



T.C.
GAZI ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK
LİSANS
TEZİ

TÜRKİYE'DEKİ LİNYİT KAYNAKLI ELEKTRİK ÜRETİM
SANTRALLERİ ÜZERİNE PERFORMANS TABANLI
DÜZENLEME UYGULAMASI

MÜGE DÖNMEZÇELİK

EKONOMETRİ ANABİLİM DALI

AĞUSTOS 2019



**TÜRKİYE'DEKİ LİNYİT KAYNAKLI ELEKTRİK ÜRETİM
SANTRALLERİ ÜZERİNE
PERFORMANS TABANLI DÜZENLEME UYGULAMASI**

Müge DÖNMEZÇELİK

**YÜKSEK LİSANS
EKONOMETRİ ANABİLİM DALI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ**

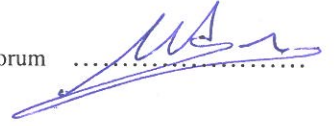
AĞUSTOS 2019

Müge DÖNMEZÇELİK tarafından hazırlanan Türkiye'deki Linyit Kaynaklı Elektrik Üretim Santralleri Üzerine Performans Tabanlı Düzenleme Uygulaması" adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ ile Gazi Üniversitesi Ekonometri Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Danışman: Prof. Dr. Murat ATAN

Ekonometri, Ankara Hacı Bayram Veli Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum/onaylamıyorum



Başkan : Prof.. Dr. Şenol ALTAN

Ekonometri, Ankara Hacı Bayram Veli Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum/onaylamıyorum



Üye : Dr. Öğr. Üyesi İsmail KOÇAK

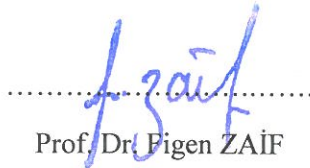
Ekonometri, Kırıkkale Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum/onaylamıyorum



Tez Savunma Tarihi: 08/08/2019

Jüri tarafından kabul edilen bu tezin Yüksek Lisans Tezi olması için gerekli şartları yerine getirdiğini onaylıyorum.



Prof. Dr. Figen ZAİF

Enstitü Müdürü

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmasında; tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi, tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu, tez çalışmasında yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi, kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı, bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu, bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

M. Çelik

Müge DÖNMEZÇELİK

08/08/2019

Türkiye’deki Linyit Kaynaklı Elektrik Üretim Santralleri Üzerine
Performans Tabanlı Düzenleme Uygulaması
(Yüksek Lisans Tezi)

Müge DÖNMEZÇELİK

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

Ağustos 2019

ÖZET

Refah seviyesinin artmasına, ekonominin büyümesine ve dışa bağımlılığın azaltılmasına katkı sağlaması açısından yerli enerji kaynaklarının en etkin şekilde değerlendirilmesi, Türkiye’de öne çıkan enerji politikalarından biri haline gelmiştir. Türkiye’nin sahip olduğu en önemli yerli enerji kaynaklarından biri olan linyit, en çok elektrik üretim sektöründe değerlendirilmektedir. Nüfus artışı ve teknolojik ilerlemeye paralel şekilde giderek artmakta olan elektrik talebinin karşılanması noktasında Türkiye’nin yerli enerji kaynakları ile ilgili politikası da göz önüne alındığında, linyit kaynaklı elektrik üretim santrallerinin performanslarının incelenmesi zaruri görülmektedir. Bu kapsamda yapılan çalışmada, Türkiye’de faaliyet gösteren 12 linyit yakıtlı elektrik üretim santralının 2013-2016 dönemi arasındaki performansları Veri Zarflama Analizi ile analiz edilmektedir. Ayrıca çalışmada 2013 yılında başlayan özelleştirmelerin linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin performansları üzerinde nasıl bir etki gösterdiği incelenmektedir. VZA aracılığıyla elde edilen linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin etkinlik skorları ile mevcut olarak uygulanan teşvik mekanizması için performans tabanlı düzenleme yaklaşımı geliştirilmektedir. Etkin olmayan linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin potansiyel elektrik üretimi de, VZA aracılığıyla elde edilen referans iyileştirme değerleri ile simülasyonlar yaparak öngörülmektedir. Bu sayede üst politika belgelerinde linyit kaynaklı elektrik üretimine yönelik belirlenebilecek hedeflerin duyarlılık analizlerinin yapılabileceği ve enerji yatırımlarının ve planlamalarının yapılmasında bu tür analizlerin dikkate alınmasının, Türkiye’deki yerli kömür politikasına yön verebileceği düşünülmektedir. Ayrıca VZA uygulamasından elde edilen sonuçlarla, istatistiki yöntemlerin elektrik üretim santrallerinin analizlerinde uygulanabilirliğine yönelik yeni bir perspektif sunulacağı değerlendirilmektedir.

Bilim Kodu : 110604
Anahtar Kelimeler : Linyit, Performans, Elektrik
Sayfa Adedi : 169
Tez danışmanı : Prof. Dr. Murat ATAN

Performance-Based Regulation Implementation
Based on Lignite Fired Power Plant in Turkey
(M.S. Thesis)

Müge DÖNMEZÇELİK

GAZİ UNIVERSITY
GRADUATE SCHOOL OF SOCIAL SCIENCES

August 2019

ABSTRACT

The most effective evaluation of domestic energy sources in terms of contributing to increasing the level of welfare, economic growth and reducing external dependence has become one of the prominent energy policies in Turkey. Lignite, which is one of the most important domestic energy resources that Turkey has, is evaluated mostly in the electricity generation sector. Considering Turkey's policy on domestic energy resources regarding to the meeting increased demand for electricity in line with population growth and technological progress, it is found to be necessary to examine the performances of lignite fired power plants. In this context, the performances of 12 lignite fired power plants operating in Turkey between 2013-2016 is analyzed by Data Envelopment Analysis. In addition, it is examined how the privatizations that started in 2013 had an effect on the performances of the lignite fired power plants. With the efficiency scores of the lignite-fired power plants obtained through VZA, the performance-based regulation approach for the incentive mechanism currently applied are being developed. The potential electricity generation of the inefficiency lignite fired power plants are also predicted by making simulations with the reference improvement values obtained by the VZA. In this way, It is thought that the sensitivity analyses of the objectives to be determined towards lignite based electricity production in the top policy documents can be done and consideration of such analyses in making the energy investments and the planning can lead to the domestic coal policy in Turkey. It is also evaluated that the results obtained from the application of VZA will provide a new perspective on applicability in the analysis of power generation plants of statistical methods.

Science Code : 110604
Key Words : Lignite, Performance, Electricity
Page Number : 169
Supervisor : Prof. Dr. Murat ATAN

TEŞEKKÜR

Çalışmada bilgi ve tecrübesiyle desteğini esirgememiő olan tez danıőmanım Prof. Dr. Murat ATAN'a en içten teőekkürlerimi sunuyorum.

Beni bugünlere gelmemi sağlayan, her türlü maddi ve manevi desteğini esirgemeyen aileme ve her zaman yanımda olan ve beni destekleyen eőime őükranlarımı sunuyorum.



İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	x
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xiv
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xvi
GİRİŞ	1

1. BÖLÜM

TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİM SEKTÖRÜ

1.1. Elektrik Üretimi ve Elektriğin Önemi	5
1.2. Türkiye’deki Elektrik Üretim Faaliyetleri	6
1.2.1. Türkiye’deki Elektrik Üretim Sektörünün Dönemsel Bazda Gelişimi	6

2. BÖLÜM

DÜNYADA VE TÜRKİYE’DE KÖMÜR SEKTÖRÜ GÖRÜNÜMÜ

2.1. Kömürün Küresel Jeopolitiği.....	17
2.1.1. CO ₂ Emisyonları ve Temiz Kömür Teknolojileri	22
2.1.1.1. Türkiye’de CO ₂ emisyonları	24
2.2. Dünyada ve Ülkemizde Kömür Rezervleri.....	25
2.2.1. Dünyadaki Rezervler.....	25
2.2.2. Türkiye’de Rezervler	26
2.3. Dünya ve Türkiye’de Kömür Üretim ve Tüketimi	27
2.3.1. Dünya Kömür Üretimi ve Tüketimi.....	27
2.3.2. Türkiye Kömür Üretimi ve Tüketimi	31
2.4. Bölüm Genel Değerlendirmesi	34

3. BÖLÜM

YERLİ KÖMÜRLERİN ELEKTRİK ÜRETİMİNDE KULLANIMI

3.1. Kömür Santralleri Özelleştirmeleri.....	35
3.1.1. Kömür Santralleri Gelişimi ve Özelleştirmeleri	35
3.2. Türkiye’de Kömüre Dayalı Santraller	39
3.2.1. Türkiye’de Kömür Kaynaklı Santrallerin Gelişimi.....	41
3.2.2. Yerli Kömüre Dayalı Santraller ve Gelişimi.....	43
3.2.3. Elektrik Üretiminde Yerli Kömürün Payının Artırılması İhtiyacı	47
3.2.4. Üst Politika Belgelerinde Yerli Kömür Kaynaklarının Elektrik Üretiminde Kullanımı Hedefleri	49
3.2.4.1. Yerli kömürlerin elektrik üretim potansiyelleri ve bu potansiyellerin üst politika belgelerinde yer alan hedeflere göre incelenmesi	50
3.2.5. Teşvik Mekanizmaları.....	56
3.2.5.1. Türkiye’de Enerji Teşvikleri	57
3.2.5.2. Yerli kömür kaynaklı santral teşvikleri.....	57
3.2.5.3. Teşvik Mekanizmasında Performans Tabanlı Düzenleme Uygulanabilirliği.....	62

4. BÖLÜM

PERFORMANS KAVRAMLARI VE VERİ ZARFLAMA ANALİZİ

4.1. Etkililik, Verimlilik Ve Etkinlik	65
4.1.1. Etkililik	66
4.1.2. Verimlilik	66
4.1.3. Etkinlik.....	66
4.2. Veri Zarflama Analizi ve Temel Kavramlar	68
4.2.1. Temel Kavramlar ve Tanımları.....	68
4.3. Veri Zarflama Analizi Modelleri	70
4.3.1. Temel Veri Zarflama Analizi Modelleri	70
4.3.1.1. Charnes Cooper Rhodes (CCR) Modeli.....	72
4.3.1.2. Banker Charnes Cooper (BCC) Modeli	76
4.4. Veri Zarflama Analizinin Avantajları Ve Dezavantajları.....	78
4.5. Malmquist Toplam Faktör Verimlilik Endeksi.....	79
4.6. Literatür Taraması.....	81

5. BÖLÜM
LİNYİT YAKITLI ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALLERİ İÇİN
VERİ ZARFLAMA ANALİZİ UYGULAMASI

5.1. Karar Verme Birimlerinin Seçimi.....	85
5.2. Girdi/Çıktı Seçimi Ve Model Belirlenmesi	87
5.2.1. Verilerin Temini ve Analiz Haline Getirilmesi.....	89
5.2.2. Girdi Değişkenler	90
5.2.3. Çıktı Değişkenler	101
5.3. Betimleyici İstatistikler.....	103
5.4. Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralleri İçin Uygulanacak Veri Zarflama Analizi Modellerinin Seçimi	111
5.5. Verilerin Analizi Ve Değerlendirilmesi.....	111
5.6. Bulgular	112
5.6.1. İşletme Esaslı Model.....	112
5.7. Referans Gruplar ve İyileştirme Değerleri.....	124
5.7.1. İşletme Esaslı Model Bazında Değerlendirme.....	124
5.8. Linyit Kaynaklı Elektrik Üretim Santralleri İçin Performans Tabanlı Teşvik Mekanizmaları Örneği	140
5.9. Referans Elektrik Üretim Potansiyellerine Ve Senaryolara Göre 2023 Yılı Yerli Kaynaklı Elektrik Üretimi Öngörülleri.....	144
SONUÇ VE DEĞERLENDİRME.....	148
KAYNAKÇA.....	159

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 1.1.1923-2018 Yılları Arası Türkiye Elektrik Enerjisi Kurulu Güç (MW) ve Üretimi (GWh) ve Ön Plana Çıkan Gelişmeler.....	15
Çizelge 2.1 Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı	18
Çizelge 2.2 Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı (1990-2017)...	20
Çizelge 2.3 Kaynak Bazlı CO2 Emisyon Oranları ve 2025-2040 Mevcut Politikalar ...	22
Çizelge 2.4 Dünya Taş Kömürü ve Linyit Rezerv Miktarları (İlk 10 ve Bazı Ülkeler)	25
Çizelge 2.5 TTK Kömür Rezervleri (Ton-2018)	26
Çizelge 2.6 Türkiye Linyit Rezervleri Miktarları	26
Çizelge 2.7 2010 ve 2016 Yıllarında Ülkeler Bazında Dünya Kömür Üretim Miktarları	28
Çizelge 2.8 2016 Yılı Ülkeler Bazında Dünya Kömür Tüketim Miktarları (milyon ton)	30
Çizelge 3.1 Kamu ve Özel Sektöre Ait Kömür Santralleri ve Sahaları	37
Çizelge 3.2 2016 Yılı Sonu İtibarıyla Linyit Yakıtlı Santraller.....	38
Çizelge 3.3 1990-2017 Yılları İtibarıyla Bazı OECD Ülkelerinin Elektrik Üretimleri ve Kömür Kaynaklı Elektrik Üretim Oranları.....	40
Çizelge 3.4 1956-2018 Yılları Arasında Devreye Giren Bazı Yerli Kömür Kaynaklı Santraller.....	46
Çizelge 3.5 Türkiye Toplam İthalatı-İhracatı ve Enerji İthalatı-İhracatı (Bin \$)	48
Çizelge 3.6 2023 Yılı İçin Öngörülen Toplam Kurulu Güç Miktarı ve Yerli	51
Çizelge 3.7 Linyit Yakıtlı Santral Potansiyeli İçeren Bazı Santraller ve Kalorileri	52
Çizelge 3.8 Kömür Santralleri Ortalama Kurulum Süreci	52
Çizelge 3.9 5000 MW Hedefi ve Mevcut İnşaat Halindeki Santral Senaryoları Bazında 2023 Yılı Kurulu Güç ve Elektrik Üretim Potansiyelleri***	54
Çizelge 3.10 İnşaat Halindeki Üretim Lisansına Sahip Yerli Kömür Kaynaklı Santrallerin İnşaat Fiili Gerçekleşme Durumları.....	55

Çizelge	Sayfa
Çizelge 3.11 Mevcut Ön Lisans ve Üretim Lisansı Bilgileri.....	55
Çizelge 3.12 2023'te Öngörülen Toplam Elektrik Tüketimi İçinde Yerli.....	56
Çizelge 3.13 2016 Yılı için Teşvik Mekanizmasından Yararlanan Santrallerin Teşvik Oranları.....	60
Çizelge 3.14 Örnek Alternatif Teşvik Mekanizması Tasarımı	64
Çizelge 5.1 Karar Verme Birimleri (12 Linyit Yakıtlı Santral).....	86
Çizelge 5.2 Değişkenler Arasındaki Korelasyon	88
Çizelge 5.3 Girdilerin Oluşturulduğu Değişkenler	90
Çizelge 5.4 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerinin Ortalama Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları (%).....	93
Çizelge 5.5 2013 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları	96
Çizelge 5.6 2014 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları	97
Çizelge 5.7 2015 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları	98
Çizelge 5.8 2016 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları	99
Çizelge 5.9 Çıktının Oluşturulduğu Değişkenler	101
Çizelge 5.10 2013-2016 Dönemi 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler.....	104
Çizelge 5.11 2013 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler.....	106
Çizelge 5.12 2014 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler.....	107
Çizelge 5.13 2015 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler.....	108

Çizelge	Sayfa
Çizelge 5.14 2016 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler.....	109
Çizelge 5.15 Linyit Yakıtlı Santrallerin İşletme Esaslı Model CCR ve BCC Modelleri Sonuçları.....	114
Çizelge 5.16 Linyit Yakıtlı Santrallerin İşletme Esaslı Model Malmquist TFV Endeks Değerleri.....	115
Çizelge 5.17 İşletme Esaslı Model Bazında Yıllar İtibarıyla CCR Modeli Referans Tablosu	125
Çizelge 5.18 İşletme Esaslı Model Bazında Yıllar İtibarıyla CCR Modeli Referans Santraller Sıklık Tablosu	129
Çizelge 5.19 İşletme Esaslı Model Bazında Yıllar İtibarıyla BCC Modeli Referans Tablosu	130
Çizelge 5.20 İşletme Esaslı Model Bazında Yıllar İtibarıyla BCC Modeli Referans Santraller Sıklık Tablosu	134
Çizelge 5.21 EÜŞ1 Santralının Etkinlik Durumu	135
Çizelge 5.22 EÜŞ7 Santralının Etkinlik Durumu	136
Çizelge 5.23 EÜŞ8 Santralının Etkinlik Durumu	137
Çizelge 5.24 EÜŞ10 Santralının Etkinlik Durumu	138
Çizelge 5.25 EÜŞ11 Santralının Etkinlik Durumu	139
Çizelge 5.26 EÜŞ5 Santralının Etkinlik Durumu	139
Çizelge 5.27 Örnek Alternatifli Teşvik Mekanizması Tasarımı (Mevcut Teşvik Fiyatı Üzerinden)	141
Çizelge 5.28 Örnek Alternatifli Teşvik Mekanizması Tasarımı (Tesadüfi Belirlenen Teşvik Fiyatı Üzerinden)	142
Çizelge 5.29 Örnek Alternatifli Teşvik Mekanizması Tasarımı (Tesadüfi Belirlenen Teşvik Fiyatı Üzerinden)	143

Çizelge**Sayfa**

Çizelge 5.30 VZA Modelleri Bazında Referans İyileştirme Miktarlarının Eklenmesiyle Hesaplanan Elektrik Üretim Potansiyelleri	145
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----



ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 1.1 Yıllar İtibarıyla Türkiye Elektrik Kurulu Gücünde Kamu-Özel Payları (%)..	10
Şekil 1.2 Yıllar İtibarıyla Türkiye Elektrik Üretiminde Kamu-Özel Payları (%).....	10
Şekil 1.3 2012-2018 Döneminde Elektrik Piyasası Hacimleri (MWh)	11
Şekil 1.4 2001-2016 Döneminde Elektrik Piyasasındaki Önemli Gelişmeler	14
Şekil 1.5 2018 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Elektrik Piyasası Yapısı	16
Şekil 2.1 1990-2017 Dünya Birinci Enerji Arzı ve 2025-2040 Projeksiyonu	17
Şekil 2.2 Bazı OECD Ülkelerinin 2017 Yılı Elektrik Üretimindeki Kömürün Payı (%)	19
Şekil 2.3 Türkiye Birincil Enerji Arzı ve 2020-2030 Projeksiyonu (Kaynak: OME-MEP Turkey, 2013)	20
Şekil 2.4 Türkiye Kaynak Bazlı Birincil Enerji Arzı ile Yerli Enerji Üretimi ve Yerli Kömür Üretimi Oransal Gösterimi (1990-2017)(%-bintep).....	21
Şekil 2.5 Yıllar İtibarıyla Sektörel Bazda CO2 Emisyonları (Kaynak: TÜİK)	24
Şekil 2.6 Türkiye Linyit Rezervlerinin Isıl Dağılımı (%) (Kaynak: ETKB)	27
Şekil 2.7 1985-2016 Yılları Arası Dünya Kömür Üretimi (BGR, 2017).....	27
Şekil 2.8 1985-2016 Yılları Arası Dünya Kömür Tüketimi (BGR, 2017)	29
Şekil 2.9 Yıllar İtibarıyla Türkiye Kömür Üretimi (bin ton).....	31
Şekil 2.10 Yıllar İtibarıyla Türkiye Kömür Tüketimi (bin ton) (ETKB, 2017).....	32
Şekil 2.11 Yıllar İtibarıyla Türkiye’de Tüketilen Linyitin Sektörel Dağılımı (ETKB, 2017).....	33
Şekil 2.12 Yıllar İtibarıyla Türkiye’de Tüketilen Taş Kömürünün Sektörel Dağılımı...	33
Şekil 3.1 Dünya Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (%) (IEA, 2018)	39
Şekil 3.2 Yıllar İtibarıyla Türkiye Toplam ve Kömür Yakıtlı Elektrik Kurulu Gücü ile Yerli Kömür ve İthal Kömür Kurulu Gücü Payı Görünümü (%-MW)	41

Şekil	Sayfa
Şekil 3.3 2018 Yılı Sonu İtibarıyla Kaynak Bazlı Türkiye Elektrik Kurulu Gücü Payları(%).....	42
Şekil 3.4 Yıllar İtibarıyla Türkiye Toplam ve Kömür Yakıtlı Elektrik Üretimi ile Yerli ve İthal Kömür Yakıtlı Üretim Payı Görünümü (%-GWh).....	42
Şekil 3.5 Yıllar İtibarıyla Linyit, Taşkömürü, Yerli Kömür ve Doğal Gazın Elektrik Üretimindeki Oranları (%)	43
Şekil 3.6 1956-2018 Yılları Arası Yerli Kömür Kaynaklı Santrallerin Kurulu Güç Değişimi	46
Şekil 3.7 2000-2018 Yılları Arası Dış Ticaret Açığı ve Enerji Ticaret Açığı (\$).....	48
Şekil 4.1 Verimlilik, Etkinlik ve Etkililik İlişkileri (Yükçü ve Atağan, 2009).....	67
Şekil 4.2 VZA Modelleri	72
Şekil 4.3 Malmquist TFV Endeksi Bileşenleri	80
Şekil 5.1 Yıllar İtibarıyla 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralının İç Tüketim Oranları.....	91
Şekil 5.2 Yıllar İtibarıyla 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları (%).....	92
Şekil 5.3 2016 Yılı Örnek Bir Termik Santralının Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranlarının Aylık Bazda Dağılımı	94
Şekil 5.4 Yıllar İtibarıyla 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralının Çalışma Saatleri.....	102

SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler	Açıklama
C	Grupları ayıran eşik değer
s_i^-	i. Girdideki fazlalık miktarı
s_r^+	r. Çıktıdaki azlık miktarı
u_0	Serbest değişken
u_r	r. Çıktı için çıktı ağırlığı
v_0	Serbest değişken
v_i	i. Girdi için girdi ağırlığı
x_{ip}	p. KVB'nin i. girdi değeri
y_{rp}	p. KVB'nin r. çıktı değeri
λ_j	j. KVB'nin aldığı yoğunluk değeri
θ	Büzülme katsayısı
β	Genişleme katsayısı
h	Grup sayısı
k	Değişken sayısı
α	Ayırma fonksiyonu katsayıları
μ	Ortalama vektörü
V	Varyans-Kovaryans matrisi
Z	Veri matrisi

Kısaltmalar	Açıklama
AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
BCC	Banker, Charnes ve Cooper
BLİ	Bursa Linyitleri İşletmesi

Kısaltmalar	Açıklama
BYS	Bakım Yönetim Sistemi
CBS	Coğrafi Bilgi Sistemi
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCR	Charnes, Cooper ve Rhoes
CCS	Carbon Capture and Storage
ÇEAŞ	Çukurova Elektrik A.Ş.
ÇED	Çevresel Etki Değerlendirmesi
DEA	Data Envelopment Analsis
DEAP	Data Envelopment Analysis Program
DEK-TMK	Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DSİ	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
DUY	Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği
EIA	Energy Information Administration
EİEİ	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş
EPK	Elektrik Piyasası Kanunu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EÜŞ	Elektrik Üretim Şirketi
GELİ	Güney Ege Linyitleri İşletmesi
GİP	Gün İçi Piyasası
GÖP	Gün Öncesi Piyasası/Gün Öncesi Planlama
GSYH	Gayri Safi Yurt İçi Hasıla
GW	GigaWatt
GWh	GigaWatt-Saat
HES	Hidroelektrik Santral
IEA	International Energy Agency
IT	Information Technology
İA	İkili Anlaşma

Kısaltmalar	Açıklama
İHD	İşletme Hakkı Devri
KEAŞ	Kemerköy Elektrik Üretim A.Ş.
KİT	Kamu İktisadi Teşebbüsü
kV	Kilovolt
KVB	Karar Verme Birimi
kW	KiloWatt
kWh	KiloWatt-Saat
Maks	Maksimum
Min	Minimum
MTA	Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü
MW	MegaWatt
MWh	MegaWatt-Saat
MPa	Megapascal
MYTM	Milli Yük Tevzi Merkezi
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OSB	Organize Sanayi Bölgesi
ÖDÖP	Öncelikli Dönüşüm Programları
ÖE	Ölçek Etkinliği
ÖİB	Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
ÖYK	Özelleştirme Yüksek Kurulu
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
RK	Rekabet Kurumu
SEAŞ	Soma Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
SP	Stratejik Plan
Std. Sapma	Standart Sapma
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

Kısaltmalar	Açıklama
Tep	Ton eşdeğer petrol
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TFV	Toplam Faktör Verimliliği
TKİ	Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu
TTK	Türkiye Taş Kömürü Kurumu
Toe	Tonnes Oil Equivalent
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu
TÜSİAD	Türkiye Sanayicileri ve İşadamları Derneği
TW	TerraWatt
UMREK	Ulusal Madenlerden Rezerv ve Kaynak Raporlama Komisyonu
VZA	Veri Zarflama Analizi
YAL	Yük Alma Talimatı
YAT	Yük Atma Talimatı
YEAŞ	Yatağan Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.
YELİ	Yeniköy Linyitleri İşletmesi
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
YTBS	Yük Tevzi Bilgi Sistemi
Yİ	Yap-İşlet
YİD	Yap-İşlet-Devret
YPK	Yüksek Planlama Kurulu

GİRİŞ

Ekonomik, sosyal ve çevresel gelişimin en temel yapı taşı olan enerji, ülkeler için büyük önem taşımaktadır. Enerji kaynakları arasında elektrik enerjisi, özellikle teknolojinin gelişmesiyle birlikte günlük hayatın her alanında kullanılan, sanayi sektörünün temel girdilerden biri olan vazgeçilmez bir enerji türüdür. Elektrik enerjisini kesintisiz, güvenilir, zamanında, çevreye duyarlı ve ekonomik yollardan temin etmek; hem arz güvenliği hem de ülke ekonomisi açısından önem arz etmektedir. Elektrik enerjisi üretiminde bu hususların önemi, dünyada, özellikle gelişmekte olan ülkelerde yüksek elektrik talep artışının yaşanmasıyla birlikte giderek artmaktadır.

Uluslararası Enerji Ajansı tarafından, günümüzde mevcut enerji politikalarının gelecekte de çok fazla değişmeden sürdürüleceği varsayımına göre yapılan senaryoda elektrik enerjisi talebinin yılda ortalama %2,3 artacağı tahmin edilmektedir. Söz konusu senaryoda 2014-2040 dönemi arasında elektrik talebinde %80'lik bir artış gerçekleşeceği, elektrik üretiminde kömürün temel enerji kaynağı olarak yerini koruyacağı ve kömürün elektrik üretimindeki payının 2014 yılında %41'den 2040 yılında %36 seviyesine düşmesi öngörülmesine rağmen diğer enerji kaynaklarının önemli derecede önünde yer alacağı değerlendirilmektedir (IEA, 2016).

Türkiye'de 2016 yılında elektrik talebi bir önceki seneye göre %4,4 artarak 277,5 TWh olarak gerçekleşmiştir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan elektrik enerjisi talep projeksiyonuna göre elektrik talebi 2016-2037 dönemi arasında yüksek talep senaryosu ile yılda ortalama %5,3, baz senaryo ile yılda ortalama %4,2 ve düşük senaryo ile yılda ortalama %3,5 artış göstereceği öngörülmektedir. Elektrik enerjisi talebinde beklenen artış ile birlikte Türkiye, enerji politikasında elektrik üretimi için potansiyel enerji kaynaklarının etkin bir şekilde değerlendirilmesi hususunu odak strateji haline getirmektedir.

2016 yılı elektrik üretiminde termik santrallerin payının %67 olması, Türkiye'deki termik santrallerin hâkimiyetini ve önemini göstermektedir. Elektrik üretimindeki %67'lik payı sırasıyla, %32,6 ile doğal gaz, %17,52 ile ithal kömür, %14,14 pay ile linyit ve kalan kısmı diğer kaynaklar (motorin, taş kömürü vb.) oluşturmaktadır. Doğal gazın yüksek oranda ithal edilmesi ve ithal kömürün payının da elektrik üretiminde her geçen yıl artarak enerjide

dışa bağımlılığını doğrudan etkilemesiyle beraber, toplam ithalat harcamalarında enerji ithalatının %40-50 oranları arasında seyretmesi, Türkiye ekonomisini dışa bağımlılık açısından sıkıntıya düşürmektedir. Bu bağlamda dışa bağımlılığın getirdiği risklerin azaltılması ve yerli kaynakların kullanımının artırılmasının önemi üst politika belgelerinden vurgulanmış ve bu hususla ilgili hedefler konulmuştur. Söz konusu belgelerde yerli kömür kaynaklarının en etkin şekilde değerlendirilmesi üzerinde odaklanılmış, 2018 yılı sonuna kadar yerli kömür kaynaklı elektrik üretiminin 57 milyar kWh ve 2019 yılının sonuna kadar ise 60 milyar kWh seviyesine çıkarılması hedefi konulmuştur. Ayrıca 2017 yılı içinde tasarlanan Milli Enerji ve Maden Strateji Belgesi'nde de 2020 yılına kadar 5000 MW'lık yerli kömüre dayalı termik santral kurulması da hedeflenmektedir. Dolayısıyla yakın dönemlerde Türkiye açısından yerli kömürün öneminin giderek artacağı net bir şekilde görülmektedir.

Türkiye'de faaliyet gösteren 12 linyit yakıtlı elektrik üretim santralının 2013-2016 dönemi arasındaki performanslarının Veri Zarflama Analizi ile incelendiği bu çalışmada, elektrik üretim santrallerinin mevcut performanslarıyla beraber, 2013 yılında başlayan özelleştirmelerin santrallerin performansları üzerinde nasıl bir etki gösterdiğinin incelenmesi üzerinde de durulmuştur. Bu sayede elektrik üretim santralleri için oluşturulan etkinlik skorları ile mevcut olarak uygulanan teşvik mekanizmasına yönelik performans tabanlı düzenleme yaklaşımı geliştirilmiş, santrallerin birbirlerini baz almasını sağlayacak referans iyileştirme değerleriyle de simülasyonlar yapılarak potansiyel elektrik üretim gelişimleri öngörülmüştür. Bu anlamda söz konusu düzenlemeler ve öngörüler ile enerji yatırımlarının ve planlamalarının yapılmasının, Türkiye'nin yerli kömür politikası açısından önemli bir girdi oluşturacağı düşünülmektedir. Ayrıca VZA uygulamasından elde edilen sonuçlarla, istatistiki yöntemlerin elektrik üretim santrallerinin analizlerinde uygulanabilirliğine yönelik yeni bir perspektif sunulacağı değerlendirilmektedir.

Çalışma beş bölüm ve sonuç kısmından oluşmaktadır. İlk dört bölümde nitel analizler ve literatür taramaları yer almakta olup, beşinci bölümde ise nicel analizlerin bulunduğu uygulama kısmına yer verilmiştir. Çalışmanın ilk bölümünde Türkiye'nin elektrik üretim sektörünün yıllar itibarıyla gelişimi incelenmiş, Türkiye elektrik üretim piyasasına dair ana bilgiler doğrultusunda istatistiki bilgilere yer verilmiştir.

İkinci bölümde, Dünyada ve Türkiye'de kömür sektörüne dair genel görünüm ortaya

konularak kömürün küresel jeopolitiği incelenmiş, dünyada ve Türkiye'deki kömür rezervlerine, üretimlerine ve tüketimlerine yönelik gelişmeler istatistiki bilgiler ile desteklenmiştir.

Üçüncü bölümde, enerji sektöründe yapılan özelleştirmeler ile kömür santrallerinin özelleştirilmelerinin gelişimleri ve özelleştirme metotları ele alınmış, yerli kömürün elektrik üretiminde payının artırılması ihtiyacı ve bu ihtiyaç doğrultusunda üst politika belgelerinde yer alan hedeflere yer verilmiş ve bu hedeflere yönelik bazı senaryolar kurularak potansiyel elektrik üretim gelişimleri gösterilmiştir. Ardından, yerli kömürlerin elektrik üretiminde kullanılmasında karşılaşılan problemlerden bahsedilmiş olup, santrallerin performanslarının iyileştirilmesinde öne çıkan uygulamalar sunulmuştur. Bu bölümde ayrıca teşvik mekanizmasının genel hatları ile yerli kömür kaynaklı santrallere verilen teşvik mekanizmasından ve teşvik mekanizmasında performans tabanlı düzenlemenin uygulanabilirliğinden bahsedilmiştir.

Dördüncü bölümde, performans göstergelerinden etkililik, verimlilik ve etkinlik kavramlarının tanımları verilmiş ve Veri Zarflama Analizi (VZA)'nin tanımı, tarihsel gelişimi, uygulanma amacı ve alanları, uygulama aşamaları, güçlü ve zayıf yönleri ile VZA modelleri içerisinde en çok kullanılan Charnes, Cooper ve Rhoes (CCR), Banker, Charnes ve Cooper (BCC) ve Malmquist Toplam Faktör Verimlilik Endeksi (TFVE) modellerinin mantığı ve işleyişi açıklanmıştır. Son olarak da bu çalışma bazında dünyada ve Türkiye'de yapılmış olan benzer çalışmalar hakkında literatür taramasına yer verilmiştir.

Beşinci bölümde, Türkiye elektrik üretim sektöründe faaliyet gösteren 12 linyit yakıtlı elektrik üretim santralının 2013-2016 dönemi arasındaki performansları, VZA'da işletme esaslı model baz alınarak elde edilen sonuçlar doğrultusunda değerlendirilmiştir. Bu kapsamda etkinlik skoru yüksek ve düşük çıkan santraller saptanmış, etkinlik skoru düşük çıkan santrallerin, bu durumun altında yatan sebepler ile etkin olabilmeleri için referans hedef değerlerden yola çıkılarak girdi veya çıktı değişkenlerinde ne tür iyileşmelerin uygulanması gerektiğine dair değerlendirmeler yapılmıştır. Ayrıca yıllar itibarıyla santrallerin performanslarındaki değişimleri gösteren Malmquist endeksi, özellikle özelleştirilen santrallerin özelleştirme öncesi ve sonrasında yaşanan farklılıkların ortaya konulmasında bir gösterge olmuştur. Ayrıca EÜAŞ tarafından uygulanmakta olan mevcut teşvik fiyatı ile belli yöntem ve kabulle belirlenmiş iki farklı teşvik fiyatı üzerinden,

santrallerin etkinlik skorları çerçevesinde alternatif teşvik mekanizmaları oluşturularak performans tabanlı teşvik mekanizması örnek uygulamaları gösterilmiştir. Son olarak da VZA modelleri ile elde edilen linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerine ait hedef değerlerle hesaplanan potansiyel elektrik üretim miktarları ile senaryolar üzerinden yerli kömür kaynaklı potansiyel elektrik üretim miktarları birleştirilerek oluşturulan simülasyonlara göre 2019 yılının sonunda hedeflenen yerli kömür kaynaklı elektrik üretim miktarına ilişkin öngörülerde bulunulmuştur.

Çalışmanın sonuç bölümünde ise her bir bölümde ortaya konan ve VZA uygulaması sonucunda linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin performanslarına ait temel sonuçlar ile santrallerin performanslarının artırılması ve üretim potansiyelinin değerlendirilmesine katkı sağlayabilecek temel önerilere yer verilmiştir.

1. BÖLÜM

TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİM SEKTÖRÜ

1.1. Elektrik Üretimi ve Elektriğin Önemi

Bir nihai ürün olarak sosyoekonomik gelişmişlik seviyesi ve büyüme için en temel girdi olması sebebiyle birincil enerji kaynakları ve bu kaynakların iletim formu olan elektrik enerjisi, ekonomideki bütün kesimlere girdi vermekte ancak bütün kesimlerden girdi alamamaktadır. Ekonomik ve sosyal kalkınma için temel girdilerden birisi olan elektrik enerjisinin, artan nüfusa, şehirleşmeye ve sanayileşmeye, teknolojinin yaygınlaşmasına ve refah artışına paralel olarak tüketimi kaçınılmaz bir şekilde büyümektedir.

Enerji kaynaklarının, elektrik üretim tesislerinde elektrik enerjisine dönüştürülmesine elektrik üretimi denir. Günümüz teknolojisinin vazgeçilmez kaynağı olan elektrik enerjisi, çeşitli yollardan elde edilmektedir. Bu enerjinin üretiminde doğal gaz, kömür, nükleer gibi termik, hidrolik, rüzgar, güneş ve jeotermal gibi de yenilenebilir enerji kaynaklarından faydalanılmakta olup, ülkeler optimum kaynak çeşitliliği hedefiyle kendilerine en uygun olan kaynakları tercih edebilmektedir. Yeraltı kaynakları (doğal gaz, linyit, petrol vb.) fazla olan ülkeler termik santralleri tercih ederken, akarsu bakımından zengin, rüzgâr ile güneş enerjisi potansiyeli yüksek olan ülkeler hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji santrallerini tercih etmektedir (Karabulut, 2000).

Enerji sektöründe temel amaç, artan nüfus ve gelişen ekonomiler ile beraber enerji ihtiyaçlarının sürekli ve kesintisiz bir şekilde ve mümkün olan en düşük maliyetlerle, güvenli bir arz sistemi içinde karşılanabilmesidir. Bu anlamda dünyada ve Türkiye’de 1980’li yılların ortasından itibaren özel sektör faaliyetlerinin geliştirilmeye çalışıldığı elektrik enerjisi sektöründe, daha özel ve titiz bir planlama yaklaşımına ihtiyaç duyulmuştur. Bu özel planlamanın temelinde yatan başlıca hususlar şu şekildedir:

- Elektrik talebi bölgesel veya mevsimsel bazda yıllık, çeyreklik, aylık, haftalık, günlük ve saatlik bazda farklılıklar gösterebilmekte, puant talep ile en düşük talep arasında büyük oranda farklar görülebilmektedir. Elektrik enerjisinin optimum maliyetle depolanamayışının da etkisiyle arz-talep eğrisini optimum noktaya

taşıyacak enterkonnekte santral sisteminin kurulması büyük önem arz etmektedir.

- Her bir elektrik enerjisi kaynağının (termik ve yenilenebilir) üretim şekli ve teknolojisinin aynı olmayışından kaynaklı olarak yatırım ve işletme maliyetleri ile işletmeye giriş ve çıkış sürelerindeki farklılıklar bölgesel ve mevsimsel olarak optimum üretim ve iletim sistem planlamalarını ön plana çıkarmaktadır.

Bu çerçevede elektrik enerjisi sektörünün çok ciddi ve sağlıklı çalışmalarla planlanması, proje seçim, yatırım ve politika kararlarının bu çalışmalar doğrultusunda verilmesi gerekmektedir (Ertürk ve diğ., 2006).

1.2. Türkiye'deki Elektrik Üretim Faaliyetleri

Türkiye ilk defa 1902 yılında Mersin'in Tarsus ilçesinde bir su değirmeninden yararlanılarak elektrik enerjisiyle tanışmıştır. İlk büyük santral ise 1913 yılında İstanbul Silahtarağa'da kurulan 15 MW güce sahip termik santral olmuştur (Palabıyık ve diğ., 2010). Bu dönemden başlamak üzere Türkiye'deki elektrik enerjisinin gelişimi beş periyotta değerlendirilebilmektedir.

- Birinci Dönem: İmtiyazlar ve dağıtım uygulamalar dönemi (1970'e kadar)
- İkinci Dönem: Bütünleşme ve Kamu Hâkimiyeti Dönemi (1970-1983)
- Üçüncü Dönem: Özelleşme Hamleleri (YİD, Yİ, İHD, Otoprodüktör) (1984- 2001)
- Dördüncü ve Beşinci Dönem: Serbest ve Rekabetçi Piyasa Dönemi(2001-...)

1.2.1. Türkiye'deki Elektrik Üretim Sektörünün Dönemsel Bazda Gelişimi

a) Birinci Dönem (1902-1970)

2 kW gücündeki santralle başlayan bu dönemde 1910'lu yıllardan başlayarak özellikle 1930'lu yılların ortalarına kadar yabancı şirketlerle yapılan imtiyaz anlaşmalarıyla santraller kurulmuştur. 1935 yılından itibaren Etibank, Maden Tetkik ve Arama (MTA), Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) kurulmuş, daha sonra İller Bankası ve Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlükleri devreye girmiştir. 1948 yılında Çatalağzı Termik Santrali devreye girmiş ve 1952 yılında 154 kV'luk bir iletim hattı ile İstanbul'a elektrik takviyesi yapılmıştır (Tuntaş, 2006). Üretim aşamasındaki gelişmelere paralel olarak iletim aşamasındaki gelişmelerle de Türkiye'deki iletim hatları ulusal düzeyde enterkonnekte edilmiş ve bu hatlar da değişik güç

ve tipte binlerce trafo ile donatılmıştır (TEİAŞ, 2018).

1950’li yıllarda devlet ve özel sektör eliyle santraller yapılmaya ve işletilmeye başlanmıştır. Özel sektör ve devlet ortaklığı ile yatırımları geliştirmek amacıyla imtiyazlı şirketler olarak Adana ve İçel yöresine elektrik veren Çukurova Elektrik A.Ş. (ÇEAŞ) ile Antalya yöresine elektrik veren Kepez Elektrik A.Ş. kurulmuştur. 1963 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın (ETKB) kurulmasıyla beraber imtiyazlı şirket girişimleri de 1970’li yıllara kadar devam etmiştir (Şen A. A., 2007). Bu dönem genel olarak sektörde birçok şirketin birden fazla elektrik sektörü faaliyetinin içinde olmasından dolayı bütünleşik olmayan bir dönem olarak adlandırılmaktadır.

b) İkinci Dönem (1970-1983)

Her geçen yıl artan elektrik talebi ile birlikte Türkiye’de elektriğin üretim, iletim ve dağıtım ihtiyaçları kurumsal bir yapıyı gerekli kılmış bu ihtiyaçtan dolayı 1970 yılında yürürlüğe giren 1312 sayılı Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) yasası ile TEK kurulmuştur. Bu anlamda sektördeki bütünleşik olmayan yapı kısmen bütünleştirilmiştir (Yavuzdemir, 2014). TEK’in kurulmasıyla birlikte genellikle üretim alanlarının tüketim alanlarından çok uzakta olduğu hidroelektrik projeler için çok önemli olan enterkonnekte elektrik iletim hatları geliştirilmiştir. Söz konusu bazı projeler şu şekildedir.

- Keban Hidroelektrik Santrali (1.330 MW)
- Karakaya Hidroelektrik Santrali (1.800 MW)
- Atatürk Hidroelektrik Santrali (2.405 MW)
- Altinkaya Hidroelektrik Santrali (703 MW)
- Oymapınar Hidroelektrik Santrali (540 MW)

Bu dönemde hidroelektrik projelerin kurulu gücü dönem sonunda %46’lık oranı ile 3.082 MW’a ulaşmış olup, toplam elektrik üretim içindeki payı %53’e yükselmiştir. TEK’in kurulması ile imtiyazlı elektrik ortaklıkları politikasından vazgeçilmiş ve Belediyeler ile İller Bankası dışında elektrik sektöründe kamu bazında bütünlük sağlanmış olup, Etibank, DSİ, İller Bankası ve Belediyelere ait santraller TEK’e devredilmiştir. Belediyelere ait elektrik iletim ve dağıtım şebekeleri ise belediyelerde bırakılmıştır (Karamustafaoğlu, 2005). Ancak Belediyelerin söz konusu faaliyetlerde özellikle mali konularda etkinliklerinin düşük

kalması ve bundan dolayı TEK'in Belediyelerin faturalarını ödemek istememesi, dağıtım ve perakende faaliyetlerinin de TEK'e devredilmesini zorunlu kılmıştır. Bu kapsamda 1982 yılında Belediyeler ve Birliklerin ellerindeki elektrik tesisleri 2705 Sayılı Kanun gereğince TEK'e devredilmiştir. Böylece elektrik sektöründe çok kısa süreli bir kamu tekeli dönemi yaşanmıştır. Bu dönemde sadece 157 MW kurulu güç sisteme ilave edilebilmiştir (Şahbaz, 2008).

c) Üçüncü Dönem (1984-2001)

Dünyada 1970'li yılların sonlarına doğru yaşanan ekonomik krize ek olarak 1980'li yılların başında gerçekleşen iç karışıklıklardan dolayı da Türkiye, iç piyasalarında ve uluslararası ticaretinde liberal politikalara doğru yol almaya başlamıştır (Delice, 2003). 1984 yılında bu çalışmaların başlangıcı olarak, 3096 Sayılı Kanun ile enerji sektöründeki TEK tekeli kaldırılmış, Yap-İşlet-Devret (YİD), İşletme Hakkı Devri (İHD) ve Otoprodüktör gibi yatırım modelleri oluşturulmuştur. Bunun yanı sıra gerekli izinler alınarak kurulacak özel sektör şirketlerine de elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımını konusunda olanaklar da sağlanmıştır (Erdoğan, 2006).

1993-1994 yılında TEK'in yapılandırma kapsamına alınması ve devamı niteliğinde olarak Bakanlar Kurulunun 93/4789 Sayılı Kararı ile TEK, "Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş." (TEAŞ) ve "Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş." (TEDAŞ) adı altında iki ayrı İktisadi Devlet Teşekkülü olarak ayrılmıştır.

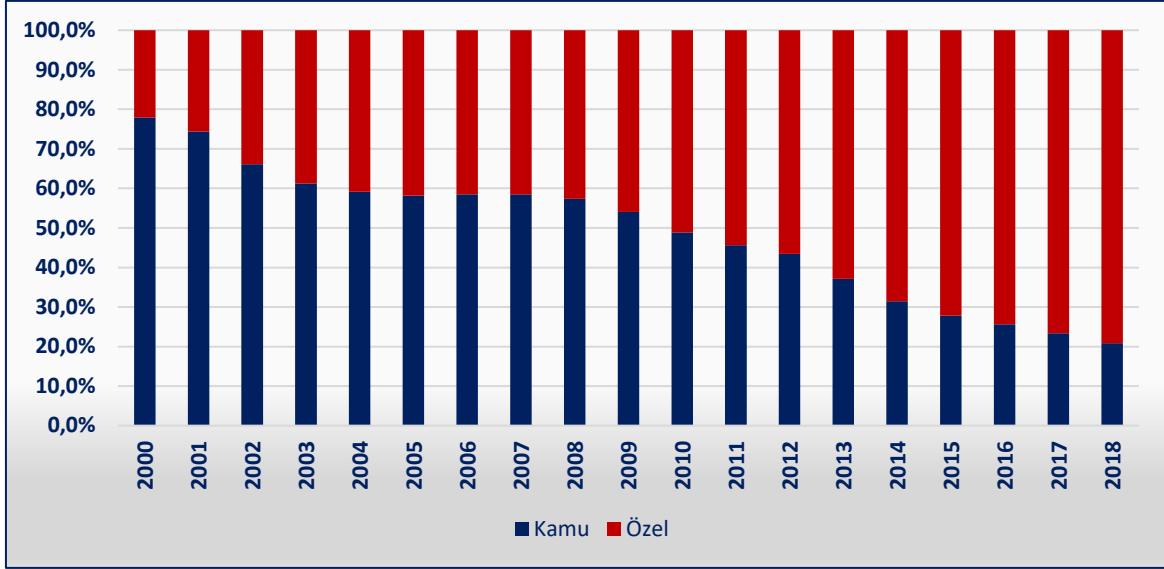
1996 yılında, 8269 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile YİD modelinin "devret" kısmı, karlılık kaynaklı ve arz güvenliğinin tehlikeye sokulması olasılığı yüzünden ayrıştırılarak Yap-İşlet (Yİ) Modeli ön plana çıkarılmıştır. Yİ modeline karşı Danıştay'da açılan davanın da etkisiyle ETKB, Yİ modelinin uygulanmasını devam ettirmek amacıyla gerekli hukuki girişimlerde bulunmuş ve Anayasa Mahkemesi kararlarının yarattığı sorunların çözümü amacıyla 1997 yılında 4283 Sayılı "Elektrik Enerjisi Üretim Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ve Enerjinin Yap İşlet Modeliyle Satılmasına Dair Kanun"un kabul edilmesi sağlanmıştır. Bu Kanun ile özel sektöre hidrolik, jeotermal ve diğer yenilenebilir enerji kaynakları ile çalıştırılacak santraller dışındaki üretim tesislerini kurma, işletme ve bu tesislerin mülkiyetine sahip olma hakkı verilmiştir (Kalkınma Bakanlığı, 2012).

d) Dördüncü ve Beşinci Dönem (2001-...)

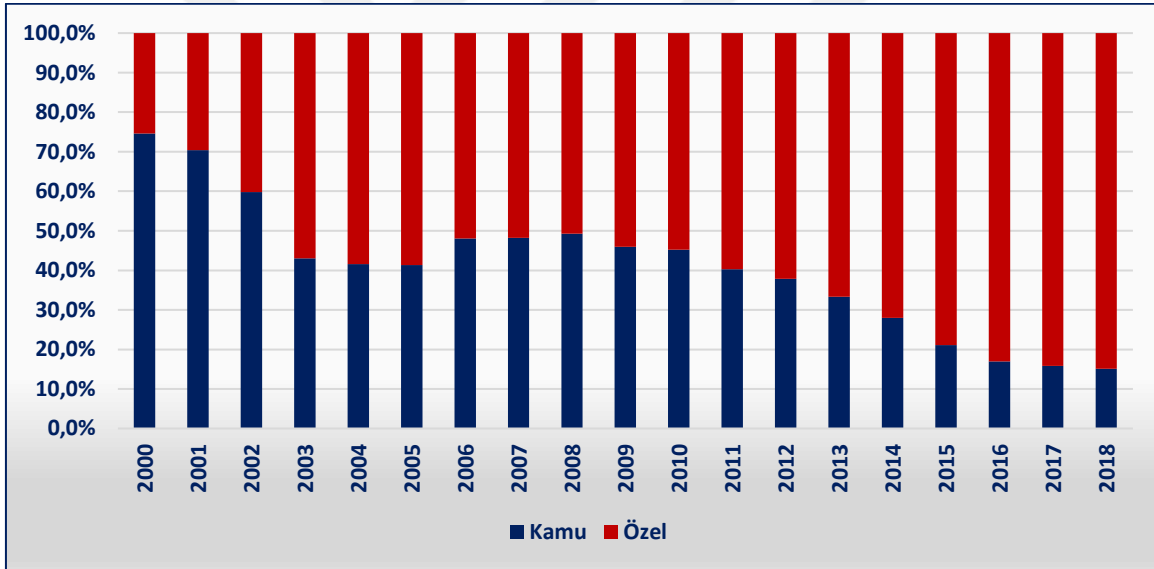
3096 sayılı Kanun kapsamında uygulanan modellerden ve mahkeme kararlarına karşı hazırlanan mevzuat değişikliklerinden tam olarak istenilen sonuca ulaşamamasından dolayı Dünya Bankası'nın girişimiyle ve AB mevzuatına paralel olarak başlatılan yeniden yapılanma çalışmaları sonucunda 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Söz konusu Kanun'un temel amacı, elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetlemenin sağlanmasıdır (ETKB, 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, 2001).

4628 sayılı Kanun ile birlikte TEAŞ yapılandırılarak EÜAŞ, TEİAŞ ve TETAŞ olarak ayrıştırılmıştır. Elektrik dağıtımından sorumlu olan TEDAŞ ise, 2004 yılına kadar birkaç bölgesel bağlı ortaklık ve müessese şeklinde tek bir merkezden dağıtım faaliyetlerini yürütmüş olup, Türkiye'ye özgü coğrafi yapı, işletme koşulları, enerji bilançosu, teknik/finansal özellikler ve mevcut sözleşmelerin varlığı ile mevcut hukuki süreç dikkate alınarak, 2004 yılında Enerjisi Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi kapsamında 21 elektrik dağıtım bölgesi şeklinde yeniden yapılandırılarak özelleştirme Yüksek Kurulu Kararı ile özelleştirme kapsamına alınmıştır (Dönmezçelik, 2016).

Bu dönemde elektrik ticareti, uzun vadeli yatırım teşviki için uygun zemin hazırlanarak arz güvenliğini hedefleyen bir sistem içerisinde ikili anlaşmalar ile yürütülmüştür (Biçen, 2014). Bu hedefle beraber yıllar ilerledikçe piyasa yapısında görülen değişim kamu ve özel sektör katılım oranlarını doğrudan etkilemiştir. Şekil 1.1 ve Şekil 1.2'de elektrik enerjisi kurulu gücü ve üretimi açısından kamu ve özel sektör paylarının yıllar itibarıyla ters orantılı olarak değiştikleri görülmektedir.



Şekil 1.1 Yıllar İtibarıyla Türkiye Elektrik Kurulu Gücünde Kamu-Özel Payları (%)



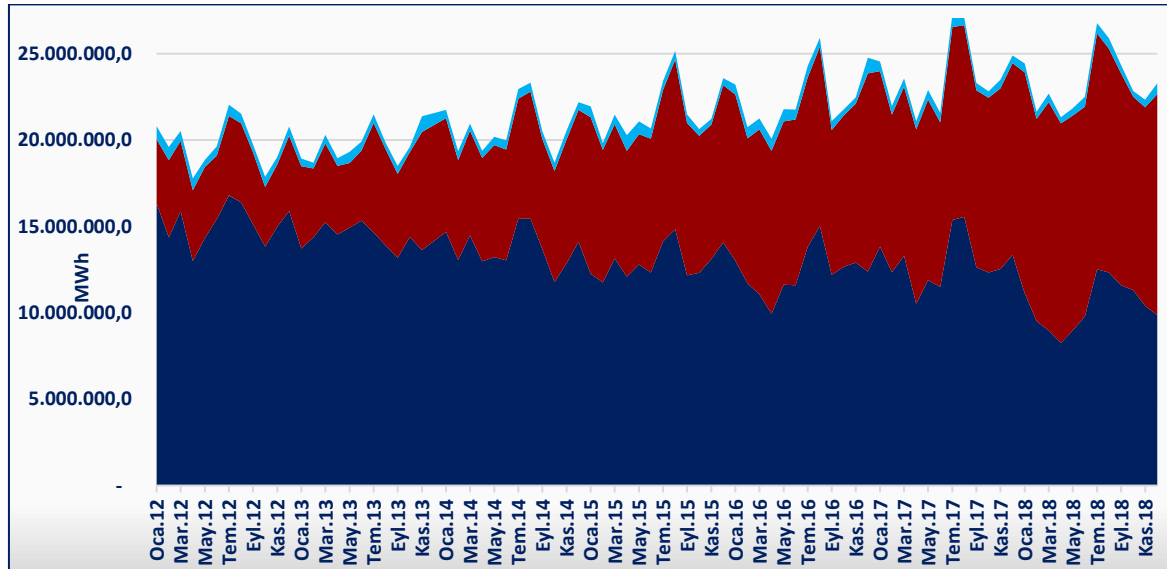
Şekil 1.2 Yıllar İtibarıyla Türkiye Elektrik Üretiminde Kamu-Özel Payları (%)

Elektrik piyasasının serbestleşmesi hamleleri kapsamında piyasanın iletim sistemine yönelik tasarımlarında yapıldığı bu dönemde, Kasım 2004 tarihinde yayınlanan ilk Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ile Türkiye Elektrik Piyasası'nda üretim optimizasyonunu hedefleyen Gün Öncesi Dengeleme sistemine geçilmiştir. Bu sistem gerçek zamanlı dengelemenin yönetimini kolaylaştırmak ve sistem güvenliğini iyileştirmeyi hedeflemiştir. Bu yönetmelik kapsamında yürütülen uzlaştırma 06.00 – 17.00 arası gündüz, 17.00 – 22.00 arası puant ve 22.00 – 06.00 arası gece olmak üzere üç zamanlı bir yapıda tasarlanmıştır. Bu tasarımın işlerliği sürecinde elektrik fiyatlarının uzun süre sabit kalmış olması, girdi maliyetleri sabit kalmayan üreticileri zorlamaya başladığından, özellikle üretim

seviyesinin önemli bir oranına sahip olan termik santral üreticilerinin yoğun talepleri doğrultusunda diğer değişikliklerle birlikte daha etkin ve verimli bir ticaret yapısı için yeni tasarımlar aranmaya başlanmıştır (ETKB, 2010).

2009 yılında yayımlanan yeni bir Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ile dengelemeden uzlaştırmaya her manada saatlik yürütülen bir piyasa yapısına geçiş yapılmıştır. “Gün Öncesi Planlama” kapsamında yürütülen bu piyasa aslen bir geçiş süreci olarak değerlendirilmiştir. Bu süreçte nihai yapı olarak belirlenen “Gün Öncesi Piyasası”na geçişte, piyasa katılımcılarının adaptasyonunun kolaylaştırılması amaçlanmıştır (Accenture, 2014).

Gün Öncesi Planlama’dan Gün Öncesi Piyasa’ya geçiş öncesi katılımcılara yine gerekli anlaşmalar imzalatılmış, Gün Öncesi Piyasa’ya dair farklı zaman ve mekânlarda çeşitli eğitimler verilmiştir. Burada amaç gönüllü bir piyasa olacak olan Gün Öncesi Piyasası’na ilgiyi artırarak piyasa işler duruma geldiğinde katılımcı sayısının yüksek olmasını sağlamak olmuştur (Accenture, 2014). Söz konusu piyasa sürecinde belli bir süre hedeflenen katılım sağlanamamış olup, zaman ilerledikçe piyasa hacmi artmaya başlamıştır (Şekil 1.3).



Şekil 1.3 2012-2018 Döneminde Elektrik Piyasası Hacimleri (MWh)

Piyasa katılımcılarına, ikili anlaşmalarına ek olarak bir sonraki gün için enerji alışı ve satışı yapma fırsatı tanıyarak, üretim ve/veya tüketim ihtiyaçları ile sözleşmeye bağlanmış

yükümlülüklerini gün öncesinde dengeleme olanağını sağlamak, sistem işletmecisine gün öncesinden dengelenmiş bir sistem sağlamak, elektrik enerjisi referans fiyatını belirlemek, teklif bölgeleri oluşturularak sistem işletmecisine gün öncesinden kısıt yönetimi yapabilme imkânı sağlamak amacıyla TEİAŞ bünyesinde 2011 yılında “Gün Öncesi Piyasası” kurulmuştur (EPDK, 2013).

Türkiye Elektrik İletim A.Ş (TEİAŞ), Piyasa İşletmecisi olarak Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) marifetiyle Gün Öncesi Piyasası'nın yanında Dengeleme ve Güç Piyasası'nı da yönetmiş olup, bu piyasada Gün Öncesi Piyasası ile Milli Yük Tevzi Merkezi'ne (MYTM) her ne kadar üretim ve tüketim miktarları dengelenmiş bir piyasa sunulmuş olsa da gerçek zamanda sapmalar olabileceğinden dolayı, bu durumda MYTM'nin dengeyi sağlamak için Dengeleme Güç Piyasası'na sunulmuş teklifleri kullanarak, sistem dengesini sağlaması amaçlanmıştır. Saatlik marjinal fiyat hesabına dayalı uygulama ile işletilen bu piyasaların yanı sıra ikili anlaşma piyasası ile enerji anlaşmaları gerçekleştirilmektedir. Ayrıca bu dönemde EPIAŞ'ın kurulmasına dair yapılan planlar, Gün İçi Piyasası'nın da faaliyete geçeceğine dair ipucu vermiştir.

6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu yürürlüğe girmeden önce yürürlükte bulunan 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nda, dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinin 01 Ocak 2013 tarihinden itibaren ayrı tüzel kişilikler altında yürütülmesi gerektiği vurgulanmıştır. Bu kapsamda 01 Ocak 2013 tarihinde dağıtım şirketleri bünyesinde bulunan perakende satış faaliyetleri, ayrı tüzel kişilik olarak kurulan perakende satış şirketleri tarafından yapılmaya başlanmıştır.

