

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**ÜLKEMİZ YERLİ ENERJİ KAYNAKLARININ YENİ TEKNOLOJİLERLE
DEĞERLENDİRİLMESİ SONUCUNDA OLUŞACAK SERA GAZI AZALTIM
POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ VE MALİYET ANALİZLERİ**

DOKTORA TEZİ

Ece Gizem ÇAKMAK

Kimya Mühendisliği Anabilim Dalı

Kimya Mühendisliği Programı

MART 2024

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**ÜLKEMİZ YERLİ ENERJİ KAYNAKLARININ YENİ TEKNOLOJİLERLE
DEĞERLENDİRİLMESİ SONUCUNDA OLUŞACAK SERA GAZI AZALTIM
POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ VE MALİYET ANALİZLERİ**

DOKTORA TEZİ

**Ece Gizem ÇAKMAK
(506132003)**

Kimya Mühendisliği Anabilim Dalı

Kimya Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Hasan Can OKUTAN

MART 2024

ISTANBUL TECHNICAL UNIVERSITY ★ GRADUATE SCHOOL

**DETERMINATION OF GREENHOUSE GAS MITIGATION POTENTIAL
RESULTING FROM THE UTILIZATION OF OUR COUNTRY'S DOMESTIC
ENERGY RESOURCES WITH NEW TECHNOLOGIES AND COST ANALYSIS**

Ph.D. THESIS

**Ece Gizem ÇAKMAK
(506132003)**

Department of Chemical Engineering

Chemical Engineering Programme

Thesis Advisor: Prof. Dr. Hasan Can OKUTAN

MARCH 2024

İTÜ, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü'nün 506132003 numaralı Doktora Öğrencisi Ece Gizem ÇAKMAK, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “ÜLKEMİZ YERLİ ENERJİ KAYNAKLARININ YENİ TEKNOLOJİLERLE DEĞERLENDİRİLMESİ SONUCUNDA OLUŞACAK SERA GAZI AZALTIM POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ VE MALİYET ANALİZLERİ” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Hasan Can OKUTAN**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Hüsnü ATAĞÜL**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Nilgün CILIZ
Boğaziçi Üniversitesi

Prof. Dr. Nilgün YAVUZ
İstanbul Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Fehmi AKGÜN
TÜBİTAK MAM

Teslim Tarihi : 2 Ocak 2024
Savunma Tarihi : 15 Mart 2024





Aileme,



ÖNSÖZ

Doktora eğitimimin bir ürünü olan bu tez çalışması kapsamında geçen uzun ve meşakkatli süreci birçok kişinin katkısı ve destekleriyle tamamlayabildim.

İlk olarak, tez danışmanım Prof. Dr. Hasan Can OKUTAN ile çalışma fırsatı bulduğum için çok şanslı olduğumu ifade etmek isterim. Kendisinin sağladığı yönlendirme, bilgi birikimi ve desteği, bu tezin ortaya çıkmasında kritik bir rol oynamıştır. Sabrı ve bilgeliği sayesinde bu süreçteki zorlukları daha kolay aşabildim, bu nedenle Prof. Dr. Hasan Can OKUTAN hocama sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Ayrıca, tez çalışmalarım boyunca tez izleme komitemizde yer alan ve değerli görüş ve önerileri ile çalışmanın kalitesini arttıran hocalarım Prof. Dr. Hüsnü ATAKÜL ve Prof. Dr. Nilgün CILIZ'a teşekkür ederim.

Tez çalışmamda kullanmış olduğum modelleme aracını sağlayan TÜBİTAK MAM İklim Değişikliği ve Sürdürülebilirlik Başkan Yardımcılığı'na ve tez öneri konusunun belirlenmesinde katkı sunan çalışma arkadaşlarım Dr. Bilgin HİLMİOĞLU ve Nuray AKALIN'a teşekkürü borç bilirim. Ayrıca çalışmalarım, boyunca her daim yanımda olan Dr. Tuğba DOĞAN GÜZEL, Dr. Deniz SARI ve Dr. Melike Neşe TEZEL OĞUZ başta olmak üzere tüm arkadaşlarıma minnetarım. Birlikte geçirdiğimiz zaman içinde, birbirimize sağladığımız destek ve paylaştığımız deneyimler, bu sürecin daha anlamlı ve verimli olmasını sağlamıştır.

Son olarak bana her zaman inanan, sevgisi ve güveni ile bu uzun yolculukta beni motive eden ailem ve sevdiklerime sonsuz teşekkür ederim. Eğitim hayatım boyunca her zaman yanımda olan annem Gülhan KAÇAR ve kardeşim Can Berk ÇAKMAK'ın sabrı ve desteği olmadan bu çalışmayı tamamlamam mümkün olmazdı.

Umarım bu tez, ilgilenenlere yeni bilgiler ve perspektifler sunar ve yeni araştırma konularına ilham verir. Tezimi inceleyen herkese teşekkür ederim.

Mart 2024

Ece Gizem ÇAKMAK
(Kimya Yüksek Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖNSÖZ	ix
İÇİNDEKİLER	xi
KISALTMALAR	xiii
ÇİZELGE LİSTESİ	xvii
ŞEKİL LİSTESİ	xix
ÖZET	xxi
SUMMARY	xxv
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	1
1.2 Tezin Kapsamı	3
1.3 Tezin Katkısı	4
2. ENERJİ SEKTÖRÜ VE İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ	7
2.1 Ulusal ve Uluslararası Süreç	7
2.2 Dünya ve Türkiye için Enerji Üretimi Kaynaklı Sera Gazı Emisyonları	10
2.3 Sera Gazı Emisyonlarının Azaltımına Yönelik Çalışmalar	13
3. SERA GAZI EMİSYON AZALTIMININ MODELLENMESİ	19
3.1 Enerji-Ekonomi-Çevre Modelleri	19
3.2 Avrupa Birliği'nde Mevcut Durum	21
3.3 Amerika Birleşik Devletleri'nde Mevcut Durum	22
3.4 Diğer Uluslararası Çalışmalar	23
3.5 Türkiye'de Günümüze Kadar Yapılan Çalışmalar	24
4. TÜRKİYE'DE ELEKTRİK ÜRETİM TEKNOLOJİLERİ	29
4.1 Kömür Yakıtlı Elektrik Üretim Santralleri	37
4.1.1 Pulverize yakma	42
4.1.2 Akışkan yataкта yakma	45
4.1.3 Gazlaştırma	46
4.1.4 Karbon yakalama ve depolama	47
4.2 Biyokütle Yakıtlı Elektrik Üretim Santralleri	50
4.2.1 Biyokütle yakma	53
4.2.2 Biyokütle gazlaştırma	54
4.2.3 Anerobik Çürütme	55
4.3 Doğal Gaz Yakıtlı Elektrik Üretim Santralleri	55
4.4 Diğer Yenilenebilir Enerji Teknolojileri	58
4.4.1 Güneş enerjisi	59
4.4.2 Rüzgar enerjisi	60
4.4.3 Hidroelektrik enerjisi	61
4.4.4 Jeotermal enerji	62
4.5 Nükleer Enerji Teknolojileri	62
5. TIMES MODELLEME ALTYAPISININ KURULMASI	65
5.1 TIMES Modeli	65
5.2 Sera Gazı Emisyonları Hesaplama Metodolojisi ve Kullanılan Faktörler	68
5.3 Teknoloji Veritabanı	70

6. SENARYOLARIN OLUŞTURULMASI	75
6.1 Referans Senaryonun Oluşturulması	75
6.2 Talep Sektörleri Projeksiyonları.....	79
6.3 Alternatif Senaryo Kabullerinin Belirlenmesi.....	81
7. REFERANS SENARYO SONUÇLARININ DEĞERLENDİRİLMESİ	87
7.1 Model Kalibrasyonu	87
7.2 Sera Gazı Emisyon Miktarı	89
7.3 Elektrik Üretim Kurulu Kapasitesi ve Üretim Miktarı.....	92
7.4 Maliyet.....	97
8. ALTERNATİF SENARYO SONUÇLARININ DEĞERLENDİRİLMESİ....	99
8.1 Emisyon Limiti Senaryoları Sonuçları	99
8.1.1 Sera gazı emisyon miktarı	99
8.1.2 Elektrik üretim kurulu kapasitesi ve üretim miktarı	101
8.1.3 Maliyet	104
8.2 Yenilenebilir Enerji Teknolojileri Senaryoları Sonuçları.....	105
8.2.1 Sera gazı emisyon miktarı	106
8.2.2 Elektrik üretim kurulu kapasitesi ve üretim miktarı	107
8.2.3 Maliyet	111
8.3 Yeni Teknolojiler Senaryoları Sonuçları.....	111
8.3.1 Sera gazı emisyon miktarı	112
8.3.2 Elektrik üretim kurulu kapasitesi ve üretim miktarı	113
8.3.3 Maliyet	118
9. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	119
KAYNAKLAR.....	127
EKLER	137
ÖZGEÇMİŞ.....	183

KISALTMALAR

AA	: Anadolu Ajansı
AB	: Avrupa Birliği
Ar-Ge	: Araştırma ve geliştirme
ARIMA	: Otoregresif Bütünleşik Hareketli Ortalama (Autoregressive Integrated Moving Average)
BEPA	: Türkiye Biyokütle Potansiyeli Atlası
BIO	: Biyokütle enerjisi
BMİDÇS	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
CCUS	: Karbon yakalama, kullanma ve depolama (Carbon capture, use and storage)
CC15	: CO ₂ emisyonlarına yıllık %15 oranında emisyon limiti getiren senaryo
CC25	: CO ₂ emisyonlarına yıllık %25 oranında emisyon limiti getiren senaryo
CC41	: CO ₂ emisyonlarına yıllık %41 oranında emisyon limiti getiren senaryo
CC44	: CO ₂ emisyonlarına yıllık %42 oranında emisyon limiti getiren senaryo
CH₄	: Metan
CGE	: Hesaplanabilir Genel Denge (Computable General Equilibrium)
COP	: Taraflar Konferansı (Conference of the Parties)
CO₂	: Karbondioksit
CSP	: Konsantre güneş enerjisi (Concentrating solar power)
ÇŞİDB	: Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı
CTCN	: İklim Teknoloji Merkezi ve Ağı (Climate Technology Centre & Network)
DAY	: Dolaşımli akışkan yatakta kömür yakma teknolojisi
DSL	: Dizel enerjisi
EBIOAD	: Çöp gazı anerobik çürütücü
EBIOCFB	: Biyokütle akışkan yatakta yakma
EBIOIGCC	: Biyokütle entegre gazlaştırma sistemi
EBIOIGCCCC	: Biyokütle entegre gazlaştırma sistemine karbon yakalama ve depolama sisteminin entegre edilmesi
EBIOSB	: Biyokütle ızgaralı yakma sistemi
EEA	: Avrupa Çevre Ajansı (European Environment Agency)
EFOM	: Enerji Akışı Optimizasyon Modeli (Energy Flow Optimization Model)
EHCBIOSC	: İthal kömür süperkritik pulverize yakma sistemine biyokütle birlikte yakma sisteminin entegre edilmesi
EHCOCFB	: İthal kömür akışkan yatakta yakma
EHCOIGCC	: İthal kömür entegre gazlaştırma sistemi
EHCOIGCCCC	: İthal kömür entegre gazlaştırma sistemine karbon yakalama ve depolama sisteminin entegre edilmesi
EHCOSC	: İthal kömür süperkritik pulverize yakma sistemi
EHCUC	: İthal kömür kritik altı pulverize yakma sistemi
EHCUSC	: İthal kömür ultra süperkritik pulverize yakma sistemi
EHYD	: Hidroelektrik - Barajlı

