fiyat tahmini sonuçları.	110
Çizelge 6.11 : Yıllık toplam elektrik üretiminin yakıt tipi bazında kırılımı (GWh).	111
Çizelge 7.1 : Türkiye için ÜFE tahminleri.	115

Çizelge 7.2 : Amerika Birleşik Devletleri için ÜFE tahminleri.	115
Çizelge 7.3 : USD/TL kur tahmini.....	116
Çizelge 7.4 : Kapasite mekanizması bütçe gereksinimi ve ödemelerin yakıt tipine göre dağılımı (TL).....	120
Çizelge 7.5 : Yıllık bazda kapasite mekanizması gelir tahmini (TL).	121

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : TEK Döneminde elektrik sektörünün yapısı (Dünya Bankası, 2015).....	6
Şekil 2.2 : YİD santrallerinin kurulu güç gelişimi (1984-2015) (Dünya Bankası, 2015).	8
Şekil 2.3 : Otoprodüktör Tesisleri Kurulu Gücündeki Artış, 1984–2001 (MW) (Dünya Bankası, 2015).....	8
Şekil 2.4 : Kamu enerji şirketlerinin yeniden yapılandırılması (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. Genel Müdürlüğü, 2009).....	9
Şekil 2.5 : Türkiye elektrik piyasasının serbestleşme süreci (World Energy Council, 2016).	11
Şekil 2.6 : Türkiye kurulu gücünün yıllar itibariyle gelişimi.	12
Şekil 2.7 : Türkiye brüt elektrik tüketiminin yıllar itibariyle gelişimi.	13
Şekil 3.1 : Türkiye elektrik toptan satış piyasaları (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. Genel Müdürlüğü , 2015).....	17
Şekil 4.1 : Normal koşullarda ve kıtlık koşullarında piyasa fiyat oluşumu (FTI CL Energy, 2016).	24
Şekil 4.2 : Yenilenebilir enerji üretim artışının merit order’a etkisi (Sia Partners, 2013).	25
Şekil 4.3 : İspanya’daki doğalgaz ve kömür santrallerinin yıllık toplam çalışma süreleri (Bahar & Sauvage, 2013).	26
Şekil 4.4 : Elektrik piyasalarında yatırım döngüsü (Eurelectric, 2004).	27
Şekil 4.5: Kapasite mekanizması modelleri.....	28
Şekil 4.6 : Risk ve aciliyet durumuna göre kapasite mekanizmaları (Winzer, 2015).	32
Şekil 4.7 : Avrupa komisyonu inceleme raporuna göre ülkelerin mevcut, planlanan ve beklemede olan kapasite mekanizması uygulamaları (European Commission [b], 2016).....	34
Şekil 4.8 : Fransa kış dönemi puant elektrik talebi gelişimi (International Energy Agency [a], 2017).....	35
Şekil 4.9 : Fransa kapasite mekanizması tasarımı (RTE, 2017).	38
Şekil 4.10 : Birleşik Krallık kapasite piyasası katılımcılarının sınıflandırılması ve katılım seçenekleri (EMR Delivery Body [b], 2017).	42
Şekil 4.11 : Kapasite piyasası süreçleri (EMR Delivery Body [e], 2017).	43
Şekil 4.12 : Bağlantı kapasitesi hesaplama yöntemleri (EMR Delivery Body [c], 2017).	45
Şekil 4.13 : Kapasite ihalesi talep eğrisi (EMR Delivery Body [c], 2017).	47
Şekil 4.14 : Kapasite piyasası yükümlülükleri ve süreçler (EMR Delivery Body [b], 2017).	49
Şekil 4.15 : 2016 yılı T-4 ihalesi sonuçları.....	51
Şekil 4.16: 2016 T-4 İhalesi merit order.....	52
Şekil 4.17 : Fark kontratları ödemelerine örnek gösterim (EMR Settlement Limited, 2017).	54

Şekil 4.18 : İspanya kurulu güç gelişimi (2006 – 2016) (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2016).	55
Şekil 4.19 : İspanya elektrik üretiminin yakıt tipine göre dağılımı (2006 – 2015) (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2016).	56
Şekil 4.20 : Kapasite ihalesi sonuçlarının basit gösterimi.	63
Şekil 5.1 : Türkiye kış ve yaz puant talebinin gösterimi.	68
Şekil 7.1 : Kapasite mekanizmasına katılan santrallerin kurulu güç gelişimi.	120

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA KAPASİTE MEKANİZMASI UYGULAMASI VE SANTRAL GELİRLERİNE KATKISINA İLİŞKİN İNCELEME

ÖZET

Enerji piyasaları dünya çapında olduğu gibi, ülkemizde de sürekli bir gelişim ve dönüşüm sürecindedir. Tarihe bakıldığında, büyüyen ekonomiler ve artan elektrik taleplerinin geleneksel modellerle karşılanamaz hale gelişinin, enerji piyasalarının oluşmasına ve gelişmesine olanak sağladığı görülmektedir. Günümüzde ise politik, ekonomik ve teknolojik kısıtlar ve gelişmeler, sektör dinamiklerini halen önemli ölçülerde değiştirebilmektedirler.

Türkiye elektrik piyasasının gösterdiği gelişim ve arz güvenliği konusunda orta ve uzun vadede ortaya çıkabilecek riskler göz önünde bulundurularak 2018 yılı başında kapasite mekanizması devreye alınmıştır. Yalnızca belirli kriterleri sağlayan üretim santrallerinin yararlanabildiği bu mekanizmanın, elektrik piyasasındaki düşük fiyat seyrinden dolayı karlılık oranları beklentilerin altında olan santrallere ne kadar ilave gelir sağlayacağı, bu santrallerin bütçe planlamaları ve gelecek dönem yatırımlar için önemli bir sinyal konumundadır.

TEİAŞ tarafından işletilecek olan ve gün öncesi piyasasında gerçekleşen fiyatlar ile yönetmelik kapsamında belirlenen sabit maliyet ve değişken maliyet gibi parametreleri göz önünde bulundurarak gerekli ödemelerin hesaplandığı bir kapasite mekanizması kurgulanmıştır.

Bu çalışmada Türkiye elektrik piyasasının tarihsel gelişimi incelendikten sonra, ülkemizde elektrik ticaretinin yapıldığı piyasalar sıralanmış ve açıklanmıştır. Bu aşamada elektrik enerjisinin özellikleri ve bu özelliklerinin elektrik ticaretine etkileri de yorumlanmıştır.

Çalışmada kapasite mekanizması uygulamalarına dair detaylı bir literatür araştırması yapılmış ve kapasite mekanizmasına ihtiyaç duyulmasının nedenleri tartışılmıştır. Bu nedenler ile paralel olarak, özellikle Avrupa ülkelerinde uygulanan yöntemler incelenmiştir. Türkiye elektrik piyasasında kapasite mekanizmasının gerekliliği geçmiş dönem gerçekleşen elektrik fiyatları ve arz güvenliği kriterlerinin analizi doğrultusunda tartışılmıştır.

Santrallere bu mekanizma kapsamında yapılacak olan ödemeleri tahmin edebilmek için öncelikle saatlik bazda elektrik fiyat tahminine ihtiyaç duyulmuştur. Bu ihtiyacı karşılamak için APLUS Enerji tarafından geliştirilen uzun dönem fiyat tahmin modeli AVIEW | MarketSIM kullanılmıştır. Elektrik talebi, yenilenebilir enerji kurulu güç gelişimi ve kapasite faktörleri, yakıt fiyatları, USD kuru tahmini gibi girdiler kullanılarak 2017 – 2027 dönemi için saatlik bazda fiyat tahmini çalışması gerçekleştirilmiştir.

Kapasite mekanizması yönetmeliğinde belirlenmiş olan parametreler ve yapılan diğer girdi tahminleri (USD/TL kuru, enflasyon, yakıt fiyatları vb.) kullanılarak 10 yıllık

dönemin her saati için yerli kömür, doğal gaz ve ithal kömür santralleri için kapasite mekanizması gelir tahmini yapılmıştır.

CAPACITY MECHANISM IN TURKISH ELECTRICITY MARKET AND ITS CONTRIBUTION TO POWER PLANT REVENUES

SUMMARY

Energy markets in Turkey, like those around the world, are in a continuous development and transition process. It is clear that the traditional models become incapable of meeting the increasing electricity demand in emerging economies, which leads to the creation and/or development of energy markets. Nowadays; political, economic and technological progress and constraints, can still change the sector dynamics to a considerable extent.

Turkish electricity market has shown a significant growth in recent years, with its electricity demand and installed capacity increasing. This growth has led to discussions on the implementation of a capacity mechanism in the country, not because of a short-term threat to its security of supply, but because of signals for mid to long term risks. These risks have risen from the fact that the oversupply capacity that Turkey is experiencing in its electricity market these days, have led to a drop in market prices. Existing power plants have often suffered from the low prices, where their operating hours and spark spreads have dropped significantly. Although it is still at a moderate level, the growth of renewable energy plants in the country have also added more pressure on thermal power plants (i.e. local coal and natural gas power plants). After lengthy discussions, Turkey's transmission system operator, TEİAŞ have decided to pursue options for a capacity mechanism. Such an option to implement a capacity mechanism in Turkey was already mentioned in the Energy market law, which paved the way for the introduction. Following a consultation period, the operator have approved the implementation of capacity mechanism in late 2017.

The regulation on capacity mechanism was published in late 2017, with the enactment of the regulation and the first implementation period starting in January 2018. With the introduction of the capacity mechanism, the amount of payment which power plants will receive from the mechanism, became a significant input for companies' budget planning purposes among others. The mechanism also enables (for the time being) new entrants in the market, albeit there is no written confirmation on how long the mechanism will last. It is said on the regulation that TEİAŞ will evaluate each year its needs to ensure security of supply and calculate a maximum budget TEİAŞ can pay. For new entrants, the possible income to be received via capacity mechanism is also very useful for investment planning process.

Within the scope of this study, the historical evolution of Turkish electricity market have been detailed, with a particular interest in the reforms experienced. The historical evolution have been divided into five stages; namely Before TEK period, TEK period, Reform Period, 1984 – 2001 period and liberalization period. The development of electricity demand and installed capacity of the country have also been provided in this context.

Following the introduction into Turkish electricity market, the main principles regarding electricity trading have been reviewed, taking into account the special features of electricity as a commodity. It is a known fact that electricity is still not an economically storable commodity in large scale, therefore it has to be generated and consumed simultaneously, leading to some constraints in its trading.

There are many opportunities for electricity trading in Turkey. The alternative markets, including bilateral agreement and OTC, spot markets including day ahead market and intraday market, real time markets like balancing and ancillary services market are examples of a physical electricity trading opportunity in Turkey. There is also a chance to trade in futures contracts within Borsa Istanbul, with an intention to secure buyers/sellers from possible fluctuations in the market prices.

There are several constraints to be considered when setting up an electricity market. The most important of all is to create a market and transmission system enable to meet the future electricity demand. The market should also allow the end-user to procure electricity with the optimum price. The first article of Electricity Market Law in Turkey defines the aim of the law as creating a financially strong, stable, transparent and competitive electricity market in order to provide sufficient, continuous, low-cost and environment friendly electricity. The sufficiency and stableness of the electricity is directly linked with the security of supply, which is the main reason behind any capacity mechanism in electricity markets worldwide.

Capacity mechanism is the name given to any remuneration mechanism for power plants, in order to meet the future electricity demand and ensure security of supply. Within these mechanisms, participating power plant are being paid, not only for the electricity they generated, but also for being available to generate when requested by the system operator.

The reasons related to the necessity of capacity mechanisms have been detailed in this study under three main topics; economic, technical and political.

There are many methods when implementing a capacity mechanism, starting from capacity markets (where power plants bid for a pre-defined capacity requirement for a pre-defined period) and strategic reserves. The different methods for capacity mechanism implementation have been reviewed in this study. The associated risks in the market and their urgency level have also been brought together and the method which would satisfy the needs have been described. The review of capacity mechanism in European Union countries in this study has also provided more insight into the details of the implemented capacity mechanisms. When available, numeric details such as require capacity and payments made to power plants in the EU countries' capacity mechanism have been noted.

Turkey's installed capacity have grown very steadily over the last two decades. Although the electricity demand also increased, the growth in supply side have led to an over-supply situation, which inevitably led to low prices in the electricity market. When analysing the reasons to why Turkey needed a capacity mechanism, the peak demand and availability ratios of power plants have been calculated. It has been noted that Turkey's peak demand has been shifted from winter months to summer, largely due to excessive use of cooling systems. The country's peak demand has now reached 47.062 MW in 2017. Between 2006 and 2016, the renewable power plants (including hydro, geothermal, wind and others) have contributed c.a. 34% to meet the peak demand, where the remaining 64% have been met by thermal power plants (lignite, imported coal, natural gas).

The reserve capacity of Turkey, calculated according to the installed capacity vs. peak demand have reached 67.9% in 2013 and have been c.a. 70.0% since then. The actual reserve capacity calculated according to the installed capacity sits at 69.7% in 2017. However, when defining the reserve capacity, a better approach to be used is using the available capacity numbers instead of installed capacities. When calculated according to the available capacity vs the peak demand, Turkey's reserve capacity is 13.6% in 2017. The reserve capacity ratio is indicating an over-supply in the market, since the expected reserve capacity would be in the range of 4-5%, according to a study by Royal Academy of Engineering. This figure might change from country to country and also according to the strategy of the transmission system operator.

The downward trend in the electricity market prices in Turkey has a negative effect on the operating hours of natural gas power plants. The calculated number of hours, when market price is above the marginal cost of a CCPP (combined cycle power plant), for the year 2007 was c.a. 6.500, which is in the range of a targeted operating hours for a CCPP investment. However, the positive spark spread hours have dropped as low as 3.000 in 2015 and with a slight increase in 2017 (due to low generation from hydropower plants), have reached 5.274 hours.

Although Turkey is in a safe condition with respect to supply security, thanks to its reserve capacity, the drop in electricity market prices have led to concerns over some generators, who might not prefer to continue operations due to low income. The implemented capacity mechanism has aimed to keep these power plants in the system, in order to prevent any future problems.

Turkey's capacity mechanism is only applicable to a pre-qualified power plants, which can be summarized as:

- Local coal power plants above 50 MW installed capacity
- Natural gas power plants above 100 MW installed capacity and 50% efficiency threshold and below age of 10 (according to earliest commissioning date of any unit)
- Imported coal power plants which can generate electricity using local coal (below age of 10 according to earliest commissioning date of any unit)

The capacity mechanism has been set up in a way that is not effecting the electricity market prices in the spot market (day-ahead market). The calculation method is a post-process based method. EMRA, the market regulator have defined three indexes for each fuel type: fixed cost component, variable cost component and anticipated utilization ratio. The capacity mechanism payments will be made according to the below defined rules:

- (1) If market prices are below the variable cost component (Market Price < Variable Cost component)

the payment is calculated as

$$\text{Capacity Payment} = \text{Fixed Cost Component} * \text{Anticipated Utilization Ratio}$$

- (2) If market prices are above the variable cost component, but below the total cost component (Variable Cost Component < Market Price < Total Cost Component¹)

¹ Total Cost Component = Fixed Cost Component + Variable Cost Component

the payment is calculated as

Capacity Payment = (Total Cost Component – Market Price) * Anticipated Utilization Ratio

- (3) If market prices are above total cost component (Market Price > Total Cost Component)

there is no payment.

This study have aimed to forecast the capacity market income for power plants. In order to calculate the expected income, the hourly electricity market price forecast is required. The electricity market prices have been forecasted using the fundamental electricity market price forecast model AVIEW MarketSIM, developed by APLUS Enerji. The forecast period of this study is between 2018 and 2027, where all inputs to the price forecast study have been detailed, starting from demand forecast and commodity prices, as well as capacity growth forecast for renewable power plants. The special features of Turkish electricity market, such as bidding strategies of state owned companies EUAS and TETAS, have been taken into consideration when forecasting the hourly electricity market prices.

In addition to hourly electricity market prices, the forecasts for fixed cost and variable cost component indexes into the future are also required to forecast a capacity mechanism income for power plants. These indexes have been forecasted by using the USD/TL exchange rate, inflation and TEIAS system costs forecasts.

Once the hourly market prices and cost components are forecasted, another calculation tool has been studied on MS Excel format, in order to calculate the required capacity mechanism payments for each fuel type on an hourly basis. Since the number of power plants participating in the mechanism is known for year 2018 and possible entrants are defined, the duration of each power plant within the mechanism has been calculated with respected to given constraints in the regulation.

The hourly calculated capacity mechanism payments have then been grouped according to fuel type, to calculate the total capacity mechanism payments for all power plants. Sppecifically, the capacity market income for selected reference power plants (600 MW imported coal power plant, 800 MW natural gas power plant and 600 MW local coal power plant) has been provided in the results sections.

1. GİRİŞ

1.1 Tezin Amacı

Enerji piyasaları dünya çapında olduğu gibi, ülkemizde de sürekli bir gelişim ve dönüşüm sürecindedir. Tarihe bakıldığında, büyüyen ekonomiler ve artan elektrik taleplerinin geleneksel modellerle karşılanamaz hale gelişinin, enerji piyasalarının oluşmasına ve gelişmesine olanak sağladığı görülmektedir. Günümüzde ise politik, ekonomik ve teknolojik kısıtlar ve gelişmeler, sektör dinamiklerini halen önemli ölçülerde değiştirebilmektedirler.

Elektrik piyasası açısından bakıldığında, 14/3/2013 tarihli ve 6446 numaralı Elektrik Piyasası Kanunu'nun amacını tarifleyen 1. maddesinde de belirtildiği üzere, “elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösteren, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin yapılmasının sağlanması” esastır.

Elektriğin yeterli bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulmasından anlaşılan, ülkenin elektrik enerjisi bakımından arz güvenliğinin sağlanmasıdır. Elektrik Piyasası Kanunu'nun 20. maddesine göre, ülkemizde elektrik enerjisi arz güvenliğinin izlenmesinden ve arz güvenliğine ilişkin tedbirlerinden alınmasından sorumlu olan kurum Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'dır. Arz güvenliğinin sağlanması için alınabilecek tedbirler arasında belirtilen kapasite mekanizmalarının oluşturulması 2008 yılından itibaren tartışılan bir kavram olarak karşımıza çıkmaktadır. Kanunda uzun süredir bulunan ilgili maddeye rağmen, Türkiye'de kapasite mekanizmasının kurulmasına ilişkin somut adımlar 2017 yılında atılabilmektedir. 20 Eylül 2017 tarihinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından yayımlanan “Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmelik Taslağı” ile birlikte, kapasite mekanizmasının temel ilkelerine ilişkin bilgiler kamuoyu ile

paylaşılmıştır. Yönetmeliğin son hali ise 20 Ocak 2018 günü Resmi Gazete’de yayımlanmıştır.

Bu tez çalışmasında, kapasite mekanizması / piyasası uygulamalarına dair detaylı bir literatür araştırmasının yapılmasıyla birlikte, ülkemiz elektrik piyasasındaki arz güvenliği durumu ele alınmış ve kapasite mekanizması uygulamasının gerekliliğinin incelenmesi, 2018 yılı başında uygulamaya geçen kapasite mekanizmasının toplam bütçesi ve santrallerin gelirlerine katkısının, uzun dönemli elektrik fiyat tahmin çalışmasından yararlanılarak tahmin edilmesi hedeflenmiştir.

1.2 Çalışmanın Yöntemi

Çalışma kapsamında öncelikle Türkiye elektrik piyasasının tarihsel gelişimi ve bugünkü piyasa yapısına, katılımcılarına ve elektrik ticaretinin prensiplerine ilişkin bir inceleme yapılmıştır.

İkinci olarak, kapasite mekanizması ve kapasite piyasaları da dahil olmak üzere, arz güvenliği kapsamında diğer ülkelerde işletilmekte olan benzer modellerin incelenmiştir. Bu incelemede özellikle Avrupa ülkeleri üzerine yoğunlaşmış ve Fransa, Almanya, Birleşik Krallık, İspanya ve İtalya’da mevcut ya da planlanan kapasite mekanizması /piyasası modelleri incelenmiştir. Konula ilgili daha önce yürütülen araştırmalar ve yayımlanan analiz raporları detaylı olarak 4. Bölümde incelenmiştir. İlgili ülkelerin yürüttükleri çalışmaların sonuçlarını da içeren bulguların da dahil edildiği geniş kapsamlı bir literatür araştırması gerçekleştirilmiştir. Araştırmanın devamında, mevcut uygulamaların sınıflandırılmasıyla birlikte, kapasite mekanizmalarına ihtiyaç duyulmasının nedenleri belirlenmiştir.

Türkiye’nin 2018 yılı başından itibaren uygulamaya aldığı kapasite mekanizmasının işleyişine geçmeden önce, ülkemizin bu mekanizmaya ihtiyaç duyup duymadığı irdelenmiş ve geçmiş dönem verileri kullanılarak, gerçekleşen elektrik fiyatlarına göre santral karlılığına ilişkin ekonomik analiz gerçekleştirilmiştir. Uygulamaya geçilen kapasite mekanizmasına ilişkin yasal düzenlemeler detaylıca irdelenmiş ve kapasite ödemelerinin nasıl gerçekleşeceğine ilişkin bilgiler özetlenmiştir.

Uzun dönem elektrik fiyat tahmin çalışması için kullanılan metodolojinin aktarılmasının ardından, APLUS Enerji tarafından geliştirilen uzun dönem fiyat

tahmin modeli AVIEW | MarketSIM kullanılarak, 10 yıllık dönem için elektrik fiyat tahmini gerçekleştirilmiştir. Kapasite mekanizmasının işleyiş koşullarına ve ödeme parametrelerine göre yapılan analizler sonucunda, saatlik bazda çalışılarak, kapasite mekanizması kapsamında yapılacak toplam ödeme ve bu tutarın yakıt tipi bazındaki kısıtlımı ile, elektrik üretim santrallerinin yıl bazında elde edecekleri kapasite ödemeleri, uzun dönem elektrik fiyat tahmininden yararlanılarak, tahmin edilmiştir.

2. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINA GENEL BAKIŞ

Gelişmekte olan bir ülke olarak tanımlanan ve ekonomisindeki büyüme ivmesine paralel olarak enerji ihtiyacı sürekli olarak artan ülkemiz, bu enerji ihtiyacının karşılanabilmesi ve enerji piyasalarının gelişen dinamiklerine uyum sağlayabilmesi için sayısız reform gerçekleştirmiştir. Bu reformların ana amacı ülkemizin büyüme ivmesini desteklemek ve artan enerji ihtiyacını karşılamak için gerekli olan yatırımların yapılmasını sağlamaktır.

Tez çalışmasının bu bölümünde, enerji piyasaları genelinden ayrılarak, Türkiye elektrik piyasasında yaşanan bu reformlar incelenmiş, piyasasının gelişimindeki önemli kilometre taşları açıklanmış ve günümüzdeki değer zinciri özetlenerek, elektrik talebi ve kurulu gücün gelişimine ilişkin istatistikler gözden geçirilmiştir.

2.1 Türkiye Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi

2.1.1 Türkiye Elektrik Kurumu öncesi dönem

Türkiye’de elektrik enerjisi üretimi Mersin’in Tarsus ilçesinde kurulan ve 2 kW kurulu güce sahip olan bir mikro hidroelektrik türbini ile başlamıştır (Tutuş, 2006). Ticari anlamda ilk elektrik üretim tesisi ise 1913 yılında İstanbul’da kurulan ve yakıt olarak taş kömürü kullanılan Silahtarağa elektrik santralidir.

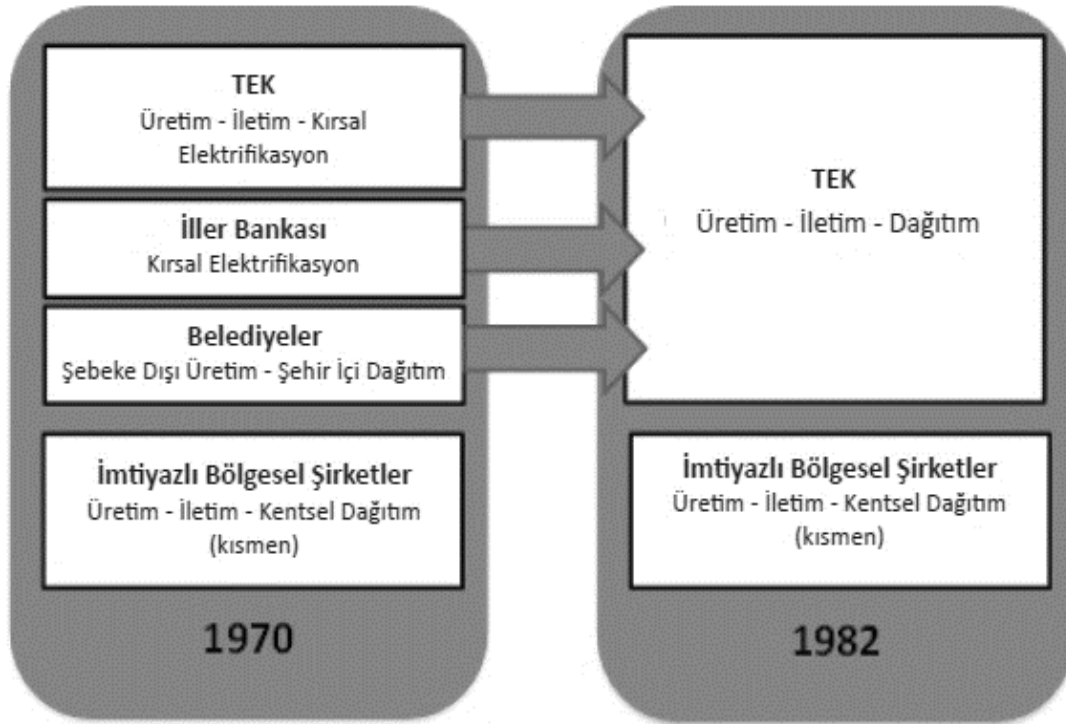
Türkiye Cumhuriyeti’nin kurulduğu 1923 yılına gelindiğinde, toplam kurulu gücün 32 MW’a ulaştığı bilinmektedir (Dünya Bankası, 2015). 1935 yılına kadar genellikle özel girişimlerin hakim olduğu elektrik sektöründe², bu yıl itibarıyla kamusallaştırmaya gidilmiştir. 1935 – 1970 yılları arasında elektrik sektöründe yapılan yatırımlar, Etibank ve İller Bankası gibi kamuya ait kalkınma bankaları başta olmak üzere, Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) ve Devlet Şu İşleri (DSİ) tarafından yapılmıştır.

² Bu dönemde henüz bir piyasa yapısı kurulmadığından, ifadeler elektrik sektörü olarak kullanılmıştır.

1970 yılına gelindiğinde ülkemizin kurulu gücü 2.188 MW'a yükselmiştir. Bu kurulu gücün 1.994 MW'lık kısmı kamu şirketleri tarafından inşa edilirken, geriye kalan 194 MW ise kamu-özel sektör ortaklığı olarak tasarlanan imtiyaz şirketleri tarafından kurulmuştur.

2.1.2 Türkiye Elektrik Kurumu dönemi

Elektriğin üretimi, iletimi ve dağıtımı alanlarında artan taleplere cevap verebilecek kurumsal bir yapıya duyulan ihtiyaç doğrultusunda 1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. TEK'in kurulmasıyla birlikte kentsel ve kırsal elektrifikasyonun sağlanması ile enterkonnekte elektrik iletim ağının geliştirilmesi hedeflenmiştir. 1982 yılında kentsel elektrik dağıtımının da belediyelerden alınarak TEK'in görev alanına dahil edilmesi ile birlikte kurum dikey bütünleşik yapıya sahip olmuştur. Bu dönemde özel sektörün katılımı ise oldukça kısıtlıydı ve yalnızca iki adet dikey bütünleşik bölgesel imtiyaz şirketi ve küçük bir bölgede faaliyet gösteren bir imtiyazlı dağıtım şirketi sektörde yer almaktaydı. Literatürde TEK dönemi olarak adlandırılan ve 1970 – 1984 yılları arasındaki yılları kapsayan bu dönemde sektörün yapısı Şekil 2.1'de sunulmuştur.



Şekil 2.1 : TEK Döneminde elektrik sektörünün yapısı (Dünya Bankası, 2015).

2.1.3 Elektrik sektöründe yapılan reformlar

Termik santrallerin yakıtları açısından ithalata bağımlı olmamız ve 1970’li yılların sonunda dünya çapında baş gösteren enerji krizi nedeniyle petrol fiyatlarının yükselmesi gibi nedenlerle 1970’li yılların sonunda ülkemizde elektrik kesintileri yaşanmıştır. Bu dönemin ardından yaşanan siyasi değişimlerin de etkisiyle birlikte, elektrik sektöründe reformlar başlamış oldu. 1983 yılından itibaren uygulanan ekonomi politikalarının ana teması serbest piyasa ekonomisi olurken, devletin ekonomideki payının azaltılması sağlandı. Tüm bu gelişmeler elektrik sektöründe de etkisini göstermiş ve özel şirketlerin gerek finansman gerekse de sektör bazlı becerilerin geliştirilmesinde önemli roller üstlenmesinin önü açılmıştır. Bu reform döneminin ilk aşamasını 1984’ten 2001’e kadar geçen dönem olarak ele almak uygun olacaktır. Öyle ki, 2001 yılında yürürlüğe giren elektrik piyasası kanunun getirdiği değişiklikler, artık sektör kavramından bir sonraki aşamaya yani elektrik piyasası modeline geçiş yapılmasına olanak sağlamıştır.

2.1.4 1984 – 2001 yılları arasındaki dönem

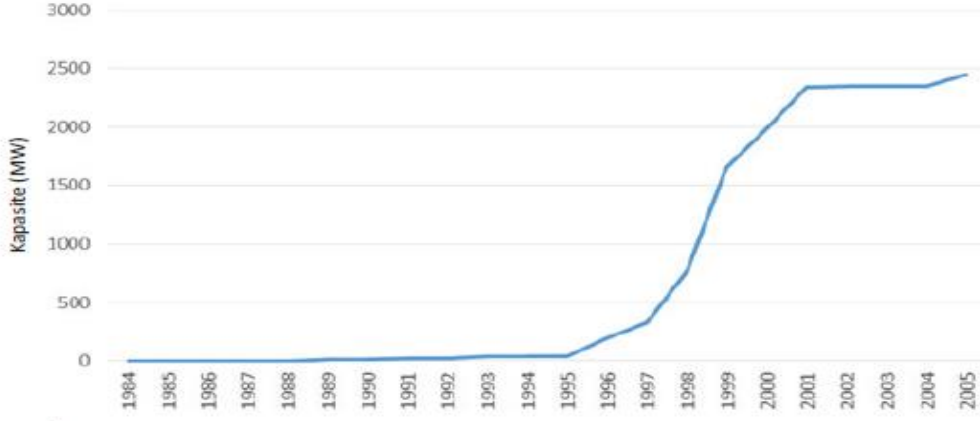
Dikey bütünleşik ve doğal tekel olarak elektrik sektörünü domine eden TEK’in tekelinin kaldırılması ve sektörün özel şirketlere açılmasına karar verilmesinin ardından Aralık 2014’te yürürlüğe giren 3096 sayılı Kanun ile Yap-İşlet (Yİ), Yap-İşlet-Devret (YİD), İşletme Hakkı Devri (İHD) ve otoprodüktör modelleri, özel şirketlerin sektöre katılımını sağlamıştır (Tutuş, 2006).

1993 yılında TEK’in yeniden yapılandırılmasıyla birlikte iki ayrı kamu şirketi elektrik sektörüne dahil olmuştur. Türkiye Elektrik Üretim ve İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ)’nin kurulması, özel sektör katılımına olanak sağlayacak ilk düzenlemeler olmuştur.

Bu dönemde YİD modeli ile kurulan ve kurulu gücü toplam 2.450 MW olan 24 adet santral devreye girmiştir. Bu santrallerimn 4’ü doğal gaz kombine çevrim santrali iken, 18’i hidroelektrik santrali, geri kalan 2 adet santral ise rüzgar enerjisi santralidir. 1994 yılında çıkarılan kanun kapsamında kurulan YİD santrallerinin kurulu güç gelişimi Şekil 2.2’de sunulmuştur.

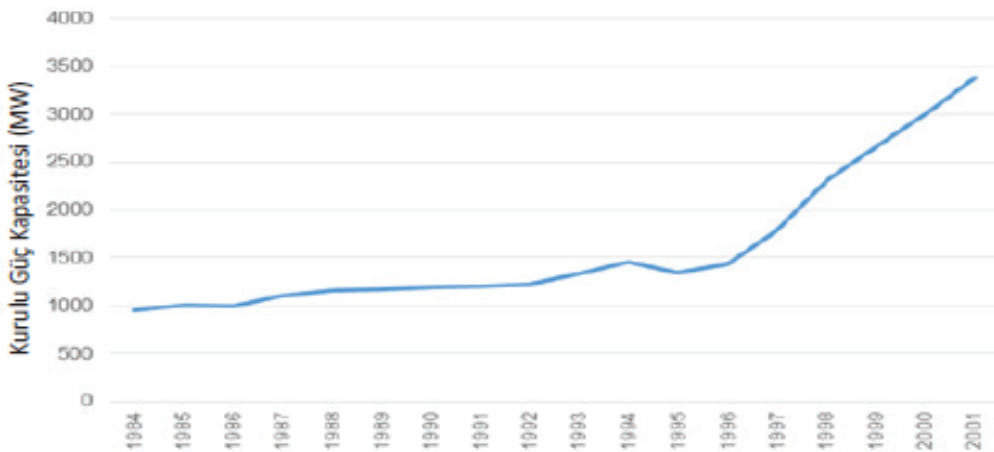
Aynı dönemde Yİ modeli ile kurulacak dört adet doğal gaz kombine çevrim ve bir adet ithal kömür santrali için anlaşmalar yapılmıştır. Toplam kurulu gücü 6.100 MW olan bu santraller 2002 – 2004 yılları arasında devreye girmişlerdir. Bu santrallerin

sözleşmeleri gereği al ya da öde koşulları bulunmaktadır. Bu nedenle serbest piyasa kapsamında tercih edilmeyen bu yöntemler, özellikle dönemin arz güvenliği açısından bulunduğu kritik nokta nedeniyle uygulanmıştır.



Şekil 2.2 : YİD santrallerinin kurulu güç gelişimi (1984-2015) (Dünya Bankası, 2015).

1984 – 2001 yılları arasında işletilen bir diğer yatırım modeli olan otoprodüktör modelinde ise, özellikle büyük sanayi tesisler, kendi elektriklerini (tamamı ya da bir kısmını) üretebilecekleri daha küçük kapasiteli kojenerasyon santralleri kurmuşlardır. Otoprodüktör modeli oldukça başarılı olmuş ve Şekil 2.3'te gösterildiği üzere, 2001 yılına gelindiğinde toplamda 3.500 MW'a yakın otoprodüktör santrali piyasada yer almıştır.



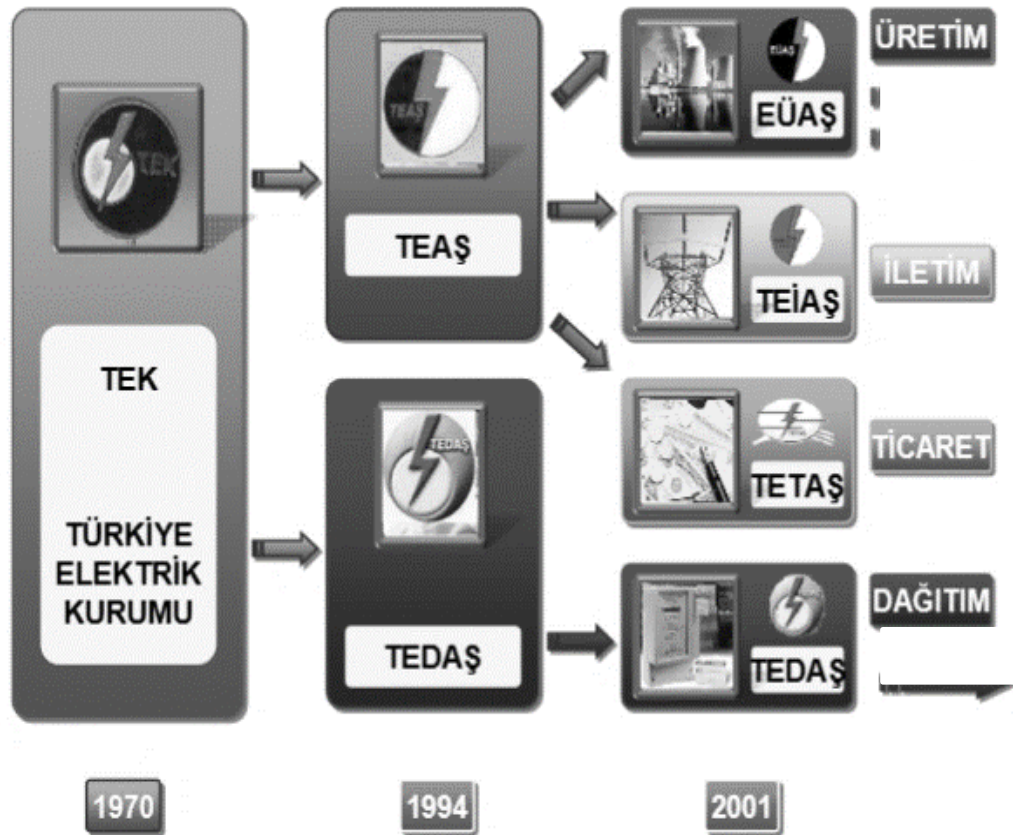
Şekil 2.3 : Otoprodüktör Tesisleri Kurulu Gücündeki Artış, 1984–2001 (MW) (Dünya Bankası, 2015).

2.1.5 Elektrik piyasasında serbestleşme dönemi

Elektrik piyasası kanununun yürürlüğe girmesi

Mart 2001’de yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu sektöre ilişkin yasal düzenlemelerin çerçevesini oluşturdu ve artık piyasa yapısına geçilen sektörde faaliyetlerin düzenlenmesi ve denetlenmesini yapmak üzere Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu’nu oluşturdu.

Yine aynı yıl kamu şirketlerinin yeniden yapılandırılmasına gidilmiş ve TEAŞ ile TEDAŞ şirketleri, Şekil 2.4’te sunulduğu gibi ikiye ayrılmış şirket olarak çalışmaya devam etmişlerdir (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. Genel Müdürlüğü, 2009). Daha önce üretim ve iletim görevlerini üzerinde toplayan TEAŞ, Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) olmak üzere ikiye bölünmüştür. Aynı şekilde TEDAŞ şirketi de ticaret fonksiyonları için Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. Genel Müdürlüğü (TETAŞ) şirketini kurarken, dağıtım fonksiyonları TEDAŞ’ta kalmıştır.



Şekil 2.4 : Kamu enerji şirketlerinin yeniden yapılandırılması (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. Genel Müdürlüğü, 2009).

Strateji belgesinin yayımlanması

17 Mart 2004 tarihinde yayımlanan Elektrik Sektörü Reform ve Özelleştirme Strateji Belgesi (Yüksek Planlama Kurumu, 2004)'nin temel amacı, ekonomik ve sosyal hayatımızdaki yeri tartışılmaz olan elektrik enerjisinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulması şeklinde tanımlanmıştır.

Strateji belgesine göre, dengeleme ve uzlaştırma mekanizması ile bütünlenen, alıcılar ve satıcılar arasındaki ikili anlaşmalara dayalı bir serbest piyasa kurulması hedeflenmiştir. Bu piyasanın oluşturulmasındaki ana amaç, yeni yatırımların yapılabilmesi için öngörülebilirlik sinyallerinin yatırımcılara sağlanabilmesidir.

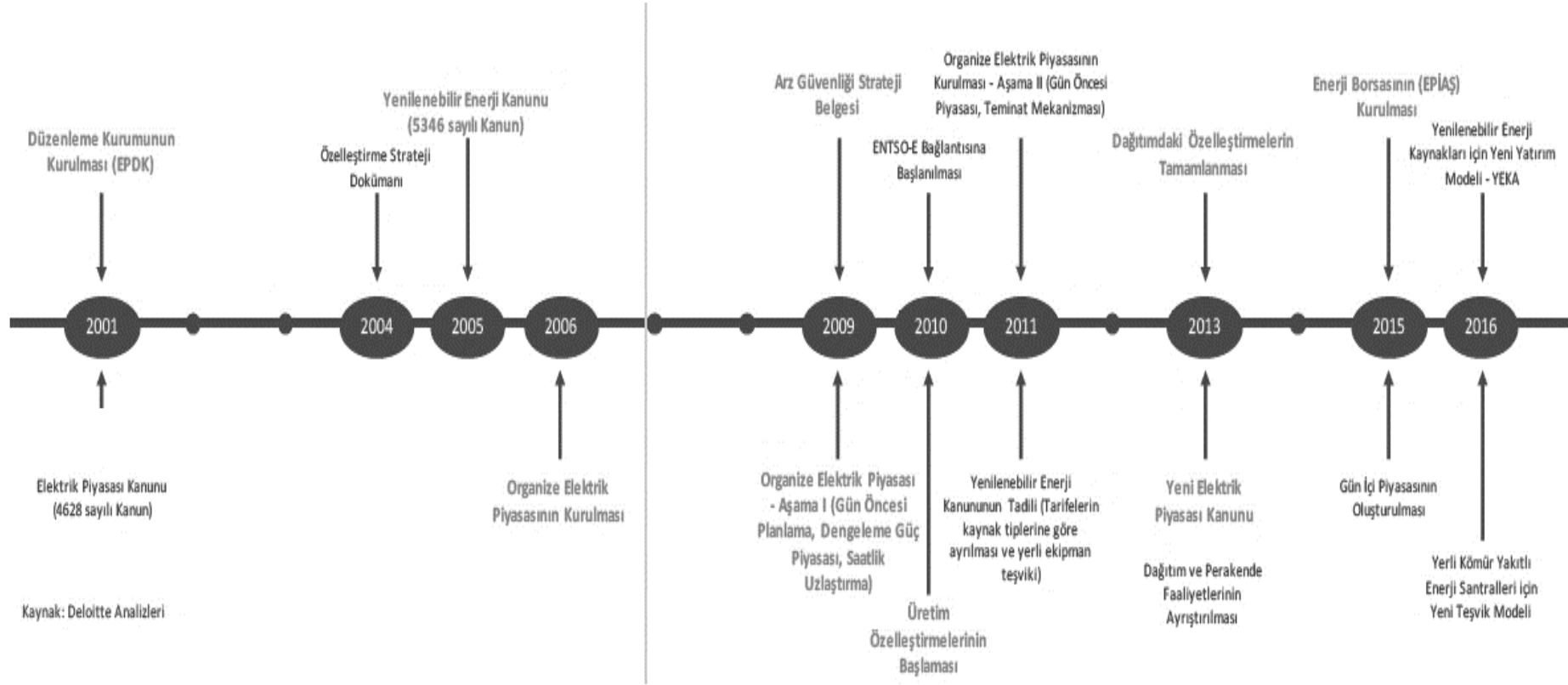
Bu çerçevede Kasım 2004'te Geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) tamamlanmış ve sanal piyasa uygulamaları TEİAŞ'a bağlı olan Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM)'nde yapılmıştır (Dünya Bankası, 2015).