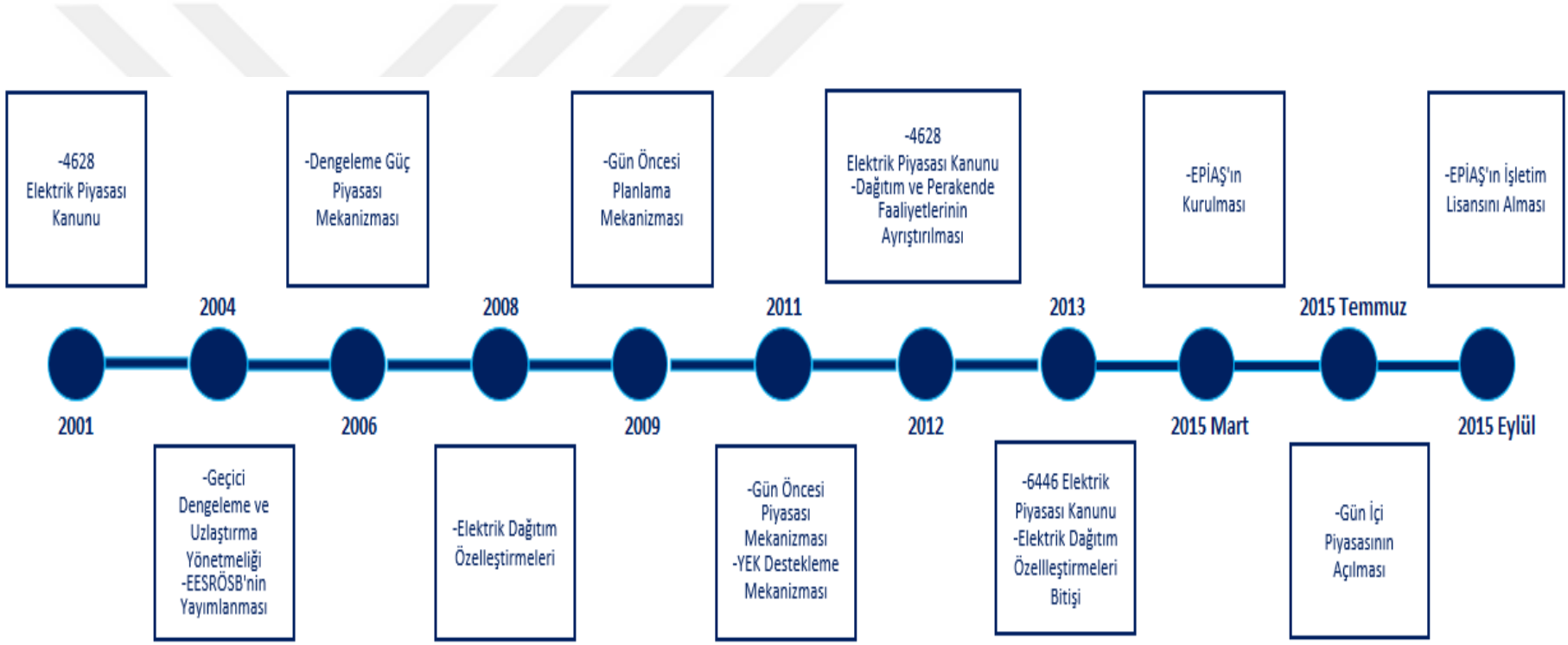
4628 Sayılı Kanun'un yerini alan 6446 Sayılı Kanun, 30.03.2013 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yapısal değişimlerden ziyade yenilikler getiren, bir bakıma gelişim sürecini kapsayan bir kanun olan 6446 Sayılı Kanun özellikle lisanslama alanında piyasa faaliyetlerinden bazılarının lisanslarını tek bir lisans altında toplamıştır (Dönmezçelik, 2016).

6446 Sayılı Kanun kapsamında elektrik piyasası faaliyetleri üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, piyasa işletim, ithalat ve ihracat faaliyetleri olarak sayılmış; piyasa faaliyetlerinin yürütülebilmesi için alınması gereken lisans türleri de üretim lisansı, iletim lisansı, dağıtım lisansı, tedarik lisansı ve piyasa işletim lisansı olarak belirlenmiştir.

Bu bağlamda daha önce var olan toptan satış şirketi ve perakende satış şirketi kavramları yerini “tedarik şirketi” ne bırakmış ve bu şirketlerin lisansları da tedarik lisansı olarak birleştirilmiştir. 6446 Sayılı Kanun ile birlikte, elektrik enerjisinin ve/veya kapasitenin toptan ve/veya perakende satılması, ithalatı, ihracatı ve ticareti faaliyetleri ile iştigal edebilen tüzel kişiler, “Tedarik Şirketi” olarak adlandırılmıştır. Tüm tedarik lisansı sahibi tüzel kişiler bölge kısıtlaması olmaksızın serbest tüketicilere elektrik tedarik etme hakkına sahiptir (Rekabet Kurumu, 2015).

Mart 2015’te temel olarak “enerji piyasalarının etkin, şeffaf, güvenilir ve enerji piyasasının ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde planlanması, kurulması, geliştirilmesi ve işletilmesi ile birlikte, eşit taraflar arasında ayırım gözetmeden güvenilir referans fiyat oluşumunun temin edilmesi” amacı ile kurulan EPİAŞ bünyesinde Temmuz 2015’te Gün İçi Piyasası (GİP) devreye alınmıştır. GİP ile birlikte Türkiye elektrik piyasasında katılımcıların daha dengeli ve etkin rol üstlenmesi amaçlanmıştır (EPİAŞ, 2015).

Bilindiği üzere “Gün Öncesi Piyasası”, ikili anlaşmalarla uzun dönemli elektrik alım-satım işlemlerini tamamlamış piyasa oyuncularının, bir gün sonrası için eksikliklerini veya fazlalıklarını dengelemelerine olanak sağlamaktadır (EPDK, 2013). Gerçek zamandan bir gün önce sonuçlanması bakımından ve gerçek zamana yaklaştıkça ortaya çıkan ani santral arızaları ile arz ve talep şoklarını içermediğinden GÖP, daha uzun vadeli ikili anlaşmaların uzantısı olarak hala bir vadeli işlemler borsası olarak kabul edilebilmektedir. Gerçek zamana yakınlığı ve ani dalgalanmaları yansıtmaması itibarıyla GÖP’te oluşan fiyatlar, referans elektrik fiyatı olarak kabul edilmektedir. Bununla birlikte GİP, GÖP’te öngörülen enerji dengesini sağlamış ancak gerçek zamana kadar geçen sürede meydana gelen öngörülemeyen olaylar (yenilenebilir üretimler, santral/tüketim merkezi arızaları vb.) nedeniyle dengesizliğe düşmüş piyasa katılımcıları için artık son aşamadır. Ticaret zamanı gerçek zamana yaklaştıkça öngörülmeleyen arz ve talep şoklarına maruz kalma ihtimali artacağı için GİP’deki risk GÖP’e göre daha yüksektir. Bu anlamda GÖP’te hala elektrik alım-satım işlemlerinin yapıldığı bir ticaret ortamı mevcutken, GİP’in amacı elektrik ticaretinden çok dengesizlik maliyetinden kaçınma odaklıdır. GÖP ve GİP’te alım-satım yapan piyasa oyuncularının enerji dengesizliklerini yok etmeye çalışmalarının nedeni, gerçek zamanlı piyasada (dengeleme güç piyasasında) oluşan fiyatlara maruz kalmak istememeleridir (Sitti, 2015).



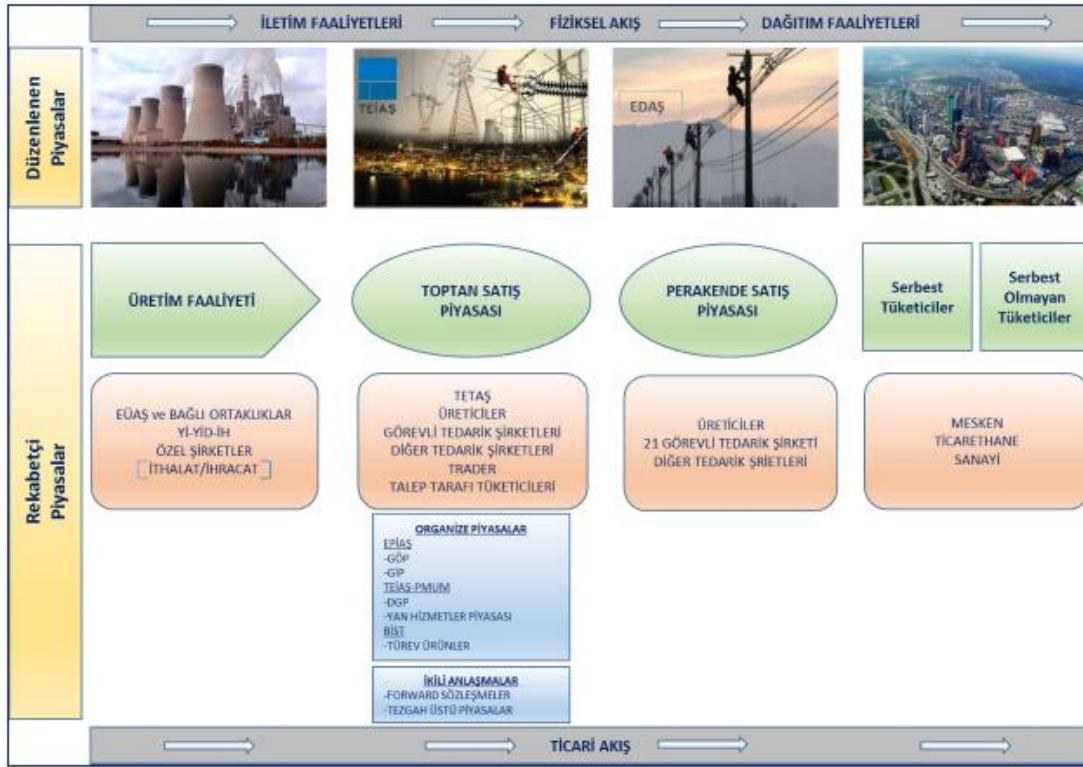
Şekil 1.4 2001-2016 Döneminde Elektrik Piyasasındaki Önemli Gelişmeler

Çizelge 1.1.1923-2018 Yılları Arası Türkiye Elektrik Enerjisi Kurulu Güç (MW) ve Üretimi (GWh) ve Ön Plana Çıkan Gelişmeler

Yıllar	Kurulu Güç	Üretim		Yıllar	Kurulu Güç	Üretim		Yıllar	Kurulu Güç	Üretim		Yıllar	Kurulu Güç	Üretim	
1923	32,8	44,5	Yabancı Şirketler İmtiyazlar Dönemi	1947	251,4	625	Özel Sektöre Karşı Değil	1971	2.577,90	9.781,10	Dünya Enerji Krizi-Yakıtlardan dolayı Termik santraller etkileniyor. Enerji Kısıtlamalarına geçiliyor.	1995	20.954,30	86.247,40	İHD, Yİ vb. Uygulamalar için Anayasa Mahkemesi Kararları ve Kanuni Düzenlemeler
1924	32,9	44,6		1948	305,5	676,3		1972	2.711,30	11.241,90		1996	21.249,40	94.861,70	
1925	33,4	45,3		1949	381,8	736,6		1973	3.192,50	12.425,20		1997	21.891,90	103.295,80	
1926	48,6	65,8		1950	407,8	789,5		1974	3.732,10	13.477,00		1998	23.354,00	111.022,40	
1927	51,9	70,1		1951	423,2	887,9		1975	4.186,60	15.622,80		1999	26.119,30	116.439,90	
1928	65,9	89,4		1952	437,8	1.020,20		1976	4.364,20	18.282,80		2000	27.264,10	124.921,60	
1929	72,1	97,8		1953	499,5	1.200,80		1977	4.727,20	20.564,60		2001	28.332,40	122.724,70	
1930	78	106,3		1954	516,9	1.402,50		1978	4.868,70	21.726,10		2002	31.845,80	129.399,50	
1931	101,9	117,9		1955	611,6	1.579,80		1979	5.118,70	22.521,90		2003	35.587,00	140.580,50	
1932	103,3	131,6		1956	886,1	1.819,10		1980	5.118,70	23.275,40		2004	36.824,00	150.698,30	
1933	107,8	151,9		1957	939,4	2.056,70		1981	5.537,60	24.672,80		2005	38.843,50	161.956,20	
1934	117,4	195,2		1958	1.030,00	2.303,40		1982	6.638,60	26.551,50		2006	40.564,80	176.299,80	
1935	126,2	212,9		1959	1.161,00	2.587,30		1983	6.935,10	27.346,80		2007	40.835,70	191.558,10	
1936	138,5	231,1		1960	1.272,40	2.815,10		1984	8.461,60	30.613,50		2008	41.817,20	198.418,00	
1937	167,1	289,8	1961	1.323,90	3.011,10	1985	9.121,60	34.218,90	2009	44.761,20	194.812,90				
1938	178,5	312,1	1962	1.370,80	3.559,80	1986	10.115,20	39.694,80	2010	49.524,10	211.207,70				
1939	215,6	353,3	1963	1.381,10	3.983,40	1987	12.495,10	44.352,90	2011	52.911,10	229.395,10				
1940	217	396,9	1964	1.418,30	4.450,90	1988	14.520,60	48.048,80	2012	57.059,40	239.496,80				
1941	222	415,2	1965	1.490,50	4.952,70	1989	15.808,20	52.043,20	2013	64.007,50	240.154,00				
1942	226,7	408,2	1966	1.644,30	5.576,20	1990	16.317,60	57.543,00	2014	69.519,80	251.962,80				
1943	236,4	457,4	1967	1.959,10	6.216,80	1991	17.209,10	60.246,30	2015	73.146,70	261.783,30				
1944	241,9	496,1	1968	1.966,60	6.935,80	1992	18.716,10	67.342,20	2016	78.497,40	274.407,70				
1945	245,9	527,8	1969	1.967,20	7.838,00	1993	20.337,60	73.807,50	2017	85.200,00	297.277,50				
1946	247,5	562,7	1970	2.234,90	8.623,00	1994	20.859,80	78.321,70	2018	88.550,80	303.343,30				

*KSÖ: Kamu Santral Özelleştirmeleri

Türkiye elektrik piyasasının 2018 yılı sonu itibarıyla genel yapısı Şekil 1.5'te yer almaktadır.



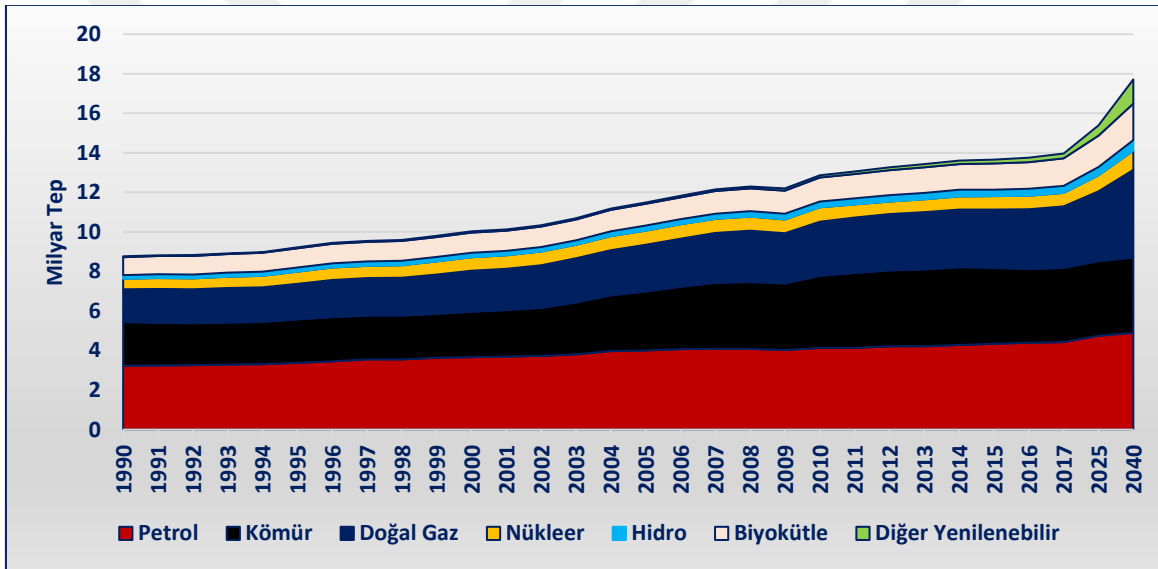
Şekil 1.5 2018 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Elektrik Piyasası Yapısı
(Dönmezçelik, 2016)

2. BÖLÜM

DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE KÖMÜR SEKTÖRÜ GÖRÜNÜMÜ

2.1. Kömürün Küresel Jeopolitiği

Dünya birincil enerji arzı 1990-2017 yılları arasındaki 27 yılda %59 artarak 2017 yılı itibarıyla 13.971 mtep (milyon ton eşdeğer petrol) düzeyine ulaşmıştır (Şekil 2.1). Son 14 yılda enerji arzı Çin'de %160 ve Hindistan'da ise %78 oranında büyümüş, buna karşılık Avrupa Birliği'nde (AB28) %9,8 ve ABD'de ise %1 oranında azalmıştır (IEA, 2016).



Şekil 2.1 1990-2017 Dünya Birinci Enerji Arzı ve 2025-2040 Projeksiyonu

Dünya birincil enerji arzının 1990-2017 yılları arasındaki kaynak bazlı değişimi incelendiğinde kömür %70 artarak 3.749 mtep'e, petrol %37 artarak 4.435 mtep'e, doğal gaz %86 artarak 3.107 mtep'e, nükleer %30 artarak 688 mtep'e, yenilenebilir %76 artarak 1.992 mtep'e yükselmiştir. Bu dönemde petrolün payı %36'dan %31'e, nükleer enerjinin payı %6'dan %4'e düşerken, kömürün payı %25'den %26'ya, doğal gazın payı %19'dan %22'ye, yenilenebilir enerjinin payı ise %13'den %14'e yükselmiştir.

Dünyada taş kömürü ile linyit kaynakları ve rezervleri on yıllardan bu yana tahmin edilebilen talebi karşılayabilme kapasitesine sahiptir. Gelecekte de söz konusu kapasiteyi karşılayabilmesi öngörülen kömür, küresel birincil enerji arzında beklenen artışın arka

planında önemli bir rol oynamaya devam etmesi beklenmektedir. Ancak küresel kömür üretimi ve tüketimi geçen 2 yılda talepteki azalış yüzünden mevcut olarak azalmaktadır. 2015 yılında kömür üretiminde yaklaşık olarak %3'lük ve 2016 yılında muhtemel %7'lik azalış, mevcut kısıntılara ve ilişkili olarak fiyatlarda artışa neden olacaktır (BGR, 2017).

Bu kapsamda fosil kaynak payının %80 olarak korunduğu ve küresel CO₂ emisyonlarının 20.448 milyon ton seviyesinden yaklaşık %62 artışla 32.175 milyon ton düzeyine arttığı son 20 yıl göz önüne alındığında toplam birinci enerji arzındaki artış hızıyla, kömürün birkaç yıl içerisinde petrol kullanım oranını geçebileceği öngörülebilmektedir. Bu konumu doğrudan etkileyecek en önemli husus iklim değişiklikleri politikaları ve temiz kömür teknolojileridir.

Uluslararası Enerji Ajansı tarafından, günümüzde mevcut enerji politikalarının gelecekte de çok fazla değişmeden sürdürüleceği varsayımına göre yapılan tahminlerde; dünya birincil enerji talebinin 2017 yılına göre yaklaşık %38,3 oranında artış göstererek 2040 yılında 19.327 mtep seviyesine yükseleceği, bu miktarın kaynaklara dağılımında önemli farklılıklar olmamakla beraber, 2030 yılından sonra petrolün birinciliği kaybedebileceği öngörülmektedir (Çizelge 2.1).

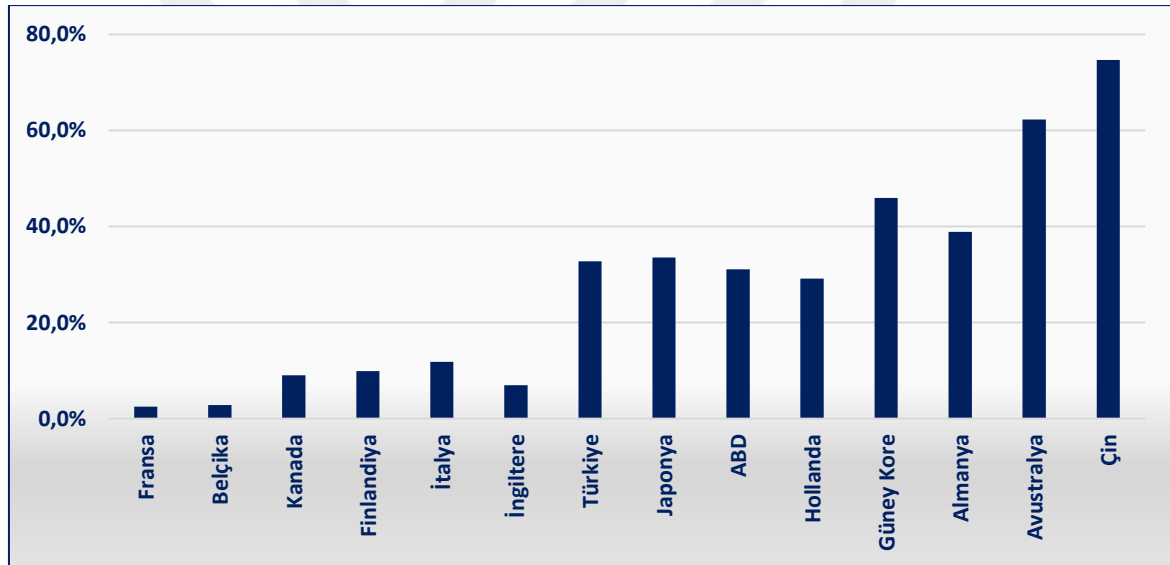
Çizelge 2.1 Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı

Yıllar	Mevcut Politikalar Senaryosu (Mtep)					
	Kömür	Petrol	Doğal Gaz	Nükleer	Yenilenebilir	Toplam
1990	2.207	3.233	1.663	526	1.128	8.757
2017	3.749	4.435	3.107	688	1.992	13.971
2025	3.998	4.902	3.616	803	2.464	15.783
2040	4.769	5.570	4.804	951	3.233	19.327
Yıllar	Mevcut Politikalar Senaryosu (%)					
	Kömür	Petrol	Doğal Gaz	Nükleer	Yenilenebilir	
1990	25,2%	36,9%	19,0%	6,0%	12,9%	
2017	26,8%	31,8%	22,2%	4,9%	14,3%	
2025	25,3%	31,1%	22,9%	5,1%	15,6%	
2040	24,7%	28,8%	24,8%	5,0%	16,7%	

Uluslararası Enerji Ajansı'nın; yenilenebilir ya da alternatif yakıtların kullanımlarının artacağı ve enerji verimliliğine ya da karbon emisyonlarının azaltılmasına yönelik çabaların geliştirileceği öngörülerine dayalı olan daha iyimser "Yeni Politikalar Senaryosu"nda dahi, kömürün 2040 yılındaki küresel enerji talebi içerisindeki payının %25'in altına düşmeyeceği

tahmin edilmektedir (IEA, World Energy Outlook, 2016).

Ülkelerin kömür tüketimleri incelendiğinde, özellikle gelişmekte olan ülkelerde gelişmiş ülkelere göre daha fazla kömür tüketildiği görülmektedir. Kömür tüketimleri yüksek ve gelişmiş ülke sınıfında bulunan Çin ve Hindistan hariç Asya ülkelerinde yüksek ekonomik büyüme oranları ve artan elektrifikasyon ihtiyacı nedeniyle elektriğe daha kolay ve daha ucuz ulaşabilmelerinden kaynaklı giderek artan tüketimler söz konusu iken, başta Avrupa Birliği olmak üzere gelişmiş ülkelerin özellikle çevresel duyarlılıklar nedeniyle elektrik üretiminde giderek daha fazla doğal gazı ve yenilenebilir enerji kaynaklarını tercih ettikleri görülmektedir¹ (TKİ, 2013). Şekil 2.2’de bazı OECD ülkelerinin elektrik üretimindeki kömürün payı yer almaktadır.



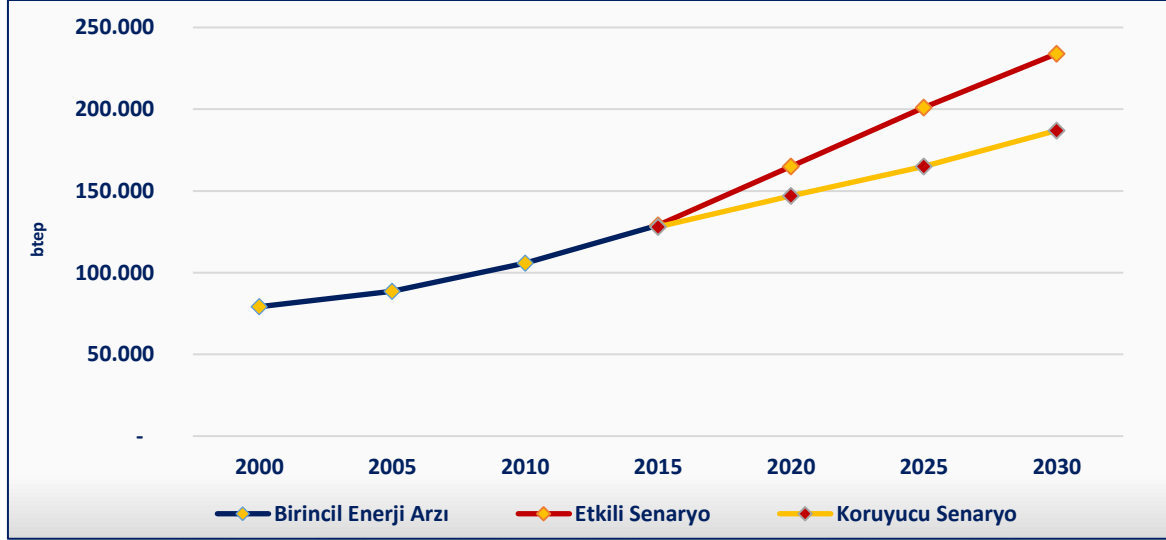
Şekil 2.2 Bazı OECD Ülkelerinin 2017 Yılı Elektrik Üretimindeki Kömürün Payı (%)

Artan kömür üretimi ile beraber kömür fiyatları 2011 yılı sonundan itibaren düşme eğilimine girmiştir. Bunun yanında ABD’nin kaya gazıyla sağlamış olduğu doğal gaz fiyatlarındaki düşüş ve ABD yönetiminin CO₂ emisyonlarını sınırlamaya yönelik “İklim Eylem Planı” ile kömüre dayalı termik santrallerin sınırlandırılması hedefi kapsamında yapılan uygulamalar, ABD’deki kömür üreticilerinin yeni pazar arayışları sonucunu ortaya çıkarmış ve kömür fiyatları Avrupa’da düşmüştür. Bu yüzden birçok Avrupa ülkesinde

¹ Bu konudaki istatistikî bilgiler alt bölüm 2.2’deki çizelgelerde verilmektedir.

elektrik üretiminde pozitif yönlü kömüre doğru bir yönelme gözlemlenmiştir² (EÜAŞ, Elektrik Üretim Sektör Raporu, 2015) (TKİ, Kömür Sektör Raporu, 2013).

2017 yılı sonu itibarıyla Türkiye Birincil Enerji Arzı 145,305 milyon tep (ton eşdeğer petrol) olarak gerçekleşmiştir. Yapılan senaryolara göre 2030 yılında Türkiye birincil enerji arzı öngörülleri Şekil 2.3'te yer almaktadır.



Şekil 2.3 Türkiye Birincil Enerji Arzı ve 2020-2030 Projeksiyonu (Kaynak: OME-MEP Turkey, 2013)

Yıllar itibarıyla Türkiye birincil enerji arzının kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde, 1990 yılında arzın %45,6'sı petrol, %30,2'si kömür, %5,4'ü doğal gaz, %4,7'si yenilenebilir ve %14,1'i diğer kaynaklardan karşılanırken, 2017 yılında arzın %30,5'i doğal gaz, %30,4'ü petrol, %27,2'si kömür, %11,9'u yenilenebilir ve %0,1'i diğer kaynaklardan karşılanmaktadır (Çizelge 2.2).

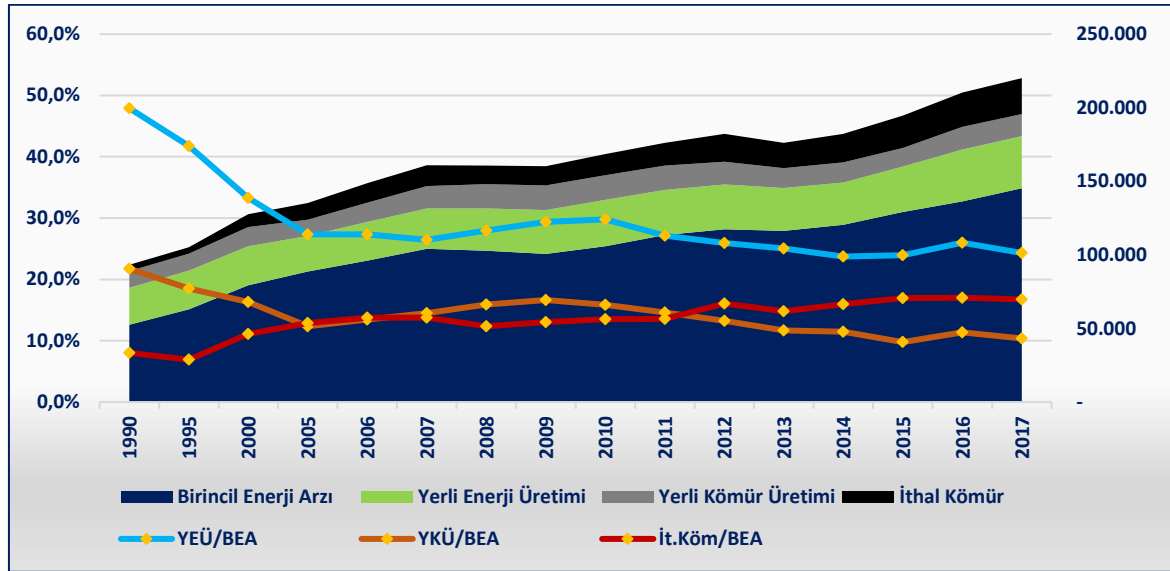
Çizelge 2.2 Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı (1990-2017)

Kaynaklar	1990	2000	2010	2017
Kömür	30,2%	28,9%	29,2%	27,2%
Petrol	45,6%	40,9%	28,1%	30,4%
Doğal Gaz	5,4%	15,7%	29,7%	30,5%
Yenilenebilir	4,7%	4,6%	6,7%	11,9%
Diğer	14,1%	9,9%	6,3%	0,1%

Kaynak: Enerji Denge Tabloları (www.enerji.gov.tr)

² Paris İklim Konferansından sonra birçok Avrupa ülkesi 2020'li yıllarda kömür kaynaklı termik santrallerini kapatacağını açıklamıştır.

Türkiye birincil enerji arzı 2005 yılına göre 2017 yılında %63,8 artarken, yerli enerji üretimi %45,8 artmıştır. Yerli enerji üretimindeki artış birincil enerji arzındaki artışın önemli oranda gerisinde kalmasından dolayı 2005 yılında yerli enerji üretiminin birincil enerji arzını karşılama oranı %27,3 iken, bu oran 2017 yılında %24,3'e düşmüştür (Şekil 2.4).



Şekil 2.4 Türkiye Kaynak Bazlı Birincil Enerji Arzı ile Yerli Enerji Üretimi ve Yerli Kömür Üretimi Oransal Gösterimi (1990-2017)(%-bintep)
YEÜ: Yerli Enerji Üretimi, YKÜ: Yerli Kömür Üretimi, BEA: Birincil Enerji Arzı

Yerli enerji üretiminin birincil enerji arzını yıllar itibarıyla daha az oranda karşılmasının sonucu olarak enerji ithalatı yıllar itibarıyla hızlı bir şekilde artmıştır. 2017 yılında birincil enerji arzının %24,3'ü yerli enerji kaynaklarından elde edilirken, %75,7' ise ithal enerji kaynaklarından elde edilmiştir. 2017 yılında enerji ithalatının kaynaklara göre dağılımı; 24.347 btep (%19,6) taş kömürü, 53.724 btep (%43,2) petrol, 45.581 btep (%36,6) doğal gaz şeklindedir.

Türkiye'de 1980'li yıllarda birincil enerji arzında düşük orana sahip olan taş kömürü ithalatı, 1980 yılına göre 1990 yılında 5,8 kat artarak 5,5 milyon tona, 1990 yılına göre 2000 yılında 2,3 kat artarak 12,9 milyon tona, 2000 yılında taş kömürünün elektrik üretim santrallerinde kullanıma başlanmasıyla beraber 2015 yılında ise 2000 yılına göre 2,6 kat artarak 33,9 milyon tona ulaşmıştır (ETKB, 2017). Yerli kömür kaynaklarının elektrik üretiminde optimum derecede değerlendirilmemesi halinde, son yıllarda elektrik üretim amaçlı kullanılacak buhar kömürlerine olan talepteki ciddi artıştan kaynaklı yaşanan kömür ithalatındaki artışın önümüzdeki yıllarda da devam edeceği öngörülmektedir (TKİ, 2015).

2.1.1. CO₂ Emisyonları ve Temiz Kömür Teknolojileri

Fosil yakıtların yakılması sonucunda ortaya çıkan ve küresel ısınmaya neden olan CO₂ emisyonları, günümüzde fosil yakıtlardan kaynaklanan en önemli problemlerden biri olarak görülmektedir. Fosil yakıt kaynaklı dünya CO₂ emisyonu 1990 yılından bu yana %57 artarak 2016 yılında 32.053 milyon ton düzeyine ulaşmıştır. Aynı dönemde kaynak bazlı CO₂ emisyonundaki artış oranları ise kömürde %72 artış ile 14.233 milyon tona, petrolde %32'lik bir artışla 11.204 milyon tona, doğal gazda ise %79'luk bir artışla 6.616 milyon tona ulaşmıştır. 2016 yılı itibarıyla kaynak bazlı CO₂ emisyon miktarları ve senaryolar bazında projeksiyonlar Çizelge 2.3'te gösterilmektedir (IEA, 2016).

Çizelge 2.3 Kaynak Bazlı CO₂ Emisyon Oranları ve 2025-2040 Mevcut Politikalar Senaryosu Projeksiyonu

Milyon ton	1990	2016	1990 (%)	2016 (%)	2025	2030	2040
	Mevcut				Mevcut Politikalar Senaryosu		
Toplam CO₂	20.448	32.053	%	%	35.454	37.748	42.475
Kömür	8.280	14.233	40,5	44,4	15.207	16.099	17.930
Petrol	8.492	11.204	41,5	34,9	12.303	12.831	13.984
Doğal Gaz	3.676	6.616	18	20,6	7.945	8.818	10.561
Elektrik Üretimi	7.599	13.247			14.219	15.296	17.610
Kömür	4.995	9.515	65,7	71,8	10.300	11.097	12.758
Petrol	1.237	796	16,3	6	662	587	510
Doğal Gaz	1.367	2.937	18	22,2	3.257	3.612	4.342
Nihai Tüketim	11.879	17.223			19.731	20.461	22.617
Kömür	3.133	4.412	26,4	25,6	4.548	4.630	4.778
Petrol	6.739	9.806	56,7	56,9	11.029	11.622	12.816
Doğal Gaz	2.008	3.004	16,9	17,4	3.793	4.209	5.023

Çizelge 2.3'te görüldüğü üzere 2016 yılında ortaya çıkan CO₂ emisyonlarının %44,4'ünü kömür oluşturmaktadır. Bu oran elektrik üretiminden kaynaklı ortaya çıkan CO₂ emisyonlarında %71,8'dir.

ABD hükümetinin 2013 yılında yayımlanmış olduğu "İklim Eylem Planı" ile CO₂ emisyonlarını azaltmak amacıyla kömür kaynaklı elektrik santrallerine yönelik bazı sert sınırlamalar getirdiği bir önceki alt bölümde bahsedilmiştir. Bu sınırlamalar ABD'deki kömür üreticilerinin yeni pazar arayışlarına sebep olmuş ve bu üreticilerin özellikle Avrupa'ya yönelmeleri sayesinde fiyatların düşmesiyle birlikte birçok Avrupa ülkesi elektrik üretiminde tekrar kömüre yönelmeye başlamıştır (Popa, ve diğerleri, 2016). Ancak Paris İklim Konferansı'nda alınan kararlar sonucunda ve birçok bankanın kömür kaynaklı yatırımlara finansman yardımı yapmayacağını açıklaması, söz konusu yönelmeyi büyük bir kesintiye uğratmış, bu durum birçok Avrupa ülkesinin 2020'li yıllarda kömür kaynaklı

elektrik üretim santrallerini kapatacağı açıklamalarına neden olmuştur³. Bunun yanında ilgili konferansın etkileri kömür üretiminde ve tüketiminde ABD ile beraber en önde yer alan Çin ve Hindistan üzerinde de görülmüş olup, bu ülkelerde kömür talebinde önemli oranlarda azalmalar gözlemlenmiştir. Ancak Trump yönetimindeki ABD hükümetinin Paris İklim Anlaşması'ndan, AB'nin yatırımlarının önemli bir kısmını çevre konusunda karnesi çok parlak olmayan Çin'e yapması ve kömürün ABD ekonomisi üzerinde devam eden önemli etkisi yüzünden çekildiğini açıklaması, ilgili anlaşmanın ulaşması planlanan hedeflerin büyük oranda yerine getirilemeyeceğini göstermektedir (Dicle, 2017). Ayrıca Çin Ulusal Enerji Kurumu'nun yakın zamanda aldığı kararla, 2016 yılı için 1.000'den fazla kömür ocağının kapatılması ve ayrıca gelecek üç yıl boyunca yeni bir kömür ocağına da izin vermeyeceğini açıklamasına rağmen özellikle bu tür benzer ocaklarda verimlilik artırıcı uygulamalara odaklanılacak olması kömür kaynaklı santrallerin ve kömür yatırımlarının seyri hakkında önemli ipuçları olarak da değerlendirilebilmektedir (Madencilik Türkiye, 2016). Bu anlamda kömür yatırımlarının ve kömür kaynaklı elektrik üretim santrallerinin gelecekte yapılmayacağı öngörüsü için, mevcut Karbon Yakalama ve Depolama (Carbon Capture and Storage(CCS)) ve kömür temiz teknolojileri gelişimleri de göz önüne alındığında şuan için çok erken olduğu görülmektedir⁴.

Küresel bazda kömür endüstrisinin son yıllarda odaklandığı temel konuların başında kömüre dayalı termik santrallerin veriminin artırılması ve bu santrallerden ortaya çıkan CO₂ emisyonlarının azaltılmasıdır. Bu kapsamda özellikle sanayileşmiş ülkeler tarafından benimsenen, "Temiz Kömür Teknolojileri" olarak adlandırılan ve genel yol haritası olarak belirlenen stratejiler şu şekildedir (Bayramoğlu, 2017):

- Santrallerde en son teknoloji kullanımı, Verimlilik: %44-45, 1/3 oranında daha az CO₂ emisyonu
- Termik santral teknolojilerinde daha ileri gelişmeler, Verimlilik: %50-55, 1/3 oranında daha az CO₂ emisyonu

³ Dünya Bankası, Avrupa Yatırım Bankası, Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası vb. kuruluşlar kömür yatırımlarını ilk olarak diğer mümkün olabilecek kaynak yatırımlarla kıyaslayarak, ekonomik açıdan değerlendirme bulunuyor, ardından ise söz konusu yatırım teknolojik açıdan CO₂ emisyonları, karbon tutma teknolojileri vb. açıdan hedef değerleri sağlamaları bakımından incelemektedir.

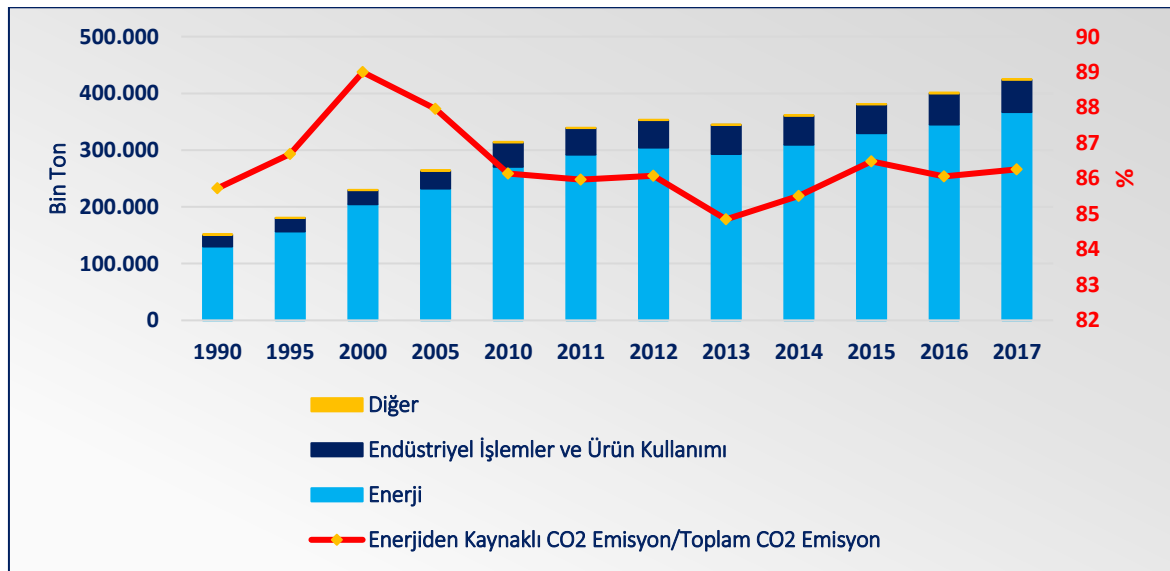
⁴ Dünya'daki mevcut gelişmeler altında Türkiye'deki "Türkiye kömür stratejisi yüzünden tarihi fırsatı kaçırıyor" gibi söylemler için henüz çok erken olduğu değerlendirilmektedir.

- Sıfır CO₂ santrallerin devreye girişi (CO₂ tutma ve depolama, CCS), Verimlilik: %52-55, sıfır CO₂ emisyonu

“Temiz kömür teknolojileri” kavramı, genel olarak, kömür üretimi, hazırlanması ve kullanımını süreçlerinde verimlilik ve çevre boyutlarını bir arada kapsayan bir tanımlamaya işaret etmektedir (IEA, Coal Gasification, 2008). Söz konusu teknolojiler; bir taraftan emisyonların azaltılmasını diğer taraftan da birim kömürden elde edilecek enerjinin artırılmasını hedeflemektedir (Küçükönder, 2014).

2.1.1.1. Türkiye’de CO₂ emisyonları

TÜİK verilerine göre Türkiye’de 2017 yılında toplam CO₂ emisyonu 425,3 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Aynı dönemde toplam CO₂ emisyonu %86,2’lik yüksek bir pay ile enerji sektöründen, %13,3 ile endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı sektöründen ve %0,5 ile diğer sektörlerden kaynaklanmaktadır. Şekil 2.5’te yıllar itibarıyla enerji, endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı ve diğer sektörlerden kaynaklanan CO₂ emisyonları ile toplam CO₂ emisyonunun içinde enerji sektörünün payındaki değişimi yer almaktadır.



Şekil 2.5 Yıllar İtibarıyla Sektörel Bazda CO₂ Emisyonları (Kaynak: TÜİK)

Şekil 2.5’e göre yıllar itibarıyla toplam CO₂ emisyonunda genellikle artış görülürken, özellikle 1990 yılından 1995 yılına geçişte %27’lik artış gerçekleşmiştir. Söz konusu %27’lik artışın gerçekleşmesinin temel nedeni ise aynı dönemde enerjiden kaynaklı CO₂ emisyonunda %30 oranında artışın meydana gelmesidir. Toplam CO₂ emisyonunun içinde

enerji sektörünün payı genellikle %86 civarında seyretmekte olup 2000 yılında ise %89 ile en yüksek oranda gerçekleşmiştir.

2.2. Dünyada ve Ülkemizde Kömür Rezervleri

2.2.1. Dünyadaki Rezervler

Almanya Federal Yerbilimleri ve Doğal Kaynaklar Enstitüsü (BGR) raporuna göre 2016 yılı itibarıyla dünya toplam taş kömürü rezervleri 715.569 milyon ton ve linyit rezervleri 316.534 milyon ton olup, bölgeler ve ülkeler bazında rezervler Çizelge 2.4'te gösterilmektedir.

Çizelge 2.4 Dünya Taş Kömürü ve Linyit Rezerv Miktarları (İlk 10 ve Bazı Ülkeler)

	Ülke	Taşkömürü (Milyon Ton)	%	Ülke	Linyit (Milyon Ton)	%
Ülkeler	ABD	220.800	30,9%	Rusya	90.730	28,7%
	Çin	128.112	17,9%	Avustralya	76.508	24,2%
	Hindistan	92.786	13%	Almanya	36.100	11,4%
	Rusya	69.634	9,7%	ABD	30.116	9,5%
	Avustralya	68.310	9,5%	Türkiye	10.975	3,5%
	Ukrayna	32.039	4,5%	Çin	7.801	2,5%
	Kazakistan	25.605	3,6%	Endonezya	7.530	2,4%
	Polonya	19.808	2,8%	Sırbistan	7.112	2,2%
	Endonezya	15.068	2,1%	Yeni Zelanda	6.750	2,1%
	Güney Afrika	9.893	1,4%	Polonya	6.003	1,9%
	Kolombiya	4.881	0,7%	Brezilya	5.049	1,6%
	Kanada	4.346	0,6%	Hindistan	4.942	1,6%
	Vietnam	3.116	0,4%	Yunanistan	2.876	0,9%
	Mozambik	1.792	0,3%	Pakistan	2.857	0,9%
	Türkiye	1.520	0,0%	Macaristan	2.633	0,8%
	Dünya	715.569	-	Dünya	316.534	-
Bölgeler	OECD	320.561	44,8%	OECD	177.609	56,1%
	Asya	311.587	43,5%	Asya	109.741	34,7%
	Amerika	235.432	32,9%	Amerika	37.476	11,8%
	BDT(CIS)	130.362	18,2%	BDT(CIS)	93.065	29,4%
	Avrupa	23.837	3,3%	Avrupa	76.186	24,1%
	Avrupa Birliği	22.914	3,2%	Avrupa Birliği	53.416	16,9%
	Afrika	13.150	1,8%	Afrika	66	0,0%
	OPEC	3.482	0,5%	OPEC	81	0,0%

Kaynak: (BGR, 2017), (Türkiye değerleri Türk Kurumlarından derlenmiştir)

Dünya taş kömürü rezervleri incelendiğinde, en fazla rezerve sahip ilk üç ülke sırasıyla ABD, Çin ve Hindistan olup, bu ülkeler toplam dünya taş kömürü rezervinin %61,8'ini oluşturmaktadır. Dünya linyit rezervleri incelendiğinde ise, en fazla rezerve sahip ilk üç ülke Rusya, Avustralya ve Almanya olup, bu ülkeler benzer şekilde toplam dünya rezervinin %64,3'ünü oluşturmaktadır.

2.2.2. Türkiye’de Rezervler

Türkiye’de taş kömürü sahaları TTK bünyesinde Zonguldak Havzası’nda bulunmaktadır. Bu sahalardaki 2018 yılı sonu itibarıyla taş kömürü rezervleri toplam 1 milyar 518 milyon tondur (Çizelge 2.5). Taş kömürü rezervlerinin ısıl değeri 5.400-7.200 kcal/kg arasında değişmektedir (TTK, 2018).

Çizelge 2.5 TTK Kömür Rezervleri (Ton-2018)

REZERV TÜRÜ	Koklaşmaz	Yarı Koklaşabilir	Koklaşabilir			Toplam TTK
	Amasra	Armutçuk	Kozlu	Üzülmez	Karadon	
Hazır	420.000	1.763.554	3.411.423	305.389	1.757.841	7.658.207
Görünür	401.550.804	1.826.966	62.675.898	133.528.026	130.511.049	735.892.743
Muhtemel	153.338.258	11.089.144	40.539.000	94.342.000	159.162.000	461.788.749
Mümkün	66.570.778	5.885.637	47.975.000	74.020.000	117.034.000	313.482.942
TOPLAM	621.879.840	20.565.301	154.601.321	302.195.415	408.464.890	1.518.822.641

Kaynak: (TTK, 2018)

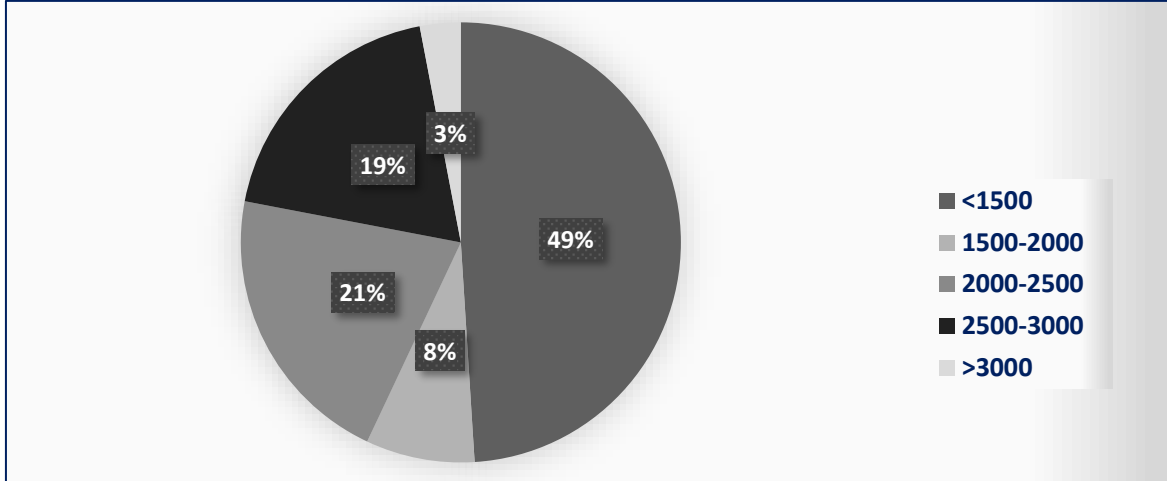
Ülkemizde birçok linyit sahası bulunmakta olup, bu sahalarda TKİ, EÜAŞ, MTA ve Özel Sektör bünyesinde yer almaktadır. 2005-2011 yılları arasında yapılan çalışmalarında büyük etkisiyle 2018 yılı sonu itibarıyla ülkemiz linyit rezervleri yaklaşık olarak 17 milyar tonu geçmiştir (Çizelge 2.6).

Çizelge 2.6 Türkiye Linyit Rezervleri Miktarları

Kurum/Özel	Rezervler(x1.000 Ton)
Toplam TKİ	2.183.091
Toplam EÜAŞ	10.398.300
Toplam MTA	2.388.609
Özel Sektör(*)	2.930.000
TOPLAM	17.900.000

Kaynak: ETKB, (TKİ, 2018), (EÜAŞ, 2018)

Linyit rezervlerinin ısıl değeri 1.000 kcal/kg ile 4.200 kcal/kg arasında değişiklik göstermekte olup, linyit rezervlerinin ısıl değer dağılımı Şekil 2.6’da yer almaktadır.

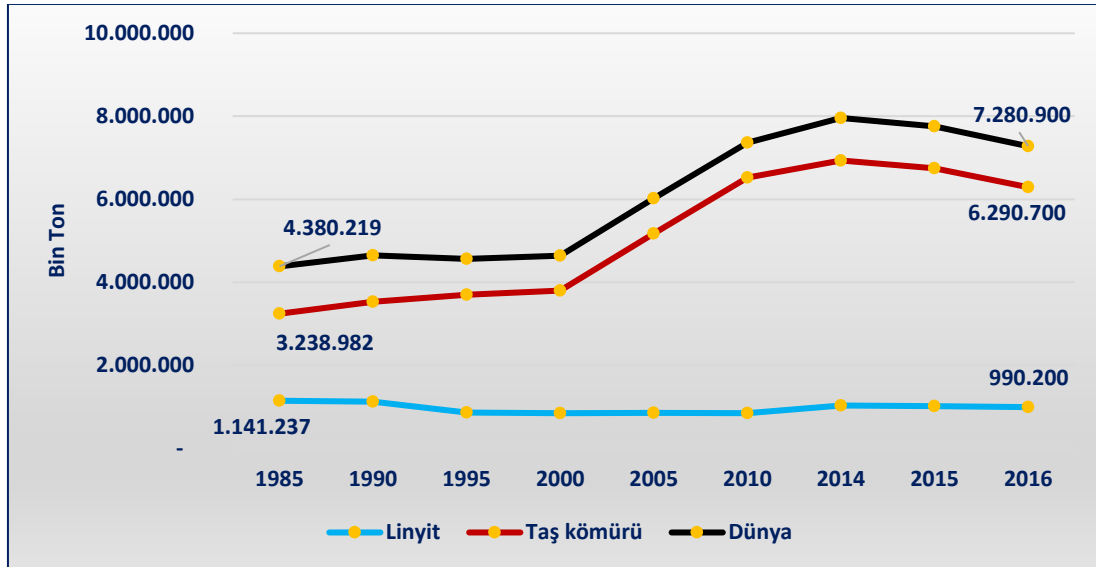


Şekil 2.6 Türkiye Linyit Rezervlerinin Isıl Dağılımı (%) (Kaynak: ETKB)

2.3. Dünya ve Türkiye’de Kömür Üretim ve Tüketimi

2.3.1. Dünya Kömür Üretimi ve Tüketimi

Dünya kömür üretimi 1985-2016 yılları arasında ortalama olarak %1.90 artarak 4.380 milyon tondan 7.280 milyon tona ulaşmıştır. 2016 yılında gerçekleşen miktarın %13,6’sı linyit, %86,4’ü ise taş kömürüdür (Şekil 2.7).



Şekil 2.7 1985-2016 Yılları Arası Dünya Kömür Üretimi (BGR, 2017)

1990-2000 yılları arasında taş kömürü üretimindeki artışa rağmen linyitteki azalış miktarı toplam kömür üretiminin bu süre zarfında sabit kalmasına neden olmuştur. Ancak 2000 yılından sonra 2010 yılına kadar taş kömürü üretiminde meydana gelen yıllık ortalama

%5,6'lık büyüme, linyit üretimindeki azalış eksenli durağanlıkla beraber toplam kömür üretiminde %4,7'lik bir artışa neden olmuştur. 2010-2014 döneminde toplam kömür ve taş kömürü üretimindeki artışlara rağmen, yine linyit üretimindeki azalış eksenli durağanlıkla beraber 2014 yılından sonra taş kömürü üretimindeki azalış, bu dönemde toplam kömür üretiminde yıllık ortalama artışın %1,1'lara, taş kömürü üretiminde ise yıllık ortalama artışın %0,7'lere gerilemesine neden olmuştur.

Çizelge 2.7 2010 ve 2016 Yıllarında Ülkeler Bazında Dünya Kömür Üretim Miktarları

	Milyon Ton	2010		2016		Ülke	2010		2016	
		Taş Kömürü	%	Taş Kömürü	%		Linyit	%	Linyit	%
Ülkeler	Çin	3.115,0	49,5%	3.102,5	49,3%	Almanya	169,4	16,8%	171,5	17,3%
	Hindistan	532,7	8,5%	662,6	10,5%	Çin	125,3	12,4%	140,0	14,1%
	ABD	918,0	14,6%	594,4	9,4%	Rusya	76,0	7,5%	73,7	7,4%
	Avustralya	355,4	5,7%	443,9	7,1%	ABD	71,0	7,0%	66,2	6,7%
	Endonezya	247,9	3,9%	396,2	6,3%	Polonya	56,5	5,6%	60,2	6,1%
	Rusya	247,9	3,9%	312,0	5,0%	Endonezya	40,0	4,0%	60,0	6,1%
	G.Afrika	257,2	4,1%	254,0	4,0%	Avustralya	68,8	6,8%	59,7	6,0%
	Kazakistan	103,6	1,6%	92,6	1,5%	Türkiye	70,0	6,9%	56,9	5,7%
	Kolombiya	74,4	1,2%	90,5	1,4%	Hindistan	37,7	3,7%	45,3	4,6%
	Polonya	76,7	1,2%	70,6	1,1%	Yunanistan	53,6	5,3%	32,3	3,3%
	Türkiye		0,0%		0,0%					
Dünya	6.289,6		6.290,7		Dünya	1.008,0		990,2		
Bölgeler	OECD	1.485,0	23,6%	1.197,7	19,0%	OECD	560,1	55,6%	509,2	51,4%
	Asya	4.398,5	69,9%	4.729,9	75,2%	Asya	304,1	30,2%	337,6	34,1%
	Amerika	1.064,6	16,9%	755,2	12,0%	Amerika	87,1	8,6%	78,7	8,0%
	BDT(CIS)	427,3	6,8%	447,4	7,1%	BDT(CIS)	87,3	8,7%	85,1	8,6%
	Avrupa	136,5	2,2%	89,0	1,4%	Avrupa	529,4	52,5%	488,8	49,4%
	AB	131,8	2,1%	86,8	1,4%	AB	394,1	39,1%	371,4	37,5%
	Afrika	231,7	3,7%	267,7	4,3%	Afrika	-	0,0%	-	0,0%
	OPEC	4,7	0,1%	4,3	0,0%	OPEC	-	0,0%	-	0,0%

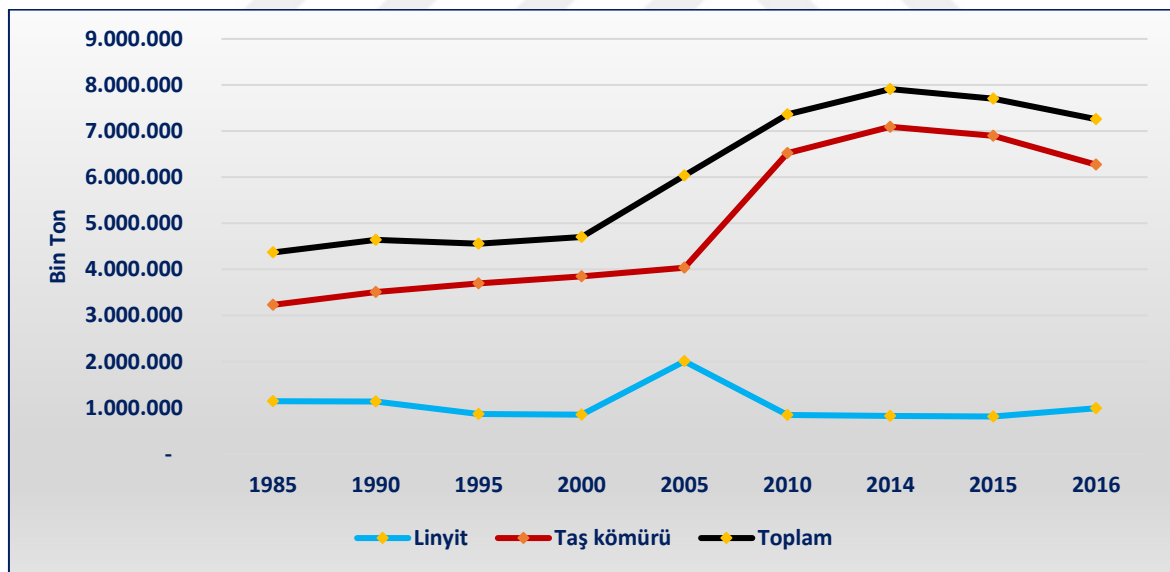
(BGR, 2017)

2016 yılı itibarıyla Çin, 3.242 milyon tonluk üretim ve %44,5'lik payla dünya kömür üretiminde açık ara ilk sırada yer almaktadır. Çin'i sırasıyla %9,7'lik payla Hindistan ve %9'luk payla ABD takip etmektedir (Çizelge 2.7).

2016 yılı itibarıyla Çin, 3.102 milyon tonluk üretim ve %49,3'lük payla dünya taş kömürü üretiminde açık ara ilk sırada yer almaktadır. Çin'i sırayla %10,5'luk payla Hindistan ve %9,4'lük payla ABD takip etmektedir (Çizelge 2.7).

2016 yılı itibarıyla Almanya, 171 milyon tonluk üretim ve %17,3'lük payla dünya linyit üretiminde ilk sırada yer almaktadır. Almanya'yı sırasıyla %14,1'lik payla Çin ve %7,4'lük payla Rusya takip etmektedir (Çizelge 2.7).

Dünya kömür tüketimi 1985-2016 yılları arasında ortalama olarak %1,7 artarak 4.365 milyon tondan 7.261 milyon tona ulaşmıştır. 2016 yılında gerçekleşen miktarın %14'ü linyit, %86'sı ise taş kömürüdür (Şekil 2.8).



Şekil 2.8 1985-2016 Yılları Arası Dünya Kömür Tüketimi (BGR, 2017)

1990-2000 yılları arasında durağan bir şekilde yıllık ortalama 4.500 milyon ton tüketim bandında ilerleyen toplam kömür tüketimi, 2000 yılından sonra taş kömürü ve özellikle de linyit tüketiminde yaşanan 2 katlık büyüme ile 2005 yılında 6.000 milyon ton bandına, 2005 yılından sonra ise linyit tüketimindeki yarıya yakın azalmaya rağmen taş kömürü tüketimindeki %62'lik artış toplam kömür tüketimini 2010 yılında 7.361 milyon

tona çıkarmıştır. 2010 yılından sonra ise linyit tüketiminde durağanlık, taş kömürü tüketiminde ise 2016 yılında 2010 yılına göre yıllık ortalama %0,6'lık bir azalış söz konusudur.