EİGM	: Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
ELC	: Elektrik enerjisi
ELIGBIOSC	: Linyit süperkritik pulverize yakma sistemine biyokütle birlikte yakma sisteminin entegre edilmesi
ELIGCFB	: Linyit akışkan yatakta yakma
ELIGIGCC	: Linyit entegre gazlaştırma sistemi
ELIGIGCCCC	: Linyit entegre gazlaştırma sistemine karbon yakalama ve depolama sisteminin entegre edilmesi
ELIGSC	: Linyit süperkritik pulverize yakma sistemi
ELIGUC	: Linyit kritik altı pulverize yakma sistemi
ELIGUSC	: Linyit ultra süperkritik pulverize yakma sistemi
ENGACC	: Doğal gaz kombine çevrim sistemi
ENGACCCC	: Doğal gaz kombine çevrim sistemine karbon yakalama ve depolama sisteminin entegre edilmesi
ENGAGT	: Doğal gaz gaz türbini
ENUC	: Nükleer santral
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ESOLCSP	: Konsantre güneş enerjisi santrali
ESOLPVF	: Arazi tipi fotovoltaik sistem
ESOLPVR	: Çatı tipi fotovoltaik sistem
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETSAP	: Enerji Teknolojisi Sistemleri Analiz Programı (Energy Technology Systems Analysis Program)
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EWNDOFF	: Denizüstü rüzgar santrali
EWNDON	: Kara tipi rüzgar santrali
E3M	: Enerji, ekonomi ve çevre modelleri (Energy, economy, environment models)
GA	: Genetik algoritma
GSL	: Benzin enerjisi
GSYİH	: Gayri safi yurt içi hasıla
HCO	: İthal kömür enerjisi
HYD	: Hidroelektrik enerji
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
IIECEC	: Uluslararası Enerji ve İklim Merkezi (International Centre for Energy and Climate)
IGCC	: Entegre gazlaştırma kombine çevrim (Integrated gasification combined cycle)
INDC	: Niyet Edilen Ulusal Katkı Beyanı (Intended Nationally Determined Contribution)
IPCC	: Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (Intergovernmental Panel on Climate Change)
LCOE	: Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti (Levelized Cost of Electricity)
LEAP	: Uzun Menzilli Enerji Alternatifleri Planlama Sistemi (Long-range Energy Alternatives Planning System)
LFC	: Lineer fresnel reflektörleri (Linear fresnel collector)
LIG	: Linyit enerjisi
MAED	: Enerji Talebinin Analizi için Model (Model for Analysis of Energy Demand)

MARKAL	: Piyasa Tahsis Modeli (Market Allocation Model)
MTA	: Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
N₂O	: Diazot monoksit
NDC	: Ulusal Katkı Beyanı (Nationally Determined Contribution)
NGA	: Doğal gaz enerjisi
NUC	: Nükleer enerji
NTEC	: Yeni teknolojiler senaryosu
NTECH	: İddialı yeni teknolojiler senaryosu
NTECHH	: İddialı yeni teknolojiler ve hidrojen enerjisi senaryosu
OECD	: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (Organisation for Economic Co-operation and Development)
OIL	: Petrol enerjisi
PTC	: Parabolik oluklu kollektörler (Parabolic trough collector)
PY-KA	: Pulverize kritik altı kömür yakma teknolojisi
PY-SK	: Pulverize süperkritik kömür yakma teknolojisi
PY-USK	: Pulverize ultrasüperkritik kömür yakma teknolojisi
PV	: Fotovoltaik
REF	: Referans senaryo
RENH	: İddialı yenilebilir enerji teknolojileri senaryosu
RENM	: Orta seviyeli yenilebilir enerji teknolojileri senaryosu
RENL	: Sınırlı yenilebilir enerji teknolojileri senaryosu
SBB	: Strateji ve Bütçe Başkanlığı
SD	: Parabolik çanak (Stirling dish)
SOL	: Güneş enerjisi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEP	: Ton eşdeğer petrol
THS	: Teknoloji hazırlık seviyesi
TIMES	: Entegre MARKAL-EFOM Sistemi (The Integrated MARKAL-EFOM System)
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu
TSP	: Güneş kuleleri (Tower solar power)
TTK	: Türkiye Taşkömürü Kurumu
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
UK	: Birleşik Krallık (United Kingdom)
UNEP	: Birleşmiş Milletler Çevre Programı (United Nations Environment Programme)
US EPA	: Amerika Birleşik Devletleri Çevre Koruma Ajansı (U.S. Environmental Protection Agency)
WND	: Rüzgar enerjisi
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması



ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : BMİDÇS EK-I ve EK-II ülkeleri.	8
Çizelge 4.1 : Yeni teknolojilerin yatırım maliyeti, sabit ve değişken maliyetlerin değişimi (2015-2022). (EIA, 2017; EIA_b, 2022).....	34
Çizelge 4.2 : Yenilenebilir enerji teknolojilerinin kapasite faktörü ve seviyelendirilmiş elektrik maliyeti açısından gelişimi (2010-2021). (IRENA, 2022)	35
Çizelge 4.3 : Kömür yakıtlı teknolojilerin kurulu kapasite gelişimi (GW).	42
Çizelge 4.4 : Kritik altı, süperkritik ve ultra süperkritik sistemlerin karşılaştırılması.	43
Çizelge 4.5 : Ülkemizde kurulu bulunan bazı pulverize yakma teknolojisine sahip santrallerin buhar basınç ve sıcaklık değerleri. (Mills, S., 2014)	44
Çizelge 4.6 : Ülkemizde faaliyet gösteren veya inşaat aşamasında olan bazı akışkan yataklı termik santrallere ilişkin bilgiler. (Mills, S., 2014).....	45
Çizelge 4.7 : Türkiye biyokütle enerjisi potansiyeli. (BEPA, 2021)	51
Çizelge 4.8 : Biyokütle yakıtlı teknolojilerin kurulu kapasite gelişimi (GW).....	52
Çizelge 4.9 : Doğal gaz yakıtlı teknolojileri kurulu kapasite gelişimi (GW).	57
Çizelge 4.10 : Yenilenebilir enerji teknolojileri kurulu kapasite gelişimi (GW).	59
Çizelge 5.1 : Sera gazı emisyon hesaplamalarında kullanılan emisyon faktörleri ve net kalorifik değerler. (TÜİK, 2022)	69
Çizelge 5.2 : Enerji taşıyıcıları kısaltmaları ve tanımları.	70
Çizelge 5.3 : Elektrik teknolojileri kısaltmaları ve tanımları.	70
Çizelge 5.4 : Elektrik teknolojilerine ilişkin belirlenen teknoloji ömrü, verimlilik, yatırım, sabit ve değişken maliyet bilgileri.....	72
Çizelge 6.1 : Nüfus projeksiyonu sonuçları (2020-2080). (TÜİK, 2018)	76
Çizelge 6.2 : Elektrik enerjisi talep projeksiyonu sonuçları (TWh) (2019-2040). (EİGM, 2021).....	77
Çizelge 6.3 : Sektörel bazda elektrik tüketim miktarları ve gelecek tahminleri (2015-2055) (GWh).....	80
Çizelge 6.4 : Ülkemiz özelinde gerçekleştirilen bazı çalışmalara ilişkin özet bilgiler.....	81
Çizelge 6.5 : Senaryo kabulleri.....	84
Çizelge 7.1 : Model kalibrasyonu çerçevesinde hesaplanan kaynak bazında kurulu kapasitelerin ulusal istatistikler ile karşılaştırılması (GW) (2015 ve 2020).	88
Çizelge 7.2 : Model kalibrasyonu çerçevesinde hesaplanan kaynak bazında elektrik üretim miktarlarının ulusal istatistikler ile karşılaştırılması (PJ) (2015 ve 2020).	88
Çizelge 7.3 : Model kalibrasyonu çerçevesinde hesaplanan sera gazı emisyon miktarının ulusal istatistikler ile karşılaştırılması (kton) (2015 ve 2020).	89

Çizelge 7.4 : Referans senaryo için kurulu kapasitenin kaynaklar bazında gelişimi (GW) (2015-2055).	93
Çizelge 7.5 : Referans senaryo için elektrik üretim miktarının kaynaklar bazında gelişimi (GW) (2015-2055).	97
Çizelge 8.1 : Emisyon limiti senaryoları emisyon yoğunluğu değişimi (ton CO ₂ e/MWh) (2015-2055).	101
Çizelge 8.2 : Emisyon limiti senaryoları maliyet değişimi (2015-2055).	105
Çizelge 8.3 : Yenilenebilir enerji senaryoları emisyon yoğunluğu değişimi (ton CO ₂ e/MWh) (2015-2055).	107
Çizelge 8.4 : Yenilenebilir enerji senaryoları maliyet değişimi (2015-2055).	111
Çizelge 8.5 : Yeni teknoloji senaryoları emisyon yoğunluğu değişimi (ton CO ₂ e/MWh) (2015-2055).	113
Çizelge 8.6 : Yeni teknoloji senaryoları maliyet değişimi (2015-2055).	118
Çizelge 9.1 : Tüm senaryolar için toplam emisyon miktarı ve emisyon yoğunluğu değişimi (2015-2055).	120
Çizelge 9.2 : Tüm senaryolar için maliyet değişimi (2015-2055).	123

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Türkiye’de bulunan katı yakıtlı elektrik üretim santralleri için sera gazı emisyonlarının değişimi (1990-2020). (TÜİK, 2022)	12
Şekil 2.2 : Türkiye elektrik üretim sektörü sera gazı emisyon yoğunluğunun değişimi (2000-2020). (TÜİK, 2022; EİGM, 2021).....	13
Şekil 3.1 : Enerji sistem modeli isterleri.....	20
Şekil 3.2 : AB güncel model yapısı. (EC4MACS, 2016; EC, 2023).....	21
Şekil 3.3 : NEMS model yapısı. (EIA_a, 2023; US EPA, 2013)	22
Şekil 3.4 : Türkiye için açıklanan resmi sera gazı emisyon projeksiyonları.	27
Şekil 4.1 : 2019 yılı Dünya (a) ve Türkiye (b) elektrik üretiminin kaynak bazında dağılımı. (IEA, 2021; EPDK, 2023)	30
Şekil 4.2 : Kaynak bazında Türkiye elektrik üretiminin ve nihai elektrik tüketiminin gelişimi (2000-2020). (TEİAŞ, 2023; EPDK, 2023).....	30
Şekil 4.3 : Kömür ve biyokütle temelli elektrik üretim kapasitesinin gelişimi	31
Şekil 4.4 : Diğer enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim kapasitesinin gelişimi (2010-2022). (TEİAŞ, 2023)	32
Şekil 4.5 : a) STEPS, b) APS ve c) NZE senaryoları bazında elektrik üretim kapasitesinin gelişimi (2022-2050). (IEA, 2023)	36
Şekil 4.6 : Linyit yakıtlı santraller ve ithal kömür yakıtlı santraller için toplam yakıt tüketimi ve elektrik üretim miktarları (2006-2020). (TEİAŞ, 2023).....	38
Şekil 4.7 : (a) Linyit yakıtlı santraller ve (b) ithal kömür yakıtlı santraller için spesifik yakıt tüketiminin ortalamadan sapması (2006-2020). (TEİAŞ, 2023)	38
Şekil 4.8 : Taş kömürü ve linyit rezervlerine ilişkin bilgiler (bin ton, 2020 yılı sonu). (TKİ, 2021; TTK, 2021)	40
Şekil 4.9 : Kömür yakıtlı termik santrallerin dağılımı.....	40
Şekil 4.10 : (a) Linyit yakıtlı santrallere ilişkin, (b) İthal kömür yakıtlı santrallere ilişkin teknoloji dağılımı (2013-2020).....	41
Şekil 4.11 : Pulverize yakma teknolojilerinde verim ve emisyon ilişkisi.	43
Şekil 4.12 : Karbon yakalama teknolojilerinin sınıflandırılması.....	48
Şekil 4.13 : Biyokütle yakıtlı santraller için kurulu kapasite gelişimi (2010-2022). (TEİAŞ, 2023)	50
Şekil 4.14 : Biyokütle yakıtlı lisanslı elektrik üretim santralleri. (BEPa, 2021)	52
Şekil 4.15 : Doğal gaz yakıtlı santraller için a) kurulu kapasite gelişimi (2010-2022) ve b) yakıt tüketim ve elektrik üretim miktarı gelişimi (2006-2020).	56
Şekil 4.16 : Doğal gaz kombine çevrim santrallerinin dağılımı.	57
Şekil 4.17 : Yenilenebilir enerjiye dayalı santraller için kurulu kapasite gelişimi (2010-2022). (EPDK, 2023).....	58
Şekil 4.18 : Dünya genelinde nükleer santraller için kurulu kapasite ve reaktör sayısı gelişimi (2004-2022). (IAEA, 2023)	63
Şekil 5.1 : TIMES model yapısı.	66
Şekil 6.1 : Gayri safi yurtiçi hasılanın gelişimi (2020-2060). (OECD, 2023).....	78