Strateji belgesine göre piyasanın oluşumu için agresif denebilecek seviyede hedefler konulsa da, ilerlemeler bu hızla ile gerçekleşmedi. Ocak 2005'e kadar bir geçici dengeleme ve uzlaştırma mekanizması ve Temmuz 2006'ya kadar saatlik fiyatlar üzerinden işlem yapılan modern bir gün öncesi piyasası kurulması hedeflenmi olmasına rağmen, ilk adım 2006 yılında TEİAŞ'ın dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasını yöneten birimi Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM)'nin kurulması ile atıldı. 2009 yılında organize elektrik piyasaların kurulmasına yönelik olarak birinci aşamada gün öncesi planlama ve dengeleme güç piyasası oluşturularak, saatlik bazda uzlaştırma yapılmaya başlandı. Gün öncesi piyasasının kurulması ise ancak 2011 yılında gerçekleştirilebildi.

Yeni elektrik piyasası kanunu ve güncel gelişmeler

2013 yılında yayımlanan 6446 sayılı elektrik piyasası kanunun genel amacı, piyasa güvenilirliğini ve şeffaflığını artırmak olmuştur. Bu kanunun getirdiği bir zorunluluk olarak, aynı sene dağıtım şirketlerinin dağıtım ve perakende şirketleri yasal olarak ayrıştırılmış oldu. Dağıtım şirketlerinin özelleştirme süreci de 2013 yılında tamamlandı. 2015 yılına gelindiğinde piyasa işletmeciliği görevi PMUM'dan alınarak, EPİAŞ'a devredildi. Gün içi piyasasının devreye girmesi ile birlikte santrallerin dengesizlik yönetimlerini daha iyi yapabilmeleri için bir araç sağlanmış oldu.

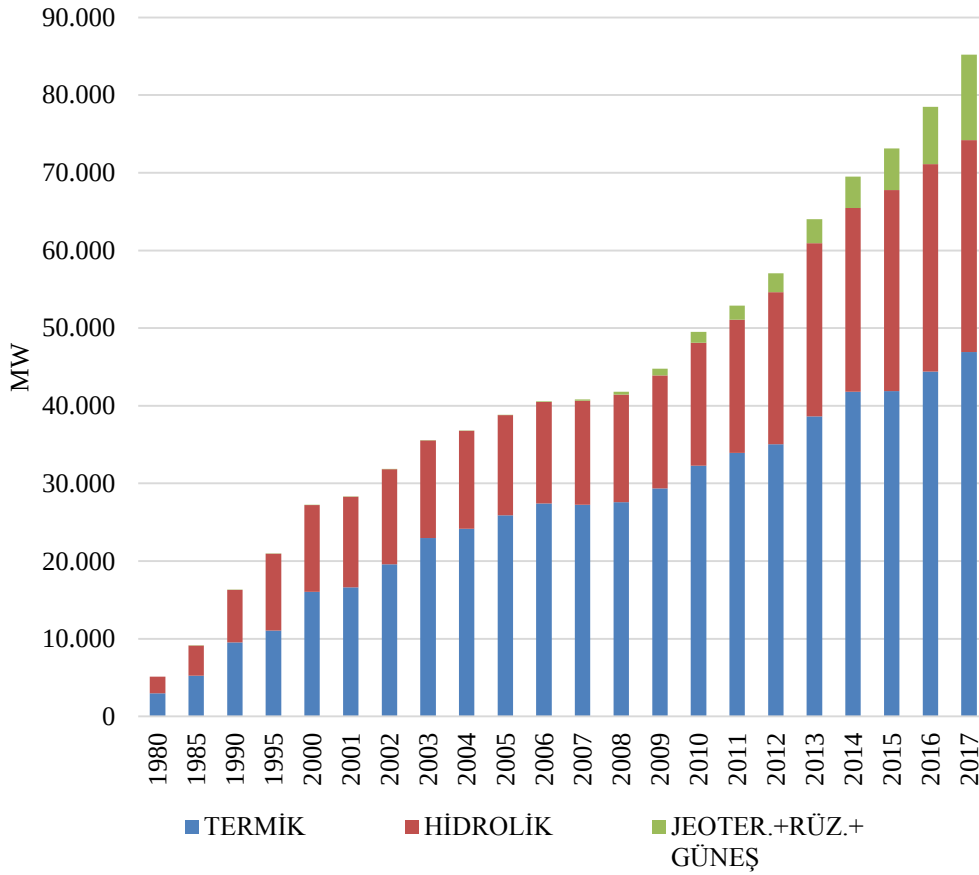
Yukarıda özetlenen tüm gelişmelerin kısa özeti Şekil 2.5'te sunulmuştur.



Şekil 2.5 : Türkiye elektrik piyasasının serbestleşme süreci (World Energy Council, 2016).

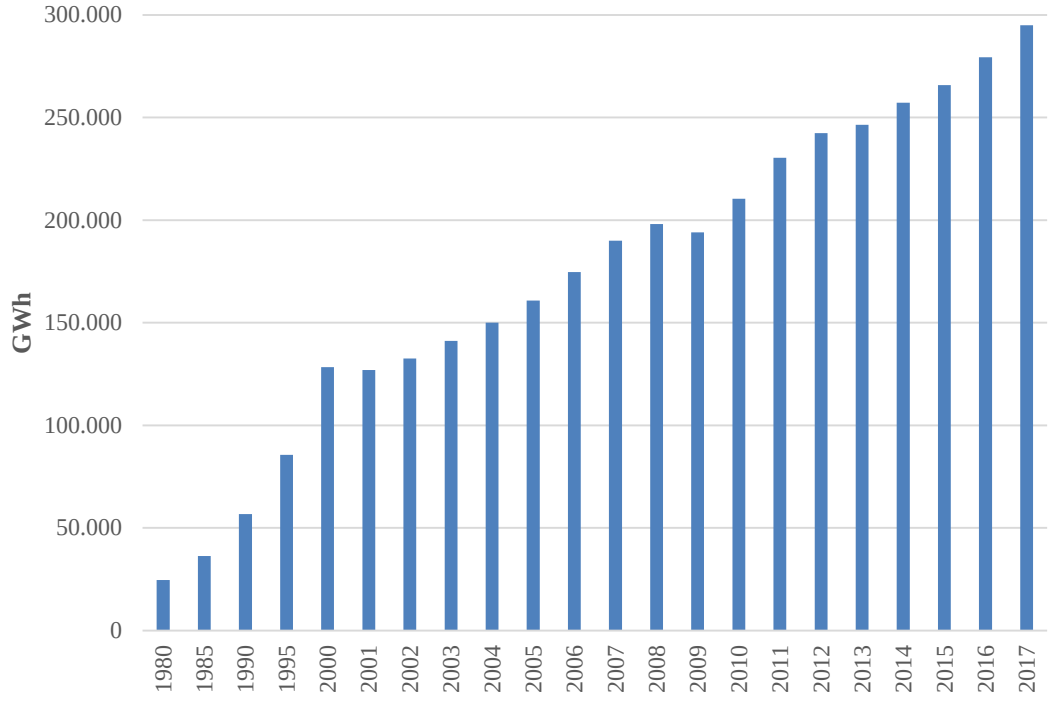
2.2 Elektrik Tüketimi ve Kurulu Gücün Yıllar İtibariyle Gelişimi

TEİAŞ verilerine göre, 1980 yılında ülkemizin kurulu gücü 5.119 MW seviyesinde iken, bu rakamın 20 yıl içinde 5 katından fazla büyüyerek 2000 yılında 27.264 MW seviyesine yükseldiği görülmektedir (Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri, 2018). 2007 yılından itibaren yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme dahil olmasıyla ve paylarını her geçen yıl artırmasıyla birlikte, kurulu güç gelişimi de hızını korumaktadır. Şekil 2.6'da görüldüğü üzere, 2016 yılı sonunda 78497 MW olan kurulu gücümüz, %8,5 oranında artarak 2017 yılı sonunda 85.200 MW'a ulaşmıştır (Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri, 2018).



Şekil 2.6 : Türkiye kurulu gücünün yıllar itibariyle gelişimi.

Brüt elektrik enerjisi tüketiminin artış hızına baktığımızda ise, 1980 yılından 2000 yılına geçen sürede, tüketimin 3.5 kat arttığını gözlemlemekteyiz. 2000 yılında 128.276 GWh olan yıllık elektrik tüketimi, %5'lik bir bileşik yıllık büyüme oranı ile 2017 yılında 294.340 GWh olarak gerçekleşmiştir (Şekil 2.7).



Şekil 2.7 : Türkiye brüt elektrik tüketiminin yıllar itibariyle gelişimi.

3. ELEKTRİK TİCARETİNİN TEMEL PRENSİPLERİ

Elektrik piyasalarının serbestleşmesi ile birlikte, “elektrik” entegre bir ürün olarak ele alınmamakla birlikte, ticareti yapılan bir emtia olan “elektrik” ile bu elektriğin “iletim ve dağıtım” hizmetlerini birbirinden ayrı ele almak gerekmektedir. “Utility” şirketleri kurulduğundan bu yana elektrik ticareti yapılıyor olmasına rağmen, ticaretin şekli zaman içinde oldukça değişmiştir . Ürün olarak nitelendirilen “elektriğin” ve elektrik ticaretinin birbirinden ayrıştırılmasından sonra, elektrik ticareti, elektriğin bir emtia olarak alınıp satılması ile, iletim servisi arasında da ayrıştırılmaya gidilmiştir (Boisseleau, 2004).

Elektrik enerjisinin emtialaştırılması, yani herhangi bir emtia olarak ticaretinin yapılması, toptan satış seviyesinde gerçekleşmektedir. Üretici ve tüketicilerin bu elektrik ticaretini nerede ve hangi piyasalarda yaptıkları ise değişkenlik gösterebilir. Elektrik ticaretinin yapıldığı piyasalar, ikili anlaşmalar piyasası ve organize piyasalar olarak ikiye ayrılır. Elektrik ticaretine ilişkin sözleşmeler, fiziksel teslim dayalı sözleşmeler ya da finansal sözleşmeler (hedging) olabilir. Hangi piyasada alım satım yapılırsa yapılsın, elektrik tedarik sözleşmeleri üç karakteristik özelliği mutlaka içerirler: belirli bir süre, elektrik enerjisinin miktarı ve fiyat. Bu özellikler dışında kalan diğer özellikler, piyasalar arasında değişiklik gösterebilir (Roggenkamp & François, 2005).

3.1 Elektrik Enerjisinin Özellikleri ve Bu Özelliklerin Elektrik Ticaretine Etkileri

Elektrik enerjisinin kendine has özellikleri nedeniyle, elektrik enerjisinin ticaretinin yapıldığı enerji piyasaları da diğer piyasalara göre yapısal olarak önemli farklılıklar göstermektedir. Elektrik enerjisi dışında diğer bütün emtiaların fiyat oluşum mekanizmasında, o ürüne özgü fiziksel dengelerin göz önünde bulundurulmasına gerek yok iken, elektrik enerjisi, fiyatın oluşumu aşamasında fiziksel dengelerin de göz önünde bulundurulması gereken tek emtia olarak göze çarpmaktadır (Sağlam, 2012).

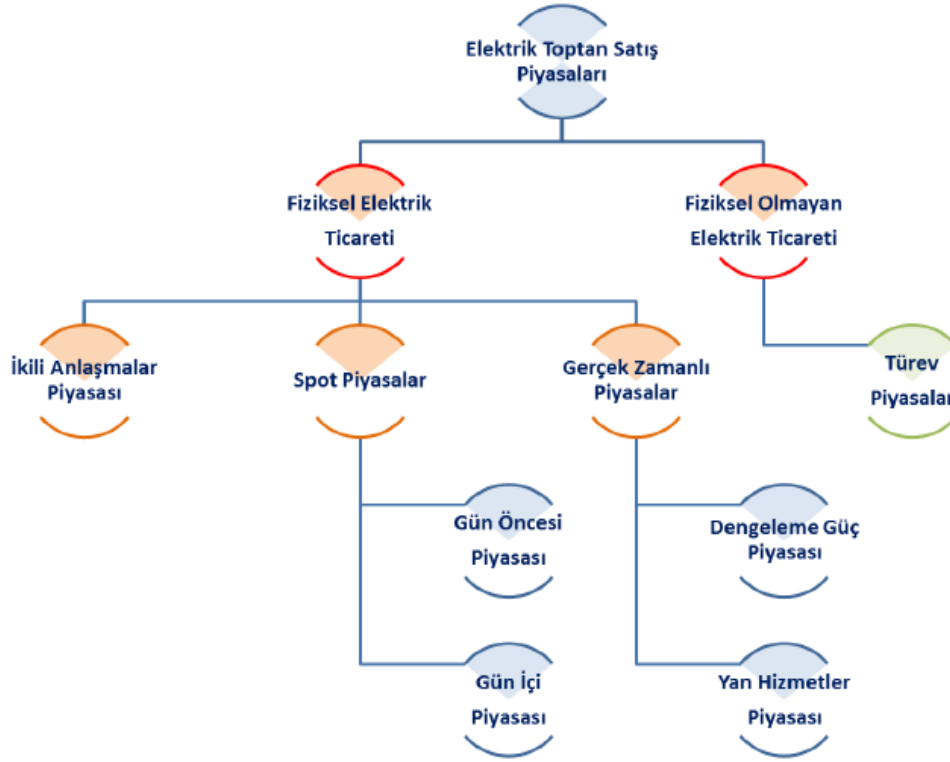
Elektrik enerjisini diğer emtialardan ayıran özelliklerden bazıları şöyledir:

- Elektrik diğer pek çok emtianın aksine verimli olarak depolanamayan ve dolayısıyla aynı anda hem üretilip hem de tüketilmesi gereken bir emtiadır. Elektriğin bu kendine has özelliği, elektrik ticaretinin de en temel dinamiklerinden birisini oluşturur ve bu özellik nedeniyle anlık elektrik talebinin ve arzının sürekli gözlemlenmesinden ve dengenin sağlanmasından sorumlu bir sistem operatörüne ihtiyaç duyulur (Tanrısever, 2014).
- Tüketiciler günlük hayatlarını devam ettirmek için elektrik enerjisine ihtiyaç duyarlar ve bu ihtiyaçlarını ikame edemezler. Bu nedenle elektrik fiyatlarındaki artış, kısa dönemde tüketicilerin elektrik talebinde büyük oranlı bir düşüşe neden olmamaktadır. Elektrik enerjisinin bu özelliği, düşük talep esnekliği olarak ifade edilmektedir.
- Elektrik enerjisi son tüketicilere iletim şebekesi vasıtasıyla ulaştırılmaktadır. Bu iletim hatlarının kapasitesi, elektriğin taşınmasıyla ilgili teknik bir kısıt oluşturmaktadır. İletim kapasitesinin üstüne çıkılması ve sistem dengesinin bozulması, sistemin çökmesine neden olabilmektedir. İletim kısıtları elektriğin fiyatının farklı bölgelerde farklı seviyelerde oluşmasına sebep olabilmektedir. Bu da hem üreticiler hem tüketiciler açısından ek fiyat riski anlamına gelmektedir. İletim kısıtlarının idaresi de yine sistem operatörü tarafından gerçekleştirilmektedir (Kölmek, 2009).

3.2 Türkiye Elektrik Toptan Satış Piyasaları

Türkiye elektrik piyasası, artan elektrik talebi ve kurulu gücüne paralel olarak, serbestleşme sürecinin de katkısı ile hızlı gelişim gösteren piyasalar arasında yer almaktadır. Çalışmanın önceki bölümünde detaylıca anlatılan reformlar, elektrik piyasasının bugün geldiği noktada çok büyük öneme sahiptir.

Bugün geldiğimiz noktada, piyasa için belirleyici düzenleme 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve bu kanuna eşlik eden yönetmelik ve tebliğlerdir. Elektrik toptan satış piyasalarının bu düzenlemelere ve elektrik ticaretinin koşullarına göre gruplandırılmış gösterimi Şekil 3.1’te sunulmuştur.



Şekil 3.1 : Türkiye elektrik toptan satış piyasaları (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. Genel Müdürlüğü , 2015).

3.2.1 Fiziksel elektrik ticareti

Ülkemizde fiziksel elektrik ticareti 3 ana başlık altında incelenebilir. Bunlar, ikili anlaşmalar piyasası, spot piyasalar ve gerçek zamanlı piyasalardır.

3.2.1.1 İkili anlaşmalar piyasası

İkili anlaşmalar piyasasında alıcı ve satıcılar, uzun vadeli sözleşmeler yapmak üzere anlaşabilirler. Bu sözleşmelerin süresi, miktarı ve fiyatı taraflar arasındaki müzakere sonucunda belirlenir. Bu tür sözleşmelerin amacı hem alıcı hem de satıcıyı piyasa risklerinden korumaktır. Tarafların ikili anlaşma yapabilmesi ve bu sözleşmelerin piyasa geneline yayılabilmesi için, elektrik piyasasındaki öngörülebilirlik çok önemlidir. Volatil bir piyasada ikili anlaşma hacimlerinde bir düşüş beklenir.

İkili anlaşmaların bir broker aracılığıyla gerçekleştiği, yani alıcı ve satıcının tekliflerini brokera ileterek, karşı tarafın kim olduğunu işlem tamamlanana kadar bilmediği durumlarda işlemin tezgahüstü (OTC: over-the-counter) piyasada yapıldığı söylenebilir.

Bu piyasalar organize olmayan piyasalar olmakla birlikte herhangi bir ürün standardı yoktur. Şirketler anlaşma koşullarına göre diledikleri formatta ürün oluşturabilirler, bu nedenle ürün çeşitliliğini artıran bir piyasadır. Piyasada derinliğin artmasına ve orta/uzun vadede referans fiyat oluşumuna katkı yaptıkları için, piyasanın genel anlamda gelişmesine de katkıda bulundukları söylenebilir.

3.2.1.2 Spot piyasalar

Gün öncesi piyasası : EPIAŞ tarafından işletilen gün öncesi piyasasında alıcı ve satıcıların her bir saat için sisteme girdikleri alış veya satış teklifleri değerlendirilerek, her saat içi bir referans fiyat bulunur. Piyasa takas fiyatı olarak adlandırılan bu referans fiyatı, saatlik olarak belirlenir ve gün öncesi piyasasındaki tüm işlemler bu fiyata göre yürütülür. Adından da anlaşılacağı üzere, katılımcılar bir sonraki gün için ticaret yapabilirler.

Gün içi piyasası : 1 Temmuz 2015'te faaliyete geçen gün içi piyasası, alıcı ve satıcıların portföylerini daha dengeli bir şekilde yönetmelerine olanak sağlar. Gün öncesi piyasası ya da ikili anlaşmalar kapsamında değerlendirilmeyen bir üretim söz konusu ise, bu üretimin gün içi piyasasında satılması, gerçek zamana yakın elektrik ticareti imkanı sunmaktadır. Örneğin bir rüzgar enerjisi santrali, tahmininden daha çok üretim yaptığı takdirde, bu üretimi satış teklifiyle gün içi piyasasına sunabilir. Eğer santralin üretimi beklenenden düşük ise, bu kez gün içi piyasasına alış yönünde teklifler girilerek elektrik açığı kapatılabilir.

3.2.1.3 Gerçek zamanlı piyasalar

Dengeleme güç piyasası: Katılımcıların dengesizliklerini gerçek zamanlı olarak yönetebilecekleri gerçek zamanlı piyasadır. Gün öncesi piyasası ve gün içi piyasasında dengelenemeyen üretimlerin, her bir saat için yük alma ve yük atma teklifleri değerlendirilerek, gerek duyulması halinde talimat verilmesi şeklinde işler.

Yan hizmetler piyasası: TEİAŞ tarafından sistem işletimi için gerekli olan primer ve sekonder frekans kapasitelerinin tedarik edildiği piyasadır. 2018 yılının Şubat ayından itibaren uygulamaya geçen yeni yönetmelik doğrultusunda, iki gün sonrası için tekliflerin toplandığı ihaleler şeklinde yönetilir. Bu ihaleyi kazanan üreticiler, santrallerini teknik özelliklerine bağlı olarak set-point kapasitesi denilen seviyede tutmak yani sürekli üretim yapmak durumdadırlar. Santrallere verilebilecek yük al ve

yük at talimatlarının yerine getirilememesi durumunda üreticilere ceza uygulanmaktadır.

3.2.2 Fiziksel olmayan elektrik ticareti

Türev piyasalar olarak adlandırılan ve fiziksel olmayan elektrik ticaretinin temel amacı, piyasa katılımcılarını piyasa risklerinden korumaktır. Ülkemizde Borsa İstanbul'da Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasasında işlem gören bu vadeli sözleşmeler, aylık, çeyreklik ve yıllık olarak düzenlenmektedir. Bu piyasalarda, ileri tarihte nakit uzlaşması yapılmak üzere elektrik sözleşmesinin, bugünden alış ya da satış işlemi yapılır. İkili anlaşmalar ya da tezgahüstü piyasalar gibi, türev piyasalarda da gelecek dönemdeki elektriğin fiyatına ilişkin tahminler doğrultusunda işlem yapılır. Bu açıdan bakıldığında piyasada öngörülebilirliğin, türev piyasalar için önemi çok yüksektir.

4. ELEKTRİK PİYASALARINDA KAPASİTE MEKANİZMASI UYGULAMALARI

4.1 Elektrik Piyasalarının Temel Amacı

Güvenilir bir elektrik enerjisi sisteminin ve buna paralel olarak iyi işleyen elektrik piyasalarının kurulmasında karar verici mercilerin göz önünde bulundurmak zorunda olduğu bazı planlama kısıtları bulunmaktadır. Bu kısıtlardan ilki ve en önemlisi, bütün tüketicilerin gelecek dönemdeki elektrik talebini karşılayabilecek bir piyasa ve iletim sisteminin yaratılmasıdır (Hawker ve diğ., 2017). Diğer kısıt ise, elektriğin son kullanıcıya en uygun maliyetle sağlanmasıdır.

İlave olarak, enerji yatırımların sosyal etkilerinin adil dağıtılması ve bu yatırımların devamlılığını sağlayacak ticaret mekanizmalarının varlığı da piyasaların temel amaç ve hedefleri arasında yer almaktadır.

Türkiye için önemli olan bir konu ise, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın "Milli Enerji ve Maden Politikası" olarak göze çarpmaktadır. Bu politika kapsamında, Türkiye'nin elektrik üretiminde yerli kaynakların payının artırılması hedeflenmektedir.

Bu temel amaç ve hedefler ışığında, Türkiye'de yürürlükte olan 6446 numaralı Elektrik Piyasası Kanunu ülkemiz elektrik piyasaları için genel çerçeveyi çizmektedir. Elektrik Piyasası Kanunu (Elektrik Piyasası Kanunu, 2013)'nin ilk maddesi şu şekildedir:

"Bu Kanunun amacı; elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösteren, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin yapılmasının sağlanmasıdır."

Elektrik Piyasası Kanunu'nda belirtilen, elektriğin yeterli ve sürekli olarak sunulmasına ilişkin konu, arz güvenliği başlığını işaret etmektedir. Arz güvenliğinin

temini için ise birden fazla etkenin ülkenin elektrik piyasası ve sistemi üzerindeki etkisi değerlendirilmelidir (Linklaters, 2014).

- Üretim Kapasitesi Yeterliliği

Üretim portföyünün kapasitesi, santrallerin emre-amadelik durumlarını da göz önünde bulundurarak, puant talebi karşılayacak kadar büyük olmalıdır. Kapasite yeterliliğinin sağlanması, orta-uzun vadede yatırım planlaması gerektiren bir konudur.

- Dengeleme ve Esneklik Yeterliliği

Elektriğin depolanması için kısıtlı bir imkan bulunmasından dolayı sistemde üretim ve tüketim devamlı olarak bir dengede tutulmak zorundadır. Sürekli üretim olanağı bulunmayan rüzgar ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir kaynakların üretim sağlamadığı dönemlerde, bu dengenin sağlanması daha önemli bir konu haline gelmektedir.

- İletim ve Dağıtım Sistemi Yeterliliği

Elektrik, santrallerde üretildikten sonra iletim ve daha sonra dağıtım şebekeleri kullanılarak son kullanıcıya ulaştırılmaktadır. İletim ve dağıtım şebeke operatörleri hat yatırımlarını, üretim ve talep tahminleriyle koordineli bir şekilde planlamalıdır.

- Yakıt Yeterliliği

Elektrik enerjisi üretimi, alternatif enerji kaynaklarının (doğal gaz, kömür, rüzgar vb.) dönüştürülmesiyle mümkündür. Arz güvenliğinin en önemli etkenlerinden biri, yeterli miktarda kaynağın bulunmasıdır.

4.2 Kapasite Mekanizması Nedir?

Kapasite mekanizması terim anlamı olarak, elektrik piyasasında, gelecekte öngörülen bir üretim kapasitesi gereksinimini karşılamak ve arz güvenliğini sağlamak amacıyla, üretim tesislerine emre amade olma durumları karşılığında ödeme yapan teşvik mekanizmalarına verilen isimdir (European Commission [a], 2016). Elektrik enerjisi arzının talebi her an karşılayabilmesi ve kesintilerin önlenmesi için yeterli miktarda kapasiteye ihtiyaç duyulmaktadır. Örneğin, rüzgar ve güneş enerjisi gibi, hava durumu koşullarına bağlı olarak üretim yapabilen yenilenebilir enerji

santrallerinin payının artması, arz güvenliğinin sağlanması adına güvenilir yedek kapasiteye ihtiyaç duyulmasına yol açabilmektedir (Linklaters, 2014).

Kapasite mekanizmaları düşük seviyede rüzgar ve güneş enerjisi üretimi ile yüksek elektrik talebinin çakıştığı dönemlerde, olası elektrik kesintilerini engellemek için bir sigorta görevi görmektedir. Bu mekanizmalar sayesinde tüketicilere uygun maliyetli ve kesintisiz elektrik sağlanması güvence altına alınmaktadır .

Genel olarak kapasite mekanizmaları, elektrik üreticilerine piyasaya sattıkları elektrikten elde ettikleri gelire ilave olarak ödeme yapılmasını sağlarlar. Bunun karşılığında kapasite sağlayıcıları, elektrik arzının güvenliğini sağlamak için, mevcut kapasitelerinin devamlılığını sağlamak ya da yeni kapasite yatırımları yapmakla yükümlü olurlar (European Commission [a], 2016)

Görüldüğü üzere kapasite mekanizmaları ile emreamadelik kavramı bir arada kullanılmaktadır. Emreamadelik teriminin anlamı ihtiyaç anında üretim yapmak değil; üretim yapabilecek durumda olmaktır. Termik santrallerde planlı ve plansız duruşlar dışındaki saatlerin tümünde santralin emreamade olduğu kabul edilebilir. Yenilenebilir kaynaklarda, örneğin HES’lerde ise santral ekipmanları teknik olarak yine planlı ve plansız duruşlar dışında emreamade olsa da, su her zaman aynı miktarda var olmadığından santralin orta vadeli emreamadeligi ile kapasite faktörü ortalaması birbirine aynıdır.

4.3 Kapasite Mekanizmasına Neden İhtiyaç Duyulur?

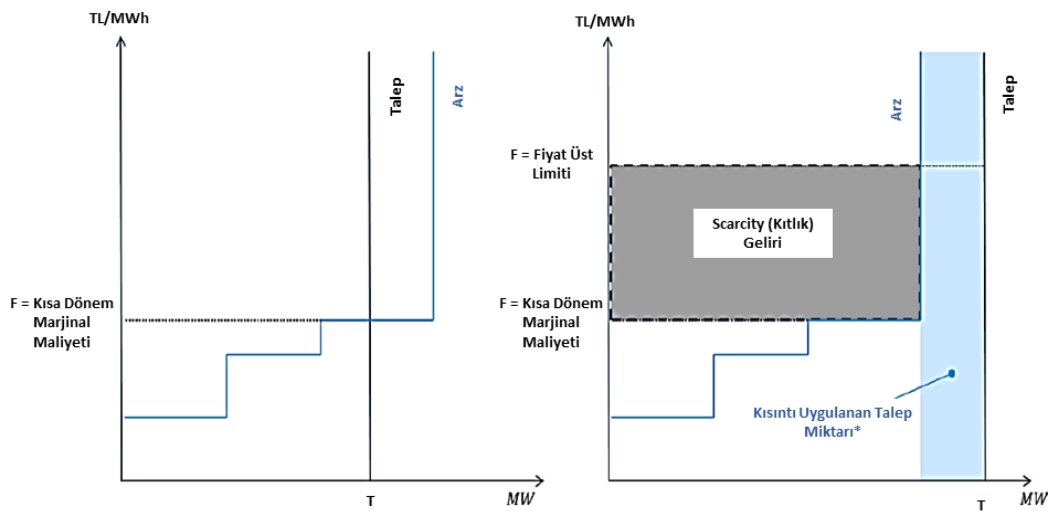
Kapasite mekanizmalarının ortaya çıkması ve uygulanmaya başlanmasına neden olan etkenler üç ana başlık altında incelenebilir: ekonomik, teknik ve politik nedenler. Örneğin, İtalya ve Yunanistan’da 2003 ve 2004 yıllarında yaşanan elektrik kesintilerinin ardından, kapasite mekanizmaları, yeni elektrik santrallerinin kurulması ve benzer olayların bir daha yaşanmaması için direkt olarak uygulanmaya başlanmıştır. Diğer ulusal mekanizmalarda ise gelecek dönemde yaşanabilecek potansiyel sorunları engellemek ve güvenilir bir sistem inşa etmek amacıyla hareket edilmiştir.

4.3.1 Ekonomik nedenler

“Sadece enerji” (energy-only) piyasası olarak tasarlanan piyasalarda elektrik üreticileri üretip sattıkları elektrik miktarı (MWh) karşılığında gelir elde ederler. Meyer ve diğ. (2014)’e göre, bu kapsamda üreticiler, kapasite rezervlerini gerçek zamanlı piyasalarda elde edecekleri gelir beklentisiyle emre amade tutarlar. Ancak, bu beklenti karşılanmamaya başlarsa emreamadeliğin devam etme garantisi bulunmamaktadır.

Elektrik üreticileri üretim tesisinin tüm yaşam döngüsü boyunca değişken ve sabit maliyetlerini, ürettikleri elektrik enerjisinin piyasalarda satışı ile karşılamak zorundadırlar. Rekabetçi bir “sadece enerji” piyasasında üreticiler piyasa tekliflerini kısa dönem marjinal maliyetleri üzerinden sunarlar. Kısa dönem marjinal maliyetlere santrallerin yakıt maliyetleri ve değişken işletme giderleri dahil edilir. Elektrik üreticilerinin piyasaya teklif ettikleri maliyetlerinin sıralandığı “merit order” düzeninde, piyasa takas fiyatı arz ve talebin kesiştiği noktada, elektrik üretimi yapan son santralin marjinal maliyeti olarak hesaplanır (FTI CL Energy, 2016).

Merit Order’da yer alan ve ilgili saat içinde üretim yapan santrallerin sabit maliyetleri ise, Şekil 4.1’de görüldüğü üzere, piyasa takas fiyatı ile santralin marjinal fiyatı arasındaki fark ile karşılanmaya çalışılır.



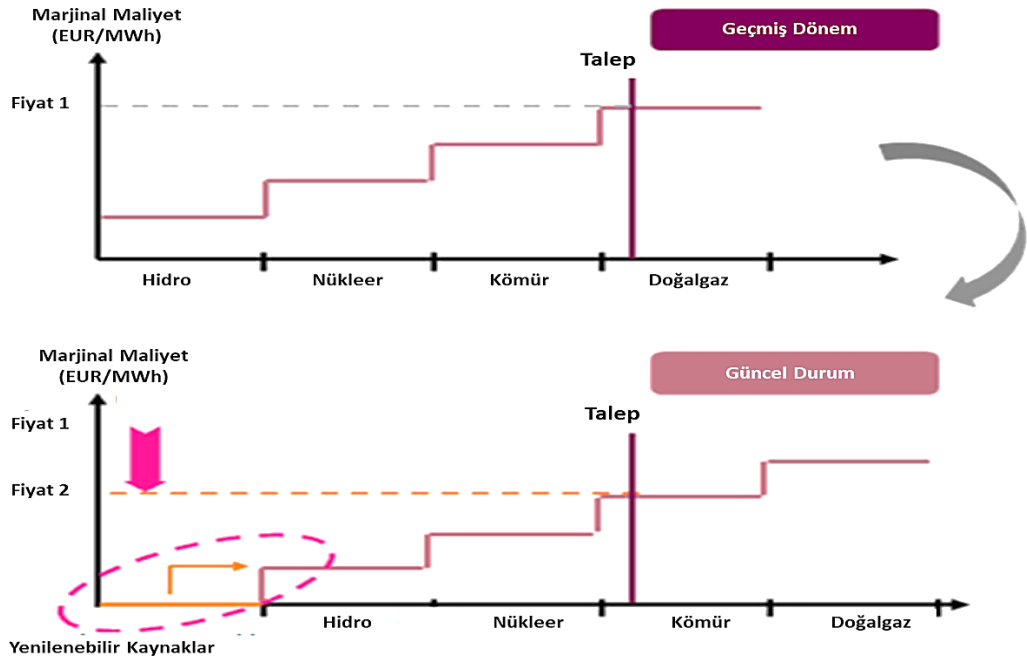
Şekil 4.1 : Normal koşullarda ve kıtlık koşullarında piyasa fiyat oluşumu (FTI CL Energy, 2016).

Elektrik talebinin yüksek, arzının ise düşük seviyede olduğu “kıtlık” (scarcity) koşullarında santrallerin elde edecekleri gelir artacaktır. Özellikle puant talep

dönemlerinde çalışan santraller göz önünde bulundurulduğunda, kıtlık koşullarında elde edilen gelirlerin (scarcity rent) santrallerin toplam gelirlerinde önemli bir paya sahip olduğu bilinmektedir. Kıtlık durumlarında elektrik fiyatının çok yükselmemesi ve piyasa gücünün kötüye kullanılmasının (market power abuse) engellenmesini amaçlayan tavan fiyat uygulamaları devreye girebilmektedir. Tavan fiyat uygulamaları tüketicileri yüksek fiyatlara karşı korurken, bir diğer taraftan da “kayıp para” problemine neden olmaktadır (European Commission [a], 2016).

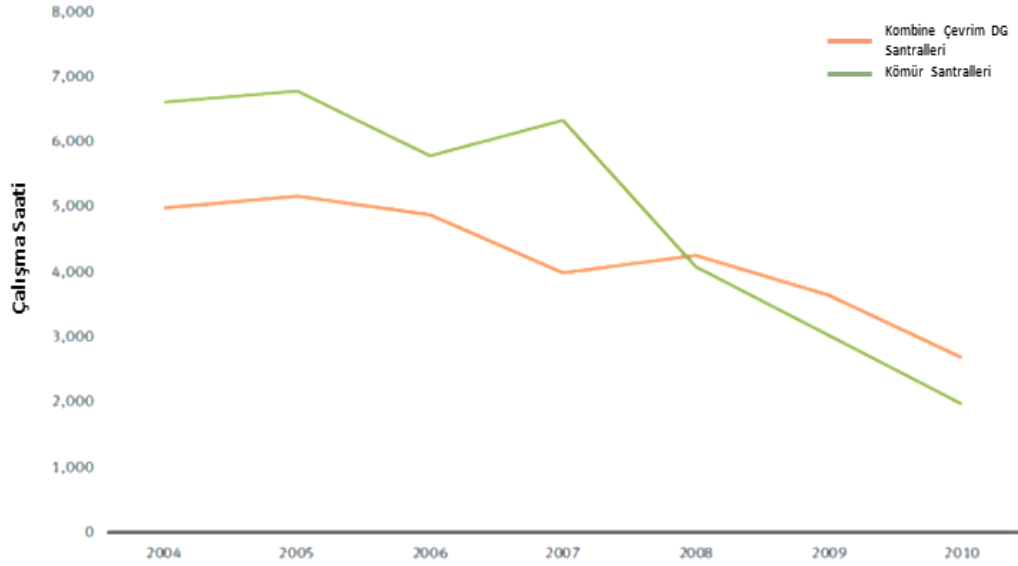
Bu noktadaki kayıp para problemi, yıl içinde kısıtlı sayıda saatte üretim yapabilen santrallerin elde edebilecekleri gelirin kısıtlandırılmasıyla ilişkilidir. Tavan fiyatın düşük tutulması, santrallerin yatırımlarının geri dönüşlerini sağlayamamalarına neden olacaktır.

Kayıp para problemi, özellikle Avrupa’da büyük bir değişim sürecinden geçen elektrik piyasalarında, artan yenilenebilir enerji üretiminin de etkisiyle daha fazla önem kazanmıştır. Şekil 4.2’de görüldüğü gibi, düşük marjinal maliyetli yenilenebilir enerji üretiminin artışı merit order düzeninde arz eğrisinin sağa doğru kaymasına neden olmaktadır. Talebin aynı seviyede kaldığı bir saat için arzın artması, doğalgaz ve kömür santrallerinin merit order dışında kalmasına, piyasada oluşan fiyatların düşmesine ve bazı noktalarda sıfır ya da negatif fiyatların oluşmasına yol açmaktadır.



Şekil 4.2 : Yenilenebilir enerji üretim artışının merit order’a etkisi (Sia Partners, 2013).

Bu değişim özellikle fosil yakıttan elektrik üreten konvansiyonel enerji santrallerinin çalışma sürelerinde önemli oranlarda düşüşe neden olmaktadır. Şekil 4.3'te İspanya'daki doğalgaz ve kömür santrallerinin bir yıl içindeki çalışma saatlerinin 2004 – 2010 yılları arasındaki gelişimi sunulmaktadır.

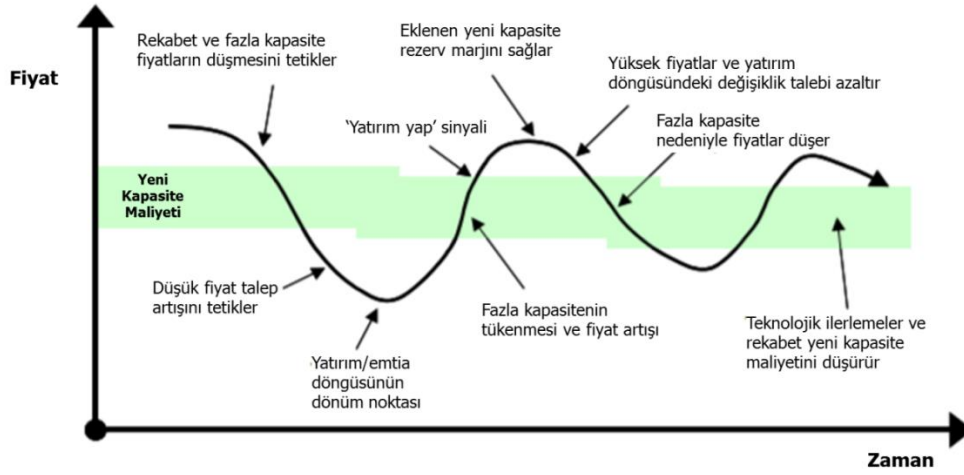


Şekil 4.3 : İspanya'daki doğalgaz ve kömür santrallerinin yıllık toplam çalışma süreleri (Bahar & Sauvage, 2013).

Azalan çalışma süreleri ile birlikte arz fazlası ve tavan fiyat uygulamaları nedeniyle santraller, puant talep dönemlerinde çalışarak elde ettikleri ve sabit maliyetlerini karşılamalarına fırsat veren kıtlık (scarcity) durumlarındaki gelirlerden de muaf kalmaktadırlar.

Elektrik piyasalarının geldiği bu noktada, ürettikleri elektriği kar elde edebilecekleri bir fiyat üzerinden satamayan santraller üretimlerini durdurma yönünde karar alabilirler. Bu durum bazı ülkeler ve koşullarda en modern ve en verimli santrallerin dahi çok kısıtlı üretim yapmaları sonucunda bu durumu sürdüremeyerek kapama kararı almalarına neden olmaktadır.

Rekabetçi elektrik piyasalarında yatırım döngüsünün Şekil 4.4'de gösterildiği şekilde gerçekleşmesi beklenir. Bu döngüye göre rekabet ve fazla kapasite bulunması durumunda elektrik fiyatının düşmesi beklenir. Bu durum diğer benzer emtialar için de geçerlidir. Elektrik talebinin artmasıyla birlikte yedek kapasitenin azalması durumu ise fiyatların yükselmesiyle birlikte yatırımcılara “yatırım yap” sinyali verecektir.



Şekil 4.4 : Elektrik piyasalarında yatırım döngüsü (Eurelectric, 2004).

Kapasite mekanizmalarına ihtiyaç duyulmasının nedenlerinden biri, gerekli yatırımların yapılmasına ve/veya mevcut santrallerin işletmede kalmasına katkı sağlamaktır.

4.3.2 Teknik nedenler

Hawker ve diğ. (2017) kapasite mekanizmalarına duyulan ihtiyacı tetikleyen teknik nedenler şu şekilde listeler:

- Yaşlanan enerji santrallerinin güvenilirliğindeki düşüş,
- Düşük (sıfıra yakın) marjinal maliyete sahip yenilenebilir enerji üretiminin artışı ve bu santrallerin iletim sistemi üzerindeki etkileri,
- Karbon emisyon limitleri nedeniyle kömür santrallerinin işletme sürelerinin kısılması,
- Gelecek dönem elektrik talebinin, öngörülemeyen dış etkenler nedeniyle, yeteri kadar doğru tahmin edilememesi

4.3.3 Politik nedenler

Politik nedenlerin değerlendirilmesi, ekonomik ve teknik nedenlere göre daha karmaşıktır. Örneğin piyasadaki arz güvenliğinin sağlanması için gerekli olan seviye, kabul edilebilir limitin nasıl ele alındığına bağlıdır (Hawker ve diğ., 2017).