Çizelge 2.8 2016 Yılı Ülkeler Bazında Dünya Kömür Tüketim Miktarları (milyon ton)

2016						
	Ülke	Taş kömürü	Oran(%)	Ülke	Linyit	Oran(%)
Ülkeler	Çin	3.349,4	53,4%	Almanya	168,2	17,0%
	Hindistan	852,9	13,6%	Çin	140,0	14,2%
	ABD	548,7	8,7%	Rusya	73,7	7,5%
	Japonya	189,7	3,0%	ABD	66,2	6,7%
	G. Afrika	178,5	2,8%	Polonya	60,2	6,1%
	Rusya	168,7	2,7%	Endonezya	60,0	6,1%
	Kore	136,2	2,2%	Avustralya	59,7	6,1%
	Polonya	69,7	1,1%	Türkiye	56,9	5,8%
	Kazakistan	69,0	1,1%	Hindistan	45,3	4,6%
	Almanya	56,9	0,9%	Yunanistan	32,3	3,3%
	Türkiye	37,5	0,6%			
	Dünya	6.274,2		Dünya	986,8	
Bölgeler	OECD	1.275,4	20,3%	OECD	505,9	51,3%
	Asya	4.845,8	77,2%	Asya	337,6	34,2%
	Amerika	640,8	10,2%	Amerika	78,7	8,0%
	BDT(CIS)	297,1	4,7%	BDT(CIS)	85,1	8,6%
	Avrupa	279,8	4,5%	Avrupa	485,4	49,2%
	AB	239,3	3,8%	Avrupa Birliği	368,0	37,3%
	Afrika	195,6	3,1%	Afrika	-	
	OPEC	8,7	0,2%	OPEC	-	

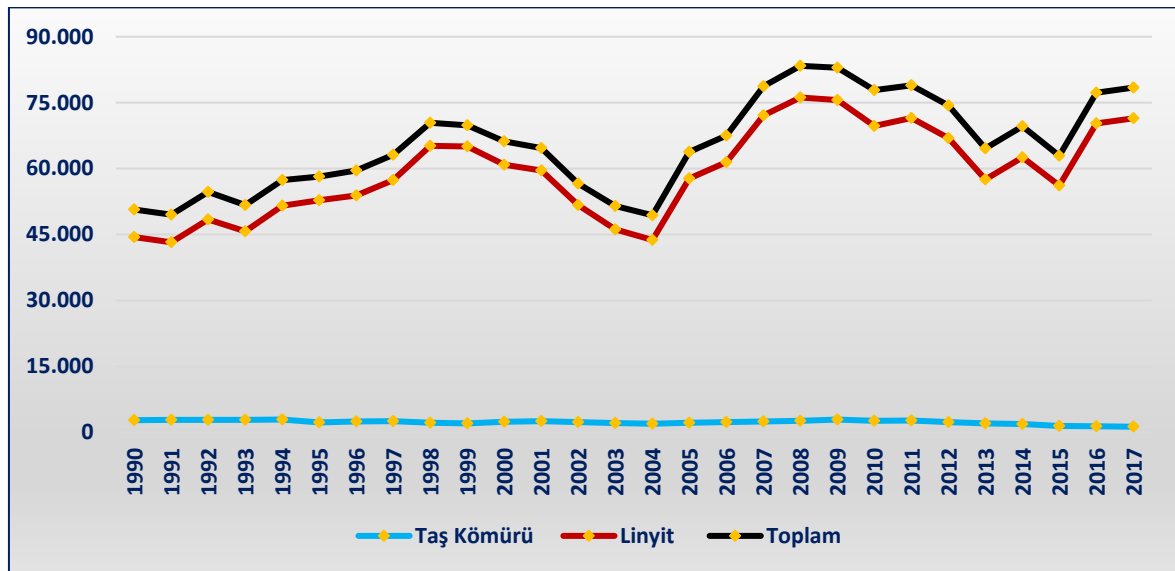
2016 yılı itibarıyla Çin, 3.489 milyon tonluk tüketim ve %48'lik payla dünya kömür tüketiminde açık ara ilk sırada yer almaktadır. Çin'i sırasıyla %12,4'lik payla Hindistan ve %8,4'lük payla ABD takip etmektedir (Çizelge 2.8).

2016 yılı itibarıyla Çin, 3.349 milyon tonluk tüketim ve %53,4'lük payla dünya taş kömürü tüketiminde açık ara ilk sırada yer almaktadır. Çin'i sırayla %13,6'lık payla Hindistan ve %8,7'lik payla ABD takip etmektedir (Çizelge 2.8).

2016 yılı itibarıyla Almanya, 168,2 milyon tonluk tüketim ve %17'lik payla dünya linyit tüketiminde ilk sırada yer almaktadır. Almanya'yı sırasıyla %14,2'lik payla Çin ve %7,5'lik payla Rusya takip etmektedir (Çizelge 2.8).

2.3.2. Türkiye Kömür Üretimi ve Tüketimi

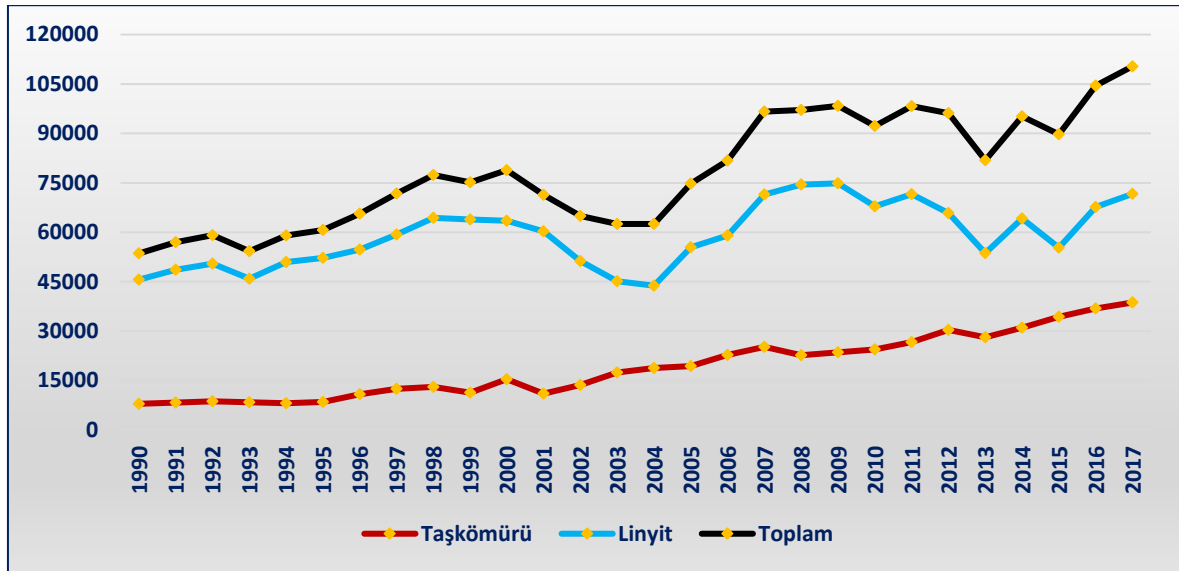
Türkiye’de kömür üretim miktarı yıllar itibarıyla doğrusal olmayan bir çizgide hareket etmektedir. Bu durum temel olarak belli yıllarda artan keşifler ve paralel olarak rezervlerle doğru orantılı bir şekilde hareket etmektedir. Örnek olarak 2005-2008 yılları arasında EÜAŞ tarafından finanse edilen ve Maden Tetkik Arama (MTA) tarafından uygulanan Afşin-Elbistan Linyit Havzası detaylı linyit aramaları ve diğer havzalarda TKİ tarafından desteklenen ve MTA tarafından yapılan arama çalışmaları ile Türkiye’nin linyit rezervleri ve paralel olarak üretim miktarları artmıştır. Türkiye’de kömür üretimi genel olarak taş kömürü ve linyit şeklinde değerlendirilmektedir. Taş kömürü üretimi, TTK tarafından, linyit üretimi ise EÜAŞ, TKİ ve Özel Sektör tarafından yapılmaktadır. Şekil 2.9’da Türkiye kömür üretiminin 1990-2017 dönemindeki değişimi gösterilmiştir. 2002 yılında yaklaşık 56 milyon ton olan kömür üretimi 2004 yılına kadar 49,37 milyon ton seviyesine kadar geriledikten sonra detaylı aramalarla beraber 83,4 milyon ton ile tarihteki en yüksek seviyeye ulaşmıştır. Kömür üretimi, 2011-2015 döneminde 2014 yılı hariç düşüşe geçmiştir. 2017 yılı sonu itibarıyla yıllık kömür üretimi 78,4 milyon tondur. Bu miktarın yaklaşık %91’ini linyit, %1,6’sını taşkömürü ve yaklaşık %7’sini asfaltit ve kok kömürü oluşturmaktadır.



Şekil 2.9 Yıllar İtibarıyla Türkiye Kömür Üretimi (bin ton)

Türkiye’de kömür tüketim miktarı yıllar itibarıyla kömür üretim miktarıyla aynı şekilde doğrusal olmayan bir çizgide hareket etmektedir. Kömür üretiminden farklı olarak, yıllar içinde taş kömürü tüketiminin özellikle de 2000 yılından sonra ithalatının da etkisiyle

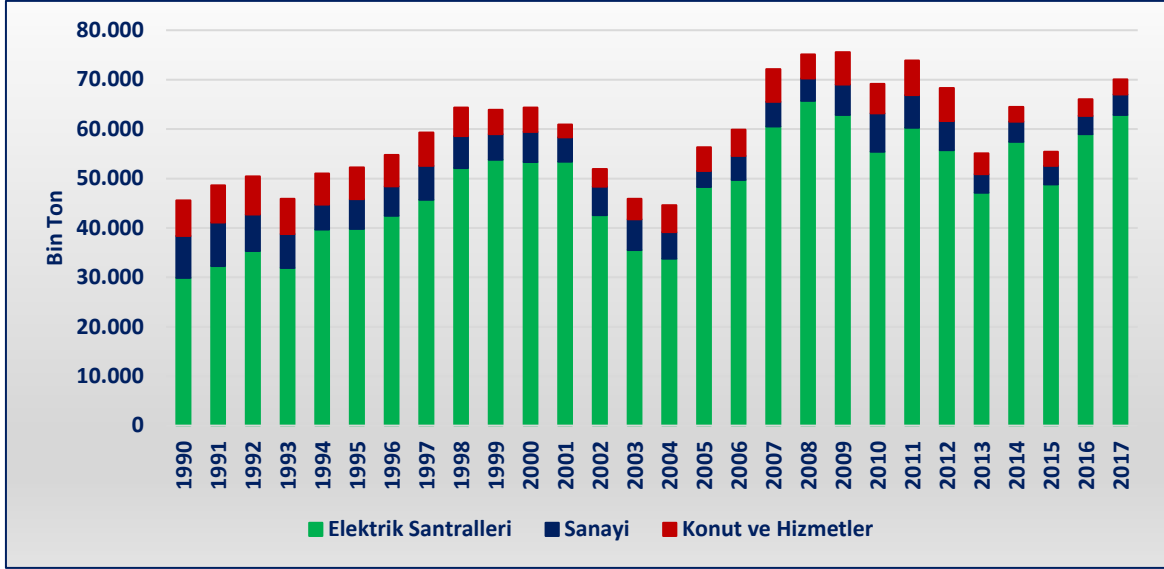
miktarı önemli derecede artmaktadır. Genel olarak ise özellikle 2004-2007 yılları arasındaki artış dikkat çekmektedir. 2003 yılında 62,51 milyon ton olan kömür tüketim miktarı, hem linyit hem de taşkömürü talebindeki artışla yükselmiş ve 2009 yılında 98,356 milyon ton seviyesine ulaşmıştır. 2011 ve 2012 yıllarında benzer miktarlara ulaşan kömür tüketim miktarı 2013 yılındaki azalışla 81,80 milyon tona kadar gerilemiş ancak 2016 ve 2017 yıllarında ise 100 milyon seviyesine ulaşmıştır (Şekil 2.10).



Şekil 2.10 Yıllar İtibarıyla Türkiye Kömür Tüketimi (bin ton) (ETKB, 2017)⁵

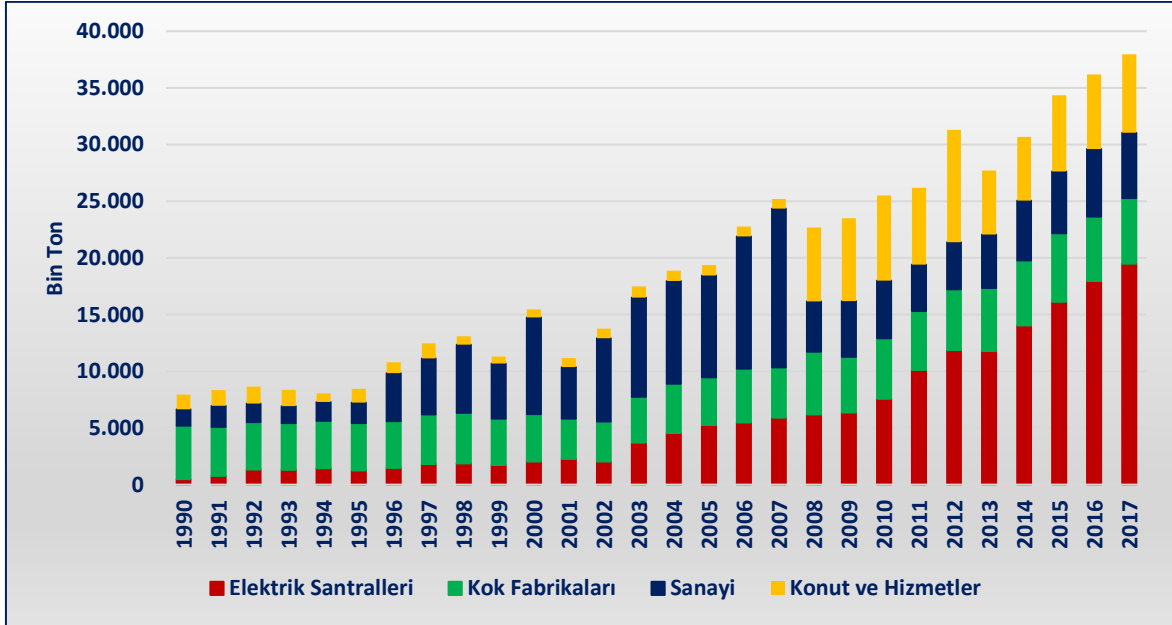
Linyit büyük oranda elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaktadır. 1990 yılında üretilen linyitin %66'sı elektrik üretiminde, %18'si sanayide, %16'sı konut ve hizmetlerde kullanılırken, 2017 yılında üretilen linyitin %89,7'si elektrik üretiminde, %6'sı sanayide, %4,3'ü konut ve hizmetlerde kullanılmaktadır (Şekil 2.11)

⁵ Toplam kömür tüketim miktarına asfaltit ve kok kömürü dahil edilmiş olup, şekilde 2.11'de bu kömür çeşitlerine yer verilmemiştir.



Şekil 2.11 Yıllar İtibarıyla Türkiye’de Tüketilen Linyitin Sektörel Dağılımı (ETKB, 2017)

Türkiye’de tüketilen taş kömürünün yıllar içindeki sektörel baz da kullanım oranları incelendiğinde, 1990 yılında %6’sı elektrik üretiminde, %59’u kok fabrikalarında, %18’i sanayide, %16’sı konut ve hizmetlerde kullanılırken, 2017 yılında %52’si elektrik üretiminde, %15’i kok fabrikalarında, %15’i sanayide, %18’si konut ve hizmetlerde kullanılmaktadır (Şekil 2.12).



Şekil 2.12 Yıllar İtibarıyla Türkiye’de Tüketilen Taş Kömürünün Sektörel Dağılımı

2.4. Bölüm Genel Değerlendirmesi

Bu bölümde ortaya konan bilgiler kapsamında, yaklaşık iki yüz yıldır dünya ekonomileri üzerinde belirleyici rol oynayan kömürün geleceğine ilişkin bir çözümlemenin rezerv-üretim-tüketim *üçlemesiyle* sınırlı olmayarak, birbirinden ayrı, ancak sebep-sonuç ilişkileriyle sürekli birbirleriyle etkileşim halinde olan ve genel olarak jeopolitik, iklim ve teknoloji başlıkları altında toplanabilecek bir dizi parametrenin incelenmesi yoluyla yapılabilmesi mümkündür.

Kömürün gelecekteki yönü, büyük ölçüde, kendisine rakip enerji kaynaklarıyla ilgili yaşanacak gelişmelere de bağlı olacaktır. Bununla beraber, bugünden bakıldığında, kömürün geleceğini belirleyecek asıl unsurlar, kömür endüstrisinin kendi iç dinamiklerinden (Örn; Karbon Yakalama ve Depolama ve Temiz Kömür Teknolojileri vb.) kaynaklanacak gibi görünmektedir.

Kömürün emisyon kaynaklı zararı yüzünden kısılmalı düşüncesinin aksine, kömür tüketimindeki teknolojik verimlilik arttırıcı gelişmelere odaklanılmasına paralel olarak yeşil enerji veya verimlilik yönündeki yaşanan gelişmeleri, örnek olarak ABD hükümetinin kömür sektörü için olumsuz kararların alındığı düşüncesinin hakim olduğu Paris İklim Antlaşması'ndan çekilmesinin, önümüzdeki yıllarda oldukça tetikleyeceğini göstermektedir. Türkiye açısından da mevcut en önemli enerji politikalarının başında gelen yerli kaynaklardan enerji üretimi stratejisinin olduğu ve bu stratejiye karşı olan analizlerinde söz konusu gelişmeler altında değerlendirilmesinin önem arz ettiği değerlendirilmektedir. Unutulmamalıdır ki bir ülkedeki verimlilik arttırıcı çabalar sadece kendini ilgilendiren konuların kapsamından çıkmayacak şekilde değerlendirilmemesi gerekmektedir. Bu anlamda yerli üretim potansiyelini kullanmadan verimlilik çabalarına girmek, bazı konularda verimlilik arttırıcı sonuçlar doğurabilmekle beraber, söz konusu yerli potansiyellerin verimli şekilde kullanılmaması ülke olarak genel etkinliği son derece etkileyeceği muhakkaktır.

3. BÖLÜM

YERLİ KÖMÜRLERİN ELEKTRİK ÜRETİMİNDE KULLANIMI

3.1. Kömür Santralleri Özelleştirmeleri

3.1.1. Kömür Santralleri Gelişimi ve Özelleştirmeleri

Türkiye kömür sektörü yapısının kamu işletmeciliği temelinde yapılandırılması 1935 yılına kadar uzanmaktadır. 1930'lu yıllarda Maden Tetkik Arama Enstitüsü, Elektrik İşleri Etüt İdaresi ve Etibank birbirlerine bağlı olarak kurulmuş olup; Etibank'ın kuruluş amaçları arasında, kömür ocaklarını ve kömüre dayalı santralleri kurup işletmek de bulunmaktaydı. Böylece daha önce mevcut olmayan merkezi kurumsal yapı kömür faaliyetleri için de ortaya çıkmıştır. Bu süre zarfı içinde Zonguldak Havzası'ndaki kömür ocakları ile Seyitömer ve Tunçbilek gibi linyit ocakları devletleştirilerek Etibank'a devredilmiştir (Tamzok, 2014). Bu anlamda İkinci Dünya Savaşı bittiğinde taş kömürü üretiminin tamamı ve linyit üretiminin yaklaşık %80'ine yakını kamu kuruluşları tarafından yapılmaktaydı. 1957 yılına gelindiğinde Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) kurulmuş ve Etibank'a bağlı tüm kömür sahaları bu kuruma bağlanmıştır.

1970'li yıllardaki petrol krizlerinin etkisiyle kömüre dayalı termik santral projeleri gündeme gelmiş olup, 1978 yılında "Devletçe İşletilecek Madenler Hakkında Kanun" yayımlanarak özel sektöre ait çok sayıda linyit sahası elektrik üretiminde kullanılmak üzere TKİ'ye devredilmiştir (ETKB, 1978). Bu düzenlemeler sonrasında; Seyitömer, Tunçbilek B, Soma B, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Afşin-Elbistan A, Çayırhan, Kangal ve Orhaneli gibi linyite dayalı büyük ölçekli termik santraller için gerekli olan yakıtı sağlayacak kömür üretim projeleri TKİ tarafından hızla devreye sokulmuştur. 1989 yılında Sivas-Kangal, 1995 yılında Afşin-Elbistan ve 2000 yılında da Çayırhan kömür işletmeleri, bazı kurumların zaman içerisinde yapılanmasıyla ortaya çıkan kurumlara (TEK, TEAŞ, EÜAŞ) devredilmiştir.

Bu anlamda yerli kömüre dayalı santral kapasitesinin yarısına yakını 1980-1990 yılları arasında tesis edilmiş olup, küçük ölçekli bazı santraller dışında bu santrallerin tamamı 2013 yılına kadar kamu mülkiyetinde kalmıştır (Taşkömürü üretiminin tamamı TTK, linyit

üretimine ise %90'ı TKİ ve EÜAŞ) (TKİ, 2014). Ancak elektrik sektörünün yeniden yapılandırılması kapsamında Özelleştirme İdaresi Başkanlığı ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından sürdürülmekte olan çalışmaların hızlanmasıyla kömür sahalarının özel sektöre devrine ilişkin net sonuçlar da ortaya çıkmaya başlamıştır. Bu sonuçlar sırasıyla şu şekildedir (ÖİB, 2017):

- ÖYK'nın 30.10.2012 tarihli ve 2012/161 no.lu kararına istinaden Seyitömer Termik Santralinin "Varlık Satışı" "İşletme Hakkı Devri" yöntemi ile bir bütün halinde özelleştirilmesi amacıyla 06.11.2012 tarihinde ihale ilanına çıkılmış olup, 17.06.2013 tarihinde Satış ve İşletme Hakkı Devir Sözleşmesi imzalanmıştır.
- ÖYK'nın 22.10.2012 tarih ve 2012/156 no.lu kararına istinaden Kangal Termik Santralinin "Varlık Satışı" "İşletme Hakkı Devri" yöntemi ile bir bütün halinde özelleştirilmesi amacıyla 06.11.2012 tarihinde ihale ilanına çıkılmış olup, 14.08.2013 tarihinde Satış ve İşletme Hakkı Devir Sözleşmesi imzalanmıştır.
- ÖYK'nın 26.08.2013 tarihli ve 2013/146 sayılı kararına istinaden Yeniköy Yatağan Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. (YEAŞ)'ye ait; Yatağan Termik Santralinin, Güney Ege Linyitleri İşletmesi (GELİ) tarafından kullanılan taşınırların, Yatağan Termik Santrali tarafından kullanılan taşınmazların, GELİ'nin üzerinde bulunduğu taşınmazların ve GELİ tarafından kullanılan taşınmazların "Varlık Satışı" "İşletme Hakkı Devri" yöntemi ile bir bütün halinde özelleştirilmesi amacıyla 23.11.2013 tarihinde ihale ilanına çıkılmış olup 01.12.2014 tarihinde Satış ve İşletme Hakkı Devir Sözleşmesi imzalanmıştır.
- ÖYK'nın 15.03.2013 tarihli ve 2013/56 sayılı kararına istinaden Çatalağzı Termik Santrali ile Santral tarafından kullanılan taşınmazların "Varlık Satışı" yöntemi ile özelleştirilmesi amacıyla 23.11.2013 tarihinde ihale ilanına çıkılmış olup 22.12.2014 tarihinde Satış Sözleşmesi imzalanmıştır.
- ÖYK'nın 26.08.2013 tarihli ve 2013/146 sayılı kararına istinaden Kemerköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. (KEAŞ)'ye ait Kemerköy Termik Santralinin, Yeniköy Yatağan Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. (YEAŞ)'ye ait Yeniköy Termik Santralinin ve Yeniköy Linyitleri İşletmesi (YLİ) tarafından kullanılan taşınırların, Kemerköy ve Yeniköy Termik Santralleri tarafından kullanılan taşınmazların, YLİ'nin üzerinde bulunduğu taşınmazların ve YLİ tarafından kullanılan taşınmazların "Varlık Satışı" "İşletme Hakkı Devri" yöntemi ile bir bütün halinde (Kemerköy ve Yeniköy Termik

Santralleri ile Kemerköy Liman Sahası) özelleştirilmesi amacıyla 23.11.2013 tarihinde ihale ilanına çıkmış olup, 23.12.2014 tarihinde satış sözleşmemiz imzalanmıştır.

- ÖYK'nın 07.08.2014 tarihli ve 2014/75 sayılı kararına istinaden EÜAŞ'a ait Orhaneli ve Tunçbilek Termik Santrallerinin, Soma Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. (SEAŞ)'ye ait Bursa Linyitleri İşletmesi (BLİ) tarafından kullanılan taşınırların, Orhaneli ve Tunçbilek Termik Santralleri ile BLİ tarafından kullanılan taşınmazların "Varlık Satışı" "İşletme Hakkı Devri" yöntemi ile bir bütün halinde özelleştirilmesi ihalesine 23.09.2014 tarihinde çıkmış olup, 22.06.2015 tarihinde satış sözleşmesi imzalanmıştır.
- ÖYK'nın 07.08.2014 tarihli ve 2014/75 sayılı kararına istinaden Soma Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.'ye ait Soma B Termik Santralının ve Soma B Termik Santrali tarafından kullanılan taşınmazların "Varlık Satışı" yöntemi ile özelleştirilmesi ihalesine 23.09.2014 tarihinde çıkmış olup, 22.06.2015 tarihinde satış sözleşmesi imzalanmıştır.

Böylelikle, ortalama yaşları 30 olan ve toplam kurulu gücün yaklaşık %7'sine denk gelen 5000 MW gücündeki 9 adet santral üç yıldan daha kısa bir sürede özelleştirilmiştir. İşletme hakkı verilen kömür rezervlerinin özelleştirme geliri, toplam 8,7 milyar dolardır (Çizelge 3.1).

Çizelge 3.1 Kamu ve Özel Sektöre Ait Kömür Santralleri ve Sahaları

SANTRAL ADI	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAHİBİ KURULUŞ	KÖMÜR SAHASI VE RUHSAT SAHİBİ KURULUŞ	DEVRALAN ŞİRKET	ÖZELLEŞTİRME BEDELİ (MİLYON \$)
AFŞİN ELBİS.-B	1440	EÜAŞ	AFŞİN ELBİSTAN ÇÖLLOLAR (PARK TERMİK)	-	-
AFŞİN ELBİS.-A	1355	EÜAŞ	AFŞİN ELBİSTAN KIŞLAKÖY (EÜAŞ)	-	-
SOMA-B	990	SÜŞ	SOMA (TKİ)	Konya Şeker	685,5
KEMERKÖY	630	SÜŞ	MİLAS-YATAĞAN (LİMAK-İÇTAŞ, İHD)	Limak-İçtaş	
YATAĞAN	630	SÜŞ	YATAĞAN (BEREKET, İHD)	Bereket	1091
ÇAYIRHAN	620	SÜŞ	ÇAYIRHAN (PARK TERMİK, İHD)	-	-
SEYİTÖMER	600	SÜŞ	SEYİTÖMER (ÇELİKLER, İHD)	Çelikler	2248
KANGAL	457	SÜŞ	KANGAL (KONYA ŞEKER, İHD)	Konya Şeker	985
YENİKÖY	420	SÜŞ	MİLAS-YATAĞAN (LİMAK-İÇTAŞ, İHD)	Limak-İçtaş	
TUNÇBİLEK	365	SÜŞ	TUNÇBİLEK (TKİ)	Çelikler	
ÇAN	320	EÜAŞ	ÇAN (TKİ)	-	-
ORHANELİ	210	SÜŞ	ORHANELİ (ÇELİKLER, İHD)	Çelikler	

Çizelge 3.2 2016 Yılı Sonu İtibarıyla Linyit Yakıtlı Santraller

KURULUŞ	SANTRAL ADI	ÜNİTE SAYISI	KURULU GÜÇ (MW)
EÜAŞ	AFŞİN ELBİSTAN-B	4	1440
EÜAŞ	AFŞİN ELBİSTAN-A	4	1355
SÜŞ	SOMA-B	6	990
SÜŞ	KEMERKÖY	3	630
SÜŞ	YATAĞAN	3	630
İHD	ÇAYIRHAN	4	620
SÜŞ	SEYİTÖMER	4	600
SÜŞ	KANGAL	3	457
SÜŞ	TUFANBEYLİ TES	2	450
SÜŞ	YENİKÖY	2	420
SÜŞ	TUNÇBİLEK	3	365
EÜAŞ	ÇAN	2	320
SÜŞ	AKSA GÖYNÜK TES	1	270
SÜŞ	ORHANELİ	1	210
SÜŞ	YUNUS EMRE TES	1	145
SÜŞ	POLAT TES	1	51
50 MW Üstü Santral Sayısı: 16 / Toplam Santral Sayısı: 46			

Kömür sektörünün özelleştirilmesi kapsamında bir diğer faaliyet alanı ise 2005-2012 yılları arasında geliştirilen yeni linyit sahalarının elektrik üretiminde değerlendirilmesi ile ilgilidir (TKİ, 2014). Konya-Karapınar sahasında 1,8 milyar ton, Eskişehir-Alpu sahasında 1,5 milyar ton, Trakya kömür havzasında 1.5 milyar ton ve Afyon-Dinar sahasında 1 milyar ton rezervlere sahip yeni kömür havzalarının ekonomiye kazandırılması amacıyla 2020 yılına kadar 5000 MW'lık yerli kömüre dayalı termik santral kurulması hedeflenmektedir. Bu sahaların ETKB'nin Çayırhan B sahası ile Türkiye'de ilk kez uygulamaya başlayacağı açık eksiltme usulüyle ekonomiye kazandırılması planlanmaktadır (ETKB, 2016).

Yaklaşık 5,5 milyar ton ile linyit kaynaklarımızın en önemli kısmına sahip olan Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda ise yukarıda özelleştirilmesi yapılan santral ve sahalardan oldukça farklı bir özelleştirme metodu arayışının olduğu görülmektedir. Söz konusu metodun daha çok milletlerarası işbirliklerini de içeren bir kamu-özel ortaklığı modeli doğrultusunda olduğu değerlendirilmektedir (Tamzok, 2014).

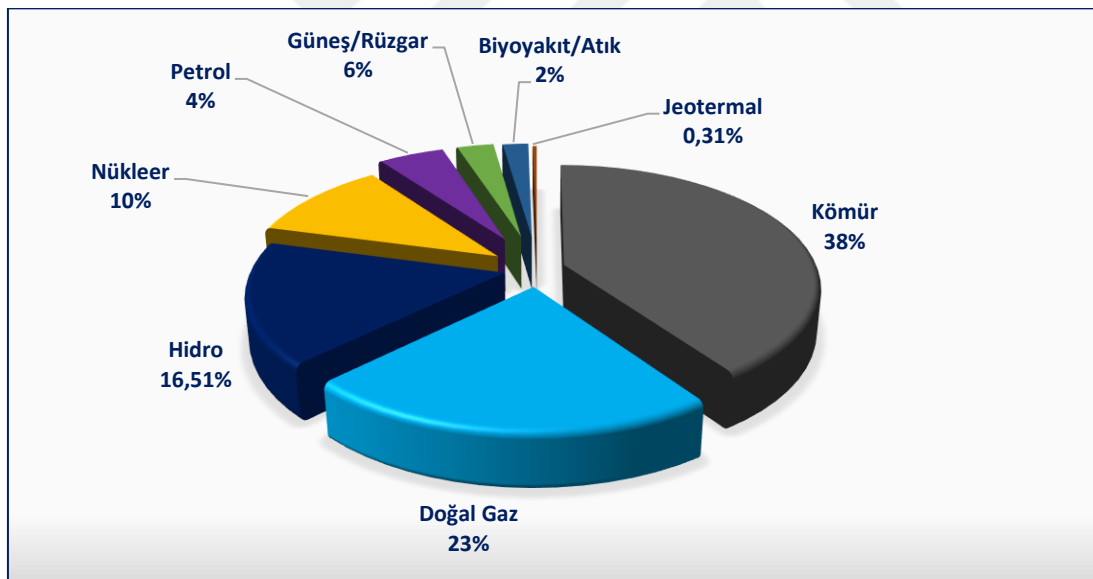
Bu kapsamda Türkiye kömür sektörünün yaklaşık 80 yıl süren kamu ağırlıklı yapısının çok yakın bir gelecekte ortadan kalkacağı değerlendirilmektedir. Son dönemde bu yönde yapılan çalışmaların hız kazandığı dikkate alındığında, kamu işletmeleri yerlerini yakın bir zamanda özel sektör işletmelerine bırakacakları öngörülmektedir. Bu anlamda sektörün önemli kuruluşlarından olan TKİ'nin ve EÜAŞ'ın kömür sektöründe kendilerine yeni bir

yön çizmesi beklenmektedir⁶. Söz konusu durumun sektörün kamu kesiminde yapılması muhtemel yeni bir kömür yapılanması için büyük bir fırsat olacağı değerlendirilmektedir.

3.2. Türkiye’de Kömüre Dayalı Santraller

Günümüzde dünyada kömür kaynaklı elektrik üretimi oranları diğer kaynaklardan elektrik üretim oranları arasında en yüksek orana sahiptir. 2017 yılında yaklaşık 25.979 TWh olarak gerçekleşen dünya toplam elektrik üretiminin %38’i kömürden elde edilmiş olup, diğer kaynakların dağılımında ise doğal gaz %23, hidrolik %16, nükleer %10, diğer yenilenebilir kaynaklar %8 paya sahiptir (Şekil 3.1).

Kömürün kendi içindeki dağılımı incelendiğinde linyitin toplam elektrik enerjisi üretimindeki payı %8, taş kömürünün toplam elektrik enerjisi üretiminin %32, diğer kömür çeşitlerinin ise %1 civarındadır.



Şekil 3.1 Dünya Elektrik Üretimini Kaynaklara Göre Dağılımı (%) (IEA, 2018)

OECD ülkelerinin 1990-2017 yılları itibarıyla toplam elektrik üretim değerleri ve kömür kaynaklı elektrik üretim değerlerinin toplam elektrik üretim değerleri içindeki payları Çizelge 3.3’te gösterilmektedir (IEA, 2017).

⁶ Çayırhan ve Afşin Elbistan sahalarının özel sektöre aktarılmasından sonra

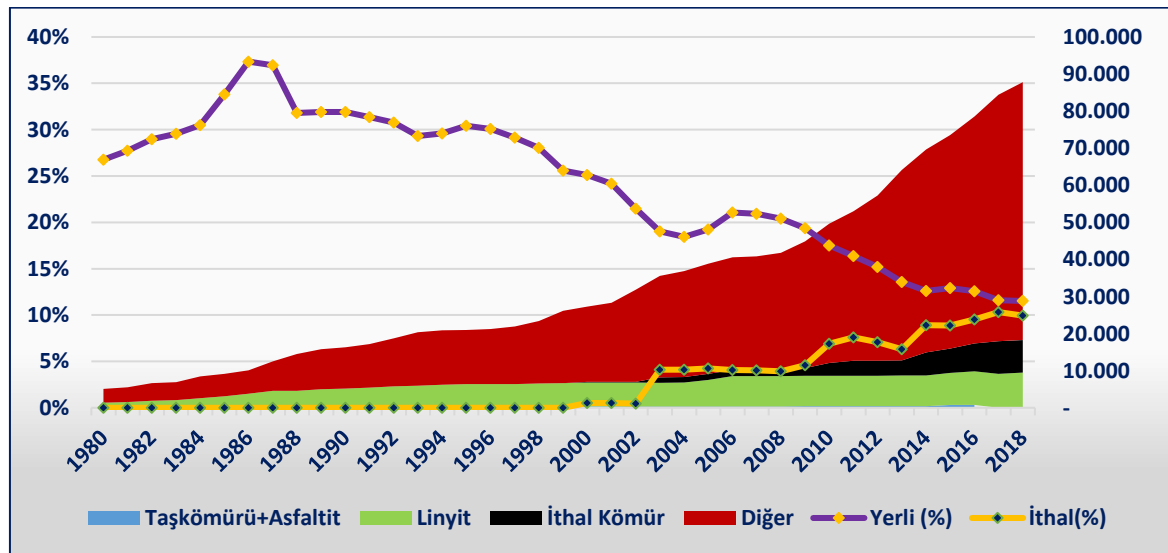
Çizelge 3.3 1990-2017 Yılları İtibarıyla Bazı OECD Ülkelerinin Elektrik Üretimleri ve Kömür Kaynaklı Elektrik Üretim Oranları

Yıllar	1990		1995		2000		2005		2010		2015		2016		2017	
Ülkeler	Elektrik Üretimi (GWh)	Kömür Oranı (%)	Elektrik Üretimi (GWh)	Kömür Oranı (%)	Elektrik Üretimi (GWh)	Kömür Oranı (%)	Elektrik Üretimi (GWh)	Kömür Oranı (%)	Elektrik Üretimi (GWh)	Kömür Oranı (%)	Elektrik Üretimi (GWh)	Kömür Oranı (%)	Elektrik Üretimi (GWh)	Kömür Oranı (%)	Elektrik Üretimi (GWh)	Kömür Oranı (%)
Avustralya	155.019	78,40%	173.159	80,00%	210.224	82,90%	228.650	79,40%	252.698	71,30%	248.686	63,50%	256319	0,00%	259970	0,00%
Kanada	482.152	17,10%	560.116	15,60%	605.707	19,40%	621.705	16,20%	595.951	13,30%	631.566	8,60%	667.327	9,30%	674.321	9,00%
Şili	18.372	35,50%	28.027	22,80%	40.078	21,10%	52.484	13,70%	60.434	27,90%	74.097	35,10%	79.308	38,10%	78.946	36,90%
Çek Cum.	62.559	76,10%	60.847	73,70%	73.466	74,80%	82.578	63,30%	85.910	58,40%	83.887	53,10%	82.107	54,40%	85.862	51,20%
Danimarka	25.982	90,70%	36.758	74,40%	36.053	46,20%	36.246	42,70%	38.862	43,80%	28.730	24,20%	30.522	29,00%	30.426	19,60%
Finlandiya	54.377	23,60%	64.035	26,80%	69.976	18,80%	70.582	16,60%	80.674	26,50%	68.596	13,30%	68.752	11,10%	67.425	9,90%
Fransa	420.751	8,40%	494.274	5,40%	539.954	5,70%	576.062	5,30%	569.097	4,60%	568.180	2,20%	551.338	1,90%	548.940	2,50%
Almanya	550.015	58,50%	537.284	55,20%	576.543	52,80%	622.579	47,80%	632.983	43,20%	651.504	43,30%	643.531	42,50%	648.989	38,90%
Yunanistan	35.003	71,90%	41.552	69,10%	53.843	63,70%	60.020	59,20%	57.392	53,70%	47.961	46,10%	54.416	34,70%	58.742	35,40%
Macaristan	28.436	30,50%	34.018	27,10%	35.191	27,60%	35.756	20,00%	37.371	17,00%	30.191	19,50%	31.859	18,10%	32.802	15,40%
İrlanda	14.515	56,20%	17.859	50,60%	23.977	35,80%	25.970	34,00%	28.685	19,90%	28.663	25,90%	30.126	15,60%	30.691	11,90%
İsrail	20.898	50,10%	30.425	62,50%	42.661	68,80%	48.602	74,70%	58.591	58,50%	65.231	45,00%	66.976	36,10%	67.863	32,40%
İtalya	216.600	16,50%	241.489	11,40%	276.641	11,00%	303.700	16,30%	302.063	14,70%	282.038	16,60%	287.943	13,30%	293.333	11,80%
Japonya	881.500	13,40%	1.010.880	16,60%	1.099.671	21,30%	1.139.245	27,00%	1.147.899	27,00%	1.014.931	33,80%	1.051.795	33,20%	1.077.232	33,50%
Güney Kore	105.371	16,80%	183.857	26,80%	290.126	38,40%	389.390	38,20%	499.508	43,90%	548.693	43,00%	558.816	42,00%	561.340	46,00%
Meksika	115.837	6,70%	152.248	10,10%	205.675	9,20%	250.718	13,10%	275.537	11,70%	307.419	11,00%	320.353	10,80%	319.451	9,90%
Hollanda	71.939	38,30%	81.167	37,00%	89.631	30,30%	99.921	26,90%	119.270	21,60%	110.003	37,30%	115.170	34,20%	116.585	29,20%
Polonya	136.311	96,10%	139.006	95,70%	145.184	95,00%	156.936	91,30%	157.657	87,80%	164.830	80,60%	166.153	80,00%	169.865	78,50%
İspanya	151.920	39,90%	167.085	40,10%	224.472	36,00%	294.077	27,50%	301.527	8,70%	280.480	19,50%	271.309	13,80%	272.487	17,20%
Türkiye	57.543	35,10%	86.247	32,50%	124.922	30,60%	161.956	26,70%	211.208	26,10%	259.690	28,30%	274.408	33,60%	297.278	32,80%
İngiltere	319.737	64,60%	334.041	46,50%	377.069	32,40%	398.355	34,20%	381.771	28,50%	337.703	22,80%	336.440	9,40%	332.991	7,00%
ABD	3.218.621	52,80%	3.582.114	51,20%	4.052.667	52,50%	4.294.368	50,20%	4.378.430	45,50%	4.312.198	34,20%	4.299.595	31,50%	4.234.400	31,10%
OECD Amerika	3.834.982	46,80%	4.322.505	44,90%	4.904.127	46,40%	5.219.275	44,00%	5.310.352	40,00%	5.325.280	29,80%	5.366.583	27,60%	5.307.118	27,10%
OECD Asya & Oky.	1.195.053	22,40%	1.434.383	26,20%	1.681.929	32,70%	1.848.855	36,80%	2.003.572	37,20%	1.921.737	40,00%	1.976.939	39,10%	2.009.473	40,00%
OECD Avrupa	2.681.591	38,40%	2.888.734	33,30%	3.253.871	29,70%	3.550.435	28,10%	3.643.807	24,00%	3.575.364	24,00%	3.599.443	21,50%	3.648.064	20,60%
OECD	7.711.626	40,10%	8.645.622	37,90%	9.839.927	38,50%	10.618.565	37,40%	10.957.731	34,10%	10.822.381	29,70%	10.942.965	27,70%	10.964.655	27,30%

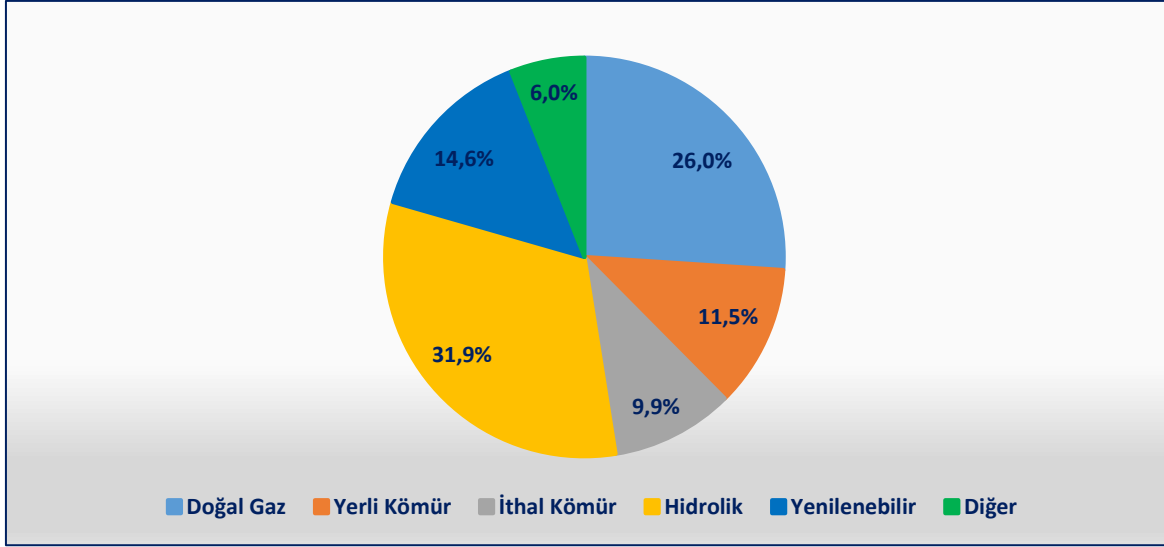
İkinci bölümde verilen bilgiler altında OECD ülkeleri ile bazı Avrupa ülkelerinin kömür tüketimlerini belirli ölçüde düşürdükleri söylenebilmektedir. Ancak, bu düşüşün çizelgeden de görüleceği üzere elektrik üretimindeki kömür kullanım oranını önemli derecede değiştirmede de değerlendirilmektedir. Bu konuda önemli nokta kömür tüketim oranlarındaki azalmanın ne kadarının elektrik üretiminde kullanılan kömürden kaynaklandığıdır. Bu anlamda belirlenecek politikalarda bu husus önemli bir girdi oluşturacaktır. Uluslararası Enerji Ajansı tarafından, mevcut politikaların gelecekte de değişmeden devam edeceği varsayımına göre, kömürün elektrik üretimindeki kullanım payının 2040 yılında %40'lık payını koruyacağı, kömürün elektrik üretimindeki kullanım payının sınırlandırıldığı karşıt politikalarda bile söz konusu oranın azalmasına rağmen diğer kaynakların kömürün payına yaklaşamayacağı, kömürün elektrik üretiminde en yüksek oranda kullanılan yakıt olma özelliğini gelecekte de koruyacağı öngörülmektedir (IEA, 2016).

3.2.1. Türkiye'de Kömür Kaynaklı Santrallerin Gelişimi

Kömür kaynaklı elektrik kurulu gücünün ve elektrik üretiminin Türkiye'deki durumu incelendiğinde yıllar itibarıyla Türkiye toplam kurulu gücü ve kömür yakıtlı santral kurulu gücü değişimleri Şekil 3.2'de gösterilmektedir.

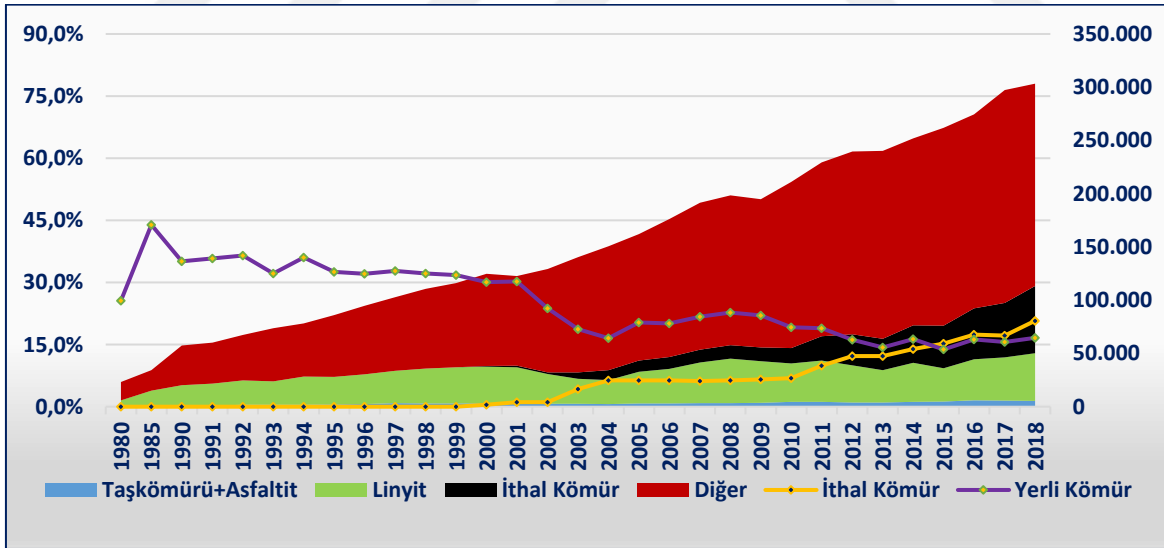


Şekil 3.2 Yıllar İtibarıyla Türkiye Toplam ve Kömür Yakıtlı Elektrik Kurulu Gücü ile Yerli Kömür ve İthal Kömür Kurulu Gücü Payı Görünümü (%-MW)



Şekil 3.3 2018 Yılı Sonu İtibarıyla Kaynak Bazlı Türkiye Elektrik Kurulu Gücü Payları(%)

Ülkemizin 2018 sonu itibarıyla kömür kaynaklı elektrik kurulu gücü payı %22'dir. Yerli kaynaklı kömür oranı toplam kurulu gücün %11,5'ini (10.204 MW), ithal kaynaklı kömür oranı ise toplam kurulu gücün %9,9'unu (8.794 MW) oluşturmaktadır (TEİAŞ, 2018).



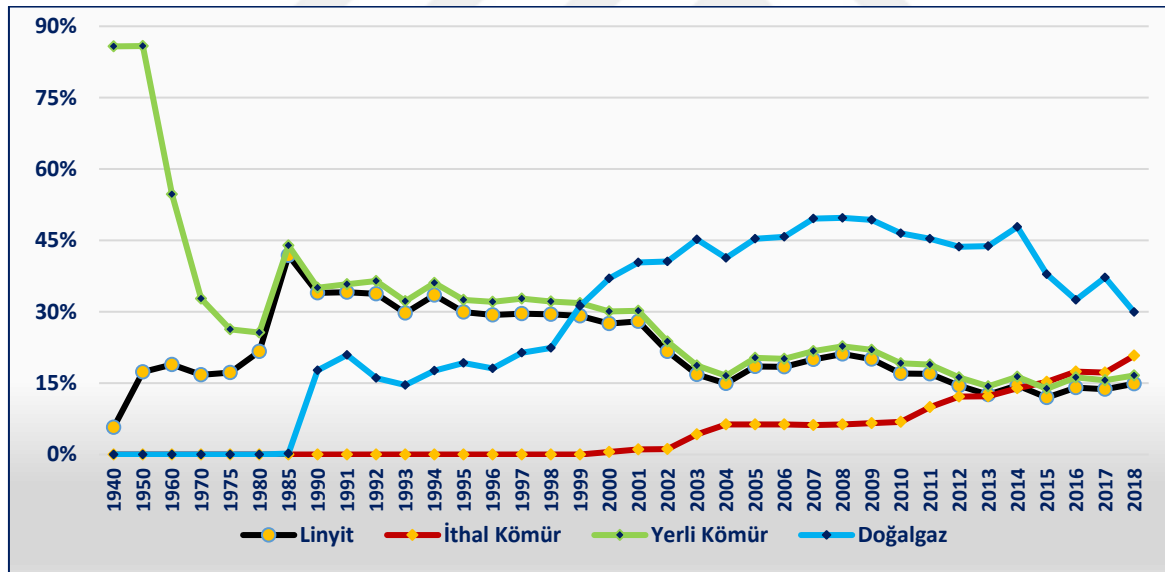
Şekil 3.4 Yıllar İtibarıyla Türkiye Toplam ve Kömür Yakıtlı Elektrik Üretimi ile Yerli ve İthal Kömür Yakıtlı Üretim Payı Görünümü (%-GWh)

Şekil 3.2 ve Şekil 3.4'te yerli kömürün Türkiye elektrik kurulu gücü ve brüt elektrik üretimi içindeki payının her geçen yıl düştüğü görülmektedir. 1987 yılında %37'ye kadar yükselen kömür kaynaklı elektrik kurulu güç oranı 2004 yılında %18'e kadar azalmış, 2006 yılına kadar ise %21 seviyesine yükselmiştir. Ancak bu tarihten sonra tekrar azalma

eğilimine geçerek 2015 yılında %13 seviyelerine gerilemiştir. Kömür kaynaklı elektrik üretim oranında da paralel bir azalma gözlemlenmiş olup, yerli kömürün toplam brüt elektrik üretimi içindeki payı 2018 yılında 50.389 GWh ile %16,6 olmuştur. 2018 yılında ithal kömüre dayalı santrallerin elektrik üretimindeki oranı ise 62.949 GWh ile %20,8'dir.

3.2.2. Yerli Kömüre Dayalı Santraller ve Gelişimi

Ülkemizin elektrik üretimi içerisinde kömür kaynaklı santrallerin payı, 1960'lı yıllara kadar son derece yüksektir. Ancak, 1950'li yılların sonlarından itibaren yüksek kapasiteli hidrolik santrallerin ve 1967 yılından itibaren ise petrol ürünlerinin elektrik üretiminde yoğun şekilde kullanılması, kömürlü santrallerin payını 1970'li yıllar boyunca önemli ölçüde geriletmiştir (TMMOB, 2017). Bununla beraber, özellikle 1970'li yıllarda yaşanan iki büyük petrol krizinin etkisiyle elektrik üretiminde kömür kullanımını tekrar hızlanmış ve 1986 yılında kömürlü santrallerin payı %50'ler düzeyini tekrar yakalamıştır.



Şekil 3.5 Yıllar İtibarıyla Linyit, Taşkömürü, Yerli Kömür ve Doğal Gazın Elektrik Üretimindeki Oranları (%)

Dünya petrol krizinin etkisiyle yapılan petrol aramaları sırasında geniş doğal gaz rezervlerinin bulunması ve gaz çevrim türbin (CCGT) teknolojisindeki gelişmeler dünyada 1980'li yılların ortasından itibaren kömür kaynaklı elektrik üretim santrallerinin yanında doğal gaz kaynaklı elektrik üretim santrallerini de ön plana çıkarmış, paralel olarak Türkiye'de de doğal gaz kaynaklı elektrik üretim santrallerinin sayıları artmaya başlamıştır.

2000 yılından itibaren ise yerli kömürün yanına bir diğer kaynak ithal kömür gelmiştir (Türkeş, 2003).

Şekil 3.5’te görüleceği üzere, yerli kömüre dayalı santral yatırımlarının toplam elektrik üretimindeki paylarının azalmasıyla beraber, ithal kömüre dayalı santral kapasitesi giderek artmaktadır. 2000 yılına kadar elektrik sisteminde ithal kömür santrali bulunmazken bu yıldan itibaren söz konusu santrallerin payı her geçen yıl yükselmiş ve 2015 yılında yerli kömürlü santrallerin payını geçmiştir. 2018 yılı sonu itibarıyla yerli kömür kaynaklı elektrik üretim miktarı oranı %16,6 (50.389 GWh) iken, ithal kömür kaynaklı elektrik üretim miktarı toplam elektrik üretim miktarının %20,8’ini (62.949 GWh) oluşturmaktadır.

İthal kömür kaynaklı santrallerin kurulu güç kapasitesi 8.794 MW olup, yerli kömür kaynaklı santrallerin kurulu güç kapasitesi 10.204 MW’dır. İthal kömür santrallerinin kurulu güç miktarlarının daha düşük olmasına rağmen, üretim miktarlarının fazla olması, ithal kömür santrallerinin yerli kömür santrallerine göre emre amadeliklerinin ve dolayısıyla kapasite faktörlerinin yüksek olduğunu göstermektedir. Bu durum ithal kömür kaynaklı santrallerin daha yeni santraller olması ve yakılan kömür kalitesinin daha durağan olması sebebiyle arıza ve yük düşümlerinin daha az olmasıyla açıklanabilmektedir.

2016 yılı Eylül ayına kadar yaşanan gelişmeler, ithal kömür kaynaklı santral yatırımlarının önümüzdeki yıllarda da hızla artacağı öngörüsünü getirmekle beraber, söz konusu aydan sonra “Kömür İthalatına Ek Mali Yükümlülük Konulması Hakkında Karar”ı söz konusu öngörünün önüne geçme amacı taşıdığını göstermektedir. Bu kararla ithal kömür üzerindeki verginin, ton başına 70 dolar ile referans fiyat olarak alınacak ICE Rotterdam Coal Futures piyasasındaki son kömür fiyatı arasındaki fark kadar uygulanacağı belirtilmiştir (Bakanlar Kurulu, 2016). İthal kömür kaynaklı santralleri sınırlandırma ve yerli kömür kaynaklı santralleri teşvik etme amacı taşıyan bu kararın istenilen amaca ulaşması küresel kömür fiyatlarıyla doğrudan ilgilidir. Bu anlamda dünya ve özellikle de Çin ekonomisinde yaşanacak yapısal değişikliklerin ithalat maliyetlerini etkilemesi beklenmektedir.

Türkiye elektrik üretiminde kullanılan yerli kömürler, ağırlıklı olarak düşük kalorili ve linyit olarak ifade edilen kömürler olup, taş kömürünün ise kullanımı oldukça sınırlıdır (TKİ, 2015). Taş kömürü kullanan santraller arasında 1948-1980 yılları arasında çalışan

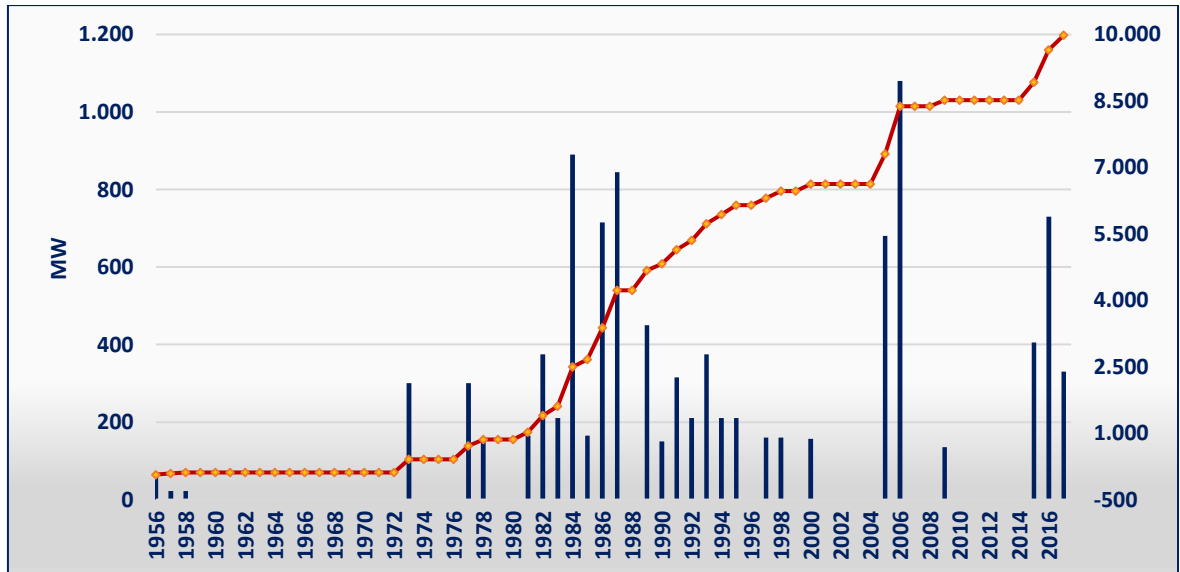
Çatalağzı A Santrali ile 1989 yılında devreye alınan 300 MW kurulu gücündeki Çatalağzı B Santrali'nin önemli ağırlıkları olmuştur.

Linyite dayalı termik santral kurulu gücü 1970'li yıllara kadar düşük seviyede yer almıştır. 1973 yılından sonra 600 MW gücündeki Seyitömer Santrali işletmeye alınmış olup, yerli kömüre dayalı santral kapasitesinin yaklaşık yarısının kurulduğu 1980-1990 yılları arasında birçok santral devreye girmiştir. Bu santrallerin bazıları Tunçbilek B, Soma B, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Afşin-Elbistan A, Çayırhan, Kangal ve Orhaneli santralleridir. Bu santrallerin birçoğu 2013 yılına kadar kamunun mülkiyetinde kalmıştır. Bu tarihten sonra gerçekleştirilen özelleştirmeler sonucunda; Seyitömer, Kangal, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Soma, Tunçbilek ve Çatalağzı Santralleri “varlık satışı” yoluyla özel sektöre devredilmiştir.

2001 yılından itibaren elektrik üretimi alanında oluşturulmaya çalışılan serbest piyasa modeli çerçevesindeki düzenlemeler, yerli kömüre dayalı santral yatırımlarını istenilen seviyede tutamamıştır. Söz konusu modelde, doğal gaz çevrim santralleri ön plana çıkmış, 2000 ile 2005 yılları arasında yerli kömüre dayalı herhangi bir termik santral işletmeye girmemiştir (Tamzok, 2015). Beş yıllık bir aradan sonra, 2005–2006 yıllarında 1.440 MW kurulu gücündeki Afşin-Elbistan B Santrali ile 320 MW kurulu gücündeki Çan Santrali, yine kamu tarafından yapılan yatırımlar ile işletmeye alınabilmiştir. 2015 yılına kadar, yerli kömüre dayalı olarak işletmeye giren son termik santraller; 2005 ve 2006 yıllarında devreye alınan 320 MW kapasiteli Çanakkale Çan ve 1440 MW kapasiteli Afşin-Elbistan B santralleri ile 2009 yılında devreye giren asfaltit kaynaklı Ciner Grubu'na ait 135 MW gücündeki Silopi Santrali'dir. Bununla beraber, 2015 yılında iki önemli yerli kömür santrali devreye alınabilmiştir. Bunlardan ilki Adana-Tufanbeyli linyit sahası üzerinde tesis edilen 450 MW gücündeki Tufanbeyli Termik Santrali'dir. Söz konusu santralin 300 MW büyüklüğündeki 2 ünitesi devreye alınmıştır. Diğeri ise 270 MW büyüklüğündeki Bolu Göynük Termik Santrali'dir. TKİ'nin ruhsatındaki kömürleri yakacak olan bu santralin 135 MW büyüklüğündeki ilk ünitesi AKSA tarafından devreye alınmıştır. Ancak bu girişimlere rağmen 2006 yılı sonrasında işletmeye giren yerli kömüre dayalı santral kapasitesi yaklaşık 1.300 MW olup, yerli kömüre dayalı termik santral yatırımları konusunda istenilen düzeyde bir gelişme sağlanamamıştır.