Şekil 6.2 : Kömür ve doğal gaz fiyatlarının değişimi (1990-2023). (IMF, 2023)	79
Şekil 6.3 : Net elektrik tüketiminin sektörlere göre dağılımı (1970-2020).	80
Şekil 7.1 : Referans senaryo için CO₂ emisyonlarının gelişimi (2015-2055).	90
Şekil 7.2 : Referans senaryo için CH₄ emisyonlarının gelişimi (2015-2055).	91
Şekil 7.3 : Referans senaryo için N₂O emisyonlarının gelişimi (2015-2055).	91
Şekil 7.4 : Referans senaryo için CO₂e emisyonlarının gelişimi (2015-2055).	92
Şekil 7.5 : Referans senaryo için kurulu kapasitenin gelişimi a) Kömür yakıtlı santraller b) Diğer santraller (2015-2055).	93
Şekil 7.6 : Referans senaryo için elektrik üretim miktarının gelişimi (2015-2055). ..	95
Şekil 7.7 : Referans senaryo için teknolojilerin toplam elektrik üretim miktarına katkısı (2020, 2030, 2040 ve 2050).	96
Şekil 7.8 : Referans senaryo için maliyetlerin gelişimi (2015-2055).	98
Şekil 8.1 : Emisyon limiti senaryoları için toplam sera gazı emisyonlarının gelişimi (2015-2055).	100
Şekil 8.2 : Emisyon limiti senaryoları için kurulu kapasitenin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).	102
Şekil 8.3 : Emisyon limiti senaryoları için elektrik üretiminin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).	103
Şekil 8.4 : Yenilenebilir enerji senaryoları için toplam sera gazı emisyonlarının gelişimi (2015-2055).	106
Şekil 8.5 : Yenilenebilir enerji senaryoları için kurulu kapasitenin elektrik üretim teknolojileri bazında gelişimi (2015-2055).	108
Şekil 8.6 : Yenilenebilir enerji senaryoları için elektrik üretiminin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).	110
Şekil 8.7 : Yeni teknoloji senaryoları için toplam sera gazı emisyonlarının gelişimi (2015-2055).	113
Şekil 8.8 : Yeni teknoloji senaryoları için kurulu kapasitenin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).	114
Şekil 8.9 : Yeni teknoloji senaryoları için elektrik üretiminin elektrik üretim teknolojileri bazında gelişimi (2015-2055).	116

ÜLKEMİZ YERLİ ENERJİ KAYNAKLARININ YENİ TEKNOLOJİLERLE DEĞERLENDİRİLMESİ SONUCUNDA OLUŞACAK SERA GAZI AZALTIM POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ VE MALİYET ANALİZLERİ

ÖZET

İklim değişikliği, 21. yüzyılda küresel ölçekte karşılaşılan en önemli ve acil sorunlardan biri olarak değerlendirilmektedir. Bu çerçevede oluşturulan Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi kapsamında 2015 yılında kabul edilen Paris Anlaşması ile, sanayi öncesi düzeye göre küresel ortalama sıcaklık artışını 2°C'nin çok altında, tercihen 1,5°C'de tutmak amacıyla ülkeler sera gazı emisyonlarını azaltmaya davet edilmiştir. Elektrik üretim sektörü antropojenik sera gazı emisyonlarının yaklaşık %34'ünü oluşturduğu için Paris Anlaşması hedeflerine ulaşılması açısından elektrik üretim altyapısının düşük emisyonlu alternatif teknolojiler ile dönüştürülmesi gerekmektedir. Gelişmekte olan bir ülke olarak Türkiye, toplam sera gazı emisyonlarını 2030 yılına kadar beklenen seviyeye kıyasla %41 oranında azaltmayı taahhüt etmiştir. Fosil yakıtlara dayalı elektrik üretimi kaynaklı sera gazı emisyonları Türkiye'nin toplam sera gazı emisyonlarının yaklaşık %25'ine tekabül etmekte olup, elektrik üretim sektöründe yüzyılın ortasına kadar net sıfır hedeflerine ulaşabilmek için ekonomik büyüme ve sosyal kalkınmaya zarar vermeyecek bir planlama yapılmasına ihtiyaç bulunmaktadır. Öte yandan elektrik üretim sektöründe dışa bağımlılığın azaltılabilmesi adına yerli kömür ve biyokütle kaynaklarının değerlendirmesine yönelik temiz teknolojilere yatırımın artırılması ve güneş ve rüzgar enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması da önem arz etmektedir. Bu çerçevede elektrik üretim sektöründe yeni yatırımların, hem sera gazı emisyonlarına etkileri hem de yerli enerji kaynaklarının kullanımının artırılması noktasında değerlendirilmesi ve alternatif politika seçeneklerinin senaryolar bazında ortaya konmasına ihtiyaç duyulmaktadır.

Türkiye'de elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonların azaltılmasına yönelik potansiyel yolları araştırmak için, bu çalışma kapsamında TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) modelleme aracı kullanılarak bir model geliştirilmiştir. Bu model çerçevesinde, ülkemiz yerel şartlarını yansıtan bir referans enerji sistemi oluşturularak 2055 yılına kadar gerçekleşmesi beklenen elektrik tüketim miktarları ve buna karşılık oluşması beklenen sera gazı emisyon miktarı elektrik üretim kaynakları bazında tahmin edilmiştir. Bu amaçla ilk olarak Türkiye'deki mevcut elektrik üretim altyapısının kapsamlı bir değerlendirmesini yapmak için elektrik üretim sektörünü ve teknoloji alternatiflerini yansıtan ulusal bir veri tabanı oluşturulmuştur. Bir sonraki aşamada bu veri tabanı kullanılarak TIMES modelinde referans enerji sistemi oluşturulmuş ve sanayi, konut, hizmet ve ulaştırma sektörleri bazında 2055 yılı elektrik tüketim projeksiyonları gerçekleştirilmiştir. 2055 yılı elektrik tüketim tahminleri yapılırken, Türkiye İstatistik Kurumu tarafından yayınlanan ve 2080 yılını kapsayan nüfus projeksiyonları, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nca gerçekleştirilen ve

2040 yılına kadar uzanan elektrik enerjisi talep projeksiyonları ve Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü tarafınca Türkiye için 2060 yılına kadar öngörülen Gayri Safi Yurtiçi Hasıla değerleri dikkate alınmıştır. Bu çerçevede referans senaryoda toplam elektrik enerjisi talebinin 2055 yılına kadar 2020 yılına kıyasla 2,6 kat artış göstereceği öngörülmüştür.

Öte yandan model kalibrasyonu referans senaryo (REF) bazında, 2015 ve 2020 yılları için gerçekleştirilmiş olup, bu yıllar için modelde elde edilen sonuçlar ulusal istatistikler ile karşılaştırılmıştır. Buna göre, elektrik üretim sektörü kaynaklı toplam sera gazı emisyonları açısından model sonuçları ve ulusal istatistikler arasında ortalama $\pm$ %0,2 seviyesinde fark oluşmuş olup, modelin baz yıl olarak seçilen 2015 ve 2020 yılları için uyumlu sonuçlar verdiği ve 2025-2055 yılları arasını kapsayan projeksiyon periyodu boyunca güvenilir sonuçlar ortaya koyabileceği değerlendirilmiştir.

Elektrik üretim sektörünün mevcut durumundan yola çıkarak, uygulama ve politikaların değişmeyeceğini öngören referans senaryo sonuçlarına göre 2020 yılında 126,2 Mton CO₂e seviyesinde gerçekleşen elektrik üretim sektörü toplam sera gazı emisyonlarının 2055 yılına gelindiğinde yaklaşık 2,7 kat artarak 336,5 Mton CO₂e seviyesine ulaşacağı öngörülmüştür. Benzer şekilde elektrik üretim miktarının da 2020 yılındaki 299 TWh seviyesinden, 2055 yılında 820 TWh seviyesine yükselerek 2,7 kat artması beklenmektedir. Elektrik üretim kurulu kapasitesine bakıldığında ise, ithal kömür, linyit ve doğal gaz yakıtlı tesislerin 2020 yılında sırasıyla 9,2 GW, 11,3 GW ve 25,5 GW seviyesinde olan kapasitelerini, 2055 yılında 30,2 GW, 20,4 GW ve 55,5 GW'a yükselteceği ve fosil yakıtların mevcut durumda olduğu gibi gelecekte de toplam kurulu kapasitenin yarısını oluşturacağı öngörülmüştür. Buna karşılık elektrik üretim sektörü ortaya konan toplam maliyetin 2020 yılındaki 25,3 bin 2022 \$USm seviyesinden 2055 yılında 74,3 bin 2022 \$USm'a yükseleceği değerlendirilmiştir.

Tez çalışması kapsamında alternatif teknoloji seçenekleri ve politikaların sera gazı emisyon azaltımı ve toplam sektörel maliyetler üzerindeki etkisini incelemek adına 10 adet alternatif senaryo oluşturulmuştur. Emisyon limiti senaryoları (CC15, CC25, CC41 ve CC44), yenilenebilir enerji teknolojileri senaryoları (REN1, RENM ve RENH) ve yeni teknolojiler senaryoları (NTEC, NTECH ve NTECHH) olmak üzere üç ana başlık altında gruplandırılan senaryoların sonuçları ortaya konulan toplam sera gazı emisyon miktarı, kaynaklar ve teknolojiler bazında kurulu kapasite ve elektrik üretim miktarı, toplam ve birim maliyetler açısından kıyaslanmıştır.

Senaryolar bazında gerçekleştirilen analizlere göre, 2050 yılında referans senaryoya kıyasla %18 ila %80 arasında sera gazı emisyon azaltım potansiyeli bulunmaktadır. Özellikle entegre gazlaştırma, karbon yakalama, biyokütle dönüşümü gibi katı yakıtların işlenmesine ek olarak, açık deniz rüzgar türbinleri, konsantre güneş enerjisi santralleri ve nükleer dönüşüm teknolojileri gibi unsurları dikkate alan NTECH senaryosunda baz senaryoya kıyasla %59 ile nispeten yüksek bir azaltım oranına ulaşılmıştır. Bu senaryoda yenilenebilir ve nükleer enerji teknolojilerinin toplam kurulu gücü 2050 yılında 158,4 GW'a ulaşarak toplam kurulu gücün yaklaşık %60'ını oluşturmuştur. Karbon yakalama ve depolama teknolojisinin entegre edildiği ithal kömür ve doğal gaz santralleri toplam kurulu kapasitesi ise 6,9 GW seviyesine ulaşmıştır. Üretilen elektrik miktarı açısından bakıldığında ise toplam üretimin %67'sinin yenilenebilir ve nükleer enerji santrallerinden geldiği, fosil yakıtların ise 2020 yılındaki %58 seviyesinden 2050 yılında %33 seviyesine gerilediği

öngörülmüştür. Bu senaryoya hidrojen enerjisinin dahil edildiği NTECHH senaryosunda ise toplam sera gazı emisyon azaltımı %79,7 seviyesine yükselmiştir.