Elektrik fiyatlarındaki dalgalanmalar, her ne kadar yatırım döngüsünde yatırım sinyali olarak algılsa da, politik olarak sürdürülemez bir yapı olarak da görülebilir. Örneğin, ani bir yüksek fiyat artışı, karar alıcıların istemeyeceği bir durumdur. Bu

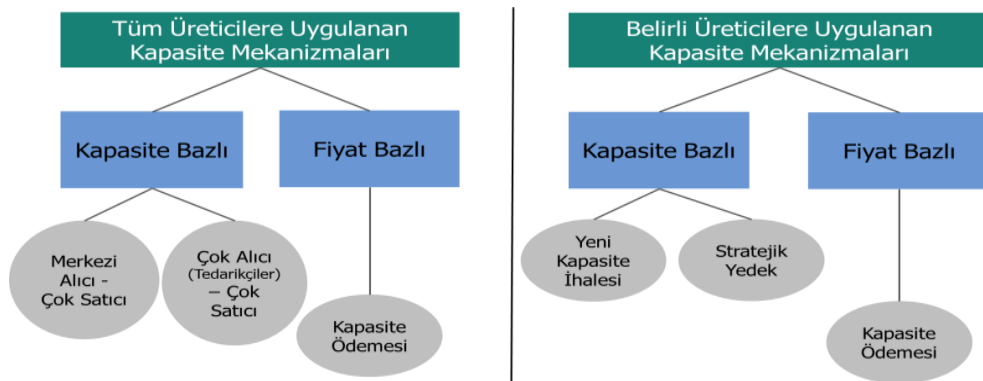
nedenle düzenleyici kurumlar, bu dalgalanmanın yaşanmaması yönünde teşvik edici düzenlemeler yapabilirler.

Gereğinden fazla kapasitenin tedarik edilmesine neden olan politikalar tüketicilerin enerji faturalarına artış olarak yansıtılırken, yeterli kapasitenin tedarik edilemediği durumlarda ise elektrik kesintilerine neden olmaktadır. Elektrik kesintileri politik açıdan daha riskli bir sonuç olarak ele alındığından geçmiş dönemlerde merkezi olarak planlanan piyasalarda genellikle arz fazlası durumunun ortaya çıktığı görülmektedir. Bu noktada önemli bir konu, arz güvenliği konsepti sayesinde elektriğe ihtiyaç duyduğu anda ulaşabilme olanağının maliyetini, bu maliyeti üstlenen son tüketiciye, konseptin doğru anlatılması gerekliliğidir.

Elektrik piyasalarındaki serbestleşme sürecinden bu yana, yönetmelikler zaman içinde geliştirilmiş ve önümüzdeki süreçte de arz güvenliği, karbon emisyonlarının azaltılması gibi hedefler doğrultusunda gelişmeye, değişmeye devam edeceklerdir. Enerji santrallerinin kurulması uzun yıllar süren bir aktivite olduğundan, yatırımların geri dönüş sürelerini etkileyen ve bu nedenle kapasite mekanizmalarının kurulmasını gerekli kılan bir diğer etken ise yönetmeliklerin halen ciddi değişikliklere açık yapısı olarak karşımıza çıkmaktadır (European Commission [b], 2016).

4.4 Kapasite Mekanizması Uygulama Yöntemleri

Kapasite mekanizmaları, Avrupa Komisyonu tarafından genel karakteristik özellikleri göz önünde bulundurularak, altı farklı kategoride değerlendirilmektedir. Bu altı farklı kategori ise, uygulandıkları üretici grupları baz alınarak, Şekil 1.5'te görüldüğü gibi iki genel başlık altında toplanabilir (European Commission [b], 2016), (Roques, 2016).



Şekil 4.5: Kapasite mekanizması modelleri.

4.4.1 Tüm üreticilere uygulanan kapasite mekanizmaları

Piyasadaki tüm üreticilere uygulanan kapasite mekanizmalarında, arz güvenliğini sağlamak için gerekli kapasiteyi sağlayacak mevcut ve yeni devreye girecek üretim veya depolama tesislerine ödeme yapılır. Üç başlık altında incelenen bu mekanizmalar, uygunluk kısıtı uygulanmadığı takdirde piyasadaki tüm kapasite sağlayıcılara destek sağlar.

Merkezi Alıcı – Çok Satıcı ve Çok Alıcı – Çok Satıcı yöntemlerinde gerekli kapasite, başlangıç koşulu olarak belirlenmiştir ve fiyat piyasa tarafından Merit Order mantığı ile belirlenir. Marjinal santralden daha düşük fiyat teklif edenler oluşan fiyatı kapasite ödemesi olarak kazanırken, marjinal santralden daha yüksek teklif verenler herhangi bir kapasite ödemesi alamamış olurlar.

Kapasite ödemesi yöntemi ise fiyat bazlıdır. Bu yöntemde tüm üreticilere yapılacak kapasite ödemesi karar alıcı tarafından belirlenir ve uygulanır.

Alt başlıklarda tariflenen yöntemler, detaylı tasarımlarına bağlı olarak, daha farklı varyasyonlarda da uygulanabilmektedir.

4.4.1.1 Merkezi alıcı – çok satıcı

Gerekli toplam kapasitenin merkezi bir kurum tarafından belirlenmesinin ardından, potansiyel kapasite sağlayıcıların rekabet ettiği ve merkezi olarak yönetilen bir teklif süreci sonucunda fiyat piyasa tarafından belirlenir. Bu merkezi kurum sistemdeki tüm tedarikçiler ve tüketiciler adına tek alıcı olarak kapasiteleri tedarik eder. Bu yöntem Birleşik Krallık'ta kullanılmakta olup, İrlanda, İtalya ve Polonya da bu yöntemi piyasalarına entegre etmeyi planlamaktadır. Birleşik Krallık'ta kapasite sağlayıcıları sözleşmeleri gereği, üretim yapmasının gerekli olduğu herhangi bir sürede üretim yapmakla yükümlüdür. Bu talimata rağmen, 4 saat içinde, kapasiteyi sağlayamaz ya da yalnızca bir kısmını sağlarsa santral için cezai işlemler uygulanır.

Amerika Birleşik Devletleri'nde ISO New England ve PJM bölgelerinde de merkezi alıcı – çok satıcı yöntemi uygulanmaktadır.

4.4.1.2 Çok alıcı – çok satıcı

Elektrik tedarikçilerine, müşterilerinin toplam talebini karşılamak için, kapasite sağlayıcılar ile sözleşme yapma zorunluluğu getirilmiştir. Merkezi alıcı yönteminden

farklı olarak, merkezi olarak yönetilen bir teklif süreci yoktur; fakat gerekli kapasite için oluşacak fiyatı yine piyasa koşulları belirler. Fransa’da uygulanan kapasite mekanizması, alınıp satılabilen kapasite sertifikaları üzerinden işlem görmektedir. Müşterilerinin talebini karşılamaktan sorumlu tedarikçilerin yetersiz kapasite sertifikasına sahip olması ya da üreticilerin taahhüt ettiklerinin altında bir kapasiteyi emre-amade tutması durumunda, bu kurumlara ceza kesilmesi gündeme gelebilir.

4.4.1.3 Kapasite ödemesi

Kapasite ödemeleri merkezi bir kurum tarafından yapılan ve yeterli toplam kapasiteyi sağlamak için gerekli kapasite ödemesi seviyesi tahminine bağlı olarak belirlenir. Belirlenen ödeme miktarı piyasadaki tüm kapasite sağlayıcılara yapılır. İrlanda kapasite mekanizması bu yöntemi benimsemiştir. Bu yöntemde santraller emre amade oldukları her “ticaret süreci” için kapasite ödemesi alırlar. Elektrik sisteminde yedek kapasite marjının düşük olduğu dönemlerde kapasite sağlayıcılarına yapılan ödemeler daha yüksektir. Diğer yandan, santrallerin gerçek zamanlı olarak iletim sistemi operatörü tarafından verilecek talimatlara uyması ve emre amadelik bilgisini operatör ile paylaşması gerekmektedir.

4.4.2 Belirli üreticilere uygulanan kapasite mekanizmaları

Belirli üreticilere uygulanan kapasite mekanizmalarında gerekli kapasite ve piyasa tarafından sağlanabilecek kapasite miktarları merkezi olarak belirlenir. Kapasite mekanizması, piyasanın hali hazırda sağladığı bu kapasitenin üzerine ilave edilmesi gereken (eksik kalan) kapasiteye destek sağlar. Bu tip mekanizmalar üç farklı başlık altında incelenmiştir.

4.4.2.1 Yeni Kapasite İhalesi

Bu yöntem, geleceğe yönelik arz güvenliğini garanti altına almak amacıyla, mevcut durumu koruma kaygısından bağımsız olarak uygulanmaktadır. Bu kapsamda, belirli bir süre içerisinde devreye girme yükümlülüğü karşılığında, örneğin devreye girdikten sonra 7-15 yıllık bir süre için alım garantisi veya ek kapasite ödemesi şeklinde bir destek mekanizması oluşturulmaktadır. İhaleyi kazanan katılımcıya, gerekli ilave kapasiteyi sağlayacak santralin inşaatı için finansman sağlama noktasında bir garanti mekanizması oluşturulmuş olur. Santral üretime geçtikten sonra, bazı modellerde piyasa koşullarına göre çalışıp üzerine kapasite ödemesi ile

desteklenirken, bazı modellerde ise elektrik satış anlaşmaları kapsamında sabit bir alım fiyatı ile destek sağlanabilmektedir.

İhalelerde tekliflerin değerlendirilmesinde yalnızca teklif bedeli değil, inşaat süreleri, önerilen santral sahasının özellikleri ve santralin çevreye etkileri de dikkate alınır.

Fransa’da bölgesel arz güvenliğinin sağlanması için kurulan Brittany doğalgaz santrali örneğinde olduğu gibi, ihaleler özel bir bölge ve santral tipi için yapılabilir (Energy Business Review, 2017).

4.4.2.2 Stratejik yedek

Stratejik yedek mekanizmalarında, gerekli ilave kapasite için santral sahibi şirket(ler) ile sözleşme yapılır ve bu kapasite piyasanın dışında değerlendirilir. Bu santral(ler) yalnızca bazı özel koşullarda, örneğin piyasa fiyatının belirli bir seviyeye çıkması durumunda ya da piyasada elektrik üretimi yapabilecek başka bir santral kalmadığında çalışırlar. Stratejik yedek yöntemi genellikle mevcut kapasiteleri sistemde tutmayı hedefler ve yeni santral kurulumunu teşvik etmek için kullanılmaz (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2013).

Bu yöntemde her santrale farklı fiyatlandırma da söz konusu olabilmektedir, örneğin bölgesel bir üretim ihtiyacı varsa o bölgedeki santral daha avantajlı bir şekilde ayrı değerlendirilebilir.

Stratejik yedek yöntemi ülkeler tarafından çok sık başvurulmuş kapasite mekanizması yöntemlerinden biridir. Bu yöntem günümüzde Almanya, Belçika, Polonya, İsveç, Norveç ve Finlandiya’da kullanılmaktadır.

4.4.2.3 Kapasite ödemesi

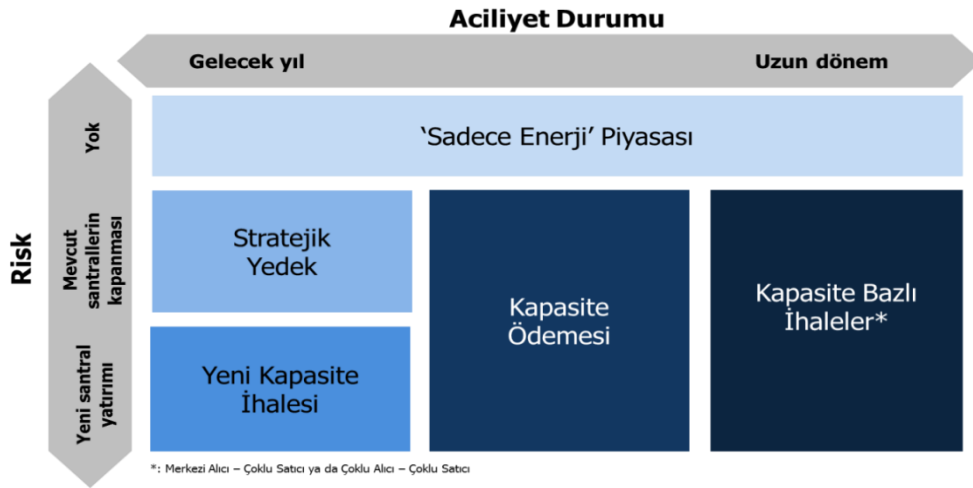
Bu yöntemde kapasite ödemesi miktarı merkezi bir kurum tarafından belirlenir. Bu ödemeler piyasada işletmede olan bir kapasite grubuna, örneğin belirlenen bir teknoloji tipine ait ya da belirlenen özel kriterlere uygun kapasite sağlayıcılarına, yapılır. İtalya, İspanya, Polonya, Portekiz, Yunanistan ve İrlanda’da belirli üretici gruplarına kapasite ödemesi yapılmaktadır.

Portekiz’de uygulanan yöntem, kapasite ödemesi yöntemi içindeki en kompleks yapıyı göstermektedir. Termik santraller emre amadelik durumlarına göre teşvik alırken, hidroelektrik üretiminin artmasını ve mevcut pompaj depolamalı santrallerin

tekrar çalıştırılması için ise kapasite ödemesi şeklinde yatırım desteği uygulanmaktadır. Ülkede ayrıca elektrik satış sözleşmesi kapsamında (2024 yılına kadar) teşvik verilen 1 kömür ve 1 doğalgaz santralinden oluşan 1.200 MW kapasite ile birlikte, daha önce 2027 yılına kadar olan elektrik satış sözleşmelerinin dönüştürülmesi nedeniyle piyasa fiyatı ile elektrik sözleşmesi fiyatı arasındaki farkın ödendiği 3.800 MW kapasite bulunmaktadır. Bu dört farklı uygulama, kapasite ödemesi başlığı altında sağlanabilecek teşviklerin çoğunu tariflemiştir (European Commission [b], 2016)

4.5 Kapasite Mekanizması Yöntemlerinin Risk ve Aciliyet Durumuna Göre Sınıflandırılması

Kapasite mekanizmalarında uygulanacak yöntem seçiminde ulusal gereksinimler öne çıkmaktadır. Şekil 4.6'da kapasite mekanizmalarının risk ve aciliyet durumuna göre sınıflandırılması yapılmıştır.



Şekil 4.6 : Risk ve aciliyet durumuna göre kapasite mekanizmaları (Winzer, 2015).

Buna göre, mevcut santrallerin kapanması riskiyle kısa vadede (gelecek yıl) karşı karşıya olan ülkelerde stratejik yedek yöntemi tercih edilirken, yeni santral yapımını teşvik etmek istendiği durumlarda ise yeni kapasite ihalesi yöntemine başvurulmaktadır.

Aciliyet durumu açısından orta vadeli dönemde (bir kaç yıl) bir risk söz konusu ise kapasite ödemesi tercih edilmektedir. Daha uzun dönemlerde ise ülkelerin kapasite mekanizması modeli açısından tercihi kapasite bazlı ihaleler olmaktadır. Bu yöntem,

genellikle mevcut santrallerden alınacak kapasiteleri belirleyen ve santrallerin bu kapasiteleri sağlaması şeklinde yükümlülük getiren bir yöntem olmakla birlikte, yeni yatırımlar için de uygulanabilmektedir.

4.6 Avrupa Birliği Ülkelerinden Örnek Kapasite Mekanizması Uygulamaları

Avrupa Komisyonu'nun 2015 yılında başlattığı araştırma kapsamında, kapasite mekanizmalarını uygulamaya geçiren ya da bu yönde bir planlama içinde olan 11 üye ülke (Almanya, Belçika, Danimarka, Fransa, Hırvatistan, İrlanda, İtalya, İspanya, İsveç, Polonya ve Portekiz) incelenmiştir.

Komisyon'un araştırma sürecinin tamamlanmasının ardından 30 Kasım 2016 tarihinde yayınlanan final rapor, incelenen ülkelerdeki mevcut ya da planlanan kapasite mekanizmalarını özetlemiştir. Bu özete ilave olarak, literatür araştırması kapsamında elde edilen bulgular da ilave edilerek Çizelge 4.1 oluşturulmuştur. Aynı ülkenin farklı yöntemlerde yer almasının sebebi hibrit şekilde uygulamaların yapılıyor olmasıdır (European Commission [b], 2016), (Roques, 2016).

Çizelge 4.1 : Avrupa birliği ülkelerinde uygulanan kapasite mekanizmaları.

Tüm Üreticilere Uygulanan Kapasite Mekanizmaları		
Merkezi Alıcı – Çok Satıcı	Çok Alıcı – Çok Satıcı	Kapasite Ödemesi
Birleşik Krallık	Fransa	İrlanda
İrlanda (planlanan)		
İtalya (planlanan)		
Polonya (planlanan)		
Yunanistan (planlanan)		
Belirli Üreticilere Uygulanan Kapasite Mekanizmaları		
Yeni Kapasite İhalesi	Stratejik Yedek	Kapasite Ödemesi
Birleşik Krallık	Almanya ³	İtalya ⁴
Fransa	Belçika	Polonya
Hırvatistan	Polonya	Portekiz
İrlanda ⁵	İsveç	İspanya
	Norveç	Yunanistan ⁶
	Finlandiya	

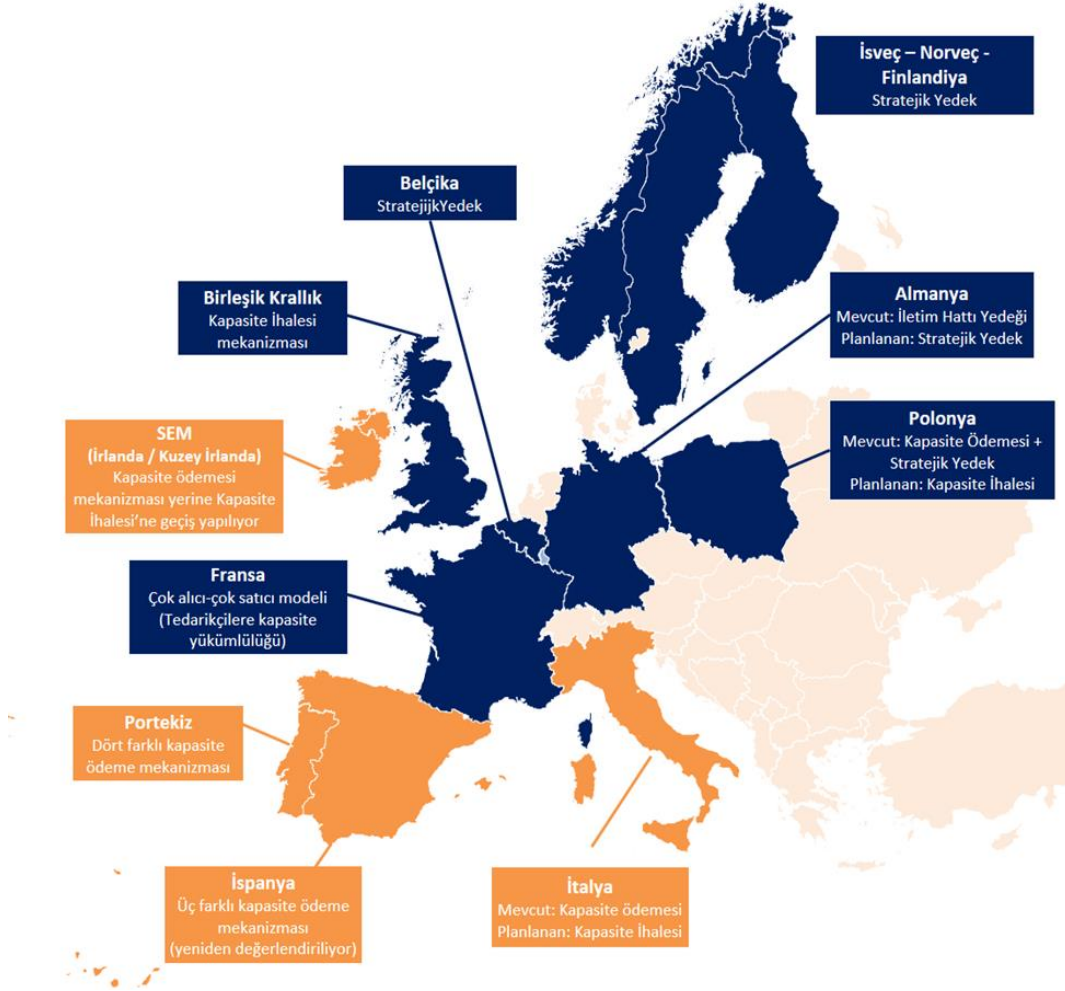
³ Mevcut iletim yedeğine ilave olarak iki farklı stratejik yedek mekanizması daha planlanmaktadır.

⁴ 2003 yılında başlatılan mekanizmadan, merkezi alıcı – çok satıcı yöntemine geçmiş yapılması planlanmaktadır.

⁵ 2003 yılında gerçekleştirilen ihale sonucunda toplam 500 MW CHP (Kombine Isı Enerji Santrali) ve CCGT (Kombine Çevrim Gaz Türbini) kurulumu 2005-2006 yıllarında inşa edilmiştir.

⁶ Merkezi Alıcı – Çok Satıcı modeline geçiş sağlandığında mevcut kapasite ödemesi yönteminin sonlandırılması beklenmektedir.

Avrupa Komisyonu (European Commission [b], 2016) raporunda sunulan bulgulardan yararlanılarak oluşturulan ve Avrupa’da uygulanmakta olan kapasite mekanizması yöntemlerinin işlendiği harita Şekil 4.7’de sunulmuştur.



Şekil 4.7 : Avrupa komisyonu inceleme raporuna göre ülkelerin mevcut, planlanan ve beklemede olan kapasite mekanizması uygulamaları (European Commission [b], 2016).

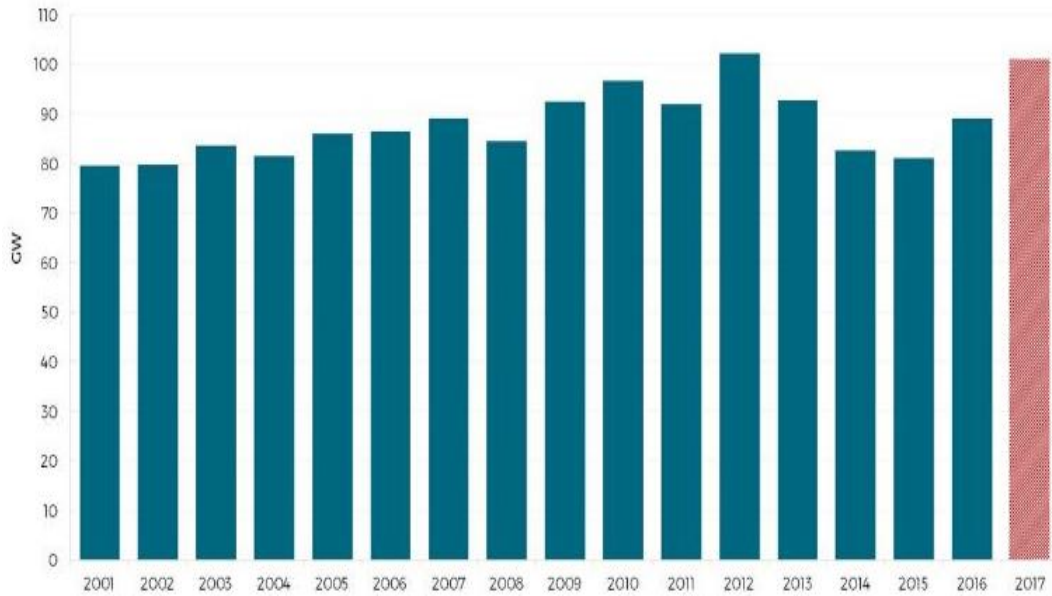
4.6.1 Fransa

Fransa 1970 ve 1980’lerde yaptığı enerji politikaları seçimleri sayesinde rekabetçi ve düşük karbon emisyonuna sahip bir enerji sektörü oluşturmuştur. Hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilmesi ve nükleer enerji santrallerinin geliştirilmesi, ülkeye enerji bağımsızlığı ve uygun maliyetli enerji tedariki açısından faydalar sağlarken, bir yandan da karbon ayak izini azaltmıştır. Bu gelişmeler doğrultusunda fosil yakıtlara olan bağımlılığın azaltılması için elektrikli ısıtma sistemlerinin teşvik edildiği görülmüştür.

Fakat yapılan bu seçimlerin, günümüzde çok yüksek puant elektrik talebi seviyelerine ulaşılmasına neden olduğu görülmektedir. Son dönemlerde, ortalama elektrik tüketimindeki artış yavaşlamış olsa da, puant elektrik talebindeki artışın yükseldiği gözlemlenmektedir. Bu artışın boyutları şu iki bilgi ile daha net anlaşılabilir:

Şekil 4.8’de görüldüğü gibi 2001 – 2002 kış döneminde yaşanan en yüksek puant talep 79,6 GW iken, 2011 – 2012 kış döneminde bu değer 102,1 GW seviyesine ulaşmıştır. 10 yıllık bir dönem içinde, puant talep %28,3 oranında artış göstermiştir.

Fransa, tek başına, Avrupa’daki sıcaklığa bağlı elektrik talebi artışının yarısını oluşturmaktadır. Ülkede sıcaklığın 1°C düşmesi, kış dönemindeki puant talebi yaklaşık 2.400 MW kadar artırmaktadır (International Energy Agency [a], 2017).



Şekil 4.8 : Fransa kış dönemi puant elektrik talebi gelişimi (International Energy Agency [a], 2017).

Bu ülkenin elektrik sistemini zorlayıcı puant talep karakteristiğinin yanı sıra, 4.3.1. başlığında anlatılan “sadece enerji” piyasalarında hakim ve piyasa işleyişini olumsuz etkileyen diğer sorunlar da Fransa’nın kapasite mekanizmaları ile ilgili girişimde bulunmasına neden olmuştur.

Fransız elektrik iletim şirketi RTE’nin yayınladığı ve kapasite piyasalarının gerekçe ve kurallarını açıklayan raporda (RTE, 2017), kapasite mekanizmalarına ihtiyaç duyulmasına neden olan diğer etkenler arz güvenliği riski ve rekabetçi enerji

piyasalarının mevcut santrallerin devamlılığı ve yeni santrallerin kurulması için yeterli getiri seviyelerini sağlamaması olarak gösterilmiştir.

Aynı raporda, enerji piyasalarındaki değişim sürecinin etkileri düşünüldüğünde, belirlenen enerji politikası hedeflerinin yalnızca enerji piyasaları tarafından karşılanamayacağı belirtilmiştir. Bu nedenle, arz güvenliğini sağlama hedefiyle kurulacak ve bir yedek kanal olarak işleyecek mekanizmanın kurulmasının, kamu politikalarına, enerji sektöründeki gerekli yatırımları gerçekleştirme (dolayısıyla arz güvenliğini sağlama) konusunda yardımcı olacağı görüşü paylaşılmıştır.

Fransa meclisi Aralık 2010'da, NOME kanunu adı verilen kanunla birlikte, üretim yeterliliğini ve arz güvenliğini sağlamak amacıyla bir kapasite mekanizması kurulmasını onaylamıştır. Kanunun onaylanmasının ardından yasal altyapısı ile ilgili çalışmalar sürdürülmüş ve 14 Aralık 2012 günü yayımlanan 2012-1405 no.lu tebliğ yeni mekanizmanın genel organizasyon çerçevesini belirlemiştir. 22 Ocak 2015 günü, yani kapasite mekanizması kavramının tartışılmaya başlandığı tarihten yaklaşık 5 yıl sonra, yayımlanan Bakanlık Emri ise kapasite mekanizması ve uygulamasına ilişkin kuralları tariflemiştir.

Fransa kapasite mekanizmalarının tasarımında yapılan ve aşağıda listelenen temel seçimler önem kazanmıştır.

- Kamu desteği olmadan piyasa bazlı bir mekanizma olması
- Yeni ve mevcut santrallerin eşit koşullarda ele alınması
- Teknolojiye bağlı olmayan bir mekanizma olması
- AB İç Enerji Piyasası'nın işleyişine müdahalede bulunulmaması (piyasa birleştirme – market coupling – konusunda değişiklik olmaması ve ihracat kısıtlamalarının bulunmaması)

Fransa'da tedarikçi firmalara 1 Ocak 2017'den itibaren, müşterilerinin puant talep dönemlerindeki elektrik taleplerini karşılama garantisini sunma yükümlülüğü getirilmiştir. Çok alıcı ve çok satıcının bulunduğu ve tüm üreticilere uygulanan bir kapasite mekanizması olan bu uygulamada, tedarikçiler elektrik üreticilerinden ya da talep katılımı işletmecilerinden (demand response operators) kapasite sertifikaları alabilmektedirler (Şekil 4.9).

İletim şirketi RTE elektrik üreticilerine, yeterli üretim kapasitesini emre amade tutmaları, talep katılımı işletmecilerine ise elektrik taleplerini düşürmeleri karşılığında kapasite sertifikaları vermektedir. Sistemdeki tüm santraller bu kapasite sertifikalarını, emre amadelik oranları göz önünde bulundurularak elde ederler. Emre amadelik oranları nükleer enerji santralleri için yaklaşık %80 iken, bu oran doğalgaz santrallerinde %85, rüzgar enerjisi santrallerinde ise %20-25 aralığındadır.

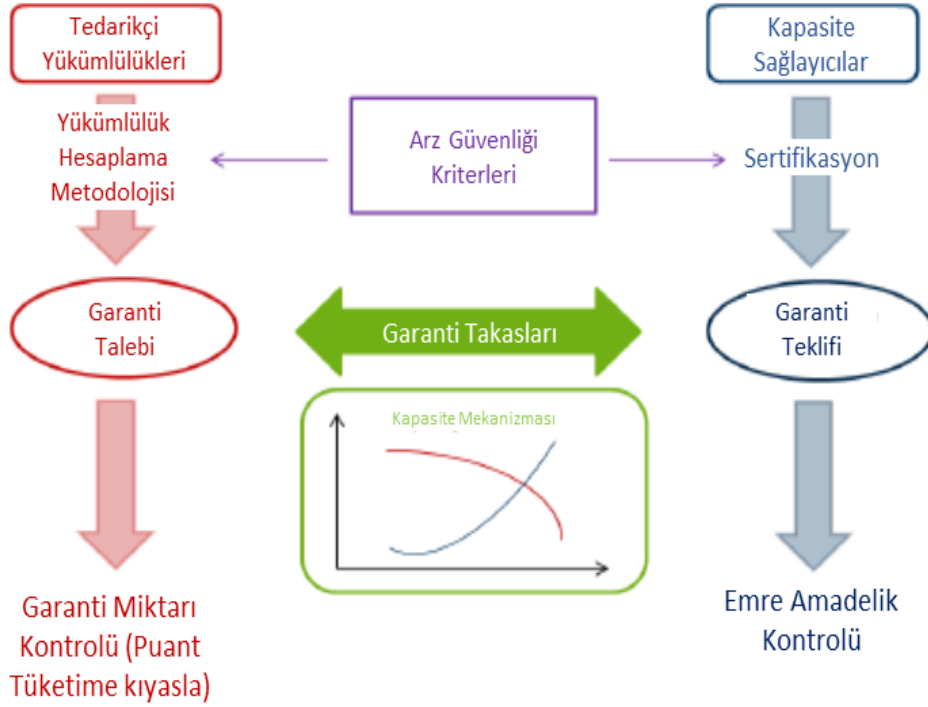
Sertifikalandırılan kapasiteler, iletim sistemi tarafından belirlenen puant talep dönemlerinde, tahmin edilen emre amadelik oranlarına sadık kalmakla yükümlüdürler. Örneğin, 500 MW kapasiteli bir doğalgaz santralinin puant dönemde en az 425 MW kapasite ile emre amade olması beklenir. Kapasite mekanizmasından faydalanmak için santral herhangi bir üretim yapmak zorunda değildir, belirlenen mertebede emreamade olması yeterlidir.

Buna karşılık, tedarikçiler ise müşterilerinin puant talep dönemindeki elektrik talebine karşılık gelen kapasite sertifikalarına sahip olmalıdırlar. Kapasite sağlayıcıları ile kapasite ihtiyacı olan tedarikçiler arasındaki kapasite sertifikası ticareti Avrupa Enerji Borsası EPEX SPOT'ta ve tezgah-üstü piyasalarda yapılabilecektir.

15 Aralık 2016 tarihinde ilk kez gerçekleştirilen ve 2017 yılı için yapılan kapasite ihalesi sonucunda 0.1 MW kapasite karşılığındaki 1 adet kapasite sertifikası 999,98 Euro bedel ile (yani 2017 yılı için yaklaşık 10.000 Euro/MW) takas edilmiştir. 29 katılımcının katıldığı bu ihalede işlem gören toplam kapasite sertifikası 22,6 GW'lık kapasiteye denk gelmektedir.

Fransa kapasite mekanizmasının işletme koşulları dahilinde, teslim yılının (kapasite sertifikasının geçerli olduğu yıl) sonunda her bir katılımcı için dengesizlik uzlaştırmaları yapılmaktadır. Tedarikçiler için ellerindeki kapasite sertifikalarının karşıladıkları talep ile kıyaslaması yapılırken, üreticilerin de puant talep dönemindeki emre amade kapasitelerinin yükümlülüklerini karşılayıp karşılamadığı incelenir. Herhangi bir katılımcının bu hesaplamalarda dengesizliğe düşmesi durumunda, aradaki fark için bir dengesizlik uzlaştırma bedeli ödenir. Diğer bir deyişle kapasite ihalesini kazanarak emreamade olma yükümlülüğü elde eden bir santralin, ilgili puant talep döneminde (kış ayları) herhangi bir sebeple emreamade olamaması

halinde, bu santralin ikincil piyasadan fiziksel olarak kapasite sağlaması gereklidir. Aksi takdirde bu santral, kapasite sağlayamama cezaları ile karşılaşır.



Şekil 4.9 : Fransa kapasite mekanizması tasarımı (RTE, 2017).

4.6.2 Almanya

Yenilenebilir enerji kapasitesi artışının en hızlı gerçekleştiği ülkelerden biri olan Almanya’da, bu santrallerin sisteme entegrasyonu ile birlikte sistemin güvenli ve uygun maliyetli elektrik tedarikine devam edebilmesi de oldukça zor bir hal almıştır. Bununla birlikte kömür santrallerinden elde edilen elektrik enerjisinin azaltılması ve programlı olarak tüm nükleer santrallerin kapatılması gibi politik kararlar da Almanya elektrik piyasasının içinde bulunduğu geçiş sürecinin halen devam etmesine neden olmuştur.

Halihazırda, ülkenin kuzeyindeki üretim tesisleri ile güneyindeki yüksek talep nedeniyle oluşan iletim hattı kısıtlarını gidermek ve sistem güvenliğini temin etmek için “iletim hattı yedeği” (network reserve) tutulmaktadır. Bu da bir çeşit Stratejik Yedek olarak sınıflandırılmaktadır. 2012-2013 döneminde 1,4 GW’lık bir kapasiteye karşılık gelen iletim hattı yedeği, 2015-2016 kışında 4,8 GW’a kadar yükselmiştir. (European Commission [b], 2016). Bu yedek genellikle üretimden çekilme ve santrali kapatma kararı almış fakat sistem güvenliği açısından önemleri göz önünde

bulundurularak, kapatma işlemine izin verilmeyen santrallerden oluşmaktadır. Bu santraller, iletim hattı yedeği olarak ayrılarak, ülkenin kuzeyinden güneyine enerji aktarılması için yeterli iletim hattı kapasitesi olmadığı durumlarda (zorunlu katılım) çalışmaktadırlar. Eğer kapatmasına izin verilmeyen santrallerin toplam kapasitesi, iletim hattı yedeği için yeterli değil ise, ilava yedek kapasite için ihale düzenleneceği kanunda yer almaktadır (isteğe göre katılım). Uygulamada ise, gereksinim duyulan ilave kapasite genellikle Avusturya ve İtalya'dan temin edilmektedir.

İletim hattı yedeği uygulaması 2016 yılında Avrupa Komisyonu tarafından incelenmiş ve uygun bulunmuştur (European Commission [c], 2016). Komisyon raporunda belirtildiği üzere, Almanya'nın enerji piyasaları düzenleyici kurumu Bundesnetzagentur'un tahminine göre, iletim hattı yedeği içi yapılan harcamalar 2016 yılında toplam 126 milyon Euro seviyesindedir. Komisyon incelemesinde bu yöntemin bir kapasite mekanizması olarak ele alınması gerektiğinden, fakat elektrik iletim hatlarındaki sıkışıklık (congestion) nedeniyle onaylandığından bahsedilmiştir. Komisyonun geçici bir yöntem olarak onayladığı yöntemin uygulanabileceği son tarih Haziran 2020 olarak belirlenmiştir.

2016 yılında yürürlüğe giren yeni elektrik piyasası kanunu kapsamında Almanya, daha kapsamlı iki farklı stratejik yedek uygulamasını da gündeme almıştır. Bunlardan ilki, 2018-2019 yılından itibaren yürürlüğe girecek olan ve özellikle kış aylarında yenilenebilir enerji üretimindeki olası azalma durumlarında sisteme dahil olacak stratejik yedek mekanizmasıdır. Bu mekanizmada Almanya toplam 2 GW kapasiteyi, iletim sistemi operatörlerinin yürüteceği rekabetçi süreçler ile temin etmeyi planlamaktadır.

Uygulanması planlanan ve Mayıs 2016'da Avrupa Komisyonu tarafından da onaylanan, diğer bir stratejik yedek mekanizması ise 2019 yılında sistemden çıkacak olan 8 adet linyit santrali ile ilişkilidir. Bu mekanizma dahilinde santraller 2019 yılından itibaren piyasada değerlendirilmeyecek olup, olası arz güvenliği problemi durumlarında kullanılmak üzere 4 yıl boyunca yedek kapasite olarak tutulacaktır. Bu yöntem literatürde "Mothball" (naftalinleme) adı verilmektedir ve ilgili santralleri uzun süreliğini muhafaza eden yöntem olarak tariflenebilir. Bu santraller 4 yıl boyunca sistemden çıkarılmış olsalar dahi, üretim yapabilecek konumda tutulurlar. Bu mekanizma, son tüketicilere maliyetinin 1.600.000 Euro olması nedeniyle, uzun tartışmalara neden olmuş fakat komisyon tarafından onaylanmıştır.

Almanya’da uygulanacak olan bu yöntemler, bir geçiş süreci mekanizması olarak ele alınmakta ve düşük karbon yapısına geçişin sağlanmasının ardından, uzun dönemde elektrik piyasalarının yatırımlar için gerekli sinyallerini sağlaması beklenmektedir.

Bu durum, kapasite mekanizmalarının bazı ülkelerde arz güvenliğinin sağlanması için devamlı olarak ihtiyaç duyulan yapılar olarak görülmesine rağmen, Almanya rneğinde olduğu gibi bazı ülkelerin ise bu yöntemlere geçiş süreçlerinde başvurduklarını göstermektedir.

4.6.3 Birleşik Krallık

Tahminlere göre, önümüzdeki 10 yıl içerisinde, Birleşik Krallık’ın artan elektrik talebinin karşılanması ve yaşlanan enerji santrallerinin yenileriyle değiştirilmesine olanak sağlayacak altyapının kurulması için ihtiyaç duyulan yatırım tutarı toplam 100 milyar İngiliz Sterlini (GBP) seviyesindedir (HM Government - Department of Trade, 2018) .

Birleşik Krallık’ta enerji politikalarından sorumlu “İş, Enerji ve Endüstriyel Strateji Bakanlığı” (The Department of Business, Energy and Industrial Strategy), bu yatırım gereksiniminin karşılanması hedefiyle, 2013 yılında, Elektrik Piyasası Reformu’nu hayata geçirmiştir.

Birleşik Krallık hkmeti, bu reform kapsamında, arz güvenliğini ve düşük-karbon emisyonu yaratan üretim portföyüne geçiş sağlayacak, dört farklı mekanizmayı devreye almıştır. Bu mekanizmalar şöyle özetlenebilir:

- Kapasite Piyasası: Arz güvenliğini sağlamak amacıyla kurulan ve enerji santrallerine teşvik sağlayan mekanizmadır.
- Fark Kontratları (Contracts for Differences – CfD): Düşük karbon emisyonu sağlayan yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılacak yatırımları teşvik eden mekanizmadır.
- Karbon Fiyatı Desteği: Karbon emisyonu yaratan enerji santrallerine uygulanan ilave bedeli düzenleyen ve böylelikle düşük karbon üretimini teşvik ederek yatırımcıların önündeki belirsizlikleri kaldırmayı hedefleyen uygulamadır.

- Emisyon Performans Standardı: Enerji santrallerine kWh başına 450g CO₂ üst limiti getirerek, karbon yakalama ve depolama sistemi bulunmayan kömür santrallerinin yapımını engelleyen uygulamadır.

Bakanlık ayrıca bu mekanizmaların yürütülmesi için, piyasa mevcut diğer şirketlere ilave olarak, iki farklı ve bağımsız şirket kurmuştur. Düşük Karbon Kontratları Şirketi (Low Carbon Contracts Company), fark kontratlarını yönetmek üzere; Elektrik Uzlaştırma Şirketi (Electricity Settlements Company) ise kapasite piyasasındaki anlaşmaların uzlaştırmalarını yönetmek üzere kurulmuştur. Piyasadaki diğer önemli aktörler ise, sistem operatörü olarak görevine devam National Grid, dengeleme ve uzlaştırmadan sorumlu şirket Elexon ve düzenleyici kurum Ofgem'dir.

Bu çalışma kapsamında Birleşik Krallık'ta uygulanan Kapasite Piyasası ve Fark Kontratları mekanizmaları aşağıdaki başlıklarda daha detaylı incelenmiştir.