Çizelge 3.4 1956-2018 Yılları Arasında Devreye Giren Bazı Yerli Kömür Kaynaklı Santraller

Yıl	Santral Adı	Kurulu Güç
1956	Tunçbilek A1	65
1957	Soma A1	22
1958	Soma A2	22
1973	Seyitömer 1 ve 2	300
1977	Seyitömer 3, Tunçbilek B1	150, 150
1978	Tunçbilek B2	150
1981	Soma B1	165
1982	Soma B2	165
1982	Yatağan 1	210
1983	Yatağan 2	210
1984	Afşin-Elbistan A1 ve 2, Yatağan 3	680, 210
1985	Soma B3	165
1986	Soma B4, Afşin-Elbistan A3, Yeniköy 1	165, 340, 210
1987	Afşin-Elbistan A4, Çayırhan 1 ve 2, Yeniköy 2	335, 300, 210
1989	Seyitömer4, Çatalağzı 1, Kangal 1	150, 150, 150
1990	Kangal 2	150
1991	Çatalağzı 2, Soma B5	150, 165
1992	Orhaneli 1	210
1993	Soma B6, Kemerköy 1	165, 210
1994	Kemerköy 2	210
1995	Kemerköy 3	210
1997	Çayırhan 3	160
1998	Çayırhan 4	160
2000	Kangal 3	157
2005	Afşin-Elbistan B1, 18 Mart Çan	360, 320
2006	Afşin Elbistan B2,3 ve 4	1080
2009	Ciner Silopi Asfaltit 1	135
2015	Ciner Silopi Asfaltit 2 ve 3, Aksa Enerji Göynük Santrali 1	270, 135
2016	Enerjisa Tufanbeyli Santrali 1,2 ve 3, Aksa Enerji Göynük Santrali 2, Yunus Emre	450, 135, 145
2018	Çan 2	330



Şekil 3.6 1956-2018 Yılları Arası Yerli Kömür Kaynaklı Santrallerin Kurulu Güç Değişimi

Yerli kömürlerin elektrik üretiminde kullanımının artırılması hususunda henüz istenilen mesafe alınamamıştır. Son 20 yıldır artan toplam kurulu gücün yanında, 2006 yılı hariç yerli kömüre dayalı olarak devreye giren santral kapasitesi toplam kurulu gücün %1'ine yaklaşmamıştır. Yerli kömüre dayalı elektrik üretim santrali yatırımı, son 10 yılda sadece %15 oranında artırılabilirken, bu oran aynı dönemde doğal gaz santrallerindeki kapasite artışının %10'u ve ithal kömür santrallerindeki artışın ise %20'si kadar olmuştur.

3.2.3. Elektrik Üretiminde Yerli Kömürün Payının Artırılması İhtiyacı

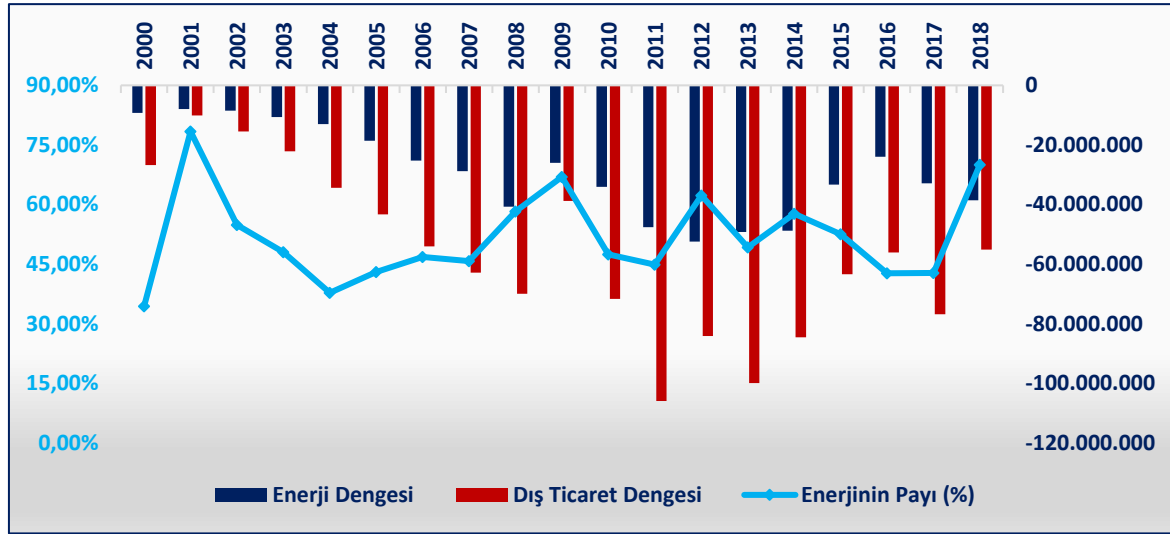
Ekonomik olarak işletilebilecek kömür rezervlerine sahip olan ve enerjide dışa bağımlı olan ülkelerin odak stratejileri, söz konusu rezervlerden optimum derecede faydalanma eğilimindedir. Bu anlamda enerji bağımlılığını azaltmak ve arz güvenliği çerçevesinde kaynak çeşitliliğini sağlamak isteyen Türkiye'nin çevre ve iklim konuları ile iş sağlığı ve güvenliği bakımından etkinliğini artırarak yerli kömür kaynaklarından yararlanması gerektiği düşünülmektedir.

TÜİK tarafından açıklanan değerlere göre 2018 yılında ithal kömür için yaklaşık 4,6 milyar \$ harcadığı belirtilmekte olup, doğal gaz için ise yaklaşık 14-17 milyar \$ harcadığı tahmin edilmektedir. Bu anlamda yerli kömürün cari açığı azaltma ve baz santral kaynağı olarak kullanılması açısından da arz güvenliğini geliştirmede ve yerli kömür yakıtlı santrallerde seviyelendirilmiş elektrik enerjisi maliyetinin ithal ve doğal gaz yakıtlı santrallere oranla daha düşük seviyede olması nedeniyle, elektrik fiyatlarında orta ve uzun vadede düşüş sağlayabilmede yerli kömürlerin önemli bir kaynak olduğu değerlendirilmektedir (TENVA, 2016).⁷

Türkiye enerji ithalatı 2000-2014 döneminde yıllık ortalama %13,3 artarken, son dört yıldaki yaklaşık %50 azalma sayesinde 2000-2018 dönemindeki yıllık ortalama artış oranı %8,7'lere gerilemiş olup, 2018 yılı sonu itibarıyla Türkiye enerji ithalatı 43,005 milyar dolar olarak hesaplanmıştır. 2000-2018 döneminde Türkiye toplam ithalatı yıllık ortalama %8,1 artarak 2018 yılında 223,04 milyar \$'a ulaşırken, aynı dönemde dış ticaret açığındaki enerji ithalatının payı yıllık ortalama %4 oranında artarak 2018 yılında %70,03 seviyesine yükselmiştir (TÜİK, 2017). Bu anlamda dış ticaret açığında en önemli parametrenin yıllar

⁷ Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti sistem maliyetlerini bir enerji santralinin beklenen kullanım ömrü açısından temsil etmektedir. Bu oran, fiyatı düşürülmüş (iskontolu) sermaye ve yakıt da dahil olmak üzere işletme maliyetlerinin yaşam ömrü toplamının indirimli (iskontolu) elektrik üretimine bölünmesiyle hesaplanmaktadır.

itibarıyla enerji ithalatı olduğu görülmektedir (Şekil 3.7).



Şekil 3.7 2000-2018 Yılları Arası Dış Ticaret Açığı ve Enerji Ticaret Açığı (Bin \$)

Çizelge 3.5 Türkiye Toplam İthalatı-İhracatı ve Enerji İthalatı-İhracatı (Bin \$)

Yıl	Enerji İthalatı	Enerji İhracatı	Enerji Dengesi	Toplam İhracat	Toplam İthalat	Dış Ticaret Dengesi	Enerjinin Payı (%)
2000	9.529.252	329.094	-9.200.158	27.774.906	54.502.821	-26.727.915	34,40%
2001	8.339.220	444.540	-7.894.680	31.334.216	41.399.083	-10.064.867	78,40%
2002	9.203.593	691.465	-8.512.128	36.059.089	51.553.797	-15.494.708	54,90%
2003	11.574.886	980.128	-10.594.758	47.252.836	69.339.692	-22.086.856	48,00%
2004	14.407.061	1.429.137	-12.977.924	63.167.153	97.539.766	-34.372.613	37,80%
2005	21.254.831	2.641.024	-18.613.807	73.476.408	116.774.151	-43.297.743	43,00%
2006	28.858.774	3.566.212	-25.292.562	85.534.676	139.576.174	-54.041.498	46,80%
2007	33.882.782	5.147.843	-28.734.939	107.271.750	170.062.715	-62.790.965	45,80%
2008	48.280.963	7.531.525	-40.749.438	132.027.196	201.963.574	-69.936.378	58,30%
2009	29.905.148	3.921.178	-25.983.970	102.142.613	140.928.421	-38.785.808	67,00%
2010	38.496.980	4.469.433	-34.027.547	113.883.219	185.544.332	-71.661.113	47,50%
2011	54.116.788	6.538.909	-47.577.879	134.906.869	240.841.676	-105.934.807	44,90%
2012	60.115.790	7.707.792	-52.407.998	152.461.737	236.545.141	-84.083.404	62,30%
2013	55.916.327	6.724.347	-49.191.980	151.802.637	251.661.250	-99.858.613	49,30%
2014	54.889.010	6.110.814	-48.778.196	157.610.158	242.177.117	-84.566.959	57,70%
2015	37.842.404	4.518.355	-33.324.049	143.838.871	207.234.359	-63.395.488	52,60%
2016	27.167.478	3.211.238	-23.956.240	142.529.584	198.618.235	-56.088.651	42,70%
2017	37.203.605	4.327.120	-32.876.485	156.992.940	233.799.651	-76.806.711	42,80%
2018	43.005.451	4.408.204	-38.597.246	167.933.943	223.047.438	-55.113.495	70,03%

Kaynak: TÜİK (SITC Rev3-Düzey 3)

Doğal gaz ve ithal kömür ithalatının azaltılmasının yanında temiz kömür teknolojilerindeki gelişmeler, özellikle düşük kalorili kömür ile çalışan santrallerde çevresel etki ile ilgili endişelerin azalmasına neden olacağı değerlendirilmektedir (Rozana ve diğer., 2013). Bu durum kömürün, elektrik enerjisi üretiminde gelecekte de önemini korumaya devam edeceği konusunda önemli bir gösterge olacağı değerlendirilmektedir.

Genel olarak yerli kömürlerin elektrik üretiminde kullanımı, Türkiye'nin ithal enerji bağımlılığı için kökten bir çözüm olması beklenilmemesi gereken bir husus olmakla beraber, enerji ithalatının kontrol altında tutulabilmesinde, enerji kaynak çeşitliliği sağlanabilmesi planlamalarına zaman sağlanmasında⁸ ve arz güvenliği çerçevesinde elektrik üretiminde belli dönemlerde ve kısıntılarda önemli bir girdi olarak kullanılmasında önemli bir odak strateji olarak değerlendirilmektedir.

3.2.4.Üst Politika Belgelerinde Yerli Kömür Kaynaklarının Elektrik Üretiminde Kullanımı Hedefleri

Üst Politika Belgeleri ile Türkiye'nin uluslararası değer zinciri hiyerarşisinde üst basamaklara çıkmış, yüksek gelir grubu ülkeler arasına girmiş ve mutlak yoksulluk sorununu çözmüş bir ülke haline gelmesi amaçlanmaktadır. Bu amaç doğrultusunda, 2018 yılında GSYH'nın 1,3 trilyon dolara, kişi başına gelirin 16 bin dolara yükseltilmesi; ihracatın 277 milyar dolara çıkarılması; işsizlik oranının yüzde 7,2'ye düşürülmesi hedeflenmektedir. Söz konusu amaç ve hedefler doğrultusunda sermaye birikiminin ve sanayileşme sürecinin hızlandırılarak; yurtiçi tasarruflar, üretken yatırımlar ve üretim faktörlerinin verimlilik düzeylerinin artırılması; cari açığın kalıcı bir şekilde makul düzeylere çekilmesi; ekonominin yenilikçi ve ithalat bağımlılığı azalmış bir yapıya dönüştürülmesi planlanmıştır (Kalkınma Bakanlığı, 2013).

Türkiye için cari açığın ve dışa bağımlılığın temel nedenlerinden olan enerji ithalatının azaltılmasına yönelik uygulanabilecek politikaların önemli odak noktalarından biri olan enerji üretiminde yerli kaynakların optimum düzeyde kullanılması, Türkiye kapsamında önem arz etmektedir. Türkiye ekonomisinin yüksek ve istikrarlı büyüebilmesi için, mümkün olan bütün yerli kaynakların enerji üretimi amacıyla değerlendirilmesi ve bu suretle

⁸ Gelecekte yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki payının ve kullanımının artacağı değerlendirildiğinde, bu geçiş sürecinde yapılacak planlamalarda ve uygulanacak politikalarda düzenleyicilere güç sağlayacaktır.

enerjide dışa bağımlılığın azaltılması amacı altında üst politika belgelerinde söz konusu politikalar, yerli kömür kaynaklarının kullanımı bazında madde ve hedefler şeklinde şu şekilde verilmektedir (Kalkınma Bakanlığı, 2013).

- Madde 72: Enerjide dışa bağımlılığımızı azaltmaya yönelik alternatif politikalar oluşturulması, büyüme ve cari açık üzerinde olumlu etkiler yaratacaktır. Bu kapsamda, arz tarafında linyit başta olmak üzere yerli kaynakların daha fazla değerlendirilmesinin önem taşıması.
- Madde 793: Yerli kömür kaynakları özel sektör eliyle yüksek verimli ve çevre dostu teknolojiler kullanılarak elektrik enerjisine dönüştürülecektir. Afşin-Elbistan Havzası linyit rezervleri elektrik üretimi için değerlendirilmesi.
- Madde 805: Linyit ve jeotermal gibi yerli kaynakların potansiyelinin tespitine yönelik arama faaliyetlerinin azami düzeye çıkarılması.
- Hedef 1.1: 2012 yılı sonunda yüzde 27 olan yerli kaynak payı 2018 yılı sonuna kadar yüzde 35 seviyesine yükseltilecek 2013 yılında 32 milyar kWh olarak gerçekleşen yerli kömür kaynaklı elektrik enerjisi üretiminin 2018 yılında 57 milyar kWh'e çıkarılması
 - Afşin-Elbistan Havzası'ndaki rezervlerin değerlendirilmesi için özel bir finansman yöntemi geliştirilmesi ve uygulanması
 - Kamu elindeki işletilmeye hazır sahaların redevans usulüyle özel sektöre devrinin sağlanması
 - Kömür aramalarına hız verilerek rezervlerin artırılması
 - Yerli kömürlerin kullanımdaki ısı değerini artıracak veya kalitesini yükseltecek Ar-Ge çalışmalarına ağırlık verilmesi
 - Yerli kömürlere dayalı elektrik üretim tesisi yatırımlarına yönelik teşvik uygulamasının izlenerek ihtiyaçlara göre güncellenmesi
 - Kamu elinde bulunan linyit yakıtlı termik santrallerin rehabilite edilmesi

3.2.4.1. Yerli kömürlerin elektrik üretim potansiyelleri ve bu potansiyellerin üst politika belgelerinde yer alan hedeflere göre incelenmesi

Yerli kömür kaynaklarının elektrik üretiminde kullanılabilmesi enerji arz güvenliği, enerji ithalatı ve enerjide dışa bağımlılık konularının önemli girdilerinden birini oluşturmaktadır. 1970'li yıllarda yaşanan petrol krizinden kaynaklı olarak Türkiye'nin yaşamış olduğu enerji kısıntıları incelendiğinde, dışa bağımlılık sıkıntısından kaynaklı arz

güvenliğindeki bu kısıntılar yerli kömür kaynaklı yatırımların ön plana alınarak hızla hayata geçirilmesiyle aşılmıştır⁹. Bu anlamda söz konusu kısıntılar ve çözüm yolları göz önüne alındığında Türkiye'nin sahip olduğu yerli kömür potansiyelini doğru belirleyebilmek büyük önem arz etmektedir.

2018 yılı sonu itibarıyla yerli kömür kaynaklı elektrik üretim santrali kurulu gücü toplam kurulu gücün %11,5'ini oluşturmaktadır. Özellikle 2010 yılından sonra hızla artmaya başlayan toplam kurulu güç kapsamında, son 5 yıldaki yıllık ortalama kurulu güç artışı yaklaşık %6,5 olarak hesaplanmaktadır. Gelecekte de bu şekilde artması varsayıldığında 2023 yılında ise yaklaşık olarak 120.000 MW olacağı öngörülmektedir. Bu miktarlara ve üst politika belgelerinde yerli kömür kaynaklarının elektrik üretiminde kullanımının artırılması hedeflerine göre söz konusu yıllarda yerli kömür kaynaklı kurulu güç miktarlarının senaryo oranları bazında yapılması gerekebilecek kapasite artışları örnek olarak Çizelge 3.6'de yer almaktadır.

Çizelge 3.6 2023 Yılı İçin Öngörülen Toplam Kurulu Güç Miktarı ve Yerli Kömür Oranı Senaryoları Bazında Gereken Kapasite Artış Gereksinimi

Yıllar	Öngörülen Toplam Kurulu Güç (MW)	YKO 11,50% (MW)	Kapasite Artışı (MW)	YKO 15,00% (MW)	Kapasite Artışı (MW)	YKO 20% (MW)	Kapasite Artışı (MW)	YKO 30% (MW)	Kapasite Artışı (MW)
2023	120.000	13.800	3.596	18.000	7.796	24.000	13.796	36.000	25.796
2018 Yılı Sonu İtibarıyla Yerli Kömür Kaynaklı Kurulu Güç= 10.204									

YKO: Yerli Kömür Oranı

Çizelge 3.6'dan görüleceği üzere Türkiye'nin, yerli kömür kaynaklı santral kurulu gücünü 2018 yılı oranı olan %11,5 seviyesinde tutabilmek için 2018 yılına göre 2023 yılında 3.596 MW'lık kapasite artışına gerek duyabileceği öngörülmektedir.

Kömür rezervlerinden en yüksek ekonomik yararın elde edilmesini sağlamak amacıyla, kömür üretim faaliyetleri devam etmekte olan sahalarda mevcut proje ve planlamaların güncellenerek geliştirilmesi, henüz herhangi bir işletme projesi bulunmayan sahalarda işletme proje ve planlamalarının ortaya konulması, havza niteliği taşıyan

⁹ Çizelge 3.4 incelendiğinde 1973-1988 arasındaki 15 yılda 4115 MW'lık yerli kaynaklı kömür santrali işletmeye geçmiştir. Bu süre zarfında toplam devreye giren toplam santral kurulu güç miktarının (11.320 MW) %36'sına, 1988 yılında ulaşılan toplam kurulu güç miktarının ise (14.520 MW) %28'ine denk gelmektedir. Bu sayede aynı dönemde dışa bağımlılık oranı %41 seviyesinden %21 seviyelerine gerilemiştir.

bölgelerde ise havza madenciliğinin gerektirdiği orta ve uzun dönem planlamaları içeren ana master planlarının hazırlanması gerekmektedir (TKİ Sektör Raporu, 2015). Türkiye’de 735 milyon tonu görünür olmak üzere, yaklaşık 1,5 milyar ton taş kömürü ve büyük bölümü görünür rezerv niteliğinde toplam 17 milyar ton linyit rezervi bulunmaktadır. Rezervlerin 2,1 milyar tonunun mevcut elektrik üretim santralleri ile inşaat halindeki santrallerde kullanılacağı tahmin edilmektedir¹⁰. Bu anlamda Türkiye’de 20.000 MW’ın üzerinde kurulu güç yaratabilecek bir linyit/asfaltit potansiyelini içeren bazı kömür sahalarının rezerv ve kalori durumu Çizelge 3.7’de yer almaktadır.

Çizelge 3.7 Linyit Yakıtlı Santral Potansiyeli İçeren Bazı Santraller ve Kalorileri

Sahalar	Rezerv(bin ton)	Kalori
Afşin Elbistan Havzası	4.825.442	1136
Çayırhan-Beypazarı	421.500	2592
Konya Karapınar	1.833.100	1374
Afyon Dinar	941.440	1855
Eskişehir Alpu	1.453.000	2000
Diğer	2.118.000	1500*
Toplam	11.592.000	

*Ortalama Değerdir.

Çizelge 3.7’deki birçok saha için belirlenecek yeni modellerle yatırımcıya ÇED ve kamulaştırma gibi bütün izinler devlet tarafından alınacaktır (ETKB, 2016). Bu sayede mevcut durumda ortalama 7-10 yıl süren santralin kurulumundan işletmeye geçmeye kadar geçen sürenin, ortalama 4-5 yıla kadar düşmesi öngörülmektedir.

Çizelge 3.8 Kömür Santralleri Ortalama Kurulum Süreci (Kaynak: TENVA)

YIL						
1	2	3	4	5	6	7
Maden Geliştirme Süreci		Santral Tasarım ve Yatırım Süreci			Tasarım Problemlerinin Çözülmesi ve İstemin Oturması	

Çizelge 3.8’de gösterildiği gibi maden sahasının ihalesinden itibaren santralin elektrik üretimine başlaması yaklaşık olarak 6-7 yıl sürmektedir. Bunun ilk 3 yılı maden sahasının analizi, geliştirilmesi ve idari izinlerin alınması için geçen süreyi kapsarken; kalan 3 yıl

¹⁰ 2013,2014 ve 2015 Enerji Denge Tablosundaki ortalamalara göre 1 GWh elektrik üretimi için yaklaşık olarak 1,55 bin ton kömür harcanmaktadır. Bu anlamda inşaat halindeki kapasitenin mevcut kapasiteye eklenmesiyle oluşacak toplam kapasite için 30 yıllık bir sürede tüketilecek kömür miktarı 2,1 milyar ton olarak öngörülmüştür.

santral inşaatını kapsamaktadır. Normalde birbirinden ayrı, ancak eş zamanlı geliştirilebilecek bu projeler Türkiye'deki linyit yataklarının değişken yapısı nedeniyle sıralı olarak hayata geçirilmek durumunda kalılabilmektedir. Diğer bir deyişle, maden sahası tam anlamıyla geliştirilip, çıkarılacak kömürün özellikleri belirlenmeden kazan tasarımına ve santral inşaatına başlamak mümkün değildir. Zira Türkiye'de her linyit sahasından çıkan kömürün kendine özgü bir yapısı vardır. Buna ilaveten, sahaya özel yapılan kazan ve santral tasarımları ilk yıllarda düzenli olarak çalışmayabilir ve zaman zaman optimal çalışmanın temini adına çeşitli ayarlamalar gerekebilmektedir. Dolayısıyla santralin verimli olarak çalışmaya başlayabilmesi için en az 1 yıl daha geçmesi gerekmektedir. Sonuç olarak, 7 yıllık bir yatırım sürecinden sonra santraller ancak nakit akışı sağlamaya başlayabilmektedir (TENVA, 2016).

Bilindiği üzere Milli Enerji ve Maden Strateji Belgesinde ve üst politika belgelerinde kömüre ilişkin

- Yerli kömür kaynaklı elektrik enerjisi üretiminin artırılması kapsamında yerli kömür yakıtlı en az 5.000 MW ilave kapasite tesis edilecektir.
- Ülkemizin sahip olduğu yerli kömür kaynakları çevreye uyumlu ve etkin bir şekilde değerlendirilerek; yerli kömür kaynaklı elektrik enerjisi üretimi yıllık asgari 60 milyar kWh üretim düzeyine yükseltilecektir

hedefleri bulunmaktadır. Bu anlamda söz konusu hedefler kapsamında gelecek yıllarda 5.000 MW yerli kömür kaynaklı elektrik üretim santrali planlanması kapsamında 2023 yılında gerçekleştirilebileceği öngörülebilecek potansiyeller Çizelge 3.9'da yer almakta olup, mevcut ön lisans ve üretim lisansına sahip santraller ile Çizelge 3.9'daki senaryolarda kullanılan inşaat halindeki santrallerin kurulu güç miktarı Çizelge 3.10 ve Çizelge 3.11'de yer almaktadır.

Çizelge 3.9 5000 MW Hedefi ve Mevcut İnşaat Halindeki Santral Senaryoları Bazında 2023 Yılı Kurulu Güç ve Elektrik Üretim Potansiyelleri***

Yıl	A	B	Mevcut ve İnşaat Aşamasındaki Kapasite (MW)					
	Mevcut Kapasite (MW)*	Yeni Model İle Devreye Girecek Hedef Kapasite (MW)	Düşük	Düşük+A+B	Orta	Orta+A+B	Yüksek	Yüksek+A+B
2023	9.464	5.000	752,7	15.217	1.204,50	15.669	2.004,60	16.469
Yıl	A	B	Mevcut ve İnşaat Aşamasındaki Kapasite Üretimi (GWh)					
	Mevcut Üretim (GWh)*	Yeni Model İle Devreye Girecek Hedef Kapasite (GWh)	Düşük	Düşük+A+B	Orta	Orta+A+B	Yüksek	Yüksek+A+B
2023	45.055	30.660**	4.615**	73.818	7.386**	76.589	12.292**	81.495

*2023 yılında şuan işletmede olan santrallerin kurulu güçleri ve üretimleri en az 2018 yılındaki kadar olacaktır şeklinde varsayılmıştır. Teşvik etkisinin sağlayabileceği artış %7,5 veya teşvik ile rehabilitasyon işlemlerinin sağlayabileceği artış %10 olarak düşünülüp senaryolar tekrar kurgulanabilir.

**İnşaat Aşamasındaki ve 2023 Yılına Kadar Girmesi Öngörülen 5000 MW'lık Santrallerin Kapasite Faktörü %70 alınmıştır.

***Bu çizelge linyit yakıtlı santraller için düşünülmüştür. Uygulama bölümünde kurulan simülasyon yerli kömür kaynakları içindir.

• Teşvik Etkisinin Hesaplanması

09.08.2016 tarih ve 29796 sayılı Resmi Gazete'de yerli kömür yakıtlı elektrik üretim santrallerini işleten şirketlerden Mülga TETAŞ'ın elektrik enerjisi temin edeceğine dair Bakanlar Kurulu Kararı yayımlanmıştır. Bu karar neticesinde 22.08.2016 tarihinden itibaren linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerini işleten şirketlerden 2016 yılı sonuna kadar 6.326 milyar kWh elektrik enerjisi alınmıştır (Mülga TETAŞ 2016 Yılı Faaliyet Raporu). Linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin potansiyel elektrik üretimini tahmin etmek için Mülga TETAŞ tarafından MWh saat başına 185 TL'den satın alınan elektrik enerjisinin, santrallerin elektrik üretimlerini ne yönde ve ne miktarda değiştirdiğini görmek üzere teşvik etkisi hesaplanmıştır. Teşvik etkisini hesaplamak için teşvik mekanizmasının uygulanmadığı 2016 yılı Ocak-Temmuz dönemi ile teşvik mekanizmasının uygulandığı 2017 yılı Ocak-Temmuz dönemi arasında kıyas yapılmıştır. Bu kıyaslama yapılırken toplam elektrik talebi ile aylık ortalama piyasa takas fiyatının etkisinin en aza indirgenmesi sağlanmıştır. Bu anlamda 2016 yılı Ocak-Temmuz dönemi ile 2017 yılı Ocak-Temmuz döneminin aylık bazda toplam elektrik talepleri ile aylık ortalama piyasa takas fiyatları karşılaştırılarak, bu iki kriterin birbirine en yakın olduğu ay seçilmiştir. 2016 yılı Haziran ayında aylık ortalama takas fiyatı 141,7 TL, toplam elektrik talebi ise yaklaşık 23 milyon MWh olarak gerçekleşmiş olup, 2017 yılında yine aynı ayda aylık ortalama takas fiyatı 148,5 TL, toplam elektrik talebi yaklaşık 22,5 milyon MWh olarak gerçekleşmiştir. Dolayısıyla teşvik etkisini hesaplamak üzere Haziran ayı seçilmiştir. Ayrıca santrallerin TEİAŞ tarafından aldıkları YAL talimat miktarlarının da etkisini gidermek için linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin 2016 yılı Haziran ayı ile 2017 yılı Haziran ayı elektrik üretimlerinden yine aynı dönemde aldıkları YAL talimat miktarları çıkarılmıştır. YAL talimatlarının miktarlarının çıkarılması neticesinde linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin 2017 yılı Haziran ayı elektrik üretimlerinin bir önceki senenin aynı dönemine göre %7,54 arttığı görülmüştür. Bu artış da linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerine uygulanan teşvik mekanizmasının etkisinin olabileceği düşünülmektedir.

Çizelge 3.9 incelendiğinde 5000 MW hedefi ve yüksek senaryolu mevcut inşaat aşamasındaki santraller için öngörülebilecek toplam üretim miktarı 2023 yılı için ise 81.495

GWh'dir. Bu değerlere göre elektrik üretim santrallerinde 2023 yılında tüketilecek linyit miktarının yaklaşık olarak 126,3 milyon ton olarak tahmin edilmektedir¹¹.

Söz konusu üretim potansiyelleri ile beraber düşünülmesi gereken diğer bir önemli konu CO₂ emisyonlarıdır. Çizelge 3.9'daki potansiyel elektrik üretim miktarlarına göre 2023 yılı için yüksek senaryo bazında en az 31,52 milyon ton düzeyinde mevcut emisyon değerine ilave görülebilecektir¹². Bu değer 2017 yılında 425,3 milyon ton olarak gerçekleşen enerji kaynaklı CO₂ emisyon miktarının %7'sine denk gelmekte yani söz konusu oran ölçüsünde Türkiye CO₂ emisyon miktarlarının bir miktar artması anlamını taşımaktadır. Bu durum özellikle çevre ve iklim sözleşmeleri çerçevesinde düşünüldüğünde Türkiye açısından gelecekte bazı kısıtlamalar yaratabileceği değerlendirilmektedir.

Çizelge 3.10 İnşaat Halindeki Üretim Lisansına Sahip Yerli Kömür Kaynaklı Santrallerin İnşaat Fiili Gerçekleşme Durumları

Tesis Yeri	Lisans Verilme Tarihi	Kurulu Güç (MWm)	Lisans Ortalama Üretim (kWh/yıl)	İnşa Halindeki Kapasite (MWe)	Fiili Gerçekleşme Ocak 2017 (%)
ESKİŞEHİR	30.07.2008	294,2	2.100.000.000	290	99
KONYA	27.02.2013	505	2.817.750.000	500	16,4
SİVAS	30.07.2008	137,67	855.000.000	135	16,2
ÇANAKKALE	28.01.2016	340	2.382.720.000	330	41,8
MANİSA	10.12.2015	510	3.266.000.000	460	55,8

Çizelge 3.11 Mevcut Ön Lisans ve Üretim Lisansı Bilgileri

Yakıt	Önlisans				Lisans					
	Adet	Değerlendirme MW	Adet	Yürürlükte MW	Adet	İnşa Halinde	Adet	Yürürlükte	Adet	İşletmede
Yerli Kömür	1	5	3	1.569	5	2.474	34	11.924	25	9.092
İthal Kömür	9	8.929	2	2.390	7	6.104			10	7.745
Asfaltit					1	137,75			1	413,25
Toplam	10	8.934	5	3.959	13	8.715,7	34	11.924	36	17.250,2

(Kaynak: EPDK)

Çizelge 3.11'ye göre, 2017 yılı Ağustos ayı itibarıyla yerli kömüre dayalı toplam 34 adet üretim lisansı yürürlükte olup bunların toplamı 11.924 MW'ı bulmaktadır. Ayrıca, yürürlükte olan 3 adet (1.569 MW) ön lisans ve değerlendirmede olan 1 adet (5 MW) ön

¹¹ 2013,2014 ve 2015 Enerji Denge Tablosundaki ortalamalara göre 1 GWh elektrik üretimi için yaklaşık olarak 1,55 bin ton kömür harcanmaktadır.

¹² 1000 MW'lık linyit santrali yıllık ortalama 4,5 milyon ton CO₂ emisyonu ortaya çıkardığı varsayılmıştır (ETKB).

lisans başvurusu bulunmaktadır. İnşa halinde olan yerli kömür yakıtlı santral sayısı 6 olup toplam kurulu gücü 2.611 MW düzeyindedir (EPDK 2017).

Çizelge 3.12 2023'te Öngörülen Toplam Elektrik Tüketimi İçinde Yerli Kömür Kaynaklı Elektrik Üretim Oranı Senaryoları Bazında Üretim Artış Gereksinimi

Yıllar	Öngörülen Toplam Tüketim*	YKO 16,50% (GWh)	Üretim Artışı (GWh)	YKO 20,00% (GWh)	Üretim Artışı (GWh)	YKO 30% (GWh)	Üretim Artışı (GWh)
2023	346.774	57.218	6.829	69.355	18.966	104.032	53.643
2018 Yılı Sonu İtibarıyla Yerli Kömür Kaynaklı Üretim= 50.389							

*TEİAŞ Baz Senaryo, YKO: Yerli Kömür Oranı

Çizelge 3.12'ye göre gelecekte öngörülen elektrik tüketim miktarı bazında, yerli kömür kaynaklı santrallerden üretilen elektrik miktarının, toplam elektrik üretimi içindeki payının 2018 yılı oranı olan %16,5 seviyesinde tutabilmek için 2023 yılında ise 6.829 GWh'lik elektrik üretim artışına gerek duyulacağı öngörülmektedir.

3.2.5. Teşvik Mekanizmaları

Teşvik mekanizması “ürün üretiminin maliyetini azaltan, ürün üreticilerinin gelirlerini arttıran ya da ürün tüketicilerinin ödeyeceği fiyatı düşüren hükümet önlemleri olarak tanımlanır (World Economic Forum, 2009). Teşvikler, dört ana kategoriye ayrılır.

- Gelir ve fiyat desteği;
- Feragat edilen devlet geliri;
- Mal ve hizmetlerin piyasa değerinin altında temini;
- Doğrudan ya da dolaylı fon ve borç aktarımı.

Teşvik mekanizmaları ülke menfaatleri açısından yatırım yapılması gereken ancak mevcut piyasa koşullarında ekonomik gerekçelerden dolayı yeterli yatırım yapılmadığı ya da yapılamadığı sektörlerde faaliyetlerin gelişimini sağlayan uygulamalardan biridir (Acar ve diğ., 2015). Teşvik mekanizmaları serbest piyasa koşulları dışında hareket etmesinden dolayı piyasalarda temel olarak sağlanması istenen rekabet unsurunu engelleyici bir unsur olarak görünmekle beraber, özellikle gelişmekte olan ülkelerde yapılması gereken yapısal dönüşümler göz önüne alındığında, söz konusu dönüşümlerde oluşabilecek artı maliyetleri ve şokları minimize etmek için uygulanabilecek önemli stratejiler olarak

değerlendirilmektedir (Aykın, 2017). Birçok gelişmiş ülkede görülen tekelci yapılardan rekabetçi yapılara geçerken uygulanan (Ör; İngiltere) rekabet geçiş bedelleri Türkiye’de bölgeler arası sosyo ekonomik gelişmişlik seviyesi çarpık dağılımından kaynaklanan geçiş maliyetlerini sıfıra indirgeme düşüncesinden dolayı uygulanamamıştır (Baş & Ülgen, 2008). Bu anlamda teşvik mekanizmaları zamanında serbest piyasaya geçerken yansıtılması gereken geçiş maliyetlerinin günümüze uzanan sıkıntılarını minimize etme mekanizmaları olarak da görülebileceği değerlendirilmektedir.

3.2.5.1. Türkiye’de Enerji Teşvikleri

1990’lar ve 2000’lerdeki petrol ve elektrik sektörlerinin reformunu müteakip, fosil yakıt teşviklerinin çoğunluğunun kömür sektörüne verildiği görülmektedir. Özellikle son yıllarda enerji sektöründe teşvik mekanizmaları hükümet politikaları haline gelmiştir. Örneğin 15.02.2013 tarih ve 2013/4288 sayılı “Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararda Değişiklik Yapılmasına Dair Karar” ile birlikte, ETKB tarafından düzenlenen geçerli bir maden işletme ruhsatı ve izni kapsamında 3213 sayılı Maden Kanununun ikinci maddesinin 4-b grubunda yer alan madenlerin girdi olarak kullanıldığı elektrik üretimi yatırımları öncelikli yatırım konuları arasına alınmıştır (Bakanlar Kurulu, 2013). Bu sayede, Bölgesel Yatırım Teşvik Planı altında kömür arama, kömür üretimi ve kömür yakıtlı elektrik santrallerine yapılacak yatırımlar sübvansede edilmekte ve “öncelikli yatırımlar” olarak tanımlanarak yüksek teşvik oranlarına tabi tutulmaktadır. Bu program Türkiye’deki bölge ve şehirleri gelişmişlik düzeylerine göre kategorilere ayırmakta ve şehirlerin potansiyeline göre ilgili sanayi kollarını desteklemeyi amaçlamaktadır. Genel olarak program; koşulları ve oranları bölgeye bağlı olmak üzere, gümrük vergisi muafiyeti, KDV muafiyeti, vergi indirimi, sosyal sigorta prim desteği (işveren payı), arazi tahsisi ve faiz desteği biçiminde teşvikler sunmaktadır. Son dönemde ayrıca yenilenebilir enerjide YEKDEM mekanizması altında belli değerler üzerinden alım garantisiyle proje geliştiricilere tarife garantisi ile ek birtakım kolaylıklar sağlayan teşvik mekanizması, kömür kaynaklı elektrik üretim santrallerine de uygulanmaya başlanmıştır (Acar ve diğ., 2015).

3.2.5.2. Yerli kömür kaynaklı santral teşvikleri

Yerli kömür kaynaklı santrallerin teşvik edilmesinin nedenleri 3 başlıkta toplanmaktadır. Bu başlıklar birbirileriyle de bağlantılı olarak şu şekildedir:

- Enerjide Dışa Bağımlılık
- Arz Güvenliğini Geliştirme ve Çeşitlendirme
- İstihdam Sağlama

Bu çalışmanın da temel çıkış noktalarından olan enerjide dışa bağımlılık hem arz güvenliğini hem de enerji ithalatını doğrudan etkileyen odak konulardan biridir. İkinci bölümde verilen bilgilere göre 2017 yılı sonu itibarıyla¹³ Türkiye birinci enerji arzının %24'ü yerli arz kaynaklarından sağlanmakta olup, Türkiye %76 oranında birincil enerji arzı bakımından dışa bağımlı ülke konumundadır. Üçüncü bölümde verilen bilgilere göre ise 2018 yılı sonu itibarıyla Türkiye elektrik üretiminin %49'u yerli kaynaklardan sağlanmakta, Türkiye %51 oranında elektrik üretiminde ithal kaynaklara bağımlı ülke konumundadır. Hem birincil enerji arzında hem de elektrik üretiminde dışa bağımlılığın temelini oluşturan doğal gaz, Türkiye toplam ve enerji ithalatının en önemli parametrelerinden birini oluşturmakla beraber, elektrik üretiminde yerli kömür kaynağının ikamesi olarak değerlendirilmektedir. 2017 yılında yapılan doğal gaz ithalatı 55,25 milyar m³ olup, toplam tüketilen doğal gaz miktarı 53,72 milyar m³'dür. Tüketilen doğal gazın 21,88 milyar m³ (%40)'ı dönüşüm/çevrim sektöründe (elektrik üretiminde) kullanılmıştır. Bu anlamda elektrik üretiminde yerli kömür kullanım oranının artırılması, bu 21,88 milyar m³'lük tüketimin azaltılmasını sağlayacaktır. Örneğin, 5.000 MW'lık ve %80 kapasite faktöre sahip yerli kömür santrali kurulması halinde, doğal gaz ithalatının yaklaşık 5,6-6,6 milyar m³'lük kısmı ikame edilmiş olacak¹⁴, bu anlamda elektrik üretim santrallerinde kullanılan doğal gazın enerji ithalatındaki tutarında 1,77 milyar \$ ile 2,1 milyar \$ arasında düşüş sağlayacaktır. Bunun yanında doğal gaz ithalatı bakımından kaynak ülke çeşitliliği sağlanamayıp elektrik santralleri için doğal gaz arzının yetersiz kaldığı zamanlarda oluşabilecek elektrik kısıntılarının minimize edilmesi ve arz güvenliğinin sağlanmasında, dalgalanmalara karşı kuvvetli önemli bir baz santral olan kömür kaynaklı santraller önemli bir yer tutmaktadır.

İthal kömür ve doğal gaz santrallerinin yakıtları yabancı ülkelerden temin edilmesinden dolayı yurtiçinde herhangi bir maden sahasına ihtiyaç duyulmamakta, istihdam maliyeti ithalat tutarının bir kalemi olarak görülmektedir. Bu anlamda elektrik enerjisi

¹³ 2018 Yılı Türkiye Enerji Denge Tablosu Yayınlanmadığı için 2017 yılı değerleri kullanılmıştır.

¹⁴ 1 kWh=0,19 m³ 2017 Türkiye Ortalaması, 1 kWh=0,16m³ Standart Ortalama

üretim amaçlı kullanımı sağlanacak kömür artan istihdamın yanında ekonomide refah düzeyinin artırılması ve yerli maden sanayisinin oluşmasını katkı sağlanacaktır.

Bir önceki alt bölümde bahsedildiği üzere, yerli kömür santrallerinin teşvik edilmesi gündeme geldiğinde ilk akla gelen yöntem, YEKDEM mekanizmasında da benzer şekilde uygulanan sabit fiyat garantisidir. Bu yöntem genel olarak ilgili projelerin kredi sağlayan kuruluşlar tarafından öncelikle değerlendirilen projeler arasında yer almalarından dolayı tercih edilmektedir. Elektrik piyasasındaki özelleştirmelerin dağıtım sektöründen başlanmasının temel nedenlerine benzer şekilde yenilenebilir enerji yatırım projeleri için gelecekteki gelirlerinin daha az risk taşımamasından dolayı yatırım kararları daha kolay verilebilecektir. Ancak 2.1 no.lu bölümde CO₂ emisyonlarının azaltılması girişimleri kapsamında önemli kredi kuruluşlarının kömür santrali yatırımları için sağlanacak kredilere bazı sınırlamalar veya ek şartlar getirmeleri, teşvik mekanizmasının tek başına yerli kömür kaynaklarını özendirilmeyeceğini, özellikle emisyonlar kapsamında temiz kömür teknolojileri ile de söz konusu teşviklerin etkileşim halinde düşünülmesi gerektiği değerlendirilmektedir.

Türkiye’de şuan yerli kömür kaynaklı santraller için uygulanan enerji alım garantili teşvik mekanizması temel olarak şu nedenlerden dolayı uygulanmaktadır. Bölüm 3.2.2 ve 3.2.3’de verilen göstergelere göre bazı istisnai yıllar hariç kömür kaynaklı elektrik üretim oranları aşamalı şekilde azalmaktadır. Bunun yanında yerli kaynaklı elektrik üretim santrali kurma yönünde de istenilen düzeyde ön lisans ve üretim lisansı başvurusu da yer almamakta olup, üretim lisansı almış birçok projede işletmeye geçme aşamasından oldukça uzakta yer almaktadır. Ortalama yaşı 26 olan 9.842 MW’lık kurulu güce sahip yerli kaynaklı elektrik üretim santrallerinde her geçen yıl artan işletme maliyetleri ve bazı parametrelerde yaşanan verimlilik düşüşlerinden kaynaklı etkinlik sıkıntısı alım garantili teşvik mekanizmasını gündeme getirmiştir. Ayrıca birçok santral işletmesinin, özelleştirilmesi aşamasında yeterli seviyede fizibilite çalışması yapılmadan hesaplanan maliyet-kar kalemleri, işletme sahiplerinin elektrik piyasasında oluşan elektrik fiyatlarını karşılayamama riskini ortaya çıkarmıştır. Bu durumlar ayrıca özellikle piyasa fiyatlarının düşük olduğu gece saatlerinde yerli kömür santrallerinin geceleri yük düşmesine ve arıza sonucu devreye girişlerini geciktirmelerine neden olmaktadır (TENVA, 2016).

Bu kapsamda ilk olarak ilk yedi ayda ortalama 125,1 TL/MWh, son 5 ayda ortalama 161,9 TL/MWh ve tüm yıl boyunca ortalama 140,5/MWh olarak gerçekleşen

Piyasa Takas Fiyatı (PTF) dikkate alındığında, 2016 yılının Ağustos ayından itibaren kalan 5 ay için yerli kömürden elektrik üreten şirketlerden 6 milyar kWh'lik elektriği birim fiyatı 185 TL/MWh'den Mülga TETAŞ'ın satın alacağına ilişkin Bakanlar Kurulu Kararı yayımlanmış ve bu miktarların her yıl yeniden belirleneceği açıklanmıştır. Bu teşvik sisteminde alım miktarı, teşvik sistemine dâhil olan santrallerin kurulu güç payları ile doğru orantılı şekilde paylaştırılmıştır (Çizelge 3.13).

Çizelge 3.13 2016 Yılı için Teşvik Mekanizmasından Yararlanan Santrallerin Teşvik Oranları

Santral	Kurulu Güç (MW)	Alım Payları (%)	Alınan Enerji Miktarı (kWh)
AKSA GÖYNÜK	270	5,4	340.435.300
ÇATES	300	5,1	323.552.800
ÇELİKLER SEYİTÖMER	600	11,9	753.311.000
ÇELİKLER ORHANELİ TUNÇBİLEK	575	11,5	725.001.200
ENERJİSA	450	8,9	565.012.500
KANGAL	457	7,70	486.924.900
KONYA ŞEKER	5,5	0,10	3.565.900
POLAT	51	0,90	56.308.809
SOMA	990	17,20	1.087.282.200
YATAĞAN	630	10,40	660.872.300
YENİKÖY KEMERKÖY	1.050	20,90	1.323.915.300
Toplam	5.378,5	100,0	6.326.182.209

2017 yılında ise yayımlanan Bakanlar Kurulu Kararı ile birim fiyatı aynı kalmak üzere (185 TL/MWh), 18 milyar kWh'lik elektrik için alım garantisi verilmiştir. 2018 yılının ilk üç ayı için birim fiyatı üzerinde değişikliğe gidilerek MWh başına 185 TL'den 201,35 TL'ye getirilmiştir. İlk üç ayı izleyen çeyrek dönemlerde ise enflasyon oranında artırım sağlanarak birim fiyat belirlenmiştir.

09.07.2018 tarihli ve 703 sayılı KHK'nın 9'uncu maddesinin 13'üncü bendi kapsamında alınan Bakanlık Makamı Olur'u çerçevesinde belirlenen 2019 yılı birinci çeyrek dönemi (Ocak-Şubat-Mart) için 285 TL/MWh, 2019 yılı ikinci çeyrek döneminden itibaren yıl sonuna kadar ilgili yılın çeyrek dönemleri için fiyat, aşağıda belirtilen formüle (1) dayandırılmıştır.

$$P = P_0 \times \left[\left(\frac{1}{4} \times \frac{\ddot{U}FE_1}{\ddot{U}FE_{10}} \right) + \left(\frac{1}{4} \times \frac{T\ddot{U}FE_1}{T\ddot{U}FE_{10}} \right) + \left(\frac{1}{2} \times \frac{Kur_1}{Kur_{10}} \right) \right]$$

(1)

P: Birim fiyatın geçerli olacağı çeyreklik dönem için birim fiyat (TL/MWh)

P_0 : Birim fiyatın geçerli olacağı çeyrek dönemden önceki çeyrek dönem için geçerli olan birim fiyat (TL/MWh)

$\ddot{U}FE_1$: Birim fiyatın geçerli olacağı çeyrek dönemin ilk ayından önceki aya ait Türkiye İstatistik Kurumu tarafından açıklanan Üretici Fiyat Endeksi (ÜFE) değeri

$\ddot{U}FE_{10}$: Birim fiyatın geçerli olacağı çeyrek dönemin ilk ayından önceki dördüncü aya ait Türkiye İstatistik Kurumu tarafından açıklanan Üretici Fiyat Endeksi (ÜFE) değeri

$T\ddot{U}FE_1$: Birim fiyatın geçerli olacağı çeyrek dönemin ilk ayından önceki aya ait Türkiye İstatistik Kurumu tarafından açıklanan Tüketici Fiyat Endeksi (TÜFE) değeri

$T\ddot{U}FE_{10}$: Birim fiyatın geçerli olacağı çeyrek dönemin ilk ayından önceki dördüncü aya ait Türkiye İstatistik Kurumu tarafından açıklanan Tüketici Fiyat Endeksi (TÜFE) değeri

Kur_1 : Birim fiyatın geçerli olacağı çeyrek dönemin ilk ayından önceki aya ait gösterge niteliğindeki aylık TCMB ABD Doları satış kuru

Kur_{10} : Birim fiyatın geçerli olacağı çeyrek dönemin ilk ayından önceki dördüncü aya ait gösterge niteliğindeki aylık TCMB ABD Doları satış kuru

Uygulamaya konulan teşvik sisteminin, gelecekte yerli kömür rezervlerin geliştirilmesinin sürdürülmesi ve bu rezervlerin artan talebi karşılmasına yönelik ekonomik büyümeyi desteklemesi amaçlandığı değerlendirilmektedir.

Söz konusu teşvik mekanizmasının yerli kömür kaynaklı elektrik üretim oranlarını yükseltmesi gibi olumlu yönünün yanında, YEKDEM mekanizmasına benzer bir şekilde yerli kömür kaynaklı elektrik üretim teşviklerinin de piyasa katılımcılarına ek maliyetleri söz konusudur. Bir teşvik mekanizmasının toplam maliyeti, elektriğin piyasa fiyatından teşvikli fiyattın çıkarılması ile hesaplanır. 2016 yılında gerçekleşen 140 TL/MWh'lik ortalama piyasa takas fiyatı örnek alındığında, piyasa katılımcılarına 185 TL/MWh'lik bir alım garantisi verilmesi halinde, aradaki 45 TL/MWh'in diğer piyasa katılımcılarından sübvans edilmesi gerekmektedir. 2016 yılında tüm kömür santrallerine örnekteki gibi alım

garantisi verilseydi, söz konusu teşviğin piyasa katılımcılarına maliyeti 0,63 krş/MWh olacaktır.

3.2.5.3. Teşvik Mekanizmasında Performans Tabanlı Düzenleme Uygulanabilirliği

Hem özelleştirme ve serbestleşmenin hem de ilgili şirketler arasındaki rekabetin temel hedeflerinden biri olan piyasada faaliyet gösteren şirketlerin verimlilikleri hem bu çalışma literatüründe verilen çalışmalarda hem de birçok sosyoekonomik faaliyet alanında son zamanlarda giderek artan bir şekilde hükümetlerin, düzenleyici ve denetleyici kurumların/kuruluşların önemle üzerinde durdukları bir konu olmaktadır. Bu hedefle hükümetler veya düzenleyici kurumlar, şirketlerin etkinliklerini arttırmak ve şirketler arasında birbirlerini baz (referans) almalarını sağlamak amacıyla, belirli bir fiyat veya teknik göstergelerden belli bir tavan değer belirleyerek ve şirketlerin tüm maliyetlerinin veya teknik göstergelerinin karşılandığı bir getiri oranı etkinliğine veya şirketlerin kar oranları için maliyet etkinliğine teşvik etmektedir. Bunu teşvik ederken ise maliyet etkinliğinin içine teknik etkinlik göstergeler de dahil edilerek daha geniş kapsamlı ve verimli hesaplamalar yapılabilmektedir.

Dünya'daki elektrik piyasalarındaki uygulamalara benzer şekilde Türkiye elektrik piyasasında performans tabanlı düzenleme uygulaması elektrik dağıtım sektöründe faaliyet gösteren elektrik dağıtım şirketlerinin gelir dağılımlarında uygulanmaya çalışılmaktadır. Minimum maliyet, maksimum kar döngüsünde elektrik dağıtım hizmetlerini sunmaya çalışan dağıtım şirketleri, elektrik arzının kalitesinden, müşteri memnuniyetinin sağlanmasından ve hem kalite hem de müşteri memnuniyetini optimum noktaya taşıyacak öngörü yeteneklerini arttırmaktan sorumludurlar. Bu sorumluluğun düzenleyicisi olan EPDK çeşitli parametreler yardımı ile dağıtım şirketlerini izleme, ölçme ve değerlendirme işlemlerine tabi tutabilmektedir. Bu sayede EPDK, tarife belirlemek için toplam gelir veya bireysel tarife üzerinde, dağıtım şirketlerini birbirlerini baz almalarını sağlamak amacıyla yarıştıran, çoklu parametrelerden oluşturulan optimizasyon yöntemleri sayesinde elde edilen tek bir parametre ve bir tavan sınır üzerinden performans tabanlı düzenleme yaklaşımını uygulamaya çalışmaktadır (Dönmezçelik, 2016). EPDK bu sayede her bir dağıtım şirketi için belirlenen dağıtım gelirlerinden şirketin maksimum gelir elde etmesini sağlamayı amaçlamaktadır. Bu yönde oluşturulan sistematik hesaplamalar ve değerler elektrik dağıtım sektöründe aşağıdaki eşitlikler ile belirlenmektedir. Eşitlik (1)'e göre

hesaplanan dağıtım gelir gereksinimi ve eşitlik (2)'ye göre hesaplanan dağıtım gelir tavanı eşitliklerinde yer almakta olan X_i olarak nitelenen değer verimlilik parametresini ifade etmektedir¹⁵.

$$SGG_t = (SMB\dot{I}_t + DMB_t) \times \prod_{i=ud,1}^{ud,t} (1 - X_i) + KMB_t + ARGE_t + YB_t + VF_t \quad (1)$$

$$SGT_t = [(SMB\dot{I}_t + DMB_t) \times \prod_{i=ud,1}^{ud,t} (1 - X_i) + KMB_t + ARGE_t + YB_t + VF_t] \times (TÜFE_{t-1} / TÜFE_b) \times (1 + KF_t) \times (1 + GK\dot{I}_t) + GFDB_t + YFDB_{ud,t} - ARGEDB_{ud} \times (1 + FO_{t-1})^{\left(\frac{t}{2}+1\right)} \quad (2)$$

Elektrik dağıtım sektöründe verimlilik parametresi ile uygulanmaya çalışılan performans tabanlı düzenleme uygulamasının, bu çalışmanın temel amaçlarından olan linyit kaynaklı elektrik üretim santrallerinin performanslarının incelenmesi aracılığıyla söz konusu santraller içinde uygulanabileceği değerlendirilmektedir. Beşinci bölümde uygulanacak olan veri zarflama analizi ile linyit kaynaklı elektrik üretim santrallerinin etkinlik ölçümleri sonucunda ortaya çıkacak etkinlik skorlarının, mevcut olarak linyit yakıtlı santraller için uygulanmakta olan elektrik piyasasında fiyat-alım garantili teşvik mekanizmasında değerlendirilebileceği düşünülmektedir. Söz konusu mekanizmada yıllık olarak belirlenen 285 TL/MWH fiyatı ile her bir santralin performansına göre belirlenen etkinlik skorları çarpılarak, tüm santraller için belirlenen tek bir fiyattan ziyade her bir santralin performansına göre belirlenen çoklu fiyatlarla teşvik mekanizmasının işletebileceği değerlendirilmektedir. Bu sayede santraller maksimum kazanç elde edebilme amacıyla birbirleriyle rekabet içine girerek kazançlarını maksimum tutmaya çalışacak, kamu otoritesi görünümüyle de üst politika belgelerinde konulan yerli kömür kaynaklarından elektrik üretim miktarları arttırılacaktır hedefi ve gelecekte konabilecek diğer hedefler doğrultusunda hareket etmeleri sağlanabilecektir. Bu anlamda örnek bir çalışma olarak değerlendirilmesiyle gelecekte yapılacak düzenlemeler, söz konusu teşvik mekanizmasının günlük veya bazı saatlik dilimler içinde ayrı olarak uygulanabileceği düşünülmektedir. Ayrıca performans tabanlı düzenleme uygulaması normal uygulanan teşviğe ek olarak performans olarak etkin olan ve performansını arttıran santrallere ek teşvikler sağlanarak veya tam tersi bir şekilde performanslarında düşüş sağlayan santrallere mevcut teşvik

¹⁵ Xi parametresinin EPDK'nın 24.11.2015 tarihinden yayımlanmış olduğu Usul ve Esaslarda "Veri Zarflama Analizi" yöntemi ile belirleneceği açıklanmıştır.

uygulanmasında uygulanan fiyatın/fiyatların gerisinde bir fiyat tabanı belirleyerek uygulanabileceği değerlendirilmektedir. Bunun yanında da belirlenecek bir fiyata göre, söz konusu fiyatın piyasada oluşan PTF arasındaki fark ile her bir santral için elde edilen performans skoru çarparak kamu tarafından ek fiyat veya daha düşük bir fiyat olarak ek ücret alımı veya ücret kesimi uygulanabileceği düşünülmektedir. Söz konusu bu uygulamalar için örnek tasarım formülasyonu Çizelge 3.14'te yer almakta olup, örnek uygulama beşinci bölümde yapılacaktır.

Çizelge 3.14 Örnek Alternatif Teşvik Mekanizması Tasarımı

Mevcut Teşvik Fiyatı	
Alternatif 1. Teşvik Uygulaması	$MTF * PS$
Alternatif 2. Teşvik Uygulaması	$MTF + ((MTF * PS) / TKS)$
Alternatif 3. Teşvik Uygulaması	Üst Sınır için: $(PTF - MTF) * (1 - PS)$ kadar EÜAŞ'a veriliyor Alt Sınır için: $(MTF - PTF) * PS$ kadar EÜAŞ'tan alınıyor
Örnek Uygulamada Yazar Tarafından Belirlenen Teşvik Fiyatı	
Alternatif 1. Teşvik Uygulaması	$BTF * PS$
Alternatif 2. Teşvik Uygulaması	$BTF + ((BTF * PS) / TKS)$
Alternatif 3. Teşvik Uygulaması	Üst Sınır için: $(PTF - BTF) * (1 - PS)$ kadar EÜAŞ'a veriliyor Alt Sınır için: $(BTF - PTF) * PS$ kadar EÜAŞ'tan alınıyor

MTF: Mevcut Teşvik Fiyatı; **BTF:** Belirlenen Teşvik Fiyatı; **PS:** Performans Skorları; **TKS:** Teşvik Katılımcı Sayısı

Bu kapsamda bu ve benzer uygulamalar için ön plana çıkan şart, ilgili santrallerin eşit düzeyde kıyaslanabileceği optimizasyonu, güvenilir ve belli periyotlarla raporlanacak nicel veya nitel verileri kullanarak sağlamaktır. Çünkü eksik veya hatalı bir şekilde kullanılan göstergelerin belirlediği verimlilik değerleri, bazı şirketler için lehte ve aleyhte sonuçlar doğurabilecek ve bu durum düzenlemenin amaçlarına da ulaşmasına zarar verebilecektir (Dönmezçelik, 2016).

4. BÖLÜM

PERFORMANS KAVRAMLARI VE VERİ ZARFLAMA ANALİZİ

Modern işletme yönetim anlayışlarının temelini oluşturan kavramların başında etkinlik ve verimlilik gelmektedir. Bu kavramların taşıdıkları öneme rağmen, yönetim sürecinin değerlendirilmesine yönelik çeşitli problem alanları göz önüne getirildiğinde, çoğu kez standart bir biçime gelmiş güvenli ve geçerli ölçüm tekniklerinin bulunmayışının performans ölçümlerinin gerçekleştirilmesini güçleştirdiği görülmektedir. Hizmet kalitesi ve müşteri memnuniyeti gibi ölçümü zor faktörlerin olduğu hizmet sektöründe performans ölçümü daha da güçtür. Bu amaçla araştırma yapan Culman (2007) gibi birçok araştırmacı, hizmet sektöründe etkinlik ölçüm tekniklerini inceledikleri çalışmalarında, standart yaklaşımların mevcut olmadığını vurgulamakta ve yeni yaklaşımlardan biri olarak VZA tekniğine yer vermektedirler. Bu kapsamda bu bölümde temel performans kavramları açıklanmış ve Veri Zarflama Analizi hakkında bilgiler verilmiştir.

4.1. Etkililik, Verimlilik Ve Etkinlik

Bir iş sisteminin performansı, belirli bir zaman sonucundaki çıktısı ya da çalışması sonucudur. Bu sonuç işletme amacının ya da görevinin yerine getirilme derecesi olarak algılanmalıdır. Bu durumda performans, işletme amaçlarının gerçekleştirilmesi için gösterilen tüm çabaların değerlendirilmesi olarak tanımlanabilmektedir. Performans kavramının yaygın olarak kullanılan üç temel göstergesi bulunmaktadır. Bunlar etkililik, etkinlik ve verimlilik kavramlarıdır. Literatürde bu kavramlar birbiri yerine kullanılmakla beraber bazı bilim adamları, özelliklede verimlilik ve etkinlik kavramlarının farklı anlamları olduğunu vurgulamaktadır. Kavramların farklı olduğu düşüncesine göre, bir firma etkin olmakla birlikte verimli çalışmayabilmektedir. Bunun yanında mal üreten işletmelerde, örgütün etkinlik durumunu belirtmek üzere verimlilik kavramı da kullanılmaktadır. Verimlilik kavramı, elde bulunan kaynaklardan optimum çıktının sağlanması, etkililik ise, kaynakları en iyi şekilde değerlendirerek mümkün olan en iyi sonucun alınması biçiminde literatürde yer almaktadır. Genel olarak etkililik daha çok planlara ulaşmanın, verimlilik belli bir çıktının en az maliyetle üretilmesinin, etkinlik ise bir girdi-çıkı mekanizması aracılığı

ile işleri doğru yapabilme kabiliyeti olarak tanımlanabilmektedir (Yükçü ve Atağan, 2009). Bu bölümde bu kavramlar ayrıntılı olarak ele alınmaktadır.

4.1.1. Etkililik

Etkililik kavramının yönetim bilimlerinde kullanımı, İkinci Dünya Savaşı'ndan sonra başlamıştır ve bu terim ekonomi biliminden diğer bilim dallarına yayılmıştır. Etkililik, birimlerin gerçekleştirdikleri faaliyetlerin sonucunda amaçlara ulaşma derecesini belirleyen bir performans boyutudur (Hoy ve Miskel, 1987).