Üretilen elektriğin sera gazı emisyon yoğunluğuna bakıldığında ise, baz yılında 0,419 ton CO₂e/MWh seviyesinde gerçekleşen değer, 2050 yılında emisyon limiti senaryolarında ortalama 0,292 ton CO₂e/MWh, yenilenebilir enerji teknolojileri senaryolarında ortalama 0,288 ton CO₂e/MWh ve yeni teknolojiler senaryolarında ortalama 0,153 ton CO₂e/MWh seviyesine düştüğü görülmüştür.

Modelleme çalışmasında, optimizasyon problemi temel olarak toplam sistem maliyetlerini minimize etmeye odaklandığından, her bir senaryo bazında elde edilen toplam ve birim maliyetler de analiz edilmiştir. Senaryolar bazında toplam sistem maliyetinin referans senaryosundan yeni teknolojiler senaryosuna gidildikçe arttığı gözlenmiştir. Elektrik üretim miktarı bazındaki maliyetler açısından ise referans senaryoda 2020 yılında 0,084 2022 \$US/kWh seviyesinde gerçekleşen birim maliyetin, 2050 yılında emisyon limiti senaryolarında ortalama 0,087 2022 \$US/kWh, yenilenebilir enerji teknolojileri senaryolarında ortalama 0,091 2022 \$US/kWh ve yeni teknolojiler senaryolarında ortalama 0,105 2022 \$US/kWh seviyesine yükseldiği görülmüştür. Yeni elektrik üretim teknolojilerinin entegrasyonu ve sera gazı emisyonlarına sınırların konulması gibi politika önlemlerinin, elektrik birim maliyetini %20'ye varan oranda arttırdığı ve nihai tüketiciler üzerinde etki oluşturduğu tespit edilmiştir.

Bu çalışmanın sonuçları, özellikle katı yakıta ve biyokütleyle dayalı enerji santralleriyle ilgili geniş bir veri tabanı oluşturmak amacıyla ulusal istatistiklerden elde edilen veriler kullanılarak belirlenmiştir. Ayrıca, inşa halindeki veya işletmeden çıkarma aşamasındaki santrallerle ilgili bilgiler, modelleme çerçevesine dahil edilerek, enerji sistemine ilişkin yakın dönem belirsizliklerin önemli ölçüde azaltılması mümkün olmuştur. Türkiye için TIMES modelleme platformu kullanılarak geliştirilen enerji, ekonomi ve çevre optimizasyon modeli, gelecekte beklenen nüfus ve gayri safi yurtiçi hasıla artışı sonucu ortaya çıkacak elektrik talebini karşılamak için uygun enerji üretim portföyünün belirlenmesine olanak sağlamıştır. Elektrik üretim sektöründe sera gazı emisyonlarının azaltımının yeni teknolojilerin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının dahil edilmesi ile mümkün olduğu, öte yandan sistem maliyetlerinin de doğru orantılı olarak artış gösterdiği ortaya konmuştur. Tüketiciler üzerinde ek yük oluşturacak maliyetlerin azaltılabilmesi için, hem ithalat bağımlılığının azaltılmasına hem de sera gazı emisyonlarının azaltılmasına katkıda bulunması beklenen, temiz kömür ve biyokütle teknolojilerinin uygulanmasını destekleyebilecek politika önlemlerinin geliştirilmesi önerilmektedir. Bu tez çalışması kapsamındaki bulgular, yerli enerji kaynaklarının kullanımını geliştirirken enerji sektörü için karbonsuzlaştırma yollarının değerlendirilmesinde karar vericilere yardımcı olacaktır.



DETERMINATION OF GREENHOUSE GAS MITIGATION POTENTIAL RESULTING FROM THE UTILIZATION OF OUR COUNTRY'S DOMESTIC ENERGY RESOURCES WITH NEW TECHNOLOGIES AND COST ANALYSIS

SUMMARY

Climate change is one of the most pressing challenges faced by humankind in the 21st century, and given that it accounts for around 34% of global anthropogenic greenhouse gas emissions, a fundamental transformation of the electricity generation sector is essential to achieve the long-term temperature targets set by the Paris Agreement. As a developing country, Türkiye has committed to reduce its greenhouse gas emissions by up to 41% from business as usual levels by 2030. Within the scope of this study, a model has been developed using TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) modeling tool to evaluate alternative pathways to reduce greenhouse gas emissions from electricity generation in Türkiye. This model includes a comprehensive database corresponding to the existing power generation plants in Türkiye. Under this model, national datasets were used and the potential of greenhouse gas emissions mitigation was estimated under a total of 10 alternative scenarios. The TIMES model is a tool that enables the analysis of energy, economy and environment relations based on technological development and is applied to determine the emission reduction potential on a sectoral basis.

Within the scope of the study, 10 alternative scenarios were created to examine the impact of alternative technology options and policies on mitigation of greenhouse gas emissions and total system costs. The results of the scenarios, grouped under three groups as emission limit scenarios (CC15, CC25, CC41 and CC44), renewable energy technologies scenarios (RENL, RENM and RENH) and new technologies scenarios (NTEC, NTECH and NTECHH), were compared in terms of the total amount of greenhouse gas emissions, installed capacity and amount of electricity generation on based on sources and technologies, total and unit costs.

When analyzed on the basis of scenarios, a reduction potential between 18% and 80% was obtained in 2050 compared to the reference scenario. Considerably much higher mitigation potential is achieved in the NTECH scenario, which considers new technologies for the conversion of solid fuels such as integrated gasification, carbon capture and co-firing with biomass, as well as offshore wind turbines, concentrated solar power plant and nuclear conversion technologies. Greenhouse gas emission intensity is another important parameter that can be used to assess the mitigation potential and is calculated as the ratio of total CO_{2e} emissions from electricity generation to the total amount of electricity generated. CO_{2e} emission intensity decreased across scenarios, from an average of 0.419 tons CO_{2e}/MWh in the base year to 0.098 tons CO_{2e}/MWh in 2050.

In the scenarios with limits on total CO₂ emissions (CC15, CC25, CC41 and CC44), the impact of restrictions on greenhouse gas emissions was assessed and no new

technologies were included in the model. Therefore, mitigation up to 44% could be implemented by the model with existing electricity generation technologies and policies. Above this level, the model was not feasible. In the CC44 scenario, where the highest reduction was achieved, coal-fired plants were replaced by natural gas combined cycle technology, while biomass, wind and solar power plants increased their shares as compared to the reference scenario. The amount of electricity generated from biofuels was doubled in 2050 compared to the reference scenario. On the other hand, the share of wind power plants increases from 9% in 2030 to 21% in 2050.

In the scenarios where renewable energy technologies are assessed (RENL, RENM and RENH), the share of electricity generated from hydroelectric, biomass, solar and wind power plants increases from 39% in 2020 in the reference scenario to 56% in 2050 in the most ambitious scenario.

Under scenarios where the impact of new technologies is assessed (NTEC, NTECH and NTECHH), the share of fossil fuels in total electricity generation declines from 58% in the reference scenario to 27% in the most ambitious scenario by 2050. Under these scenarios, the impacts of clean coal technologies such as gasification combined cycle, biomass co-firing and carbon capture are assessed in the model. In addition, nuclear power plant technologies are also identified at a level consistent with official forecasts. In order for low-carbon technologies to be selected by the model, the model sets an upper bound for CO₂ at around 40%. However, the high investment and operating costs associated with new technologies are a limiting factor against their wider adoption.

Integrated gasification technology (IGCC) is considered among the clean coal technologies in the model for both lignite and imported coal, while no investment is made in lignite-fired technology (ELIGIGCC). This is thought to be mainly related to the efficiency of this technology, hence the higher amount of greenhouse gas emissions produced by these units compared to other IGCC technologies. Imported coal-fired IGCC technology was adopted by the model to a relatively small extent.

Carbon capture and storage (CCS) technologies are also evaluated under the set of new technologies. Supercritical pulverized combustion (EHCOSCCC) and integrated gasification (EHCOIGCCCC) technologies powered by imported coal can be implemented to a certain extent by the model. The share of electricity generated by these technologies in total electricity generation is reaching 3% by 2050. On the other hand, the results show that natural gas combined cycle power plants with integrated carbon capture and storage (ENGACCCC) are also included in the model to a limited extent (with a capacity of around 5 GW in 2050). As the deployment of CCS technology increases the total system cost, the model is unable to prioritize these technologies for the mitigation of greenhouse gas emissions. In order to prioritize these technologies under the modeling framework, a policy option to reduce investment and operating costs should also be considered.

Since the optimization problem in the modeling study mainly works with the aim of minimizing the total system costs, a detailed analysis was performed on the costs associated with each scenario. According to the results, 60-65% of the total costs are associated with investment costs, with the smallest contribution coming from variable costs related to consumed fuels and auxiliary services with around 3%. When comparing the change in costs across scenarios, a gradual increase is observed from the reference scenario to the new technologies scenario. In the CC15, CC25 and RENL scenarios, where renewable energy sources are used to a limited extent in the model

and natural gas-fired technologies are prioritized for emission reduction, a lower total system cost is calculated compared to the reference scenario. On the other hand, the total system costs calculated in all other scenarios are between 0.9% and 22.8% higher than the reference scenario. According to the results, the increase in the impact of clean coal, nuclear power, concentrated solar power and offshore wind power technologies under the new technologies scenario is consistent with the technology choices made by the model.

Within the framework of the model, costs corresponding to unit electricity generation were also evaluated and it was observed that the unit costs, which were 0.084 2022 \$US/kWh in the base year, increased to 0.105 2022 \$US/kWh in the NTECHH scenario. As the current value for household consumption in Turkey is around 0.077 \$US/kWh in 2022, policy interventions to incorporate new technologies or to limit greenhouse gas emissions have an impact of around 20% on final consumers.

The results obtained in this study were determined by using data obtained through national statistics in order to create a detailed database on power plants based on solid fuel and biomass in particular. Moreover, the inclusion of information on power plants under construction or in the decommissioning phase in the modeling framework significantly reduces near-term uncertainties in the modeling. The energy, economy and environment optimization model developed for Turkey using the TIMES modeling platform enabled the determination of the energy generation portfolio to meet the demand that will be generated by the expected growth in population and gross domestic product. The greenhouse gas emissions mitigation potential of the electricity generation sector was investigated through alternative scenarios, and a mitigation potential of 17.7% to 79.7% was obtained for 2050 compared to the baseline scenario. The impacts of new technologies for solid fuel-based power plants were considered in the new technologies scenarios where only a limited amount of new capacity was installed due to high costs. As a result, the highest unit cost of electricity is calculated for the NTECH scenario, which is almost 1.3 times higher than the current unit costs. In order to reduce these costs, it is recommended to develop policy measures that can support the implementation of clean coal and biomass technologies, which are expected to contribute to both reducing import dependency and reducing greenhouse gas emissions. As seen in the NTECH scenario, the electricity generation sector contributes significantly to the NDC targets, but since total greenhouse gas emissions from electricity generation account for 27.3% of the country-wide greenhouse gas emissions, mitigation potential needs to be built in other sectors (residential and commercial buildings, industry, etc.) to achieve the 41% reduction target. The transformation of the electricity generation sector can be realized faster than in other sectors due to various factors such as the availability of technologies, the potential for renewable energy sources, and the applicability of technologies in a wider range of sectors. On the other hand, the pressure on the electricity generation sector from the expected electrification of other sectors should also be taken into account.