4.6.3.1 Kapasite piyasası

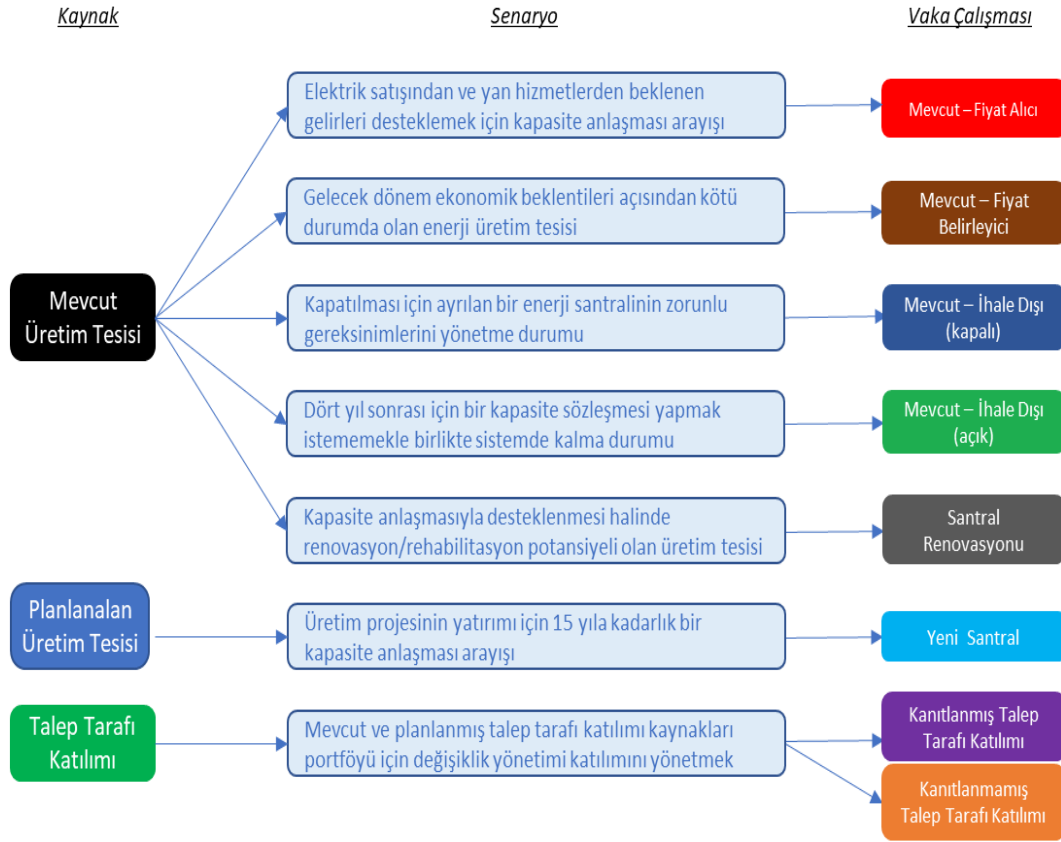
Birleşik Krallık'ta uygulanmakta olan kapasite piyasası bütün kapasite sağlayıcılara (yeni kurulacak ve mevcut enerji santralleri, elektrik depolama tesisleri ve isteğe bağlı olarak talep azaltma ile sağlanan ilave kapasite) açık bir yapıdır. Bu yapı kapsamında katılımcılara, yatırımları ve kazançları için baz alabilecekleri, sabit ve tahmin edilebilir bir gelir kaynağı sunmaktadır. Kapasite ödemelerini alan enerji santralleri ise sistemde sıkışıklık olduğu durumlarda elektrik enerjisi sağlamakla yükümlüdür ve sağlamadıkları halde cezalandırılırlar.

Potansiyel kapasite sağlayıcıları, kapasite ödemelerinin seviyesini belirleyecek olan rekabetçi bir ihale sürecine katılarak, bu ödemeleri almaya hak kazanırlar. Kapasite ihalelerinin ilki Aralık 2014 yılında yapılmıştır. Bu ihalenin sonucunda kapasite ödemesine hak kazanan katılımcıların yükümlülükleri Ekim 2018'de başlayacaktır.

Üretim ve talep tarafı katılımı sağlayan kaynaklar, kapasite piyasasında "Kapasite Piyasası Birimi" olarak adlandırılır. Bu kaynaklar, belirli özelliklerine göre (mevcut/yeni yatırım, bağlantı anlaşması tipi vb.) farklı sınıflara ayrılırlar.

Kapasite piyasası tasarımı, şirketlere katılım açısından farklı seçenekler sunmaktadır. Yürütülen ön eleme ve ihale süreci sonunda uygun kaynaklar ile yapılacak kapasite anlaşmalarının süresi 1 ile 15 yıl arasında değişkenlik gösterebilir. Kapasite piyasası katılımcılarının sınıflandırılması ve sunulan farklı seçenekler (senaryolar) Şekil

4.10’da özetlenmiştir. Bu seçeneklere 2015 yılından itibaren enterkonnekte kapasiteler de eklenmiştir (EMR Delivery Body [b], 2017).



Şekil 4.10 : Birleşik Krallık kapasite piyasası katılımcılarının sınıflandırılması ve katılım seçenekleri (EMR Delivery Body [b], 2017).

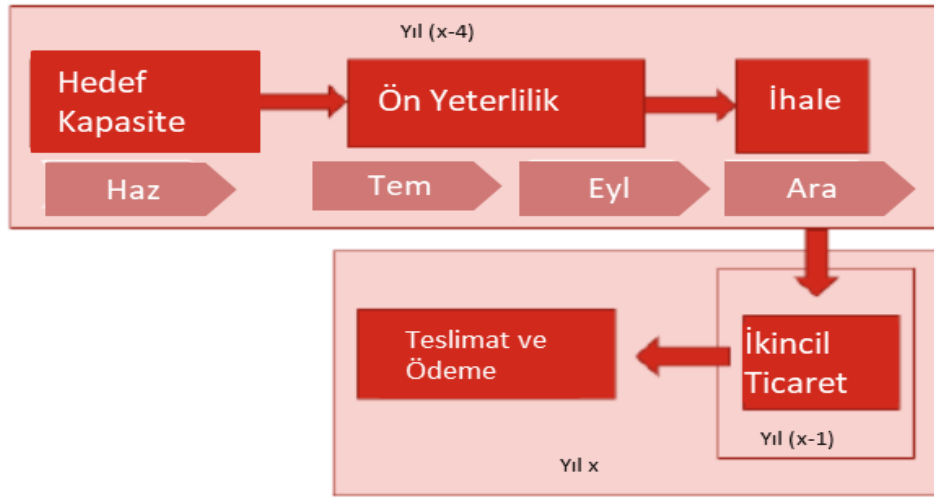
Mevcut santraller için yapılan fiyat alıcı ve fiyat belirleyici ayrımı, santralin önümüzdeki dönemdeki ekonomik beklentilerine göre belirlenir. Bütün santraller başlangıç koşulu olarak fiyat alıcı konumundadırlar. İhale katılım aşamasında fiyat belirleyici sınıfına dahil olabilmek için, santralin ekonomik beklentilerinin ihale düzenleyici kurumla paylaşıldığı bir süreç yürütülür. Her bir ihaleden önce yürütülen bu süreç sonunda onaylanması halinde, santral fiyat belirleyici olarak ihaleye dahil olur.

Fiyat alıcı ve fiyat belirleyici santrallerin ihale açısından farklılığı ise santrallerin ihalede teklif edebilecekleri en yüksek fiyatı belirleme noktasında ortaya çıkmaktadır. Fiyat alıcı santraller, ihaleden önce belirlenen “fiyat alıcı limiti” nin üzerinde “çıkış teklifi” veremezken, fiyat belirleyici santral için bu üst limit, ihale üst fiyat limiti olarak belirlenir. Çıkış teklifi, ihale teklifi sunan katılımcılara, ihale fiyatı belirledikleri bu fiyatın altına düştüğünde ihaleden çekilme fırsatı sunmaktadır.

Şekil 4.10’da belirtilen kanıtlanmış ve kanıtlanmamış talep tarafı katılımı ifadeleri, bu katılımcıların mevcut durumda bir testten geçerek sertifika alıp almadıklarını belirtmektedir. Kanıtlanmamış talep tarafı katılımcısı, ihalenin teslim yılı başlangıcından en geç 2 ay önce, gerekli testleri tamamlayarak, kanıtlanmış talep tarafı katılımcısı olarak kaydedilmesi gerekmektedir.

Kapasite piyasası süreçleri

Birleşik Krallık’ta uygulanan kapasite piyasası rekabetçi bir ihale yapısını temel almaktadır ve Şekil 4.11’de sunulan süreç adımlarını takip eder. Sürecin detaylarına geçmeden önce, kapasite piyasasının ana adımları kısaca anlatılacak, daha detaylı bilgi ilerleyen bölümde verilecektir (Despina Yiakoumi, 2016).



Şekil 4.11 : Kapasite piyasası süreçleri (EMR Delivery Body [e], 2017).

Şekil 4.11’de gösterilen süreçlere göre, hedef kapasite, ihalenin teslim yılının başlangıcından yaklaşık 4 yıl 6 ay önce belirlenir. Ardından, Kapasite Piyasası’na katılımı uygun olan tüm kapasite sağlayıcıları (Kapasite Piyasası Birimi), İletim Sistemi Operatörü tarafından yürütülen ön eleme sürecine tabi tutulurlar.

Ön eleme sürecini başarıyla geçen santraller, 4 yıl sonra başlayacak olan teslim yılı için, T-4 ihalesi adı verilen ve İletim Sistemi Operatörü tarafından yürütülen ihaleye katılırlar. Teslim yılından bir yıl önce, ikincil bir ihale olan T-1 ihalesi yürütülerek, T-4 ihalesine katılamayan birimlere de katılım imkanı sağlanır. T-1 ihalesinin ardından, teslim yılı içinde de devam edebilecek şekilde ikincil ticaret anlaşmaları (secondary trading) yapılabilir. Bu olanak, katılımcılara kapasite yükümlülüklerini

karşılayamama riskleri, yani dengesizlik cezalarının oluşmasına karşı, bu riski azaltma fırsatı sağlamaktadır.

Kapasite Birimi olarak belirlenen ve ihaleyi kazanan katılımcılara, teslim yılı içinde aylık kapasite ödemeleri yapılmaktadır. Bu ödemelerin bedeli, son tüketici faturalarına yansıtılmaktadır.

Raporun bu bölümünde, Birleşik Krallık'ta uygulanan kapasite piyasasının detayları sunulmaktadır.

Hedef kapasite

Kapasite ihalesi kapsamında hedeflenen talep, teslim yılı içindeki puant talebi karşılamak için gerekli toplam kapasiteyi ifade etmektedir. Kapasite piyasası için güvenilirlik standardı Bakanlık tarafından ve “Beklenen yük kaybı” (LOLE: Loss of Load Expectation) cinsinden belirlenir. LOLE değeri, bir yıl içinde elektrik arzının talepten daha az olmasının beklendiği saat sayısını, diğer bir deyişle arz problemi yaşanmasına izin verilen saat sayısını ifade eder.

Birleşik Krallık'ta Elektrik Piyasası Reformu kapsamında belirlenen LOLE değeri yılda 3 saattir. Bu üç saat içinde iletim sistemi operatörünün, yedek kapasiteyi kullanmak, talebi düşürmek gibi önlemler alması gerekmektedir (Science and Technology Committee - First Report - The Resilience of the Electricity System , 2015).

İletim sistemi operatörü, her yıl, arz güvenliği analizini yapar ve güvenilirlik standardının sağlanması için gerekli görülen kapasiteyi bildirir. Bakanlık ise, kapasite ihalesindeki hedeflenen kapasiteyi, bu resmi analiz ve gelen diğer kurum görüşleri doğrultusunda belirler.

Kapasite piyasasına katılım – ön eleme

Kapasite piyasasına katılmak isteyen kapasite sağlayıcılarının sundukları bilgiler Kapasite Piyasası İşletmecisi (Electricity Market Reform Delivery Body) tarafından incelenir. Bu incelemeler sonucunda kapasite sağlayıcısının kapasite piyasasına katılıma uygun olup olmadıkları ve uygun olmaları halinde her bir Kapasite Piyasası Birimi'nin kapasitesi belirlenir. Kapasite Piyasası İşletmecisi, iletim sistemi operatörü National Grid'in bir birimidir.

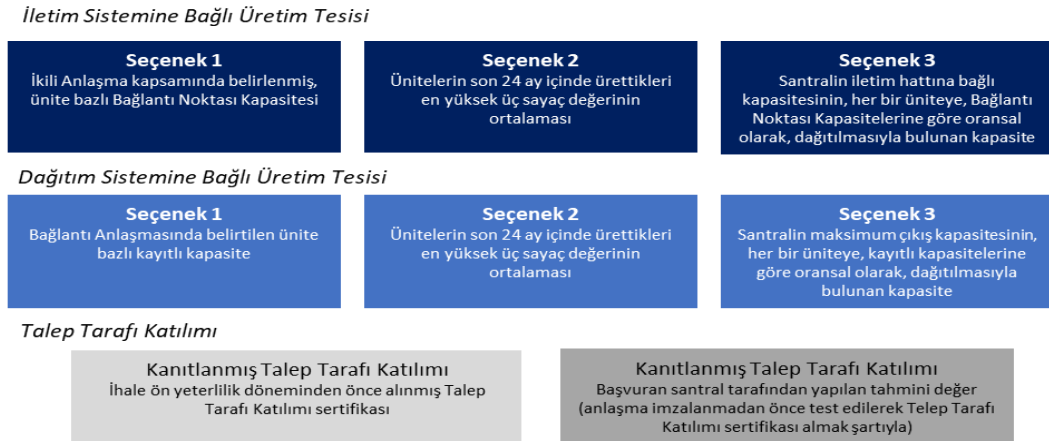
Belirlenen kurallara göre, aşağıdaki kapasite sağlayıcıların kapasite mekanizmasına katılamazlar:

- Düşük Karbon hedefi kapsamında farklı uygulamalardan (Karbon Fiyatı Desteği, Fark Kontratları ya da Küçük Ölçekli Santraller için Tarife Garantisi⁷) teşvik alan santraller
- Uzun dönemli sözleşmeler kapsamında Operasyonel Yedek olarak belirlenen santraller⁸ (Bu santraller, kapasite anlaşması imzalamaları halinde, operasyonel yedek haklarından feragat edeceklerini belirten bildirim yaparlarsa kapasite piyasasında yer alabilirler)

Kapasite piyasası ön eleme süreci ihaleden birkaç hafta önce başlar ve kesin tarihleri her bir ihale için ayrıca belirlenir (yayınlanan ihale rehberinde belirtilir).

Ön eleme sürecinde kapasite piyasası birimi'nin kapasitesinin belirlenmesi

Kapasite piyasasına katılan ve Kapasite Piyasası Birimi olarak adlandırılan katılımcılara, anlaşmalarında göz önünde bulundurulacak “Bağlantı Kapasitesi” için Şekil 4.12’de gösterildiği gibi farklı seçenekler sunulmaktadır.



Şekil 4.12 : Bağlantı kapasitesi hesaplama yöntemleri (EMR Delivery Body [c], 2017).

Tabloda verilen seçeneklere göre hesaplanan bağlantı kapasiteleri, santrallerin teknoloji tiplerine göre belirlenen derasyon katsayıları ile çarpılır. Bu faktör, kapasiteye ihtiyaç duyulduğu anda, santrallerin arıza yapma ihtimallerini (istatistiksel

⁷ Small-scale Feed-in Tariffs

⁸ Bu santraller İletim Sistemi Operatörü tarafından dengeleme hizmetleri kapsamında yönetilirler ve dengeleme birimi olma koşulları yürütülen ihaleler öncesinde belirlenmiştir.

olarak) hesaba da katmaktadır. Santral teknoloji tiplerine göre belirlenen derasyon (azaltma) faktörleri, her bir kapasite ihale öncesi yayınlanan ihale rehberlerinde belirtilmektedir.

Kapasite ihalesinde başarılı olan Kapasite Piyasası Birimi ile Derasyon Uygulanmış Kapasite (De-rated Capacity) üzerinden anlaşma yapılır.

Derasyon Uygulanmış Kapasite

$$= \text{Bağlantı Kapasitesi} * \text{Derasyon Faktörü} \quad (4.1)$$

Farklı teknolojiler için belirlenmiş derasyon faktörleri Çizelge 4.2’de sunulmuştur.

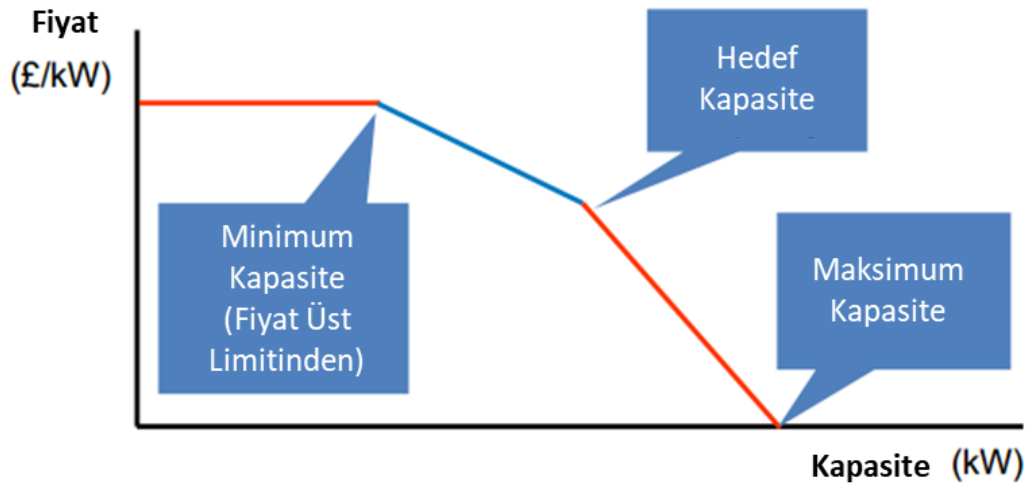
Çizelge 4.2 : Farklı teknolojiler için belirlenmiş derasyon faktörleri. (EMR Delivery Body [a], 2017).

Teknoloji Sınıfı	Dahil Edilen Santral Tipleri	T4 İhalesi Derasyon Faktörü (%)
Fuel Oil Yakıtlı Buhar Türbinleri	Konvansiyonel buhar türbinleri	85,4
Açık Çevrimli Doğalgaz Türbini & Pistonlu Motorlar (Otoproduktör Olmayan)	Açık çevrim ateşlemeli modda çalışan doğalgaz türbinleri	94,2
	Otoproduktör olarak kullanılmayan pistonlu motorlar	
Nükleer	Tümü	86,2
	Aşağıdaki santraller hariç, tüm hidroelektrik santraller:	
Hidro	(a) Gelgit akımları, dalgalar, okyanus akımları ile çalışan yada jeotermal kaynaklı; ya da	96,3
	(b) Bir depolama tesisinin parçası olarak çalışan İthal edilen elektriği bir çeşit depolanabilir enerjiye dönüştürülmesi, dönüştürülen enerjinin depolanması ve depolanan enerjinin tekrar elektrik enerjisine dönüştürülmesi	
Depolama	Depolama tesisinin bir parçasını oluşturan su ile üretim yapan üniteler (pompalı hidro depolama tesisleri)	90,0
Kombine Çevrim Doğalgaz Santralleri	Tümü	90,0
Kömür/Biyokütle	Kömür ya da biyokütle kullanan geleneksel buhar ile üretim yapan santraller	86,9
Talep Tarafı Katılımı	Tümü	86,9
	IFA (Fransa)	60,0
	Eleclink (Fransa)	65,0
	BritNED (Hollanda)	74,0
Enterkonnekte Kapasite (İthalat)	NEMO (Belçika)	77,0
	Moyle ve EWIC (İrlanda)	26,0
	IFA2 (Fransa)	62,0
	NSL (Norveç)	78,0

Kapasite ihalesi

Kapasite ihalesi, teslim yılı için belirlenen hedef kapasiteyi sağlamak için katılımcılar ile Kapasite Piyasası Anlaşması imzalanan rekabetçi süreci ifade eder. Bu ihaleye yalnızca ön elemenden geçmiş (gerekli olması halinde onaylanmış) birimler katılabilirler.

İhale kapsamında hedeflenen talep, ihale rehberinde sunulan Talep Eğrisi'nde sunulur. Şekil 4.13'te gösterilen talep eğrisinde hedeflenen kapasitenin yanı sıra, belirlenen minimum ve maksimum kapasiteler de gösterilmiştir.



Şekil 4.13 : Kapasite ihalesi talep eğrisi (EMR Delivery Body [c], 2017).

Kapasite ihalesi, belirlenen gün içerisinde (örn: 4 gün), günde belirlenen tur sayısı kadar (örn: 4 tur) ve her bir tur belirlenen sürede (örn: 90 dakika) yürütülen ve ihale katılımcılarının her birine ihale sonucu çıkan marjinal fiyatı ödeyen (pay-as-clear) bir ihale yöntemidir. Bu ihalede:

İhale fiyatı, ihale rehberindeki ihale üst limitinden başlar ve her turda belirli aralıklarla (teklif edilen kapasitenin artmasıyla) azaltılır.

Teklif sunan katılımcılar, belirledikleri bir fiyatta (Çıkış Teklifi-Exit Bid) ihaleden çekilebilirler. Bu fiyatlar, katılımcının kapasite anlaşması imzalamak için kabul edeceği en düşük bedeli gösterir. İhale fiyatının, belirledikleri fiyatın altında çıkması durumunda, kapasite piyasası birimi olarak yer alamazlar.

Teklif edilen kapasite toplamının, ihale öncesinde belirlenen hedef kapasite ile bulunduğu noktada ihale sonuçlandırılır ve ihale fiyatı belirlenmiş olur.

Bütün ihale katılımcıları, ihale fiyatı (Clearing Price) üzerinden kapasite anlaşması imzalar.

1 yıldan daha fazla süreli kapasite anlaşması (örneğin yeni devreye alınacak santral ile yapılan 15 yıllık anlaşma) imzalayan kapasite piyasası birimine, her bir teslim yılında, sözleşmenin yapıldığı yıl belirlenen ihale fiyatına enflasyon oranının uygulanmasıyla bulunan bedel ödenir. Yani 15 yıllık anlaşma yapan ve yeni yatırımını buna göre planlayan yatırımcıya 15 yıl için belirli bir minimum kapasite ödemesi garanti edilmiş olur.

Teklif süresi düzeltmeleri

Yeni ve renove edilecek kapasite piyasası birimleri, birden fazla teslim yılı için kapasite sözleşmesi yapmayı seçebilir. İhalede başarılı olduğu takdirde bu birim her teslim yılı için ihale fiyatını almaya hak kazanacaktır.

Bu tür santraller, fiyatın belirli bir seviyenin altına düşme ihtimalini göz önünde bulundurarak, ihale sistemine “teklif süresi düzeltmeleri” sunabilirler. Örneğin, belirlediği fiyatın altında bir ihale fiyatı oluşması durumunda, kapasite birimi teklifini yalnızca bir yılı kapsayacak şekilde yeniden düzenleyebilir. (Örneğin 15 yıllık anlaşma için X GBP/kW/yıl kapasite ödemesi talep eden santral, ihalede fiyatın bu X değerinin altına düşmesiyle birlikte, 1 ya da 3 yıllık kapasite ödemesi için teklifini tekrar düzenleyebilir).

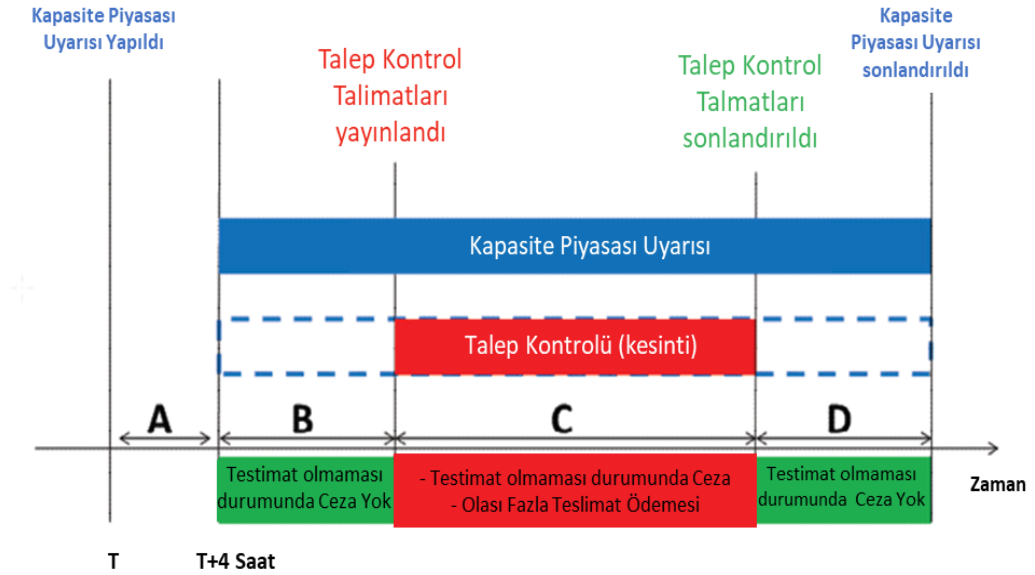
Renove edilecek santralin ihaleye katıldığı durumda ise, eğer ihale fiyatı belirlenen seviyenin altında kalırsa, katılımcı santrali renove etme koşulundan vazgeçerek, mevcut santral olarak ihaleye katılım gösterebilir.

Teslim yılı ve yükümlülükler

Kapasite ihalelerinde söz konusu olan teslim yılları 1 Ekim’den 30 Eylül’e kadar olan süreyi ifade eder. Örneğin 2018 teslim yılı 1 Ekim 2018’de başlar, 30 Eylül 2019’da tamamlanır.

Kapasite piyasası birimi, anlaşması gereği yükümlü olduğu teslim yılı içinde, oluşan “sistem sıkışıklık durumunda” (system stress event), “Kapasite Yükümlülüğü Sonrasında Düzenlenmiş Yük” (Adjusted Load Following Capacity Obligation) teslimini yapmak, yani emreamade olmak zorundadır.

Sistem sıkışıklık durumunun önceden öngörüldüğü ortamda, yani elektrik üretiminin talepten daha düşük olma ihtimalinin bulunduğu durumlarda, sistem operatörü bir “Kapasite Piyasası Uyarısı” yayınlanır (Şekil 4.14). Bu uyarının ardından, 4 saat sonra, eğer bir Sistem Sıkışıklık Durumu oluşursa, Talep Kontrol Talimatları gereği bir ya da birden fazla dağıtım şirketine talep azaltma talimatları gönderilir. Bu dönemde kapasite piyasası birimlerinin, kapasite sağlama yükümlülüklerini yerine getirmeleri gerekmektedir. Talep Kontrol Talimatları’nın sonlandırılması ile birlikte, kapasite piyasası birimlerinin de kapasite sağlama yükümlülükleri ortadan kalkar. Yükümlülüğün uygulandığı saatlerde kapasite sağlayamayan kapasite piyasası birimlerine ceza uygulanır. Bu arada, gereksinimden (Kapasite Yükümlülüğü Sonrasında Düzenlenmiş Yük) fazla kapasite sağlayan santrallerin ise daha fazla gelir sağlama potansiyelleri bulunmaktadır.



Şekil 4.14 : Kapasite piyasası yükümlülükleri ve süreçler (EMR Delivery Body [b], 2017).

İkincil ticaret ve yükümlülüklerin devri

Kapasite ihalesini kazanan katılımcılar ile imzalanan kapasite sözleşmeleri gereği, katılımcılar (bundan sonra kapasite piyasası birimi olarak adlandırılırlar) yükümlülüklerini karşılamak zorundadırlar. Birimler, yükümlülüklerini karşılayamama riskini fiziksel ikincil ticaret ile (physical secondary trading) ve Kapasitenin Yeniden Tahsisi yöntemleriyle yönetebilirler. Kapasite piyasasının dışında yürütülecek finansal hedge anlaşmaları da tercih edilebilmektedir.

Fiziksel ticaret yapılabilmesi için, yükümlülüğün transfer edileceği tarafın, ilgili teslim yılı için ön elemeyi geçmiş bir katılımcı olması gerekmektedir. Ayrıca bu katılımcının kapasite ihalesinden dolayı bir yükümlülüğünün olmaması gerekmektedir (derasyon uygulanmış kapasitesinin altında bir yükümlülüğü olduğu durumda bu kural uygulanmaz).

Fiziksel ticaret, teslim yılına ilişkin T-1 ihalesinin ardından başlayabilir ve teslim yılı boyunca devam edebilir.

Yükümlülükler bölümünde de anlatıldığı gibi, bir kapasite piyasası birimi, sistem sıkışıklık durumunda yükümlülüğünden daha fazla kapasite sağlamış ise, bu kapasiteyi başka bir kapasite piyasası birimine tahsis edebilir. Bu yöntem “Kapasitenin Yeniden Tahsisi” (Volume Reallocation” adı verilir. Burada alıcı tarafın, kendi yükümlülüğünü tamamen yerine getirememiş olması esastır. Örneğin 300 MW yükümlülüğü bulunan bir kapasite piyasası birimi, 200 MW’lık kapasiteyi kendi santralinden sağlamış olması durumunda, ilave 100 MW kapasiteyi diğer birimlerden bu yolla tedarik edebilir.

Düzenlenen ihaleler

Birleşik Krallık kapasite piyasası için düzenlediği ilk ihale Aralık 2014’te, 2018 teslim yılı için yapılan T-4 ihalesidir. 2015 ve 2016 yıllarında yapılan T-4 ihaleleri ise, 2019 ve 2020 teslim yılları için düzenlenmiştir.

Bunlara ilave olarak, ilk ihale 2018 yılı için bir gelir oluşturduğundan ve 2017 yılını kapsayacak bir kapasite ihalesi yapılmamış olduğundan 2017 yılının başında iki farklı ihale daha yapılmıştır.

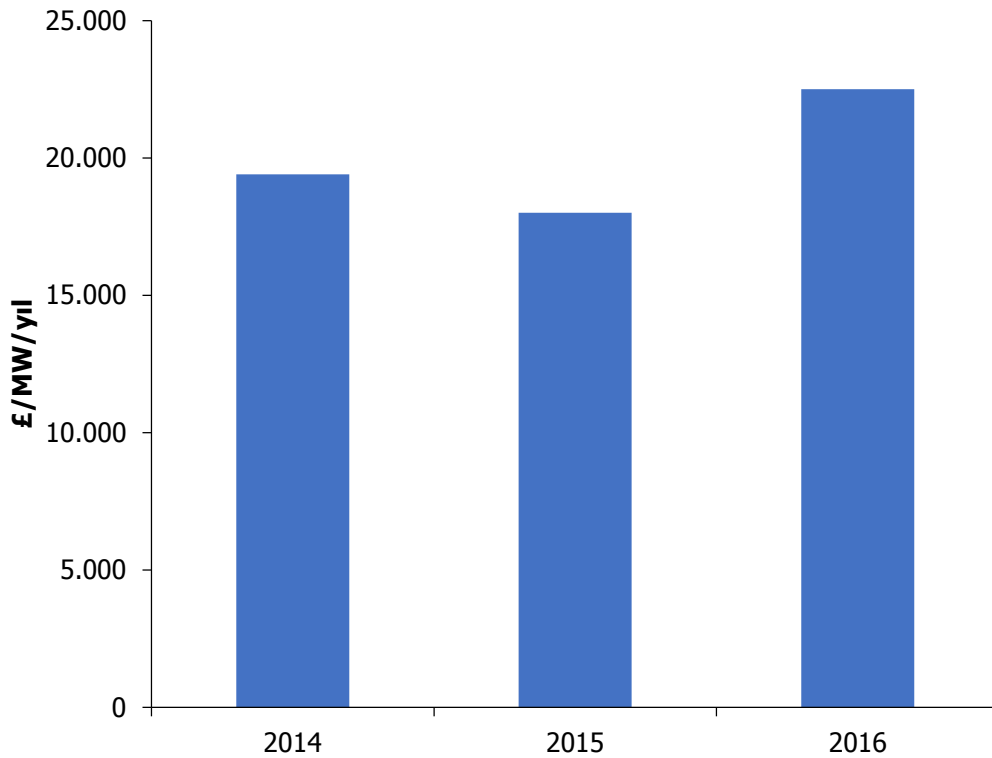
Erken Kapasite İhalesi (Early Capacity Auction) olarak nitelendiren ihalede teklifler, yine diğer ihalelerde olduğu gibi, fakat sadece bir yıllık bir dönem için alınmıştır. Yani ihaleye katılacak yeni santraller de yalnızca bir yıllık teşvikten yararlanacaklardır. Bu şekilde bir ihale yapılmasının sebebi 2017 yılı için ilave kapasite ihtiyacının farkedilmiş olmasıdır.

Geçiş Kapasite İhalesi (Transition Capacity Auction) olarak nitelendirilen ihalede ise katılımcılar, kış dönemindeki iş günlerinde iki farklı zaman dilimine (09-11 ve 16-20) birlikte teklif verebilecekleri gibi, herhangi bir zaman kısıtı olmadan da teklif sunabilirler. Zaman dilimi uygulanan sözleşmelerde, ihale fiyatının %70’i, ihaleyi kazanan katılımcılara ödenecektir. Bu ihaleye üretim tesislerinin katılması

engellenmiş ve bunun yerine sadece talep tarafımı katılımı sağlayabilecek, en küçüğü 0,5 MW kapasiteli (yeni ya da mevcut) kapasite piyasası birimleri ihaleye dahil edilmiştir.

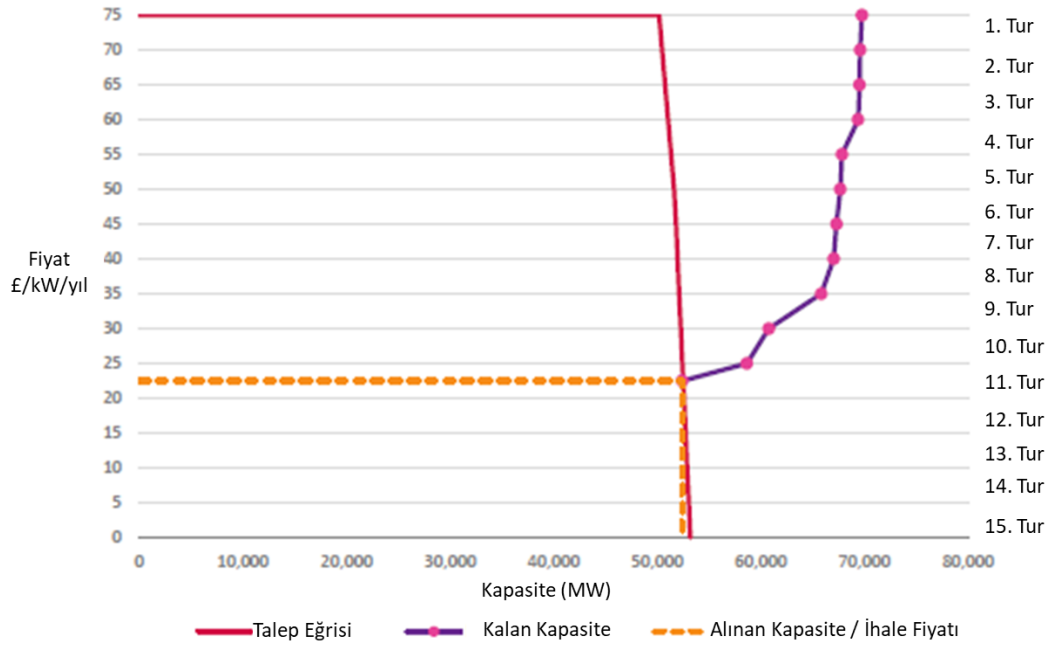
Düzenlenen ihale sonuçları

2014-2016 yılları arasında düzenlenen ve sırasıyla 2018, 2019, 2020 teslim yılları için yapılan T-4 ihalelerinde oluşan fiyatları birbirine yakın sonuçlar vermiştir (Şekil 4.15). 2014 yılında yapılan ihalede 19.400 £/MW/yıl olarak belirlenirken, 2015 yılında yapılan ihalede bu fiyat 18.000 £/MW/yıl seviyesine gerilemiştir. 2016 yılında yapılan T-4 ihalesi ise 22.500 £/MW/yıl seviyesinde sonuçlanmıştır (EMR Delivery Body [d], 2017).



Şekil 4.15 : 2016 yılı T-4 ihalesi sonuçları.

Birleşik Krallık kapasite piyasasında dört yıl sonraki teslim yılı için düzenlenen ihalelerin sonuncusu Aralık 2016'da düzenlenmiştir. Hedef kapasitenin 52.000 MW olarak belirlendiği ihale kapsamına, toplam 69.777 MW kapasite katılırken, ihale sonucunda yapılan kapasite anlaşmalarının toplam kapasitesi 52.425 MW olarak belirlenmiştir. İhaleye katılan santrallerin teklifleri ve hangi fiyat seviyesinde ihaleden ayrıldıklarını da gösteren merit-order Şekil 4.16'da sunulmaktadır.



Şekil 4.16: 2016 T-4 İhalesi merit order.

Bu ihalede başarılı olan ve kapasite anlaşması imzalayan santrallerin katılımcı tipine göre dağılımı Çizelge 4.3'te sunulmuştur.

Çizelge 4.3 : 2016 T-4 ihalesinde başarılı olan kapasitelerin katılımcı tipine göre dağılımı.

Kapasite Piyasası Birimi Sınıfı	Kapasite (MW)	Oran (%)	Kapasite Piyasası Birimi Sayısı	Oran (%)
Mevcut Santral	44.464	84,81	243	50,31
Mevcut Enterkonnekte Kapasite	2.342	4,47	4	0,83
Yeni Enterkonnekte Kapasite	-	-	-	-
Yeni Santral	3.413	6,51	129	26,71
Kanıtlanmış Talep Tarafı Katılımı	44	0,08	8	1,66
Renove Edilecek Santral ⁹	173	0,33	2	0,41
Renove Edilmeyen Santral	622	1,19	8	1,66
Kanıtlanmamış Talep Tarafı Katılımı	1.367	2,61	89	18,43

⁹ Renove edilecek santrallerin, belirli bir kapasitesinin renove edilmediği durumları ifade eder. Örneğin 300 MW'lık bir santralin 100 MW'lık kısmı renove edilirken, kalan 200 MW'lık kapasite renove edilmeyen santral statüsünde değerlendirilir.

Aynı ihalenin kazananlarına teknoloji tipi bazında baktığımızda ise, kapasitenin büyük bir kısmının doğalgaz santrallerinden sağlandığı görülmektedir. Toplam kapasitenin %43,10'una denk gelen 22.596 MW kapasiteli doğalgaz santralleri kapasite ihalesinde başarılı olmuştur. Doğalgaz santrallerini 7.878 MW kapasite ile nükleer santraller ve 6.090 MW kapasite ile kömür ve biyokütle santralleri takip etmektedir (Çizelge 4.4)

Çizelge 4.4 : 2016 T-4 ihalesinde başarılı olan kapasitelerin teknoloji tipine göre dağılımı.

Kapasite Piyasası Birimi Tipi	Kapasite (MW)	Oran (%)
Doğalgaz Kombine Çevrim	22.596	43,10
Kojenerasyon ve Otoprodüktör	4.407	8,41
Kömür/Biyokütle	6.090	11,62
Talep Tarafı Katılımı	1.411	2,69
Hidro	711	1,36
Nükleer	7.878	15,03
Açık Çevrimli Gaz Türbini & Pistonlu (Diğer)	819	1,56
Açık Çevrimli Gaz Türbini & Pistonlu (Dizel)	679	1,29
Açık Çevrimli Gaz Türbini & Pistonlu (Doğalgaz)	2.290	4,37
Depolama	3.201	6,11
Enterkonnekte Kapasite	2.342	4,47

Çizelge 4.5'te görüldüğü üzere, kapasite piyasası ihalesine katılan ve başarılı olan santrallerin %5'ine karşılık gelen 2.615 MW kapasite 15 yıllık kapasite anlaşmasına imza atmıştır. Bu santraller genellikle küçük kapasiteli gaz motorlarından oluşmaktadır. 124 ünitenin toplam kapasitesinin 2.615 MW olduğu düşünülürse, ortalama kapasite 21.1 MW olarak hesaplanmaktadır. İhale kapsamında 33 MW kapasiteli, yeni kurulacak bir santral ise 12 yıllık kapasite anlaşmasına hak kazanmıştır.

Çizelge 4.5 : 2016 T-4 ihalesinde başarılı olan kapasitelerin sözleşme sürelerine göre dağılımı.

Süre	Kapasite (MW)	Oran (%)	Kapasite Piyasası Birim Sayısı	Oran (%)
1 Yıl	49.777	94,9	358	74,1
12 Yıl	33	0,1	1	0,2
15 Yıl	2.615	5,0	124	25,7

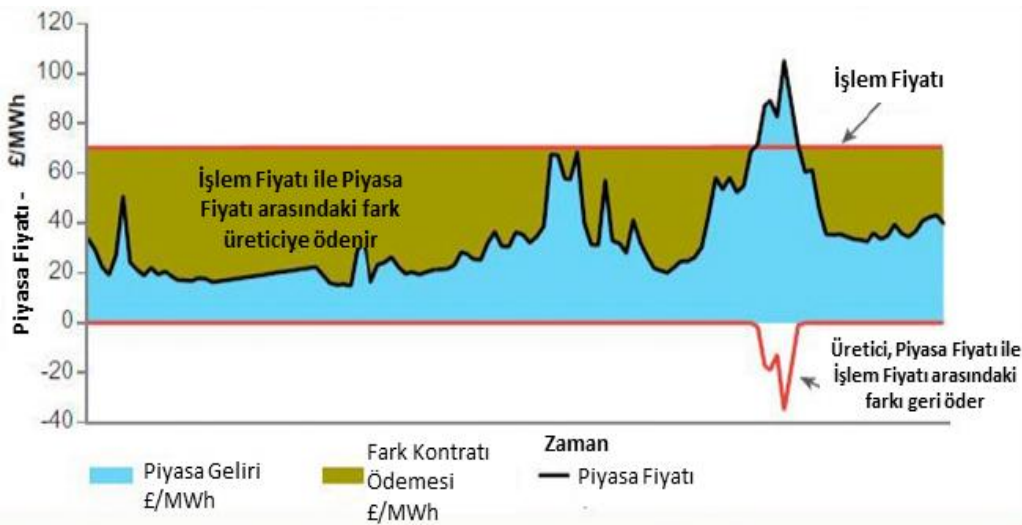
4.6.3.2 Fark kontratları

Fark kontratları, Birleşik Krallık'ta düşük karbon üreticileri olarak adlandırılan yenilenebilir enerji santrallerine sağlanan bir teşvik mekanizmasıdır. Bu mekanizma, ülkenin karbon emisyonunu düşürme hedefine giden geçiş sürecinde, volatil (istikrarsız, değişken) elektrik fiyatlarının yenilenebilir enerji santralleri üzerindeki etkisini azaltmak ve bu santrallere uzun dönemli gelir stabilizasyonu sağlamak için uygulanmaktadır.