4.1.2. Verimlilik

Verimlilik, bir üretim ya da hizmet sisteminin ürettiği çıktı ile bu çıktıyı oluşturmak için kullanılan girdi arasındaki ilişkidir (Bektaş, 2007). Yani, sabit miktardaki çıktının, mümkün olan en az girdi ile elde edilmesi veya sabit miktardaki girdinin mümkün olan maksimum çıktı ile elde edilmesi anlamındadır. Genellikle bu ölçü, çıktının girdiye oranı olarak ifade edilir ve kaynakların ne kadar etkin kullanıldığını gösterir (Karaca, 2010). Kullanılan girdi başına çıktı miktarını artıran, daha etkin makine/donatım ve üretim yöntemleri kullanmak gibi teknolojik ilerlemeler ile eğitime ve yönetim tekniklerine yönelik programlar kullanılması gibi gelişmeler verimliliği de yükseltmiş olmaktadır (Çakır, 2012).

Verimlilik; çıktının girdiye oranı olarak tanımlanmaktadır ve ölçülen sayısal bir ilişkiyi ifade etmektedir. “Çıktı” bir kurum, kuruluş ya da üretim yapılan herhangi bir birimde üretilen, “hizmet” ya da “ürün” toplamıdır. Bu toplam, örneğin, ton, km, litre vb. gibi sayısal/fiziksel değerlerle ifade edilmektedir. Bu toplamı yaratan değerler ise girdilerdir. Hammadde, insan kaynakları, teknoloji, yakıt ve enerji, aktif sermaye gibi kullanımının birim zamanda tüketilme değerlerinin toplamı girdileri vermektedir.

4.1.3. Etkinlik

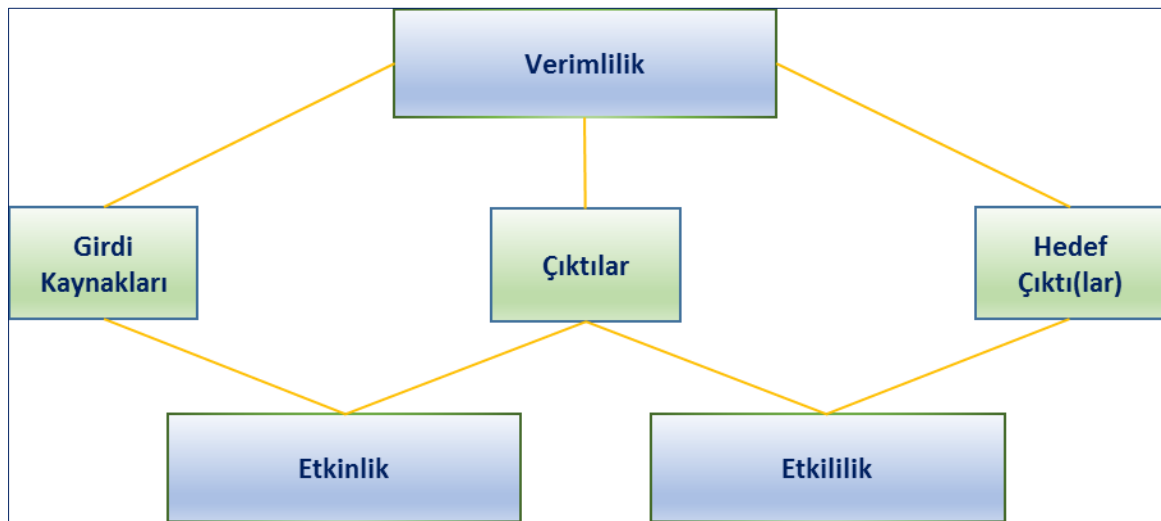
Etkinlik, bir işletmenin üretim faktörleri ya da üretimin kendisi için önceden saptadığı programın gerçekleştirilme oranını gösterir. Yani gerçekleşen performansın, önceden saptanan performansa ne derece yaklaştığını gösterir. Bu tanıma göre etkinlik derecesi aşağıdaki eşitlik ile belirlenebilir.

Etkinlik= standart performans / gerçekleşen (fili) performans

Örneğin; bir işin standart süresi 3 saat ise, fakat uygulamada bu iş 4 saatte gerçekleşiyorsa Etkinlik = $3 / 4 = 0,75$ 'dir. Buna göre bu işin etkin olmadığı söylenebilir. Etkinlik oranının "1" değerinin altında olması, faaliyetin istenildiği gibi gerçekleşmediği anlamına gelmekte olup, bu oranın "1" den büyük olması ise, standarttan daha büyük bir etkinlik düzeyini gösterir.

Etkinlik, işletmelerin belirlenmiş amaçlarına ulaşmak üzere gerçekleştirdikleri faaliyetlerin sonucunda bu amaçlara ulaşma derecesini belirleyen bir performans ölçütüdür. Tanımdan anlaşılacağı üzere etkinlik, mevcut amaçlara yönelik yani hedefe ulaşma derecesini ve amaçların gerçekleşme düzeyini işletmenin çıktıları ile ilişkilendirerek belirlemektedir (Güzhan, 2007). Performans boyutuyla etkinlik, bir işletmenin elde ettiği sonuçlara yöneticilerin ve çalışanların davranış, bilgi ve becerilerine, kullanılan teknik kapasite ve yöntemlere ve aynı zamanda dış çevre ile ilişkilerine bile bağlı olan toplam bir çabanın ürünüdür (Çakır, 2012).

İlk bakışta etkinlik ve verimlilik arasında bir fark yok gibi görülsede etkinlik verimliliğin tamamlayıcı bir unsurudur. Yani kısaca etkinlik amaç ve hedeflerle, verimlilik ise minimum kaynak tüketimi ile ilgilenmektedir (Karaca, 2010).



Şekil 4.1 Verimlilik, Etkinlik ve Etkililik İlişkileri (Yükçü ve Atağan, 2009)

4.2. Veri Zarflama Analizi ve Temel Kavramlar

VZA ilk olarak Charnes, Cooper ve Rhodes (1978) tarafından ürettikleri mal veya hizmet açısından birbirlerine benzer ekonomik karar verme birimlerinin (KVB) görelî etkinliklerinin ölçülmesi amacı ile geliştirilmiş olan parametrik olmayan bir etkinlik yöntemidir. Bu yöntemin sahip olduğu en önemli özellik, her karar verme birimindeki etkinsizlik miktarını ve kaynaklarını tanımlayabilmesidir. Bu özelliği ile yöntem etkin olmayan karar verme birimlerinde ne kadarlık bir girdi azaltma ve/veya çıktı miktarının ne kadar artırılması gerektiğine ilişkin olarak yöneticilere yol gösterebilir. Regresyon analizi gibi parametrik yaklaşımlarda bağımlı değişkenin diğer değişkenlere göre bir fonksiyonu tahmin edilmeye çalışılır. Bu ise normallik varsayımı gibi bazı özel varsayımların sağlanmasını gerektirmektedir. Buna karşılık VZA tekniğini kullanırken herhangi bir fonksiyonel ilişki tanımlamaya gerek yoktur. Metot için gerekli olan tek varsayım her bir karar verme biriminin etkinlik sınırının üzerinde veya altında olmasıdır. Sınırdan olmayan her bir KVB, sınırda kendisine en yakın olan birime göre değerlendirilir.

İlk başta kar amacı gütmeyen kurumların (hastane, silahlı kuvvetler, üniversite vb.) karşılaştırmalı etkinliğinin ölçülmesini hedefleyen bu yöntem, daha sonraları Ar-Ge projelerinde, çok uluslu ya da çok şubeli şirketlerin görelî performanslarının ölçümünde ve nihayet kar amaçlı üretim ve hizmet sektörlerindeki işletmeler arası görelî etkinliğin ölçümünde yaygınca kullanılmaya başlanmıştır. Yöntemin getirdiği en önemli yenilik, birçok girdinin kullanılarak birçok çıktının elde edildiği durumlarda, parametrik yöntemlerde olduğu gibi önceden belirlenmiş herhangi bir analitik üretim fonksiyonu varlığının öngörülmesine gereksinim duymadan ölçüm yapılabilmesidir.

4.2.1. Temel Kavramlar ve Tanımları

Girdi ve Çıktı: Bir birimde, çıktı üretmek için kullanılan yani hizmetlerin yerine getirilebilmesi için üretim sürecine giren faktörlerin her birine girdi denir. Bu üretim sürecinin sonunda elde edilen ürün veya hizmete ise çıktı denir.

Karar Verme Birimi: Girdi ve çıktı değişkenlerine göre performansları ölçülen homojen yapıdaki kuruluşların her birine karar verme birimi denir.

Teknik Etkinlik: Eldeki girdi bileşeninin en verimli şekilde kullanılarak mümkün olan maksimum çıktıyı üretme başarısıdır. Burada teknik etkinlik, karar birimlerinin sabit bir çıktı düzeyini üretmek için girdileri minimize etme yeteneğidir.

Ölçek Etkinliği: Ölçek etkinliği kısaca uygun ölçekte üretim yapmadaki başarı olarak tanımlanır. Ölçek etkinliği, toplam verimliliği (CCR modelinden) teknik verimliliğe (BCC modelinden) bölerek $ÖE=CCR/BCC$ şeklinde hesaplanır.

Toplam Etkinlik: Teknik etkinlik ve ölçek etkinlik birlikte toplam etkinliği oluşturmaktadır ve Toplam Etkinlik = Teknik Etkinlik * Ölçek Etkinliği olarak ifade edilmektedir. Bir KVB'nin toplam etkin olabilmesi için, hem ölçek hem de teknik etkinliği sağlaması gerekmektedir.

Etkinlik Skoru: VZA her bir birim için etkinlik skoru hesaplar. Bu skor "0" ve "1" arasında olup, %100 skora sahip birim en etkin birimdir. %100'den aşağıda skora sahip birimler ise etkin değildir.

Ölçeğe Göre Getiri: Üretim ölçeği ancak iki farklı girdinin aynı oranda arttırılmaları veya sabit bir sayı ile çarpılmaları ile değiştirilebilir. Üretim ölçeğinde meydana gelen değişimler karşısında verimlilikte ortaya çıkan değişimler ölçeğe göre getiri kavramını açıklamaktadır. Ölçeğe göre getiri üç farklı şekilde olabilir.

Ölçeğe göre sabit getiri; tüm girdi bileşenlerdeki (aynı) artış oranı, çıktılarda da aynı oranda artışa neden oluyor ise, yani üretim ölçeğindeki değişimler, verimliliği etkilemiyorsa böyle bir durumda söz konusu olur.

Ölçeğe göre artan getiri; tüm girdi bileşenlerdeki (aynı) artış oranı, çıktılarda daha fazla oranda artışa neden oluyor ise, yani bir firmanın üretimindeki artışların girdilerde meydana gelen artıştan daha fazla olması durumunda söz konusu olur.

Ölçeğe göre azalan getiri; tüm girdi bileşenlerdeki (aynı) artış oranı, çıktılarda daha az oranda artışa neden oluyor ise yani bütün girdilerin, örneğin bir ya da iki kat arttırılması halinde firma üretim seviyesi bir ya da iki kat değil de" daha az artıyorsa, bu durumda söz konusu olur.

Hedef: Etkin olmayan birimlerin, etkin olabilmesi için girdi ve çıktı değerlerindeki yapması gereken düzenlemeler sonucu ortaya çıkan değere hedef denmektedir.

4.3. Veri Zarflama Analizi Modelleri

Farrell'in fikirlerini geliştiren Charnes ve diğerleri tek bir çıktının tek bir girdiye oranlanmasıyla elde edilen etkinlik değerini, çoklu çıktılardan çoklu girdilere oranlanmasına genişletmişlerdir. Buradan her bir KVB için yapay bir çıktı ve yapay bir girdi bulunmakta ve bu yapay çıktı ve girdiler vasıtasıyla KVB'lerin etkinlik değerleri bulunabilmektedir. Bu yapay çıktı ve girdiler, çıktı ve girdilerin ağırlıklı bir ortalaması olarak alınmıştır. Burada ağırlıklar, etkinlik değerlerini 1'den büyük yapmayacak şekilde seçilmektedirler (Charnes ve diğerleri, 1978).

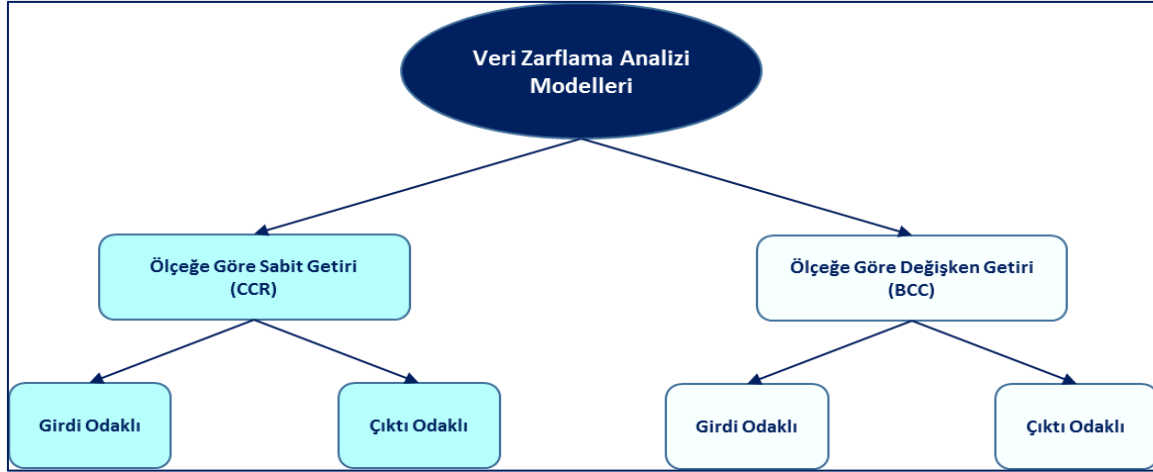
VZA tekniğinin önemli bir yanı, her bir KVB'nin etkinlik değeri diğerlerine göre hesaplandığından, hesaplanan etkinliklerin göreceli etkinlikler olmasıdır. Etkinlik değerlerinin her bir karar verici için optimum değerleri hesaplanmakta, bu sayede optimumu veren KVB'ler etkinlik sınırının üzerinde, diğerleri ise sınırın altında kalmaktadırlar. Sınırın altında kalan KVB'ler için her bir girdi ve çıktı için kullanılan kaynaklar ve benzeri bilgiler elde edilebilmektedir. Bunu yapmak için etkin olmayan KVB, benzer girdi ve çıktı miktarları olan ve sınır üzerinde yer alan KVB ya da KVB'ler ile karşılaştırılır. Etkin olmayan KVB'nin aynı miktarda girdi ile ne kadar daha çıktı üretebileceği ya da aynı miktarda çıktıyı girdilerindeki ne kadarlık bir azaltma ile üretebileceği, etkin KVB'e göre hesaplanır. Böylece etkin olmayan KVB için etkin olan KVB'lere göre bir hedef değeri de belirlenmiş olur (Aktaş, 2014).

4.3.1. Temel Veri Zarflama Analizi Modelleri

VZA metodu girdiye ve çıktıya yönelik olarak iki yönlü kullanılabilir özelliğine sahiptir. Girdiye yönelik VZA modelleri; belirli bir çıktı bileşimini en etkin bir şekilde üretebilmek amacıyla kullanılacak en uygun girdi bileşiminin nasıl olması gerektiğini araştırır. Yani bir çıktı düzeyini elde edebilmek için etkin olmayan karar birimlerinin girdilerini ne kadar azaltmaları gerektiğini belirlemeye çalışan modellerdir. Girdiye yönelik modellerde hesaplanan etkinlik katsayısı, etkinlik değerine eşit olup her zaman birden küçük veya bire eşittir. Eğer etkinlik değeri birden küçükse karar verme birimi göreceli olarak etkin

değildir. Eğer bire eşitse karar verme birimi görel olarak etkindir. Çıktıya yönelik VZA modelleri ise belirli bir girdi bileşimi ile en fazla ne kadar çıktı bileşimi elde edilebileceğini araştırır. Yani bir girdi düzeyini elde edebilmek için etkin olmayan karar birimlerinin çıktılarını ne kadar arttırmaları gerektiğini belirlemeye çalışan modellerdir. Çıktıya yönelik modellerde hesaplanan etkinlik katsayısı her zaman birden büyük veya bire eşit olup etkinlik değeri “Etkinlik Değeri=1-(Etkinlik Katsayısı-1)” formülü ile bulunur. Eğer etkinlik değeri birden küçükse karar verme birimi görel olarak etkin değildir. Eğer bire eşitse karar verme birimi görel olarak etkindir (Charnes ve diğ., 1978).

VZA, ürettikleri mal ve hizmet açısından birbirine benzer ekonomik karar birimlerinin diğer karar birimleriyle kıyaslanarak görel etkinliklerinin ölçülmesi amacıyla geliştirilen parametrik olmayan bir ölçüm yöntemidir. Bu ölçümlerde kullanılan birçok model olmakla beraber, hangi tür modelin kullanılacağı, karar vericinin girdi ve çıktı üzerindeki takdir yetkisine bağlıdır. Başka bir deyişle karar vericinin girdi üzerinde denetimi mevcutsa girdiye yönelik, çıktı üzerinde denetimi söz konusu ise çıktıya yönelik modeller tercih edilmektedir. Model tercihinde dikkate alınması gereken bir başka nokta ise mevcut veri yapısıdır. Analiz yapan kişiler, karar alma sürecinde genel olarak girdi kullanımının birincil faktör olması nedeni ile girdi odaklı modelleri tercih etmektedirler. Öte yandan bazı endüstrilerde firmalar, sabit üretim faktörleri ile faaliyet gösterdiklerinden, bu firmalar veri faktörleri ile mümkün olabilen maksimum çıktıyı üretmektedir. Bu durumda ise, çıktı odaklı modeller tercih edilmektedir (Deliktaş, 2006). Özetle yapılan araştırmanın kapsamına, uygulama alanı veya sektörüne ve araştırmada kullanılacak varsayımlara göre model seçimi değişim göstermektedir. Girdiye ve çıktıya yönelik model seçiminde en çok kullanılan VZA modellerinden biri Charnes Cooper Rhodes (CCR) modeli olmakla beraber, bu modele karşı alternatif olarak da kullanılan Banker Charnes Cooper (BCC) modeli en çok kullanılan diğer bir modeldir. Şekil 4.2’de bu modeller gösterilmektedir.



Şekil 4.2 VZA Modelleri

4.3.1.1. Charnes Cooper Rhodes (CCR) Modeli

VZA'nın ilk önerilen modeli olan CCR modeli, 1978 yılında Charnes, Cooper ve Rhodes tarafından önerilmiştir. Bu model ile ölçeğe göre sabit getiri varsayımı altında teknik etkinlik ile ölçek etkinliğinin çarpımı olan toplam etkinlik ölçülmektedir. Bu tip VZA modellerinde etkinlik sınırı orijinden başlayıp, etkin olan KVB(ler)'inden geçen bir doğru ile temsil edilmektedir.

Girdileri çıktılara dönüştüren n tane KVB olsun. Her KVB için girdi ve çıktı çoklukları değişmekle birlikte, kullanılan girdi ve üretilen çıktı miktarları aynıdır. Matematiksel gösterimle j . karar verme birimi s boyutlu çıktı vektörü y_{rj} ($r=1,2,\dots,s$) üretmek üzere m boyutlu girdi vektörü x_{mi} ($i=1,2,\dots,m$) kullanır.

Girdi ve çıktı değişkenleriyle ilişkilendirilen etkinlik ölçüsü aşağıdaki eşitlikte verildiği gibi tanımlanabilir (Cooper ve diğ., 2000).

$$\text{Etkinlik} = \frac{\text{Çıktıların ağırlıklı toplamı}}{\text{Girdilerin ağırlıklı toplamı}}$$

Değerlendirilecek karar verme birimini o indisi ile diğerlerini ise j indisi ile gösterilsin. Etkinlik skorları oran formunda,

$$\max h_o = \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{ro}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{io}}$$

Kısıtlar:

$$\begin{aligned} \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij}} &\leq 1 \\ v_i &\geq 0 \quad i = 1, 2, \dots, m \\ u_r &\geq 0 \quad r = 1, 2, \dots, s \\ & \quad j = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

biçiminde tanımlanabilir.

Burada v_i ve u_r sırasıyla girdi ve çıktı ağırlıklarını göstermektedir. $\sum u_r y_{rj}$ çıktı toplamını, $\sum v_i x_{ij}$ girdi toplamını göstermektedir. Çıktı/Girdi oranı h_o , optimal girdi-çıktı ağırlıklarını seçerek maksimum yapılacak amaç fonksiyonudur. Eşitsizlik kısıtı aynı ağırlıklarla tüm karar verme birimlerinin etkinlik oranlarının birim büyüklükten fazla olmasını garanti eder. Çözüm sonunda elde edilen etkinlik dereceleri $h_o=1$ ise o-uncu karar verme birimi KVB₀ tam etkindir. $h_o < 1$ ise bu KVB etkin değildir.

Kesirli formda verilen model yaklaşımı anlatım bakımından uygun olmakla birlikte hesaplama açısından zorluklar içerir. Bu nedenle, daha uygun bir yapıya dönüştürmek için Charnes ve Cooper tarafından gerçekleştirilen dönüşümle Girdi Yönlü CCR Primal modeli

$$\max w_o = \sum_{r=1}^s u_r y_{ro}$$

Kısıtlar:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^m v_i x_{io} &= 1 \\ \sum_{r=1}^s u_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} &\leq 0 \quad j = 1, 2, \dots, n \\ v_i &\geq 0 \quad i = 1, 2, \dots, m \\ u_r &\geq 0 \quad r = 1, 2, \dots, s \end{aligned}$$

biçiminde önerilmiştir.

Böylece geleneksel doğrusal programlama modeli elde edilmiş ve hesaplama avantajları doğmuştur. Bu model bilgisayar yazılımları ile kolayca çözümlenecek durumdadır.

Girdi yönlü CCR modelinde sırasıyla her bir KVB'nin çıktılarının ağırlıklı ortalaması toplamı maksimum yapılmaya çalışılır. Kısıtlarda ise ilgilenilen KVB'nin girdilerinin ağırlıklı ortalaması toplamı 1'e eşitlenmiştir. Böylece girdilerin ağırlıklı ortalaması toplamı her bir KVB için 1 olmaktadır. Daha sonraki kısıt, çıktıların ağırlıklı ortalaması toplamı girdilerin ağırlıklı ortalaması toplamından küçük olmasını sağlamaktadır. Bu sayede Çıktı/Girdi oranı her bir karar verici için en fazla 1 olabilir. Bu bilgilerin ışığında bir karar verici için bulunabilecek optimum çıktı ortalaması en fazla 1 olabilir ve bu ise karar vericinin etkin olduğu anlamına gelir. Etkin olmayan, yani etkinlik sınırının altında kalan KVB'leri için çıktıların ağırlıklı ortalaması toplamı, yani etkinlik değeri 1'den küçük olacaktır (Atan ve diğ., 2009).

Ayrıca girdi yönlü CCR modelinin ek kullanım ve yorumlara imkân sağlayan dual biçimi de Girdi Yönlü CCR Dual model olarak,

$$\min z_o = \theta$$

Kısıtlar:

$$\theta_o x_{io} - \sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j - s_i^- = 0$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} - s_r^+ = 0$$

$$\lambda_j \geq 0, \quad s_i^- \geq 0, \quad s_r^+ \geq 0$$

$$i=1,2, \dots, m, \quad r=1,2, \dots, s, \quad j=1,2, \dots, n$$

verilebilir.

Bu modelde de o indisi etkinliği hesaplanacak karar verme birimini x_{ij} ve y_{rj} sırasıyla j. karar verme birimi i. girdi ve r. çıktısını v_i ve u_r her karar verme biriminin etkinlik değerini maksimum yapacak şekilde ve sırasıyla girdi-çıktı ağırlıklarını gösterir. Doğrusal programlama teorisine göre; $\min z_o = \theta_o^* = \max w_o = w_o^*$ dir.

Etkinlik için referans noktaları $\sum u_r y_{rj} / \sum v_i x_{ij} = 1$ olan karar birimleridir. KVB_0 'ya

atanan performans katsayısı w_o , tüm diğer karar vericilerin performansları üzerinden hesaplanır ve v_i^* u_r^* ağırlıkları bu değeri maksimum yapan ağırlıklardır. Başka v_i u_r ağırlıkları

bu sonucu daha iyi oluşturamaz. $w_0^* = 1$ olduğunda KVB_0 diğer karar verme birimlerine göre tam etkin sayılır.

Etkinlik şartları

$$\theta_o^* = 1 \quad , \quad \sum_{i=1}^m s_i^- + \sum_{r=1}^s s_r^+ = 0$$

olarak verilir. Bu şartlarının aynı anda sağlanması durumunda KVB_0 tam etkindir ve bu KVB_0 için bir kısım girdi ve çıktıyı değiştirmeden diğerlerini iyileştirmek mümkün değildir. Tersine bu şartlardan biri veya her ikisi sağlanmadığında KVB_0 tam etkin değildir denir. θ^* ve aylak değişkenler üzerindeki şartlar performans azlığını ve kaynağını belirler. $\theta_o^* < 1$ olması diğer karar verme birimlerinin performanslarını göstermektedir ve KVB_0 girdilerini $(1 - \theta_o^*)$ oranında azaltabilir. Eğer bir karar vericinin herhangi bir s_i^{+*} değeri sıfırdan farklıysa ($s_r^{+*} > 0$) KVB için ilgili çıktıyı artırarak etkin duruma ulaşabileceği, benzer olarak s_i^{-*} değeri sıfırdan farklıysa ($s_i^{-*} > 0$) KVB için ilgili girdiyi azaltarak etkin duruma gelebileceği söylenir.

Bazı durumlarda problemin çözümünde $\theta_o^* = 1$ olmasına rağmen, aylak değişkenlerin sıfır olması koşulu sağlanmayabilir. Bir ya da daha fazla aylak değişken sıfırdan farklı olabilir. Genellikle, incelenen karar verme biriminin bir ya da birkaç girdisinin çok az kullanılması veya birkaç çıktısının çok fazla üretilmesi nedeniyle ilgili girdi ya da çıktılara yüksek ağırlık atanması sonucunda ortaya çıkabilen bu gibi durumlardaki karar verme birimlerine zayıf etkin adı verilir.

Çıktı yönlü CCR modelinin yapısı ve yorumu da girdi yönlü modele benzemektedir. Dual modelden de görüleceği üzere ağırlıklı girdi toplamı minimum yapılmaya çalışılmaktadır.

Çıktı yönlü CCR Primal Modeli

$$\max z_o = \phi$$

Kısıtlar:

$$\phi y_{ro} - \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} + s_r^+ = 0 \quad r = 1, 2, \dots, s$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} + s_i^- = x_{io} \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$\lambda, s^+, s^- \geq 0$$

Çıktı yönlü CCR Dual Modeli

$$\min q_o = \sum_{i=1}^m v_i x_{io}$$

Kısıtlar:

$$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{ro} = 1$$

$$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} \leq 0 \quad j = 1, 2, \dots, n$$

$$\mu, v \geq 0$$

biçimindedir. Bu modellerde de s tane çıktı, m tane girdi ve n tane karar verici sayılarını ifade eder.

Dual modelde ilgili KVB'nin girdilerinin ağırlıklı toplamının minimum yapılması amaçlanmaktadır. Karar vericinin çıktılarının ağırlıklı toplamı 1'e eşitlenmektedir. Ayrıca her KVB için ağırlıklı çıktı toplamlarının, ağırlıklı girdi toplamlarından küçük olması bir diğer şarttır. Bu şarta göre etkinlik değeri hesaplanmak istenen KVB'nin girdilerinin ağırlıklı toplamı minimum 1 olmaktadır. Böylece etkin bir karar verici için etkinlik değeri 1, etkin olmayan bir karar verici için bu değer 1'den büyük olmaktadır.

4.3.1.2. Banker Charnes Cooper (BCC) Modeli

Banker, Charnes ve Cooper tarafından 1984 yılında CCR modeline kısıt ekleyerek BCC modeli geliştirilmiştir. BCC modeli ölçüğe göre değişen getiri varsayımı altında karar verme birimlerinin etkinliğini ölçmektedir. Banker, Farrell tarafından tanımlanan ve CCR modeli ile bulunan teknik etkinliğin, ölçek etkinliği ile karışmış olduğunu belirlemiş, teknik etkinliğin ölçek etkinliği ve saf teknik etkinlik olarak ayrılması gerektiğini göstermiştir. Bu

nedenle ölçüğe göre değişen getiri varsayımı altında BCC modeli ile saf teknik etkinlik bulunabilmektedir (Cooper ve diğ., 2000).

Girdi yönlü BCC Primal

$$\min z_0 = \theta$$

Kısıtlar:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} - s_r^+ = y_{ro} \quad r = 1, 2, \dots, s$$

$$\theta x_{io} - \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} - s_i^- = 0 \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

$$\lambda, s^+, s^- \geq 0$$

Girdi yönlü BCC Dual

$$\max q_0 = \sum_{r=1}^s \mu_r y_{ro} + u_0$$

Kısıtlar:

$$\sum_{i=1}^m v_i x_{io} = 1$$

$$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} + u_0 \leq 0 \quad j = 1, 2, \dots, n$$

$$\mu, v \geq 0, u_0 \text{ serbest}$$

Dikkat edilirse modeller CCR modellerine oldukça benzemektedir. Primal modeldeki fark, λ 'ların toplamının 1'e eşit olmasıdır. Dual modele ise yeni bir değişken (u_0) eklenmiştir. Bu değişikliklerle etkin sınırın yapısı değişmiştir. CCR modelinde orijinden geçen etkinlik doğrusu BCC modelinde orijinden geçmek zorunda değildir. Bu yapıyla BCC modeli CCR modelinden ayrılmaktadır. Modellerin diğer değişkenler açısından yorumunda bir farklılık yoktur (Akyüz ve diğerleri, 2015).

Çıktı yönlü BCC Primal

$$\max z_0 = \phi$$

Kısıtlar:

$$\phi y_{ro} - \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} + s_r^+ = 0 \quad r = 1, 2, \dots, s$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} + s_i^- = x_{io} \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

$$\lambda, s^+, s^- \geq 0$$

Çıktı yönlü BCC Dual

$$\min q_0 = \sum_{i=1}^m v_i x_{io} - v_0$$

Kısıtlar:

$$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{ro} = 1$$

$$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} - v_0 \leq 0 \quad j = 1, 2, \dots, n$$

$$\mu, v \geq 0, \quad v_0 \text{ serbest}$$

Görüldüğü gibi girdi yönlü BCC modelinde olduğu gibi burada da model CCR modeline benzemektedir. Çıktı yönlü CCR modelinden farklı olarak primal modelde λ 'ların toplamı 1'e eşittir. Dual modelde ise v_0 değişkeni kullanılmaktadır. Buradaki amaç ölçüğe göre sabit olmayan getiri sağlamaktır (Deliktaş, 2002).

4.4. Veri Zarflama Analizinin Avantajları Ve Dezavantajları

Etkinlik tahmin yöntemleri bir yandan parametrik ve parametrik olmayan yöntemler, diğer yandan stokastik ve determinist olanlar şeklinde ayrılabilir. Parametrik modeller veri setinden bilinmeyen parametrelerin tahmin edilmesine dayanırken, parametrik olmayan modellerde tahmin değil, hesaplama yapılmaktadır (Kumbhakar ve Lovell, 2000). Parametrik yöntemler bu çerçevede tahmin edilen parametrelerin önem testinin yapılabilmesi açısından parametrik olmayan yöntemlere göre avantaj sağlamaktadır. Ancak analizde kullanılacak verilerin oluşturulmasında veriler arasındaki standart sapma arttıkça parametrik olmayan yöntemlerin de avantajları artmaktadır.

Parametrik olmayan bir yöntem olan VZA, doğru şekilde kullanıldığı zaman çok etkin bir yöntemdir. VZA'nın avantajları aşağıdaki gibi sıralanabilir (Atan ve diğ., 2002).

- VZA, çok girdi ve çok çıktıyı işleyecek yetenektedir.
- VZA, doğrusal form dışında, girdi ve çıktıları ilişkilendiren bir fonksiyonel forma ihtiyaç duymaz.
- VZA ile etkinlikleri hesaplanan karar birimleri göreceli olarak tam etkinliğe sahip olanlarla kıyaslanır.
- Girdiler ve çıktılar çok farklı birimlere sahip olabilirler. Bu durumda, onları aynı biçimde ölçebilmek için çeşitli varsayımlar kullanmaya, dönüşümler yapmaya gerek yoktur.

VZA'nın dezavantajları ise aşağıdaki gibi sıralanabilir. (Atan ve diğerleri, 2002).

- VZA, ölçüm hatasına karşı çok duyarlıdır.
- VZA, karar noktalarının performansını ölçmek açısından yeterlidir, fakat bu değerlendirmenin mutlak etkinlik bazındaki yorumu ile ilgili ipucu vermez.
- VZA, parametrik olmayan bir teknik olduğu için, sonuçlara istatistiksel hipotez testlerinin uygulanması zordur.
- VZA, statik bir analiz şeklindedir ve bir tek dönemdeki karar noktası verileri arasında bir kesit analizi yapar. Analiz sonucunda her karar noktası için tek bir etkinlik tahminleyicisi elde edilmektedir ve bu tahminleyicinin istatistiksel özelliklerinin elde edilmesi çok zordur. Ancak yapılan analizin zaman serisi olduğu durumlarda VZA ile beraber Toplam Faktör Verimlilik yöntemleri kullanarak, yıllar arasındaki değişimlerde görülebilmektedir.
- Her karar verme birimi için ayrı bir doğrusal programlama modelinin çözümü gerektiğinden, büyük boyutlu problemlerin VZA ile çözümü, hesaplama açısından zaman alıcı olabilir.

4.5. Malmquist Toplam Faktör Verimlilik Endeksi

Etkinlik ölçümünde kullanılan yöntemler genellikle statik (sabit, değişmeyen) analizlerdir. Çalışmada kullanılan VZA da karar verme birimlerinin cari yıldaki etkinliğini

ölçmektedir. Ancak bir yılda etkin olan bir karar birimi izleyen yıllarda etkinliğini kaybedip referans olma özelliğini yitirebilir veya etkin olmayan bir karar birimi izleyen yıllarda etkin olabilir. Ayrıca yıllar itibariyle teknolojik gelişmeler etkinlik sınırının yerini değiştirebilir ve etkin olan birimlerin etkinlikleri teknolojik etkinlikten kaynaklanabilir. Bu nedenle karar verme birimlerinin zaman içerisinde etkinliklerinin nasıl seyir ettiğini bilmek önem kazanmaktadır.

Etkinlikte zaman kavramını da içerisine alan bir yöntem olarak toplam faktör verimlilik endeksi kullanılmaktadır. Malmquist Toplam Faktör Verimliliği (TFV) Endeksi bunlardan biridir. Malmquist TFV endeksi iki gözlemin toplam faktör verimliliğindeki değişmeyi ortak bir teknolojiye olan uzaklıkların oranı olarak ölçer. Bu ölçüm için uzaklık fonksiyonu kullanılmaktadır. Caves ve diğerleri (1982) tarafından geliştirilen bu endekse, uzaklık fonksiyonları yardımıyla endeks kurma fikrini ilk ortaya atan Sten Malmquist'in ardından, Malmquist ismi verilmiştir (Cingi ve Tarım, 2000). Malmquist TFV endeksini diğerlerinden ayıran, KVB'lerin kar maksimizasyonunu veya maliyet minimizasyonunu amaçlamaya gerek duymadığından fiyat verilerine ihtiyaç duymamasıdır.

Malmquist TVF endeksinin değeri toplam faktör üretkenliğindeki değişme olarak yorumlanmakta, değer 1'den büyük olması toplam faktör üretkenliğinin arttığını, değer 1'den küçük olması ise azaldığını göstermektedir. Bu endeks, verimlilikteki değişmeyi teknik etkinlikteki değişme ve teknolojik etkinlikteki değişme olmak üzere iki bileşen aracılığıyla ölçmektedir. Bu iki bileşenin çarpımı Malmquist endeksini vermektedir. Teknik etkinlik ise, saf teknik etkinlik ve ölçek etkinliğinden oluşmakta ve bu iki endeksin çarpılmasıyla elde edilmektedir. Malmquist TFV Endeksini oluşturan bileşenler Şekil 4.3'de gösterilmiştir.



Şekil 4.3 Malmquist TFV Endeksi Bileşenleri

Malmquist TFV Endeksi iki bileşeni açıkça tanımlayabilmektedir. Bunlar, karar birimlerinin etkin sınıra yaklaşma sürecinin bir değerlendirmesi olan teknik etkinlik değişimi (TED) ve etkin sınırın zaman içinde değişimini belirlemeye yönelik olarak oluşturulan teknolojik değişimdir (Tarım, 2001). Teknolojik gelişme bir üretim biriminin; teknolojik yenilikler ortaya koyarak ya da başka üretim birimlerince ortaya konan teknolojik yenilikleri aynen veya iyileştirerek kullanması sonucunda üretim olanakları eğrisini genişletmesini ifade etmektedir. Uygulamada söz konusu etkinlik aynı girdi miktarı ile sonraki dönemde ürettiği çıktıdaki değişimi olarak tanımlanmaktadır. Zamanla teknoloji ilerlemenin olup olmadığını ya da tam potansiyeli gerçekleştirmek için verilen teknolojiye uzak olup olunmadığını da bilmek önemlidir. Çünkü teknik gelişmeler ve etkinlik değişimleri, toplam faktör verimliliğinin büyümesinin farklı kaynaklarından oluşabilir. Teknik etkinlik ise üretim biriminin halihazırda kullandığı teknolojiyi optimum şekilde değerlendirebilme yeteneğini tanımlamaktadır. Üretim biriminin mevcut teknolojiyi optimum şekilde kullanması her zaman mümkün olmayabilmektedir. Böyle bir durumda üretim biriminin teknik etkinlik düzeyinde düşüş meydana gelebilmektedir. Teknik etkinlik düzeyinde yaşanacak bir düşüş, teknolojik gelişme değerinden daha yüksek olursa, Toplam Faktör Verimliliği düzeyinde de bir düşüş yaşanmaktadır.

Öte yandan, teknik etkinlik değişimi de kendi içinde saf etkinlikteki değişim ve ölçek etkinliğindeki değişim olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Saf etkinlik, işletmelerin yönetsel açıdan performansını ifade ederken ölçek etkinliği işletmelerin uygun ölçekte faaliyette bulunma başarısını göstermektedir. Bu bağlamda, üretim sürecinin ne derece etkin yapıldığı, etkinliğin zaman içerisinde ne şekilde değiştiği, verimlilikteki değişimlerin ne kadarının etkinlikteki değişimden ne kadarının teknolojideki değişimden kaynaklandığını bilmek oluşturulacak plan ve politikalar açısından önemli olup Malmquist Toplam Faktör verimliliğindeki artışın veya azalışın ana kaynaklarının tespit edilmesinde önem arz etmektedir (Deliktaş E. , 2002).

4.6. Literatür Taraması

Veri Zarflama Analizi benzer işler yapan, çoklu girdi/çıktıya sahip organizasyonel birimlerin göreceli etkinliklerini ölçmede kullanılan matematiksel programlama tabanlı bir tekniktir. Özellikle, birden fazla girdi ya da çıktının, ağırlıklı bir girdi ya da çıktı setine dönüştürülemediği durumlarda VZA etkin bir yaklaşım olarak kabul görmüştür. Zaman

içerisinde birçok alanda farklı VZA modelleri geliştirilmiştir. İlk kez Charnes ve arkadaşları 1978 yılında devlet okullarının verimliliklerini ölçmek için kullanmışlardır (Cenger, 2011). Başlangıçta, kar amaçlı olmayan KVB'lerin görece performansını ölçmek için uygulamaları yapılan ve daha sonra pek çok kar amaçlı işletmeye de uygulanan VZA'nın uygulama alanları arasında okullar, hastaneler, bankalar, enerji, endüstriyel şirketler, borsada işlem gören şirketler sayılabilir (Ulucan, 2002).

Enerji alanında ise özellikle 1980'lerin sonlarından itibaren ortaya çıkan özelleştirme dalgasından itibaren birçok ülkede enerji sektöründe (özellikle elektrik sektörü) VZA önemli bir performans ölçme ve kıyaslama tekniği olarak kabul görmektedir (Jamasp ve Pollitt , 2003). Farklı ülkeler için birçok analist tarafından VZA yöntemiyle elektrik enerjisi üzerine etkinlik analizleri yapılmıştır. Yapılan çalışmalarda, ülkeler, şehirler, elektrik santralleri KVB olarak alınmıştır.

Sözen, Alp ve Özdemir (2010), devlete ait 15 termik santralin etkinlik analizi yapmıştır. Analizde işletme ve çevre etkinlik modelleri tanımlanmış ve uygulanmıştır. Model 1 (işletme)'de kapasite kullanma faktörü, termik verim, ortalama işletme saati ve proje üretim kapasitesi girdi değişkenler, üretim başına yakıt maliyeti çıktı değişken olarak alınmıştır. Model 2 (çevre)'de termik verim, ortalama işletme saati ve üretim başına yakıt maliyeti girdi değişkenler, CO₂, SO₂ çıktı değişken olarak belirlenmiştir.

Liu, Lin, Lewis (2009), 2004-2006 yılları arasında Tayvan'daki önemli termik santraller üzerinde VZA yöntemini uygulamıştır. Çalışmada kombine çevrim santrallerin, buhar ve gaz türbinlere göre daha etkin olduğu sonucuna varılmıştır. Yakıtların ısı değeri, modelde en önemli değişken olarak bulunmuştur.

Sarıca ve Or (2005), santrallerin performanslarını hem özel-kamu ayrımı bazında hem de kaynak (kömür, doğal gaz ve kömür) bazında kıyaslamıştır. Özel santrallerin performansının, kamu santrallerinin performansına göre önemli derecede daha iyi olduğu tespit edilmiştir. Kamu santrallerinin özel santrallere göre yatırım maliyetlerinin ve santral yapım süresinin daha yüksek, emre amadelik oranlarının ise daha düşük olması kamu santrallerinin performansının daha düşük çıkmasına neden olarak gösterilmiştir.

Yang, Wang, Wen, Macgill (2009), Çin'deki bir elektrik santralının özelleştirilmeden önceki ve sonraki etkinlik değişimini incelemek üzere 1991-2008 yılları arasında VZA yönetimini uygulamıştır. Girdiler sermaye başına kurulu güç, işletme harcamalarının gelirdeki payı ve enerji kaybının net üretimdeki payı, çıktılar ısı tüketimi ve net kapasite kullanımı olarak alınmıştır.

Kasap ve Kırış (2013), OECD üye ülkelerinden en büyük 13 elektrik üretim firmasının etkinlik gelişmelerini incelemiştir. Çalışmada nicel ve nitel faktörleri bir arada değerlendirmek için Malmquist endeks yaklaşımı ile analitik hiyerarşi süreci entegre edilmiştir. 2008 ve 2009 yıllarında etkin/etkin olmayan firmalar belirlenmiş ve 2009'daki %7,7'lik değişimin teknolojiden kaynaklandığı bulunmuştur.

Dedoussis, Konstas, Kassimis, Sofianopoulou (2010), 2006 yılındaki 20 hidrolik santralin etkinliğini VZA yöntemiyle analiz etmiştir. Çalışmada üç senaryo kullanılmıştır. Birinci senaryoda, işletmeye alınma tarihi, çalışma saati girdi değişkenler, teslim edilen elektrik ve emre amadelik oranı çıktı değişkenler olarak alınmıştır. İkinci senaryoda, girdiler üretim kapasitesi ve çalışma saati, çıktılar teslim edilen elektrik ve emre amadelik oranı olarak alınmıştır. Son senaryoda ise, birinci senaryodaki girdiler kullanılmış olup, planlı işletme kesintileri ve beklenmedik işletme kesintileri çıktı değişken olarak belirlenmiştir.

Rezaee, Moini, Makui (2012) İran'daki 24 termik santralin performansını ölçmek için işletme ve işletme-dışı olmak üzere iki kategori tanımlamıştır. İşletme kategorisindeki girdiler üretim kapasitesi, iç tüketim ve yakıt tüketimi, işletme-dışı kategorisindeki girdiler ise işletme-dışı işçi sayısı, kWh başına üretim maliyeti ve eğitim maliyeti olarak alınmıştır. Performans değerlendirmesinde işletme girdilerinin, işletme-dışı girdilere göre daha önemli olduğu sonucuna varılmıştır.



5. BÖLÜM

LİNYİT YAKITLI ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALLERİ İÇİN VERİ ZARFLAMA ANALİZİ UYGULAMASI

Çalışmada Türkiye'deki 12 linyit yakıtlı elektrik üretim santralının 2013-2016 yılları kapsamında girdi yönlü işletme esaslı model kurularak VZA ile performansları ölçülmüştür. Bir elektrik üretim santralının bir yılda ne kadar çalışacağı, santral işletmecisinin kendi kontrolünde olmasıyla beraber fiyat, iletim kısıtları veya arz güvenliği gibi dışsal faktörlerin etkisi altında kalabilmektedir. Çalışma saati üzerinde dışsal faktörlerin etkisi ile doğrudan kontrol sağlanamayabileceği düşüncesinden hareketle bu çalışmada linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin değerlendirilmesinde çıktı değişkenlerin maksimum olduğu kabul edilip, girdi değişkenleri minimize yapmaya çalışan girdi yönlü VZA modeli uygulanmıştır. Bu çerçevede bu bölümde linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin performanslarının değerlendirilmesi için modelde kullanılan girdi ve çıktı değişkenlerin hangi kriterlere göre seçildiği, seçilen değişkenlerin tanımları, değişkenlerin analize uygun hale getirilmesi için uygulanan dönüşüm ve sadeleştirmelerden bahsedilmiş olup, söz konusu değişkenler bazında linyit kaynaklı elektrik üretim santrallerinin birbirleriyle göreceli olarak kıyaslaması yapılarak performansları ölçülmüş ve Malmquist endeksi ile santrallerin yıllar içerisindeki performans değişimleri değerlendirilmiştir. Etkin olmayan santrallerin etkin olabilmeleri için analizin vermiş olduğu hedef değerler ile analizde kullanılan santraller bazında linyit kaynaklı potansiyel elektrik üretimleri de hesaplanmıştır.

5.1. Karar Verme Birimlerinin Seçimi

VZA'nın birçok alanda uygulandığından literatür bölümünde bahsedilmişti. Aynı zamanda çalışma açısından da elektrik üretim alanında ulusal ve uluslararası çalışmalara yer verilmişti. Uluslararası çalışmalar incelendiğinde daha çok termik santrallerin performanslarının analiz edildiği görülmüştür.

Türkiye için termik santraller önemli bir yere sahiptir. 2018 yılı elektrik üretiminde termik santrallerin payının %67 olması, Türkiye'deki termik santrallerin hâkimiyetini ve önemini göstermektedir. Elektrik üretimindeki %67'lik payı sırasıyla, %29,9 ile doğal gaz, %20,8 ile ithal kömür, %14,9 pay ile linyit ve kalan kısmı diğer kaynaklar (motorin, taş

kömür vb.) oluşturmaktadır. Doğal gazın yüksek oranda ithal edilmesi ve ithal kömürün payının da elektrik üretiminde her geçen yıl artarak enerji bağımlılığını doğrudan etkilemesiyle beraber, toplam ithalat harcamalarında enerji ithalatının %40-50 oranları arasında seyretmesi Türkiye ekonomisini dışa bağımlılık açısından sıkıntıya düşürmektedir. Bu bağlamda, dışa bağımlılığın getirdiği risklerin azaltılması ve yerli kaynaklarımızın kullanımının artırılmasının önemi üst politika belgelerinde vurgulanmış ve bu hususla ilgili hedefler konulmuştur. Söz konusu belgelerde yerli kömür kaynaklarının en etkin şekilde değerlendirilmesi üzerinde durulmuş, 2019 yılının sonuna kadar yerli kömür kaynaklı elektrik üretiminin en az 60 milyar kWh seviyesine çıkarılması hedefi konulmuştur. Dolayısıyla önümüzdeki dönemlerde Türkiye açısından yerli kömürün öneminin giderek artacağı net bir şekilde görülmektedir. Bu noktada, çalışmada linyit kaynaklı santrallerin performanslarının analiz edilip mevcut durumlarının görülmesi, etkin olmayan santrallerin etkin olabilmeleri için analizin vermiş olduğu hedef değerler ile analizde kullanılan santraller bazında linyit kaynaklı potansiyel elektrik üretimlerinin hesaplanması, gelecek enerji yatırımlarının ve planlamalarının bu hususlarda göz önüne alınarak yapılması Türkiye'nin yerli kömür politikası açısından faydalı olacağı düşüncesiyle, yerli kömür santralleri üzerinde çalışılmıştır. Linyit kaynaklı elektrik üretim santralleri 2013-2015 dönemlerinde özelleştirildiğinden dolayı, çalışmada özelleştirilme etkilerini de görmek amacıyla 2013-2016 yıllarını kapsayacak şekilde 4 yılın verileri analiz edilmiştir. Dolayısıyla 2013 yılı sonrasında kurulan santrallere çalışmada yer verilmemiştir. Çünkü analizde Malmquist endeksi ile santrallerin yıllar içerisindeki değişimleri incelendiğinden dolayı 2013-2016 döneminde verilerin tam sağlanabildiği santraller göz önüne alınmıştır. Analiz 2013-2016 dönemlerini kapsadığından dolayı 2013 yılı baz yıl olarak alınmıştır. 2013 yılında 8.342 MW toplam kurulu güç ile 39 linyit yakıtlı elektrik üretim santrali bulunmaktaydı. Çizelge 5.1'de yer alan 12 linyit yakıtlı elektrik üretim santralinin yapılan örnekleme çalışmasıyla da beraber %96'lık bir oran ile 39 santrali temsil etme yeteneğine sahip olmasından dolayı aşağıda listelenen santraller VZA modelinde karar verme birimleri olarak belirlenmiştir.

Çizelge 5.1 Karar Verme Birimleri (12 Linyit Yakıtlı Santral)

Santral Adı	Kurulu Güç (MW)	Santral Adı	Kurulu Güç (MW)
AFŞİN ELBİSTAN-B	1.440	SEYİTÖMER	600
AFŞİN ELBİSTAN-A	1.355	KANGAL	457
SOMA-B	990	YENİKÖY	420
KEMERKÖY	630	TUNÇBİLEK	365
YATAĞAN	630	18 MART ÇAN	320
ÇAYIRHAN	620	ORHANELİ	210

5.2. Girdi/Çıktı Seçimi Ve Model Belirlenmesi

KVB'lerinin performanslarını değerlendirmede kullanılacak veriler dikkatli ve özenle seçilmelidir. Çünkü VZA, verileri doğrudan baz almakta ve o doğrultuda analiz sonuçlarını vermektedir. Bu sebeple analiz sonuçlarının doğru ve güvenilir çıkması için girdi ve çıktı değişkenlerin seçiminde hassas davranılması gerekmektedir. Çalışmada modelde kullanılacak değişkenlerin seçiminde literatür kısmında bahsedilen bu alandaki çalışmalarda seçilen değişkenler göz önüne alınmakla beraber, analizin daha sağlıklı yapılması açısından uygulamaya başlamadan önce çalışmanın yapıldığı her yıl için söz konusu değişkenler bazında korelasyon analizi ile değişkenler arasındaki korelasyon katsayılarına bakılarak girdilerde yer alması düşünülen değişkenlerin birbirleri arasında yüksek derecede ilişki bulunanlar tespit edilmiştir. Aralarında yüksek derecede ilişki bulunan değişkenlerin istatistiksel açıdan çoklu bağlantı problemine yol açmaması için analizde birlikte kullanılmamıştır. Korelasyon katsayısı 1'e yakın değişkenler birbirlerini temsil ettiklerinden dolayı girdi veya çıktıda sadece birisi analize dâhil edilmiş ve daha güvenilir sonuçlar elde edilmiştir. Ayrıca korelasyon analizi ile girdi ve çıktı değişkenlerin birbirleri arasındaki anlamlılıklarına da bakılmıştır. Değişkenler arasındaki ilişki derecesi ve yönü Çizelge 5.2'de görülmektedir.

Çizelge 5.2 Değişkenler Arasındaki Korelasyon

	Çalışma Saati	Brüt Üretim	Kömür Tüketimi	Ortalama Heat Rate	Ortalama Verim	Planlı Bakım Kaynaklı Üretim Kaybı	Plansız Bakım-Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı	Toplam İç Tüketim
Çalışma Saati	1	0,5	0,1	-0,6	0,7	0,1	-0,9	0,3
Brüt Üretim	0,5	1	0,8	-0,3	0,4	0,2	-0,2	0,9
Kömür Tüketimi	0,1	0,8	1	0	0,1	-0,1	0,2	0,7
Ortalama Heat Rate	-0,6	-0,3	0	1	-0,7	-0,2	0,8	-0,1
Ortalama Verim	0,7	0,4	0,1	-0,7	1	0,1	-0,6	0,3
Planlı Bakım Kaynaklı Üretim Kaybı	0,1	0,2	-0,1	-0,2	0,1	1	-0,4	0,2
Plansız Bakım-Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı	-0,9	-0,2	0,2	0,8	-0,6	-0,4	1	0
Toplam İç Tüketim	0,3	0,9	0,7	-0,1	0,3	0,2	0	1

Çizelge 5.2’de değişkenler arasındaki korelasyon katsayıları yer almaktadır. Örneğin; plansız bakım-arıza kaynaklı üretim kaybı değişkeni ile ortalama heat rate (özgül ısı tüketimi) değişkeni arasındaki korelasyon katsayısı 0,8 ve ilişkinin yönü de pozitiftir. Bu iki değişkenden birinin girdide veya çıktıda analize seçilmesi gerekmektedir. Çünkü değişkenler arasındaki korelasyon katsayısı 0,5’in üzerinde olduğu zaman değişkenlerden birinin analize seçilmesi, çoklu bağlantı sorunu yaratmayıp VZA açısından daha anlamlı olmaktadır.

Korelasyon analizi sonuçları ile beraber VZA’nın “m girdi sayısı, n çıktı sayısı olmak üzere $(m+n)*3 < (KVB \text{ sayısı})$ uyumu aranır” varsayımı da göz önünde bulundurularak değişken seçimleri yapılmıştır. Seçilen değişkenlerle birçok model kurulmuş ve aralarında en anlamlı sonuçlara sahip model tercih edilmiştir¹⁶.

5.2.1. Verilerin Temini ve Analiz Haline Getirilmesi

Çalışmada performansları değerlendirilen linyit yakıtlı elektrik üretim santralleri (Çayırhan hariç) 2013 yılına kadar EÜAŞ’ın uhdesinde bulunmaktaydı. 2013 yılından sonra santrallerin bir kısmı özelleştirme ile özel şirketlere devredilmiştir. Bu noktada mülkiyeti halen devlete ait olan santrallerin verileri ile özelleştirilme sürecinden geçmiş santrallerin özelleştirilme öncesine ait verileri EÜAŞ’tan temin edilmiştir. Elektrik piyasasına katılan santraller, elektrik piyasa işletmecisi olan EPIAŞ’a emre amade kapasite, bakım-arıza gibi verileri bildirmekle yükümlüdür. Bu kapsamda söz konusu veriler EPIAŞ’ın web sitesinde EPIAŞ Şeffaflık Platformu altında yayınlanmaktadır. TEİAŞ’ın iletim sistem operatörü olmasından dolayı santraller ile ilgili veriler TEİAŞ’a ait Yük Tevzi Bilgi Sistemi (YTBS) veri tabanında yer almaktadır. Dolayısıyla EÜAŞ uhdesinden ayrılan santrallerin verileri EPIAŞ Şeffaflık Platformu ile YTBS’den (Yük Tevzi Bilgi Sistemi) elde edilmiştir. Ayrıca bu kurumlar dışında bazı kurum ve kuruluşların raporları da dikkate alınmıştır. Verilerin tutarlılığı açısından kurumlara ait verilerinin karşılaştırılması yapılmıştır. Böylelikle analiz sonuçlarının güvenilirliğinin arttığı düşünülmektedir.

¹⁶ Uygulamada toplam 32 tane model kurulup analiz edilmiş, bu modellerden en anlamlı sonuçları verdiği değerlendirilen model nihai model(işletme esaslı model) olarak belirlenmiştir.

5.2.2. Girdi Değişkenler

İşletme esaslı modelde girdileri oluşturmak üzere kullanılan değişkenler Çizelge 5.3'te verilmiştir.

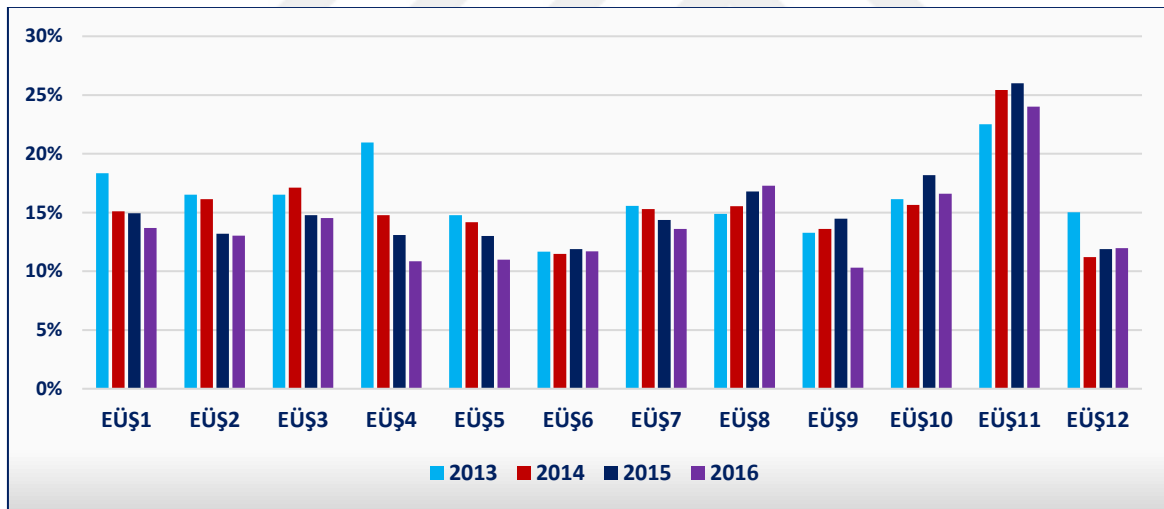
Çizelge 5.3 Girdilerin Oluşturulduğu Değişkenler

Değişkenler	Birim
İç Tüketim	kWh
Brüt Üretim	kWh
Plansız Bakım Kaynaklı Üretim Kaybı	kWh
Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı	kWh
Kömürün Alt Isıl Değeri	kcal/kg
Santralin Tasarlandığı Kömürün Alt Isıl Değeri	kcal/kg

İşletme esaslı modelde iç tüketim, santralin üretim yapabilmesi için gerekli olan tesislerin ihtiyacından kaynaklanan bir yıllık toplam enerji tüketimini; brüt üretim, santrallerin bir yıl boyunca ürettikleri elektrik miktarının toplamını; plansız bakım-arıza kaynaklı üretim kaybı, santralin yıl boyunca plansız bakım ve arızadan dolayı üretilmediği toplam elektrik miktarını; kömürün alt ısıl değeri, santrallerin beslendiği havzadan çıkarılan aylık bazda kömürün ısıl değerini; santralin tasarlandığı kömürün alt ısıl değeri ise santralin kazanına uygun kömürün alt ısıl değerini ifade etmektedir.

İşletme esaslı modelde girdileri oluşturmada kullanılan değişkenlerden iç tüketim ile yüksek derecede korelasyona sahip olan brüt üretimle oranlanarak teknik olarak da kullanılan iç tüketim yüzdesi hesaplanmıştır. İç tüketim yüzdesi, santralin elektrik üretimi yaparken tesislerin ihtiyacından kaynaklanan enerji tüketiminin neden olduğu üretim sürecindeki bir kayıptır. Fosil yakıtlı termik santrallerde iç tüketim yüzdesi 7 ile 15 arasındadır (ABB Grup, 2010). Termik santrallerde iç tüketimi en çok arttıran sistemler kömür hazırlama ve kül atma tesisleri, su soğutma ve besleme sistemleri, ham su ve atık arıtma tesisleri, baca gazı arıtma tesisleridir. Bir santralin ürettiği toplam elektrik enerjisinin ortalama % 6-7'sinin tüketildiği baca gazı tesisi söz konusu tesislerin içinde en yüksek paya sahiptir (Bulut ve diğ., 2009). 6446 Sayılı "Elektrik Piyasası Kanun"un Geçici 8. Maddesi kapsamında elektrik üretim tesislerinin çevre mevzuatına uyumuna yönelik yatırımların gerçekleştirilmesi için 31.12.2019 tarihine kadar süre tanınmış olup, bu kapsamda baca gazı arıtma tesisi bulunmayan linyit yakıtlı santrallerde baca gazı arıtma tesisinin kurulması

gerekliliğinin göz önüne alınması halinde mevcut iç tüketim oranlarının daha da artması kaçınılmazdır. Bu hususla birlikte termik santrallerde enerjiyi verimsiz tüketen ekipmanların olması ve santrallerin yaşlanması ile ekipmanlarda meydana gelen sünme, yorulma, korozyon ve aşınmalar santralin verimliliğini düşürmektedir. Ancak, planlı bakım ve revizyonların yapılması, modern kontrol sistemlerinin kurulmasını kapsayan enerji verimliliğini artırıcı çalışmalar ile iç tüketim yüzdesinde önemli oranlarda tasarruf sağlanması mümkündür. ABD’de verim artışı için yapılan iyileştirme çalışmasında santralin iç tüketiminde elektrik enerjisinin harcandığı yerlerden biri olan soğutma suyu sisteminde %0,2-1 arasında verim artışının sağlanması, örnek olarak gösterilebilmektedir (Başaran, 2011). Bu bağlamda iç tüketim oranının girdilerde kullanılmasının, santrallerin mevcut durumunu ortaya koyması açısından ve iç tüketim oranı yüksek olan santrallerin gerekli önlemleri alarak iç tüketim kaynaklı üretim kaybının azaltılabileceğinin gösterilmesi açısından önemli olduğu düşünülmektedir. Performansı değerlendirilen linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin 2013-2016 dönemine ait iç tüketim oranları Şekil 5.1’de yer almaktadır.