In the evaluation of electricity generation technologies, various factors such as the lifetime and costs of the technologies, the availability/efficiency of the installed capacity are taken into account, and it is envisaged that improvements in these parameters may also occur as a result of the technology learning process. In this study, only direct greenhouse gas emissions from power generation facilities are considered. It would be useful to consider total emissions throughout the life cycle assessment, which takes into account the impacts of fuel production/extraction, transportation and

infrastructure construction, in order to address the overall impacts of power generation. In addition, a sensitivity analysis under different technology learning rates could be conducted in future studies. As the projected demand is closely related to the amount of electricity generated, future studies could include the analysis of different growth rates over baseline and alternative scenarios. The current study provides an analysis of the potential of electricity generation in Turkey to reduce greenhouse gas emissions. The findings of this thesis will help decision makers in evaluating decarbonization pathways for the energy sector while improving the use of domestic energy resources.



1. GİRİŞ

Bu bölümde çalışma kapsamında sunulan araştırmaya ilişkin genel bir değerlendirme yer almaktadır. Bu çerçevede, 1.1 başlığında tezin amacı ve bağlamı açıklanmaktadır. 1.2 başlığında tez kapsamında izlenen yöntem özetlenmiş, tezin mevcut literatür açısından oluşturduğu katkı ise 1.3 başlığında sunulmuştur.

1.1 Tezin Amacı

İçinde bulunduğumuz yüzyılda insan ırkının karşı karşıya kaldığı en önemli problemlerden biri olarak kabul edilen iklim değişikliği, fosil yakıtların kullanımı, arazi kullanımı değişikliği gibi çeşitli insan faaliyetleri ile oluşan karbondioksit (CO_2), metan (CH_4) ve diazot monoksit (N_2O) başta olmak üzere çeşitli sera gazlarının atmosferde birikmesi ile tetiklenmektedir. Ülkemizin de içinde bulunduğu havzalar için sıcak hava dalgaları, sel ve taşkınlar, orman yaygınları ve şiddetli kuraklık gibi çeşitli iklim risklerinin etkilerini arttırması ve bunlara bağlı olarak insan sağlığını ve ekolojik sistemlerin sürdürülebilirliğini de etkileyen birçok problemin ortaya çıkması beklenmektedir. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS) kapsamında 2015 yılında kabul edilen Paris Anlaşması, iklim değişikliğinin etkilerine karşı dirençli bir toplum inşa etme çabalarını sürdürürken, sanayi öncesi düzeye göre küresel ortalama sıcaklık artışını 2°C 'nin çok altında, tercihen $1,5^\circ\text{C}$ 'de tutmak amacıyla ülkeleri sera gazı emisyonlarını sınırlamaya davet etmektedir. Uzun vadeli sıcaklık hedefi ile uyumlu olarak ülkeler, yüzyılın ortasına kadar karbon nötr seviyeye ulaşmak için takip edecekleri yolları (politika seçeneklerini) açıklamaktadır (BMİDÇS, 2022). Türkiye 2021 yılında, 2053 yılına kadar net sıfır karbon emisyonuna ulaşacağını taahhüt etmiştir. Türkiye'nin güncellenmiş Ulusal Katkı Beyanı (NDC-Nationally Determined Contribution), ülke çapında sera gazı emisyonlarını 2030 yılına kadar beklenen seviyenin %41 oranında altına indirmeyi amaçlamakta ve 2038 yılında toplam emisyonların zirve noktasına ulaşacağını öngörmektedir, ancak sera gazı azaltım miktarına ilişkin bilgileri ve sektörel bazda stratejileri içeren teknik değerlendirmeler henüz açıklanmamıştır (Kalyoncuoğlu, Y., 2022). Paris Anlaşması

tarafından belirlenen sıcaklık artışı sınırları içinde kalmak için elektrik üretiminden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının azaltılması son derece önemlidir. Türkiye'nin toplam sera gazı emisyonlarının yaklaşık %25'ini oluşturan fosil yakıtlarla elektrik üretimi (TÜİK, 2022), ekonomik büyüme ve sosyal kalkınmayı sürdürürken yüzyılın ortasına kadar net sıfır hedeflerine ulaşmak için derin teknolojik dönüşüm gerektiren başlıca sektörlerden biri olacaktır. Bu nedenle, elektrik üretim santralleri açısından yapılacak yeni yatırımların değerlendirilmesi hem çevresel hem de yerli enerji kaynaklarının kullanımını artırmak açısından önemlidir. Bu noktada ülkemiz için sera gazı emisyonlarının miktar bazında öngörülmesi, çeşitli politika seçenekleri altında ve farklı senaryolar bazında azaltım potansiyelinin ve buna ilişkin maliyetlerin değerlendirilmesi karar vericilere önemli bir bilgi sunacaktır.

Bu amaçla literatürde çeşitli modelleme programlarının kullanıldığı çalışmalar bulunmakta olup, bu tez çalışması kapsamında enerji, ekonomi ve çevre ilişkilerini analiz eden modeller arasında sınıflandırılmakta olan TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) modeli kullanılacaktır (ETSAP, 2016). Belirtilen model “bottom up” bir model olarak adlandırılmakta olup, enerji sisteminin teknoloji bazında detaylı bir şekilde tanımlanmasına elvermektedir. Model kapsamında çeşitli teknoloji seçenekleri için belirlenmesi gereken parametreler, kapasite, kapasite kullanım faktörü, yatırım ve işletim maliyetleri, bakım-onarım maliyetleri, teknoloji ömrü, birim üretim başına yakıt tüketimi olarak sınıflandırılmaktadır. Belirtilen bu parametrelerin hem ülke genelinde bulunan mevcut enerji sistemi için, hem de ileriki yıllarda kurulması planlanan enerji sistemi için belirlenmesi ve modele girdi sağlayacak bir veri tabanının oluşturulması gerekmektedir. Model kapsamında ayrıca birincil enerji kaynaklarının, rezervi, ithalat-ihracat miktarları ve fiyat bilgileri de kullanılmaktadır. Şimdiye kadar ülkemiz için hazırlanan enerji-iklim modelleri kapsamında daha önce uluslararası düzeyde hazırlanmış veri tabanlarına (US EPA, UK veri tabanları vb.) ait bilgiler kullanılmış olup, bu tez çalışması kapsamında teknoloji seçeneklerinin ulusal imkanlar göz önüne alınarak seçilmesi ve teknoloji bazındaki parametrelerin de yine bu doğrultuda belirlenmesi amaçlanmıştır. Bu doğrultuda ulusal bazda oluşturulacak olan model alt yapısı kullanılarak çeşitli senaryo analizleri yapılacaktır.

1.2 Tezin Kapsamı

Çalışma kapsamında temel olarak kömür ve biyokütle yakma ve gazlaştırma teknolojileri bazında basınçlı akışkan yatakta yakma, pulverize yakma, süperkritik ve ultrasüperkritik kömür yakma, oksijen yakma, yeraltı kömür gazlaştırma, karbon yakalama ve depolama gibi teknolojiler bazında senaryolar oluşturularak değerlendirmelerin yapılması hedeflenmektedir. Bu doğrultuda tez çalışması kapsamında tamamlanması planlanan iş adımları 5 ana başlık altında toplanmıştır.

I. Türkiye elektrik üretim sektörü hakkında literatür taramasının yapılması ve oluşturulacak olan referans senaryoya girdi sağlayacak verilerin toplanması

Bu başlık altında ülkemizde faaliyet gösteren elektrik üretim santrallerine ilişkin bir veri tabanı oluşturulması amaçlanmıştır. Bu amaçla literatür taraması yapılarak, özellikle Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafınca açıklanan istatistikler ve sektörel planlar incelenecektir. Elektrik üretim sektörü açısından resmi olarak açıklanan hedefler de derlenerek, referans senaryo bazında değerlendirilecektir. Model çalışmasında kullanılan emisyon faktörleri ve hesaplama metodolojileri ulusal (TÜİK, ÇŞİDB çalışmaları) ve uluslararası kaynaklar (IPCC, EPA çalışmaları) göz önüne alınarak belirlenecektir.

II. Yeni enerji teknolojilerine yönelik verilerin üretilmesi

Tez çalışmasının devamında, elektrik üretim sektöründe uygulanabilecek alternatif teknolojilere ilişkin bilgilerin toplanması amaçlanmıştır. Bu aşama çalışmayı ülkemizde gerçekleştirilen diğer çalışmalardan ayıran en önemli aşama olup, genel olarak ülkemiz yerli kaynaklarına uygun yeni teknolojilerin (özellikle yerli kömür yakma ve emisyon kontrolü teknolojilerinin) değerlendirilmesi hedeflenmiştir. Dolayısıyla bu amaçla öncelikle mevcut ve olası teknoloji seçenekleri literatür taraması yoluyla belirlenerek bir teknoloji listesi oluşturulacak, sonrasında çalışma kapsamında asgari olarak çalışılması planlanan teknolojiler olan basınçlı akışkan yatakta yakma, pulverize yakma, süperkritik ve ultrasüperkritik kömür yakma, oksijen yakma, yeraltı kömür gazlaştırma, karbon yakalama ve depolama teknolojileri için bir veri tabanı oluşturulacaktır. Belirlenen bu teknolojilerin ülkemiz yerli kaynakları ile - ki bu durumda kastedilen özellikle yerli linyitler ve biyokütle potansiyelidir - çalışılması durumunda elde edilen verimlilik değerleri, yatırım/işletme/bakım-onarım

maliyetleri, işletme ömrü, hurda değeri gibi çeşitli bilgiler derlenerek referans ve alternatif senaryolara girdi teşkil edecek hale getirilecektir.

III. Referans senaryonunun çalıştırılması ve baz yıl kalibrasyonunun yapılması

Elde edilen veriler ışığında oluşturulan referans senaryo çalıştırılarak elde edilen sonuçlar kalibrasyon prosedürüne tabi tutulacaktır. Kalibrasyon ile amaç belirlenen baz yıl için durum değişkenlerinin (miktar ve fiyat) istatistiki veriler ile tutarlı olmasının sağlanmasıdır. Bu hedefin gerçekleştirilmesi ise modeldeki tüm harici değişkenlerin (örn; yakıt rezervleri, yenilenebilir enerji kaynaklarının elverişliliği, herhangi bir teknolojinin verimliliği, emisyon faktörleri vb.) ayrı ayrı ayarlanması ile olmaktadır. Bu aşama modelin güvenilirliğinin artırılması açısından önem arz etmektedir.

IV. Alternatif senaryoların belirlenmesi ve ek verilerin toplanması

Alternatif senaryoların kapsamı analiz edilmek istenen politika seçenekleri doğrultusunda çeşitlendirilebilmekte olup, bu tez çalışması kapsamında belirlenen alternatif teknolojilerin etkisi toplam 10 adet alternatif senaryo kapsamında değerlendirilecektir. Ayrıca, oluşturulacak senaryolar özelinde gerekli olan ekstra veriler toplanarak, modele girdi sağlayacak hale getirilecektir.

V. Alternatif senaryoların çalıştırılması, sonuçlarının derlenmesi ve yorumlanması

Tez çalışmasının son aşamasında bir önceki iş adımı belirlenen senaryoların modele girilmesi, modelin çalıştırılması ve senaryo bazında sonuçların elde edilmesi sağlanacaktır. Elde edilen sonuçlar ulusal ve uluslararası örnek çalışmalar göz önüne alınarak incelenecek ve yorumlanacaktır.