Fark kontratları, yenilenebilir enerji santralleri ile hükümet tarafından kurulan Düşük Karbon Kontratları Şirketi (Low Carbon Contracts Company) arasında yapılan ikili anlaşmalara dayanmaktadır. Fark kontratlarının süresi 15 yıl ile sınırlandırılmıştır (Timera Energy, 2017).

Bu anlaşmaya göre, yenilenebilir enerji santralleri ürettikleri enerji karşılığında, her bir teknoloji tipi için ayrı ayrı belirlenen ve santralin yatırım bedelini yansıtan İşlem Fiyatı (Strike Price)'ni kazanmayı garanti altına alırlar. İşlem fiyatı fark kontratında belirlenen ve sabitlenen bir fiyattır.

Bu santraller diğer santraller gibi, fark kontratlarından bağımsız olarak, piyasaya elektrik satışı gerçekleştirirler. Piyasa fiyatının, işlem fiyatından daha düşük olması durumunda, aradaki fark üreticilere Düşük Karbon Kontratları Şirketi tarafından ödenir (Şekil 4.17). Piyasa fiyatının, işlem fiyatının üzerinde olması halinde ise, bu sefer santraller aradaki farkı şirkete öderler. Bu anlamda uygulama, Türkiye'deki YEKDEM mekanizmasına benzemektedir.



Şekil 4.17 : Fark kontratları ödemelerine örnek gösterim (EMR Settlement Limited, 2017).

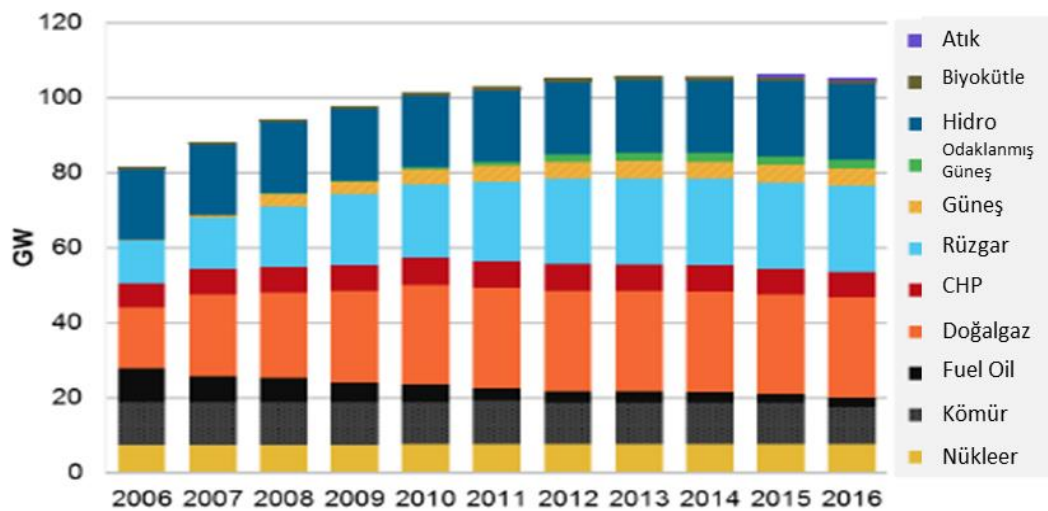
Fark kontratları tarafından desteklenen santral tipleri, her yıl başvurular alınmadan önce yayınlanır. Örneğin 2021/2022 yıllarında devreye alınacak santraller Offshore Rüzgar, İleri Dönüşüm Teknolojileri (atıktan elde edilen enerji gibi), Anaerobik Çürüme, Biyokütle, Dalga, Gel-git ve Jeotermal gibi kaynaklardan elektrik üretilen santrallerdir.

Santraller fark kontratları için yapılan ihalelerde, düzenleyici tarafından belirlenmiş işlem fiyatları baz alınacaktır. Rekabetçi ihaleler sonucunda, her bir santrale ait farklı işlem fiyatları belirlenerek, fark kontratlarına işlenecektir. Fark kontratlarındaki bu işlem fiyatları referans yıla göre belirlenecek olup, ödeme yapılacak yılda ise enflasyon oranında artırılarak hesaba katılacaktır.

4.6.4 İspanya

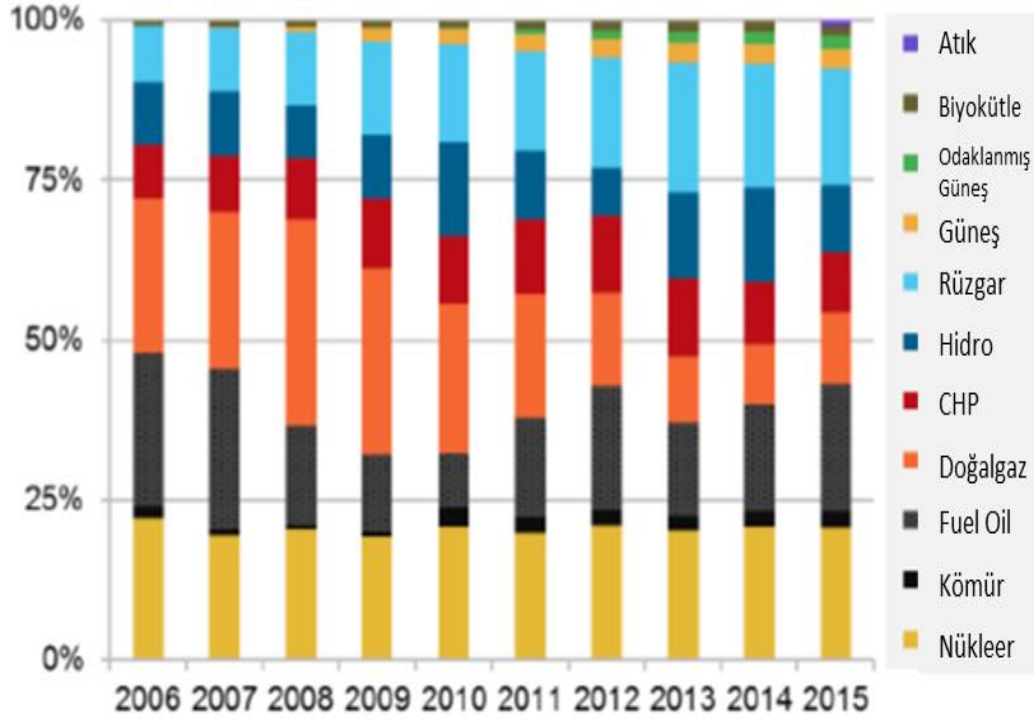
İspanya’da 1997 yılına kadar devlet tekelinde olan enerji sektörü, 1997 yılında kurulan beş şirketle (Endesa, Gas Natural, Iberdrola, Union Fenosa ve Hidroelectrica del Cantrabrico) birlikte özelleştirilmiştir.

Devam eden on yıl içerisinde İspanya’nın elektrik talebi yılda ortalama %5 oranında artış göstermiştir. Enerji şirketleri artan bu talebi yoğun olarak yeni doğalgaz kombine çevrim santralleri kurarak karşılamayı tercih etmişlerdir. 2002 – 2011 yılları arasında ülkede toplam 26 GW doğalgaz santrali kurulmuştur. Şekil 4.18’de sunulan iletim sistemi operatörü Red Electrica de Espana (REE) verilerine göre, 2015 yılı sonunda İspanya’nın toplam kurulu gücü 106 GW seviyesine ulaşmıştır (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2016).



Şekil 4.18 : İspanya kurulu güç gelişimi (2006 – 2016) (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2016).

Doğalgaz santrallerinin toplam kurulu güç içindeki payı 2010 yılından bu yana %25 seviyesinde kalmıştır. Fakat üretim tarafından bakıldığında, doğalgazdan elde edilen elektriğin toplama oranının 2011 yılından itibaren düşüşe geçtiği görülmektedir (Şekil 4.19).



Şekil 4.19 : İspanya elektrik üretiminin yakıt tipine göre dağılımı (2006 – 2015)
(Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2016).

Bu düşüşün ana nedenlerinden birisi, 2010 yılında devreye alınan ve 2014 yılına kadar toplamda 5 GW kapasiteli kömür santraline verilen teşviklerdir. Bu teşviklerin bir kısmı, yalnızca yerli kömürden elektrik üreten santralleri kapsayacak şekilde uzatılmıştır. 2016 yılında ise Avrupa Birliği ile yapılan anlaşma kapsamında, yerli kömür santrallerine verilen bu desteğin 2018 yılı içinde sonlandırılmasına karar verilmiştir.

İletim şirketi REE arz güvenliği hesaplarını yaparken, nükleer, doğalgaz, kömür ve yenilenebilir enerji kaynaklarını derasyon uygulanmış kapasitelerinin toplamının, puant talebin en az 1,1 katı olması gereksinimini göz önünde bulundurmıştır. 2016 yılında puant talep 40.489 MW olarak gerçekleşirken, bu değer 2007 yılındaki tarihin en yüksek puant talebinden %10,9 oranında daha düşüktür. 2007 yılından itibaren kurulu güçte görülen artış, puant talepteki düşüş nedeniyle arz fazlasına neden olmuştur (Red Electrica de Espana, 2017).

Uygulanan Kapasite Mekanizması Modelleri

İspanya’da 1997 yılında enerji sektörünün özelleştirilmesiyle birlikte, sadece enerji piyasalarına paralel olarak, konvansiyonel enerji santrallerine garanti kapasite ödemesi yapan mekanizma işletilmiştir. Bu mekanizma 2007 yılında, halen devrede olan kapasite ödemesi mekanizması ile değiştirilmiştir.

2007 yılından itibaren uygulanan mevcut yapıda üç farklı kapasite ödeme mekanizması bulunmaktadır:

- Yeni kurulacak doğalgaz santralleri için uygulanan “yatırım teşviki” mekanizması (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2016)
- Mevcut ve yeni kurulacak doğalgaz, kömür, petrol yakıtlarına dayalı santraller ve rezervuarlı hidroelektrik santrallerine uygulanan “emre amadelik teşviki” mekanizması
- Sülfür dioksit filtresi takılan kömür santrallerine uygulanan “çevresel teşvik” mekanizması.

Daha önce anlatılan, 2011 – 2014 yıllarında yerli kömüre dayalı enerji santrallerine uygulanan ve bazı santraller için 2018 yılına kadar uzatılan teşvikler de kapasite mekanizmaları kapsamında ele alınmaktadır.

2014 yılından itibaren bir ihale yöntemiyle uygulanan ve enerji tüketimi yoğun sanayilerin (metal ve beton üreticileri gibi) talep tarafı katılımını sağlayarak, belirli dönemlerde talebi düşürerek sistem güvenliğini sağlayan bir teşvik mekanizması da devreye alınmıştır. Bu ihalede toplam ödenecek bedel belirlenmekte ve belirtilen sanayilerden büyük kapasiteli teklifler ele alınmaktadır.

Kapasite Mekanizması Ödemeleri

- Yatırım Teşviki: 1997 yılından sonra kurulan toplam 26 GW kapasiteli kombine çevrim doğalgaz santraline sağlan teşvik ile, santrallerin devreye girmesinden itibaren ilk 10 yıl içinde 23,400 Euro/MW seviyesinde ödeme yapılmıştır. Bu santraller içinden toplam 5 GW kapasiteyi oluşturan 10 adet santral, yatırım teşviki kapsamlarındaki tutarın tamamını almış durumdadır. Diğer santrallere ödenen yatırım teşvik oranı ise 2013 yılında, 10,000 Euro/MW seviyesine indirilmiştir. Yatırım teşvik tutarlarını tamamen alan

santraller, bu sürenin ardından, bir diğer kapasite mekanizması olan “emre amadelik teşviki”nden yararlanmaya devam edebilirler (Girard ve diğ., 2015)

- Emre Amadelik Teşviki: Toplam 50 GW termik ve rezervuarlı hidroelektrik santralinin yararlandığı bu mekanizmada santrallere, elektrik üretimi yapmaları koşulu olmadan, sistemde emre amade oldukları gün bazında ödeme yapılmaktadır. Bu teşvik kapsamında termik santrallere yapılan kapasite ödemeleri 4.500-4.700 Euro/MW seviyesinde iken, rezervuarlı hidroelektrik santrallere yapılan ödemeler 1.200 Euro/MW seviyesindedir.

İletim sistemi operatörü REE’ye göre, yatırım teşviki ve emre amadelik teşviki kapsamındaki ödemeler, son kullanıcıya yansıtılmaktadır. Bu ödemeler, günümüzde elektrik satış fiyatının %8’ine karşılık gelmektedir.

- Çevresel Teşvik: Kömür santrallerinin sülfür ayrıştırma üniteleri ve diğer renovasyon giderlerini karşılamak amacıyla sunulan teşvikten, toplamda 6 GW kapasiteli kömür santrali yararlanmıştır. Bu santraller 10 yıl boyunca yılda 8.500 Euro/MW seviyesindeki teşvikten yararlanmışlardır.
- Talep Tarafı Katılımı: Her yıl ortalama 3 GW kadar kapasite, talep tarafı katılımı ile sağlanmaktadır. Kasım 2016’da gerçekleştirilen ihalede 5 MW’lık 415 blok, ortalama 127.536 Euro/MW, 10 MW’lık 90 blok ise ortalama 289.125 Euro/MW seviyesinde bedel almaya hak kazanmıştır.

İspanya Kapasite Mekanizması ile ilgili Görüşler

İspanya’da uygulanan kapasite mekanizmalarının da katkısıyla oluşan arz fazlası nedeniyle, mekanizma çeşitli eleştirilere maruz kalmaktadır. 2016 yılında Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından yayınlanan ülke raporunda, mevcut sistemin tekrar değerlendirilmekte olduğu belirtilirken, düzenleme yapılması gerekliliğine vurgu yapılmıştır. Uluslararası Enerji Ajansı’nın önerisi şu şekildedir:

“Kapasite ödemeleri bir an önce sonlandırılmalı ve mothball olan ya da kapanan ve sistem tarafından gereksinim duyulmayan santrallere herhangi bir ödemeyi öngören başka bir mekanizmadan kaçınılmalıdır. Arz kapasitesinin emre amadeliliği konusunda kısa dönemli çekinceler olması durumunda, arz güvenliğini sağlayacak santraller ihale yöntemi ile seçilmelidir.”

Avrupa Komisyonu'nun 2016 yılında yayınladığı inceleme raporunu baz alan ve İspanya kapasite ödeme mekanizmasını inceleyen bir çalışma da Enerji Ekonomisi ve Finansal Analiz Enstitüsü (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2016) tarafından yapılmıştır.

Bu çalışmada, İspanya gün öncesi elektrik piyasasındaki 180 Euro/MWh'lık fiyat üst limiti eleştiri konularından biri olmuştur. Ulusal Enerji Komisyonu'nun, bu üst limit nedeniyle kapasite mekanizmasının gerekliliğini ifade etmiştir. Enerji Ekonomisi ve Finansal Analiz Enstitüsü tarafından yapılan çalışma ise mevcut fiyat üst limitinin kaldırılması halinde kapasite mekanizmalarına ihtiyacın azalacağını belirtmiştir. Avrupa Komisyonu da ülkelerin kapasite mekanizmalarını hayata geçirmeden önce dikkat etmeleri gereken en önemli piyasa bozukluğunun, piyasadaki fiyat üst limitleri olduğu görüşünü ifade etmektedir.

Eleştirilen bir diğer konu ise, arz fazlasının piyasadaki fiyatları aşağıya çekmesi ve bu nedenlerle, bir kapasite mekanizmasının gerekliliğine temel oluşturmasıdır. Maliyet açısından daha avantajlı olacak yöntemin, arz fazlasına neden olan yaşlı ve yüksek karbon salınlı santrallerin kapatılması olacağı ifade edilmiştir.

Bütün bu eleştirilerin özeti olarak ise İspanya piyasasının yatırımcılara gerekli yatırım sinyallerini sağlayabilecek düzenlemeleri yapması ve elektrik piyasasında şeffaflığı artırması önerileri getirilmiştir.

4.6.5 İtalya

İtalya, 2003 yılının Haziran ayında ülke çapında yaşanan elektrik kesintisi sonrasında artan puant yük talebini karşılayabilmek ve arz güvenliği için yeterli rezerv kapasiteyi tesis edebilmek amacıyla 2004 yılının Nisan ayında “kapasite ödemesi” mekanizmasını devreye sokmuştur. Böylelikle ülke genelinde benzer bir elektrik kesintisinin önüne geçilmesi ve arz güvenliğinin sağlanması amaçlanmıştır. Ancak uygulanan yöntem 379/03 nolu yönetmeliğin 5. Maddesi'nde de belirtildiği üzere geçici bir mekanizma olarak atfedilmiştir.

Mevcut kapasite ödeme sistemi

2004'te devreye alınan kapasite ödeme sisteminde Yan Hizmetler Piyasası'nda faaliyet gösterebilen santraller ve depolama birimleri kapasite ödemesi almaya hak kazanmaktadır. Buradan da anlaşılabileceği üzere yakıt tipi ya da teknoloji bazında

santrallerde bir ayrıma gidilmemektedir. Bu mekanizmadan işletmede olan santraller haricinde, yine Yan Hizmetler Piyasası'nda faaliyet gösterebilme kapasitesine sahip yeni devreye girecek santraller de yararlanabilmektedir.

İtalya'nın iletim sistemi operatörü TERN, her yıl "Kritik Günler" olarak adlandırdığı arz açığı yaşanabilecek zamanları öngörmektedir. TERN, "Kritik Günler"i belirlerken ülkenin puant yük tahminini, elektrik ithalat miktarını ve kapasite ödemesi almaya hak kazanamayan üretim santrallerinin üretim miktarlarını dikkate almaktadır. İlgili yıl için ihtiyaç olunan kapasite öngörüldükten sonra TERN, Kritik Günler'de kapasitesini emreamade tutma taahhüdünde bulunan santralleri seçmekte ve bu santrallerle bir senelik sözleşme imzalamaktadır. Bu bağlamda kapasite ödemesi sisteminde elektrik santralleri iki farklı kategori altında ödeme almaktadır (European Commission [b], 2016):

- "CAP1" (€/MW), "Kritik Günlerde" kapasitesini emreamade tutan santrallere verilen aylık bedeldir. TERN tarafından belirlenen bu günlerde emreamade kapasite tutamayan santrallere İtalyan Elektrik, Gaz ve Su Sistemleri Düzenleme Kurumu (AEEGSI) 25,000 €/MW ile 50,000 €/MW aralığında bir cezai bedel uygulamaktadır. İlgili santralin emreamade kapasite tutmaya devam etmemesi durumunda AEEGSI yapılan kapasite ödemesini de sonlandırma hakkına sahiptir (Linklaters, 2014).
- "S" (€), kapasite ödemesi almaya hak kazanan üretim santrallerinin ilgili yılda yaptıkları elektrik üretiminden kazandığı gelirin AEEGSI'nın öngördüğü miktarın altında kalması durumunda aradaki fark ilgili santrale ödenmektedir. Böylelikle sistemin güvenliğine katkı sağlayan ancak kısa vadede finansal sorunlarla karşı karşıya kalan ve bu nedenle de kritik günlerde emreamade kapasite sağlayamama riski olan santrallerin sistemde kalması güvence altına alınmaktadır.

AEEGSI her sene kapasite ödemesi için gereken toplam tutarı öngörmektedir. İletim sistemi operatörü TERN ise daha önce de ifade edildiği üzere arz açığının yaşanabileceği kritik günleri tahmin etmektedir. Bunun yanı sıra kapasite ödemesi kapsamında ilgili üretim santrallerine ve depolama birimlerine ödemelerini yapmakta ve ödenen bu bedelleri aylık bazda elektrik perakende satış şirketlerinden sistemden çektikleri elektrik miktarları oranında tahsil etmektedir. Elektrik perakende şirketleri

de bu tutarı son tüketicilere elektrik faturaları üzerinden yansıtmaktadır. Bu bağlamda 2013 yılında Avrupa Birliği Enerji Komisyonu tarafından hazırlanan raporda 2011 – 2013 yılları arası kapasite ödemesinin 100 – 160 Milyon Euro mertebesinde gerçekleştiği belirtilmiştir. 2013 yılında ise yaklaşık 155 Milyon Euro civarında bir kapasite ödemesi yapılmıştır.

Daha önce de ifade edildiği üzere İtalya kapasite ödemesi sistemini geçici olarak devreye almıştır. Temel gayesi 2003 yılında yaşanan ülke çapındaki elektrik kesintisinin tekrarlamaması, yeterli kapasite miktarının garanti altına alınması ve iletim sistem güvenliğinin sürdürülebilir olmasıdır. Ancak elektrik üretim dengesinde yenilenebilir enerjinin payının giderek artması ve buna bağlı olarak sistem güvenliğini tesis eden baz yük konvansiyonel santrallerin azalan üretim değerleri ve rekabetçi olmayan bir kapasite ödeme sisteminin Avrupa Birliği tarafından tepki çekmesi nedeniyle mevcut kapasite ödeme sisteminin İtalyan Elektrik Piyasası'nın gerekliliklerine yeterince cevap veremediği görülmüştür.

Planlanan kapasite mekanizması

İtalya'da mevcut kapasite ödemesinin, yeni bir mekanizma ile değiştirilmesi için çalışmalar 2005 – 2010 yılları arasında, önerilecek sistemin kriterlerine ilişkin toplam 5 adet dokümanı kamuoyu görüşüne (public consultation) açarak başlamıştır. Bu dönemde ayrıca Amerika Birleşik Devletleri'ndeki New England ve PHM modelleri ile İspanya kapasite mekanizması modelleri detaylıca incelenmiştir.

2011 yılında AAEGSI, yeni kapasite mekanizmasının baz alacağı kriterleri belirleyerek, iletim sistemi operatörü Terna'ya iletmış ve detaylı mekanizma önerisi yapılabilmesi için ilk adımı atmıştır. Terna 2012 – 2013 yıllarında yine kamuoyu görüşlerini de alarak, AAEGSI'nin onayına sunmuştur. Bu onayın ardından, Ekonomik Kalkınma Bakanlığı, 2014 yılında yeni mekanizma önerisini onayladığını açıklamıştır.

İtalya'nın orijinal planı, yeni kapasite mekanizmasını (Çizelge 4.6) 2015 yılında devreye almak ve ilk teslim yılını 2018 olarak belirlemektir. Fakat Avrupa Komisyonu'nun üye ülkelerdeki mekanizmaları incelediği sürecin başlangıcı nedeniyle, uygulama 2017 yılına ertelendi. Komisyonun yeni kapasite mekanizması modelini 2018 yılı başında onayladı (European Commission [c], 2016).

Yeni kapasite mekanizması “güvenilirlik opsiyonu sözleşmeleri” (reliability option) temel alınarak tasarlanmış ve bu opsiyon sözleşmelerinin ticaretinin yapıldığı bir ihale yürütülecek şekilde düzenlenmiştir.

Çizelge 4.6 : İtalya’da planlanan kapasite piyasası ihaleleri.

Senelik İhale
• Kapasitenin İhale Yöntemiyle Tedarik Edilmesi • İhale Periyodu Başlangıcı: İhale yılı + 4 yıl (Örn:2017’de yapılan ihale 2021 yılı için yapılır) • Teslim Süresi: 3 yıl (Örn:2017’de yapılan ihale 2021 yılı için yapılır ve 2021-2022-2023 için geçerlidir) • Yer: Santralin bulunduğu bölge
Düzeltilme İhalesi
• Senelik ihalede alınan ürünlerin (kapasitelerin) tekrar gözden geçirilmesi, ticaretinin yapılması • İhale Periyodu Başlangıcı: İhale yılı + 1 ya da 3 yıl (Örn:2017’de yapılan ihale 2021 yılı için yapılır) • Teslim Süresi: 1 yıl (Örn:2018’de yapılan ihale 2019 ya da 2021 yılı için yapılır ve 1 yıl boyunca geçerlidir) • Yer: Santralin bulunduğu bölge
İkincil Piyasa
• İkincil Piyasa • İhale Periyodu Başlangıcı: Sözleşme başlangıcından en fazla 1 yıl önce • Teslim Süresi: Aylık olarak değerlendirilir • Yer: Santralin bulunduğu bölge

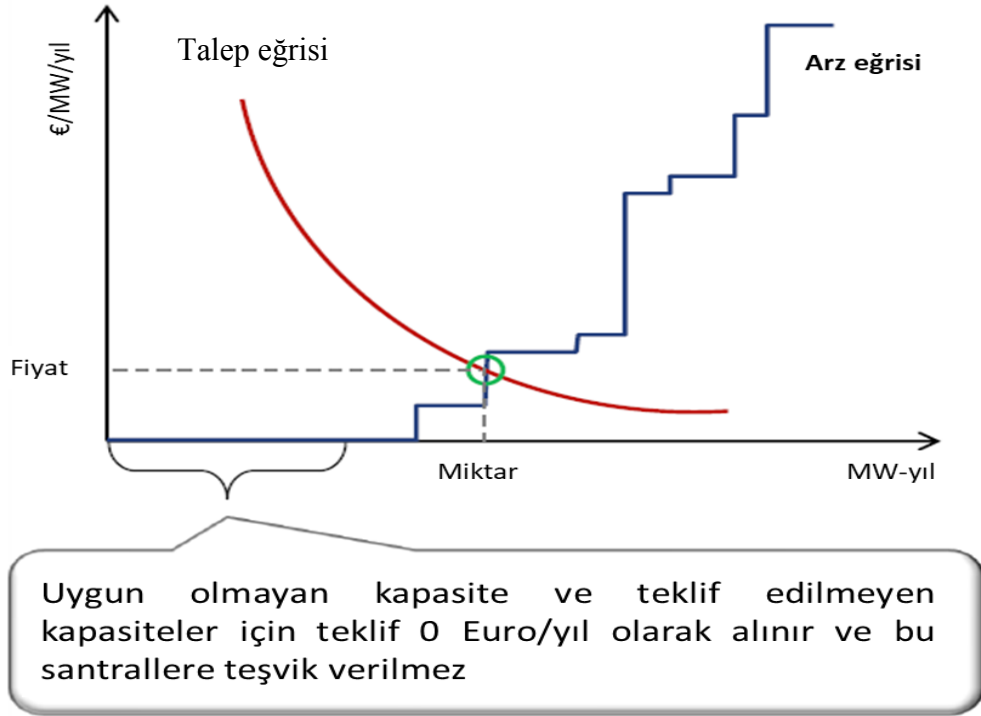
Aşağıdaki santraller kapasite piyasası ihalelerine katılamazlar:

- Kesintili üretim yapan yenilenebilir enerji kaynakları (rüzgar, güneş vb.)
- Herhangi bir yatırım teşvik mekanizmasından yararlanan santraller
- İlgili kurumlarla yapılan anlaşmaya göre devreden çıkacak ve sökülecek santraller

Kapasite ihalelerine katılım isteğe dayalıdır ve iletim sistemi operatörüne teminat tutarlarının yatırılması gerekmektedir.

İhaleye katılan santraller, daha önce sistem operatörü tarafından santral için belirlenen “beklenen emre amade kapasite” den daha yüksek bir kapasite için teklif veremezler.

İlgili bölge için kapasite ihalesine temel oluşturan talep eğrisi, sistem operatörü tarafından, arz güvenliği kriterleri ve her bir kapasite seviyesi için üretim maliyetleri göz önünde bulundurularak, hazırlanır. Arz eğrisi ise, ihaleye katılan santrallerin verdikleri teklifler ile oluşturulur. Bu iki eğrinin buluştuğu noktada ise kapasite ihalesinin sonuç fiyatı belirlenir. İhale sonuçlarının basit şekilde gösterimi Şekil 4.20’de sunulmuştur.



Şekil 4.20 : Kapasite ihalesi sonuçlarının basit gösterimi.

Kapasite ihalesinde başarılı olan santraller, merkezi alıcı konumundaki iletim sistemi operatöründen, ihale bedelini (beklenen emre amade kapasite için) alırken, bu santrallere gün öncesi piyasası ve yan hizmetler piyasasında teklif yapma yükümlülüğü getirilmektedir.

İhale kapsamında, kapasite ihalesini kazanan santrallerin piyasadan kazanacakları miktarı limitleyen bir işlem fiyatı (strike price) belirlenir. Bu fiyat, en düşük yıllık sabit gidere sahip olan marjinal teknoloji santralinin (önerilen tip: kombine çevrim doğalgaz santrali) değişken maliyetleri olarak belirlenmiştir. Eğer santralin piyasadan

kazandığı fiyat olan “spot fiyatı”, belirlenen işlem fiyatından daha fazla olursa, santral aradaki farkı iletim sistemi operatörüne geri öder. Böylelikle gün öncesi piyasası ve yan hizmetler piyasalarına teklif vermeyen ya da işlem fiyatının üstünde teklif veren santraller cezalandırılmış olur.

Bu yaklaşım özellikle Avrupa Komisyonu tarafından önerilen kapasite mekanizması uygulamalarına, bir fiyat limiti getirilmesi nedeniyle, uygun değildir. Avrupa Enerji Tacirleri Federasyonu (EFET), 24 Kasım 2016 tarihli yayınında üst fiyat limitinin uygun olmadığını belirtmiştir. Halen öneri aşamasında olan bu yapıda, fiyat üst limiti uygulaması, serbest piyasa koşullarına uygun görülmemekle birlikte, üst limit uygulaması için önerilebilecek rakamın İtalya için hesaplanan VOLL (olmayan elektriğin bedeli) değeri olan 3.000 Euro/MWh olduğu vurgulanmıştır. Kapasite ihalesi modeli, bu yapısı ile santrallerin üzerindeki baskıyı artıracak ve dolayısıyla, sadece kapasite ihalesinden aldıkları bedele dayalı bir konuma gelmelerine neden olacaktır.

Çizelge 4.7’de İtalya’da kapasite piyasasına katılan bir santralin, farklı piyasalardaki senaryolar değerlendirilerek, ilgili senaryoda santrale uygulanacak olan “spot fiyatı” bilgisi sunulmuştur. Buna göre, gün öncesinde kabul edilen bir santralin spot fiyatı, teklifinin işlem fiyatının üzerinde olup olmadığına bakılmaksızın, gün öncesi fiyatı olarak belirlenir.

Örneğin yan hizmetler piyasasına teklif yapmış ama kabul edilmemiş bir santral, yan hizmetler piyasasında da yer alamazsa iki farklı spot fiyatı seçeneği ile karşı karşıyadır. Sistemin güvenli olduğu bir saatte, bu bedel gün öncesi piyasası fiyatı ile yan hizmetler piyasasındaki en yüksek fiyat arasından, en büyüğü seçilerek belirlenir. Sistemde arz güvenliği sorunu var ise, aşağıdaki formüldeki spot piyasa fiyatı VOLL olarak uygulanır.

$$(1)\text{Spot Piyasa Fiyatı} - \text{İşlem Fiyatı} > 0 \text{ ise} \quad (4.2)$$

kapasite ihalesini kazanan santral, iletim sistemi operatörüne aradaki farkı öder.

Özetle, santrallerin kapasite ihalesi kapsamında aldıkları yıllık sabit tutarların karşılığında, gün öncesi ya da yan hizmetler piyasasında emre amade olmaları ve çalışmaları beklenmektedir. Bu koşulu sağlamayan santrallerin, önerilen kapsam dahilinde cezalandırılması planlanmaktadır.

Çizelge 4.7 : İtalya’da işlem görülen piyasaya göre santralin spot fiyatının belirlenmesi (Terna, 2015).

Piyasada İşlem		Spot Fiyatı	
		Teklif fiyatı $\leq$ İşlem Fiyatı	Teklif fiyatı $>$ İşlem Fiyatı
Gün öncesi piyasasında kabul edildi.		Gün Öncesi Piyasası Fiyatı	
Gün öncesi piyasasına teklif etmiş ama kabul edilmemiş ve yan hizmetler piyasasına girememiş.	Sistem güvenli	Max (Gün Öncesi Piyasası Fiyatı, Yan Hizmetler Piyasasındaki En Yüksek Fiyat)	
YA DA	Sistemde arz güvenliği sorunu var	VOLL	
Gün öncesi ya da yan hizmetler piyasasına girememiş.			
Yan Hizmetler piyasasında kabul edildi.		Teklif Fiyatı	
Yan Hizmetler piyasasına teklif etmiş ama kabul edilmemiş.		İşlem Fiyatı	Max (Gün Öncesi Piyasası Fiyatı, Yan Hizmetler Piyasasındaki En Yüksek Fiyat)

5. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA KAPASİTE MEKANİZMASI UYGULAMASINA DUYULAN İHTİYACIN DEĞERLENDİRİLMESİ VE MEKANİZMAYA İLİŞKİN DÜZENLEMELER

Kapasite mekanizmalarının bir gereksinim haline gelmesine neden olan etkenler bu çalışmanın daha önceki bölümlerinde tariflenmişti. Türkiye elektrik piyasası özelinde bir değerlendirme yapabilmek ve kapasite mekanizmasının ana amacı olarak ifade edilen arz güvenliğinin sağlanması konusunda değerlendirmeler ise bu bölümde yapılmıştır.

5.1 Geçmiş Dönem Elektrik Talebi ve Yedek Kapasitenin İncelenmesi

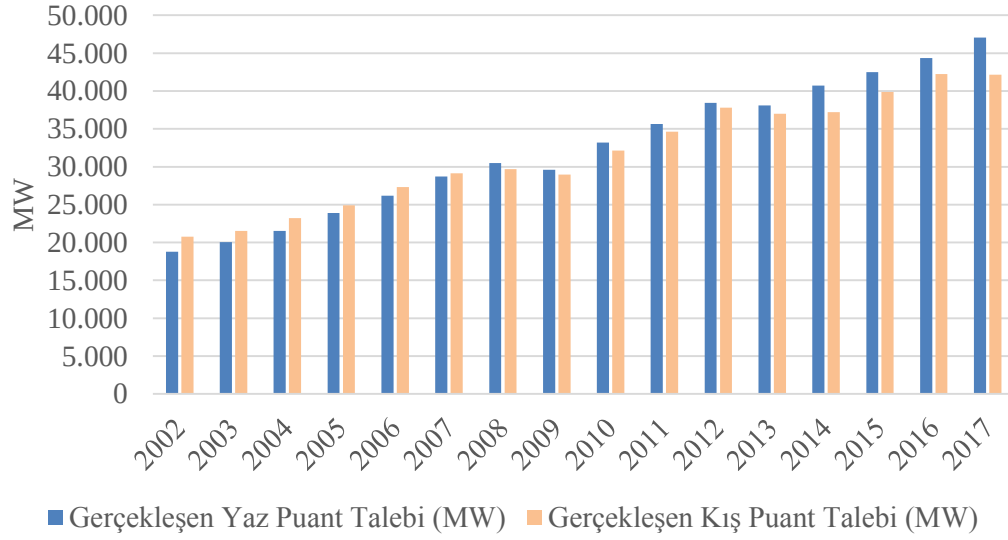
Arz güvenliği konusu incelenirken öncelikli olarak ele alınması gereken konu, artan elektrik talebinin karşılanması konusundaki yeterliliklerdir. TEİAŞ verilerine göre, ülkemizde gerçekleşen en yüksek saatlik elektrik (puant) talebinin yıllara ve mevsimlere göre gelişimi Çizelge 5.1’de sunulmuştur (Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri, 2018).

Çizelge 5.1: Türkiye puant elektrik talebi.

Yıl	Gerçekleşen Yaz Puant Talebi (MW)	Gerçekleşen Kış Puant Talebi (MW)	Puant Talep Mevsimi
2002	18.788	20.782	Kış
2003	20.068	21.539	Kış
2004	21.511	23.199	Kış
2005	23.887	24.897	Kış
2006	26.182	27.323	Kış
2007	28.708	29.150	Kış
2008	30.482	29.703	Yaz
2009	29.604	28.961	Yaz
2010	33.191	32.145	Yaz
2011	35.634	34.637	Yaz
2012	38.431	37.798	Yaz
2013	38.116	36.979	Yaz
2014	40.734	37.211	Yaz
2015	42.482	39.886	Yaz
2016	44.341	42.229	Yaz
2017	47.062	42.174	Yaz

Bu verilerden anlaşılacağı üzere, ülkemizde en yüksek elektrik tüketimi 2002 – 2007 yılları arasında kış mevsiminde gerçekleşirken, 2008 yılından itibaren en yüksek

elektrik tüketimi yaz mevsimine kaymıştır. Bu değişimin en büyük nedeni, iklimlendirme ekipmanlarının kullanımındaki artış olarak görülmektedir. Saatlik puant elektrik talebinin yıllar içinde gelişimi Şekil 5.1’de gösterilmiştir.



Şekil 5.1 : Türkiye kış ve yaz puant talebinin gösterimi.

Belirtilen puant elektrik talebinin hangi santraller tarafından karşılandığına ilişkin TEİAŞ verileri incelendiğinde ise, termik santrallerin puant talebe katkılarının daha yüksek olduğu görülmektedir. Çizelge 5.2’de sunulduğu üzere, 2006 – 2016 yılları arasında puant talebin karşılanmasına termik santrallerin katkısı ortalama %66 seviyesinde olurken, hidroelektrik, jeotermal ve rüzgar santrallerinin değerlendirildiği yenilenebilir enerji santralleri grubunun puant talebe katkısı ise ortalama %34 seviyesinde gerçekleşmiştir.

Çizelge 5.2: Termik ve yenilenebilir santrallerin puant talebi karşılamadaki katkısı.

YIL	TERMİK (MW)	YENİLENEBİLİR (MW)
2006	17.312	10.314
2007	19.883	9.242
2008	20.370	10.115
2009	20.329	9.261
2010	21.590	11.872
2011	21.767	13.441
2012	24.869	13.173
2013	24.251	13.142
2014	27.716	12.376
2015	26.540	15.097
2016	28.173	15.150

Arz güvenliğine ilişkin değerlendirmelerde en önemli nokta, sistemdeki kurulu gücün puant talebi karşılayacak seviyede olmasıdır. Bu değerlendirmeler yapılırken, puant talep ile kıyaslanacak olan iki değerden ilki toplam kurulu güç iken, daha anlamlı bir tanımlamaya izin veren diğer değer ise emre amade kapasite değeridir.

Ekşi ve Savaş (2016), emre amade kapasitenin tanımını, üretim yapamayacak durumda olan kapasite düşüldükten sonra her an elektrik üretmeye hazır durumda olan kapasite olarak yapmıştır. Burada üretim yapamayacak durumda olan kapasiteden kasıt, santralin maruz kaldığı bir bakım ya da arıza durumu olabileceği gibi, santrallerin zaman içerisinde yıpranması (degrade olması) ve kurulu güç değerlerinin altında üretim yapması da olabilir. Termik santraller ele alındığında ise, emre amade kapasiteyi belirleyen bir diğer etken ise santralin çalışacağı ortam koşullarıdır. Örnek vermek gerekirse, doğal gaz kombine çevrim santrallerinin, yüksek sıcaklık görülen günlerde üretimlerinde az da olsa bir miktar düşüş gerçekleşir. Termik santraller dışındaki diğer üretim santrallerinde de aynı şekilde, rüzgarsız bir gün olması nedeniyle çalışmayan rüzgar enerjisi santralleri ya da santrallere gelen su miktarındaki azalma nedeniyle daha düşük üretim yapabilecek hidroelektrik santraller de emre amade kapasite hesabına katılırlar.

Ekşi ve Savaş (2016), 2007 – 2015 yılları arasındaki dönem için yaptıkları çalışmada, her bir ay için arıza nedeniyle ve arıza dışı nedenlerle kullanılamayan kapasiteleri düştükleri emre amade kapasite hesabını yapmışlardır (Çizelge 5.3).

Arz güvenliğine ilişkin değerlendirmelere dönecek olursak, yapılan hesaplamalarda öncelikle her yıl için puant talep, kurulu güç ile kıyaslanmıştır. Hesaplamalar yapılırken, 2002 – 2014 yılları arasındaki kurulu güç değerleri için, aylık verinin bulunamamasından dolayı, yıl sonu kurulu güç değerleri kullanılırken, 2015 – 2017 yılları arasında ise puant talebin gerçekleştiği günün kurulu güç verisi kullanılmıştır.

Çizelge 5.4’te görüleceği üzere, bu kurulu güç ele alınarak hesaplanan yedek kapasite oranı en düşük seviyesi olan %37.2’yi 2008 yılında görmüş ve bu dönemden sonra devreye giren santral kapasitesindeki artış ile doğru orantılı olarak yükselme eğilimi göstermiştir. 2017 yılında puant talebin gerçekleştiği 26 Temmuz günü saat 15:00’te talep 47.062 MW olarak ölçülürken, kurulu güç 79.845 MW olarak kaydedilmiştir. Bu rakamlara göre yedek kapasite %69.7 olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5.3 : Emreamade kapasitenin toplam kurulu güce oranının aylık en düşük ve en yüksek değerleri (Ekşi ve Savaş (2016)).