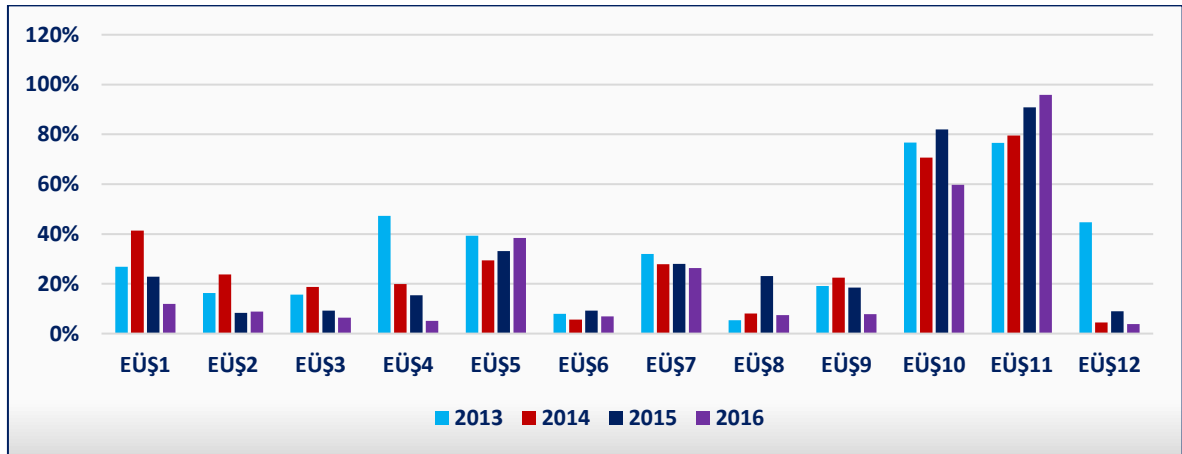


Şekil 5.1 Yıllar İtibarıyla 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin İç Tüketim Oranları

Şekil 5.1’e göre 2013 yılında en düşük iç tüketim oranı %12 ile EÜŞ6’ya ait olup, santral yıllar itibarıyla bu değerini hemen hemen korumuştur. EÜŞ4’ün 2013 yılındaki iç tüketim oranı %21 ile yüksek seviyede gerçekleşirken, 2013 ve 2015 yıllarında yapılan planlı bakımlar sayesinde söz konusu oran 2016 yılında %11 seviyesine gelerek önemli miktarda ilerleme kaydetmiştir. 2014 yılında özelleştirilen EÜŞ2, EÜŞ3 ve EÜŞ1 santrallerinde de özelleştirildikten sonra iç tüketim oranlarında iyileşme gerçekleşmiştir. EÜŞ10-11 santralleri hariç tutulduğunda, EÜŞ8 hariç tüm santrallerin iç tüketim oranlarının iyileştiği

veya sabit kaldığı görülmektedir. EÜŞ8'in iç tüketim oranı yıllar itibarıyla giderek artarak 2013 yılında %15 iken, 2016 yılında %17 seviyesine gelmiştir.

Girdileri oluşturmada kullanılan değişkenlerden plansız bakım ve arıza kaynaklı üretim kaybı, brüt üretim değişkeni ile beraber tek bir girdi değişkeni olarak değerlendirilmiştir. Bu sayede santrallerin kurulu güçleri arasındaki farklılıklar giderilmiştir. Ayrıca plansız bakım ile arıza kaynaklı üretim kaybı toplanmış, arıza kaynaklı üretim kaybı olarak adlandırılmıştır. Çünkü arıza kaynaklı üretim kaybı olarak nitelendirilen bazı verilerin plansız bakım kaynaklı üretim kayıplarını da içermesinden dolayı standartlık sağlamak için iki değişkenin toplamı alınmıştır. Arıza kaynaklı üretim kaybı, santralin ana sistem veya sistemlerinde meydana gelen arızadan dolayı ünitenin devreden çıkarılmasıdır. Dolayısıyla santralin üretemediği bir kayıptır. Söz konusu kayıp, santrallerin doğru yönetimiyle, uyarıcı sistemlerle ve periyodik olarak yapılan planlı bakım ve revizyonlarla santral işletmecisinin kontrol edebildiği bir problemdir. Bu nedenle santrallerin performanslarının ölçülmesi noktasında önemli bir girdi değişkeni olarak görülmektedir. Performansı değerlendirilen linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin 2013-2016 dönemine ait arıza kaynaklı üretim kaybı oranları Şekil 5.2'de yer almaktadır.



Şekil 5.2 Yıllar İtibarıyla 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları (%)

Şekil 5.2'ye göre EÜŞ6 santralının, iç tüketim oranında olduğu gibi arıza kaynaklı üretim kaybı oranını yıllar itibarıyla muhafaza ettiği görülmektedir. Söz konusu arıza kaynaklı üretim kaybı oranı 2013 yılında %8 iken, 2016 yılında %7 seviyesinde gerçekleşmiştir. EÜŞ4 termik santralının iç tüketim oranında önemli derecede yaşadığı iyileşmeye paralel olarak arıza kaynaklı üretim kaybı oranında da ilerleme kaydedilmiştir.

EÜŞ5 santrali hariç özelleşen santrallerin hepsinde özelleştirildikleri yıldan sonra iyileşme görülürken, 2015 yılında özelleştirilen EÜŞ5'te ise 2016 yılındaki arıza kaynaklı üretim kaybı oranı 2015 yılına göre artmıştır.

Arıza kaynaklı üretim kaybı (zorunlu devre dışı olma), EÜAŞ tarafından A Grubu Kayıp Enerji olarak adlandırılan kavramının alt kalemini oluşturmaktadır. EÜAŞ, A Grubu Kayıp Enerjiyi, bir elektrik üretim santralının işletilmesi esnasında, sorumluluğu tamamen santral yönetimine ait olan “üretilemeyen enerjidir” olarak tanımlamaktadır. Santralden kaynaklı kayıplar olarak da adlandırılan A Grubu Enerji Kayıplarının başlıca nedenleri arasında; ünite duruşu gerektiren periyodik, kestirimci, arıza ya da revizyon bakımlar, bakım için gerekli olan malzeme/yedek parçaların uygun miktar, istenilen kalite spesifikasyonu ve gerekli olduğu zamanda temin edilememesi, teknolojik gelişmelerin santrale adapte edilememesi ve iş gücünün verimli bir şekilde kullanılamaması yer almaktadır. Planlı bakım ve revizyon kaynaklı üretim kaybı, teknik olarak kayıp olarak geçse de planlı bakım ve revizyon, santralin zamanla sünme, yorulma, korozyon ve aşınma gibi sebeplerle verimliliğin düşmesini önlemektedir. Dolayısıyla santralin ömrü de uzamaktadır. Bu bakımından santraller tarafından yapılmasının gerekli olduğu planlı bakımdan kaynaklanan üretim kaybı modelde değişken olarak kullanılmamıştır.

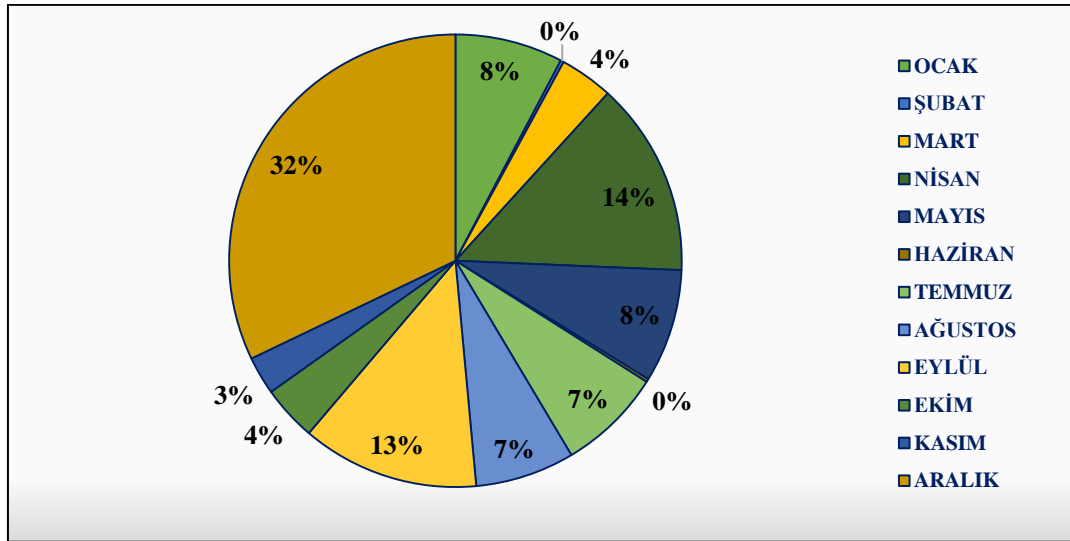
Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerinin Arızalarının Değerlendirmesi: Örnek Bir Termik Santral

Çizelge 5.4 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerinin Ortalama Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları (%)

	2013	2014	2015	2016
Ocak	30	35	42,2	33,4
Şubat	42,4	35,7	40,5	31,6
Mart	44,9	35,1	43,1	41,7
Nisan	46,4	41,4	47,9	44,9
Mayıs	47	37,1	46,7	39,3
Haziran	40,5	39,6	45,5	35,2
Temmuz	43,4	38,9	41,1	38,6
Ağustos	40,7	39,5	45	34,6
Eylül	43,3	44,9	46,4	32,8
Ekim	43,3	49,5	44,2	32,1
Kasım	46	44,4	42,5	26,4
Aralık	41	40,5	35,1	33,8
Ortalama	42,4	40,2	43,1	35,3

Çizelge 5.4'te linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin ortalama arıza kaynaklı üretim kaybı oranları 2013-2015 dönemi arasında hemen hemen değişmeyip, 2015 yılında arıza kaynaklı üretim kaybı oranı %43,1'den 2016 yılında %35,3 seviyesine gerilemiştir. 2014-2015 dönemi arasında 8 linyit yakıtlı elektrik üretim santralının 6'sının özelleştirilmesinin söz konusu döneme denk gelmesi nedeniyle 2014-2015 döneminin geçiş dönemi olarak nitelendirilmektedir. Söz konusu santralleri devralan şirketlerden bazısının enerji sektörüne yeni girmesi ya da çoğunun termik santral konusunda deneyimi olmamasından kaynaklı termik santral işletmeciliğinde deneyim kazanma süreci geçirmektedir. Dolayısıyla arıza kaynaklı üretim kaybı oranında 2016 yılında iyileşme görülmesi, beklenen bir sonuç olarak değerlendirilmektedir.

Elektrik üretim santrallerinde yıl boyunca çeşitli nedenlerden dolayı arızalar meydana gelmektedir. Söz konusu arızalardan dolayı santrallerde üretim kayıpları oluşmaktadır. Periyodik bakımlar ve takip sistemleri ile santrallerde meydana gelebilecek arızaları engelleyerek (kömür yetersizliği, iletim kısıtları gibi dış etkenlerin etkilerinin olmadığı veya en az olduğu varsayıldığında) santraller, arızalardan kaynaklı üretim kayıplarını en aza indirgeyerek daha fazla üretim imkânına sahip olabileceklerdir. Arıza kaynaklı üretim kaybının değerlendirilmesi ve örneklendirilmesi amacıyla Şekil 5.3'te örnek bir termik santralin 2016 yılı arıza kaynaklı üretim kaybı oranlarının aylık bazda dağılımı verilmiştir.



Şekil 5.3 2016 Yılı Örnek Bir Termik Santralinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranlarının Aylık Bazda Dağılımı

Şekil 5.3'e göre örnek bir termik santralinin arıza kaynaklı üretim kaybı oranı %32'lik pay ile en fazla 2016 yılının Aralık ayında gerçekleşmiştir. Söz konusu ayda yaşanan arızaların %86'sı trafo arızası kaynaklı hat açmasından, %13'ü kazanda boru patlağından ve %1'i diğer nedenlerden kaynaklanmıştır. Santralin 2016 yılında arıza kaynaklı üretim kaybının en yüksek olduğu Aralık ayında, söz konusu yılın piyasa takas fiyatı bazında en yüksek ortalama fiyatı (219 TL) gerçekleşmiştir. 12-24 Aralık arasında santralin 1 ünitesinin yaklaşık 14 gün devre dışı kaldığı arızada, söz konusu tarihler arasında ortalama piyasa takas fiyatı ise 269 TL'dir. Dolayısıyla arızalar nedeniyle santrallerin uzun süre devre dışı kalması, santraller için önemli derecede ekonomik kayıp olarak değerlendirilmektedir.



Çizelge 5.5 2013 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
EÜŞ1	10,1	36,1	48,9	35,2	19	39,8	26,4	31,1	12,5	36,2	16,3	11,1
EÜŞ2	4,9	29,6	22,1	50,4	28,9	0,7	10,4	11,9	19,1	3,9	0,4	16
EÜŞ3	4	30,4	2,3	1,6	16,3	2,3	8,3	11	50,3	15,5	27,1	16,2
EÜŞ4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69,5	83,5	8,4
EÜŞ5	24,8	40,1	32,4	30	44,5	51,8	46,6	45,4	26,7	40,9	44,8	38,7
EÜŞ6	1,5	7,9	8,1	0,3	1,3	20,3	14,4	5,7	8,6	5,7	16,1	5,8
EÜŞ7	35,8	44,7	37,9	30,9	34,2	22,6	26,6	22,7	25,9	16,8	41,9	29,9
EÜŞ8	6,9	3,2	9,1	11,9	2,8	5,8	3,5	4,9	3,6	2,7	4,7	5,1
EÜŞ9	8,4	34,5	23,6	6,1	8,1	12,6	22,1	25,1	22,7	10	16	41,5
EÜŞ10	62,9	72,4	81,2	94,2	83,5	62,5	81,9	73,5	71,3	81,6	75,3	70,9
EÜŞ11	73,8	76,4	76	68,9	78,1	73	72,1	77,6	80,1	80,7	82,4	77,6
EÜŞ12	29,7	34,3	63,2	51	44,4	47,7	39,5	69,6	0	0	0	0

Çizelge 5.6 2014 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
EÜŞ1	8,7	19,2	0,7	26,6	3,5	34,7	5,7	0	79,5	86,9	70,2	63,4
EÜŞ2	6,1	0,1	0	20,7	19,9	6	41	45	41,3	47,3	30,6	10,4
EÜŞ3	10	29,3	31,5	35,8	25,4	22,4	4	4,8	5,3	17,9	17,8	28,3
EÜŞ4	9,3	9,9	10,3	32,6	6	15,9	43,2	31,1	20,9	17,6	19,9	21,5
EÜŞ5	30,8	35,4	27,7	30,4	21,7	29,9	22,9	22,8	28,8	35,3	31,6	33
EÜŞ6	6	5,5	3	5,8	2,9	10,8	3,2	7,6	10,1	1,8	8,2	2,8
EÜŞ7	23,7	32,1	23,8	31,3	28,6	33,3	23,1	35,3	31	22,8	27,5	21,3
EÜŞ8	11,2	10,9	9,9	13,5	7	5,5	5,4	6,7	11,4	4,6	6,6	5,1
EÜŞ9	26,9	0	10,9	8	28	31,3	57	54	0,4	20,8	9,4	18,6
EÜŞ10	76	73,6	62,9	73	70,4	66,5	65	71,1	64,7	77,5	76,6	71,9
EÜŞ11	73,7	73,9	76,4	77,7	78,3	82,5	83	78,5	86,2	82,7	82,5	77,8
EÜŞ12	1,2	4,7	0,4	6,9	0,2	4,3	1,4	1,9	5,7	10,1	17,9	4,7

Çizelge 5.7 2015 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
EÜŞ1	2,2	18,6	39,6	48,2	29,1	7,6	12,2	34	20,6	9,9	21,5	24,1
EÜŞ2	21,4	5,8	10,6	0,2	25,3	5,3	4,2	1,4	3,1	5,5	8,1	14,3
EÜŞ3	27,6	20	0,2	5,6	5,5	11,2	1,8	1,8	30,2	1,4	4,2	0
EÜŞ4	5,8	11,9	10,6	-	-	-	-	54,4	13,5	26,5	2,5	3,8
EÜŞ5	43,7	37,5	37,2	35,2	39	43,2	23,7	18,4	32,8	28,2	37,4	21,4
EÜŞ6	7	4,6	5,5	4,5	9,5	25,7	13,7	9,3	4,2	9	9,7	5,3
EÜŞ7	16,7	29,5	33,7	52,1	38,7	26,3	26,3	21,6	39,6	11,9	31,6	21,8
EÜŞ8	5	10,4	8,8	16,5	29,6	32,1	9,2	43,1	34,6	46,1	30,4	9,6
EÜŞ9	10,3	2,6	24,9	35	27,5	21,8	8,2	27,1	25,7	2,6	5,2	12,4
EÜŞ10	76,3	75	74	96,2	62,7	65	86,2	100	100	100	100	78,2
EÜŞ11	84,9	83,5	90,3	99,1	93,4	89,5	96,5	99,5	98,2	89,2	87,3	81
EÜŞ12	8,1	12,5	2,5	2,5	2,7	36,8	4,7	5,6	3,6	9,6	11,4	1,4

Çizelge 5.8 2016 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranları

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
EÜŞ1	11,2	0,3	5,5	20,2	11,7	0,3	10,8	10,3	18,4	5,7	4	46,6
EÜŞ2	8,1	4,1	12,1	2,3	8,7	0,4	0,3	7	3	26,6	20,6	7,5
EÜŞ3	23,5	6,1	14,1	0,3	6,2	0,5	0	5,4	1,8	7,8	0	5,7
EÜŞ4	1,3	16,6	0	0	9,4	3,5	2,6	0	15,2	4,4	5,8	3,3
EÜŞ5	30,6	32,2	69,4	64,1	32,8	34,6	47,9	28,9	45	24,8	28,6	17,2
EÜŞ6	3,9	4,2	7,1	6,8	7,3	4,4	10,6	11	5,7	9,1	7,5	4,7
EÜŞ7	29,9	24,4	-	0	21,4	49,7	48,8	18,3	15,7	26,2	16,2	9,1
EÜŞ8	6,7	5,6	2,7	4,2	9,3	9,8	15,7	24,1	4,9	3,2	3,5	8,3
EÜŞ9	6,2	4,3	15,9	0	0	0	8	9,3	11	3,8	6,9	10,5
EÜŞ10	65	68,1	63,1	80,5	62	64	55,4	61,6	47,2	65,2	10,8	56,1
EÜŞ11	84,9	89,1	88,5	100	100	100	100	100	100	100	98,9	90,1
EÜŞ12	7,2	3,2	4,5	1,1	0	1,6	1,9	0,6	8,8	4,6	5,4	7,7

Son girdi değişkenin oluşturulmasında kullanılan kömür alt ısıl değeri, kömürle çalışan santrallerin temel girdisidir. Kazanda yakılacak olan kömürün kimyasal ve fiziksel özelliklerinin, kazanın dizayn edildiği değerlere uygun olması durumunda, kazandan yüksek performans ve verim alınabilmektedir (Aslan, 1996). Kömür alt ısıl değerinin, kazan dizayn değerinden düşük olması halinde, kazanının yanma optimizasyonunun sağlanması için yakıt takviyesi gerekmekte, dolayısıyla yanma kontrolü güçleşmekte, ilave yakıt ihtiyacı ile birlikte taşıma giderleri artmaktadır. Ayrıca gereken ısı enerjisinin sağlanması için ihtiyaç olan kömür miktarına paralel olarak öğütülen malzeme miktarı ile birlikte değirmen yükü de artmaktadır (Bulut ve diğ., 2009). Kömürün alt ısıl değeri ile beraber kömürün nem ve kül oranı da önemlidir. Santrallerin kazanları, beslendikleri kömürün ısıl değeri, nem ve kül oranına göre tasarlandıkları için kömürün nem ve kül oranının artması, birtakım sorunlara neden olmaktadır. Kömürlerdeki kül oranının artması, genellikle taşıma bantlarında hasarların oluşmasına, kırma, eleme ve kazan kömür öğütme tesislerinde büyük çapta malzeme aşınmalarına ve sistem tıkanmalarına neden olmaktadır. Kazan dizaynına uygun kül oranından daha yüksek kül oranına sahip kömürün tedarik edilmesi, elektrik üretimini de etkilemektedir. Çünkü kazan içerisinde oluşan fazla kül, basınçlı boru sistemlerinde aşınmaları artırıp, özellikle kızdırıcı ve ekonomizerlerde boru patlamaları şeklinde arızalara neden olmaktadır (Aslan, 1996). Bununla birlikte kazan içerisinde kirlenme ve birikme meydana geldiğinden ısı transferi bozulmaktadır (Bulut ve diğ., 2009). Kömürün içerdiği nem oranının artması ile malzeme aşınmaları ve yanma odasındaki sıcaklık düşmektedir (Aslan, 1996). Kazanının dizayn edildiği nem oranından sapma oldukça, değirmenlerde öğütme güçleşmekte, bacadan atılan ısı miktarı fazlaşmakta ve bakım-onarım giderleri artmaktadır (Bulut ve diğ., 2009). Yakıt kalitesinden kaynaklanan bu sıkıntılar verimi azaltmakta ve üretim kayıplarına neden olmaktadır. Bu hususlar göz önüne alındığında, kömürün özelliklerinin analize dâhil edilmesinin gerekli olduğu düşünölmüştür. Santrallerin yakıt kalitesinden kaynaklı üretim kayıplarına ilişkin verilere erişilemediğinden dolayı santrallerin elektrik üretiminde kullandığı kömürün alt ısıl değeri kullanılmıştır. Son girdiyi oluşturmak için kömürün alt ısıl değeri ile santralin tasarlandığı kömürün alt ısıl değeri kullanılarak yüzdesel bir sapma hesabı yapılmıştır. Her bir santralin kullandıkları kömürün alt ısıl değeri ile santralin tasarlandığı kömürün alt ısıl değerinden aylık baz da sapma miktarı hesaplanmış ve bu sapma miktarlarının ortalaması alınmıştır. Ancak her bir havzanın farklı özellikte kömür içermesinden dolayı santrallerin tasarlandığı kömür alt ısıl değerleri de farklılık göstermektedir. Bu yüzden doğrudan sapma miktarlarının konulması analizde doğru sonuçlara götürmeyecektir. Çünkü 3000 kcal/kg alt ısıl değer ile tasarlanan santralin sapma

miktarının 100 olmasının etkisi ile 2000 kcal/kg alt ısı değer ile tasarlanan santralin sapma miktarının 100 olmasının etkisi farklıdır. Dolayısıyla sapma miktarlarının, santrallerin tasarlandığı kömür alt ısı değerinin yüzde kaçına denk geldiğini gösteren değişken kullanılmıştır. Bu sayede sapma miktarlarının farklı etkileri giderilmiştir.

5.2.3. Çıktı Değişkenler

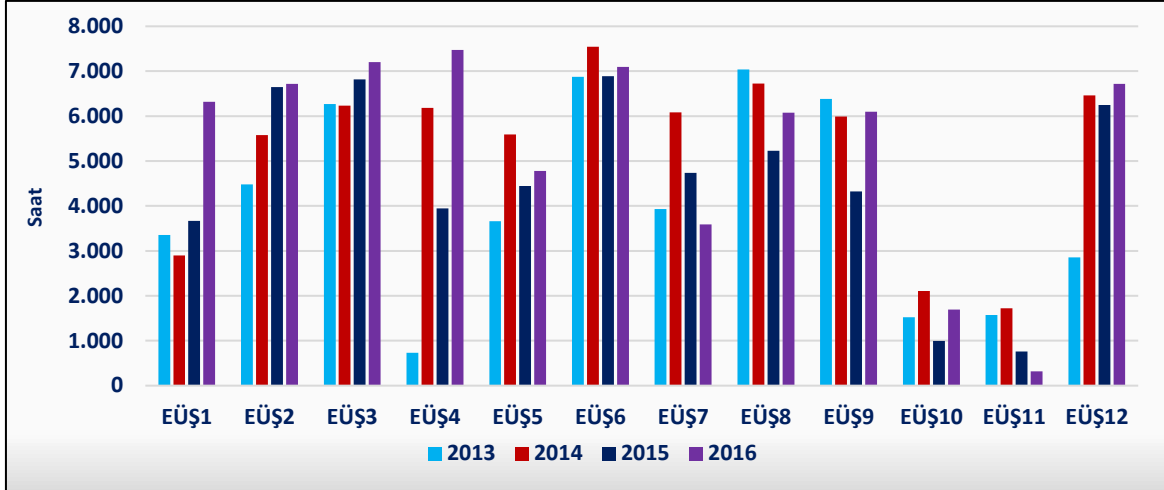
İşletme esaslı modelde çıktıyı oluşturmak üzere kullanılan değişkenler Çizelge 5.9’da verilmiştir.

Çizelge 5.9 Çıktının Oluşturulduğu Değişkenler

Değişkenler	Birim
Brüt Üretim	MWh
Kurulu Güç	MW

İşletme esaslı modelde brüt üretim, santrallerin bir yıl boyunca ürettikleri elektrik miktarının toplamını; kurulu güç, birim zamanda üretebilecek elektrik miktarını ifade etmektedir.

İşletme esaslı modelde çıktı değişkenini oluşturmada kullanılan değişkenlerden brüt üretim, diğer bir değişken olan santrallerin kurulu gücüne oranlanmasıyla santrallerin yıllık çalışma saatleri elde edilmiş ve analizde çıktı değişkeni olarak çalışma saati kullanılmıştır. Bu oranlamanın yapılması sayesinde analizde yer alan santrallerin kurulu güçlerindeki farklılıklar giderilmiştir. Çıktı değişkeni olarak kullanılan yıllık çalışma saati, santrallerin ilgili sene için ne kadar aktif olduğunu gösteren bir değişkendir. Kamu santrallerinin amacı arz güvenliğini sağlamak olup, özel santrallerin birinci amacı güvenli, kaliteli bir şekilde üretebilecekleri maksimum kapasitede çalışarak karlarını maksimize etmektir. Dolayısıyla hem kamu hem de özel santraller için çalışma saati önemli bir göstergedir. Performansı değerlendirilen linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin 2013-2016 dönemine ait çalışma saatleri Şekil 5.4’te yer almaktadır.



Şekil 5.4 Yıllar İtibarıyla 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralinin Çalışma Saatleri

Şekil 5.4'e göre elektrik üretim santrallerinin çalışma saatleri incelendiğinde, 2013 yılında çalışma saati en yüksek santral 7.040 saat ile EÜŞ8'dir. Aynı yıl en düşük çalışma saati ise EÜŞ4 santralinde görülmektedir. Çünkü EÜŞ4 santrali, 2013 yılının büyük çoğunluğunda planlı bakıma alındığı için çalışmamıştır. 2016 yılında ise en az çalışma saati EÜŞ11 santraline ait olup, bir yılda 316 saat çalışarak tüm yıl boyunca neredeyse ortalama bir aylık çalışma saatinde faaliyet göstermiştir. Çünkü EÜŞ10'a kömür tedarik edecek olan Açık Ocak İşletmesinde heyelan meydana gelmesiyle, EÜŞ11'e kömür tedarik eden kömür sahası, hem EÜŞ11 hem de EÜŞ10'a kömür sağlamıştır. Dolayısıyla her iki santral de üretim kapasitelerinin çok altına düşmüşlerdir. 2016 yılında en fazla çalışma saati 7.472 saat ile EÜŞ4 santralinde gerçekleşmiştir. EÜŞ4'te 2013 ve 2015 yıllarında yapılan planlı bakımların Şekil 5.1 ile Şekil 5.2'nin yorumlarında da bahsedildiği gibi hem iç tüketim oranı hem de arıza kaynaklı üretim kaybı oranlarında görülen iyileşmelerin 2016 yılında çalışma saatindeki artışa da yansıdığı düşünülmektedir. 2014 yılında özelleştirilen EÜŞ1 santralinin 2014 ile 2016 yılları çalışma saatleri kıyaslandığında, 2016 yılında santral, 2014 yılının çalışma saatinin neredeyse 2,2 katı fazla çalışarak %118'lik artış yaşanmıştır. Santralin 2013-2015 dönemlerinde yaptığı planlı bakım kaynaklı üretim kaybı oranı yaklaşık %45'lerde iken, planlı bakım kaynaklı üretim kaybının 2016 yılında %1 değerinden bile az gerçekleşmesi söz konusu artışın bir sonucu olarak değerlendirilmektedir. EÜŞ1 santrali ile aynı tarihte özelleştirilen EÜŞ2 ve EÜŞ3 santralleri 2014 yılında EÜŞ1'e göre yaklaşık 2 kat daha fazla çalıştıkları için, 2016 yılındaki çalışma saatleri 2014 yılına göre ortalama %17 artmıştır. 2015 yılında özelleştirilen EÜŞ7 santralinin 2015 ile 2016 çalışma saatleri kıyaslandığında, 2016 yılında santral 2015 yılının çalışma saatinde göre %24'lük azalma

yaşamıştır. Söz konusu santral 2016 yılında 2015 yılına göre önemli derecede planlı bakıma alınmasının, bu azalışın gerçekleşmesinde etkisinin olduğu düşünülmektedir.

Girdi ve çıktı değişkenlerin bahsedildiği bölümler genel olarak değerlendirildiğinde, analizde girdi değişkenler olarak iç tüketim oranı, arıza kaynaklı üretim kaybı oranı ve santralin tasarlandığı kömürün alt ısıl değerinden sapma oranı, çıktı değişken olarak ise çalışma saati kullanılmıştır. VZA’da girdi ve çıktılara karar verilmesinden sonra kurulacak modellerin yönüne de karar verilmesi gerekmektedir. Modellerin yönü ise kullanılan değişkenlerin KVB’leri açısından kontrol edilebilirliklerine göre belirlenmektedir. Eğer çıktı değişken/değişkenler, KVB’lerinin ağırlıklı olarak kontrol edemediği bir değişken/değişkenler ise o zaman girdi yönlü modelin kullanılması gerekmektedir. Tam tersine girdi değişken/değişkenler, KVB’lerinin kontrol edemediği bir değişken/değişkenler ise o zaman çıktı yönlü modelin kullanılması gerekmektedir. Analizde kullanılan değişkenler bu açıdan değerlendirildiğinde, santralin yıllık çalışma saati, tamamen santral işletmecilerinin kontrolü altında bulunmamaktadır. Çünkü iletim kısıtları, yakıt yetersizlikleri, şebeke arızaları, piyasa fiyat oluşumu santralin kontrolü dışında gerçekleşen etkenlerdir. Çalışma saatinin analizde çıktı değişken olarak kullanılmasından dolayı, girdi yönlü VZA uygulanmıştır. Analizde girdi değişkenleri oluşturan iç tüketim oranı, arıza kaynaklı üretim kaybı oranı ve santralin tasarlandığı kömürün alt ısıl değerinden sapma oranı ağırlıklı olarak santral işletmesinin kontrolünde olan (bakım, onarım, rehabilitasyon ve teknolojik gelişimler) değişkenlerdir. Dolayısıyla işletme esaslı model girdi yönlü oluşturulmuştur.

5.3. Betimleyici İstatistikler

Bu bölümde analizde kullanılan linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerine ait bazı betimleyici istatistikler verilmiştir. VZA’da model kurmadan önce girdi ve çıktı değişkenleri oluşturulmasını sağlayan bu istatistikler, linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin gelişimlerini anlayabilmek açısından önem taşımaktadır. Değişkenlere karar vermede bu istatistiklerin yol gösterici olduğu değerlendirilmiştir. Bu amaçla oluşturulan Çizelge 5.10’da, 2013-2016 dönemi kapsamında değişkenlere ait toplam, ortalama, maksimum, minimum ve standart sapma değerleri yer almaktadır. Ayrıca 2013-2016 yıllarının aylık bazda betimleyici istatistikleri Çizelge 5.11-Çizelge 5.14 arasında verilmiştir.

Çizelge 5.10 2013-2016 Dönemi 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler

Yıllar	Değişkenler	Toplam	Ortalama	Maksimum	Minimum	Std. Sapma
2013	Brüt Üretim (MWh)	28.949.522	2.717.458	4.364.621	154.308	1.157.109
	İç Tüketim (MWh)	4.512.042	444.216	649.258	32.353	163.030
	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	21.307.073	2.380.711	7.247.889	138.595	2.441.387
	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)	-	1.857,60	4.071	981	648,5
2014	Brüt Üretim (MWh)	35.944.521	3.522.224	5.534.656	1.298.504	1.191.463
	İç Tüketim (MWh)	5.433.027	544.387	783.822	191.758	170.719
	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	24.175.428	2.661.964	9.046.938	137.758	2.841.031
	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)	-	1.877,20	3.401,30	1.017	606,4
2015	Brüt Üretim (MWh)	30.393.365	3.053.265	4.400.176	829.294	1.220.916
	İç Tüketim (MWh)	4.352.177	464.497	572.023	108.476	146.429
	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	23.062.042	4.261.876	10.222.621	151.281	3.021.022
	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)	-	1.832,50	3.719,20	959	615,1
2016	Brüt Üretim (MWh)	34.766.128	3.576.614	4.733.616	428.330	1.305.740
	İç Tüketim (MWh)	4.640.498	503.620	651.360	102.799	173.562
	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	18.977.097	7.741.372	9.799.998	83.580	2.719.996
	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)	-	1.885,90	3.453	696	614,2

Çizelge 5.10'a göre, toplam brüt üretimin 2014-2015 dönemi hariç yıllar itibarıyla arttığı görülmektedir. 2014-2015 dönemine bakıldığında, 2015 yılının brüt üretiminde 2014 yılına göre %15'lik azalma görülmüştür. Brüt üretimdeki azalışta, linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin özelleştirilmelerinin daha çok 2014-2015 döneminde gerçekleşmesiyle birlikte şirketlerin santral işletmeciliğinde deneyim kazanma süreci geçirmesinin etkisi olduğu düşünülmektedir. 2013-2014 döneminde ise 2014 yılının brüt üretimi bir önceki seneye göre %24 artmıştır. Bu artışın oluşmasında etkisi olduğu düşünülen faktörlerden biri ise 2014 yılının kurak geçmesiyle birlikte toplam elektrik üretiminde hidroelektrik santrallerinin payının 2013 yılında %24'lerde iken 2014 yılında %16'lara gerilemesidir.

Linyit yakıtlı santrallerin beslendikleri kömürlerin alt ısıl değerlerinin ortalamaları 1.850 kcal/kg civarında olup, 1.885,9 kcal/kg ortalama kalorifik değeri ile en yüksek ortalama 2016 yılında gerçekleşmiştir.

Arıza kaynaklı üretim kaybı miktarının toplamı 2016 yılı hariç diğer yıllarda yakın değerlere sahip iken, 2016 yılında azalma görülmüştür. Bu durumun temel nedeninin, linyit yakıtlı santrallerin özelleştirilmelerinin 2015 yılında tamamlanmasıyla birlikte özel santrallerin, arızaları kamu santrallerine göre daha kısa sürede gidermesi ihtimalinden kaynaklı olduğu düşünülmektedir.

İç tüketim istatistikleri incelendiğinde, 2013-2015 dönemine ait iç tüketim oranları ortalama %15 seviyesinde iken, 2016 yılında yaklaşık %11'lik iyileşme ile %13 seviyesine gelmiştir. Özellikle bazı santrallerde yapılan planlı bakımların, bu iyileşmenin gerçekleşmesinde üzerinde etkisinin olduğu değerlendirilmektedir.

Çizelge 5.11-Çizelge 5.14 arasında, 2013-2016 yılları için aylık bazda verilen çizelgeler değerlendirildiğinde, ağırlıklı olarak ortalama brüt üretim en yüksek Ocak ayında gerçekleşmiştir. 2016 yılının Ocak ayındaki ortalama brüt elektrik üretimi 2013 yılının aynı dönemine göre %13 artmıştır. En düşük ortalama brüt üretim ise 2014 yılı hariç Nisan ayında görülmektedir. Normal mevsim şartlarında bahar aylarında hidroelektrik santrallerin elektrik üretimlerinin artması beklenirken, 2014 yılının kurak geçmesi nedeniyle Nisan ayında linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerin ortalama brüt üretimleri diğer yılların aynı dönemine göre yüksek gerçekleşmiştir. 2016 yılının Nisan ayındaki ortalama brüt elektrik üretimi 2013 yılının aynı dönemine göre %1 artmıştır.

Çizelge 5.11 2013 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler

Aylar/Değişkenler	Ortalama				Maksimum			
	Brüt Üretim (MWh)	İç Tüketim (MWh)	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	Kömür Alt Isıl Değeri(kcal/kg)	Maksimum Brüt Üretim (MWh)	İç Tüketim (MWh)	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)
Ocak	240.358	37.980	103.179	1.603,70	424.496	63.272	506.996	2.729,70
Şubat	185.985	29.497	137.081	1.611,40	359.262	51.991	480.212	2.893,40
Mart	182.613	28.968	148.820	1.640,90	335.185	48.663	604.101	2.855,80
Nisan	177.556	28.180	153.451	1.683,10	354.335	47.956	779.849	3.309,80
Mayıs	194.324	30.874	172.124	1.693,10	400.375	50.678	813.153	3.155,60
Haziran	219.686	35.083	149.437	1.680,80	380.220	56.640	546.974	3.029,90
Temmuz	225.974	34.802	173.457	1.809,80	407.882	61.142	820.460	4.071
Ağustos	197.202	30.685	135.509	1.745,40	390.875	53.837	567.357	3.442,10
Eylül	198.809	29.806	151.787	1.736,40	374.345	50.488	694.832	3.507,70
Ekim	182.442	27.502	139.141	1.897,40	383.770	59.562	729.438	3.459,90
Kasım	181.963	28.316	154.775	1.885,80	389.385	59.288	678.852	3.262,30
Aralık	225.548	34.312	156.829	1.910,30	395.640	55.524	750.327	3.197

Çizelge 5.12 2014 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler

Aylar/Değişkenler	Ortalama				Maksimum			
	Brüt Üretim (MWh)	İç Tüketim (MWh)	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)	Maksimum Brüt Üretim (MWh)	İç Tüketim (MWh)	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)
Ocak	271.750	40.741	146.298	1.886,80	474.075	68.909	712.392	3.043,30
Şubat	239.599	35.723	133.219	1.846	429.731	60.967	595.332	3.067,50
Mart	253.630	37.094	136.909	1.842	418.704	57.803	738.433	3.258
Nisan	236.833	35.312	167.073	1.861,30	387.115	54.713	743.392	3.117,90
Mayıs	267.910	39.608	158.020	1.862,90	405.096	60.879	780.868	3.039,60
Haziran	252.098	38.346	165.354	1.862,20	387.334	59.739	789.498	3.064,90
Temmuz	266.881	40.066	169.947	1.895,30	532.972	74.585	823.485	3.262,30
Ağustos	253.456	38.394	165.156	1.905,20	564.281	79.134	762.013	3.164,40
Eylül	266.881	40.066	169.947	1.896,80	532.972	74.585	823.485	2.995,70
Ekim	235.816	35.695	191.809	1.909,90	502.646	70.418	828.217	3.014,30
Kasım	233.945	38.658	187.175	1.879,80	483.136	71.134	725.216	3.123
Aralık	266.653	38.961	181.307	1.878,20	490.398	69.102	769.570	3.401,30

Çizelge 5.13 2015 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler

Aylar /Değişkenler	Ortalama				Maksimum			
	Brüt Üretim (MWh)	İç Tüketim (MWh)	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)	Maksimum Brüt Üretim (MWh)	İç Tüketim (MWh)	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)
Ocak	233.938	36.106	170.484	1.857,40	412.159	60.441	836.498	3.527,80
Şubat	220.213	33.396	150.144	1.819,10	414.245	59.143	747.074	3.403,10
Mart	219.687	32.853	166.400	1.853	380.492	56.298	898.225	3.259,40
Nisan	139.121	22.183	127.692	1.668	310.311	47.133	616.852	3.719,20
Mayıs	189.647	28.223	166.028	1.640,10	322.519	45.145	874.307	3.117,40
Haziran	210.093	30.559	175.068	1.613,20	360.342	45.990	848.942	3.168,50
Temmuz	217.663	31.194	152.076	1.640,10	418.450	53.227	928.538	3.337
Ağustos	213.834	30.033	174.848	1.740,80	481.247	54.984	1.003.397	2.607
Eylül	199.518	27.459	172.560	1.707,90	403.185	52.653	955.113	2.605
Ekim	202.013	28.894	159.916	1.722,90	364.979	44.845	887.581	3.366
Kasım	218.566	31.053	161.221	1.713	378.942	48.737	836.118	3.179
Aralık	268.487	37.023	145.402	1.793,30	487.481	53.969	789.976	2.947

Çizelge 5.14 2016 Yılı Aylık Bazda 12 Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerine Ait Tanımlayıcı İstatistikler

Aylar /Değişkenler	Ortalama				Maksimum			
	Brüt Üretim (MWh)	İç Tüketim (MWh)	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)	Brüt Üretim (MWh)	İç Tüketim (MWh)	Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı (MWh)	Kömür Alt Isıl Değeri (kcal/kg)
Ocak	271.704	33.711	136.205	1.813,20	435.632	53.881	707.076	2.955
Şubat	244.063	30.557	112.623	1.833,10	399.939	54.670	696.963	3.036
Mart	234.693	28.796	168.127	1.588,60	381.828	58.260	874.971	2.512
Nisan	179.841	23.614	146.319	1.804,70	357.855	59.533	951.240	3.453
Mayıs	216.762	27.935	140.216	1.804,00	433.461	60.979	1.008.120	3.244
Haziran	243.139	31.063	132.336	1.873,60	415.246	57.498	950.990	3.195
Temmuz	228.437	28.442	143.783	1.825,60	381.239	44.259	755.160	3.146
Ağustos	254.006	31.904	134.490	1.811,70	466.384	51.159	755.160	3.062
Eylül	229.532	29.441	112.170	1.755,70	393.522	59.027	730.800	3.047
Ekim	252.667	31.700	119.503	1.856,80	484.631	61.824	763.150	3.107
Kasım	270.914	33.413	96.949	1.867,40	437.137	59.789	734.710	3.084
Aralık	271.419	32.173	138.704	1.853,20	515.028	55.312	871.658	3.004

Çizelge 5.14 Devam

Aylar /Değişkenler	Toplam				Ortalama			
	Brüt Üretim (MWh)	YAL Talimatı (MWh)	YAT Talimatı (MWh)	Çalışma Saati	Brüt Üretim (MWh)	YAL Talimatı (MWh)	YAT Talimatı (MWh)	Çalışma Saati
Ocak	3.260.444,0	8.713,0	25.400,2	5.917,0	271.704,0	726,1	2.116,7	493,0
Şubat	2.928.754,0	512,0	40.942,1	5.332,0	244.063,0	42,7	3.411,8	444,0
Mart	2.816.322,0	4.592,5	26.368,0	5.114,0	234.693,0	382,7	2.197,3	426,0
Nisan	2.158.094,0	41.975,8	15.645,3	4.048,0	179.841,0	3.498,0	1.303,8	337,0
Mayıs	2.601.148,0	70.203,7	11.589,3	4.567,0	216.762,0	5.850,3	965,8	381,0
Haziran	2.917.667,0	137.626,2	3.275,4	5.405,0	243.139,0	11.468,8	273,0	450,0
Temmuz	2.741.247,0	105.270,4	7.498,1	5.112,0	228.437,0	8.772,5	624,8	426,0
Ağustos	3.048.076,0	66.545,2	11.280,5	5.683,0	254.006,0	5.545,4	940,0	474,0
Eylül	2.754.385,0	28.600,7	26.534,4	5.139,0	229.532,0	2.383,4	2.211,2	428,0
Ekim	3.032.006,0	40.914,8	5.908,7	5.774,0	252.667,0	3.409,6	492,4	481,0
Kasım	3.250.964,0	45.187,0	8.023,3	6.059,0	270.914,0	3.765,6	668,6	505,0
Aralık	3.257.022,0	122.818,1	275.956,4	5.933,0	271.419,0	10.234,8	22.996,4	494,0

5.4. Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santralleri İçin Uygulanacak Veri Zarflama Analizi Modellerinin Seçimi

Çalışmada girdi yönlü CCR ve BCC modelleri kullanılarak, linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin 2013-2016 dönemi kapsamında operasyonel, teknik ve ölçek etkinlikleri ölçülmüştür. VZA'da modelin yönünü, girdi ve çıktı değişkenlerin KVB'leri tarafından kontrol edilebilirliklerine bakılarak karar verilmektedir. Çalışmada girdi yönlü modeller kullanılmasının nedeni, iletim kısıtları, yakıt yetersizlikleri, şebeke arızaları, piyasa fiyat oluşumu gibi santral işletmecilerinin hâkimiyeti dışında santral kaynaklı olmayan faktörlerin olmasıdır.

CCR modeli karar birimlerinin genel teknik etkinliğini, BCC modeli ise saf teknik etkinliğini ölçmesinden dolayı iki farklı VZA modeli kullanılmıştır. CCR modeli benzer ölçekte olmayan santralleri kıyasladığı için santrallerin teknik etkinlik skorları bu modelde düşük çıkabilmektedir. Eğer santral ölçek olarak kendisinden daha etkin bir santralle kıyaslanırsa söz konusu santralin etkinlik skoru düşük çıkacaktır. BCC modeli ise santrallerin benzerliklerine göre sınıflandırma yaparak etkinlik skorları hesaplamaktadır. Ölçek bakımından birbirine benzer yapıdaki santralleri kıyaslayan BCC modelinden hesaplanan skorlar, CCR modelinin skorlarına göre yüksek çıkmakta ya da aynı olmaktadır. Bu bağlamda CCR modelinde etkin çıkmayan bir santral BCC modelinde etkin çıkıyorsa, söz konusu santral genel bazda etkin çalışmamakta, kendine benzer santraller arasında etkin çalışmaktadır. Diğer taraftan BCC modelinin etkinlik skorları ilgili KVB'lerinin operasyonel etkinliği diye nitelendirilirken, CCR modelinin etkinlik skorları genel etkinlik, diye nitelendirilmektedir.

Çalışmada linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin işletme esaslı modelinin CCR ve BCC model skorları ve referans değerleri Win4DEAP programı ile hesaplanmıştır.

5.5. Verilerin Analizi Ve Değerlendirilmesi

Analizde ilk olarak 2013-2016 dönemi kapsamında linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin CCR ve BCC modelleri bazında performansları her bir yıl için ayrı ayrı değerlendirilmiştir. Daha sonra bu modellerden hesaplanan etkinlik skorlarına göre ortaya çıkan farklılıkların sebepleri açıklanmıştır. İkinci olarak yıllar itibarıyla etkinlik

değişimlerini gösteren Malmquist endeksi ile özellikle özelleşen santrallerin özelleşme öncesi ve sonrası değişimleri analiz edilerek özelleştirmenin santraller üzerindeki etkileri yorumlanmıştır. Dolayısıyla linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin kullanılan değişkenler bazında mevcut durumları görülmüştür. Son olarak VZA sonuçlarına göre elde edilen referans tablolarından yola çıkarak örnek santraller üzerinden referans iç tüketim oranı, arıza kaynaklı üretim kaybı oranı ve kömür alt ısı değerinden sapma oranları hesaplanmış, referans iç tüketim oranı ve arıza kaynaklı üretim kaybı oranları üzerinden senaryolar bazında simülasyonlar oluşturularak potansiyel elektrik üretimleri tahmin edilmiştir. Ayrıca 2016 yılı baz yıl olarak alınarak, modellerden hesaplanan etkinlik skorlarına göre teşvik mekanizmalarında kullanılabilecek örnek birkaç performans tabanlı düzenleme uygulaması yapılmıştır.

5.6. Bulgular

Çalışmada 12 adet linyit yakıtlı elektrik üretim santralinin performanslarını değerlendirmek üzere BCC ve CCR modelleri bazında etkinlik skorları hesaplanmıştır. BCC ve CCR modellerinden hesaplanan bu etkinlik skorlarının birbirine eşit ya da CCR modeline göre BCC modelinde daha büyük çıkmasının VZA temeline dayandığı, daha önceki paragraflarda bahsedilmiştir. Bunun nedeni olarak da BCC modeli ile nispeten benzer ölçekteki santrallerin kıyaslanması ile yerel teknik etkinlik, CCR modeliyle de santrallerin genel teknik etkinlik değerinin hesaplanmasıdır. BCC modeli, ölçek benzerliklerini sınıflandırmasından dolayı yerel teknik etkinlik olarak nitelendirilmektedir. BCC ve CCR olmak üzere her iki modelin de analiz edilmesi, santrallerin etkinsizliklerinin operasyonel sıkıntılardan mı, yoksa santralin içinde bulunduğu dezavantajlı şartlardan mı ya da her iki nedenden mi kaynaklandığı konusunda bilgi sunabilmesinden dolayı büyük önem taşımaktadır. Bu çalışmada, girdi ve çıktı değişkenler belirlenirken operasyonel anlamda dezavantajlı durumları minimize etmek amacıyla santraller arasındaki farklılıkları giderecek dönüşümler yapılarak, etkin olmayan santrallerin, etkin olamama nedenleri arasında, santrallerin içinde bulunduğu dezavantajlı durumlardan daha ziyade ölçek sorunlarına odaklanması sağlanmıştır.

5.6.1. İşletme Esaslı Model

İşletme Esaslı Model için;

- 2013 yılında 12 KVB'nin % 83'ü, 0,573 ortalama toplam etkinlik skoru ile toplam etkinsizdir. %75'i, 0,867 ortalama teknik etkinlik skoru ile teknik olarak etkinsizdir.
- 2014 yılında 12 KVB'nin % 83'ü, 0,655 ortalama toplam etkinlik skoru ile toplam etkinsizdir. %75'i, 0,843 ortalama teknik etkinlik skoru ile teknik olarak etkinsizdir.
- 2015 yılında 12 KVB'nin % 83'ü, 0,679 ortalama toplam etkinlik skoru ile toplam etkinsizdir. %66'sı, 0,895 ortalama teknik etkinlik skoru ile teknik olarak etkinsizdir.
- 2016 yılında 12 KVB'nin % 58'i, 0,745 ortalama toplam etkinlik skoru ile toplam etkinsizdir. %50'si, 0,881 ortalama teknik etkinlik skoru ile teknik olarak etkinsizdir.

CCR ve BCC model sonuçları İşletme Esaslı Model bazında Çizelge 5.15'te ve Malmquist Endeks Değişimleri Çizelge 5.16'da yer almaktadır.

Çizelge 5.15 Linyit Yakıtlı Santrallerin İşletme Esaslı Model CCR ve BCC Modelleri Sonuçları

SANTRALLER	2013			2014			2015			2016		
	CCR	BCC	ÖE	CCR	BCC	ÖE	CCR	BCC	ÖE	CCR	BCC	ÖE
EÜŞ 1	0,408	0,749	I-0,545	0,364	0,815	I-0,447	0,508	0,882	I-0,576	0,764	0,808	I-0,946
EÜŞ2	0,542	0,788	I-0,688	0,590	0,769	I-0,767	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
EÜŞ3	0,725	0,788	I-0,920	0,687	0,811	I-0,847	0,983	0,994	D-0,989	1,000	1,000	1,000
EÜŞ4	0,250	1,000	I-0,250	0,682	0,815	I-0,837	0,760	1,000	I-0,760	1,000	1,000	1,000
EÜŞ5	0,508	0,882	I-0,576	0,837	1,000	I-0,837	0,677	0,912	I-0,742	0,722	0,991	I-0,729
EÜŞ6	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
EÜŞ7	0,510	0,832	I-0,613	0,818	0,982	I-0,833	0,672	0,939	I-0,716	0,505	0,851	I-0,593
EÜŞ8	1,000	1,000	1,000	0,717	0,769	I-0,932	0,618	0,788	I-0,784	0,643	0,749	I-0,858
EÜŞ9	0,938	0,941	I-0,997	0,705	0,868	I-0,812	0,621	0,939	I-0,661	0,981	1,000	I-0,981
EÜŞ10	0,249	0,832	I-0,299	0,274	0,769	I-0,356	0,178	0,749	I-0,238	0,228	0,670	I-0,340
EÜŞ11	0,201	0,604	I-0,333	0,182	0,522	I-0,349	0,133	0,544	I-0,244	0,102	0,499	I-0,204
EÜŞ12	0,541	0,984	I-0,550	1,000	1,000	1,000	0,989	1,000	I-0,989	1,000	1,000	1,000
Ortalama	0,573	0,867	0,648	0,655	0,843	0,751	0,679	0,895	0,727	0,745	0,881	0,804

D: Ölçeğe Göre Azalan Getiri, I: Ölçeğe Göre Artan Getiri

Çizelge 5.16 Linyit Yakıtlı Santrallerin İşletme Esaslı Model Malmquist TFV Endeks Değerleri

SANTRALLER	2013-2014					2014-2015					2015-2016				
	effch	techch	pech	sech	tfpch	effch	techch	pech	sech	tfpch	effch	techch	pech	sech	tfpch
EÜŞ 1	0,865	1,197	1,1	0,787	1,036	1,513	0,837	1,091	1,387	1,266	1,601	1,167	0,907	1,765	1,869
EÜŞ2	1,105	1,197	0,974	1,135	1,323	1,968	0,796	1,455	1,353	1,567	1	1,69	1	1	1,69
EÜŞ3	0,941	1,124	1,033	0,911	1,058	1,506	0,742	1,328	1,134	1,117	1,097	1,35	1,033	1,061	1,481
EÜŞ4	3,579	0,906	0,733	4,881	3,241	1,129	0,775	1,364	0,828	0,875	1,476	1,557	1	1,476	2,298
EÜŞ5	1,774	1,051	1,25	1,419	1,864	0,788	0,796	0,923	0,854	0,627	1,076	1,169	0,985	1,092	1,258
EÜŞ6	1	0,982	1	1	0,982	1	0,743	1	1	0,743	1	1,378	1	1	1,378
EÜŞ7	1,719	1,073	1,2	1,432	1,844	0,801	0,796	0,953	0,841	0,638	0,718	1,254	0,897	0,8	0,9
EÜŞ8	0,635	1,206	0,687	0,923	0,766	0,844	0,725	1,027	0,822	0,612	1,048	1,484	0,944	1,109	1,555
EÜŞ9	0,728	1,197	0,851	0,856	0,872	0,864	0,8	1,091	0,792	0,691	1,825	1,16	1,167	1,565	2,117
EÜŞ10	1,152	1,197	0,917	1,257	1,379	0,499	0,837	0,97	0,514	0,417	1,528	1,183	0,882	1,732	1,807
EÜŞ11	0,842	1,197	0,843	0,998	1,008	0,508	0,837	1,049	0,484	0,425	0,386	1,174	0,903	0,427	0,453
EÜŞ12	2,18	1,015	1,017	2,143	2,213	0,907	0,656	1	0,907	0,595	1,102	1,507	1	1,102	1,662
Ortalama	1,207	1,107	0,953	1,267	1,337	0,949	0,777	1,092	0,869	0,737	1,079	1,328	0,974	1,108	1,433

effch: CCR etkinlik değişimi, techch: Teknolojik etkinlik değişimi, pech: BCC etkinlik değişimi, sech: Ölçek etkinlik değişimi, tfpch: TFV endeks değişim

Genel olarak öne çıkan santraller incelendiğinde; yıl bazında değerlendirmede, 2 modelde de(CCR/BCC) etkin olan santraller;

- 2013 yılında EÜŞ6, EÜŞ8;
- 2014 yılında EÜŞ6, EÜŞ12;
- 2015 yılında EÜŞ2, EÜŞ6;
- 2016 yılında EÜŞ2, EÜŞ3, EÜŞ4, EÜŞ6, EÜŞ12;

santralleridir. Bu santraller aynı zamanda ölçek etkinliğini sağlamış olup, uygun ölçekte faaliyet göstermektedirler.

2013 yılında özelleştirilen santral olan EÜŞ6, Çizelge 5.15'e göre 2013-2016 yılları arasında iki modelde de etkin santral olduğu görülmekte olup, uygun ölçek bakımından yerini güçlendirdiği (optimum noktayı yakaladığı), ileriki zamanlarda eğer etkin santral durumunu kaybederse, bunun sebebinin normal şartlar altında, yüksek olasılıkla operasyonel problemlerden kaynaklanabileceği görülmektedir. Çizelge 5.16'da EÜŞ6'nın etkinlik değerlerinin yıllar içindeki değişimi incelendiğinde ise teknik etkinlik, operasyonel etkinlik ve dolayısıyla ölçek etkinliğinin değişmediği, teknolojik etkinliğin sadece 2015-2016 döneminde %38'lik bir artışla gerçekleştiği görülmektedir. 2013-2014 ile 2014-2015 dönemlerinde teknolojik etkinlikteki azalmalar işletme esaslı modelde kullanılan, aynı girdi miktarları ile yani aynı iç tüketim oranı, arıza kaynaklı üretim kaybı oranı ve santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerden sapma oranı ile daha az çıktı üretildiği anlamına gelmektedir. Şirketin özelleştirme bedelini ödeyerek 2013 yılının ikinci yarısında santrali devralması ile ilk senelerde kredi geri ödeme yükünün etkisi nedeniyle santralin yaşı fazla olmasından kaynaklı yapılması gerekli planlı bakım ve revizyonların gerçekleşmemesi, santral işletmeciliğinde belli bir süre sonra deneyim kazanılması, yakıt yetersizliği, atmosferik şartlar, MYTM talebi ve fiyat gibi dış etkenlerden biri/birkaçı bu durumun nedeni olarak gösterilebilir. 2015 yılında planlı bakım oranındaki %126'lık artışın olması, santrale tedarik edilen kömürün kalorifik değerinin stabil olması ve kazanda yakılan kömürün kimyasal ve fiziksel özelliklerine göre kazanın uygun bir şekilde dizaynının tasarlanması santrali her yıl etkin yapmıştır.

EÜŞ6 ile hemen hemen aynı zamanlarda özelleştirilen EÜŞ12 incelendiğinde, söz konusu santral Çizelge 5.15'e göre 2013 yılında etkin olmayan santraller arasında olup, bu durumun temel nedeninin özelleştirme geçişinin olduğu yıla denk gelmesinden kaynaklandığı düşünülmektedir. Nitekim santral özelleştikten sonra her iki modelde etkin santral konumuna gelmiştir. 2013-2014 döneminde teknolojik ve yönetsel etkinliklerinde iyileşme görülse de, şirketin üretimini %126 artırarak uygun ölçek sorununu gidermesi, santrali etkin santral durumuna yükseltmiştir. Çizelge 5.16'ya göre 2014-2015 döneminde yönetsel etkinlikte değişme görülmemekle beraber teknolojik etkinlikteki %35'lik azalma santrali etkinlik konumundan az da olsa uzaklaştırmıştır. Bir önceki paragrafta EÜŞ6'da teknolojik etkinlikteki azalmanın neden olabileceği dış etkenlerin, EÜŞ12 için de geçerli olabileceği düşünülmektedir. Ancak EÜŞ12, 2015-2016 döneminde teknolojik etkinlikteki %50'lik iyileşme ile tekrar etkin santraller arasına girmiştir.

2014 yılında özelleştirilen santrallerden biri olan EÜŞ2, Çizelge 5.15'e göre 2014 yılının sonuna kadar etkin olmayan şirketler arasında olup, teknik etkinlik ve ölçek etkinlikte %10 civarında artış ile yaşadığı iyileşmeler neticesinde etkinliği kısmen artmıştır. 2014 yılında etkin santral olamama nedeni yönetsel etkinlikte %3'lük azalma meydana gelmesi ve özelleşmenin yılın sonunda gerçekleşmesi olarak düşünülmektedir. 2014-2015 döneminde teknolojik etkinlikte %20'lik azalma gerçekleşmesi daha önce bahsedildiği üzere dış etkenlerin etkisinin bir sonucu olabilir. 2015-2016 döneminde ise teknolojik etkinlikte %70 oranında artışa neden olan faktörler, şirketin santral işletmeciliği deneyiminin artması ve 2016 Ağustos ayından itibaren teşvik mekanizmasının uygulanması olarak düşünülmektedir. 2015 yılında santralin çalışma saatinin 2013 yılına kıyasla neredeyse %50 artması uygun ölçek sorununu aşmasını sağlamış ve yönetsel etkinlikte de iyileşme yaşanması ile teknik etkinlikte %96'lık artış gerçekleşmiştir. Şirketin santrali devraldıktan sonra santral tasarımına uygun kömür kullanımını sağlaması ile santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma %14'lerde iken yapıldığı düşünülen zenginleştirme işlemleri ile %1,5'lere varan bir iyileşme görülmüştür. Bu durumun teknik etkinlikteki önemli derecede yaşanan artışta, dolayısıyla santralin 2015-2016 yıllarında etkin santral olma özelliğine kavuşmasında önemli bir paya sahip olduğu düşünülmektedir.