1.3 Tezin Katkısı

Elektrik üretimi için en uygun ve verimli teknoloji dağılımının seçimi, esas olarak piyasa davranışı, teknolojilerin mevcudiyeti ve uygulamadaki politikalar tarafından yönlendirilmektedir. Bu nedenle, bu tez çalışmasının temel amacı bir enerji sistem modeli kullanarak, Türkiye'nin elektrik üretim sektörü açısından çeşitli teknoloji ve politika seçeneklerinin sera gazı emisyonlarını azaltma potansiyelini araştırmaktır.

Çalışmanın enerji modelleme literatürüne katkısı iki ana başlık altında ifade edilebilir: Birincisi, geliştirilen model dönüşüm teknolojileri, emisyonlar ve maliyetlere ilişkin oldukça detaylı bir ulusal veri seti içermektedir. Bu çalışma ile ülkemiz yerel şartlarını yansıtan bir referans enerji sistemi oluşturularak 2055 yılına kadar gerçekleşmesi beklenen elektrik tüketim miktarları ve buna karşılık oluşması beklenen sera gazı emisyon miktarı elektrik üretim kaynakları ve teknolojileri bazında tahmin edilmiştir. Referans seneryo ve alternatif senaryolar bazında elde edilmesi beklenen sera gazı emisyon azaltım miktarları ve buna karşılık oluşması beklenen maliyetler belirlenmiş, alternatif politika seçeneklerinin emisyon azaltımı ve birim maliyetleri üzerindeki etkileri ortaya konmuştur. İkinci olarak, karar vericilere rehberlik etmek amacıyla farklı politikaların etkisini değerlendirmek için senaryo tabanlı bir yaklaşım kullanılmıştır. Çalışılan azaltım önlemlerinin etkilerinin değerlendirilmesi amacıyla, yakın dönemde ülkemiz yerli enerji kaynaklarının mümkün olduğunca etkin ve verimli kullanımına yönelik olarak karar vericilere destek sağlayacak bir araç oluşturulmuştur.



2. ENERJİ SEKTÖRÜ VE İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ

Bu bölümde iklim değişikliği olgusunun temellerine değinilerek, iklim değişikliği ile mücadele amacıyla küresel ölçekte sürdürülen çalışmalar özetlenmiştir. Enerji üretim sektörünün iklim değişikliğine olan katkısı irdelenerek, dünya ve ülkemiz özelinde bu alanda gerçekleştirilen ve planlanan çalışmalar değerlendirilmiştir.

2.1 Ulusal ve Uluslararası Süreç

İklim değişikliği, doğrudan veya dolaylı olarak insan faaliyetlerine atfedilen, küresel atmosferin bileşimini değiştiren ve karşılaştırılabilir zaman dilimlerinde gözlemlenen doğal iklim değişkenliğine ek olarak iklimde gözlemlenen değişiklikler olarak tanımlanmaktadır. Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (IPCC- Intergovernmental Panel on Climate Change) tarafından hazırlanan Altıncı Değerlendirme Raporu'na göre, küresel ısınmanın mevcut hızıyla artmaya devam etmesi halinde, Akdeniz Bölgesi'ndeki yıllık ortalama ısınmanın yüzyılın sonuna kadar çeşitli senaryolar altında 0,9 ila 5,6°C arasında değişeceği, yağışların ise %4 ila %22 oranında azalacağı öngörülmektedir (IPCC, 2022). Akdeniz Havzası, mevcut durumda küresel ortalamalara kıyasla %20 daha hızlı ısınmakta olup, iklim değişikliğinden en fazla etkilenecek havzalar arasında yer almaktadır (UNEP, 2023). Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS), Birleşmiş Milletler öncülüğünde imzalanan küresel ısınmaya yönelik hükümetlerarası ilk çevre sözleşmesi olup; Sözleşme; insan kaynaklı çevresel kirliliğin iklim üzerinde tehlikeli etkileri olduğunu kabul ederek, atmosferdeki sera gazı oranlarını düşürmeyi ve bu gazların olumsuz etkilerini en aza indirerek belli bir seviyede tutmayı amaçlamaktadır (BMİDÇS, 1992). 194 ülkenin taraf olduğu Sözleşme'ye, ülkemiz 2004 yılında 189. taraf olarak katılım sağlamıştır. BMİDÇS imzaya açıldığı dönemde Türkiye gelişmekte olan bir ülke olmasına rağmen Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (Organisation for Economic Co-operation and Development-OECD) kurucu üyesi olması sebebiyle Sözleşme'nin EK-I ve EK-II listesine (Çizelge 2.1) dahil edilmiştir. Bu sebeple Türkiye ilk etapta Sözleşme'yi imzalamamış ve 1997 yılında EK-I ve EK-II listelerinden çıkma sürecini

başlatmıştır. 2001 yılında gerçekleştirilen 7. Taraflar Konferansı'nda kabul edilen 26/CP.7 sayılı karar ile Türkiye, EK-II listesinden çıkarılmış ve diğer EK-I taraflarından farklı konumu tanınarak EK-I listesinde kalmaya devam etmiştir (Çakmak, E.G., Doğan, T., Hilmioğlu, B., 2017; BMİDÇS, 1992).

Çizelge 2.1 : BMİDÇS EK-I ve EK-II ülkeleri.
(Çakmak, E.G., Doğan, T., Hilmioğlu, B., 2017; BMİDÇS, 1992)

EK-I Ülkeleri		EK-II Ülkeleri	
Avustralya	Litvanya	Avustralya	Japonya
Avusturya	Lüksemburg	Avusturya	Lüksemburg
Belarus	Malta	Belçika	Hollanda
Belçika	Monako	Kanada	Yeni Zelanda
Bulgaristan	Hollanda	Danimarka	Norveç
Kanada	Yeni Zelanda	Avrupa	Portekiz
Hırvatistan	Norveç	Birliği	İspanya
Kıbrıs	Polonya	Finlandiya	İsveç
Çek	Portekiz	Fransa	İsviçre
Cumhuriyeti	Romanya	Almanya	Büyük
Danimarka	Rusya	Yunanistan	Britanya ve
Avrupa	Federasyonu	İzlanda	Kuzey İrlanda
Birliği	Slovakya	İrlanda	Birleşik
Estonya	Slovenya	İtalya	Krallığı
Finlandiya	İspanya		Amerika
Fransa	İsveç		Birleşik
Almanya	İsviçre		Devletleri
Yunanistan	Türkiye		
Macaristan	Ukrayna		
İzlanda	Büyük Britanya		
İrlanda	ve Kuzey		
İtalya	İrlanda Birleşik		
Japonya	Krallığı		
Letonya	Amerika		
Lihtenştayn	Birleşik		
	Devletleri		

Sözleşme kapsamında her yıl düzenlenen Taraflar Konferansı (Conference of the Parties-COP) vasıtası ile ülkelerin sözleşmenin uygulanmasına yönelik kaydettikleri ilerlemeler değerlendirilmekte ve müzakere süreçleri kapsamında anlaşmalar hazırlanmaktadır. Sözleşme bünyesinde üretilen ilk anlaşma olan ve ülkelere sera gazı emisyonlarının azaltımı amacıyla sayısal yükümlülükler getiren Kyoto Protokolü, 2005 yılında yürürlüğe girmiştir. Kyoto Protokolü'ne taraf olan EK-I ülkeleri sayısallaştırılmış salım sınırlama veya azaltım yükümlülüklerini taahhüt etmişler ve 2008-2012 döneminde emisyonlarını 1990 yılı seviyesinin ortalama en az %5 altına indirilmesi zorunluluğu altına girmişlerdir. Türkiye protokole 2009 yılında taraf

olmasına rağmen, protokolün hazırlandığı tarih olan 1997’de BMİDÇS’ne taraf olmaması nedeniyle herhangi azaltım yükümlülüğü altına girmemiştir.

2015 yılında Paris’te 196 ülkenin katılımıyla gerçekleştirilen 21. Taraflar Konferansı sonucunda, Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Tarafları, iklim değişikliğiyle mücadele ve sürdürülebilir düşük karbonlu bir gelecek için gereken eylem ve yatırımların hızlandırılması ve artırılmasına yönelik tarihi bir anlaşmaya varmıştır. Paris Anlaşması ile ülkelerin sera gazı emisyonlarının hızlı ve adil bir şekilde sınırlandırılması ve küresel sıcaklık artışının 2°C’nin üzerine çıkmaması hedeflenmektedir. Kasım 2016’da küresel sera gazı emisyonlarının en az %55’ini oluşturan en az 55 ülkenin anlaşmaya taraf olması ile yürürlüğe giren Paris Anlaşması, ülkemizde ise 6 Ekim 2021’de Türkiye Büyük Millet Meclisi’nde onaylanmıştır. Paris Anlaşması ile ek sistemi (EK-I, EK-II, EK-Dışı) yerine “Gelişmiş Ülkeler” ve “Gelişmekte Olan Ülkeler” sınıflandırmasına geçilmiştir. Dolayısıyla Paris Anlaşması sonrasında hazırlanan tüm metinlerde de bu ifadeler atıfta bulunularak EK-I kavramının geride bırakılması hedeflenmiştir. Paris Anlaşması’na ilişkin diğer önemli noktalar, Ulusal Katkı Beyanı’nın (Nationally Determined Contribution-NDC) her 5 yılda bir güncellenmesi, gelişmiş ülkelerin geliştirmekte olan ülkelere finansal destek sağlaması (100 Milyar \$), taraf ülkelerin yükümlülüklerini yerine getirmedeki ilerlemelerinin 5 yılda bir gözden geçirilmesi (‘global stocktake’) ve gelişmiş ülkeler için mutlak azaltım hedeflerinin belirlenmesi olarak sıralanmaktadır (BMİDÇS, 2022).

Sözleşme’nin yürürlüğe girdiği 1990 yılından bu yana küresel sıcaklık artışında önemli ilerlemeler kaydedilmiştir. Bu çerçevede, 2100 yılı için bilimsel temelli çalışmalar ile tahmin edilen sıcaklık artışı sanayi devrimi öncesindeki döneme kıyasla 2010 yılında 3,7-4,8°C olarak tahmin edilmekteydi. 2015 yılında Paris Anlaşması ve ülkeler tarafınca ortaya konan taahhütler (NDC) sayesinde, beklenen küresel sıcaklık artışı 3,0-3,2°C’ye düşürülmüştür. 2015 sonrasındaki süreçte güncellenen NDC’ler doğrultusunda küresel sıcaklık artışının 2,4-2,6°C’ye ulaşma olasılığının bulunduğu, uzun vadeli planların tam olarak hayata geçirilmesi sonucunda ise sıcaklık artışının 1,7-2,1°C bandında sınırlandırılabilceği gösterilmektedir. Dolayısıyla, iyimser tahminlerin göz önüne alındığı durumda bile küresel ısınmanın 1,5°C ile sınırlandırılmasını mümkün kılacak pencere hızla kapanmaktadır (BMİDÇS_a, 2023).

Küresel ölçekte ortaya konan koşulsuz NDC’lerin uygulanmasıyla birlikte 2030 yılında 2°C ve 1,5°C patikalarına uyum sağlanabilmesi için sırasıyla 15 Gton CO₂e ve 23 Gton

CO₂e seviyesinde yıllık emisyon açığının bulunduğu ve mevcut politikaların ısınmayı 2,8°C'ye yönlendirdiği değerlendirilmiştir. Emisyon açığını kapatmak için, 2030 yılına kadar kömürden elektrik üretiminin sıfıra yakın bir seviyeye ulaşması gerektiği, bunun da mevcut durumdan altı kat daha hızlı bir dönüşüm sürecine karşılık geldiği ve yatırım ihtiyacında mevcut seviyelerin 2 ila 5 katı arasında değişen ve yılda ~300 Milyar 2015 \$US'a tekabül eden bir artışa ihtiyaç duyulduğu hesaplanmıştır (UNEP, 2022).