Toplam Emreamade Kapasitenin Toplam Kurulu Güce Oranı (%)																
	2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	En Düşük	En Yüksek	En Düşük	En Yüksek	En Düşük	En Yüksek	En Düşük	En Yüksek	En Düşük	En Yüksek	En Düşük	En Yüksek	En Düşük	En Yüksek	En Düşük	En Yüksek
Ocak	53,5	71,1	70,2	76,4	68,1	76,9	63,4	72,9	69,4	74,8	61,5	75,3	63,5	72,1	59,6	70,2
Şubat	65,2	71,9	74,4	79,9	72,1	77,3	62,7	71,1	64,8	78,0	57,2	69,8	59,5	70,7	57,9	68,9
Mart	60,5	70,7	68,6	77,0	67,2	75,6	62,0	68,0	64,0	74,9	60,4	67,7	58,8	67,0	62,4	71,8
Nisan	58,3	67,9	67,9	73,5	62,0	73,9	62,0	69,0	61,8	67,0	57,5	65,9	59,8	65,1	61,2	65,4
Mayıs	63,8	70,7	66,6	74,2	59,7	73,4	58,2	69,0	59,1	66,5	60,4	66,2	60,4	66,5	60,5	66,4
Haziran	64,1	73,7	69,8	76,7	62,4	71,4	64,6	76,3	61,8	72,1	63,5	73,6	63,2	70,2	53,3	65,0
Temmuz	66,2	73,0	70,5	77,8	68,5	76,9	70,0	76,8	65,9	75,1	67,8	73,2	63,8	68,8	60,5	67,2
Ağustos	69,5	75,3	72,1	78,6	66,9	77,8	70,7	77,9	65,4	74,2	62,2	72,6	54,7	68,3	63,4	69,0
Eylül	66,9	72,8	61,6	78,7	50,0	73,9	56,2	73,6	64,7	71,6	59,2	67,9	59,0	68,0	56,9	64,6
Ekim	56,0	71,8	60,3	74,0	62,5	70,4	59,5	67,9	61,8	67,8	57,0	60,9	53,3	60,9	54,1	63,6
Kasım	65,1	77,3	61,7	72,6	61,6	72,7	56,1	68,9	61,3	70,0	59,0	66,8	54,2	64,3	55,6	62,2
Aralık	57,1	73,6	56,6	75,6	65,7	75,6	63,7	73,0	68,4	74,4	64,0	71,1	56,7	64,4	59,5	73,9
Yıllık	53,5	77,3	56,6	79,9	50,0	77,8	56,1	77,9	59,1	78,0	57,0	75,3	53,3	72,1	53,3	73,9

Çizelge 5.4: Kurulu güç ve emre amade kapasiteye göre yedek kapasite hesaplanması.

Yıl	Gerçekleşen Puant Talebi (MW)	Kurulu Güç (MW)	Kurulu Güce göre hesaplanmış Yedek Kapasite Oranı (%)	Emre Amade Kapasite / Kurulu Güç Oranı	Emre Amade Kapasite (MW)	Emre Amade Kapasiteye göre hesaplanmış Yedek Kapasite Oranı (%)
2002	20,782	31,846	53.2	72.0	22,929	10.3
2003	21,539	35,587	65.2	72.0	25,623	19.0
2004	23,199	36,824	58.7	72.0	26,513	14.3
2005	24,897	38,844	56.0	72.0	27,967	12.3
2006	27,323	40,565	48.5	72.0	29,207	6.9
2007	29,150	40,836	40.1	73.6	30,055	3.1
2008	30,482	41,817	37.2	77.8	32,534	6.7
2009	29,604	44,761	51.2	77.8	34,824	17.6
2010	33,191	49,524	49.2	77.9	38,579	16.2
2011	35,634	52,911	48.5	75.1	39,736	11.5
2012	38,431	57,059	48.5	73.2	41,767	8.7
2013	38,116	64,008	67.9	68.3	43,717	14.7
2014	40,734	69,520	70.7	69.0	47,969	17.8
2015	42,482	71,908	69.3	65.2	46,884	10.4
2016	44,341	77,254	74.2	68.2	52,678	18.8
2017	47,062	79,845	69.7	67.0	53,473	13.6

Yedek kapasitenin hesaplanması için daha anlamlı bir girdi olan emre amade kapasite kullanılarak hesaplama yaptığımızda ise yıllar arasında değişkenlik gösteren bir yedek kapasite oranı görmekteyiz. Ekşi ve Savaş (2016) tarafından derlenen emre amade kapasite oranları 2007 – 2015 yılları arasındaki dönemi arasını kapsadığından, 2002 – 2006 yılları için, bu dönemde puant talebin gerçekleştiği Aralık ayı için hesaplanan en yüksek ortalama emre amadelik oranı (%72) kullanılmıştır. 2007 – 2015 yılları arasında ise, puant talebin gerçekleştiği aya göre, ilgili yılda belirlenen ay için en yüksek emre amade kapasite oranı kullanılmıştır. 2016 ve 2017 yıllarındaki veriler için ise TEİAŞ'ın Yük Tevzi Bilgi Sistemi raporlarından faydalanılmıştır.

2017 yılında puant talebin gerçekleştiği 26 Temmuz günü saat 15:00'te talep 47.062 MW olarak ölçülürken ve kurulu güç değeri 79.845 MW iken, emre amade kapasitenin 53.473 MW olduğu görülmektedir. Emre amade kapasiteye göre hesaplanan yedek kapasite oranı bu yıl için %13.6 olarak hesaplanmıştır.

Royal Academy of Engineering analizine göre, Birleşik Krallık'taki yedek kapasite miktarı için, kurulu güce göre hesaplanan yedek kapasitenin %20, emre amade kapasiteye göre hesaplanan yedek kapasitenin ise %4-5 civarında olması hedeflenmiştir (Royal Academy of Engineering, 2013).

Bu kritere göre bakıldığında, Türkiye'nin yedek kapasitesinin günümüz şartlarında yeterli bir seviyede olduğu söylenebilir. Özellikle 2013 yılından sonra kurulu güç miktarındaki ivmelenme ve talep artışının üzerinde bir kurulu güç ilavesi nedeniyle, bir arz fazlasından da söz edilebilir.

5.2 Geçmiş Dönem Elektrik Fiyatları ve Santral Karlılığına İlişkin Ekonomik Analizi

Türkiye elektrik piyasasında 2007 – 2017 yılları arasında oluşan piyasa fiyatları, santral karlılığına ilişkin analizlerin yapılabilmesi için temel veri setini oluşturmaktadır. Saatlik bazda belirlenen piyasa takas fiyatlarının yıllık ortalama değerleri incelendiğinde fiyatların USD bazında düşüş eğiliminde olduğu görülmektedir (Çizelge 5.5).

Çizelge 5.5: Piyasa takas fiyatının gelişimi.

Yıl	Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh)	USD/TL Kuru	Piyasa Takas Fiyatı (USD/MWh)
2007	123.5	1.31	95.0
2008	153.9	1.30	119.7
2009	143.4	1.55	92.3
2010	121.6	1.51	80.6
2011	125.9	1.68	74.4
2012	149.6	1.80	83.0
2013	150.1	1.91	78.6
2014	164.0	2.19	74.8
2015	138.0	2.73	50.8
2016	140.6	3.03	46.2
2017	163.8	3.65	44.9

Fiyat oluşumundaki en önemli etkenler elektrik talebi ve arz miktarı olurken, yakıt maliyetleri de yine önemli bir rol oynamaktadır. Elektrik piyasasındaki yatırımların döviz cinsinden yapıldığı ve kredi geri ödeme yükümlülükleri göz önünde bulundurulursa, yatırımcılar açısından düşük elektrik fiyatlarının olumsuz etkileri aşıkardır. Elektrik piyasasında aktif santrallerin teklif fiyatlarını, santralin yakıt maliyeti ve değişken maliyetlerinin belirlediğini daha önce tartışmıştık. Piyasada gerçekleşen düşük fiyatlar, santrallerin kıtlık fiyatı olarak adlandırılan fiyatlardan da yararlanmasını zorlaştırmakla birlikte, santrallerin sabit giderleri ve kredi geri ödemeleri için kazanmaları gereken miktarları kazanamamalarına neden olmaktadır.

Konuyu daha yakından inceleme ihtiyacı üzerine, bir doğal gaz kombine çevrim santrali için 2007 – 2017 yılları arasını içeren ve saatlik bazda çalışılan bir ‘spark spread’ analizi yapılmıştır. Spark spread, en basit tabiri ile, elektriğin birim satış fiyatı (TL/MWh ya da USD/MWh cinsinden) ile elektrik üretimi için kullanılan doğal gazın birim maliyeti arasındaki farktır ve elektrik üretim tesislerinin karlılığını ölçmek için kullanılır. Spark spread hesaplanırken, ülkemizde satış tarifesi TL/m³ cinsinden belirlenen doğal gazın TL/MWh’e dönüştürülmesi için aşağıdaki formülden yararlanılır.

$$\frac{\text{Doğal Gaz Maliyeti } \left(\frac{TL}{m^3}\right) * \text{Alt Isıl Değer (kcal)}}{\text{Santral Verimi (\%)} * \text{Dönüşüm Faktörü } \left(\frac{MWh}{kcal}\right)} \quad (5.1)$$

Doğal gaz santrallerinin, spark spread değerlerinin sıfırdan büyük olduklarında çalıştıkları ve santralin açma-kapama kısıtlarının göz ardı edildiği bir hesaplama ile, santralin 2007 – 2017 yılları arasında kazandığı spark spread saatlik bazda hesaplanmıştır. Yapılan hesaplamada, santralin ürettiği elektrik başına ödeyeceği değişken bakım maliyetleri ve TEİAŞ iletim tarifesinin değişken kısmı (TL/MWh cinsinden) da dikkate alınmıştır. Hesaplamalarda santral verimliliği olarak, piyasada bulunan santraller arasında en yüksek verime sahip santraller seçilmiş ve 2007-2010 yılları arasında %56,7, 2011-2015 yılları arasında %59,5, 2016-2018 yılları arasında ise %60 olarak kullanılmıştır. Yapılan bu hesaplamanın yıllık bazda özeti Çizelge 5.6'da sunulmuştur.

Çizelge 5.6 : Doğal gaz santrali için örnek spark spread hesaplaması.

Yıl	Ortalama PTF (TL/MWh)	Ortalama PTF (USD/MWh)	Ortalama Marjinal Maliyet (USD/MWh)	Ortalama Spark Spread (USD/MWh)	Pozitif Spark Spread Saat Sayısı
2007	141,82	109,39	70,14	39,25	6.484
2008	171,10	133,63	83,68	49,95	7.406
2009	172,25	110,90	72,02	38,89	6.361
2010	144,81	96,06	66,31	29,75	6.323
2011	145,37	85,46	59,39	26,08	6.709
2012	167,08	92,66	70,68	21,97	6.755
2013	174,45	90,81	74,28	16,54	5.444
2014	183,46	83,74	66,98	16,76	5.853
2015	188,86	69,45	58,31	11,14	3.002
2016	198,49	64,03	50,52	13,51	3.399
2017	188,68	51,71	41,22	10,49	5.274

Hesaplama sonuçlarından da görüleceği gibi, Türkiye’de kurulu doğal gaz santrallerinin karlılık oranlarını ifade eden spark spread değerleri zaman içerisinde düşüş göstermektedir. Bir doğal gaz santralinin yatırımının yılda ortalama 6.000 - 6.500 saat civarında bir çalışma saati hedefiyle gerçekleştirildiği düşünülürse, özellikle 2015 ve 2016 yıllarında spark spreadin pozitif olduğu saatlerin azlığı, bu santrallerin ekonomik açıdan zorlandığının bir göstergesidir. Sistemde bulunan mevcut santrallerin ürettikleri elektriği kar elde edebilecekleri bir fiyat üzerinden sattığı saat sayısının düşüklüğü, santrallerin çalışma motivasyonunu düşürerek, bu santrallerin üretimlerini durdurma kararını almaya kadar gidebilecek bir sürecin tetikleyicisi olabilir.

5.3 Türkiye’de Kapasite Mekanizması Uygulamasının Ana Neden ve Amaçları

Yukarıda detaylıca açıklanan konular doğrultusunda, Türkiye Elektrik Piyasasında bir kapasite mekanizmasına duyulan ihtiyacın nedenleri üç ana başlık altında değerlendirilmelidir. Bu başlıklar, politik, teknik ve ekonomik nedenlerdir.

Politik nedenler açısından bakıldığında ve arz güvenliğinin sağlanması şartı değerlendirildiğinde, ülkemizin 2017 yılı sonu itibariyle arz güvenliği noktasında oldukça güvenli bir konumda olduğu görülmüştür. Öyle ki, emre amade kapasiteye göre hesaplanan yedek kapasite oranı incelendiğinde, %5 seviyesinde bir gereksinim duyulduğu noktada, 2017 yılı sonu itibariyle yedek kapasite %13.6 olarak hesaplanmıştır ve bu orana bakılarak ülkemizde 2017 yılı itibariyle bir arz fazlası durumundan söz edilebilir.

Hawker ve diğ. (2017) tarafından derlenen kapasite mekanizmasına ihtiyaç duyulmasının teknik nedenleri açısından değerlendirildiğinde, ülkemizdeki enerji santrallerinin ve genel piyasa koşullarında kapasite mekanizmasına ihtiyaç duyulan nedenlere rastlanmamıştır. Örneğin, teknik nedenlerden biri olarak tariflenen ve yenilenebilir enerji üretimindeki artışın iletim sistemi üzerindeki etkileri, ülkemizde bu santrallerin üretiminin toplam üretim içindeki payının halen yüksek seviyede olmaması nedeniyle, görülmemektedir.

Ekonomik nedenler incelendiğinde ise, azalan çalışma süreleri ile birlikte arz fazlası ve tavan fiyat uygulamaları nedeniyle santrallerin gelirlerinin önemli oranda düşüş

gösterdiği gözlemlenmiştir. Bu durum, kapasite mekanizmasının uygulanması için en önemli nedenlerden biridir.

Özet olarak, Türkiye’de bir kapasite mekanizmasının kurulmasının temel nedeni ekonomik olmakla birlikte, mekanizmanın temel amacı elektrik talebini karşılamak için çalışmasına ihtiyaç duyulan (ya da orta vadede duyulabilecek) fakat piyasa fiyatlarının düşük seviyede olması nedeniyle yeterince çalışamayan santralleri sistemde tutabilmektir. Bu sayede sağlanmak istenen temel fayda, uzun dönemde arz güvenliğinin sağlanmasıdır.

Diğer yandan enerji politikaları doğrultusunda, yerli kaynaklardan elektrik üretimi yapan santralleri teşvikler ile desteklemek de kapasite mekanizmasının amaçları arasında yer almaktadır.

5.4 Türkiye Elektrik Piyasası İçin Kapasite Mekanizması Uygulamasına İlişkin Düzenlemeler

Türkiye Elektrik Piyasası’nda kapasite mekanizmalarının ilk kez gündeme gelişi 2008 yılında, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’na ilave edilen ve Arz Güvenliği başlığını tarif eden Ek Madde-3 (Ek: 9/7/2008-5784/6. md.) aracılığıyla olmuştur. İlgili maddenin b bendi şu şekilde düzenlenmiştir:

“EK MADDE 3-b) Gerekli kurulu gücün yeterli yedek kapasite ile oluşturulması

Arz güvenliğinin temini için gerekli yedek kapasite de dâhil olmak üzere yeterli kurulu güç kapasitesinin oluşturulması amacıyla kapasite mekanizmaları oluşturulur. Kapasite mekanizmalarının oluşturulmasına ilişkin usul ve esaslar bu Kanunun yürürlüğe girmesinden itibaren 6 ay içerisinde, Kurum görüşü alınarak Bakanlık tarafından hazırlanacak ve Bakanlar Kurulu kararı ile yürürlüğe girecek yönetmelikle belirlenir.”

14.03.2013 tarihinde yayımlanan 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nda kapasite mekanizmaları konusu Madde 20’nin 2. bendinde tarih kısıtlaması olmadan, aşağıdaki gibi düzenlenmiştir.

“MADDE 20 – Arz güvenliği

(2) Arz güvenliğinin temini için gerekli yedek kapasite de dâhil olmak üzere yeterli kurulu güç kapasitesinin oluşturulması amacıyla kapasite mekanizmaları oluşturulur. Kapasite mekanizmalarının oluşturulmasına ilişkin usul ve esaslar Kurumun görüşü alınarak Bakanlık tarafından hazırlanan ve Bakanlar Kurulu kararıyla yürürlüğe konulan yönetmelikle düzenlenir.”

Kapasite mekanizmalarına ilişkin güncel yasal düzenleme ise 20.08.2016 tarihinde Elektrik Piyasası Kanunu’nda yapılan değişiklikle yapılmıştır. Bu düzenleme ile kapasite mekanizmalarında yerli kaynaklara öncelik verileceği belirtilmiş ve bu mekanizmalar kapsamında TEİAŞ tarafından yapılması gereken ödemelerin iletim tarifi içerisinde dikkate alınmasına karar verilmiştir.

“MADDE 20 – Arz güvenliği (Güncel versiyon)

(2) Arz güvenliğinin temini için gerekli yedek kapasite de dâhil olmak üzere yeterli kurulu güç kapasitesinin oluşturulması ve/veya sistem güvenliğinin temini için güvenilir kurulu güç kapasitesinin korunması amacıyla yerli kaynaklara öncelik veren kapasite mekanizmaları oluşturulur. Bu mekanizmalar kapsamında TEİAŞ tarafından yapılması gereken ödemeler iletim tarifi hesaplamalarında dikkate alınır. Kapasite mekanizmalarının oluşturulmasına ilişkin usul ve esaslar Bakanlık görüşü alınarak Kurum tarafından düzenlenir.”

5.4.1 Elektrik piyasası kapasite mekanizması yönetmeliğinin yorumlanması

5.4.1.1 Yönetmeliğin amacı ve kapasite mekanizmasının işleticisi

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından 20 Ocak 2018 tarihinde yayımlanan Kapasite Mekanizması Yönetmeliğinde, yönetmeliğin amacı şu şekilde tariflenmiştir.

“Bu Yönetmeliğin amacı, elektrik piyasasında arz güvenliğinin temini için gerekli yedek kapasite de dâhil olmak üzere yeterli kurulu güç kapasitesinin oluşturulması ve/veya uzun dönemli sistem güvenliğinin temini için güvenilir kurulu güç kapasitesinin korunması amacıyla TEİAŞ tarafından işletilecek olan kapasite mekanizmasına ilişkin kuralların belirlenmesidir.”

Buna göre, kapasite mekanizmasına ilişkin kurallar EPDK tarafından belirlenmek ile birlikte, mekanizmayı ülkemizin iletim sistemi işletmecisi TEİAŞ işletecektir.

Yönetmeliğe göre, kapasite mekanizmasına dahil olan elektrik üretim tesislerine yapılacak kapasite ödemelerinin belirlenmesi için aşağıdaki parametrelerden yararlanılacaktır.

- Santrallerin birim sabit ve değişken maliyet bileşenleri
- Piyasa takas fiyatı (gün öncesi piyasası)

Kapasite mekanizması ödemeleri için yıllık bir bütçe belirlenecek ve bu bütçe TEİAŞ iletim tarifelerinin hesaplanmasında dikkate alınacaktır. Buradan anlaşılacağı üzere, mekanizma kapsamında yapılacak ödemeler, yine üreticilerden temin edilecek iletim tarifelerine yansıtılacaktır.

5.4.1.2 Kapasite mekanizmasına katılabilecek santraller

Kapasite mekanizmasına katılamayacak santrallere ilişkin bilgiler de yönetmelikte sunulmuştur. Buna göre, aşağıdaki özelliklerin en az birini taşıyan santraller kapasite mekanizmasında yer alamazlar:

- Kamu payının yüzde elliği aştığı santraller,
- Yap işlet ve yap işlet devret sözleşmesi bulunan ve anlaşma süresi dolmuş olsa da bu anlaşmalar kapsamında faaliyette bulunan/bulunmuş olan santraller,
- Kanunun “Özelleştirme” başlıklı 18 inci maddesinin beşinci fıkrası kapsamında yapılan özelleştirme ihalesini kazanmak suretiyle kurulan santraller,
- Uluslararası sözleşmeler kapsamında kurulan nükleer enerji üretim santralleri,
- Teşvik sürelerini tamamlamış olsalar dahi, herhangi bir zamanda YEKDEM’den yararlanan veya yararlanma hakkı bulunan santraller,
- Bu Yönetmeliğin yürürlük tarihinden sonra özelleştirme ihalesi yapılan santraller,

- Elektrik kurulu gücü yerli kaynaklara dayalı santraller için 50 MW_e'in altında, diğer santraller için 100 MW_e'in altında olan santraller,
- İlk ünitesinin geçici kabul tarihinden başlayarak hesaplanan santral yaşı 10 yıldan büyük olan yerli kaynaklara dayalı olmayan santraller,
- Geçici kabulde belirlenen verimlilik oranı % 50'nin altında olan yerli kaynaklara dayalı olmayan santraller (hesaplama da doğal gaz santralleri için üst ısı l değ er baz alınır),
- Hidroelektrik santralleri ile kesintisiz üretim yapamayan rüzgar ve güneş e dayalı santraller.

Sunulan bu kriterlere göre, kapasite mekanizmasında yer alabilecek santrallerin sayısı oldukça kısıtlıdır. Bu santraller şu şekilde listelenebilir:

- 50 MWe kurulu gücün üzerindeki yerli kömür santralleri,
- %50 verimlilik oranının üzerinde bir verime sahip, kurulu gücü 100 MWe'dan büyük ve 10 yaşından küçük (ilk ünitesinin geçici kabul tarihine göre) doğal gaz santralleri
- Yerli kömür kullanarak elektrik üretebilen ve 10 yaşından küçük (ilk ünitesinin geçici kabul tarihine göre) ithal kömür santralleri

Bu kriterlerin dışında ayrıca, santrallerin kapasite mekanizmasından ödeme alabilmesi için, son dört çeyrekteki kapasite kullanım oranları da değerlendirilmektedir. Santrallerin son dört çeyrekteki kapasite kullanım oranlarının yerli kaynaklar için %10, diğer kaynaklar için ise %15 olması beklenmektedir. Devreye yeni giren santraller için ise ilk 4 çeyrek geçinceye kadar bu kriter aranmayacaktır.

Yönetmelik uyarınca 31 Ocak 2018'e kadar TEİAŞ'a yapılan başvurular incelenmiş ve kapasite mekanizmasına katılacak santrallerin listesi yayımlanmıştır.

TEİAŞ'a yapılan başvuruların değerlendirilmesinin ardından, kurum tarafından yayımlanan ve kapasite mekanizmasından yararlanmaya hak kazanan santrallerin adları Çizelge 5.7'de sunulmuştur.

Çizelge 5.7 : Kapasite mekanizmasından yararlanmaya hak kazanan tesisler.

No	Tüzel kişi	Santral adı
1	Aksa Göynük Enerji Üretim A.Ş.	Bolu Göynük Tes
2	Çates Elektrik Üretim A.Ş.	Çatalağzı Tes
3	Çelikler Orhaneli Tunçbilek Elektrik Üretim A.Ş.	Orhaneli Tes
4	Çelikler Orhaneli Tunçbilek Elektrik Üretim A.Ş.	Tunçbilek Tes
5	Çelikler Seyitömer Elektrik Üretim A.Ş.	Seyitömer Tes
6	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	Tufanbeyli Tes
7	Kangal Termik Santrali Elektrik Üretim A.Ş.	Kangal Tes
8	Polat Elektrik Üretim İnşaat İthalat İhracat A.Ş.	Polat-1 Tes
9	Silopi Elektrik Üretim A.Ş.	Silopi Tes
10	Soma Termik Santrali Elektrik Üretim A.Ş.	Soma B Tes
11	Yatağan Termik Enerji Üretim A.Ş.	Yatağan Tes
12	Yeniköy Kemerköy Elektrik Üretim Ve Tic. A.Ş.	Yeniköy Tes
13	Yeniköy Kemerköy Elektrik Üretim Ve Tic. A.Ş.	Kemerköy Tes
14	Acwa Güç Elektrik İşletme Ve Yönetim Sanayi Ve Tic. A.Ş.	Acwa Power Kırıkkale Dgkç
15	Aksa Enerji Üretim A.Ş.	Antalya Dgkçs
16	Cengiz Enerji Sanayii Ve Tic. A. Ş.	Cengiz 610 Mw Dgkçs
17	Egemer Elektrik Üretim A.Ş.	Erzin Dgkç
18	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	Bandırma Dgkç
19	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	Bandırma Iı Dgkç
20	Hamitabat Elektrik Üretim A.Ş.	Hamitabat Dgkçs
21	İç Anadolu Doğalgaz Elektrik Üretim Ve Tic. A. Ş.	İç Anadolu Dgkçs
22	Omv Samsun Elektrik Üretim Sanayi Ve Tic. A.Ş.	OMV SAMSUN DGKÇ
23	Rwe&Turcas Güney Elektrik Üretim A.Ş.	Denizli Dgkçs
24	Yeni Elektrik Üretim A.Ş.	Yeni Dgkç

Bu santrallere ilave olarak, ithal kömürle çalışan aşağıdaki santraller de, Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliğinin 9. Maddesinin 5. Fıkrası kapsamında bir fatura dönemi içerisinde yerli kömür kullanarak elektrik üretimi yapmaları halinde, yerli kömür kullanılarak yapılan üretim miktarı oranında kapasite ödemesi alacaklardır. Bu santrallerin listesi Çizelge 5.8’de sunulmuştur.

Çizelge 5.8: Kapasite mekanizmasından yararlanabilecek tesisler.

No	Tüzel kişi	Santral adı
1	Cenal Elektrik Üretim A.Ş.	Cenal Tes
2	Eren Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Zetes
3	İçdaş Çelik Enerji Tersane ve Ulaşım Sanayi A.Ş.	Karabiga Tes

Son olarak, 2018 yılında devreye girmesi planlanan aşağıdaki santraller de mekanizmadan yararlanabilecek aday santraller olarak belirlenmiştir. Çizelge 5.9’de listelenen bu santraller devreye girdikleri dönem itibarıyla mekanizmadan yararlanabileceklerdir.

Çizelge 5.9: Kapasite mekanizmasından yararlanabilecek aday başvurular.

No	Tüzel kişi	Santral adı
1	Çan Kömür Ve Tic.A.Ş.	Çan 2 Tes
2	Hidro-Gen Enerji İthalat İhracat Dağıtım Ve Ticaret A.Ş	Soma Kolin Tes

5.4.1.3 Kapasite mekanizması ödemelerine temel oluşturacak parametreler

Kapasite mekanizması yönetmeliğine göre, mekanizmaya dahil olan santrallere yapılacak ödemeler, birim sabit ve değişken maliyet bileşenleri ile piyasa takas fiyatı parametreleri kullanılarak belirlenecektir. Sabit maliyet ve değişken maliyet bileşenlerinin toplamına ise “toplam maliyet bileşeni” adı verilmiştir.

Toplam Maliyet Bileşeni

= Sabit Maliyet Bileşeni

+ Değişken Maliyet Bileşeni

(5.2)

Sabit maliyet bileşeninin hesaplanmasında santralin kaynak türüne göre belirlenen şu parametreler dikkate alınmıştır.

- Kapasite kullanım oranı
- İlk yatırım maliyeti
- Döviz kuru
- Faiz oranı
- Kaldıraç oranı
- Kapasiteye bağlı iletim bedelleri
- İşletmeye ilişkin sabit giderler

Burada önemli olan konu, her bir kaynak türü için bir sabit maliyet bileşeninin belirlenmiş olmasıdır. Aynı kaynak türüne sahip, fakat farklı teknik özellikler ile donatılmış santraller için hesaplama aynıdır ve bir referans santrale göre yapılmıştır.

Değişken maliyet bileşeni hesaplanmasında ise santralin kaynak türüne göre belirlenen yakıt maliyetleri ve verimlilik oranı ile iletim tarifelerinin değişken kısımları dikkate alınmıştır.

22/02/2018 tarihli ve 7698-2 sayılı EPDK Kurul Kararı ile, Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliğinin 10 uncu maddesi kapsamında hesaplanan sabit maliyet bileşeninin, değişken maliyet bileşeninin ve öngörülen kapasite kullanım oranının farklı kaynak tipindeki tesisler için Çizelge 5.10’da yer aldığı şekilde uygulanmasına karar verilmiştir. Bu hesaplamalara temel oluşturan ve santral kaynak türüne göre belirlenen parametreler EPDK tarafından yayımlanmamıştır.

Çizelge 5.10 : Kapasite mekanizması gelir hesaplamasına esas maliyet bileşenleri ve öngörülen kapasite kullanım oranları.

Tesis Tipi	Sabit Maliyet Bileşeni (TL/MWh)	Değişken Maliyet Bileşeni (TL/MWh)	Toplam Maliyet Bileşeni (TL/MWh)	Öngörülen Kapasite Kullanım 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

Yayımlanan bu maliyet bileşenlerinin ve öngörülen kapasite kullanım oranlarının, aylık bazda ele alınacak her bir fatura döneminde güncellenmesi gerekmektedir. 22/02/2018 tarihli ve 7699 sayılı Kurul Kararı ile, Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliğinin 10 uncu maddesi kapsamında sabit maliyet bileşeninin ve değişken maliyet bileşeninin güncellenmesine ilişkin formüllerin aşağıdaki şekilde belirlenmesine karar verilmiştir:

$$SMB_YERLİ_t = SMB_YERLİ_0 * (0,51 * \frac{\ddot{ÜFE}_t}{\ddot{ÜFE}_0} + 0,45 * \frac{Kur_t}{Kur_0} + 0,04 * \frac{\dot{İletim_S}_t}{\dot{İletim_S}_0}) \quad (5.3)$$

$$DMB_YERLİ_t = DMB_YERLİ_0 * (0,90 * \frac{\ddot{ÜFE}_t}{\ddot{ÜFE}_0} + 0,10 * \frac{\dot{İletim_D}_t}{\dot{İletim_D}_0}) \quad (5.4)$$

$$SMB_GAZ_t = SMB_GAZ_0 * (0,56 * \frac{\ddot{ÜFE}_t}{\ddot{ÜFE}_0} + 0,34 * \frac{Kur_t}{Kur_0} + 0,10 * \frac{\dot{İletim_S}_t}{\dot{İletim_S}_0}) \quad (5.5)$$

$$DMB_GAZ_t = DMB_GAZ_0 * (0,91 * \frac{BOTAŞ_F_t}{BOTAŞ_F_0} + 0,03 * \frac{\ddot{ÖTV}_t}{\ddot{ÖTV}_0} + 0,06 * \frac{\dot{İletim_D}_t}{\dot{İletim_D}_0}) \quad (5.6)$$

$$SMB_İTHAL_t = SMB_İTHAL_0 * (0,47 * \frac{\ddot{ÜFE}_t}{\ddot{ÜFE}_0} + 0,49 * \frac{Kur_t}{Kur_0} + 0,04 * \frac{\dot{İletim_S}_t}{\dot{İletim_S}_0}) \quad (5.7)$$

$$DMB_İTHAL_t = DMB_İTHAL_0 * (0,91 * \frac{Kur_t}{Kur_0} + 0,09 * \frac{\dot{İletim_D}_t}{\dot{İletim_D}_0}) \quad (5.8)$$

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),

$DMB_YERLİ_t$: Yerli kömür santralleri için t fatura döneminde uygulanacak değişken maliyet bileşenini (TL/MWh),

$DMB_YERLİ_0$: Yerli kömür santralleri için Kurul Kararıyla belirlenen değişken maliyet bileşenini (TL/MWh),

SMB_GAZ_t : Doğalgaz santralleri için t fatura döneminde uygulanacak sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),

SMB_GAZ₀: Doğalgaz santralleri için Kurul Kararıyla belirlenen sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),

DMB_GAZ_t: Doğalgaz santralleri için t fatura döneminde uygulanacak değişken maliyet bileşenini (TL/MWh),

DMB_GAZ₀: Doğalgaz santralleri için Kurul Kararıyla belirlenen değişken maliyet bileşenini (TL/MWh),

SMB_İTHAL_t: İthal kömür santralleri için t fatura döneminde uygulanacak sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),

SMB_İTHAL₀: İthal kömür santralleri için Kurul Kararıyla belirlenen sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),

DMB_İTHAL_t:İthal kömür santralleri için t fatura döneminde uygulanacak değişken maliyet bileşenini (TL/MWh),

DMB_İTHAL₀:İthal kömür santralleri için Kurul Kararıyla belirlenen değişken maliyet bileşenini (TL/MWh),

ÜFE_t t fatura dönemine ait, TÜİK tarafından yayımlanan üretici fiyat endeksini,

ÜFE₀ Kasım 2017 dönemine ait, TÜİK tarafından yayımlanan üretici fiyat endeksini,

BOTAŞ_F_t: t fatura dönemine ait BOTAŞ tarafından elektrik üretim tesislerine uygulanan gaz fiyatını (TL/tSm³),

BOTAŞ_F₀: Kasım 2017 dönemine ait BOTAŞ tarafından elektrik üretim tesislerine uygulanan gaz fiyatını (TL/tSm³),

ÖTV_t: t fatura döneminde uygulanan doğal gaz özel tüketim vergisini (TL/tSm³),

ÖTV₀: Kasım 2017 döneminde uygulanan doğal gaz özel tüketim vergisini (TL/tSm³),

Kur_t: t fatura döneminin son günü için TCMB tarafından açıklanan Amerikan Doları satış kurunu,

Kur₀: TCMB tarafından açıklanan Aralık 2017 Beklenti Anketindeki cari yılsonu Amerikan Doları kurunun medyan değerini,

İletim_ S_t : t fatura döneminde üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım tarifesinin sabit bileşenlerinin ortalamasını (TL/MW),

İletim_ S_0 : 2017 yılına ait üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım tarifesinin sabit bileşenlerinin ortalamasını (TL/MW),

İletim_ D_t : t fatura döneminde üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım ve sistem işletim tarifelerinin değişken bileşenlerinin ortalamasını (TL/MWh),

İletim_ D_0 : 2017 yılına ait üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım ve sistem işletim tarifelerinin değişken bileşenlerinin ortalamasını (TL/MWh),

ifade eder.

5.4.2 2018 yılı için kapasite ödemelerine esas bütçe

22/02/2018 tarihli ve 7698-1 sayılı EPDK Kurul Kararı ile; 2018 yılı için Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliğinin 7 nci maddesi kapsamında kapasite ödemelerine esas bütçenin Çizelge 5.11’de yer aldığı şekilde; belirlenmesine karar verilmiştir.

Çizelge 5.11 : 2018 yılı için kapasite ödemelerine esas bütçe.

2018 Yılı İçin Kapasite Ödemelerine Esas Bütçe (TL)	
Ocak	70.339.713,19
Şubat	86.158.203,37
Mart	154.801.205,84
Nisan	166.594.081,50
Mayıs	146.525.580,84
Haziran	150.968.450,66
Temmuz	83.892.131,99
Ağustos	86.448.825,01
Eylül	71.441.766,88
Ekim	135.165.853,88
Kasım	106.440.573,08
Aralık	148.339.871,33
Yıllık Toplam	1.407.116.257,57

Gelecek yıllarda kapasite mekanizması bütçesi teklifinin TEİAŞ tarafından EPDK’ya her yılın Ekim ayı sonuna kadar sunulması ve EPDK tarafından aynen veya

değiştirilerek Kasım ayında onaylanması planlanmıştır. Bütçenin belirlenmesinde şu kriterler göz önünde bulundurulmaktadır:

- Sistemde ihtiyaç duyulan ilave kapasitenin ya da korunması gereken kapasitenin büyüklüğü,
- Tahmini santral yatırım maliyetleri ve bu yatırımlar için ihtiyaç duyulan finansman maliyetlerinin seviyesi,
- Belirlenecek bütçenin iletim tarifeleri üzerindeki etkisi,
- Gün öncesi piyasasında oluşan nihai piyasa takas fiyatlarının seyri,
- Fatura dönemi bazında oluşacak destekleme tutarı ihtiyacı,
- Elektrik üretim sektörünün mali sürdürülebilirliği.

Her bir takvim yılı için belirlenen bütçe, ay bazında fatura dönemlerine pay edilecektir. Fatura dönemine pay edilen bütçenin, gerekli ödeme miktarının altında kalması durumunda, öncelikli olarak yerli kaynak türlerinden üretim yapan santrallerin ödemeleri gerçekleştirilecektir. Bütçeden kalan tutar olması durumunda, bu tutar diğer santrallere, hakettikleri kapasite ödemesi oranında dağıtılacaktır.

Bir fatura döneminde yapılan kapasite ödemelerinin bütçenin altında kalması durumunda artan kısım bir sonraki fatura dönemine aktarılacaktır. İlgili takvim yılının son fatura dönemine ilişkin ödemelerden sonra hala bütçenin artması durumunda, kalan bütçe bir sonraki takvim yılına aktarılmayacaktır.

5.4.3 Kapasite ödemelerine esas hesaplamalar

Yönetmeliğe göre, kapasite mekanizması kapsamında üretim tesislerine yapılacak ödemeler aşağıdaki formül uyarınca hesaplanacaktır:

$$\begin{aligned} \ddot{O}_{i,f} = \ddot{O}K\ddot{O}_i * \left[\sum_{m=1}^k KG_i * SMB_{f,j} * (1 \text{ saat}) \right. \\ \left. + \sum_{n=1}^l KG_i * (TMB_{f,j} - PTF_{t,f,n}) * (1 \text{ saat}) \right] \end{aligned} \quad (5.9)$$

Bu formülde geçen;

i: “f” döneminde kapasite mekanizmasında yer alan her bir üretim tesisini,

f: Kapasite mekanizması uygulamasının yapıldığı takvim yılındaki her bir fatura dönemini,

j: Her bir kaynak türünü,

k: “f” döneminde, nihai piyasa takas fiyatının “i” santralini 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” santralini 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” santralini 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” santralini ait olduğu kaynak türü için belirlenen değişken maliyet bileşeninden büyük, toplam maliyet bileşeninden küçük olduğu her bir uzlaştırma dönemini,

t: Her bir teklif bölgesini,

KÖi,f: Kapasite mekanizmasına dahil olan “i” üretim tesisine “f” dönemi için ödenecek toplam bedeli (TL),

ÖKOi : i santralini kaynak türü için belirlenmiş olan ve sabit maliyet bileşeni hesaplamasında kullanılan kapasite kullanım oranını,

KGi: “i” santralini kapasitesini (MW),

SMBf,j: “f” dönemi için geçerli olmak üzere “j” kaynak türü için belirlenen sabit maliyet bileşenini (TL/MWh),

TMBf,j: “f” dönemi için geçerli olmak üzere “j” kaynak türü için belirlenen toplam maliyet bileşenini (TL/MWh),

PTft,f,n: “t” teklif bölgesi için “f” döneminin “n” uzlaştırma dönemine ilişkin Gün Öncesi Piyasasında hesaplanan Piyasa Takas Fiyatını (TL/MWh)

ifade eder.

Formül 5.9’un daha basit şekilde anlatımı ve hesaplama yöntemi için geliştirilen yaklaşım çalışmanın 7. Bölümünde yapılmıştır.

6. UZUN DÖNEM ELEKTRİK FİYAT TAHMİNİ ÇALIŞMASI

Çalışmanın önceki bölümlerinde kapasite mekanizması uygulamasına ilişkin yöntemler ve ülkemizde yürürlüğe giren mekanizmaya ait detaylar detaylı olarak incelendikten sonra, mekanizmanın elektrik piyasası katılımcılarına etkisine ilişkin çalışmalar bu bölüm ve takip eden bölümde gerçekleştirilmiştir.

Kapasite mekanizması yönetmeliğinde ortaya konulan prensiplere göre, mekanizma kapsamında santrallere yapılacak olan ödemeler, gün öncesi piyasasında fiyatların oluşmasına bir etkisi olmayacak şekilde düzenlenmiştir. Bu serbest piyasa koşullarının devamı için olmazsa olmaz bir özelliktir ve gün öncesi piyasasına teklif veren üreticilerin, daha önce olduğu gibi maliyetlerini yansıtan teklifleri vermelerine devam etmelerini sağlamıştır. Ödemeler, piyasada oluşan fiyatın seviyesine ve düzenleme kapsamında belirlenen maliyet bileşenlerine göre yapılmaktadır.

Kapasite mekanizması kapsamında yapılacak ödemelere ilişkin tahmin yapılması için öncelikli olarak gün öncesi piyasasında oluşacak fiyatın tahmin edilmesi gerekmektedir. Bu gereksinim doğrultusunda, piyasa fiyatları (Kılıç, 2016) ve (Şimşek, 2015) çalışmalarına da temel oluşturan ve APLUS Enerji tarafından geliştirilen fundamental (temel) fiyat tahmin modeli AVIEW | MarketSIM yardımı ile tahmin edilmiştir.

AVIEW | MarketSIM fiyat tahmin modeline ait metodoloji ve fiyat tahmini çalışmasının girdileri bu bölümde incelenmiştir.

6.1 Uzun Dönem Elektrik Fiyatı Tahmini Metodolojisi

AVIEW | MarketSIM, tüm algoritmaları APLUS Enerji tarafından geliştirilmiş uzun dönem fiyat tahmin modelidir. Bu model AVIEW | EMDB olarak adlandırılan enerji piyasası veritabanı ile entegre çalışarak, farklı senaryolar için, uzun dönemli ve saatlik bazda gün öncesi piyasası fiyatı tahminlerini simule etmektedir. Modelin girdileri ve çalışma metodolojisi aşağıda detaylandırılmıştır.