Özelleştirme bedelini ödeyerek EÜŞ2'yi devralan şirketin diğer devraldığı ikinci santral olan EÜŞ3, Çizelge 5.15'de 2013 yılında (şirket devralmadan önce) teknik etkinlikte EÜŞ2'ye göre biraz daha iyi durumdadır. Ancak her iki santral de etkinlikten uzak

konumdadır. 2013-2014 döneminde EÜŞ3, EÜŞ2'nin aksine teknik etkinlik ve ölçek etkinlikte %10 civarında azalma yaşamış ve 2014 yılına ait teknik etkinlik skoru bir önceki senenin gerisine düşmüştür. EÜŞ3 2014-2015 döneminde yönetsel etkinlik ve ölçek etkinliğindeki ilerleme ile beraber teknik etkinlikte %50'lik artış yaşarken, EÜŞ2'de aynı dönemde %96'lık artış gerçekleşmiştir. EÜŞ3, teknik etkinlikteki %50'lik artış ile etkin santral olmaya yaklaşmış fakat EÜŞ2'deki artışın çok gerisinde kalmasından dolayı etkin santraller arasında yer alamamıştır. 2014-2015 döneminde yakıt yetersizliği, atmosferik şartlar, MYTM talebi ve fiyat gibi dış etkenlerden biri/birkaçının etkisi olduğu ihtimaliyle teknolojik etkinlikte %26'lık azalış gerçekleşmiş olup, EÜŞ2'deki gibi şirketin santral işletmeciliği deneyiminin artması ve 2016 Ağustos ayından itibaren teşvik kullanımı, 2015-2016 döneminde teknolojik etkinlikte %35'lik artışın nedenleri olarak düşünülmektedir. Her iki santralin aynı şirket tarafından devralınması, kredi ödemesinde daha fazla zorluk çekme ihtimali göz önüne alınarak, şirket EÜŞ2'de 2015 yılında yakaladığı başarıyı, EÜŞ3'te ancak 2016 yılında yakalayabilmiştir.

2015 yılında özelleştirilen santraller arasında olan EÜŞ4 incelendiğinde, 2013 yılı Ocak-Ekim ayları arasında santral komple planlı bakım nedeniyle devre dışı bırakılmıştır. 2013 yılı Ekim ayında çok az olmakla beraber sadece Kasım ve Aralık aylarında faaliyette bulunmuştur. Dolayısıyla 2013 yılında BCC modeli hariç en etkin olmayan santraller arasında yer almıştır. 2014 yılının her ayında faaliyette bulunmasından dolayı santralin etkinlik durumu daha net bir şekilde görülebilmektedir. Üretimin standart seviyelere gelmesiyle birlikte uygun ölçek sıkıntısının neredeyse giderilmesine ve teknik etkinlikte de önemli derecede gelişme sağlanmasına rağmen, 2013-2014 döneminde teknolojik ve yönetsel etkinlikte ortalamalarının altında olduğu için etkin santral olamamıştır. 2014-2015 döneminde yönetsel etkinlikte %36'lık artış gerçekleşmesi, 2015 yılında BCC modelinde etkin santral olmasını sağlamıştır. Fakat 2015 yılı Nisan-Temmuz ayları arasında santralin komple planlı bakım nedeniyle devre dışı bırakılması, tekrar uygun ölçek sıkıntısı problemiyle karşılaşmasına neden olmuştur. Nitekim bu durumun sonucu olarak CCR modelinde etkin santraller arasına girememiştir. 2016 yılında ise %90'lık üretim artışı ile uygun ölçek sıkıntısı giderilmiş, 2013 ve 2015 yılları arasında santralin geçirmiş olduğu ciddi planlı bakımlar sayesinde 2016 yılındaki arıza oranında önceki senelere göre %70 civarında azalma meydana gelmiştir. Nitekim teknik ve teknolojik etkinlikte %50'lik artış yaşanmış ve santral etkin konuma yükselmiştir.

Özelleştirme bedelini ödeyerek ilk başta EÜŞ6'yı devralan şirketin 2015 yılında devraldığı iki santralden biri olan EÜŞ7, Çizelge 5.15'te yıllar itibarıyla hem CCR hem de BCC modelleri bazında etkinlik seviyesinden uzaktır. Sadece 2013-2014 döneminde ortalamalarının üstünde teknik etkinlik, operasyonel etkinlik ve ölçek etkinlik seviyesinin gerçekleşmesi ile 2014 yılında etkin santral olma özelliğine yaklaşabilmiş ancak yine de 2014 yılında etkin santral olacak seviyeye erişememiştir. Santralin çalışma saatinin 2014 yılında bir önceki seneye göre %55 artması uygun ölçek sorununun neredeyse giderilmesini sağlamış olsa da, sonraki yıllarda üretimin %20 azalması santrali bu konuda geriye götürmüştür. Genel olarak yıllar incelenirse, 2013 yılında santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranı %11'lerde iken yapıldığı düşünülen zenginleştirme işlemleri ile 2014 yılında %3'lere varan bir iyileşme görülmüştür. Ancak bu iyileşme stabil olmamış, 2015 yılındaki sapma oranı tekrar 2013 seviyesine yükselmiştir. Kömür alt ısı değerindeki sapma oranında azalma/artma şeklinde yaşanan bu çarpıklık, 2013-2015 yılları arasında şirketin üç santral devralmasının sonucu olarak kredi ödeme yükünün ağır olması ile yapılması gereken revizyonların yapılamamış olması (santralin yaşının diğer santrallere nazaran daha eski olması sebebiyle daha fazla ihtiyaç duyması) etkin santral olamamasındaki ihtimaller olarak düşünülmektedir. Ayrıca, yapılan çalışmada özelleşen santrallerde özelleştikten sonra genel olarak bir iyileşme görülmüştür. Fakat EÜŞ7 için iyileşmenin aksine 2016 yılında uygulanan teşvik mekanizmasına rağmen teknik etkinlik, yönetsel etkinlik ve ölçek etkinliğinde azalma meydana gelmiştir.

Çizelge 5.15'e göre EÜŞ5, 2014 yılı BCC modeli hariç tüm yıllarda CCR ve BCC model bazında etkin olmayan santraller arasında yer almaktadır. Buna göre 2014 yılında santralin yerel (birbirine benzeyen şirketler arasında) anlamda etkin, ancak genel anlamda etkin çalışmadığı söylenebilmektedir. Bu durum o yıl için santralin operasyonel sorunlardan ziyade bir ölçek sıkıntısı yaşadığı, ölçek sıkıntısının da şirketin ölçeğe göre artan getiride çalışmasından kaynaklandığı görülmektedir. Söz konusu sıkıntının faaliyet alanının genişletilmesi ile giderilebileceği düşünülmektedir. Ancak 2015-2016 döneminde operasyonel etkinlikte de kısmen azalma gerçekleşmiştir. Operasyonel etkinlikte yaşanan bu azalmanın, santralin 2015 yılının ortasında özelleştirilmesi ile santrali devralan şirketin santral işletmeciliğinde deneyim kazanma sürecinin etkisi olduğu düşünülmektedir. 2013-2014 döneminde teknik etkinlikte %77, ölçek etkinlikte %41 artış yaşanmış fakat 2014 yılından sonra santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranının giderek artması

ve 2015 yılındaki üretimin bir önceki seneye göre %20 azalması, 2014-2015 döneminde teknik etkinlikte %21, ölçek etkinlikte de %15'lik azalmaya neden olmuştur.

Çizelge 5.15'te EÜŞ1 2013 yılında en etkin olmayan santrallerden biri olup, bu durumun temel olarak hem uygun ölçek sorunu hem de operasyonel sıkıntılar yaşamasından kaynaklandığı değerlendirilmektedir. Çizelge 5.16'ya göre 2014 yılında teknik etkinlik ve ölçek etkinlikteki yaklaşık %20'lik azalma, santrali 2014 yılında, 2013 yılı etkinlik değerinin de altına düşürmüştür. 2014 yılında özelleştirilen santraller ile EÜŞ1'in 2014-2015 dönemindeki iyileşme oranları birbirlerine yaklaşırsa da, EÜŞ1'in 2014 yılındaki etkinlik değerinin çok düşük olmasından dolayı 2015 ve 2016 yıllarında söz konusu santrallerin etkinlik seviyesini yakalayamamıştır. 2016 yılında arıza oranı ve santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranında önemli derecede görülen iyileşme, ilerleyen yıllarda da devam ederse santralin etkin santralleri yakalayabilmesi ihtimalini yükselteceği değerlendirilmektedir. Ayrıca EÜŞ5'te olduğu gibi santralin her yıl uygun ölçek sıkıntısı ile karşılaştığı, ölçeğe göre artan getiride faaliyette bulunduğu görülmektedir. Bu kapsamda EÜŞ5'teki gibi faaliyet alanının genişletilmesi ile söz konusu sıkıntının giderilebileceği düşünülmektedir.

Çizelge 5.15'e göre EÜŞ8, 2013 yılında hem CCR hem de BCC modelinde etkin santral olduğu görülmektedir. Ancak 2013 yılında uygun ölçek ile faaliyette bulunurken, Çizelge 5.16'ya göre 2013-2014 ile 2014-2015 dönemlerinde uygun ölçek sıkıntısı yaşadığı görülmektedir. Özellikle 2015 yılındaki çalışma saatinin bir önceki seneye göre %22 azalması, bu durum için etken olabileceği düşünülmektedir. EÜŞ8 2014-2015 döneminde operasyonel etkinlikte kısmen iyileştirme gösterse de, söz konusu dönemde operasyonel etkinlikte bazı santrallerdeki iyileşmenin gerisinde kalmıştır. Özelleştirme işlemlerinin gerçekleştiği yıl ve sonraki yakın yıllarda teknik etkinliğini uygun ölçek etkinliğindeki azalmadan dolayı yitirdiği görülmüştür. 2016 yılında üretimin bir önceki seneye göre %16 artması kaynaklı uygun ölçek sıkıntısında iyileşme görülmesine rağmen diğer santrallerin etkinlik değerlerindeki mevcut durumlarını muhafaza etmeleri ya da ilerlemelerinden dolayı etkin santral konumunu bu yıllarda kaybetmiştir.

EÜŞ10 tüm yıllarda hem CCR hem BCC modelinde en etkin olmayan santraller içine girmiştir. Çizelge 5.15'e göre operasyonel problemler yaşadığı ve ölçeğe göre artan getiride faaliyette bulunmasından kaynaklı ölçek sorununun da mevcut olduğu görülmektedir. Bu

çerçevede ölçek sorununun santralin faaliyet alanının genişletmesi ile giderilebileceği düşünülmektedir. Çizelge 5.16'da dönemsel bazda etkinlik değerlerinin değişimi incelendiğinde, her dönem için teknik, yönetsel (operasyonel) ve ölçek etkinlerindeki değişimler ortalamaların altında kalmıştır. Söz konusu santralin, diğer santrallere göre arıza oranı her yıl daha fazla gerçekleşmiştir. Halbuki EÜŞ10'nun arıza oranı, yaşı çok daha fazla olan EÜŞ7'nin arıza oranından daha az olması beklenirken, dört yılın ortalama arıza oranları kıyaslandığında EÜŞ10'da 2,5 kat daha fazla arıza oranı gerçekleştiği görülmektedir. 2012 ve 2013 yıllarında meydana gelen arızaların ancak 2016 yılının ilkbahar aylarında giderilebilmesi, santralin arıza problemlerinin giderilmesindeki sıkıntısına örnek teşkil etmektedir. Ayrıca, kömür üretim sahasının heyelan dolayısıyla hala kapalı olması, önemli derecede üretim kapasitesinin kullanılabilmesini azaltmıştır. Tüm bu sıkıntılarla beraber 2015 yılında Ağustos-Kasım ayları arasında planlı bakım nedeniyle santralin devre dışı bırakılması ile yıl boyunca çok az çalışabilmesi üretim kapasitesindeki kullanımının ne kadar düşük olduğunu göstermektedir. Nitekim Çizelge 5.15'te tüm yıllara ait ölçek etkinlik değerlerine bakıldığında, santralin ciddi boyutta ölçek sıkıntısı yaşadığı görülmektedir.

Çizelge 5.15 ve Çizelge 5.16'daki ortalama etkinlik değerlerine göre genel değerlendirmeler şu şekildedir:

- 2015 ve 2016 yılları etkinlik değerleri ortalamaları açısından en yüksek ortalamalara sahip yıllardır. Bu yıllar, özelleştirmelerin yoğun olarak gerçekleştirilmesinin tamamlandığı yıllar olması açısından önem taşımaktadır.
- Özelleştirmelerin 2013, 2014 ve 2015 yıllarında gerçekleşmesinden dolayı 2013-2014, 2014-2015 ve 2015-2016 dönemlerinde operasyonel etkinlik azalma/artma şeklinde bir seyir izlemiştir. Şöyle ki, bir dönemde özelleştirmeler tamamlanmışken, başka bir dönemde bazı santrallerin halen özelleştirilme sürecinde olması ve özelleştirilmesi gerçekleşen her bir santralin özelleştirildikten sonra hem zamansal hem de sayısal bazda operasyonel etkinlikteki değişimlerinin farklılık göstermesi, dönemsel olarak çarpıklık (azalma/artma) oluşturmuştur.
- 2014-2015 dönemi geçiş dönemi olarak nitelendirilmektedir. Çünkü 8 santralden 6'sının özelleştirilmesi bu döneme denk gelmektedir. Söz konusu santralleri özelleştirme ile devralan şirketlerin bu geçiş döneminde santral işletmeciliğinde deneyim kazanma

süreci yaşamalarından kaynaklı ortalama bu dönemde santrallerin etkinliğinde düşüş gerçekleştiği düşünülmektedir.

- Yapılan çalışmada genel olarak özel santrallerin devlet santrallerine göre etkinliklerinin daha iyi konumda olduğu görülmektedir. Bu durumun temelinde, özel şirketlerin kar amacı, devletin ise arz güvenliğini koruma amacı gütmesi yatmaktadır. Ayrıca arızaların giderilmesi, yeni ekipmanların ihale/montaj süreçleri, özel santrallerde daha kısa sürede gerçekleşmektedir.
- Özelleştirme ile birden fazla linyit yakıtlı santral devralan şirketler bulunmaktadır. Söz konusu şirketlerin santrallerinin etkinlikleri incelendiğinde, bazı şirketlerde, şirketin devraldığı santrallerin etkin çıktığı görülmekle beraber, bazı şirketlerde ise uhdesinde bulunan santrallerin hepsinde etkinliği sağlayamadığı görülmüştür. Bu durumun temel nedeninin, özelleştirilme bedelleri ödeyerek devralan bazı şirketlerin kredi ödeme yükünün etkisinin olabileceği değerlendirilmektedir.
- Santraller yaşlandıkça performanslarının da azalacağı beklenilmektedir. Ancak şirketlerin gerekli bakım ve revizyonlar yaparak santrallerin ömürlerini uzatabilmesi ve performanslarını iyileştirmesi mümkündür. Nitekim analiz sonucunda, diğer santrallerin yaşlarına göre daha fazla yaşa sahip olduğu halde etkin santral konumunda bulunan santral/santrallerin olduğu görülmüştür.
- Santrallerin bölgesel konumları incelendiğinde, santrallerden 3'ü Muğla'da, 2'si Kütahya'da, 2'si Kahramanmaraş'ta ve geri kalanının ise Bursa, Manisa, Çanakkale, Ankara ve Sivas olmak üzere 8 ilde yer almaktadırlar. Aynı bölgede yer alan ve aynı tarihte özelleştirilen santrallerin, yaşları, beslendikleri kömürlerin alt ısı değerleri yakın olsa da kullanılan değişkenler bazında etkinlik skorları farklı çıkmıştır. Söz konusu bu farklılık, şirketlerin analizde kullanılan değişkenleri doğru yönetip yönetemediğinin göstergesi olabileceği değerlendirilmektedir.
- Teknolojik etkinlikte ağırlıklı olarak her yıl düzenli olarak iyileşmelerin yaşandığı görülmektedir. Teknolojik etkinlikte ortalama %4 iyileşme gerçekleşmiş olup, söz konusu iyileşme oranının yüksek artış şeklinde gerçekleşmediği görülmektedir. Ancak analizde performansları değerlendirilen 12 santralden 8'inin özelleştirme süreci geçirmesi nedeniyle iyileşme oranında ani değişimler olmasını beklemenin yanlış olduğu düşünülmektedir. Teknolojik etkinlikte gerçekleşen iyileşmeler, santrallerin performansının değerlendirildiği yıllarda aynı girdi miktarı ile daha fazla çıktı üretildiği, yani işletme esaslı model bazında yorumlanırsa, aynı iç tüketim oranı, arıza kaynaklı

üretim kaybı oranı ve kömür alt ısıl değerinden sapma oranı ile analiz dönemi boyunca daha fazla çalışma saati çıktısının oluştuğu söylenebilir. Bu bağlamda şirketlerin büyük kısmının yıllar içinde iç tüketim oranı, arıza kaynaklı üretim kaybı oranı ve kömür alt ısıl değerinden sapma oranını idare etme ve etkin kullanma konusunda ilerleme kaydettikleri düşünülmektedir.

- Teknolojik etkinlikteki gibi teknik etkinlikte de ağırlıklı olarak yıllar itibarıyla iyileşme kaydedilmiştir. Teknik etkinlikte ortalama %7,3 oranında iyileşme gerçekleşmiştir. Teknik etkinlikteki bu iyileşme, santrallerin operasyonel etkinliklerindeki gelişimlerinden ziyade ölçek etkinliklerindeki iyileşmelerinden kaynaklanmıştır. Daha önceki paragraflarda bahsedildiği gibi özellikle özelleştirilen santralleri devralan bazı şirketlerin enerji sektörüne girmeden önceki dönemlerde farklı sektörlerde faaliyette bulunmasından kaynaklı santral işletmeciliğinde deneyim kazanma süreci geçirmesi ile operasyonel etkinlikte ani gelişmelerin beklenilmesinin yanlışı olduğu düşünülmektedir. Ancak önümüzdeki yıllarda bu şirketlerin, etkin santraller içerisinde yer almaları için, uhdesinde bulunan santraller için gerekli önlemleri alarak operasyonel etkinliklerini artırması gerekmektedir.

Genel olarak incelendiğinde etkin olamayan santrallerin genellikle hem operasyonel hem de ölçek etkinliklerinde sorun yaşadığı görülmüştür. Diğer yandan CCR değerleri düşük olmasına rağmen BCC değerleri 1 olan santrallere nadir olarak rastlanılmış olup, söz konusu santraller için ana problemin faaliyet ölçeğinden kaynaklandığını, hâlbuki elektrik üretimi ile ilgili operasyonel işleri başarılı bir şekilde yerine getirdiklerini göstermektedir. BCC değerleri düşük çıkan santrallerde ise operasyonel yetersizlik, daha öne çıkan bir sorun olarak görülmektedir. Şirketlerin uygun ölçekte faaliyette bulunması, şirketlerin sadece kendi kontrolünde olmayıp, fiyat, iletim kısıtları gibi dışsal faktörlerin de etkisi bulunmaktadır. Linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerine 2016 yılı Ağustos itibarıyla teşvik mekanizmasının gelmesi ile uygun ölçeği yakalama konusunda iyileşme görülebileceği düşünülmektedir. Ayrıca işletme esaslı modelde etkin olmayan santraller için referans santrallerin gösterildiği bölümde bahsedilmiş olan referans değerlerin baz alınmasıyla elektrik üretiminde yerli kaynak kullanımına ilişkin konulan hedefe ulaşılması noktasında BCC ve CCR modelleri üzerinden simülasyonların oluşturulmasıyla üretilebilecek potansiyel üretim tahmininin yapılması gerektiği değerlendirilmektedir.

5.7. Referans Gruplar ve İyileştirme Değerleri

Referans gruplar, etkin olmayan karar verme birimlerinin etkin olabilmeleri için örnek alınması gereken karar verme birimleridir. Bir karar verme biriminin etkinlik değerini maksimize eden ağırlıklar, referans gruptaki birimlerin etkinlik değerlerini %100'e eşitleyerek referans gruplar belirlenmektedir. VZA ile yapılan performans değerlendirmesi sonucunda referans gruplar ve referans oranlar elde edilmektedir. Bu kapsamda linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin performanslarının değerlendirilmesi sonucunda belirlenen etkin olmayan santrallerin etkin olabilmeleri için örnek alacağı referans gruplar diye adlandırılan santral/santraller ile referans oranların yer aldığı BCC ve CCR modelleri bazında referans tabloları oluşturulmuştur. Söz konusu referans tablolar, hangi girdi veya çıktı değişkenlerinin daha ön planda olduğunu da göstermektedir.

5.7.1. İşletme Esaslı Model Bazında Değerlendirme

Bu bölümde yer alan referans tabloları etkin olmayan santrallerin her bir yıl etkin olmaları için hangi santral/santralleri hangi oranda referans almaları gerektiğine dair bilgiler içermektedir. Bu çerçevede işletme esaslı model bazında CCR ve BCC modelleri için referans santraller ve onlara ait referans oranlar ile hedef girdiler söz konusu tablolarda yer almaktadır. Ayrıca baz yıl olarak alınan 2016 yılında etkin olmayan santrallerin girdilerindeki değişimlerinin ve potansiyel üretimlerinin yer aldığı çizelgeler de oluşturulmuştur.

Çizelge 5.17 İşletme Esaslı Model Bazında Yıllar İtibarıyla CCR Modeli Referans Tablosu

SANTRALLER	2013 Referans Santral			Referans Oranlar			Hedef Girdi-1	Hedef Girdi-2	Hedef Girdi-3
1.EÜŞ1	6			0,488			0,059	0,039	0,957
2.EÜŞ2	6			0,651			0,078	0,052	1,276
3.EÜŞ3	6			0,911			0,109	0,073	1,786
4.EÜŞ4	X			X			X	X	X
5.EÜŞ5	6			0,532			0,064	0,043	1,043
6.EÜŞ6	6			1			0,12	0,08	1,96
7.EÜŞ7	6			0,571			0,069	0,046	1,12
8.EÜŞ8	8			1			0,15	0,05	23,73
9.EÜŞ9	6			0,927			0,111	0,074	1,818
10.EÜŞ10	X			X			X	X	X
11.EÜŞ11	X			X			X	X	X
12.EÜŞ12	6			0,414			0,05	0,033	0,812

X: 0,05 güven düzeyinde anlamsız çıkan sonuçları ifade etmektedir.

Çizelge 5.17 (Devam)

SANTRALLER	2014 Referans Santral			Referans Oranlar			Hedef Girdi-1	Hedef Girdi-2	Hedef Girdi-3
1.EÜŞ1	X			X			X	X	X
2.EÜŞ2	6			0,739			0,081	0,044	2,321
3.EÜŞ3	6			0,825			0,091	0,05	2,591
4.EÜŞ4	6			0,819			0,09	0,049	2,57
5.EÜŞ5	6			0,74			0,081	0,044	2,325
6.EÜŞ6	6			1			0,11	0,06	3,14
7.EÜŞ7	6			0,807			0,089	0,048	2,533
8.EÜŞ8	6	12		0,693	0,231		0,102	0,051	4,017
9.EÜŞ9	6			0,793			0,087	0,048	2,491
10.EÜŞ10	X			X			X	X	X
11.EÜŞ11	X			X			X	X	X
12.EÜŞ12	12			1			0,11	0,04	7,98

X: 0,05 güven düzeyinde anlamsız çıkan sonuçları ifade etmektedir.

Çizelge 5.17 (Devam)

SANTRALLER	2015 Referans Santral			Referans Oranlar			Hedef Girdi-1	Hedef Girdi-2	Hedef Girdi-3
1.EÜŞ1	6			0,533			0,064	0,048	2,578
2.EÜŞ2	2			1			0,13	0,08	3,65
3.EÜŞ3	2			1,026			0,133	0,082	3,743
4.EÜŞ4	2			0,594			0,077	0,048	2,168
5.EÜŞ5	6			0,644			0,077	0,058	3,119
6.EÜŞ6	6			1			0,12	0,09	4,84
7.EÜŞ7	6			0,688			0,083	0,062	3,33
8.EÜŞ8	6			0,759			0,091	0,068	3,674
9.EÜŞ9	6			0,628			0,075	0,057	3,042
10.EÜŞ10	X			X			X	X	X
11.EÜŞ11	X			X			X	X	X
12.EÜŞ12	6			0,907			0,109	0,082	4,39

X: 0,05 güven düzeyinde anlamsız çıkan sonuçları ifade etmektedir.

Çizelge 5.17 (Devam)

SANTRALLER	2016 Referans Santral			Referans Oranlar			Hedef Girdi-1	Hedef Girdi-2	Hedef Girdi-3
1.EÜŞ1	6	4		0,159	0,695		0,096	0,046	4,544
2.EÜŞ2	2			1			0,13	0,09	1,55
3.EÜŞ3	3			1			0,15	0,06	3,42
4.EÜŞ4	4			1			0,11	0,05	6,01
5.EÜŞ5	4			0,64			0,07	0,032	3,846
6.EÜŞ6	6			1			0,12	0,07	2,3
7.EÜŞ7	6	4		0,412	0,089		0,059	0,033	1,481
8.EÜŞ8	4	12		0,561	0,281		0,095	0,039	5,628
9.EÜŞ9	6	4		0,551	0,293		0,098	0,053	3,029
10.EÜŞ10	X			X			X	X	X
11.EÜŞ11	X			X			X	X	X
12.EÜŞ12	12			1			0,12	0,04	8,03

X: 0,05 güven düzeyinde anlamsız çıkan sonuçları ifade etmektedir.

Çizelge 5.18 İşletme Esaslı Model Bazında Yıllar İtibarıyla CCR Modeli Referans Santraller Sıklık Tablosu

Referans Santraller	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Santraller												
1.EÜŞ1				1		3						
2.EÜŞ2		2				2						
3.EÜŞ3		1	1			2						
4.EÜŞ4		1		1		1						
5.EÜŞ5				1		3						
6.EÜŞ6						4						
7.EÜŞ7				1		4						
8.EÜŞ8				1		2		1				2
9.EÜŞ9				1		4						
10.EÜŞ10												
11.EÜŞ11												
12.EÜŞ12						2						2
Referans Sayısı	0	2	0	5	0	23	0	0	0	0	0	2

Çizelge 5.19 İşletme Esaslı Model Bazında Yıllar İtibarıyla BCC Modeli Referans Tablosu

SANTRALLER	2013 Referans Santral		Referans Oranlar			Hedef Girdi-1	Hedef Girdi-2	Hedef Girdi-3
1.EÜŞ1	6		1			0,12	0,08	1,96
2.EÜŞ2	6		1			0,12	0,08	1,96
3.EÜŞ3	6		1			0,12	0,08	1,96
4.EÜŞ4	4		1			0,21	0,47	1,24
5.EÜŞ5	6		1			0,12	0,08	1,96
6.EÜŞ6	6		1			0,12	0,08	1,96
7.EÜŞ7	6		1			0,12	0,08	1,96
8.EÜŞ8	8		1			0,15	0,05	23,73
9.EÜŞ9	6		1			0,12	0,08	1,96
10.EÜŞ10	6		1			0,12	0,08	1,96
11.EÜŞ11	6		1			0,12	0,08	1,96
12.EÜŞ12	4	6	0,305	0,695		0,147	0,199	1,74

X: 0,05 güven düzeyinde anlamsız çıkan sonuçları ifade etmektedir.

Çizelge 5.19 (Devam)

SANTRALLER	2014 Referans Santral			Referans Oranlar		Hedef Girdi-1	Hedef Girdi-2	Hedef Girdi-3
1.EÜŞ1	6	12		0,99	0,01	0,11	0,06	3,19
2.EÜŞ2	6			1		0,11	0,06	3,14
3.EÜŞ3	5	6		0,341	0,659	0,12	0,138	3,12
4.EÜŞ4	6			1		0,11	0,06	3,14
5.EÜŞ5	5			1		0,14	0,29	3,08
6.EÜŞ6	6			1		0,11	0,06	3,14
7.EÜŞ7	6	5		0,255	0,745	0,132	0,231	3,095
8.EÜŞ8	12	6		0,761	0,239	0,11	0,045	6,826
9.EÜŞ9	6			1		0,11	0,06	3,14
10.EÜŞ10	6			1		0,11	0,06	3,14
11.EÜŞ11	6			1		0,11	0,06	3,14
12.EÜŞ12	12			1		0,11	0,04	7,98

Çizelge 5.19 (Devam)

SANTRALLER	2015 Referans Santral			Referans Oranlar			Hedef Girdi-1	Hedef Girdi-2	Hedef Girdi-3
1.EÜŞ1	6			1			0,12	0,09	4,84
2.EÜŞ2	2			1			0,13	0,08	3,65
3.EÜŞ3	2	6		0,292	0,708		0,123	0,087	4,493
4.EÜŞ4	4			1			0,13	0,15	3,2
5.EÜŞ5	6			1			0,12	0,33	6,29
6.EÜŞ6	6			1			0,12	0,09	4,84
7.EÜŞ7	6			1			0,12	0,09	4,84
8.EÜŞ8	6			1			0,12	0,09	4,84
9.EÜŞ9	6			1			0,12	0,09	4,84
10.EÜŞ10	6			1			0,12	0,09	4,84
11.EÜŞ11	6			1			0,12	0,09	4,84
12.EÜŞ12	12			1			0,12	0,09	4,92

Çizelge 5.19 (Devam)

SANTRALLER	2016 Referans Santral			Referans Oranlar			Hedef Girdi-1	Hedef Girdi-2	Hedef Girdi-3
1.EÜŞ1	4	9		0,161	0,839		0,102	0,075	3,551
2.EÜŞ2	2			1			0,13	0,09	1,55
3.EÜŞ3	3			1			0,15	0,06	3,42
4.EÜŞ4	4			1			0,11	0,05	6,01
5.EÜŞ5	9			1			0,1	0,08	3,08
6.EÜŞ6	6			1			0,12	0,07	2,3
7.EÜŞ7	2	9		0,254	0,746		0,108	0,083	2,691
8.EÜŞ8	12	4		0,333	0,667		0,113	0,047	6,683
9.EÜŞ9	9			1			0,1	0,08	3,08
10.EÜŞ10	9			1			0,1	0,08	3,08
11.EÜŞ11	9			1			0,1	0,08	3,08
12.EÜŞ12	12			1			0,12	0,04	8,03

Çizelge 5.20 İşletme Esaslı Model Bazında Yıllar İtibarıyla BCC Modeli Referans Santraller Sıklık Tablosu

Referans Santraller	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Santraller												
1.EÜŞ1				1		3			1			1
2.EÜŞ2		2				2						
3.EÜŞ3		1	1		1	3						
4.EÜŞ4				3		1						
5.EÜŞ5					1	2			1			
6.EÜŞ6						4						
7.EÜŞ7		1			1	3			1			
8.EÜŞ8				1		2		1				2
9.EÜŞ9						3			1			
10.EÜŞ10						3			1			
11.EÜŞ11						3			1			
12.EÜŞ12				1		1						3
Referans Sayısı	0	2	0	3	2	26	0	0	5	0	0	2

CCR ve BCC modellerinin sonuçlarına ait tablolarda etkin ve etkin olmayan santraller gösterilmiştir. Etkin olmayan santrallerin, performanslarını geliştirerek etkin olma şansları vardır. Bu kapsamda etkin olmayan bir santralin etkinliğinin artırılması için nasıl iyileştirme yapabileceği referans tablolarda gösterilmiştir. CCR ve BCC model sonuçlarında etkin olmayan santraller operasyonel etkinlikte ve ölçek etkinliğinde problem yaşamakta ve dolayısıyla teknik etkinlikte de skorlar düşük çıkmaktadır. Teknik etkinlikte iyileşme görülmesi için, santrallerin öncelikle operasyonel kabiliyetlerini geliştirmeleri ve uygun ölçekte faaliyet göstermeleri gerekmektedir. Bu düşünceden yola çıkarak etkin olmayan santrallerin etkinliklerini artırabilmeleri için BCC modeline ait referans tablolardaki iyileştirme olanaklarının değerlendirilmesinin başlangıç olarak uygun olacağı düşünülmektedir. Söz konusu referans tablolardaki hesaplamalar, hem etkin olmayan santrallerin etkinliklerinin nasıl artırılacağına hem de santrallerin kullanılan girdi değişkenler bazında yani iç tüketim oranı, arıza kaynaklı üretim kaybı oranı ve santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranında sağlanabilecek iyileştirmenin etkisi ile linyit kaynaklı (kullanılan santraller bazında) elektrik üretiminde ne kadar bir potansiyele sahip olabileceğini göstermeye imkan sunmaktadır. Bu kapsamda BCC modeline ait referans tablosunun 2016 yılı baz alınarak iç tüketim oranı, arıza kaynaklı üretim kaybı oranı ve santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranında problem yaşayan santrallerin iyileştirmelerinin nasıl yapılacağı ve dolayısıyla ne kadar potansiyel üretim seviyesine ulaşacağı Çizelge 5.21-5.26 arasında verilmektedir.

Çizelge 5.21 EÜŞ1 Santralinin Etkinlik Durumu

2016 BCC Modeli Etkinlik Değeri: 0,808	Orijinal Değer	Yüzde Değişim	Hedef Değer
Girdi Değişkenler			
İç Tüketim Oranı	0,14	27	0,102
Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranı	0,12	38	0,075
Kömür Alt Isıl Değerinden Sapma Oranı	6,66	47	3,551
2016 yılı EÜŞ1'in referans alacağı santral/santraller ve referans oran/oranları: EÜŞ4 (0,161) EÜŞ9 (0,839)			
Potansiyel Üretim (kWh): 366.550.412			

Çizelge 5.21'de, ilk sütunda girdi değişkenler; ikinci sütunda girdi değişkenlere ait değerler; üçüncü sütunda santralin etkin olabilmesi için girdi değişkenlerdeki azaltma oranı; son sütunda da santralin etkinliğe ulaşabilmesi için girdi değişkenlerin hedef değerleri yer almaktadır. Son iki satırdan birincisi EÜŞ1'in performansını geliştirerek etkin santral olabilmesi için referans alması gereken etkin santral/santralleri ve bu santral/santraller için

referans oranlarını göstermektedir. İkincisi ise iyileştirme sağlandığı takdirde ulaşılabilecek potansiyel üretim miktarını vermektedir.

Çizelge 5.21'e göre, EÜŞ1 Santrali 2016 yılı kapsamında mevcut koşullarda referans santrallerin referans oranlarını baz alarak etkin santral olabilmesi için girdi değişkenlerinden iç tüketim oranını %27 azaltarak, %14'ten %10 seviyesine düşürmelidir. Bununla birlikte diğer bir girdi değişkeni olan arıza kaynaklı üretim kaybı oranında %38 ve üçüncü girdi değişkeni olan santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranında da %47'lik azaltma yapılması gerekmektedir. Yüzdesele değişimlerden yola çıkılarak santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranı, yüzdesele olarak en fazla azaltılması gereken girdi değişkeni olarak görülmektedir. Dolayısıyla EÜŞ1'in etkin olmayan santraller arasında yer almasında en fazla etkisi olan değişkenin (kullanılan girdi değişkenleri bazında) santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranı olduğu söylenebilir. Buradan yola çıkarak, EÜŞ1'de santralin tasarlandığı kömürün alt ısı değerine uygun kömür verilmesinde sorun yaşandığı sonucuna varılmaktadır.

Çizelge 5.22 EÜŞ7 Santralinin Etkinlik Durumu

2016 BCC Modeli Etkinlik Değeri: 0,851		Orijinal Değer	Yüzde Değişim	Hedef Değer
Girdi Değişkenler				
İç Tüketim Oranı	0,14	23	0,108	
Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranı	0,26	68	0,083	
Kömür Alt Isıl Değerinden Sapma Oranı	3,5	23	2,691	
2016 yılı EÜŞ7'nin referans alacağı santral/santraller ve referans oran/oranları: EÜŞ2 (0,254) EÜŞ9 (0,746)				
Potansiyel Üretim (kWh): 390.897.578				

Çizelge 5.22'ye göre, EÜŞ7 Santrali 2016 yılı kapsamında mevcut koşullarda referans santrallerin referans oranlarını baz alarak etkin santral olabilmesi için girdi değişkenlerinden iç tüketim oranını %23 azaltarak, %14'ten %10 seviyesine düşürmelidir. Bununla birlikte diğer bir girdi değişkeni olan arıza kaynaklı üretim kaybı oranında %68 ve üçüncü girdi değişkeni olan santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranında da %23'lük azaltma yapılması gerekmektedir. Yüzdesele değişimlerden yola çıkılarak arıza kaynaklı üretim kaybı oranı, yüzdesele olarak en fazla azaltılması gereken girdi değişkeni olarak görülmektedir. Dolayısıyla EÜŞ7'nin etkin olmayan santraller arasında yer almasında en fazla etkisi olan değişkenin (kullanılan girdi değişkenleri bazında) arıza kaynaklı üretim kaybı oranı olduğu söylenebilir. EÜŞ7'nin diğer santrallere göre yaşının daha yüksek olması

arıza kaynaklı üretim kaybı yaşanmasını normal kılmaktadır. Santralin önemli derecede planlı bakım/revizyonlara ihtiyacı olduğu halde, santrali devralan şirketin kredi ödeme gücü çökme ihtimalinden dolayı gerçekleştiremediği düşünülmektedir. Ancak 2016 yılının Ağustos ayında teşvik uygulamasının gelmesi ile şirketin ödemelerindeki problemi kısmen giderebileceği ve dolayısıyla planlı bakım/revizyonlara daha fazla bütçe ayırabileceği düşünülmektedir. Sonuç olarak, EÜŞ7'nin etkin santral konumuna ulaşabilmesi için şirketin santral için ciddi bir planlı bakım/revizyon yapması gerekmektedir.

Çizelge 5.23 EÜŞ8 Santralinin Etkinlik Durumu

2016 BCC Modeli Etkinlik Değeri: 0,749	Orijinal Değer	Yüzde Değişim	Hedef Değer
Girdi Değişkenler			
İç Tüketim Oranı	0,17	34	0,113
Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranı	0,07	33	0,047
Kömür Alt Isıl Değerinden Sapma Oranı	24,48	73	6,683
2016 yılı EÜŞ8'in referans alacağı santral/santraller ve referans oran/oranları: EÜŞ12 (0,333) EÜŞ4 (0,667)			
Potansiyel Üretim (kWh): 330.877.860			

Çizelge 5.23'e göre, EÜŞ8 Santrali 2016 yılı kapsamında mevcut koşullarda referans santrallerin referans oranlarını baz alarak etkin santral olabilmesi için girdi değişkenlerden iç tüketim oranını %34 azaltarak, %17'den %11 seviyesine düşürmelidir. Bununla birlikte diğer bir girdi değişken olan arıza kaynaklı üretim kaybı oranında %33 ve üçüncü girdi değişken olan santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranında da %73'lük azaltma yapılması gerekmektedir. Yüzdesele değişimlerden yola çıkılarak santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranı, yüzdesele olarak en fazla azaltılması gereken girdi değişken olarak görülmektedir. Dolayısıyla EÜŞ8'in etkin olmayan santraller arasında yer almasında en fazla etkisi olan değişkenin (kullanılan girdi değişkenler bazında) santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranı olduğu söylenebilir. EÜŞ8'de santralin tasarlandığı kömürün alt ısıl değerine uygun kömür verilmesinde ciddi anlamda sorun yaşandığı düşünülmektedir. EÜŞ8'in etkin santraller arasında yer alabilmesi için öncelikle kömür zenginleştirme işlemleri ile kömürde yaşadığı problemi aşması gerekmektedir.

Çizelge 5.24 EÜŞ10 Santralinin Etkinlik Durumu

2016 BCC Modeli Etkinlik Değeri: 0,670	Orijinal Değer	Yüzde Değişim	Hedef Değer
Girdi Değişkenler			
İç Tüketim Oranı	0,17	41	0,1
Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranı	0,6	87	0,08
Kömür Alt Isıl Değerinden Sapma Oranı	20,14	85	3,08
2016 yılı EÜŞ10'nun referans alacağı santral/santraller ve referans oran/oranları: EÜŞ9(1)			
Potansiyel Üretim (kWh): 3.574.603.221			

Çizelge 5.24'e göre, EÜŞ10 Santrali 2016 yılı kapsamında mevcut koşullarda referans santrallerin referans oranlarını baz alarak etkin santral olabilmesi için girdi değişkenlerden iç tüketim oranını %41 azaltarak, %17'den %10 seviyesine düşürmelidir. Bununla birlikte diğer bir girdi değişken olan arıza kaynaklı üretim kaybı oranında %87 ve üçüncü girdi değişken olan santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranında da %85'lik azaltma yapılması gerekmektedir. Yüzdesele değişimlerden yola çıkılarak santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranı ile arıza kaynaklı üretim kaybı oranı, yüzdesele olarak en fazla azaltılması gereken girdi değişkenler olarak görülmektedir. Dolayısıyla EÜŞ10'nun etkin olmayan santraller arasında yer almasında en fazla etkisi olan değişkenlerin (kullanılan girdi değişkenler bazında) santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranı ile arıza kaynaklı üretim kaybı oranı olduğu söylenebilir.

EÜŞ10 santraline kömür tedarik edecek sahanın ihalesinin gecikmesinden dolayı EÜŞ11'e kömür tedarik eden kömür sahası, hem EÜŞ11'e hem de EÜŞ10'a kömür sağlamıştır. Dolayısıyla her iki santral de üretim kapasitelerinin çok altına düşmüşlerdir. Bu da santralde önemli derecede uygun ölçek sorununa yol açmıştır. Ayrıca daha önce CCR ve BCC modellerinin sonuçlarını açıklarken EÜŞ10'da 2012 ve 2013 yıllarına meydana gelen arızaların ancak 2016 yılının ilkbahar aylarında giderilebildiğinden bahsedilmişti. Dolayısıyla arıza problemlerinin de giderilmesinde yaşanan sıkıntılar, santralin performansına etki etmektedir. Kömür sahasının daha etkin bir şekilde faaliyete geçmesi, EÜAŞ bünyesinde bulunan bazı santrallere uygulanan BYS'nin (Bakım Yönetim Sistemi) kurulmasının ve arızaların kısa zamanda giderilmesinin sağlanması ile EÜŞ10'nun performansının iyileşeceği düşünülmektedir.

Çizelge 5.25 EÜŞ11 Santralinin Etkinlik Durumu

2016 BCC Modeli Etkinlik Değeri: 0,499	Orijinal Değer	Yüzde Değişim	Hedef Değer
Girdi Değişkenler			
İç Tüketim Oranı	0,24	58	0,1
Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranı	0,96	92	0,08
Kömür Alt Isıl Değerinden Sapma Oranı	22,69	86	3,08
2016 yılı EÜŞ11'in referans alacağı santral/santraller ve referans oran/oranları: EÜŞ9(1)			
Potansiyel Üretim (kWh): 9.822.718.113			

Çizelge 5.25'e göre, EÜŞ11 Santrali 2016 yılı kapsamında mevcut koşullarda referans santrallerin referans oranlarını baz alarak etkin santral olabilmesi için girdi değişkenlerden iç tüketim oranını %58 azaltarak, %24'ten %10 seviyesine düşürmelidir. Bununla birlikte diğer bir girdi değişken olan arıza kaynaklı üretim kaybı oranında %92 ve üçüncü girdi değişken olan santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranında da %86'lık azaltma yapılması gerekmektedir. Yüzdesele değişimlerden yola çıkılarak santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranı ile arıza kaynaklı üretim kaybı oranı, yüzdesele olarak en fazla azaltılması gereken girdi değişkenler olarak görülmektedir. Dolayısıyla EÜŞ11'in etkin olmayan santraller arasında yer almasında en fazla etkisi olan değişkenlerin (kullanılan girdi değişkenler bazında) santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranı ile arıza kaynaklı üretim kaybı oranı olduğu söylenebilir. Santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranının yüksek olması, santralin tedarik edilen kömüre göre tasarlanmadığının göstergesi olabileceği düşünülmektedir.

Çizelge 5.26 EÜŞ5 Santralinin Etkinlik Durumu

2016 BCC Modeli Etkinlik Değeri: 0,991	Orijinal Değer	Yüzde Değişim	Hedef Değer
Girdi Değişkenler			
İç Tüketim Oranı	0,11	9	0,1
Arıza Kaynaklı Üretim Kaybı Oranı	0,38	79	0,08
Kömür Alt Isıl Değerinden Sapma Oranı	9,17	66	3,08
2016 yılı EÜŞ5'in referans alacağı santral/santraller ve referans oran/oranları: EÜŞ9(1)			
Potansiyel Üretim (kWh): 2.588.454.765			

Çizelge 5.26'ya göre, EÜŞ5 Santrali 2016 yılı kapsamında mevcut koşullarda referans santrallerin referans oranlarını baz alarak etkin santral olabilmesi için girdi değişkenlerden iç tüketim oranını %9 azaltarak, %11'den %10 seviyesine düşürmelidir. Bununla birlikte diğer bir girdi değişken olan arıza kaynaklı üretim kaybı oranında %79 ve üçüncü girdi değişken olan santralin tasarlandığı kömür alt ısıl değerinden sapma oranında da %66'lık

azaltma yapılması gerekmektedir. Yüzdesel değişimlerden yola çıkılarak santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranı ile arıza kaynaklı üretim kaybı oranı, yüzdesel olarak en fazla azaltılması gereken girdi değişkenler olarak görülmektedir. Dolayısıyla EÜŞ5'in etkin olmayan santraller arasında yer almasında en fazla etkisi olan değişkenlerin (kullanılan girdi değişkenler bazında) santralin tasarlandığı kömür alt ısı değerinden sapma oranı ile arıza kaynaklı üretim kaybı oranı olduğu söylenebilir. Ayrıca santrali devralan şirketin kredi ödeme gücünü çekme ihtimalinden dolayı gereken bakım/revizyonları gerçekleştiremediği düşünülmektedir. Diğer yandan EÜŞ5'te santralin tasarlandığı kömürün alt ısı değerine uygun kömür verilmesinde ciddi anlamda sorun yaşandığı düşünülmektedir. Sonuç olarak, EÜŞ5'in etkin santral konumuna erişebilmesi için şirketin santral için ciddi bir planlı bakım/revizyon yapması ve kömür zenginleştirme işlemleri ile kömürde yaşadığı problemi aşması gerekmektedir. 2016 Ağustos ayında teşvik uygulamasının gelmesi ile şirketin ödemelerindeki problemi kısmen giderebileceği ve dolayısıyla planlı bakım/revizyonlar ile kömür zenginleştirme işlemlerine daha fazla bütçe ayırabileceği düşünülmektedir.

5.8. Linyit Kaynaklı Elektrik Üretim Santralleri İçin Performans Tabanlı Teşvik Mekanizmaları Örneği

Üçüncü bölümün 3.2.5.3 no.lu alt bölümünde oluşturulan örnek alternatif teşvik mekanizması tasarımı kapsamında yer alan ve veri zarflama analizi modelleri ile elde edilen yerli kömür kaynaklı santrallerin performans skorları ile oluşturulabilecek örnek uygulamalar Çizelge 5.27, Çizelge 5.28 ve Çizelge 5.29'da yer almaktadır.

Örnek teşvik mekanizması tasarımında EÜAŞ üzerindeki maliyetlerin daha hassas olarak düşünülmesine örnek olarak BTF, mevcut teşvik fiyatının üzerinde tesadüfi olarak 295 TL/MWh olarak alınmıştır (Çizelge 5.28).

Örnek teşvik mekanizması tasarımında EÜAŞ üzerindeki maliyetlerin daha hassas olarak düşünülmesine örnek olarak seçilen alternatif 2 uygulamasından yola çıkılarak oluşturulan son örnek uygulamada ise BTF, mevcut teşvik fiyatının altında tesadüfi olarak 275 TL/MWh olarak alınmıştır (Çizelge 5.29).

Çizelge 5.27 Örnek Alternatifli Teşvik Mekanizması Tasarımı (Mevcut Teşvik Fiyatı Üzerinden)

MEVCUT TEŞVİK FİYATI									
Mevcut Teşvik Fiyatı	Alternatif 1. Teşvik Uygulaması	MTF*PS>231 ise MTF*PS, MTF*PS<231 ise 231							
	Alternatif 2. Teşvik Uygulaması	MTF+[(MTF*PS)/TKS]							
	Alternatif 3. Teşvik Uygulaması	Üst Sınır için: (VPTF-MTF)*(1-PS) kadar EÜAŞ'a veriliyor (VPTF=300) Alt Sınır için: (MTF-DPTF)*PS kadar EÜAŞ'tan alınıyor (DPTF=205)							
ÖRNEK UYGULAMADA YAZAR TARAFINDAN BELİRLENEN TEŞVİK FİYATI									
Örnek Uygulamada Yazar Tarafından Belirlenen Teşvik Fiyatı	Alternatif 1. Teşvik Uygulaması	BTF*PS							
	Alternatif 2. Teşvik Uygulaması	BTF+[(BTF*PS)/TKS]							
	Alternatif 3. Teşvik Uygulaması	Üst Sınır için: (VPTF-BTF)*(1-PS) kadar EÜAŞ'a veriliyor Alt Sınır için: (BTF-DPTF)*PS kadar EÜAŞ'tan alınıyor							
MTE: Mevcut Teşvik Fiyatı; BTF: Belirlenen Teşvik Fiyatı; PS: Performans Skoru; TKS: Teşvik Katılımı Sayısı Alternatif 1'de herhangi bir santral için PTF'nin altında bir teşvik fiyatı hesaplanırsa, ilgili santral için PTF uygulanır.									
MEVCUT TEŞVİK FİYATI=285 TL/MWh									
Santraller	COR					BOC			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt.3 Üst	Alt.3 Alt	Alt. 1	Alt. 2	Alt.3 Üst	Alt.3 Alt	
1.EÜŞ1	231,0	303,1	3,54	61,12	231,0	304,2	2,88	64,64	
2.EÜŞ2	285,0	308,8	0,00	80,00	285,0	308,8	0,00	80,00	
3.EÜŞ3	285,0	308,8	0,00	80,00	285,0	308,8	0,00	80,00	
4.EÜŞ4	285,0	308,8	0,00	80,00	285,0	308,8	0,00	80,00	
5.EÜŞ5	231,0	302,1	4,17	57,76	282,4	308,5	0,14	79,28	
6.EÜŞ6	285,0	308,8	0,00	80,00	285,0	308,8	0,00	80,00	
7.EÜŞ7	231,0	297,0	7,43	40,40	242,5	305,2	2,24	68,08	
8.EÜŞ8	231,0	300,3	5,36	51,44	231,0	302,8	3,77	59,92	
9.EÜŞ9	279,6	308,3	0,29	78,48	285,0	308,8	0,00	80,00	
10.EÜŞ10	231,0	290,4	11,58	18,24	231,0	300,9	4,95	53,60	
11.EÜŞ11	231,0	287,4	13,47	8,16	231,0	296,9	7,52	39,92	
12.EÜŞ12	285,0	308,8	0,00	80,00	285,0	308,8	0,00	80,00	

Çizelge 5.28 Örnek Alternatifli Teşvik Mekanizması Tasarımı (Tesadüfi Belirlenen Teşvik Fiyatı Üzerinden)

MEVCUT TEŞVİK FİYATI												
Mevcut Teşvik Fiyatı		Alternatif 1. Teşvik Uygulaması			Alternatif 2. Teşvik Uygulaması			Alternatif 3. Teşvik Uygulaması				
		M T^* P S >231 ise M T^* P S , M T^* P S <231 ise 231			M T^* P S >231 ise M T^* P S , M T^* P S <231 ise 231			M T^* P S >231 ise M T^* P S , M T^* P S <231 ise 231				
		M T^* P S >231 ise M T^* P S , M T^* P S <231 ise 231			M T^* P S >231 ise M T^* P S , M T^* P S <231 ise 231			M T^* P S >231 ise M T^* P S , M T^* P S <231 ise 231				
ÖRNEK UYGULAMADA YAZAR TARAFINDAN BELİRLENEN TEŞVİK FİYATI												
Örnek Uygulamada Yazar Tarafından Belirlenen Teşvik Fiyatı		Alternatif 1. Teşvik Uygulaması			Alternatif 2. Teşvik Uygulaması			Alternatif 3. Teşvik Uygulaması				
		B T^* F+((B T^* F)*P S)/TKS)			B T^* F+((B T^* F)*P S)/TKS)			B T^* F+((B T^* F)*P S)/TKS)				
		B T^* F+((B T^* F)*P S)/TKS)			B T^* F+((B T^* F)*P S)/TKS)			B T^* F+((B T^* F)*P S)/TKS)				
M T^* F: Mevcut Teşvik Fiyatı; B T^* F: Belirlenen Teşvik Fiyatı; P S : Performans Skorları; TKS: Teşvik Kabulma Sayısı Alternatif 1'de herhangi bir santral için PTF'nin altında bir teşvik fiyatı hesaplanırsa, ilgili santral için PTF'yi uyguluyor.												
ÖRNEK UYGULAMADA YAZAR TARAFINDAN BELİRLENEN TEŞVİK FİYATI= 295 TL/MWh												
CCR												
Santraller	Alt. 1	Alt. 2	Alt.3 Üst	Alt.3 Alt	Alt. 1	Alt. 2	Alt.3 Üst	Alt.3 Alt	Alt. 1	Alt. 2	Alt.3 Üst	Alt.3 Alt
1.EÜŞ1	231,0	313,78	1,18	68,8	238,4	314,86	0,96	72,72	238,4	314,86	0,96	72,72
2.EÜŞ2	295,0	319,58	0,00	90,0	295,0	319,58	0,00	90,00	295,0	319,58	0,00	90,00
3.EÜŞ3	295,0	319,58	0,00	90,0	295,0	319,58	0,00	90,00	295,0	319,58	0,00	90,00
4.EÜŞ4	295,0	319,58	0,00	90,0	295,0	319,58	0,00	90,00	295,0	319,58	0,00	90,00
5.EÜŞ5	231,0	312,75	1,39	65,0	292,3	319,36	0,05	89,19	292,3	319,36	0,05	89,19
6.EÜŞ6	295,0	319,58	0,00	90,0	295,0	319,58	0,00	90,00	295,0	319,58	0,00	90,00
7.EÜŞ7	231,0	307,41	2,48	45,5	251,0	315,92	0,75	76,59	251,0	315,92	0,75	76,59
8.EÜŞ8	231,0	310,81	1,79	57,9	231,0	313,41	1,26	67,41	231,0	313,41	1,26	67,41
9.EÜŞ9	289,4	319,12	0,10	88,3	295,0	319,58	0,00	90,00	295,0	319,58	0,00	90,00
10.EÜŞ10	231,0	300,61	3,86	20,5	231,0	311,47	1,65	60,30	231,0	311,47	1,65	60,30
11.EÜŞ11	231,0	297,51	4,49	9,2	231,0	307,27	2,51	44,91	231,0	307,27	2,51	44,91
12.EÜŞ12	295,0	319,58	0,00	90,0	295,0	319,58	0,00	90,00	295,0	319,58	0,00	90,00

Çizelge 5.29 Örnek Alternatifli Teşvik Mekanizması Tasarımı (Tesadüfi Belirlenen Teşvik Fiyatı Üzerinden)

MEVCUT TEŞVİK FİYATI	
Mevcut Teşvik Fiyatı	<p>Alternatif 1. Teşvik Uygulaması $MTP \cdot PS > 231$ ise $MTF \cdot PS$, $MTFS \cdot PS < 231$ ise 231</p> <p>Alternatif 2. Teşvik Uygulaması $MTF \cdot 4 \cdot ((MTF \cdot PS) / TKS)$</p> <p>Alternatif 3. Teşvik Uygulaması Üst Sınır için: $(YPTF - MTF) \cdot (1 - PS)$ kadar EÜAŞ'a veriliyor (YPTF=300) Alt Sınır için: $(MTF - DPTF) \cdot PS$ kadar EÜAŞ'tan alınıyor (DPTF=205)</p>
ÖRNEK UYGULAMADA YAZAR TARAFINDAN BELİRLENEN TEŞVİK FİYATI	
Örnek Uygulamada Yazar Tarafından Belirlenen Teşvik Fiyatı	<p>Alternatif 1. Teşvik Uygulaması $BTF \cdot PS$</p> <p>Alternatif 2. Teşvik Uygulaması $BTF \cdot 4 \cdot ((BTF \cdot PS) / TKS)$</p> <p>Alternatif 3. Teşvik Uygulaması Üst Sınır için: $(YPTF - BTF) \cdot (1 - PS)$ kadar EÜAŞ'a veriliyor Alt Sınır için: $(BTF - DPTF) \cdot PS$ kadar EÜAŞ'tan alınıyor</p>
<p>MTF: Mevcut Teşvik Fiyatı; BTF: Belirlenen Teşvik Fiyatı; PS: Performans Skorları; TKS: Teşvik Katılımcı Sayısı Alternatif 1'de herhangi bir santral için PTF'nin altında bir teşvik fiyatı hesaplanırsa, ilgili santral için PTF'yi uyguluyor.</p>	
YAZAR TARAFINDAN BELİRLENEN TEŞVİK FİYATI= 275 TL/MMWh	
CCR	
Santraller	Alternatif 2
1.EÜŞ1	292,51
2.EÜŞ2	297,92
3.EÜŞ3	297,92
4.EÜŞ4	297,92
5.EÜŞ5	291,55
6.EÜŞ6	297,92
7.EÜŞ7	286,57
8.EÜŞ8	289,74
9.EÜŞ9	297,48
10.EÜŞ10	280,23
11.EÜŞ11	277,34
12.EÜŞ12	297,92
BCC	
	Alternatif 2
	293,52
	297,92
	297,92
	297,92
	297,71
	297,92
	294,50
	292,16
	297,92
	290,35
	286,44
	297,92

Çizelge 5.27, Çizelge 5.28 ve Çizelge 5.29'daki alternatiflerin uygulamasının mevsimsel bazda hafta içi/hafta sonu günlerin belli saatlerinde ayrı ayrı veya birlikte olarak da uygulanabileceği değerlendirilmektedir. Mevsimsel olarak gün veya saatlerle birleştirilmiş böyle bir uygulama elektrik fiyatının yüksek olduğu mevsimler, günler veya saatlerde daha fazla teşvik, düşük olduğu günler ve saatlerde ise daha düşük teşvik mekanizması ile üretimin talebin yüksek olduğu saatlere daha fazla yönlendirilebileceği değerlendirilmektedir. Böylece bu tür uygulama(lar) belli gün veya saatlerde daha az çalışmayı amaçlayan santralleri, söz konusu gün ve saatlerde daha fazla çalışmaya sevk edeceği düşünülmektedir¹⁷. Piyasa fiyatları hâlihazırda yüksek iken gereksiz bir destek sağlayabilecek ancak piyasa fiyatlarının düşük olduğu dönemlerde ise santralleri destekleyebilecek bu tür uygulamalarda performans tabanlı düzenleme, söz konusu belli mevsim, gün veya saatlerde gereksiz sayılabilecek teşvik mekanizmasının etkisini santrallerin performansları ile doğru orantılı şekilde düzenleyebileceği değerlendirilmektedir. Örnek olarak, Çizelge 5.29'da tesadüfi olarak belirlenen teşvik fiyatı üzerinden her bir santral için hesaplanan teşvik fiyatlarının ortalaması 295,18'dir. Bu anlamda mevcutta uygulanan 285 TL/MWh'ye göre, performans tabanlı düzenleme uygulamasıyla 275 TL/MWh üzerinden belirlenen teşvik fiyatları, santrallerin etkinliklerini arttırmaya yönelik bir uygulama niteliği taşıdığı da değerlendirilmektedir.

5.9. Referans Elektrik Üretim Potansiyellerine Ve Senaryolara Göre 2023 Yılı Yerli Kaynaklı Elektrik Üretimi Öngörülleri

Üçüncü bölümün 3.2.4.1 no.lu alt bölümünde oluşturulan senaryolar üzerinden öngörüle bulunan yerli kömür kaynaklı elektrik üretim potansiyel miktarlarına, veri zarflama analizi modelleri ile elde edilen yerli kömür kaynaklı elektrik üretim santralleri referans iyileştirme potansiyel miktarlarının eklenmesiyle elde edilen referans potansiyel öngörülleri Çizelge 5.30'da yer almaktadır.