Paris Anlaşması kapsamında ilk gözden geçirmenin 2023 yılında gerçekleştirilmesi öngörülmüş olup, bu çerçevede Sekretarya tarafınca hazırlanan sentez raporunda, 2050 yılı net sıfır emisyon küresel hedefine ulaşılabilmesi için, 2019 yılı seviyelerine kıyasla 2030 itibarıyla %43, 2035 itibarıyla ise %60 oranında mutlak azaltım yapılması gerektiği ifade edilmektedir. Bu amaçla tüm sektörlerde yenilenebilir enerji kullanımının yaygınlaştırılması ve fosil yakıtların aşamalı olarak kullanımdan kaldırılması, orman alanlarının korunması ve elektrifikasyon, enerji verimliliği ve talep tarafı yönetimi gibi sistem temelli dönüşümlerin hayata geçirilmesi gerektiği belirtilmektedir (BMİDÇS_a, 2023). Sözleşme çerçevesinde son olarak 2023 yılı sonunda Dubai'de gerçekleştirilen 28. Taraflar Konferansı (COP28) kapsamında ülkeler 1,5°C hedefine ulaşmak için fosil yakıtlı enerji sistemlerinden uzaklaşmaya, 2030 yılına kadar toplam yenilenebilir enerji kapasitesini 3 katına çıkarmaya ve küresel enerji verimliliğini 2 katı seviyesinde iyileştirmeye davet edilmiştir. Bu sayede ilk kez 26. Taraflar Konferansı (COP26)'nda kömüre değinen anlaşma, fosil yakıtların geneli için bir azaltım hedefi belirleyerek petrol ve gaz tüketimini de hedeflerine dahil etmiştir. Küresel gözden geçirme kararları ayrıca, ülkelerin daha iddialı hedefler ile güncelleyecekleri ulusal katkı beyanlarını Kasım 2025'te düzenlenecek 30. Taraflar Konferansı (COP30) öncesinde sekretarya ile paylaşmasını önermiştir (BMİDÇS_b, 2023).

2.2 Dünya ve Türkiye için Enerji Üretimi Kaynaklı Sera Gazı Emisyonları

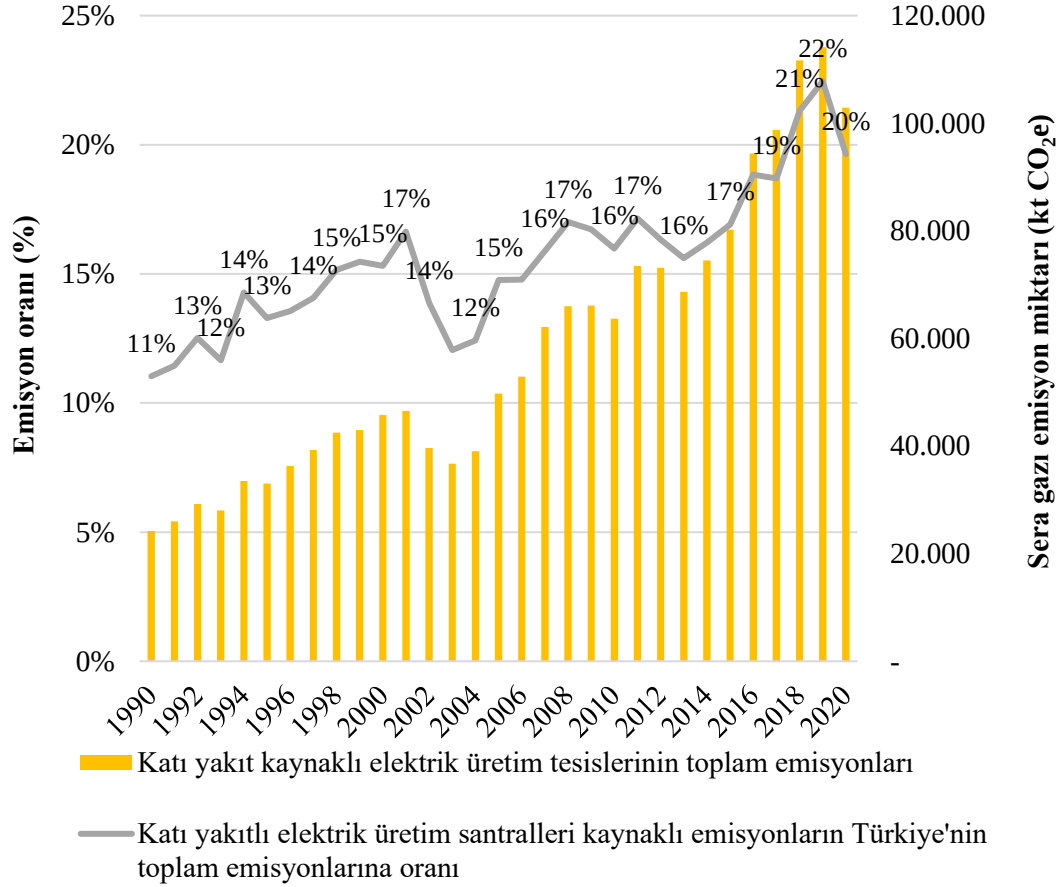
İklim değişikliği ve enerji üretimi arasındaki ilişki oldukça önemlidir. Sanayi devriminden bu yana küresel ekonomiye güç veren fosil yakıtlar sebebiyle enerji ve iklim değişikliği başlıkları politika yapıcılar tarafından, genellikle haklı olarak, ilişkilendirilmektedir. Zira atmosferdeki sera gazı birikiminin temel nedenlerinden biri kömür, petrol, doğal gaz gibi fosil yakıtların özellikle enerji üretimi amacıyla yoğun

bir şekilde kullanılmalıdır. Dolayısıyla rüzgar ve güneş enerjisi, biyokütle enerjisi, hidroelektrik enerji ve nükleer enerji gibi düşük karbonlu veya karbonsuz enerji kaynaklarına geçiş ile ve mevcut enerji üretim tesislerinde verimliliği arttıracak önlemlerin hayata geçirilmesi ile sera gazı emisyonlarının önemli oranda azaltılması mümkün olacaktır. Düşük karbonlu veya karbonsuz enerji üretim kaynakları, fosil yakıtlara göre daha temiz ve çevre dostu bir enerji üretimini desteklerken, yerinde enerji üretiminin teşvik edilmesi ve iletim/dağıtım kaynaklı kayıpların azaltılması için de bir araç olarak kullanılabilir.

Dünya genelinde insan kaynaklı sera gazı emisyonlarının yaklaşık %34'ü (20 Gton CO₂e) enerji üretim sektörü kaynaklıdır (IPCC, 2022). Türkiye'de 2020 yılında toplam sera gazı emisyonu 524 Mton CO₂e olup, bunun %70,2'si enerji üretimi ve tüketiminden kaynaklanmaktadır. Enerji üretim sektörü, 2020 yılında 142,9 Mton CO₂e ile ülkenin toplam emisyonlarının %27,3'üne katkıda bulunmaktadır. Ülkemiz elektrik üretiminde önemli bir paya sahip olan katı yakıtlı elektrik üretim santrallerinden kaynaklanan sera gazı emisyonları 2020 yılı için 102,9 Mton CO₂e seviyesinde olup enerji sektörünün toplam sera gazı emisyonlarının %72'sini oluşturmaktadır (TÜİK, 2022). Dolayısıyla, elektrik üretim sektörü kaynaklı emisyonların azaltımı 2053 net sıfır emisyon hedefine ulaşılması açısından kritik önem taşımaktadır. Ayrıca, düşük karbonlu ya da karbonsuz elektrik, elektrik talebinin her geçen gün arttığı diğer sektörlerdeki sera gazı emisyonlarının azaltımı açısından da önemlidir. Zira diğer sektörlerde de elektrik tüketimini arttıracak teknolojilerin yaygınlaştırılmasına (elektrifikasyon) yönelik küresel ve ulusal ölçekte pek çok çalışma yürütülmektedir. Örneğin, ulaşım sektöründe elektrikli araç kullanımının teşvik edilmesi, konut ve hizmet binalarında ısı pompalarının kullanımının yaygınlaştırılması gibi.

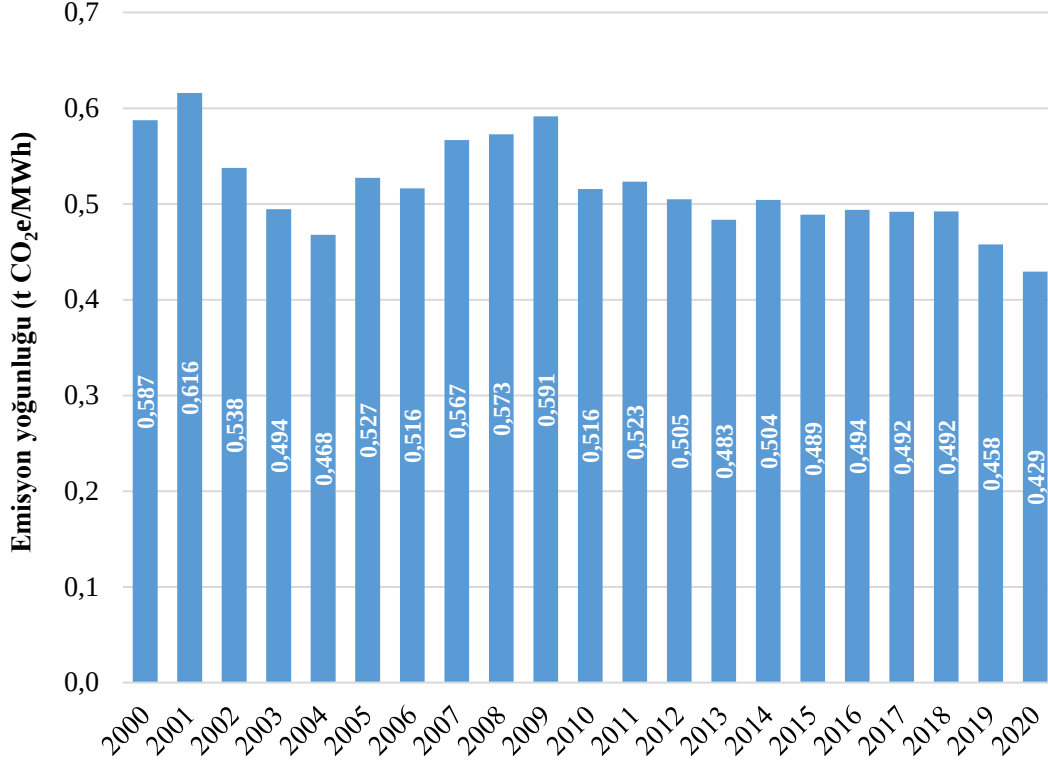
Türkiye özelinde katı yakıtlı elektrik üretim santrallerinden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının 1990-2020 yılları arasındaki değişimi Şekil 2.1'de verilmiştir (TÜİK, 2022). Grafikte meydana gelen dalgalanmalar vasıtasıyla Türkiye'nin 2001, 2008 ve 2011 yıllarında yaşadığı ekonomik krizlerin ve 2020 yılında dünyayı etkisi altına alan COVID-19 pandemisinin etkileri görülmekte olup, elektrik tüketiminin ülkenin ekonomik ve sosyal koşullarıyla doğrudan ilişkili olduğu vurgulanmaktadır. Türkiye'nin hem ekonomik hem de nüfus açısından geçirdiği hızlı gelişim süreci, enerji talebinin buna bağlı olarak da enerji arzında ithalata bağımlılığın artmasına

neden olmuştur. Türkiye'de 2020 yılına kadar üretilen elektriğin neredeyse yarısı doğal gaz ve ithal kömür gibi ithal kaynaklardan temin edilmiş olup, ulusal enerji politikası öncelikli olarak yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına odaklanmaktadır (ETKB, 2022; DB, 2022).