6.1.1 Enerji piyasası veritabanı

Türkiye elektrik piyasasında faaliyet gösteren veya proje durumunda olan bütün santrallere ilişkin teknik ve ekonomik girdileri sunmaktadır. Santral veritabanında bulunan bazı tekno-ekonomik parametreler ise şunlardır:

- Santral verimlilikleri, santral kurulu güçleri
- Santral yakıt tipleri (linyit, ithal kömür, taş kömürü, doğalgaz, rüzgar, jeotermal, nehir tipi ve rezervuarlı hidroelektrik santraller, nükleer, güneş, biyokütle, fuel oil, aspaltit, nafta vb.)
- Santrallerin ikincil yakıt tipleri (motorin, fuel oil, nafta vb.)
- Şirket tipleri (EÜAŞ, İHD, Yİ, YİD ve Serbest Üretim Şirketi)
- Santrallerin teknoloji tipleri (motor, konvansiyonel, kombine çevrim, süper kritik vb.)
- Santrallerin termodinamik çevrim tipleri (rankine, brayton vb.)
- Planlı ve plansız kesinti oranları, uzun dönemli santral bazlı bakım planları
- İç tüketim ihtiyaç oranları
- Minimum kararlı üretim oranları, minimum kararlı üretim verimleri
- Minimum kararlı üretim periyotları (4 saat, 8 saat, 24 saat vb.)
- Kurulu güç-bozunum eğrileri, verim-bozunum eğrileri
- Kurulu güç-sıcaklık eğrileri, verim-sıcaklık eğrileri
- Karbon emisyon katsayıları
- Santrallerin atıl kurulu güç oranları (örn; Karadeniz Bölgesi'nde yer alan bir hidroelektrik santralin lisanslı kurulu gücü 103.2 MWe olmasına rağmen, teknik kısıtlar nedeniyle 96 MWe üzerinde çalıştırılmamaktadır. Hesaplamalarda bu santralin kurulu gücü atıl kapasite oranıyla çarpılarak 96 MWe'ye düşürülmektedir).
- Katkı payı ve redevans bedelleri, yakıt fiyatları
- Yakıt alt ısı değerleri, değişken bakım ve işletme maliyetleri
- Yıllık sabit maliyetleri, açma-kapatma maliyetleri

- Yakıtlar için taşıma veya iletim bedelleri, yatırım maliyetleri
- Lokasyon ve bağlı bulunan Yük Tevzi Merkezi (YTM) bilgileri
- Santraller için devreye giriş tarihleri veya devreye giriş tarihi öngörülleri
- Santraller için devreden çıkış tarihleri veya devreden çıkış öngörülleri
- Santrallere yönelik uzun dönemli proje yapılabilirlik öngörülleri
- Uzun dönemli santral rehabilitasyon öngörülleri

Santral değışiklik yönetimi bölümü santrallerin tekno-ekonomik parametrelerinde meydana gelen veya gelmesi öngörülen bilgileri sunmaktadır. Aşağıda değışiklik yönetimi ile ele alınan bazı parametrelere yer verilmiştir:

- Santral özelleştirme tarihleri
- Kurulu güç artışı veya azalışı nedeniyle meydana gelen değışimler
- Verim değışiklikleri, santral rehabilitasyon tarihi öngörülleri vb.

6.1.2 Tüketim tahmini

Türkiye yıllık net toplam elektrik tüketimleri, GSYİH, elektrikli arabaların piyasaya nüfuzu (PHEV) ve enerji verimliliği verileri kullanılarak yıllık toplam elektrik tüketim tahminleri yapılmaktadır.

Geçmiş saatlik Türkiye elektrik tüketimleri ve geçmiş takvim bilgisi kullanılarak her hafta için gün tipi bilgisine göre saatlik profil katsayıları elde edilmektedir. Elde edilen geçmiş profil katsayıları, gelecek takvim bilgisi ve yıllık tüketim tahminleri kullanılarak saatlik bazda elektrik tüketim tahminleri elde edilmektedir.

6.1.3 Yenilenebilir enerji kaynaklı kurulu güç ve üretim tahmini

AVIEW | MarketSIM bünyesinde bulunan “YEKDEM Modülü” kullanılarak rüzgar, güneş, nehir tipi hidroelektrik, biyokütle ve jeotermal santral tipleri için kurulu güç ve üretim tahmini yapılmaktadır.

AVIEW | EMDB Enerji piyasası veritabanında yenilenebilir üretim santralleri için alttaki bilgiler yer almaktadır:

- Devrede olan santrallerin tekno-ekonomik ve YEKDEM bilgileri

- EPDK'dan lisans/önlisans almış henüz inşaat aşamasında olan santrallerin tekno-ekonomik bilgileri ve proje ilerleme durumları
- TEİAŞ tarafından ihalesi yapılmış ve yapılmamış olan projeler
- DSI tablolarında yer alan projeler
- Yük tevzi merkezi bazlı uzun yıllar ortalama gerçekleşen saatlik kapasite faktörleri
- Güneş santralleri için il bazlı saatlik kapasite faktörleri
- Santral tipine göre CAPEX (sermaye harcamaları ve OPEX (işletme harcamaları) varsayımları

YEKDEM Modülü kapsamında santral tipine göre çeşitli değerlendirme kategorileri tanımlanmıştır. Bu modülde yer alan kategorilere aşağıda yer verilmiştir.

- Mevcut Santraller Kapasite Artış Kategorisi: Devrede olan rüzgar,güneş ve nehir tipi hidroelektrik santraller için kullanıcı tarafından santral bazlı ilave güç artışı ve artışın gerçekleşeceği tarih bilgisi girilebilmektedir.
- Kazanılmış Hak-Kesinleşmiş Projeler Kategorisi: EPDK'dan lisans/önlisans almış ve kullanıcı tarafından belirlenebilen proje ilerleme durumu eşik değerinin üzerinde proje ilerleme bilgisi bulunan projeler kullanıcı tarafından belirlenen süreler çerçevesinde devreye alınmaktadır.
- Kazanılmış Hak-Kesinleşmemiş Projeler Kategorisi: EPDK'dan lisans/önlisans almış ve kullanıcı tarafından belirlenebilen proje ilerleme durumu eşik değerinin altında proje ilerleme bilgisi bulunan projeler için finansal analiz yapılmaktadır. Bu kategorideki projelerin finansal analizinde kullanılacak olan üretim gelirleri mevcut YEKDEM teşvik fiyatları ile hesaplanmaktadır. Her bir proje için ayrı ayrı proje nakit akışı ve proje IRR'ı hesaplanmakta olup kullanıcının belirlediği IRR hedefinin üzerinde IRR'a sahip olan projeler yine kullanıcının belirlediği süreler içerisinde devreye alınmaktadır.
- YEKA Kategorisi: Bilindiği üzere ilgili bakanlıklar tarafından Türkiye enerji politikaları çerçevesinde Yenilebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) projeleri yayımlanmakta olup, gelecekte yenilenebilir kurulu güç artışının çoğunlukla

bu tip projeler ile gerçekleşeceği varsayılmaktadır. YEKDEM modülü kapsamında il bazlı YEKA projeleri tanımlanabilmektedir. İlgili kategorideki santraller için kullanıcının belirlediği finansal girdiler kullanılarak iteratif yöntemlerle proje bazlı teşvik bedeli hesaplanmaktadır.

- TEİAŞ tarafından yayımlanan ihalesi yapılmamış rüzgar enerjisi projelerinin finansal analizinin yapıldığı Kazanılmamış Hak Kategorisi, lisanssız güneş santrallerinin değerlendirildiği Lisanssız Kategorisi, DSİ tablolarında yer alan su kullanım hakkı anlaşması imzalamamış veya kati projesi bulunmayan projelerin değerlendirildiği Havuz Santralleri Kategorisi bulunmaktadır. Jeotermal ve biyokütle santral tipleri için yıllık kapasite artışları kullanıcı tarafından belirlenebilmektedir.

6.1.4 Kamu santralleri üretim tahmini

AVIEW | MarketSIM kapsamında bulunan “Kamu Modülü” kullanılarak Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret Taahhüt A.Ş.(TETAŞ)’nin portföyünde bulunan üretim santrallerinin üretim tahmini yapılmaktadır. İşbu modül TETAŞ’ın geçmişte ve günümüzde uyguladığı stratejiler dikkate alınarak tasarlanmıştır. TETAŞ stratejileri 2017 öncesi ve sonrası olarak ele alındığında 2 farklı santral işletme yöntemi gözlemlenmiştir. Bu sebeple ilgili modülde iki ayrı çalışma modu tanımlanmıştır.

- Talep Karşılama Modu: TETAŞ’ın talebinin mümkün olduğunca TETAŞ ve EÜAŞ’ın santrallerinden karşılandığı ve kamu santrallerinin gün öncesi piyasasında çoğunlukla fiyattan bağımsız şekilde teklif verdiği işletme yöntemidir.
- Maliyet Minimizasyon Modu: TETAŞ talebinin bir kısmı ilk olarak TETAŞ ve EÜAŞ’ın santral portföyünde bulunan ve çeşitli sebeplerden ötürü baz yük çalıştırılan santrallerden karşılandığı ve kalan talebin minimum maliyet oluşacak şekilde karşılanması amacıyla portföyünde bulunan santralleri gün öncesi piyasasında fiyat bağımlı olarak teklif verdirdiği işletme yöntemidir. Başka bir deyişle TETAŞ, gün öncesi piyasasında portföyünde bulunan santrallerin maliyetlerinden düşük bir fiyat oluştuğunda kendi santrallerini çalıştırmak yerine piyasadan alım yapmaktadır.

KAMU Modülü kapsamında kullanılan bazı girdilere altta yer verilmiştir;

- Kamu baz yük çalışan santral listesi ve baz yük çalışma dönemleri
- K-1, genel aydınlatma, kayıp kaçak ve direkt müşteriler kırımında TETAŞ yıllık talep tahmini girdileri
- TETAŞ üretim portföyünde bulunan santrallerin tarife ve kapasite bedeli girdileri
- TETAŞ'ın yerli kaynaklı üretim santrallerini destek kapsamında ikili anlaşma yaptığı özel sektör linyit santrallerinden yapacağı elektrik alım miktarı ve fiyat girdileri
- EÜAŞ ve TETAŞ'ın satış fiyat girdileri
- BOTAŞ'ın EÜAŞ ve TETAŞ'a uyguladığı gaz satış fiyat girdileri

Kamu Modülü kapsamında aşağıda anlatıldığı şekilde kamu santralleri üretim tahmini yapılmaktadır.

Kullanıcı tarafından girilen yıllık toplam talep girdileri ve geçmiş profiller kullanılarak TETAŞ'ın saatlik talebi hesaplanmaktadır. Yıllık toplam K-1 talep girdisi geçmiş yıllardan takvim bilgisi kullanılarak elde edilmiş olan saatlik profil katsayıları kullanılarak saatlik hale getirilmektedir. Yıllık toplam genel aydınlatma talep girdisi geçmiş yıllar için yayımlanmış olan profil katsayıları kullanılarak saatlik hale getirilmektedir. Yıllık toplam kayıp kaçak talep girdisi saatlik Türkiye talep tahmin profili kullanılarak saatlik hale getirilmektedir. Yıllık toplam direkt müşteriler talebi baz yük olacak şekilde saatlik hale getirilmektedir.

TETAŞ'ın saatlik toplam talebinin ilk olarak özel sektör linyit santrallerinden karşılanacağı varsayılmaktadır. Bu sebeple TETAŞ'ın saatlik talebinden ilk olarak saatlik linyit alım miktarı düşülmektedir.

Linyit alım miktarı düşülmüş TETAŞ talebinin karşılanması amacıyla saatlik kamu arz talep eğrisi oluşturulmakta olup maliyet bazlı santral sıralaması alttaki şekilde oluşmaktadır.

- Baz yük termik ve rezervuarlı hidroelektrik santraller kamu arz talep eğrisinde fiyattan bağımsız teklif vermektedir.

- EÜAŞ ve TETAŞ'ın portföyünde bulunan nehir tipi hes ve rüzgar santralleri kamu arz talep eğrisinde aylık kapasite faktörleri çerçevesinde fiyattan bağımsız teklif vermektedirler.
- EÜAŞ ve TETAŞ'ın elinde bulunan rezervuarlı hidroelektrik santralleri üretim maliyetleri çerçevesinde teklif vermektedirler.
- EÜAŞ'ın elinde bulunan termik santraller üretim maliyetleri çerçevesinde teklif vermektedirler.
- TETAŞ'ın elinde bulunan termik santraller tarifeleri çerçevesinde teklif vermektedirler.

Saatlik olarak TETAŞ talebini karşılayamak amacıyla çalışacak santraller yukarıdaki sıralama çerçevesinde belirlenmektedir. TETAŞ'ın portföyünde bulunan santrallerin toplam kapasitesinden daha fazla bir talebi olması halinde bu ihtiyacı Gün Öncesi piyasasından karşılayacağı varsayılmıştır.

Önceki bölümlerde kamu modülünün iki farklı mod ile çalıştığından bahsedilmiştir. Kamu modülünün talep karşılama modu ile çalışması halinde TETAŞ'ın talebini karşılamak için çalışacağı belirlenen santrallerin tamamı Gün Öncesi Piyasasına fiyattan bağımsız teklif vermektedirler. Kamu arz talep eğrisinin dışında kalan santraller Gün Öncesi Piyasasına maliyetleri çerçevesinde teklif vermektedirler.

Kamu modülünün maliyet minimizasyonu moduyla çalışması halinde kamu arz talep eğrisi içinde ve dışında kalan baz yük olmayan termik santraller ilave olarak Gün Öncesi Piyasasına maliyetleri çerçevesinde teklif sunmaktadırlar. İlgili santrallerin maliyetlerinin yüksek oluşu nedeniyle gün öncesi arz talep eğrisi dışında kaldığı saatlerde TETAŞ'ın bu santralleri çalıştırmak yerine piyasadan alım yapacağı varsayılmaktadır.

6.1.5 Yan hizmetler kapsamında çalışacak santrallerin üretim tahmini ve yan hizmetler fiyat tahmini

Şubat 2018'de devreye giren yeni yönetmelik kapsamında TEİAŞ, primer ve sekonder frekans kontrolü amacıyla kapasite ihaleleri düzenlemektedir. Bu ihalelerde primer ve sekonder frekans kontrolü gerçekleştirilecek santraller, iki gün önceden, belirlenen saat blokları bazında belirlenir. AVIEW | MarketSIM kapsamında bulunan “Yan Hizmetler Modülü” kullanılarak yeni yan hizmetler piyasası modellenmektedir.

Yan hizmetler modülü kapsamında kullanılan girdilere altta yer verilmiştir.

- Primer ve sekonder rezerv tutma kabiliyetine sahip santrallerin listesi ve teknik özellikleri
 - Rezerv kapasite oranları
 - Set point¹⁰ kapasite oranları
 - Kısmi yük çalışma sonucunda meydana gelen verim kayıpları
- Primer rezerv talep tahmini
- Sekonder rezerv talep tahmini

Primer ve sekonder rezerv ihalesine kazanacak olan santrallerin ilgili dönem içerisinde Gün Öncesi piyasasına set point kapasite değerlerinde fiyattan bağımsız teklif vereceği varsayılmaktadır. Bu sebeple ihaleyi hangi santrallerin kazanacağını bilgisi gün öncesi fiyat tahmininden önce belirlenmelidir. Ancak santrallerin yan hizmetler arz talep eğrisinde sunacakları teklif fiyatları gün öncesi fiyatlarıyla direkt olarak ilişkilidir. Başlangıç koşulunda gün öncesi fiyatının bilinmemesi nedeniyle alttaki değerlendirme kriterleri kullanılarak rezerv tutacak santraller belirlenmektedir.

- Tam kapasite çalışmaları halinde oluşan marjinal maliyet
- Set point kapasitesinde çalışmaları halinde meydana gelen maliyet
- Set point kapasite oranı/rezerv kapasite oranı kullanılarak elde edilen katsayılar

Yukarıdaki parametreler kullanılarak arz tarafına ilişkin maliyet sıralaması oluşturulmaktadır. Primer ve sekonder rezerv talebi kullanılarak günlük rezerv santralleri belirlenmektedir. Belirlenen rezerv santraller gün öncesi piyasasına set point kapasitelerinde fiyattan bağımsız teklif vermektedir.

Gün Öncesi fiyat tahminlerinin tamamlanmasıyla birlikte günlük primer ve sekonder rezerv ihale fiyatları günün içindeki saat blokları şeklinde hesaplanmaktadır.

¹⁰ Santrali yük alma ve yük atma talimatlarının yerine getirilebilmesi için gerekli baz yük seviyesi

6.1.6 Saatlik rezervuar hidroelektrik üretim tahmini

AVIEW | MarketSIM bünyesinde bulunan rezervuar hidroelektrik üretim optimizasyon algoritması kullanılarak her ayın rezervuar hidroelektrik üretimi saatlik kırılimda hesaplanmaktadır.

Türkiye geçmiş rezervuarlı hidroelektrik santral üretimleri incelendiğinde iki farklı üretim stratejisi olduğu görülmektedir. Bunlardan ilki sulama suyu ihtiyaçları, içme suyu ihtiyaçları ve sınır ötesi su bırakma zorunlukları gibi nedenlerden dolayı fiyattan bağımsız olarak üretim yapılmasıdır. Diğer bir strateji ise piyasada oluşacak en yüksek fiyatlarda üretim yapılmasıdır. Diğer bir deyişle suyun değerini maksimize edecek şekilde üretim yapılmasıdır.

EÜAŞ ve TETAŞ'ın portföyünde bulunan rezervuarlı hidroelektrik santrallerinin büyük bir kısmı TETAŞ'ın talebine göre baz yük olarak çalıştırılmaktadır. Önceki bölümlerde de bahsedildiği üzere Kamu Modülü kapsamında çalışacak rezervuarlı hidroelektrik santralleri önceden belirlenmektedir. Özel sektör santrallerine ait baz hidroelektrik santral üretimleri ise kullanıcı tarafından da revize edilebilen baz rezervuar hidro üretimi ile belirlenmektedir.

Kullanıcılar tarafından da revize edilebilen uzun yıllar ortalama rezervuar kapasite faktörleri ve kurulu güç bilgileri kullanılarak aylık toplam rezervuar hidroelektrik üretim toplamı hesaplanmaktadır. Kamu ve özel sektör aylık toplam hidro baz yük üretiminin aylık toplam rezervuar hidro üretiminden düşülmesiyle pik rezervuar üretimine kalan miktar hesaplanmaktadır.

Saatlik pik rezervuar üretiminin hesaplanması amacıyla kullanılan hidro alokasyon algoritması için gerekli girdiler altta paylaşılmıştır.

- Aylık toplam pik rezervuar üretimi
- Aylık rezeervuar emreamade gücü
- Santral veritabanında yer alan santral bazlı teknik özellikler, arıza bakım öngörüler, gaz krizi varsayımları ve sıcaklık tahminleri kullanılarak hesaplanan termik emreamade güç
- Rezervuar pik üretim harici saatlik yenilenebilir üretim tahmini
- Türkiye saatlik tüketim tahmini

- Net ithalat tahmini

Yukarıda bahsi geçen saatlik tüketim tahmini, rezervuar pik üretim harici saatlik yenilenebilir üretim verisi ve net ithalat tahmini kullanılarak piyasa hacmi elde edilmektedir. Diğer bir deyişle her ay için saatlik talep tahmini verisinden yenilenebilir üretim tahmininin ve net ithalatın düşülmesiyle birlikte pik rezervuar üretimine ve termik santrallerden karşılanması gereken saatlik talep hesaplanır.

Elde edilen yeni talep serisi saatlik termik emreamadelik verisi kullanılarak normalize edilmektedir.

Tüm rezervuar pik üretim portföyü tek bir santral olarak ele alınmakta olup bu santralin her zaman marjinal santralin 1 dolar cent altında teklif vereceği varsayılmıştır.

Elde edilen tertiplenmiş yük eğrisi ve rezervuar emreamade güç bilgisi kullanılarak saatlik hidro alokasyon gerçekleştirilmektedir. Diğer bir deyişle tertiplenmiş yük eğrisinin içinde bulunan pik saatlere ait talebin azaltılması (peak shaving) sağlanmaktadır.

6.1.7 Termik üretim santrallerinden karşılanması gereken saatlik üretim tahmini

Önceki bölümlerde de bahsedildiği üzere yenilenebilir enerji kaynaklı saatlik üretim tahminleri YEKDEM modülü ve hidro alokasyon vasıtasıyla hesaplanmaktadır. Türkiye saatlik talep tahmininden saatlik yenilenebilir enerji üretim tahminlerinin ve net ithalat tahmininin düşülmesiyle termik santrallerden karşılanması gereken hacim saatlik olarak tahmin edilmektedir.

6.1.8 Saatlik elektrik fiyat tahmin oluşumu

AVIEW | MarketSIM bünyesinde saatlik arz talep eğrisi oluşturularak piyasa davranışı simüle edilmektedir. Arz talep eğrisinde kullanılacak talep bir önceki bölümde anlatıldığı üzere termik santrallerden karşılanması gereken miktara indirgenmiştir. Arz tarafını ilgilendiren konular ise altta açıklanmıştır;

- Santral veritabanı, değişiklik yönetimi, termik emreamadelik tahminleri, yakıt fiyat tahminleri ve il bazlı sıcaklık tahminleri kullanılarak termik santraller

için saatlik santral bazlı değişken üretim maliyetleri(marjinal maliyet) ve teklif kapasiteleri hesaplanmaktadır.

- Geçmiş yıllarda yaşanan doğalgaz krizleri ve süreleri dikkate alınarak oluşturulan tahmini doğal gaz krizi dönemlerinde ikincil yakıt ile çalışabilen doğal gaz santralleri ise ikincil yakıta geçmektedir. Bu dönemde kapasitelerinde azalma ve maliyetlerinde artış oluşacağı öngörülmektedir.
- İkincil yakıt ile çalışma özelliği bulunmayan doğal gaz santralleri ise %50 kapasite ile sadece puant saatlerde teklif verebileceği ve üretim maliyetlerinin artacağı öngörülmektedir.
- Termik santrallerin ani arızalar nedeniyle plansız olarak üretime ara verdiği dönemler ileriye dönük öngörülememektedir. Ancak teknoloji tedarikçileri tarafından garanti edilen plansız kesinti oranları bulunmaktadır. Santral veritabanında bu oranlar santral bazlı olarak bulunmakta olup, santrallerin teklif kapasiteleri belirlenirken plansız kesinti oranı uygulanmaktadır.
- Termik santraller için geleceğe yönelik planlı bakım dönemleri oluşturulmuş olup, bakım dönemlerinde emreamade kapasiteleri çerçevesinde teklif verebilmektedirler.
- TETAŞ ve EÜAŞ santrallerine ilişkin teklif kapasiteleri ve teklif fiyatları Kamu modülü kullanılarak hesaplanmaktadır. Kamu modülü çalışma moduna göre değişmekle birlikte bu santrallerin bir kısmı fiyattan bağımsız teklif sunarken bir diğer kısım maliyet bazlı teklif vermektedirler.
- Önceki bölümlerde de bahsedildiği üzere Yan Hizmetler Yönetmeliği çerçevesinde rezerv kapasite ihalesini kazanan santrallere ilişkin teklif ve kapasite bilgileri Yan Hizmetler modülü kullanılarak hesaplanmaktadır. Daha önce de bahsedildiği üzere bu kategorideki santraller set point kapasite değerleri ile fiyattan bağımsız teklif vermektedirler.
- Fiyattan bağımsız teklif veren santraller haricindeki santraller için saatlik olarak iki farklı teklif fiyatı ve kapasitesi oluşturulmaktadır. Bunlar;
 - Minimum kararlı üretim düzeyi (MKÜD) teklifi: İthal kömür, taş kömür, linyit tipi termik santrallerin teklif kapasitelerinin büyük bir kısmı MKÜD teklifleri kapsamında sunulurken, açma-kapatma

maliyet ve süreleri daha düşük olan ve daha düşük yük seviyelerine hızlı şekilde inebilen doğalgaz yakıtlı termik santraller için kapasitesinin daha düşük bir seviyesi MKÜD teklif olarak sunulmaktadır. Kömür yakıtı kullanarak üretim yapan santrallerin çok yüksek açma kapatma maliyetleri ve uzun açma kapatma süreleri nedeniyle MKÜD teklifleri fiyattan bağımsız olarak ele alınmaktadır. Doğalgaz santralleri için MKÜD teklifler açma kapatma maliyetleri, buhar üretimi, diğer piyasalardan elde edilebilecek gelirler göz önünde bulundurularak hesaplanmaktadır.

- MKÜD üstü teklifi: Her bir santral için yakıt fiyat tahminleri ve tekno-ekonomik veriler kullanılarak tam güç çalışma rejiminde oluşacak değişken üretim maliyetini ifade etmektedir. Her bir santral MKÜD tekliflerinden arta kalan kapasitelerini MKÜD üstü olarak maliyet bazlı teklif etmektedir.
- Saatlik arz talep dengesine göre fiyat tahmini hesaplanmasından bir adım önce her günün pik saatlerinin ortalama piyasa hacmine göre arz talep dengesi çalıtırılarak ilgili gün için MKÜD teklif veremeyecek doğalgaz kombine çevrim santrallerinin belirlenmesi sağlanmaktadır. Bu adımda bütün doğalgaz kombine çevrim santralleri birim açma-kapatma maliyeti eklenmiş değişken üretim maliyetleri ile MKÜD üstü teklif sunmaktadırlar. İlgili günün ortalama piyasa hacmine göre MKÜD üstü teklifi kabul edilmeyen santraller ilgili günde saatlik MKÜD teklif sunamazken, MKÜD üstü teklifi kabul edilen santraller saatlik hem MKÜD hem de MKÜD üstü teklif sunabilmektedir. Kamu ve yan hizmetler kapsamında baz yük çalışması gereken santraller bu değerlendirmenin dışında tutulmaktadır.
- Bir önceki adımın da gerçekleştirilmesiyle bütün termik santrallere ilişkin teklif fiyat ve miktarları oluşturulmaktadır.
- İlgili günün her saati için arz talep eğrisi oluşturularak marjinal santral ve gün öncesi elektrik fiyat tahmini oluşmaktadır.

6.2 Elektrik Tüketim Tahmini

Çalışma kapsamında Türkiye'nin toplam yıllık elektrik talebine ilişkin tahmin için TEİAŞ tarafından Aralık 2017'de yayımlanan 10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu (2018-2027) verilerinden yararlanılmıştır (TEİAŞ, 2017). TEİAŞ tarafından hazırlanan düşük, baz ve yüksek senaryolardan baz senaryo bu çalışma için temel alınmıştır (Çizelge 6.1).

Çizelge 6.1 : TEİAŞ 10 yıllık elektrik talep tahminleri.

YIL	DÜŞÜK	ARTIŞ (%)	BAZ	ARTIŞ (%)	YÜKSEK	ARTIŞ (%)
2018	301.512		304.425		307.212	
2019	315.807	4,7	319.457	4,9	323.788	5,4
2020	328.409	4,0	334.985	4,9	343.242	6,0
2021	341.037	3,8	350.696	4,7	363.443	5,9
2022	354.156	3,8	367.263	4,7	384.848	5,9
2023	367.876	3,9	384.638	4,7	407.889	6,0
2024	381.84	3,8	402.308	4,6	431.664	5,8
2025	396.139	3,8	420.509	4,5	456.471	5,7
2026	410.530	3,6	439.171	4,4	482.263	5,7
2027	424.973	3,5	457.876	4,3	508.611	5,5

Yıllık elektrik talebinin saatlik kırılımı AVIEW MarketSIM yazılımı ile, geçmiş dönem (2010-2017) gerçekleşen saatlik elektrik tüketimleri kullanılarak oluşturulan saatlik profiller üzerinden yapılmış ve böylelikle saatlik elektrik talep tahmini gerçekleştirilmiştir.

6.3 Elektrik Üretim Santralleri Portföyü

Çalışma kapsamında kullanılacak olan elektrik üretim santrallerinin oluşturduğu üretim portföyü için mevcut santrallere ilave olarak, yapımına devam edilen santraller ve ulusal enerji politikaları göz önünde bulundurularak tahmin edilen kapasite gelişimi ve devreye giriş tarihlerine göre düzenlenmiş olan yakıt bazında kurulu güç gelişimi Çizelge 6.2'de sunulmuştur.

Çizelge 6.2 : Türkiye kurulu gücünün yakıt bazında gelişimi – tahmini (MW).

Yıl	Yerli Kömür	İthal Kömür	Diğer Termik ¹¹	Doğal Gaz	Nükleer	Biyokütle	Jeotermal	Rezervuarlı HES	Nehir tipi HES	Güneş	Rüzgar	Toplam
2018	11.063	8.892	338	26.493	0	402	1.140	20.320	7.680	4.430	7.250	88.009
2019	11.063	8.892	338	26.290	0	462	1.240	21.520	7.830	5.230	8.050	90.916
2020	11.063	8.892	338	25.960	0	522	1.360	22.395	7.980	6.080	9.250	93.842
2021	11.133	8.892	338	25.763	0	562	1.420	22.935	8.130	7.180	10.250	96.605
2022	11.853	8.892	338	25.763	0	602	1.470	23.051	8.280	8.030	11.050	99.331
2023	11.853	10.092	167	25.293	0	632	1.520	23.398	8.400	8.630	11.850	101.835
2024	12.933	10.092	167	25.285	0	662	1.550	24.455	8.520	9.230	12.650	105.544
2025	13.933	10.092	167	25.434	1.200	692	1.580	24.455	8.640	9.830	13.300	109.323
2026	15.233	10.092	167	25.434	2.400	722	1.610	24.455	8.720	10.380	13.950	113.163
2027	16.733	10.092	167	25.391	3.600	752	1.640	24.455	8.800	10.930	14.600	117.160

¹¹ Diğer termik kategorisi fuel oil, LPG ve nafta santrallerini içermektedir.

Buna göre, Türkiye'nin toplam kurulu gücünün 2018 yılı sonunda 88.009 MW olarak gerçekleşmesi, 2027 yılı sonunda ise 117.160 MW seviyesine yükselmesi beklenmektedir.

2018 yılı sonunda 4.430 MW seviyesinde öngörülen güneş enerjisi santrallerinin toplam kurulu gücünün, tahmin döneminin sonu olan 2027 yılı sonunda 10.930 MW olacağı tahmin edilmiştir.

Benzer bir şekilde rüzgar enerjisi santrallerin kurulu gücünün ise 2018 yılı sonundaki 7.250 MW seviyesinin iki katına çıkması ve 2027 yılı sonunda 14.600 MW'a ulaşması beklenmektedir.

Tahmin dönemi içinde dikkat çekici husus, devreye alınacak yeni santrallerin yoğunlukla yenilenebilir enerji santralleri olmasıdır. Termik santraller açısından bakıldığında milli ve yerli enerji politikasına paralel olarak, yerli kömür santrallerinin kapasitesinde artış beklenmektedir.

Doğal gaz santrallerinin kurulu gücünün ise tahmin dönemi boyunca, 2018 yılı seviyesinde seyretmesi, hatta tahmin dönemi sonunda bu seviyenin de altında gerçekleşmesi beklenmektedir. Bunun nedeni, eski teknoloji santrallerin bazılarının devreden çıkmasıdır.

İthal kömür santrali yatırımlarındaki gelişim beklentisi de yine doğal gaz santrallerindeki gibi durağan bir seyir izlemektedir. Tahmin dönemi boyunca ithal kömür santrallerinde bir devreden çıkma öngörülmemesine rağmen, yalnızca 1.200 MW'lık bir kapasite ilavesi beklenmektedir.

Kurulu güç gelişiminde dikkate alınan, 2018 – 2027 yılları arasında devreye girmesi planlanan ve kurulu gücü 100 MW'ın üzerinde olan Rezervuarlı HES santralleri ile termik santrallerin (Doğal Gaz, Linyit, İthal Kömür) listesi Çizelge 6.3'te sunulmuştur.

Devreye girmesi planlanan bu santrallerin dışında değerlendirilmesi gereken diğer santral tipleri ise yenilenebilir enerji santrali olarak sınıflandırılan nehir tipi HES, rüzgar, güneş, jeotermal ve biyokütle santralleridir. Yenilenebilir enerji santrallerinin gelişimine ilişkin Çizelge 6.4'te sunulan varsayımlar, bu santrallerin tekno-ekonomik kapasite limitleri, daha önceki yıllardaki gelişim eğilimi ve ülkemizin yenilenebilir enerji alanındaki hedefleri göz önünde bulundurularak oluşturulmuştur.

Çizelge 6.3 : Devreye girmesi planlanan 100 MW kurulu güçten büyük santraller.

Santral Adı	Yakıt Tipi	Kurulu Güç (MW)	Tahmini Devreye Girme Tarihi
Yukarı Kaleköy Barajı ve HES	Rezervuarlı HES	600	01/05/2018
Habaş Aliğa Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	Doğal Gaz	802	20/05/2018
Soma Linyit Santrali	Linyit	460	15/05/2018 - 15/08/2018
Odaş Çan Santrali	Linyit	330	01/06/2018
Ilısu Barajı ve HES	Rezervuarlı HES	1.200	12/03/2019
Alpaslan 2 Barajı ve HES	Rezervuarlı HES	280	01/07/2020
Karakurt HES	Rezervuarlı HES	110	01/07/2020
Çetin Barajı ve HES	Rezervuarlı HES	420	05/09/2020
Yusufeli Barajı ve HES	Rezervuarlı HES	540	22/12/2021
Cayirhan Linyit Santrali	Linyit	720	01/03/2022
Aşağı Çetin HES	Rezervuarlı HES	97	06/05/2022
Beyhan II Barajı ve HES	Rezervuarlı HES	225	05/01/2023
Aşağı Kaleköy Barajı ve HES	Rezervuarlı HES	450	01/02/2024
Eskişehir Linyit 1. ve 2. Blok	Linyit	720	01/03/2024
Eskişehir Linyit 3. Blok	Linyit	360	01/09/2024
Akkuyu Nükleer Santrali 1. Ünite	Nükleer	1.200	26/01/2025
Trakya Linyit 1. Blok	Linyit	500	01/03/2025
Trakya Linyit 2. Blok	Linyit	500	01/03/2025
Akkuyu Nükleer Santrali 2. Ünite	Nükleer	1.200	22/02/2026
Akkuyu Nükleer Santrali 3. Ünite	Nükleer	1.200	19/03/2027
Akkuyu Nükleer Santrali 4. Ünite	Nükleer	1.200	01/01/2028

Çizelge 6.4 : Yenilenebilir enerji santralleri kurulu güç gelişimi varsayımı (MW).

Yıl	Nehir tipi HES	Rüzgar	Güneş	Jeotermal	Biyokütle
2018	200	800	1.100	120	60
2019	150	800	800	100	60
2020	150	1.200	850	120	60
2021	150	1.000	1.100	60	40
2022	150	800	850	50	40
2023	120	800	600	50	30
2024	120	800	600	30	30
2025	120	650	600	30	30
2026	80	650	550	30	30
2027	80	650	550	30	30

6.4 Piyasa Modeli Diğer Kabul ve Girdiler

Fiyat tahmin simülasyonunda kullanılacak tüketim tahmini ve üretim portföyünün belirlenmesinin ardından, senaryoların diğer girdileri olan yakıt fiyatları, yenilenebilir enerji santralleri için kapasite faktörü tahminleri ve ABD Doları kur verileri bu bölümde incelenmiştir.

6.4.1 Yakıt fiyatları

Bilindiği üzere ülkemizin uzun dönemli doğalgaz tedarik sözleşmelerinin büyük bir kısmı Rusya ile imzalanmıştır. Rus doğal gaz şirketi Gazprom ile BOTAŞ arasında imzalanan anlaşmalara göre, doğal gaz fiyatı sözleşmede petrol fiyatlarına bağlı (9 ay gecikmeli) bir seyir izlemektedir.

2018-2020 yılları arasındaki dönem için doğal gaz fiyat tahmini, güncel veriler ve petrol fiyatları için vadeli sözleşmelerin uzlaşma fiyatları göz önünde bulundurularak yapılmıştır.

2021 – 2017 yılları arasındaki fiyat gelişimini tahmin etmek için ise, Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2017 yılı raporunda yer alan Yeni Politikalar Senaryosu'na ait doğal gaz fiyat tahmini verilerinin artış oranlarından faydalanılmıştır (International Energy Agency [b], 2017). Artış oranları 2020 yılı için hesaplanan doğal gaz fiyatına uygulanarak, diğer yılların doğal gaz fiyatı bulunmuştur.

2018 yılı başı itibariyle BOTAŞ tarafından elektrik üretim tesislerine uygulanan doğal gaz satış tarifi 800 TL/1.000 sm³ olarak belirlenmiştir. BOTAŞ'ın Ocak 2018 döneminden itibaren uygulamaya geçirdiği kademeli fiyatlandırma metodolojisine göre, doğal gaz santralleri tükettikleri doğal gazın %50'lik ilk kısmı için baz tarifiyi öderken, bu miktarın üzerindeki tüketimler için farklı satış fiyatlarını ödemek zorundadır. Bu metodolojiye göre, bir doğal gaz santrali ilgili aydaki doğal gaz talep miktarının %50-%70'ine karşılık gelen bölüm için baz tarifenin 1,2 ile çarpılmasıyla bulunan fiyatı ödeyecektir. Aynı şekilde %70'in üzerindeki tüketimler için ise baz tarifenin 1,25 ile çarpılmasıyla bulunan fiyat ödenecektir (Botaş ile Doğal Gaz Alım Satım Sözleşmesi İmzalamış Serbest Tüketicilere Uygulanan 2018 Ocak Ayı Doğal Gaz Toptan Satış Fiyat Tarifi, 2018).

Kademeli fiyatlandırmaya geçiş ile birlikte, 2018 yılı için doğal gaz ithalat lisansına sahip özel şirketlerin, doğal gaz santrallerine satış yapabilmelerinin önü açılmış olmakla beraber, santrallerin doğal gaz maliyetlerinin optimize edilmesi ihtiyacı ortaya çıkmıştır. Bu çalışma kapsamında, 2018 yılı özelinde, doğal gaz santrallerinin talep ettikleri toplam doğal gaz miktarının yarısını BOTAŞ'ın baz tarifesinden, diğer yarısını ise özel şirketlerden tedarik edeceği düşünülmüştür. 2018 yılı için geçerli doğal gaz fiyat tahmini ise bu doğrultuda güncellenmiştir.

Yukarıdaki tüm girdiler göz önünde bulundurularak yapılan doğal gaz fiyat tahminine ilişkin veriler Çizelge 6.5'te sunulmuştur.

Çizelge 6.5 : Doğal gaz fiyat tahmini.

Yıl	Doğal Gaz Fiyatı (USD/1.000 sm ³)
2018	227,24
2019	251,40
2020	233,40
2021	245,11
2022	256,83
2023	268,55
2024	280,26
2025	291,98
2026	296,90
2027	301,82

İthal kömür fiyat tahmini yapılırken 2018-2020 yılları arasında ICE Rotterdam Coal Futures vadeli sözleşmelerinden yararlanılmıştır. 2021 yılı ve sonrasında ise Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2017 yılı raporunda yer alan Yeni Politikalar Senaryosu'na ait veriler kullanılmıştır (International Energy Agency [b], 2017).

3 Ekim 2016'da Resmi Gazete'de yayımlanan ve ithal kömürlere ilave vergi getiren düzenleme, ithal kömür fiyat tahmininde göz önünde bulundurulmuştur. Buna göre ton başına ilave gelecek vergi “İthal kömür üzerine getirilen ilave vergi = 70 USD - ICE Rotterdam Coal Futures Fiyatı” formülüne göre hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar sonucunda bulunan ithal kömür fiyatı tahminleri Çizelge 6.6'da sunulmuştur. Bu maliyetlere ton başına 8 USD tutarında navlun (taşıma ve sigorta) bedeli ilave edilecektir.

Çizelge 6.6 : İthal kömür fiyat tahmini.

Yıl	İthal Kömür Fiyatı (USD/ton)
2018	80,57
2019	77,43
2020	73,64
2021	71,91
2022	73,49
2023	75,07
2024	76,65
2025	78,23
2026	78,84
2027	79,18

6.4.2 Yenilenebilir enerji santralleri kapasite faktörleri

Yenilenebilir enerji kaynaklarından nehir tipi HES, rüzgar enerji santrali (RES) ve JES'ler için geçmiş verilere göre yapılan hesaplar doğrultusundan öngörülen kapasite faktörleri Çizelge 6.7'de verilmiştir.

Çizelge 6.7 : Yenilenebilir enerji santralleri kapasite faktörü tahmini (%).

Yıl	Nehir tipi HES KF (%)	Rüzgar KF (%)	Jeotermal KF (%)
2018	26,5	32,3	71,3
2019	27,5	32,1	70,8
2020	28,5	31,9	70,3
2021	28,4	31,8	69,8
2022	28,2	31,6	69,3
2023	28,1	31,5	68,8
2024	27,9	31,3	68,3
2025	27,8	31,1	67,8
2026	27,7	31,0	67,3
2027	27,5	30,8	66,8

Nehir tipi HES kapasite faktörleri tahmin edilirken, 2017 yılındaki kuraklığın ve az kar yağışı gerçekleşmiş olmasının etkisi 2018 ve 2019 yıllarına yansıtılmıştır. İlerleyen yıllarda kapasite faktörü uzun seneler ortalamasına göre düzenlenmiş ve küresel ısınma ve santral degradasyonu, sulama ihtiyacının artması gibi nedenler ile düşüş trendi içinde değerlendirilmiştir.

Aynı şekilde RES'ler için de, daha verimsiz RES alanlarına geçildikçe, sistemdeki RES kapasite faktörünün düşüş göstereceği tahmin edilmiştir.

JES'ler için de benzer bir yaklaşım ile, santrallerin degradasyonu ve yeni kurulacak santrallerin kuvvetle muhtemel daha düşük sıcaklıklara sahip kuyularda kurulacak olması nedeniyle, yıllık %0.5 oranında düşen bir kapasite faktörü tahmin edilmiştir.

6.4.3 USD kuru tahmini

Yukarıda anlatılan ve fiyat tahmini çalışmasına girdi olan tüm varsayımlar reel USD cinsinden hesaplanmıştır. USD/TL kuru için sabit değer olarak 3.80 kullanılmıştır. Kapasite mekanizmasının yapısı ve ödemelere esas oluşturacak formüllerde USD/TL kuru tahmini girdisi olması nedeniyle, ödemelerin TL cinsinden hesaplanabilmesi için göz önünde bulundurulmuş yıllık ortalama kur tahminlerinin hesaplanmasında yıllık bazlı enflasyon oranlarından (USD ve TL cinsinden) yararlanılmıştır.

Enflasyon tahminlerinde USD enflasyonu için 2018-2020 yıllarında FED tahminleri, 2020-2027 yıllarında ise OECD'nin tahminleri baz alınmıştır. TL enflasyonunda ise 2018-2022 yılları arasında IMF tahminleri az alınırken, 2023 yılı sonrasında Kalkınma Bakanlığı'nın uzun dönemli enflasyon hedefleri baz alınmıştır. Derlenen bu tahminler sonucunda oluşturulan yıllık bazda enflasyon tahminleri Çizelge 6.8'de sunulmuştur.

Çizelge 6.8 : Yıllık bazda enflasyon tahminleri.

Yıl	USD enflasyon	TL enflasyon
2018	1.9%	9.1%
2019	2.0%	8.5%
2020	2.1%	7.9%
2021	2.0%	7.5%
2022	2.0%	7.0%
2023	2.0%	5.0%
2024	2.0%	5.0%
2025	2.0%	5.0%
2026	2.0%	5.0%
2027	2.0%	5.0%

Bu enflasyon tahminleri kullanılarak tahmin edilen yıl sonu USD/TL kurları ise Çizelge 6.9’da paylaşılmıştır.