¹⁷ Özellikle piyasa fiyatlarının düşük olduğu gece saatleri, yerli kömür santrallerinin yük düşmesine ve arıza sonucu devreye girişlerini geciktirmelerine neden olmaktadır

Çizelge 5.30 VZA Modelleri Bazında Referans İyileştirme Miktarlarının Eklenmesiyle Hesaplanan Elektrik Üretim Potansiyelleri

Santral	CCR		
	2016 Yılı Üretimleri	Potansiyel Artış	Potansiyel Üretim
1.EÜŞ1	3.980.693.700,0	508.956.639,0	4.489.650.339,0
2.EÜŞ2	4.231.596.000,0		4.231.596.000,0
3.EÜŞ3	3.025.825.000,0		3.025.825.000,0
4.EÜŞ4	1.569.054.000,0		1.569.054.000,0
5.EÜŞ5	4.733.615.640,0	2.985.598.824,0	7.719.214.464,0
6.EÜŞ6	4.257.937.090,0		4.257.937.090,0
7.EÜŞ7	1.310.892.900,0	523.739.289,0	1.834.632.189,0
8.EÜŞ8	3.766.573.000,0	442.621.056,0	4.209.194.056,0
9.EÜŞ9	1.951.556.000,0	64.955.321,0	2.016.511.321,0
10.EÜŞ10	2.440.228.000,0		2.440.228.000,0
11.EÜŞ11	428.330.000,0		428.330.000,0
12.EÜŞ12	3.069.826.253,0		3.069.826.253,0
Toplam	34.766.127.583,0	Değişim	39.291.998.712,0
		4.525.871.129,0	
A Santrali	1.436.416.000,0		1.436.416.000,0
B Santrali	1.754.438.000,0		1.754.438.000,0
C Santrali	240.209.220,0		240.209.220,0
Diğer	346.376.211,0	45.028.907,4	391.405.118,4
Toplam	38.543.567.014,0	4.570.900.036,4	43.114.467.050,4
		Toplam Değişim(%)	12%
		Değişim (%)	
2023 Mevcut Üretim Gelişim Senaryoları	Senaryo 1 (Baz Potansiyel)	0%	43.114.467.050,4
	Senaryo 2	5%	45.270.190.403,0
	Senaryo 3	10%	49.797.209.443,2
		Devreye Girecek KG (MW)	Potansiyel Üretim
2023 İçin Devreye Girecek Üretim Senaryoları	Düşük*	752,7	4.615.311.120,0
	Orta**	1204,5	7.385.994.000,0
	Yüksek***	2004,6	12.292.207.200,0
			Mevcut Yerli Taşkömürü+Asfaltit Üretim Potansiyeli****
			5.985.000.000,0
	Mevcut ve Devreye Girecek Üretim Senaryoları Toplamı	Senaryo 1+Düşük	53.714.778.170,4
		Senaryo 1+Orta	56.485.461.050,4
		Senaryo 1+Yüksek	61.391.674.250,4
		Senaryo 2+Düşük	55.870.501.523,0
		Senaryo 2+Orta	58.641.184.403,0
		Senaryo 2+Yüksek	63.547.397.603,0
		Senaryo 3+Düşük	60.397.520.563,2
		Senaryo 3+Orta	63.168.203.443,2
		Senaryo 3+Yüksek	68.074.416.643,2

(*Yunus Emre TES(kısmi)+Çan+Beypazarı(kısmi)+Bandırma(kısmi)+Soma Kolin(kısmi)) (**Yunus Emre TES+Çan+Beypazarı+Bandırma+Soma Kolin) (**Yunus Emre TES+Çan+Beypazarı+Bandırma+Soma Kolin+Çayırhan), %70 Kapasite Faktörü ile, ****Mevcut Yerli Taşkömürü ve Asfaltit Kaynaklı Üretim Miktarları için 2016 yılı değerler alınmış olup, gelecekte bu santrallerin en az bu kadar üretim yapacakları varsayılmıştır.

Senaryo 1: Mevcut Santrallerin Potansiyel Üretimleri; Senaryo 2: Mevcut Santrallerin Potansiyel Üretimleri+ Üretim Geliştirme Programları; Senaryo 3: Mevcut Santrallerin Potansiyel Üretimleri+Üretim Geliştirme Programları*2

Düşük Senaryo : İnşaat halindeki santrallerden %75'den daha fazla tamamlanma oranına sahip santraller baz alınmıştır.

Orta Senaryo : İnşaat halindeki santrallerden %50'den daha fazla tamamlanma oranına sahip santraller baz alınmıştır.

Yüksek Senaryo : İnşaat halindeki santrallerden %25'den daha fazla tamamlanma oranına sahip santral baz alınmıştır.

Bu senaryolar belirlenirken inşaat halindeki santrallerin üretim lisansı aldıkları tarihlere göz önünde bulundurulmuştur.

Çizelge 5.30 Devam

Santral	BCC (EÜŞ10-11 Yok)		
	2016 Yılı Üretimleri	Potansiyel Artış	Potansiyel Üretim
1.EÜŞ1	3.980.693.700,0	366.550.412,0	4.347.244.112,0
2.EÜŞ2	4.231.596.000,0		4.231.596.000,0
3.EÜŞ3	3.025.825.000,0		3.025.825.000,0
4.EÜŞ4	1.569.054.000,0		1.569.054.000,0
5.EÜŞ5	4.733.615.640,0	2.588.454.765,0	7.322.070.405,0
6.EÜŞ6	4.257.937.090,0		4.257.937.090,0
7.EÜŞ7	1.310.892.900,0	390.897.578,0	1.701.790.478,0
8.EÜŞ8	3.766.573.000,0	330.877.860,0	4.097.450.860,0
9.EÜŞ9	1.951.556.000,0		1.951.556.000,0
10.EÜŞ10	2.440.228.000,0		2.440.228.000,0
11.EÜŞ11	428.330.000,0		428.330.000,0
12.EÜŞ12	3.069.826.253,0		3.069.826.253,0
Toplam	34.766.127.583,0	Değişim	38.442.908.198,0
		3.676.780.615,0	
A Santrali	1.436.416.000,0		1.436.416.000,0
B Santrali	1.754.438.000,0		1.754.438.000,0
C Santrali	240.209.220,0		240.209.220,0
Diğer	346.376.211,0	45.028.907,4	391.405.118,4
Toplam	38.543.567.014,0	3.721.809.522,4	42.265.376.536,4
		Toplam Değişim(%)	10%
		Değişim (%)	
2023 Mevcut Üretim Gelişim Senaryoları	Senaryo 1 (Baz Potansiyel)	0%	42.265.376.536,4
	Senaryo 2	5%	44.378.645.363,3
	Senaryo 3	10%	48.816.509.899,6
		Devreye Girecek KG (MW)	Potansiyel Üretim
2023 İçin Devreye Girecek Üretim Senaryoları	Düşük*	752,7	4.615.311.120,0
	Orta**	1204,5	7.385.994.000,0
	Yüksek***	2004,6	12.292.207.200,0
			Mevcut Yerli Taşkömürü+Asfaltit Üretim Potansiyeli
			5.985.000.000,0
	Mevcut ve Devreye Girecek Üretim Senaryoları Toplamı	Senaryo 1+Düşük	52.865.687.656,4
		Senaryo 1+Orta	55.636.370.536,4
		Senaryo 1+Yüksek	60.542.583.736,4
		Senaryo 2+Düşük	54.978.956.483,3
		Senaryo 2+Orta	57.749.639.363,3
		Senaryo 2+Yüksek	62.655.852.563,3
		Senaryo 3+Düşük	59.416.821.019,6
		Senaryo 3+Orta	62.187.503.899,6
		Senaryo 3+Yüksek	67.093.717.099,6

(*Yunus Emre TES(kısmi)+Çan+Beyazarı(kısmi)+Bandırma(kısmi)+Soma Kolin(kısmi)) (**Yunus Emre

TES+Çan+Beyazarı+Bandırma+Soma Kolin) (**Yunus Emre TES+Çan+Beyazarı+Bandırma+Soma Kolin+Çayırhan), %70 Kapasite Faktörü ile, ****Mevcut Yerli Taşkömürü ve Asfaltit Kaynaklı Üretim Miktarları için 2016 yılı değerler alınmış olup, gelecekte bu santrallerin en az bu kadar üretim yapacakları varsayılmıştır.

Senaryo 1: Mevcut Santrallerin Potansiyel Üretimleri; Senaryo 2: Mevcut Santrallerin Potansiyel Üretimleri+ Üretim Geliştirme Programları; Senaryo 3: Mevcut Santrallerin Potansiyel Üretimleri+Üretim Geliştirme Programları*2

Düşük Senaryo : İnşaat halindeki santrallerden %75'den daha fazla tamamlanma oranına sahip santraller baz alınmıştır.

Orta Senaryo : İnşaat halindeki santrallerden %50'den daha fazla tamamlanma oranına sahip santraller baz alınmıştır.

Yüksek Senaryo : İnşaat halindeki santrallerden %25'den daha fazla tamamlanma oranına sahip santral baz alınmıştır.

Bu senaryolar belirlenirken inşaat halindeki santrallerin üretim lisansı aldıkları tarihlere göz önünde bulundurulmuştur.

Çizelge 5.30 Devam

Santral	BCC(EÜŞ10-11 Var)		
	2016 Yılı Üretimleri	Potansiyel Artış	Potansiyel Üretim
1.EÜŞ1	3.980.693.700,0	366.550.412,0	4.347.244.112,0
2.EÜŞ2	4.231.596.000,0		4.231.596.000,0
3.EÜŞ3	3.025.825.000,0		3.025.825.000,0
4.EÜŞ4	1.569.054.000,0		1.569.054.000,0
5.EÜŞ5	4.733.615.640,0	2.588.454.765,0	7.322.070.405,0
6.EÜŞ6	4.257.937.090,0		4.257.937.090,0
7.EÜŞ7	1.310.892.900,0	390.897.578,0	1.701.790.478,0
8.EÜŞ8	3.766.573.000,0	330.877.860,0	4.097.450.860,0
9.EÜŞ9	1.951.556.000,0		1.951.556.000,0
10.EÜŞ10	2.440.228.000,0	3.574.603.221,0	6.014.831.221,0
11.EÜŞ11	428.330.000,0	9.822.718.113,0	10.251.048.113,0
12.EÜŞ12	3.069.826.253,0		3.069.826.253,0
Toplam	34.766.127.583,0	Değişim	51.840.229.532,0
		17.074.101.949,0	
A Santrali	1.436.416.000,0		1.436.416.000,0
B Santrali	1.754.438.000,0		1.754.438.000,0
C Santrali	240.209.220,0		240.209.220,0
Diğer	346.376.211,0	45.028.907,4	391.405.118,4
Toplam	38.543.567.014,0	17.119.130.856,4	55.662.697.870,4
		Toplam Değişim(%)	44%
		Değişim (%)	
2023 Mevcut Üretim Gelişim Senaryoları	Senaryo 1 (Baz Potansiyel)	0%	55.662.697.870,4
	Senaryo 2	5%	58.445.832.764,0
	Senaryo 3	10%	64.290.416.040,3
		Devreye Girecek KG (MW)	Potansiyel Üretim
2023 İçin Devreye Girecek Üretim Senaryoları	Düşük*	752,7	4.615.311.120,0
	Orta**	1204,5	7.385.994.000,0
	Yüksek***	2004,6	12.292.207.200,0
			Mevcut Yerli Taşkömürü+Asfaltit Üretim Potansiyeli
			5.985.000.000,0
	Mevcut ve Devreye Girecek Üretim Senaryoları Toplamı	Senaryo 1+Düşük	66.263.008.990,4
		Senaryo 1+Orta	69.033.691.870,4
		Senaryo 1+Yüksek	73.939.905.070,4
		Senaryo 2+Düşük	69.046.143.884,0
		Senaryo 2+Orta	71.816.826.764,0
		Senaryo 2+Yüksek	76.723.039.964,0
		Senaryo 3+Düşük	74.890.727.160,3
		Senaryo 3+Orta	77.661.410.040,3
		Senaryo 3+Yüksek	82.567.623.240,3

(*Yunus Emre TES(kısmi)+Çan+Beyazarı(kısmi)+Bandırma(kısmi)+Soma Kolin(kısmi)) (**Yunus Emre

TES+Çan+Beyazarı+Bandırma+Soma Kolin) (**Yunus Emre TES+Çan+Beyazarı+Bandırma+Soma Kolin+Çayırhan), %70 Kapasite Faktörü ile, ****Mevcut Yerli Taşkömürü ve Asfaltit Kaynaklı Üretim Miktarları için 2016 yılı değerler alınmış olup, gelecekte bu santrallerin en az bu kadar üretim yapacakları varsayılmıştır.

Senaryo 1: Mevcut Santrallerin Potansiyel Üretimleri; Senaryo 2: Mevcut Santrallerin Potansiyel Üretimleri+ Üretim Geliştirme Programları; Senaryo 3: Mevcut Santrallerin Potansiyel Üretimleri+Üretim Geliştirme Programları*2

Düşük Senaryo : İnşaat halindeki santrallerden %75'den daha fazla tamamlanma oranına sahip santraller baz alınmıştır.

Orta Senaryo : İnşaat halindeki santrallerden %50'den daha fazla tamamlanma oranına sahip santraller baz alınmıştır.

Yüksek Senaryo : İnşaat halindeki santrallerden %25'den daha fazla tamamlanma oranına sahip santral baz alınmıştır.

Bu senaryolar belirlenirken inşaat halindeki santrallerin üretim lisansı aldıkları tarihlere göz önünde bulundurulmuştur.

Çizelge 5.30’da görüleceği üzere VZA modelleri bazında referans iyileştirme miktarlarının eklenmesiyle hesaplanan elektrik üretim potansiyellerine göre, bakım ve rehabilitasyon işlemleri ile iyileşmeler, performans tabanlı düzenleme uygulaması ile uygulanabilecek teşvik mekanizması aracılığıyla sağlanabilecek iyileştirmeler ve şuan inşaat halindeki yerli kömür santrallerinin ilerleme durumlarına göre oluşturulan senaryolar bazındaki ek kapasite ilaveleri ile oluşturulan potansiyellerin hemen hemen yarısında “2019 yılı sonu itibarıyla yerli kömür kaynaklı elektrik üretim santrallerinden yıllık olarak 60 milyar kWh elektrik üretilecektir” hedefine ulaşılammaktadır. Sadece BCC modeli bazında EÜŞ10-11 santrallerinin tekrar normal üretimlerine dönmesi halinde oluşabilecek potansiyel senaryoların tümünde söz konusu hedef gerçekleştirilmektedir. Hedefe ulaşılan geriye kalan senaryolarda ise odak noktalar ise performans tabanlı düzenlemeyle sağlanabilecek üretim artışları ve Ilgın ve Çayırhan TES’in devreye girip girmeyeceği hususlarıdır. Bu kapsamda performans tabanlı referans iyileştirme miktarları ile genel üretimde VZA modelleri bazında sırasıyla %12, %10, %44’lük artış sağlayan bir potansiyel, Ilgın ve Çayırhan TES’in devreye girmesiyle de %70’lik kapasite faktörü ile yaklaşık 7,9 milyar kWh’lik bir potansiyel öngörülmektedir.

SONUÇ VE DEĞERLENDİRME

Uluslararası Enerji Ajansı'nın; yenilenebilir ya da alternatif yakıtların kullanımlarının artacağı ve enerji verimliliğine ya da karbon emisyonlarının azaltılmasına yönelik çabaların geliştirileceği öngörülerine dayalı olan daha iyimser "Yeni Politikalar Senaryosu"nda dahi, kömürün 2040 yılındaki küresel enerji talebi içerisindeki payının %25'in altına düşmeyeceğine dair beklentisinin olması, kömürün öneminin gelecek yıllarda da devam edeceğini göstermektedir. Bunun yanında günümüzde mevcut enerji politikalarının gelecekte de çok fazla değişmeden sürdürüleceği varsayımına göre yapılan senaryoda elektrik enerjisi talebinin yılda ortalama %2,3 artacağı tahmin edilmektedir. Söz konusu senaryoda 2017-2040 dönemi arasında elektrik talebinde %33'lük bir artış gerçekleşeceği, elektrik üretiminde kömürün temel enerji kaynağı olarak yerini koruyacağı ve kömürün elektrik üretimindeki payının 2017 yılında %38'den 2040 yılında %26 seviyesine düşmesi öngörülmesine rağmen diğer enerji kaynaklarının önemli derecede önünde yer alacağı değerlendirilmektedir. Bu anlamda OECD ülkeleri ile bazı Avrupa ülkelerinin kömür tüketimlerini belirli ölçüde düşürdükleri söylenebilmekle beraber, bu düşüşün kömür kaynaklı elektrik üretimi oranını önemli derecede değiştirmedeği de değerlendirilmektedir. Bu konuda önemli nokta kömür tüketim oranlarındaki azalmanın ne kadarının elektrik üretiminde kullanılan kömürden kaynaklandığıdır. Bu anlamda belirlenecek politikalarda bu hususun önemli bir girdi oluşturacağı düşünülmektedir. Ayrıca kömür yatırımlarının ve kömür kaynaklı elektrik üretim santrallerinin iklim şartları ve özellikle CO₂ emisyonları açısından gelecekte duracağı öngörüsü için, mevcut CCS ve temiz kömür ve santral teknolojileri gelişimleri göz önüne alındığında şuan için çok erken olduğu değerlendirilmektedir.

- Kömürün gelecekteki yönü, büyük ölçüde, kendisine rakip enerji kaynaklarıyla ilgili yaşanacak gelişmelerle beraber, kömür endüstrisinin kendi iç dinamiklerinden de (Örn; Karbon Yakalama ve Depolama ve Temiz Kömür Teknolojileri vb.) kaynaklanacak etkilerle belirleneceği düşünülmektedir.
- ABD hükümetinin Paris İklim Anlaşması'ndan çekilme kararı almasının, kömürün emisyon kaynaklı zararı yüzünden kısılmalı düşüncesinin aksine önümüzdeki günlerde kömür tüketimindeki teknolojik verimlilik artırıcı gelişmeleri tetikleyeceğini göstermektedir. Bu bağlamda Türkiye açısından da mevcut en önemli enerji

politikalarının başında gelen yerli kaynaklardan enerji üretimi stratejisinin de ve bu stratejiye karşı olan analizlerinde söz konusu gelişmeler altında değerlendirilmesinin önem arz ettiği ve yerli potansiyellerin verimli şekilde kullanılmaması ülkenin genel etkinliğini de son derece etkileyeceği kaçınılmazdır.

- Türkiye enerji ithalatı 2000-2018 döneminde yıllık ortalama %8,7 artarken, son dört yılda yaklaşık %50 azalma gerçekleşmesinin yanında temiz kömür teknolojilerindeki gelişmeler, özellikle düşük kalorili kömür ile çalışan santrallerde çevresel etki ile ilgili endişelerin azalmasını sağlamakta ve kömürün, elektrik enerjisi üretiminde gelecekte de önemini korumaya devam edeceği konusunda önemli bir gösterge olabilecektir.
- Kömür kurutma ve zenginleştirme teknolojilerinin henüz santrallerde tam olarak kullanılmamasından dolayı nem ve kül oranı yüksek linyitler ile santrallerin beslenmesi sonucunda gerekli verimlilik artışları sağlanamamaktadır. Kömür kurutma ve zenginleştirme teknolojileri bulunmayan mevcut santrallerde kurulmasının sağlanması ve yeni kurulacak santrallerde bu teknolojileri özendirici düzenlemelerin oluşturulması önem arz etmektedir.

Türkiye’de 2017 yılında elektrik talebi bir önceki seneye göre %6,2 artarak 296,7 TWh olarak gerçekleşmiştir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan elektrik enerjisi talep projeksiyonuna göre elektrik talebinin 2016-2037 dönemi arasında yüksek talep senaryosu ile yılda ortalama %5,3, baz senaryo ile yılda ortalama %4,2 ve düşük senaryo ile yılda ortalama %3,5 artış göstereceği, son 5 yıldaki yıllık ortalama kurulu güç artışı(%6,5) varsayıldığında ise 2023 yılında ise yaklaşık olarak 120.000 MW olacağı öngörülmektedir. Bu anlamda Türkiye’nin, yerli kömür kaynaklı santral kurulu gücünü 2018 yılı oranı olan %11,5 seviyesinde tutabilmek için 2018 yılına göre 2023 yılında ise 3.596 MW’lık kapasite artışına gerek duyabileceği tahmin edilmektedir. Bunun yanında yerli kömür kaynaklı santrallerden üretilen elektrik miktarının, toplam elektrik üretimi içindeki payının 2018 yılı oranı olan %16,5 seviyesinde tutabilmek için de 2023 yılında ise 6.829 GWh’lik elektrik üretim artışına gerek duyulacağı öngörülmektedir. Bu kapsamda elektrik enerjisi talebinde ve paralel olarak kurulu güçte beklenebilecek artış ile birlikte Türkiye, enerji politikasında potansiyel yerli enerji kaynaklarının etkin bir şekilde değerlendirilmesi hususunu odak strateji haline getirmesi gerektiği değerlendirilmektedir.

Ekonomik olarak işletilebilecek kömür rezervlerine sahip olan ve enerjide dışa bağımlı olan ülkelerin odak stratejileri, söz konusu rezervlerden optimum derecede faydalanma eğilimindedir. Örnek olarak Türkiye’de yerli enerji üretiminin birincil enerji arzını karşılama oranı 2005 yılında %27,3 iken, bu oranın 2018 yılında %24,3 seviyesine düşmesi, yerli kaynakların etkin şekilde kullanılmadığına dair bir ikaz göstergesidir. Bu anlamda enerjide dışa bağımlılığını azaltmak ve arz güvenliği çerçevesinde kaynak çeşitliliğini sağlamak isteyen Türkiye’nin çevre ve iklim konuları ile iş sağlığı ve güvenliği bakımından etkinliğini artırarak yerli kömür kaynaklarından optimum düzeyde yararlanması gerektiği düşünülmektedir. Ayrıca yerli kömürün cari açığı azaltma ve baz santral kaynağı olarak kullanılması açısından da arz güvenliğini geliştirmede ve yerli kömür yakıtlı santrallerde seviyelendirilmiş elektrik enerjisi maliyetinin ithal ve doğal gaz yakıtlı santrallere oranla daha düşük seviyede olması nedeniyle, elektrik fiyatlarında orta ve uzun vadede düşüş sağlayabilmede yerli kömürlerin önemli bir kaynak olduğu değerlendirilmektedir. Genel olarak yerli kömürlerin elektrik üretiminde kullanımı, Türkiye’nin ithal enerji bağımlılığı için kökten bir çözüm olması beklenilmemesi gereken bir husus olmakla beraber, enerji ithalatının kontrol altında tutulabilmesinde, enerji kaynak çeşitliliği sağlanabilmesi planlamalarına zaman sağlanmasında ve arz güvenliği çerçevesinde elektrik üretiminde belli dönemlerde ve kısıntılarda önemli bir girdi olarak görülmesi önem arz etmektedir.

Söz konusu genel sonuç ve öneriler kapsamında, çalışmanın nicel analizlerinde ortaya çıkan temel sonuçlar ve öneriler şu şekildedir:

- Milli Enerji ve Maden Strateji Belgesi’nde yerli kömür kaynakları için yer alması düşünülen 5.000 MW hedefi ve yüksek senaryolu mevcut inşaat aşamasındaki santraller için öngörülebilecek toplam üretim miktarları 2023 yılı için ise 81.495 GWh’tir. Bu değere göre elektrik üretim santrallerinde 2023 yılında tüketilecek linyit miktarının yaklaşık olarak 126,3 milyon ton olacağı tahmin edilmektedir. Bu anlamda 2023 yılı kömür üretim planlamalarının söz konusu yıllarda mevcut üretim miktarına göre sırasıyla yaklaşık 1,7 artacağı varsayılarak yapılması gerektiği değerlendirilmektedir.
- Söz konusu üretim potansiyellerine göre 2023 yılı için yüksek senaryo bazında sırasıyla yılda en az 31,52 milyon ton düzeyinde mevcut emisyon değerine ilave görülebilecektir. Bu değerler 2017 yılında 425,3 milyon ton olarak gerçekleşen enerji kaynaklı CO₂ emisyon miktarının %7’sine denk gelmekte yani söz konusu oranlar ölçüsünde Türkiye

CO₂ emisyon miktarlarının bir miktar artması anlamını taşımaktadır. Bu durum özellikle çevre ve iklim sözleşmeleri çerçevesinde düşünüldüğünde Türkiye açısından gelecekte bazı kısıtlamalar yaratabileceği değerlendirilmektedir.

- Yerli kömür kaynaklarının değerlendirilmesine yönelik konan hedefler için gereken fizibilite çalışmalarının istenilen etkinlikte olmadığı değerlendirilmektedir. Yerli kömür santrallerine 2016 yılı Ağustos ayından itibaren verilen alım garantili teşvik sistemi, ilgili santrallerin özelleştirme sırasındaki yatırım hesaplamalarını yeterli düzeyde yapmadıklarını göstermektedir.
- Santrallerdeki arıza bakım onarım ve kömür kalitesine dair güncel verilerin belli formatlarla ve periyotlarla raporlanmasını sağlayacak bilgi sistem altyapılarının henüz eksik olduğu değerlendirilmektedir.
- Planlı bakım ve rehabilitasyonlar dışında, arızaların önceden tespit edilmesini, sistem verimliliğinin artırılmasını ve bakım onarım ve personel giderlerinin azaltılmasını ve dolayısıyla da santrallerin performanslarının artırılmasını sağlayan ölçme ve kontrol sistemlerinin yaygınlaştırılmasının sağlanması büyük önem taşımaktadır.
- Amerika, Hindistan, Polonya gibi birçok ülkede rehabilite edilerek dikkat çekici oranlarda performansları arttırılan birçok yaşlı kömür santral örnekleri mevcuttur. Türkiye’de de örnekleri olan rehabilitasyon uygulamasının, mevcut kömür santrallerinin yaşları göz önüne alındığında yapılmasının gerekli olduğu değerlendirilmektedir. Performans tabanlı düzenleme uygulamasının kullanılması halinde özel santral sahibi şirketlerin uhdesinde bulunan santrallerin performanslarını artırması yönünde rehabilitasyon uygulamalarına yönelmesi beklenilmektedir.
- 5.000 MW’lık ve %80 kapasite faktöre sahip yerli kömür santrali kurulması halinde, doğal gaz ithalatının yaklaşık 5,6-6,6 milyar m³’lük kısmı ikame edilmiş olacak, bu anlamda elektrik üretim santrallerinde kullanılan doğal gazın enerji ithalatındaki tutarında 1,77 milyar \$ ile 2,1 milyar \$ arasında düşüş sağlanacağı değerlendirilmektedir.
- İthal kömür ve doğal gaz santrallerinin yakıtları yabancı ülkelere temin edilmesinden dolayı yurt içinde herhangi bir maden sahasına ihtiyaç duyulmamakta, istihdam maliyeti ithalat tutarının bir kalemi olarak görülmektedir. Bu anlamda elektrik enerjisi üretim amaçlı kullanımı sağlanacak kömür, artan istihdamın yanında ekonomide refah düzeyinin arttırılması ve yerli maden sanayisinin oluşmasında katkı sağlanacaktır.

- Teşvik mekanizmaları serbest piyasa koşulları dışında hareket etmesinden dolayı piyasalarda temel olarak sağlanması istenen rekabet unsurunu engelleyici bir unsur olarak görünmekle beraber, özellikle gelişmekte olan ülkelerde yapılması gereken yapısal dönüşümler göz önüne alındığında, söz konusu dönüşümlerde oluşabilecek artı maliyetleri ve şokları minimize etmek için uygulanabilecek önemli stratejilerden biri olarak değerlendirilmektedir.
- Yerli kaynaklı elektrik üretim santrali kurma yönünde istenilen düzeyde ön lisans ve üretim lisansı başvurusu yer almamakta olup, üretim lisansı almış birçok projede işletmeye geçme aşamasından oldukça uzakta yer almaktadır. Ortalama yaşı 26 olan 9.842 MW'lık kurulu güce sahip yerli kaynaklı elektrik üretim santrallerinde her geçen yıl artan işletme maliyetleri ve bazı parametrelerde yaşanan verimlilik düşüşlerinden kaynaklı etkinlik sıkıntısı ve birçok santral işletmesinin özelleştirilmesi aşamasında yeterli seviyede fizibilite çalışması yapılmadan hesaplanan maliyet-kar kalemleri, işletme sahiplerinin elektrik piyasasında oluşan elektrik fiyatlarını karşılayamama riskini ortaya çıkarmıştır. Bu anlamda mevcutta uygulanan alım garantili teşvik mekanizmasının gelecekte de uygulanabilirliğinin devam edeceği değerlendirilmektedir.
- Elektrik dağıtım sektöründe dağıtım gelirlerinin belirlenmesinde çalışılan çoklu parametrelerden oluşturulan optimizasyon yöntemleri sayesinde elde edilen tek bir parametre ve bir tavan sınır üzerinden işlemekte olan performans tabanlı düzenleme uygulamasının benzer şekilde elektrik üretim santralleri için, özellikle de teşvik mekanizmalarında uygulanabileceği değerlendirilmektedir.
- Bu ve benzer uygulamalar için ön plana çıkan şart, ilgili santrallerin eşit düzeyde kıyaslanabileceği optimizasyonu, güvenilir ve belli periyotlarla raporlanacak nicel veya nitel verileri kullanarak sağlamaktır. Çünkü eksik veya hatalı bir şekilde kullanılan göstergelerin belirlediği verimlilik değerleri, bazı şirketler için lehte ve aleyhte sonuçlar doğurabilecek ve bu durum düzenlemenin amaçlarına da ulaşmasına zarar verebilecektir.
- VZA ile 12 linyit yakıtlı elektrik üretim santralinin performanslarını incelemek üzere yapılan işletme esaslı model bazında tüm yıllarda hem CCR hem de BCC modelleri kapsamında EÜŞ6 santrali etkin çıkmıştır.

- İşletme esaslı model bazında CCR ve BCC modellerinin her ikisinde de 2013-2016 dönemi arasında EÜŞ10, EÜŞ11, EÜŞ1 ve EÜŞ7 santralleri etkin santraller arasında yer almamıştır.
- En yüksek ortalama etkinlik skorları 2015 ve 2016 yıllarında gerçekleşmiştir. Söz konusu yıllara ait etkinlik skorlarındaki artış, ağırlıklı olarak özelleştirilen santrallerin özelleştirildikten sonraki dönemde etkinlik skorlarındaki iyileşmenin etkisinden kaynaklanmaktadır.
- Yapılan çalışmaya göre genel olarak özel santrallerin devlet santrallerine göre etkinliklerinin daha iyi konumda olduğu görülmektedir. Bu durumun temelinde, özel şirketlerin kar amacı, devletin ise arz güvenliğini koruma amacı gütmemesinin olabileceği düşünülmektedir. Ayrıca özel santrallerde arızaların giderilmesi, yeni ekipmanların ihale/montaj süreçleri devlet santrallerine göre daha kısa sürede gerçekleşmesinin, özel santrallerin performanslarının daha iyi olmasında etkisinin olabileceği düşünülmektedir.
- Analizin neticesinde etkin santraller arasında yer almayan santraller genel olarak değerlendirildiğinde, hem operasyonel hem de ölçek etkinliklerinde sorun yaşamaktadır. Az rastlanmakla birlikte BCC değeri 1 ve CCR değeri düşük olan santrallerin ana problemi faaliyet ölçeğinden kaynaklanmakta olup elektrik üretimi ile ilgili operasyonel işleri başarılı bir şekilde yerine getirdiklerini göstermektedir. Bu nitelikteki santraller için uygulanabilecek teşvik mekanizmalarının faaliyet ölçeklerini arttıracakları düşünülmektedir. BCC değerleri düşük çıkan santrallerde ise operasyonel yetersizlik daha ön plana çıkan sorun olarak değerlendirilmektedir.
- Performansları incelenen santrallerden aynı bölgede yer alan ve aynı tarihte özelleştirilen santraller kapsamında etkinlik sonuçları değerlendirildiğinde, yaşları ve beslendikleri kömürlerin alt ısı değerleri yakın olsa da kullanılan değişkenler bazında etkinlik skorları farklı çıkmıştır. Söz konusu bu farklılık, şirketlerin analizde kullanılan değişkenleri doğru yönetip yönetemediğinin göstergesi olabileceği değerlendirilmektedir.
- Santraller yaşlandıkça performanslarında yaşanan düşüşlerin, gerekli bakım ve revizyonlar yapılarak yükseltilmesi ve hatta santrallerin ömürlerinin uzatılabilmesi mümkündür. Nitekim analiz sonucunda da, yaşı diğer santrallere göre daha fazla olmasına rağmen etkin santral konumunda bulunan santral/santrallerin olduğu görülmüştür. Dolayısıyla analizin vermiş olduğu bu sonuç, planlı bakım ve

revizyonların santrallerin performansları üzerindeki etkisini göstermek açısından önem taşımaktadır.

- İşletme esaslı model bazında yıllar itibarıyla teknolojik etkinlikte yaşanan iyileşmeler incelendiğinde, santrallerin aynı girdi miktarı ile daha fazla çıktı ürettiği, yani işletme esaslı model bazında yorumlanırsa, aynı iç tüketim oranı, arıza kaynaklı üretim kaybı oranı ve kömür alt ısı değerinden sapma oranı ile analiz dönemi boyunca daha fazla çalışma saati çıktısının oluştuğu söylenebilir. Bu bağlamda şirketlerin büyük kısmının yıllar içinde iç tüketim oranı, arıza kaynaklı üretim kaybı oranı ve kömür alt ısı değerinden sapma oranını idare etme ve etkin kullanma konusunda ilerleme kaydettikleri düşünülmektedir.
- Özelleştirilme kapsamındaki linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin %75'inin özelleştirilme süreçleri bu döneme denk geldiğinden dolayı 2014-2015 yılları arası geçiş dönemi olarak nitelendirilmektedir. Söz konusu santrallerden bazıları özelleştirildiği dönemden sonra etkin santral olma özelliğini sağlayamamıştır. Bu santraller, özelleştirilmelerinden sonra etkinlik skorlarında iyileşmeler görülse de etkin santraller arasında yer alamamışlardır. Bu durum, 2014-2015 dönemindeki ortalama etkinliğin düşmesine neden olmuştur.
- Özelleştirilen santrallerin etkinlik skorlarındaki değişimler genel olarak incelendiğinde, özelleştirildikten sonra etkin olmayı sağlayan santraller hem operasyonel etkinliklerinde hem de ölçek etkinliklerinde iyileştirme gerçekleştirildikleri görülmüştür. Bazı santrallerin ise özelleştirildikten sonraki dönemde sadece ölçek etkinliklerinde iyileşme yaşanmış olup etkin santraller arasına girememişlerdir. Nitekim hem operasyonel hem ölçek etkinliklerinde sorun yaşandığında etkinliğe ulaşılması için tek başına operasyonel etkinliği ya da ölçek etkinliğini iyileştirmenin yeterli olmadığı değerlendirilmektedir.
- İşletme esaslı model sonuçları göz önüne alınarak genel anlamda santrallerin etkinliklerinin artırılmasının aşamalı olarak önce operasyonel gücün artırılması (BCC değerleri), sonra da ölçek sorununun giderilmesi şeklinde gerçekleştirilmesi düşünülmektedir.
- Özelleştirme ile birden fazla linyit yakıtlı santral devralan şirketlerin bazılarının devraldığı santraller etkin santraller arasında yer alırken, bazı şirketlerde ise devraldığı her santral için etkinlik sağlanamamıştır. Bu durum, söz konusu şirketlerin yakın zamanlarda özelleştirilme bedelleri ödeyerek birden fazla santral devralmasıyla birlikte

kredi ödeme yüklerinin artmasının sonucunda santrallere yapılması gereken revizyonları gerçekleştirilememesi ile şirketlerin her santralde etkinliği sağlayamaması arasında önemli derecede bir ilişkinin olabileceği şeklinde değerlendirilmektedir.

- 12 linyit yakıtlı elektrik üretim santrali kapsamında VZA’da oluşturulan modellerde etkin çıkmayan santrallerin, referans tablolarındaki iyileştirme hedefleri baz alınarak alternatif potansiyel üretim değerleri hesaplanmıştır. Güncel olması sebebiyle baz yıl olarak alınan 2016 yılında gerçekleşen 38,5 milyar kWh’lik üretime göre, CCR modelinde %12 artışla 43,1 milyar kWh, BCC modelinde (EÜŞ10-11 santrallerinin dahil olmadığı) %10 artışla 42,3 milyar kWh ve BCC modelinde (EÜŞ10-11 santralleri dahil) %44 artışla 55,6 milyar kWh şeklinde 3 farklı potansiyel elektrik üretim değeri hesaplanmıştır. Özel şirketlere ait santrallerde söz konusu potansiyel elektrik üretiminin gerçekleştirilmesi amacıyla performans tabanlı teşvik mekanizmasının kurulmasının sağlanması, üst politika belgelerinde yerli kömür kaynaklarına ilişkin hedef değere ulaşmak için öncelik verilmesi gereken bir husus olarak düşünülmektedir.
- Yerli kömür kaynaklı santrallerin faydalanmakta olduğu fiyat-alım garantili teşvik mekanizmasında tüm santraller için tek bir fiyatın (285 TL/MWh) belirlenmesinden ziyade, her bir santralin performansına göre belirlenen çoklu fiyatlarla teşvik mekanizmasının işletebileceği değerlendirilmektedir. Bu sayede santraller maksimum kazanç elde edebilme amacıyla birbirleriyle rekabet içine girerek kazançlarını maksimum tutmaya çalışacaktır. Örnek olarak, Çizelge 5.29’da tesadüfi olarak belirlenen teşvik fiyatı üzerinden her bir santral için hesaplanan teşvik fiyatlarının ortalaması 295,18’dür. Bu anlamda mevcutta uygulanan 285 TL/MWh’ye göre, performans tabanlı düzenleme uygulamasıyla 275 TL/MWh üzerinden belirlenen teşvik fiyatları, santrallerin etkinliklerini arttırmaya yönelik bir uygulama niteliği taşıdığı da değerlendirilmektedir.
- İşletme esaslı model bazında elde edilen performans skorları ile linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerine uygulanmakta olan teşvik mekanizmasının birbirine adapte edilmesi ile oluşturulan örnek alternatif performans tabanlı teşvik mekanizmaları, etkin olmayan santrallerin performanslarını iyileştirebilecek ya da etkin olan santrallerin mevcut konumlarını muhafaza etmelerini sağlayabilecektir.
- VZA modelleri ile elde edilen linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin performans skorları ile EÜAŞ’ın yerli kömür yakıtlı santrallerinden satın aldığı 285 TL/MWh

elektrik fiyatı kullanılarak alternatif teşvik uygulama örnekleri oluşturmuş olup, Alternatif 1 teşvik uygulaması sonucunda ortalama fiyat CCR modelinde 257,55 TL/MWh ve BCC modelinde 263,24 TL/MWh olarak hesaplanmıştır.

- Çalışmada gösterilen örnek alternatif teşvik uygulamalarının mevsimsel bazda hafta içi/hafta sonu günlerinin belli saatlerinde ayrı ayrı veya birlikte uygulanarak da elektrik fiyatının yüksek olduğu mevsimler, günler veya saatlerde daha fazla teşvik, düşük olduğu günler ve saatlerde ise daha düşük teşvik mekanizması ile üretimin, talebin yüksek olduğu saatlere daha fazla yönlendirilebileceği değerlendirilmektedir.
- Doğal gaz kesintilerinin sık yaşandığı Aralık-Ocak-Şubat aylarında yerli kömür kaynaklı santrallere daha yüksek oranda teşvik fiyatı uygulanarak söz konusu dönemde yaşanan sıkıntıların azaltılabileceği düşünülmektedir.

İncelemeler ve elde edilen sonuçlar çerçevesinde, yerli kömür yakıtlı santrallere uygulanmakta olan teşvik mekanizmasına 12 linyit yakıtlı elektrik üretim santralinin performanslarını baz alan performans tabanlı düzenleme yaklaşımının, linyit yakıtlı elektrik üretim santrali sahibi olan özel şirketlerin maksimum oranda teşvikten faydalanmak amacıyla uhdelerinde bulunan santrallerin performanslarını artırmaya yönelik girişimlerde bulunmalarına katkı sağlayacağı düşünülmektedir. Yerli enerji kaynaklarının en etkin şekilde değerlendirilmesi amacıyla uygulanmakta olan alım-fiyat garantili teşvik mekanizmasının, istatistiki analizler neticesinde oluşturulan performans tabanlı düzenleme yaklaşımı gibi yöntemlerle desteklenmesi, hem santrallerin performanslarını artırma yönünde şirketleri teşvik etme açısından hem de yerli kömür kaynaklı elektrik üretiminin artırılması açısından önem arz etmektedir. Söz konusu istatistiki analiz ve yöntemler, sadece linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin dâhil olduğu elektrik üretim sektöründe değil, tüm enerji sektöründe de gerek arz güvenliği gerekse enerji yatırımlarının ve planlamalarının yapılması açısından vazgeçilmez bir nitelik taşıyabilecektir. Bu anlamda bu çalışmanın, VZA uygulamasından elde edilen sonuçlarla, istatistiki yöntemlerin elektrik üretim santrallerinin analizlerinde uygulanabilirliğine yönelik yeni bir perspektif sunacağı değerlendirilmektedir.



KAYNAKÇA

- ABB Grup. (2010). Making Power Plants Energy Efficient. Allmänna Brown Boveri (ABB).
- Acar, S., Kitson , L., and Bridle , R. (2015). "Türkiye’de Kömür ve Yenilenebilir Enerji Teşvikleri". Manitoba: International Institute for Sustainable Development.
- Accenture. (2014). Türkiye Elektrik Piyasasında Elektrik Ticareti. İstanbul: Accenture.
- Aktaş, E. (2014). Veri Zarflama Analizi Yöntemiyle Hizmet, İnşaat ve İmalat Sektörlerinin Performanslarının İncelenmesi. Ankara: Gazi Üniversitesi.
- Aslan, H. (1996). Kömüre Dayalı Termik Elektrik Santrallerinde Verim Ve Kapasite Kullanım Oranı Düşüklüğünün Nedenleri Ve Bunların Yükseltmeleri İçin Alınması Gerekli Tedbirler. TMMOB 1. Enerji Sempozyumu. Ankara: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği.
- Atan , M., Yaşar, Z. R., Ünvan , Ö., ve Uzun , C. B. (2009). "Türkiye'de İktisadi Faaliyet Kollarında Verimlilik ve Etkinliğin Üretim Fonksiyonları ile İncelenmesi". Ekonomik Yaklaşım, 43-58.
- Atan, M., Karpat , G., and Göksel , A. (2002). "Ankara'daki Anadolu Liselerin Toplam Etkinliğinin Veri Zarflama Analizi İle Saptanması". 11. Eğitim Bilimleri Kongresi (s. 1-10). Lefkoşe: Yakın Doğu Üniversitesi.
- Bacon, R. (1999). A Scorecard for Energy Sector Reform in Developing Countries. Energy and Development Report, World Bank, s. 50-55.
- Bakanlar Kurulu. (2013). Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararda Değişiklik Yapılmasına Dair Karar. Ankara: Bakanlar Kurulu.
- Bakanlar Kurulu. (2016). Kömür İthalatına Ek Mali Yükümlülük Konulması Hakkında Karar. Ankara: Bakanlar Kurulu.
- Baş, F. C., ve Ülgen, N. S. (2008). Elektrik Piyasasının Serbestleşmesi ve Arz Güvenliğinin Sağlanması için Öneriler. İstanbul: Türk Sanayicileri ve İş İnsanları Derneği.

- Başaran, M. (2011). Termik Santrallerde Verimlilik Çalışmaları ve Kazanımlar. 3. Enerji Verimliliği Kongresi. Kocaeli: Makina Mühendisleri Odası.
- Başaran, M. (2012). Kömürlü Santrallarda Verimi Artırma Çalışmalarına İki Örnek, Kangal Ve Yeniköy Santralleri Kazanlarında Rehabilitasyon. Enerji Kongresi. Ankara: Dünya Enerji Kongresi Türk Milli Komitesi.
- Başaran, M. (2012). Termik Santraller. Enerji Yatırımları Fizibilite Raporu Hazırlama Semineri. Ankara: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi.
- Başaran, M. (2017). Kömür Yakıtlı Santraller. T. M. Odası içinde, Türkiye'de Termik Santraller (s. 11-32). Ankara: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği Makina Mühendisleri Odası.
- Bayramoğlu, T. (2017). "Enerji Bağımsızlığı İçin Temiz Kömür Teknolojileri: Türkiye Üzerine Bir Uygulama". Uluslararası Ekonomik Araştırmalar Dergisi, 149-159.
- Bektaş, B. (2007). Türkiye'de Faaliyet Gösteren Bankaların Farklı Yöntemlerle Sınıflandırılması ve Etkinliklerinin Belirlenmesi Üzerine Bir Araştırma. Ankara: Gazi Üniversitesi.
- BGR. (2017). "Reserves, Resources and Availability of Energy Resources". Hannover: Federal Institute for Geosciences and Natural Resources.
- Bulut, M., Tiryaki, H., Demir, Ş., ve Taplamacıoğlu, M. C. (2009, Mayıs). Linyit Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerinde Verimlilik Parametrelerinin Değerlendirilmesi. III. Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu Bildirileri, s. 191-195.
- Cenger, H. (2011). "İstanbul Menkul Kıymetler Borsası'nda İşlem Gören Çimento Şirketlerinin Performanslarının Ölçülmesinde Veri Zarflama Analizi Yaklaşımı". Atatürk Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Dergisi, s. 31-44.
- Charnes , A., Cooper , W., Lewin, A. Y., ve Seiford, L. M. (1978). "Data Envelopment Analysis: Theory, Methodology, and Applications". Norwell: Kluwer Academic Publishers.
- Charnes. , A., Cooper , W., and Rhodes , E. (1978). Measuring the Efficiency of Decision Making Units. European Journal of Operational Research.

- Cingi , S., ve Tarım, A. (2000). Türk Banka Sisteminde Performans Ölçümü DEA-Malmquist TEP Endeksi Uygulaması. Ankara: Türkiye Bankalar Birliği.
- Cooper , W., Seiford, L., and Tone, K. (2000). "Data Envelopment Analysis". Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Çakır, F. (2012). KOSGEB Hizmet Merkezi Müdürlüklerinin Veri Zarflama Analizi ile Göreli Etkinliklerinin Ölçülmesine Yönelik Bir Çalışma. Ankara: Küçük ve Orta Ölçekli İşletmeleri Geliştirme ve Destekleme İdaresi Başkanlığı.
- Dedoussis , V., Konstas, C., Kassimis, A., and Sofianopoulou, S. (2010). "Efficiency Evaluation Of Hydroelectric Power Plants Using Data Envelopment Analysis". Journal of Applied Operational Research, s. 94-99.
- Delice, G. (2003). "Finansal Krizler: Teorik ve Tarihsel Bir Perspektif". Erciyes Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi, s. 57-81.
- Deliktaş, E. (2002). "Türkiye’de Özel Sektör İmalat Sanayinde Etkinlik ve Toplam Faktör Verimliliği Analizi". ODTÜ Gelişme Dergisi, s. 247-284.
- Deliktaş, E. (2006). "İzmir Küçük, Orta ve Büyük Ölçekli İmalat Sanayinde Üretim Etkinliği ve Toplam Faktör Verimliliği Analizi". Ege University Working Papers in Economics 2006.
- Dönmezçelik, O. (2016). Elektrik Tüketimi ile GSYH İlişkisi Altında Türkiye Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Performanslarının Veri Zarflama Analizi ile Sınıflandırılarak İncelenmesi. Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- Dülger, S. (2007). Akışkan Yataklı Kömür Yakma Sistemlerinde Otomatik Kontrol Tasarımı ve Uygulaması. Ankara: Gazi Üniversitesi.
- Düzgün, B. (2016). Fosil Yakıtlı Termik Santrallerde Mevcut Durum Değerlendirmesi ve Enerji Verimliliğinin Artırılmasına Yönelik Bir Alan Araştırması. Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- EPDK. (2013). Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği. Ankara: EPDK.
- EPIAŞ. (2015). Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Esas Sözleşmesi. İstanbul: EPIAŞ.

- Erdoğdu, E. (2006). Türkiye Enerji Piyasası Reformları. Ankara: Enerji Piyasası Dzenleme Kurumu.
- Ertürk, F., Akkoyunlu, A., ve Varınca, K. B. (2006). Enerji Üretimi ve Çevresel Etkileri. İstanbul: Türkasya Stratejik Araştırmalar Merkezi.
- ETKB. (1978). Devletçe İşletilecek Madenler Hakkında Kanun. Ankara: ETKB.
- ETKB. (2001). 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu. Ankara.
- ETKB. (2004). Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji belgesi. Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- ETKB. (2011). Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelik. Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- ETKB. (2014). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Stratejik Planı (2015-2019). Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- ETKB. (2016). 2017 Yılı Bütçe Sunumu. Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- EÜAŞ. (2015). Elektrik Üretim Sektör Raporu. Ankara: Elektrik Üretim A.Ş.
- EÜAŞ. (2016). 2016 Yılı Faaliyet Raporu. Ankara: Elektrik Üretim A.Ş.
- EÜAŞ. (2018). Elektrik Üretim A.Ş Sektör Raporu. Ankara: Elektrik Üretim A.Ş.
- Gürbüz , A. U. (2006). Elektrik Sektöründe Özelleştirme ve Türkiye'de Serbest Tüketici Uygulaması. İstanbul: İstanbul Teknik Üniversitesi.
- Güzhan, G. (2007). Mesleki ve Teknik Eğitim Sisteminin Performansının Değerlendirilmesinde Bir Veri Zarflama Analizi Uygulaması. İzmir: Dokuz Eylül Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- IEA. (2008). Coal Gasification. London: International Energy Agency.
- IEA. (2012). Technology Roadmap: High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation. International Energy Agency.

- IEA. (2013). Developments in Circulating Fluidised Bed Combustion. International Energy Agency.
- IEA. (2016). World Energy Outlook. Paris: International Energy Agency.
- Jamasb , T., and Pollitt , M. (2003). "International Benchmarking And Regulation: An Application To European Electricity Distribution Utilities." Energy Policy, s. 1609-1622.
- Kalkınma Bakanlığı. (2012). Kamu Özel İşbirliğine İlişkin Mevzuat. Ankara: Kalkınma Bakanlığı.
- Kalkınma Bakanlığı. (2013). Onuncu Kalkınma Planı (2014-2018). Ankara: Kalkınma Bakanlığı.
- Karabulut, Y. (2000). Türkiye Enerji Kaynakları. Ankara: Ankara Üniversitesi.
- Karaca, C. (2010). Veri Zarflama Analizi ile Antalya Bölgesindeki Ziraat Bankası Şubelerinin Performans Değerlendirmesi. Ankara: Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Karamustafaoğlu, M. (2005). Elektrik Üretimi Pazarındaki Mevcut Sözleşmelerin Pazarın Rekabetçi Yapısı Üzerindeki Etkileri. Ankara: Rekabet Kurumu.
- Kasap , Y., ve Kiriş , Ş. (2013). "An AHP-DEA Approach for Evaluating Electricity Generation Firms of OECD Countries". Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, s. 199-208.
- Kumbhakar , S., and Lovell, C. (2000). Stochastic Frontier Analysis . Madrid: Cambridge University Press.
- Küçükönder, T. Y. (2014). Enerjide Dışa Bağımlılığın Azaltılması ve Ekonomiye Katkısının Artırılması Kapsamında Linyit Rezervlerinin Değerlendirilmesi. Ankara: Kalkınma Bakanlığı.
- Liu , C. H., Lin , S. J., and Lewis , C. (2009). "Evaluation Of Thermal Power Plant Operational Performance İn Taiwan By Data Envelopment Analysis". Energy Policy, s. 1049-1058.

- Madencilik Türkiye. (2016). Çin 1000 Kömür Madenini Kapatıyor. Madencilik ve Yer Bilimleri Dergisi, 28.
- Palabıyık, H., Yavaş, H., ve Aydın, M. (2010). Nükleer Enerji ve Sosyal Kabul. Ankara: Uluslararası Stratejik Araştırmalar Kurumu.
- Popa, A., Menon, A., Walentyński, B., Young, J., Ching, H., Cairone, L., and Yung, W. (2016). The Challenges of the U.S. Coal Industry and Lessons for Europe. Columbia University.
- Rekabet Kurumu. (2015). Elektrik Toptan Satış ve Perakende Satış Sektör Araştırması. Ankara: Rekabet Kurumu.
- Rezaee , M. J., Moini , A., and Makui, A. (2012). "Operational And Non-Operational Performance Evaluation Of Thermal Power Plants İn Iran: A Game Theory Approach". Energy, s. 96-103.
- Rozana, M., Bangviwat, A., and Menke, C. (2013, July). "Assessment of CO2 reduction potentials through clean coal technologies for future power plants in Indonesia". Songklanakarın Journal of Science and Technology, s. 421-427.
- Sarıca , K., ve Or , İ. (2005). "Efficiency Assessment Of Turkish Power Plants Using Data Envelopment Analysis". Energy Policy, s. 1484-1499.
- Sarıkaya, Ö. (2009). Etkinlik analizindeki ağırlık dağılımını geliştirmek için bir öncelikli doğrusal hedef programlama yaklaşımı. Ankara: Gazi Üniversitesi.
- Sitti, K. (2015). Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası Karşılaştırması. Enerji Panorama, 46-49.
- Sözen , A., Alp , İ., ve Özdemir , A. (2010). "Assessment Of Operational And Environmental Performance Of Thethermal Power Plants İn Turkey By Using Data Envelopment Analysis". Energy Policy, s. 6194-6203.
- Şahbaz, C. (2008). Türkiye'de Hidroelektrik Potansiyelin Değerlendirilmesinde Yeni Finans Modelleri: Hedefler, Beklentiler ve Sonuçlar. İstanbul: İstanbul Teknik Üniversitesi.

- Şen, A. A. (2007). Özelleştirme Sürecindeki TEDAŞ'ın Yeniden Yapılandırılması. Afyonkarahisar: Afyonkarahisar Kocatepe Üniversitesi.
- Tamzok, N. (2014). Türkiye Elektrik Sektöründeki Serbestleşme Sürecine Bağlı Olarak Kömür Endüstrisinde Yapısal Dönüşüm. Türkiye 19. Kömür Kongresi, Zonguldak.
- Tamzok, N. (2015). İthal Kömür Açmazı. Ankara: Elektrik Mühendisleri Odası.
- Tarım , A. (2001). Mathematical Programming Approach to Relative Efficiency Measurement. NAO Research Series.
- TENVA. (2016). Yerli Kömür Santralleri ve Teşvikler. Ankara: Türkiye Enerji Vakfı.
- Terzi, Ü. K., ve Sargın , Ş. (2004). Tunçbilek Termik Santrallerinde Meydana Gelen Kayıplar ve Azaltılmasının Verim ve Kapasite Kullanma Faktörü Üzerindeki Etkileri. Türkiye 10. Enerji Kongresi. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi.
- TKİ. (2013). Kömür Sektör Raporu. Ankara: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu.
- TKİ. (2014). Kömür Sektör Raporu. Ankara: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu.
- TKİ. (2015). Kömür (Linyit) Sektör Raporu. Ankara: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu.
- TKİ. (2016). Kömür Sektör Raporu. Ankara: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu.
- TKİ. (2018). Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu Faaliyet Raporu. Ankara: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu.
- TMMOB. (2017). Türkiye'de Termik Santraller. Ankara: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği Makina Mühendisleri Odası.
- TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası. (2012). Elektrik Özelleştirmeleri Raporu. Ankara: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği.
- TTK. (2018). Taşkömürü Sektör Raporu. Ankara: Türkiye Taşkömürü Kurumu.
- TTK. (2018). Türkiye Taşkömürü Sektör Raporu. Ankara: Türkiye Taşkömürü Kurumu.

- Tuntaş, A. (2006). Türkiye'de Elektrik Enerjisinin Tarihsel Gelişimi ve Yeni Piyasa Düzeni İçerisinde Hidroelektrik Enerjinin Yeri. TMMOB Su Politikaları Kongresi (s. 318-330). Ankara: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği.
- Türkeş, M. (2003). Sera Gazı Salınımlarının Azaltılması İçin Sürdürülebilir Teknolojik ve Davranışsal Seçenekler. V. Ulusal Çevre Mühendisliği Kongresi, (s. 267-285). Ankara.
- Ulucan, A. (2002). "IS0500 Şirketlerinin Etkinliklerinin Ölçülmesinde Veri Zarflama Analizi Yaklaşımı: Farklı Girdi Çıktı Bileşenleri Ve Ölçeğe Göre Getiri Yaklaşımları İle Değerlendirmeler". Ankara Üniversitesi SBF Dergisi, s. 185-202.
- US EPA. (2010). Available And Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from Coal-Fired Electric Generating Units. United States Environmental Protection Agency.
- Ünver, Ö. (2010). Temiz Kömür Teknolojilerine Geçiş Nedenleri. Ankara: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi.
- World Coal Institute. (2009). Reducing Emissions A Central Role for Efficiency. Climate Policy Paper.
- Yang, A., Wang , Q., Wen , F., & Macgill , L. (2009). Data Envelopment Analysis Based Efficiency Assessment of Power Plants. IEEE Xplore.
- Yavuzdemir, M. (2014). Türkiye'nin Kısa Dönem Yıllık Brüt Elektrik Enerjisi Talep Tahmini. Ankara: Ankara Üniversitesi.
- Yükçü, S., ve Atağan, G. (2009). Etkinlik, Etkililik ve Verimlilik Kavramlarının Yarattığı Karışıklık. Atatürk Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Dergisi, 1-13.
- İnternet: Aykın, H. (2017). "Teşviklerin Ekonomik Rasyonalitesi." Web: <https://vergidosyasi.com/2017/03/03/neden-tesvik-verilir-tesviklerin-ekonomik-rasyonalitesi-uzerine/>, adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.
- İnternet: Biçen, Y. (2014). "Elektrik Enerji Piyasasında Arz-Talep Dengesi ve Fiyat Etkileşimi." 4th International Symposium on Innovative Technologies in Engineering and

Science (s. 1155-1161). Antalya: Akademik Platform. elektrikport: Web: www.elektrikport.com, adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

İnternet: DEKTMK Çalışma Grubu. (2010). "Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi.", Web: <http://www.dektmk.org.tr/upresimler/16Mart2010sunum.pdf>, adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

İnternet: Dicle, İ. (2017). Dünya. Web: <https://www.dunya.com/kose-yazisi/surdurulebilirlik-paris-iklim-anlasmasi-ve-abdnin-cekilme-karari/367046>, adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

İnternet: EPA, U. (2017). "United States Environmental Protection Agency." Web: <https://www.epa.gov/> adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

ETKB. (2010). "Türkiye Elektrik İletimi Sektör Raporu. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı". Web: http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r%20Raporu%2FSektor_Raporu_TEIAS_2009.pdf, adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

İnternet: ETKB. (2017). "Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı". Web: <http://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Denge-Tablolari/Denge-Tablolari?page=2> adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

İnternet: IEA. (2017). International Energy Agency. Web: <http://data.iea.org/> adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

İnternet: ÖİB. (2017). "T.C. Başbakanlık Özelleştirme İdaresi Başkanlığı". Web: http://www.oib.gov.tr/T%C3%BCrk%C3%A7e/Portfoy/Portfoy_Detay/Elektrik_%C3%9Cretim_A%C5%9E%60ye_Ait_Elektrik_%C3%9Cretim_Santralleri/1488900223.html?, adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

İnternet: Şen, M., ve Pehleyan, Z. (2017). "İstanbul Üniversitesi". Web: http://ee.istanbul.edu.tr/uploads/duyurular/9108_komurlu_termik_santraller.pdf, adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

İnternet: TEİAŞ. (2018). "Türkiye Elektrik İletim A.Ş.". Web: <http://www.teias.gov.tr/> adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.

İnternet: TÜİK. (2017). "Türkiye İstatistik Kurumu". Web: <http://www.tuik.gov.tr> adresinden 15 Mart 2015 tarihinde alınmıştır.

İnternet: World Economic Forum. (2009). "World Economic Forum". Web: http://www3.weforum.org/docs/GAC13/WEF_GAC13_LessonsReformsEnergySubsidies_Report.pdf adresinden 15 Mart 2019 tarihinde alınmıştır.



ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Ad, Soyad : Müge DÖNMEZÇELİK

Uyruğu : T.C.

Doğum tarihi ve yeri : 09/08/1987, Keçiören

Medeni hali : Evli

Telefon : 533 630 89 97

e-posta : muge87celik@gmail.com



Eğitim Derecesi	Okul/Program	Mezuniyet Yılı
Yüksek Lisans	Gazi Üniversitesi/Ekonometri	2019
Lisans	Gazi Üniversitesi/İstatistik	2010
Lise	Kocatepe Mimar Kemal Lisesi	2004

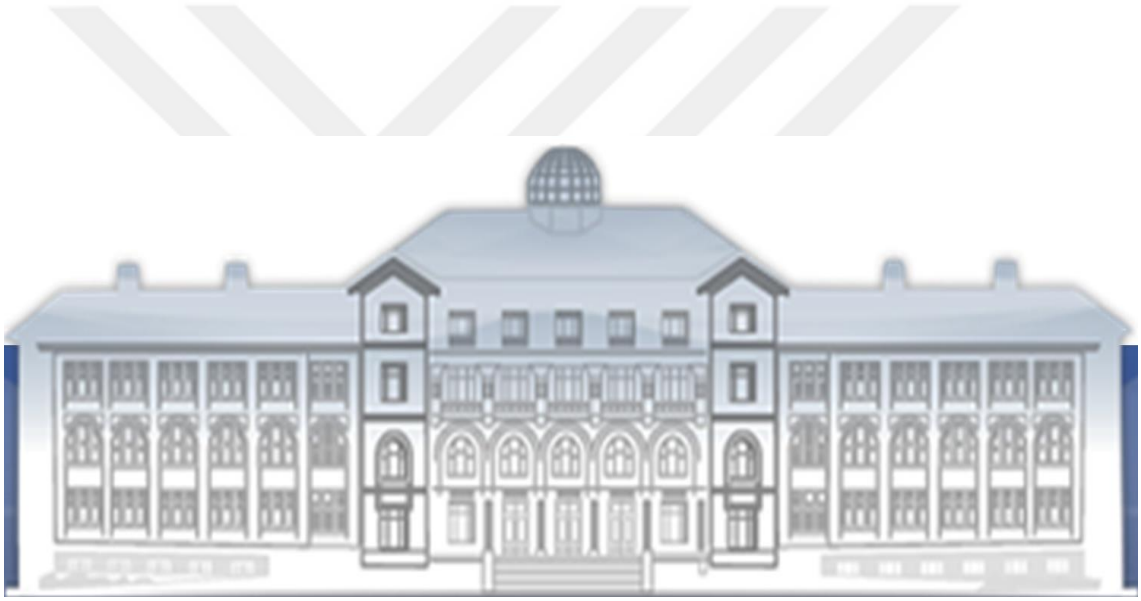
İş Deneyimi,Yıl	Çalıştığı Yer	Görev
2013- devam ediyor	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı	ETK Uzmanı

Yabancı Dili

İngilizce

Hobiler

Yüzme, Pilates, Sinema ve Tiyatro



GAZİ GELECEKTİR..