Çizelge 6.9 : Yıl sonu USD/TL kur tahminleri

Yıl	USD/TL kur
2018	4.27
2019	4.54
2020	4.80
2021	5.06
2022	5.31
2023	5.46
2024	5.62
2025	5.79
2026	5.96
2027	6.13

6.5 Piyasa Modeli Simülasyonu Sonuçları

Daha önceki başlık altında tüm girdileri gözden geçirilen simulasyon, APLUS Enerji tarafından geliştirilen fundamental (temel) fiyat tahmin modeli AVIEW | MarketSIM kullanılarak yürütülmüş ve elde edilen sonuçlar aşağıda paylaşılmıştır.

6.5.1 Elektrik fiyatı tahmini

Simulasyon sonucunda elde edilen ve Gün Öncesi Piyasasında (GÖP) Piyasa Takas Fiyatı (PTF) olarak adlandırılan elektrik fiyatları, 2018 reel USD cinsinden (enflasyon uygulanmamış) elde edilmektedir. Bu tahminler ve reel fiyatların nominale dönüştürülmesi ile elde edilen yıllık ortalama elektrik fiyat tahminleri Çizelge 6.10’da sunulmuştur.

Çizelge 6.10 : Yıllık ortalama elektrik fiyat tahmini sonuçları.

Yıl	Elektrik Fiyatı (USD/MWh - 2018 reel)	Elektrik Fiyatı (USD/MWh - Nominal)
2018	47.21	47.21
2019	50.88	51.85
2020	52.40	54.47
2021	54.84	58.20
2022	58.12	62.92
2023	61.46	67.86
2024	65.70	73.99
2025	66.86	76.80
2026	67.81	79.46
2027	68.52	81.88

6.5.2 Yakıt Tipi Bazında Elektrik Üretim Tahmini

Simulasyon sonuçlarına göre Türkiye’de üretilen elektriğin yakıt tipi bazındaki kırılımı Çizelge 6.11’de sunulmuştur.

Buna göre, 2018 yılında ülkemizde üretilen elektriğin %32’sinin doğal gazdan, %31,6 sının ise yenilenebilir enerji kaynaklarından (Rezervuarlı HES, Nehir Tipi HES, Güneş, Rüzgar, Jeotermal ve Biyokütle) elde edileceği tahmin edilmektedir. Yerli kömür santrallerinin katkısı ise %16,9 olarak hesaplanmıştır.

Önümüzdeki dönemde yenilenebilir enerji ve yerli kömür santrallerinin kapasitesinde beklenen artışa paralel olarak, tahmin döneminin sonunda 2027 yılında üretilen elektriğin %33’ünün yenilenebilir enerji kaynaklarından, %24,7’sinin ise yerli kömür santrallerinden karşılanacağı tahmin edilmektedir. 2027 yılında doğal gaz santrallerinin toplam üretimdeki payının ise gerileyerek %20,9 seviyesinde gerçekleşeceği tahmin edilmiştir.

Çizelge 6.11 : Yıllık toplam elektrik üretiminin yakıt tipi bazında kırılımı (GWh).

Yıl	Yerli Kömür	İthal Kömür	Diğer Termik	Doğal Gaz	Nükleer	Biyokütle	Jeotermal	Rezervuarlı HES	Nehir tipi HES	Güneş	Rüzgar	Net İthalat	Toplam
2018	51,467	57,907	394	97,536	0	1,893	6,765	44,653	17,045	6,043	19,928	793	304,425
2019	56,094	60,525	393	94,058	0	2,189	7,396	50,146	18,122	7,540	22,013	981	319,457
2020	56,117	61,306	394	98,841	0	2,498	8,048	53,917	19,220	8,914	24,742	988	334,985
2021	69,705	60,085	392	94,801	0	2,739	8,507	55,878	19,452	10,579	27,501	1,058	350,696
2022	74,392	60,431	392	99,357	0	2,940	8,778	58,015	19,735	12,250	29,762	1,211	367,263
2023	75,299	69,149	392	101,280	0	3,115	9,016	59,915	19,992	13,529	31,742	1,211	384,638
2024	81,106	69,698	393	105,658	0	3,275	9,213	63,035	20,251	14,646	33,816	1,219	402,308
2025	89,881	69,557	391	102,940	9,174	3,417	9,296	63,033	20,394	15,749	35,467	1,211	420,509
2026	101,605	69,427	391	99,610	18,257	3,568	9,405	61,318	20,536	16,836	37,007	1,211	439,171
2027	112,941	69,434	391	95,508	27,379	3,719	9,510	60,706	20,631	17,916	38,532	1,211	457,876

7. KAPASİTE MEKANİZMASI GELİR TAHMİNİ VE SANTRAL GELİRLERİNE KATKISININ İNCELENMESİ

Kapasite mekanizması yönetmeliğinin yorumlandığı 5. Bölümde de anlatıldığı üzere, kapasite ödemelerine ilişkin bir hesaplama yapılabilmesi için dört ana parametre bulunmaktadır. Bunlar:

- Sabit Maliyet Bileşeni
- Değişken Maliyet Bileşeni
- Öngörülen Kapasite Kullanım Oranı
- Piyasa Takas Fiyatıdır.

Yönetmelik kapsamında kapasite ödemelerine esas hesaplamalar bir formüle dökülmüştür. Çalışmanın 86. sayfasında yer verilen formülü daha basit bir şekilde ifade etmek yararlı olacaktır.

Kapasite ödemelerinin temelinde, piyasada oluşan fiyatın, her bir kaynak türü için belirlenen sabit maliyet ve değişken maliyet bileşeni ile olan ilişkisi bulunmaktadır. Şöyle ki,

- (1) Eğer piyasada oluşan fiyat ilgili yakıt türünün değişken maliyetinden daha düşük ise ($PTF < \text{Değişken Maliyet Bileşeni}$), ilgili santrale yapılacak ödeme şu şekilde hesaplanır:

$$\text{Kapasite Ödemesi} = \text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Öngörülen Kapasite Kullanım Oranı}$$

$$\text{Kapasite Ödemesi} = \text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Öngörülen Kapasite Kullanım Oranı} \quad (7.1)$$

- (2) Eğer piyasada oluşan fiyat ilgili yakıt türünün değişken maliyetinden daha büyük, fakat toplam maliyet bileşeninden küçük ise (Değişken Maliyet

Bileşeni < PTF < Toplam Maliyet Bileşeni¹²), ilgili santrale yapılacak ödeme şu şekilde hesaplanır:

$$\text{Kapasite Ödemesi} = (\text{Toplam Maliyet Bileşeni} - \text{PTF}) * \text{Öngörülen Kapasite Kullanım Oranı} \quad (7.2)$$

(3) Eğer piyasada oluşan fiyat ilgili yakıt türünün toplam maliyetinden büyük ise (PTF > Toplam Maliyet Bileşeni) santrale kapasite ödemesi yapılmaz.

Yukarıda bahsedilen parametrelerden piyasa takas fiyatına ilişkin saatlik bazda tahminler 6. Bölümde AVIEW | MarketSIM fundamental fiyat tahmin modeli kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Bu tahmin çalışması sonucunda hem reel hem de nominal cinsten ve USD bazında saatlik fiyat tahminleri elde edilmiştir.

Diğer parametrelere ilişkin hesaplamalara ilişkin detaylar bu bölümde incelenmiş ve devamında 2018 – 2027 yılları arasında santrallerin kapasite mekanizmasından elde edecekleri gelirler hesaplanmıştır.

7.1 Sabit Maliyet Bileşeninin Tahmin Edilmesi

7.1.1 Yerli kömür santralleri için sabit maliyet bileşeni

Sabit maliyet bileşenlerinin hesaplanmasına ilişkin formül Bölüm 5.4.1.3’de sunulmuştur. Buna göre, yerli kömür santralleri için sabit maliyet bileşeninin tahmin edilebilmesi için gereken parametreler aylık bazda üretici fiyat endeksi (ÜFE), aylık bazda USD kuru ve üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım tarifesinin sabit bileşenlerinin ortalamasıdır.

Aylık bazda ve TL cinsinden ÜFE tahmini yapılabilmesi için öncelikle IMF tarafından Türkiye için yıllık ÜFE tahmini derlenmiştir (IMF, 2017). IMF tarafından yayımlanan tahminler 2022 yılı ile sınırlı olduğu için, 2023 – 2027 yılları arasında ise T.C. Kalkınma Bakanlığı’nın uzun dönem projeksiyonlarındaki enflasyon hedef değeri kullanılmıştır (Çizelge 7.1). Yıllık bazda bulunan enflasyon tahmin verileri daha sonra aylık baza indirgenmiştir.

¹² Toplam Maliyet Bileşeni = Sabit Maliyet Bileşeni + Değişken Maliyet Bileşeni

Çizelge 7.1 : Türkiye için ÜFE tahminleri.

Yıl	ÜFE (%)
2018	9.5
2019	8.5
2020	7.5
2021	7.5
2022	7.5
2023	5.0
2024	5.0
2025	5.0
2026	5.0
2027	5.0

USD kuru tahmini yapabilmek için TL cinsinden ÜFE tahminin yanı sıra, USD cinsinden ÜFE tahminine de ihtiyaç duyulmaktadır. Bu veri için 2018 – 2020 arasında Amerikan Merkez Bankası (FED) tahminleri, 2021 – 2027 yılları arasında ise OECD tarafından yayımlanan tahminler kullanılmıştır (Çizelge 7.2).

Çizelge 7.2 : Amerika Birleşik Devletleri için ÜFE tahminleri.

Yıl	ÜFE (%)
2018	1.9
2019	2.0
2020	2.1
2021	2.0
2022	2.0
2023	2.0
2024	2.0
2025	2.0
2026	2.0
2027	2.0

Bu veriler doğrultusunda tahmin edilen yıllık ortalama dolar kuru Çizelge 7.3’te sunulmuştur.

Çizelge 7.3 : USD/TL kur tahmini.

Yıl	USD/TL kuru
2018	4.1
2019	4.4
2020	4.7
2021	4.9
2022	5.2
2023	5.4
2024	5.6
2025	5.7
2026	5.9
2027	6.1

Son olarak ise iletim sistemi kullanım tarifesinin sabit bileşenlerinin ortalaması 2018 yılı için açıklanan değerlere göre 33.179 TL/MW hesaplanmıştır. Bu değer 2017 yılında yaklaşık 20.555 TL/MW civarındaydı. 2018 yılındaki artış dikkate alınmış ve gelecek yıllar için ise dolar kurunun artış oranı ile artırılan bir sabit maliyet parametresi olarak hesaba dahil edilmiştir.

Tüm bu parametrelerin yardımıyla, yerli kömür santralleri için sabit maliyet bileşeni 2018 – 2027 yılları arasında aylık olarak tahmin edilmiştir.

7.1.2 Doğal gaz santralleri için sabit maliyet bileşeni

Doğal gaz santralleri için sabit maliyet bileşeninin tahmin edilebilmesi için gereken parametreler aylık bazda üretici fiyat endeksi (ÜFE), aylık bazda USD kuru ve üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım tarifesinin sabit bileşenlerinin ortalamasıdır.

Tüm parametreler yerli kömür santralleri için yapılan hesaplama ile paralellik gösterdiğinden, doğal gaz santrallerinin sabit maliyet bileşeninin tahmini için yine aynı veri setleri kullanılmıştır.

7.1.3 İthal kömür santralleri için sabit maliyet bileşeni

İthal kömür santralleri için sabit maliyet bileşeninin tahmin edilebilmesi için gereken parametreler aylık bazda üretici fiyat endeksi (ÜFE), aylık bazda USD kuru ve

Üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım tarifesinin sabit bileşenlerinin ortalamasıdır.

Tüm parametreler yerli kömür santralleri için yapılan hesaplam ile paralellik gösterdiğinden, ithal kömür santrallerinin sabit maliyet bileşeninin tahmini için yine aynı veri setleri kullanılmıştır.

7.2 Değişken Maliyet Bileeninin Tahmin Edilmesi

7.2.1 Yerli kömür santralleri için değişken maliyet bileşeni

Değişken maliyet bileşenlerinin hesaplanmasına ilişkin formül Bölüm 5.4.1.3’de sunulmutır. Buna göre, yerli kömür santralleri için değişken maliyet bileşeninin tahmin edilebilmesi için gereken parametreler aylık bazda üretici fiyat endeksi (ÜFE), ve üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım ve sistem iletim tarifelerinin değişken bileşenlerinin ortalamasıdır.

FE verileri daha önce tahmin edildiği için, bu aşamada 2018 yılı iletim sistemi kullanım ve sistem iletim tarifelerinin değişken bileşenlerinin elde edilmesi ve bu bileşenlerin ileriye dönük tahmin edilmesi gerekmektedir.

2017 yılında 9,45 TL/MWh olan değişken bileşenler, 2018 yılı itibariyle TEİAŞ tarafından 8,01 TL/MWh’e drlmtır. İletim bedellerinin sabit bileşenlerinin hesaplanmasında olduğu gibi, değişken bileşenlerin de dolar kurunun yıllık artış oranıyla artacağı ngrlmtır.

Böylelikle yerli kömür santrallerinin değişken maliyetlerini hesaplayabilmek için tüm girdiler elde edilmiştir.

7.2.2 Doğal gaz santralleri için değişken maliyet bileşeni

Doğal gaz santralleri için değişken maliyet bileşeninin tahmin edilebilmesi için gereken parametreler aylık bazda BOTA doğal gaz satış fiyatı, özel tüketim vergisi ve üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım tarifesinin sabit bileşenlerinin ortalamasıdır.

BOTA doğal gaz satış fiyatı için izelge 6.5’te sunulan tahmin girdisinden yararlanılmıştır. 2018 yılı için BOTA’ın kademeli fiyat uygulaması da dikkate alındığından, baz satış tarifiyesi 800 TL/1.000 Sm³ olarak dikkate alınmıştır. Kademeli fiyatlandırmanın 2019 yılından itibaren sonlanacağı ngrlmtır.

Özel tüketim vergisi USD bazında sabit tutulurken (2018 yılı için 23 TL/1.000 Sm³, ilerleyen yıllarda TL bazında artış), iletim sistemi kullanım tarifesinin değişken bileşeni için daha önce yerli kömür başlığında hesaplanan veriler kullanılmıştır.

Tüm bu parametrelerin yardımıyla, doğal gaz santralleri için değişken maliyet bileşeni 2018 – 2027 yılları arasında aylık olarak tahmin edilmiştir.

7.2.3 İthal kömür santralleri için değişken maliyet bileşeni

İthal kömür santralleri için değişken maliyet bileşeninin tahmin edilebilmesi için gereken parametreler aylık bazda USD kuru ve üretim tesislerine uygulanan iletim sistemi kullanım ve sistem işletim tarifelerinin değişken bileşenlerinin ortalamasıdır. Her iki veri seti de daha önceki aşamalarda hazırlanmıştır ve bu veri setleri kullanılarak, ithal kömür santrallerinin 2018 – 2027 yılları arasında aylık bazda değişken maliyet bileşeni tahminleri yapılmıştır.

7.3 Saatlik Bazda Kapasite Ödemesi Koşullarının İncelenmesi ve Ödemenin Hesaplanması

Sabit ve değişken maliyetlerinin belirlenmesinin ardından, elimizdeki piyasa takas fiyatı tahminini de kullanarak, tahmin periyodundaki her bir saat için kapasite ödemesi koşullarının değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu değerlendirme için saatlik bazda (10 yıl * 8760 saat) bir excel oluşturulmuş ve her bir saatte, yerli kömür, doğal gaz ve ithal kömür için kapasite ödemeleri ayrı ayrı hesaplanmıştır.

Bu hesaplamalarda göz önünde bulundurulacak koşullar daha önce anlatıldığı üzere, maliyet bileşenleri ile piyasa takas fiyatı arasındaki ilişkiyi dikkate almaktadır.

Hesaplamalar sonucunda elde edilen çıktı, her saatte bir MW kurulu güç için yapılacak kapasite ödemesinin, yakıt türü cinsinden belirlenmesidir. Örneğin 10 Ocak 2018 tarihinde saat 14:00'te piyasa takas fiyatı 203.6 TL/MWh olarak tahmin edilirken, bu rakam yerli kömür, doğal gaz ve ithal kömür santrallerinin her birinin toplam maliyet bileşeninden yüksektir ve bu nedenle bu saat için santrallere bir kapasite ödemesi yapılmayacağı öngörülmektedir.

Aynı günün farklı bir saatini göz önünde bulundurursak, bu durumun değişebileceğini söyleyebiliriz. Örneğin 10 Ocak 2018 günü saat 03:00'te tahmin edilen PTF değeri 138,9 TL/MWh iken, bu değer doğal gaz santrallerinin değişken

maliyetinin altında olduğundan, kapasite ödemesi kapsamında Ocak ayında doğal gaz santrali için hesaplanan sabit maliyet bileşeninin öngörülen kapasite kullanım oranı ile çarpımı (30,4 TL/MWh) ödenir. Diğer taraftan piyasa takas fiyatı yerli kömür ve ithal kömür santrallerinin değişken maliyetlerinden yüksek fakat toplam maliyetlerinden düşüktür. Bu nedenle yapılacak kapasite ödemesi santrallerin toplam maliyetinden piyasa takas fiyatının bulunması ve bulunan rakamın öngörülen kapasite kullanım oranı ile çarpılması ile bulunur.

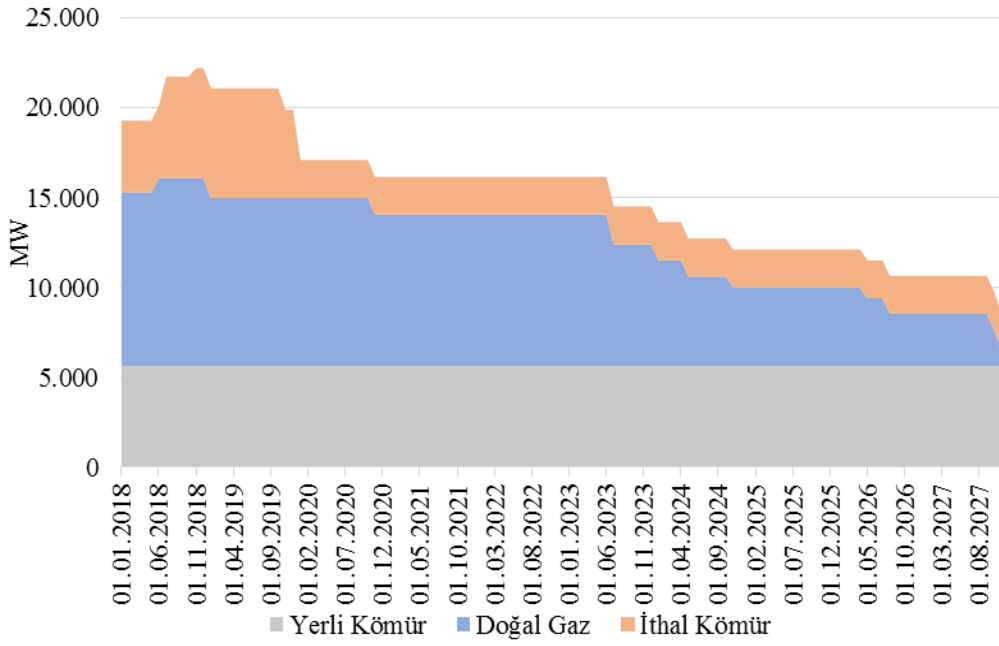
7.4 Kapasite Mekanizmasına Dahil Olan Santrallerin Toplam Kurulu Gücü

Kapasite mekanizması yönetmeliği kapsamında hangi santrallerin mekanizmaya dahil olabileceği daha önceki bölümlerde detaylıca anlatılmıştı. Çalışmanın bu bölümünde, her bir santral tipi için yapılan hesaplamaların yanı sıra, bu santral tiplerinden toplam ne kadarlık bir kurulu gücün mekanizmaya dahil olduğunu tahmin etmek gerekmektedir. Bu tahmin hem bütçenin dağılımı hem de toplam ödeme miktarının bulunması için oldukça önemlidir.

Bilindiği üzere, 10 yaşndan büyük ithal yakıtlı (doğal gaz ve ithal kömür) santraller kapasiteye dahil edilmemektedir. Bu nedenle 2018 yılı itibariyle kapasite mekanizmasına katılmaya hak kazanan ya da kazanabilecek santral listelerinde bulunan santrallerin ilk ünitelerinin devreye girdiği süreler göz önünde bulundurularak, her bir santral için mekanizmadan son yararlanma tarihi hesaplanmıştır.

Ayrıca mekanizmadan yararlanabilecek ve henüz devreye girmemiş santraller için de tahmini bir devreye giriş tarihi atanmış ve o tarihten itibaren mekanizmaya katılacağı varsayılmıştır. Bu hesaplamalar sonucunda, 2018 yılı başında kapasite mekanizmasından toplam 19.276 MW'lık bir kurulu gücün yararlandığı bilinmektedir. Bu kurulu gücün 5.642 MW'ı yerli kömür, 9644 MW'ı doğal gaz, 3.990 MW'ı ise ithal kömür santralidir. Kapasite mekanizmasına katılan toplam kurulu gücün 2019 yılı başında 21.082 MW seviyesine ulaşması beklenmektedir. Tahmin periyodunun sonunda 2027 Aralık itibarıyla kapasite mekanizmasından yararlanan santrallerin toplam kurulu gücünün 8.554 MW olacağı öngörülmektedir.

Kapasite mekanizmasına katılan santrallerin yakıt tipi bazında ayrıştırılmış kurulu güçlerinin gösterimi Şekil 7.1'de sunulmuştur.



Şekil 7.1 : Kapasite mekanizmasına katılan santrallerin kurulu güç gelişimi.

7.5 Kapasite Mekanizması Toplam Bütçe Gereksinimi Tahmini

Saatlik bazda yapılan çalışmaların derlenmesi sonucunda 2018 – 2027 yılları arasında, yerli kömür, doğal gaz ve ithal kömür santrallerinin kapasite mekanizmasından elde edeceği gelirler tahmin edilmiştir. Çizelge 7.4’te sunulan ödeme tutarlarına göre, 2019 yılında kapasite ödemelerinin artması beklenmektedir. Toplam gerekli bütçenin 2018 yılında 1.099.640.901 TL olarak gerçekleşmesini, 2019 yılında ise 1.356.619.406 TL mertebesine yükselmesi beklenmektedir. İzleyen yıllarda ise, arz/talep dengesinin piyasa fiyatlarını yukarı yönlü hareket ettirmesinden dolayı, kapasite ödemelerine olan ihtiyacın azaldığını görmekteyiz.

Çizelge 7.4 : Kapasite mekanizması bütçe gereksinimi ve ödemelerin yakıt tipine göre dağılımı (TL)

Yıl	Yerli Kömür	Doğal Gaz	İthal Kömür	Toplam
2018	563,437,098	519,695,907	16,507,896	1,099,640,901
2019	368,178,706	973,767,069	14,673,631	1,356,619,406
2020	270,476,014	714,839,839	3,122,070	988,437,922
2021	216,049,867	643,196,494	2,067,927	861,314,288
2022	126,287,984	493,221,624	593,440	620,103,047
2023	64,763,401	397,212,860	392,942	462,369,202
2024	24,939,435	204,198,703	209,715	229,347,853
2025	26,528,356	184,267,852	275,057	211,071,264
2026	41,565,266	172,837,369	528,054	214,930,689
2027	67,572,008	124,953,637	1,141,302	193,666,948

2018 yılında kapasite mekanizmasından elde edilen gelirler incelendiğinde, yerli kömür santrallerinin avantajlı konumunda olduğunu söylenebilir, fakat 2019 yılı itibariyle artan doğal gaz tedarik maliyeti ve nispeten daha stabil bir seyir izleyen yerli kömür maliyetleri nedeniyle, kapasite ödemesinin büyük çoğunluğunun doğal gaz santrallerine yapılması gerektiği gözlemlenmektedir.

7.6 Santral Bazlı Kapasite Mekanizması Gelir Tahmini

Piyasada faaliyet gösteren santrallerin kapasite mekanizmasından ne kadar gelir elde edeceğini hesaplarken, santral kurulu güçleri açısından referans santraller seçilmiştir.

Bu santraller şöyle sıralanabilir:

- 600 MW Yerli Kömür Santrali
- 800 MW Doğal Gaz Santrali
- 600 MW İthal Kömür Santrali

Seçilen bu referans santrallerinin kapasite mekanizması gelirleri tahmini yıl bazında hesaplanmış ve Çizelge 7.5’te sunulmuştur.

Çizelge 7.5 : Yıllık bazda kapasite mekanizması gelir tahmini (TL).

Yıl	600 MW Yerli Kömür Santrali	800 MW Doğal Gaz Santrali	600 MW İthal Kömür Santrali
2018	58,508,525	40,077,250	2,450,059
2019	38,232,472	72,331,816	1,798,613
2020	28,086,813	53,889,241	1,062,316
2021	22,435,085	53,390,739	703,633
2022	13,114,017	45,411,129	201,924
2023	6,725,171	39,401,147	133,702
2024	2,589,765	29,566,436	71,358
2025	2,754,762	33,434,856	93,591
2026	4,316,227	37,660,973	179,676
2027	7,016,823	41,337,031	388,340

8. SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik piyasasındaki yasal düzenlemeler, ihtiyaçları karşılamak ve piyasanın değişen dinamiklerine cevap verebilmek için sürekli olarak izlenmekte ve gerektiği takdirde güncellenmektedir. Türkiye elektrik piyasasında 2017 yılında ön hazırlıkları yapılan ve 201 yılı itibarıyla uygulanmaya başlayan kapasite mekanizması da bu değişikliklere bir örnektir. Ülkemizin arz güvenliği noktasındaki orta vadeli olası risklerini ortadan kaldırmak amacıyla, gelir düzeylerinin düşüklüğü nedeniyle piyasada çıkma eğilimi gösterebilecek üreticilere piyasa gelirlerinin dışında ek gelir sağlayacak bir kapasite mekanizması yasal düzenleyiciler tarafından oluşturulmuştur.

Bu tez çalışması, öncelikle kapasite mekanizması / piyasası kavramını tanımlamayı ve örnek uygulamaları karşılaştırmalı olarak inceleyerek, Avrupa ülkelerindeki durumu ortaya koymayı, ülkemizde mevcut koşullarda kapasite mekanizması uygulamasına ihtiyaç duyulup duyulmadığını analiz etmeyi ve yorumlamayı, uygulanacak olan kapasite mekanizmasının işleyiş detaylarını irdelemeyi ve bu irdeleme sonucunda, her bir santral için kapasite mekanizması gelirlerini tahmin edecek bir hesaplama yöntemini ortaya koymayı hedeflemiştir.

Çalışma kapsamında öncelikli olarak Türkiye elektrik piyasasının tarihsel gelişimi ele alınmış ve TEK öncesi dönemden başlayarak günümüze kadar gelen süreçte yaşanan önemli gelişmeler sunulmuştur. Buna ilave olarak, ülkemizin artan elektrik talebi ve kurulu gücün 1980 – 2017 yılları arasındaki döneme ait verileri paylaşılmıştır.

Elektrik ticaretinin temel prensipleri incelenirken, bir emtia olarak elektrik enerjisinin özellikleri gözden geçirilmiş ve bu özelliklerin, elektrik ticareti üzerindeki etkileri açıklanmıştır. Bu aşamada, ülkemizde elektrik ticareti yapılan piyasaların sınıflandırılması yapılarak, bu piyasaların özellikleri incelenmiştir.

Çalışmanın 4. Bölümünde, elektrik piyasalarında görülen kapasite mekanizması uygulamalarına ilişkin araştırmalar yapılmıştır. Kapasite mekanizmasına duyulan ihtiyacın nedenini anlayabilmek için öncelikle elektrik piyasalarının temel amaçları

incelenmiş ve kapasite mekanizmasının tanımı yapılmıştır. Daha sonra bu mekanizmaya duyulabilecek ihtiyacın nedenlerine geçilmiştir. Avrupa’da mevcut kapasite mekanizması uygulama yöntemlerini kapsayan detaylı bir literatür araştırması yapılmış ve konu ile ilgili Türkçe kaynak oluşturulmasına destek vermek hedeflenmiştir. İncelenen bu uygulama yöntemler yine bu aşamada sınıflandırılmıştır. Ayrıca farklı ülkelerdeki uygulamaların teknik detayları paylaşılmış ve talep edilen kapasiteler, ödenen bedeller gibi veriler elde edilmiştir.

Kapasite mekanizması kavramının detaylı incelenmesinden sonra, ülkemizde bir kapasite mekanizması uygulamasına ihtiyaç duyulup duyulmadığı incelenmiştir. Bunun için öncelikle geçmiş dönem elektrik piyasası verileri analiz edilerek, gerek sistemde bulunan yedek kapasite, gerekse de santrallerin karlılığına ilişkin hesaplamalar yapılmıştır. Bu hesaplamaların piyasa koşullarındaki beklentiler ile kıyaslaması yapılarak, Türkiye için kapasite mekanizması uygulamasının yerinde bir karar olduğu fikrine varılmıştır.

Uygulanacak olan kapasite mekanizması yönteminin işleyiş detayları incelendikten sonra, bu mekanizmadan santrallerin elde edecekleri gelir tahminine geçilmiştir. Piyasa fiyatlarını etkilemeyen ve oluşan fiyatlara bağlı olarak belirlenen kapasite mekanizması ödemelerinin tahmini için, öncelikle önümüzdeki 10 yıllık dönem için saatlik bazda fiyat tahmin çalışması gerçekleştirilmiştir. Fiyat tahmin çalışmasının tüm girdileri bu çalışma için özel olarak oluşturulmuş ve kullanılan kaynaklar ile birlikte detaylıca anlatılmıştır. Fundamental fiyat tahmin modeli yardımıyla yapılan çalışma sonucunda elde edilen saatlik elektrik fiyat tahminleri, kapasite mekanizması ödemeleri için yapılacak çalışmaya girdi olmuştur.

Kapasite mekanizması yönetmeliğinde sunulan parametreler kullanılarak, önümüzdeki 10 yıllık dönemde saatlik olarak referans fiyatları (sabit maliyet bileşeni ve değişken maliyet bileşeni) hesaplanmıştır. Bu bileşenlerin hesaplanmasının ardından, MS Excel kullanılarak oluşturulan saatlik bazlı hesaplama yönteminde şu detaylar göz önünde bulundurularak hesaplama yapılmıştır:

- Santrallerin devreye giriş ve kapasite mekanizmasından en geç yararlanabilecekleri tarihler
- Santral kurulu güçleri ve yakıt tipi
- Sabit ve değişken maliyet bileşenleri

- Saatlik piyasa takas fiyatı tahmini

Kapasite mekanizması gelirlerinin hesaplanmasının ardından, her bir yakıt tipi için toplam ödenecek miktar, toplam gerekli bütçe ve seçilen referans santraller için yıllık bazda alabilecekleri kapasite mekanizması ödemeleri hesaplanmıştır.

Yapılan hesaplamalar sonucunda, ilk yıllarda kapasite mekanizması ödemelerinin yoğun olarak yerli kömür santrallerine yapıldığı görülmektedir. İlerleyen dönemlerde doğal gaz fiyatının ve elektrik talebinin artışına bağlı olarak artan piyasa takas fiyatı nedeniyle, sabit ve değişken maliyet bileşenlerini karşılayacak geliri gün öncesi piyasasından elde edebilecek olan yerli kömür santrallerindeki gelirin azaldığı belirlendi. Doğal gaz santralleri için ise, piyasa fiyatlarının yeteri kadar yüksek ya da daha doğru deyişle tatmin edici olmadığı görüldü ve bu nedenle kapasite mekanizması gelirlerinin 2021 yılına kadar yüksek seviyelerde olacağı öngörüldü.

Kapasite mekanizması uygulamasının içinde bulunduğumuz koşullar için uygun bulunduğunu belirtmiştik. Uygulamanın kaç yıl süreyle yapılacağının net olmaması nedeniyle, çalışmalar 10 yıl boyunca ödeme yapılacağı varsayımı ile yapılmıştır. Gelecek dönemde kapasite mekanizması işleyişine ilişkin koşullarda bir değişiklik olduğu takdirde çalışma bu yeni koşullara göre güncellenebilir.

Bu tez çalışması, konu ile ilgili detaylı bir kaynak yaratmayı ve uygulamanın katkılarını tahmin etmekte zorlanabilecek yatırımcılara ışık tutmayı amaçlamıştır. Farklı fiyat tahmin senaryoları ve koşullarda çalışılarak, araştırmacıların ve yatırımcıların ihtiyacını karşılayacak şekilde değişiklikler yapılabilir.

KAYNAKLAR

- Agency for the Cooperation of Energy Regulators.** (2013). *Capacity Renumeration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*.
- Bahar, H., & Sauvage, J.** (2013). Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe. *OECD Trade and Environment Working Papers*, 2013, 02. OECD Publishing. doi:10.1787/5k4869cdwnzr-en.
- Boisseleau, F.** (2004). *The role of power exchanges for the creation of a single European electricity market: market design and market regulation*. (Doctoral dissertation): <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:adaa3685-ff74-4ad6-b765-752f1a673c4c?collection=research> adresinden alındı
- Botaş ile Doğal Gaz Alım Satım Sözleşmesi İmzalamış Serbest Tüketicilere Uygulanan 2018 Ocak Ayı Doğal Gaz Toptan Satış Fiyat Tarifesi.** (2018, Ocak). BOTAŞ: <http://botas.gov.tr/index/tur/faaliyetler/dogalgaz/tarifeDetayV8.asp?yil=2018&ay=1> adresinden alındı
- Despina Yiakoumi, A. R.** (2016, Aralık). Understanding the new Capacity Market implemented in the UK. *Discussion Paper in Economics (University of Aberdeen)*.
- Dünya Bankası.** (2015). *Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar*. The World Bank.
- Ekşi, H., & Savaş, N.** (2016). Türkiye Elektrik Sisteminde Emreamade Kapasite İncelemesi. *Güç Sistemleri Konferansı*. İstanbul.
- Elektrik Piyasası Kanunu.** (2013). *T.C. Resmi Gazete*, 6446, 30 Mart 2013.
- EMR Delivery Body [a].** (2017, Mart). EMR Delivery Body: <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Capacity%20Market%20Auction%20Guidelines%201st%20Mar%202017.pdf> adresinden alındı
- EMR Delivery Body [b].** (2017, Mayıs). <https://www.emrdeliverybody.com:https://www.emrdeliverybody.com/CM/overview.aspx> adresinden alındı
- EMR Delivery Body [c].** (2017, Mayıs). <https://www.emrdeliverybody.com/CM/prequalification.aspx> adresinden alındı
- EMR Delivery Body [d].** (2017). <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20Results%20Report%20-%20T-4%202016.pdf> adresinden alındı
- EMR Delivery Body [e].** (2018). <https://www.emrdeliverybody.com/CM/Delivery.aspx> adresinden alındı

- EMR Settlement Limited.** (2017, Mayıs). <https://www.emrsettlement.co.uk/about-emr/contracts-for-difference/> adresinden alındı
- Energy Business Review.** (2017, Mayıs). EC conditionally approves aid for Landvisiau gas-fired power plant in France: <http://fossilfuel.energy-business-review.com/news/ec-gives-conditional-approval-to-state-aid-to-french-gas-fired-power-plant-160517-5814634> adresinden alındı
- Eurelectric.** (2004). *Ensuring Investments*. Brussels: Eurelectric.
- European Commission [a].** (2016, Kasım). [europa.eu: europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-4023_en.pdf](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-4023_en.pdf) adresinden alındı
- European Commission [b].** (2016). *REPORT FROM THE COMMISSION - Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*. European Commission.
- European Commission [c].** (2016, Aralık). *Press Release Database*. European Commission: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4471_en.htm adresinden alındı
- FTI CL Energy.** (2016). *Assessment of the impact*. FTI CL Energy.
- Girard A., G. E.** (2015). Spain's energy outlook: A review of PV potential and energy export. *Renewable Energy - An International Journal*.
- Hawker, G., Bell, K., & Gill, S.** (2017). Electricity security in the European Union - The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market. *Energy Research & Social Science*, 51-58.
- HM Government - Department of Trade.** (2018, Mart). *Electrical networks in the UK*. Invest in Great Britain & Northern Ireland: <https://invest.great.gov.uk/us/industries/energy/electrical-networks/> adresinden alındı
- IMF.** (2017). *World Economic Outlook Database, October 2017*. IMF: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2017/02/weodata/weorept.aspx?pr.x=31&pr.y=14&sy=2015&ey=2022&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=186&s=PCPIEPCH&grp=0&a=> adresinden alındı
- Institute for Energy Economics and Financial Analysis.** (2016). *Spain's Capacity Market: Energy Security or Subsidy?* Institute for Energy Economics and Financial Analysis.
- International Energy Agency [a].** (2017, Ocak). International Energy Agency: <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/january/winter-challenges-for-energy-security-in-france.html> adresinden alındı
- International Energy Agency [b].** (2017). *World Energy Outlook*. IEA Publications.
- Kılıç, İ. H.** (2016). *Türkiye'de rüzgar enerjisi santralleri için teşvik uygulamaları ve bilgisayar programı ile irdelenmesi (Yüksek lisans tezi)*. İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- Kölmek, F.** (2009). *Serbest Elektrik Piyasalarında Kısıt Yönetimi*. EPDK Uzmanlık Tezi. adresinden alındı

- Linklaters.** (2014). *Capacity Mechanisms. Reigniting Europe's energy markets.* linklaters.com: linklaters.com/capacitymechanisms adresinden alındı
- Meyer, R., Gore, O., Brunekreets, G., & Viljainen, S.** (2014). Analysis of Capacity Remunerative Mechanisms (CRMs) in Europe from the Internal Electricity Market Point of View. *Elforsk rapport 14:22.*
- Red Electrica de Espana.** (2017). *The Spanish Electricity System - Preliminary Report 2016.* Red Electrica de Espana.
- Roggenkamp, M., & François, B.** (2005). The liberalization of the EU Electricity Market and the Role of Power Exchanges. *Persoonlijke kopie van ()* (s. 1-28). içinde Antwerp-Oxford: Intersentia.
- Roques, F.** (2016, Mayıs). http://www.kvab.be/sites/default/files/RE2016_CRM_s_Roques.pdf adresinden alındı
- Royal Academy of Engineering.** (2013). *GB electricity capacity margin - A report by the Royal Academy of Engineering.* London: Royal Academy of Engineering.
- RTE.** (2017). *French Capacity Market-Report accompanying the draft rules.* Réseau de Transport d'Électricité.
- Sağlam, B.** (2012). *Monopolden Emtia Piyasasına: Emtia Piyasası Yaklaşımıyla Elektrik Piyasalarındaki Dönüşüm Sürecinin Rekabetçi Analizi.* Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezi. adresinden alındı
- Science and Technology Committee - First Report - The Resilience of the Electricity System .** (2015, Şubat). UK Parliament: <https://publications.parliament.uk/pa/ld201415/ldselect/ldsctech/121/12102.htm> adresinden alındı
- Sia Partners.** (2013, Temmuz). *Energy Outlook by Sia Partners.* Power at a negative price: an insidious effect of a market model promoting renewables: <http://energy.sia-partners.com/power-negative-price-insidious-effect-market-model-promoting-renewables> adresinden alındı
- Şimşek, M.** (2015). *Nükleer santrallerin enerji piyasasına etkisinin incelenmesi ve APLUS bilgisayar programı ile irdelenmesi (Yüksek lisans tezi).* İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- Tanrısever, F.** (2014). *Physical Map of Turkey's Electricity Trading .* TENVA: <http://www.tenva.org/en/turkiye-fiziksel-elektrik-ticareti-haritasi/> adresinden alındı
- TEİAŞ.** (2017, Aralık). *10 YILLIK TALEP TAHMİNLERİ RAPORU (2018-2027).* https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-02/Taleprapor_2017.pdf adresinden alındı
- Terna.** (2015, Nisan). European Commission: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_working_group_12.pdf adresinden alındı
- Timera Energy.** (2017, Mayıs). <http://www.timera-energy.com/uk-peaker-investment-here-comes-consolidation/> adresinden alındı
- Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. Genel Müdürlüğü .** (2015). *2015 Yılı Sektör Raporu.*

- Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. Genel Müdürlüğü.** (2009). *Sektör Raporu*. Ankara.
- Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri.** (2018, Ocak). Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi: <https://www.teias.gov.tr/tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri> adresinden alındı
- Tutuş, A.** (2006). Türkiye'de Elektrik Enerjisinin Tarihsel Gelişimi ve Yeni Piyasa Düzeni İçerisinde Hidroelektrik Enerjinin Yeri. *TMMOB SU Politikaları Kongresi* (s. 318-330). Ankara: TMMOB .
- Winzer, C.** (2015, Mart). CEEM Dauphine: http://www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/IHS-_Christian_Winzer.pdf adresinden alındı
- World Energy Council.** (2016). *Türkiye Enerji Piyasasının Görünümü - Başarılar, Genel Bakış ve Fırsatlar*.
- Yüksek Planlama Kurumu.** (2004, Nisan. Elektrik enerjisi sektörü reformu ve özelleştirme strateji belgesi.

ÖZGEÇMİŞ



Ad-Soyad : Hüseyin Volkan YİĞİT
Doğum Tarihi ve Yeri : 19.07.1986 - Ankara
E-posta : hvolkanyigit@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2010, Yıldız Teknik Üniversitesi, İnşaat Fakültesi, İnşaat Mühendisliği Bölümü

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

- 2008 - 2011 : İnşaat Mühendisi / Proje Yönetimi Ekip Üyesi – MENTOR PROJE YÖNETİMİ
- 2011 - 2012 : Proje Yöneticisi Yardımcısı / ARUP
- 2012 – 2014 : Kıdemli Analist, Strateji ve Piyasa Analizi / RWE TURKEY
- 2015 – güncel : Ekip Lideri, Enerji Yatırımları Danışmanlığı / APLUS ENERJİ

YÜKSEK LİSANS TEZİNDEN TÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **Yiğit, H. V., Önöz, B.,** 2018., Türkiye Elektrik Piyasasında Kapasite Mekanizması Uygulaması ve Santral Gelirlerine Katkısına İlişkin İnceleme. *International Congress of Energy, Economy And Security*. 21-22 Nisan 2018, İstanbul, Türkiye