Şekil 2.1 : Türkiye’de bulunan katı yakıtlı elektrik üretim santralleri için sera gazı emisyonlarının değişimi (1990-2020). (TÜİK, 2022)

Elektrik üretim sektörü açısından sera gazı emisyon yoğunluğunun değişimi (Şekil 2.2) incelendiğinde 2000-2020 yılları arasında yaklaşık %27 oranında azaltım sağlandığı görülmektedir (TÜİK, 2022; EİGM, 2021). Türkiye için 2020 yılında 0,429 t CO₂e/MWh olan emisyon yoğunluğu, Avrupa Birliği (AB) ülkeleri ortalaması için 0,238 t CO₂e/MWh, Almanya için 0,348 t CO₂e/MWh, Yunanistan için 0,397 t CO₂e/MWh seviyesindedir. Elektrik üretim sektöründe kömür yakıtlı santrallerin ağırlıkta olduğu Estonya ve Polonya için ise emisyon yoğunluğu sırasıyla 0,659 ve 0,721 t CO₂e/MWh seviyesindedir (EEA, 2023).



Şekil 2.2 : Türkiye elektrik üretim sektörü sera gazı emisyon yoğunluğunun değişimi (2000-2020). (TÜİK, 2022; EİGM, 2021)

Küresel ölçekte elektrik üretim sektörünün emisyon yoğunluğu üzerine yapılan bir kıyaslama çalışmasına göre, 2019 itibarıyla 0,463 t CO₂/MWh seviyesinde olan değerlerin 1,5°C ile uyumlu bir emisyon azaltımı hedefi için 2030 yılında 0,087-0,125 t CO₂/MWh aralığında emisyon yoğunluğunun hedeflenmesi gerekeceği belirtilmektedir. Bu hedeflerin sağlanabilmesi amacıyla, 2030 yılında yenilebilir ya da sıfır emisyonlu enerji kaynaklarından üretilen elektriğin oranının 2030 yılında %55-65 oranında, 2050 yılında ise %77-100 oranında olması gerektiği değerlendirilmektedir (Grubb, M., Drummond, P., Hughes, N., 2020).

2.3 Sera Gazı Emisyonlarının Azaltımına Yönelik Çalışmalar

Güvenli ve çeşitliliği yüksek birincil enerji arzının oluşturulması, enerji iletim ve dağıtımı açısından güvenilir bir altyapının kurulması, enerji fiyatlarında makul ve istikrarlı bir dengenin sağlanması ve çevresel açıdan sürdürülebilir enerji üretim yöntemlerinin kullanılması, ulusal enerji politikaları şekillendirilirken göz önüne alınan temel hedeflerdir. Bu amaçla elektrik üretim altyapısının düşük karbonlu veya karbonsuz enerji kaynakları ile zenginleştirilmesi ilk olarak hayata geçirilebilecek adımlar arasında yer alırken, gelecek dönem açısından sera gazı emisyonu azaltma

maliyetlerini düşürecek teknolojik ve altyapısal gelişmenin teşvik edilmesi de önem arz etmektedir. İklim dostu enerji politikaları temel olarak, enerji verimliliğinin artırılması, yenilenebilir enerji teknolojileri kullanımının artırılması, düşük emisyonlu enerji teknolojilerinin (örn; kömür veya petrol yerine doğal gaz) kullanımının teşvik edilmesi ve yeni enerji teknolojileri konusunda Ar-Ge (araştırma ve geliştirme) projelerinin desteklenmesi olmak üzere dört alana odaklanmaktadır.

2024-2028 yıllarını kapsayan 12. Kalkınma Planı'nın temel hedeflerinden biri Türkiye'nin enerjide merkez ülke haline gelmesi olup, enerji sektörü açısından kısa vadede belirlenen temel hedefler arasında 2028 yılında toplam elektrik enerjisi talebinin 430 TWh seviyesinde yükselmesi, kurulu kapasitenin 136 GW seviyesine yükselmesi ve bunun %13'ünün rüzgar, %22'sinin ise güneş enerjisi santrallerinden oluşması bulunmaktadır. Bu hedeflerin gerçekleştirilmesi ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretiminin toplam içindeki payının %50'ye yükseleceği, yerli kaynaklara dayalı elektrik üretiminin toplam içindeki payının ise %75 seviyesine ilerleyeceği öngörülmektedir. Ayrıca 2028 itibarıyla batarya depolama kapasitesinin 5 GW'a yükseltilmesi hedeflenmektedir (SBB, 2023).

Plan'da bu hedeflere ulaşılabilmesi amacıyla belirlenen politikalar arasında, enerji arz güvenliğinin sağlanması amacıyla yerli kömür kullanımına devam edilmesi, mevcut kömür yakıtlı santrallerde rehabilitasyon çalışmaları yürütülerek çevresel etkilerin azaltılması ve verimliliğin iyileştirilmesi, kömürden hidrojen, metanol ve amonyak gibi alternatif ürünlerin eldesi ve temiz kömür teknolojileri konusunda Ar-Ge projelerinin desteklenmesi yer almaktadır. Ayrıca Akkuyu Nükleer Güç Santrali'nin tüm ünitelerinin devreye alınması, küçük modüler reaktör, ileri nesil reaktörler ve füzyon teknolojileri konularında Ar-Ge çalışmalarının desteklenmesi yönünde eylemler de belirlenmiştir. Yerli doğal gaz kaynaklarının kullanımına yönelik olarak Karadeniz'de tespit edilen Sakarya Gaz Sahası'na değinilmiş olup, Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama projesi kapasitesinin 8,8 Milyar m³ seviyesine yükseltilmesi planlanmaktadır (SBB, 2023).

Bu alanda hazırlanmış bir diğer çalışma olan, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 2019-2023 Stratejik Planı'nda ise sürdürülebilir enerji arz güvenliği ve enerji verimliliği temaları ön plana çıkmaktadır. Plan dönemi sonu için güneş, rüzgar, hidroelektrik, jeotermal/biyokütle ve yerli kömür enerjisine dayalı termik santraller için sırasıyla 10 GW, 11,8 GW, 32 GW, 2,8 GW ve 11,6 GW seviyelerinde kapasite

hedefleri konulmuştur. Plan kapsamında ayrıca Ar-Ge projelerinin arttırılmasına yönelik hedefler de belirlenmiş olup, yerli kömür kaynaklarının kullanımına ilişkin temiz kömür teknolojilerinin (gazlaştırma, sıvılaştırma vb.) geliştirilmesi özellikle karbon yakalama, kullanma ve depolama (CCUS) ile entegre gazlaştırma kombine çevrim (IGCC) teknolojilerine yönelik işbirliklerinin arttırılması yönünde stratejiler oluşturulmuştur (ETKB, 2019).

Enerji verimliliği konusu özelinde oluşturulan Enerji Verimliliği Strateji Belgesi (2012-2023) çerçevesinde, plan dönemi sonunda ülkemiz için gayri safi yurt içi hasıla (GSYİH) başına tüketilen enerji miktarının 2011 yılındaki seviyesine kıyasla en az %20 seviyesinde azaltılması hedeflenmiştir. 2022 yılı itibariyle ulaşılan nokta incelendiğinde, birincil enerji yoğunluğunun 2010 yılındaki 0,172 TEP/bin 2015 \$US seviyesinden 0,141 TEP/bin 2015 \$US seviyesine gerilediği ve %18 oranında azaltım sağlandığı görülmektedir (ETKB_a, 2022).

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafınca, 2022 yılı sonunda yayımlanan Türkiye Ulusal Enerji Planı, ülkemiz 2053 Net Sıfır Emisyon hedefini esas alarak 2035 yılına kadar elektrik üretim ve talep sektörlerine ilişkin aktiviteleri tahmin etmektedir. Rapor kapsamında oluşturulan senaryoya göre, 2035 yılında elektrik tüketiminin 510,4 TWh'e ulaşacağı, enerji yoğunluğunun %35,3 oranında azalacağı, toplam kurulu kapasitenin 189,7 GW seviyesinde olacağı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payının %64,7'ye yükseleceği tahmin edilmektedir. Planda 2035 yılı itibariyle doğal gaz karışımı içindeki hidrojen payının %3,5'e ulaşacağı, elektrolizör kurulu kapasitesinin 3,5 GW'a yükseleceği, batarya depolama kapasitesinin ise 7,5 GW seviyesine ulaşacağı ifade edilmektedir (ETKB_b, 2022).

Ülkemizin hidrojen teknolojileri konusundaki stratejisini ve yol haritasını belirlemek adına Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafınca hazırlanan dokümanda, yeşil hidrojen üretim maliyetini 2035 ve 2053 yıllarına kadar sırasıyla 2,4 \$US/kgH ve 1,2 \$US/kgH seviyelerinin altına düşürülmesi ve elektrolizörün kurulu güç kapasitesinin 2030, 2035 ve 2053 yıllarında sırasıyla 2 GW, 5 GW ve 70 GW seviyelerine ulaştırılması hedeflenmiştir. Bu kapsamda elektrolizör ve yakıt hücresi teknolojilerinin yerleştirilmesi amacıyla Ar-Ge çalışmalarının desteklenmesi, yerli kaynaklardan (örn; organik atıklardan ve linyitten gazlaştırma yolu ile) hidrojen üretimine yönelik teknolojilerin geliştirilmesi, pompaj depolamalı hidroelektrik

santral uygulamalarının hayata geçirilmesi gibi çözüm önerileri geliştirilmiştir (ETKB, 2023).

Enerji sektörünün düzenlenmesine yönelik olarak oluşturulmuş diğer politika dokümanları ise şu şekilde sıralanmaktadır:

- 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu (2001)
- 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (2005)
- 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu (2007)
- 5686 sayılı Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu (2007)
- 5710 sayılı Nükleer Güç Sanatlarının Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun (2007)
- 28097 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelik (2011)
- 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (2013)
- 28782 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmeliği (YEKDEM) (2013)

Literatürde sivil toplum kuruluşları tarafından yayınlanan ve Türkiye için düşük karbonlu kalkınma yolları hakkında farklı görüşler sunan çeşitli raporlar da bulunmaktadır. Yakın tarihli bir rapor, Türkiye'nin enerji sektörünün gelişimi için hem ekonomik hem de iklim direncinin yanı sıra çevreyi de dikkate alan kapsamlı bir yol haritasına ihtiyacı olduğunu vurgulamaktadır. Raporda ele alınan Net-Sıfır 2053 senaryosu, toplam karbon emisyonlarının 2025 yılında zirve yapacağını ve 2035 yılında 2020 seviyelerine kıyasla %65 oranında düşüş göstereceğini varsaymaktadır ve bu düşüşü temel olarak kömür ve linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinin 2040 yılından önce tamamen devre dışı bırakılmasına bağlanmaktadır. Öte yandan, elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynakların toplam kapasitesinin mevcut potansiyellerin ötesine geçmesi beklenmektedir. Örneğin, güneş enerjisi paneline dayalı elektrik üretim tesisleri kapasitesinin 2035 ve 2055 yıllarında sırasıyla 57 GW ve 220 GW olması, kara tipi rüzgar santrali kurulu kapasitesinin ise 2035 ve 2055 yıllarında sırasıyla 38 GW ve 120 GW olması beklenmektedir (SHURA, 2023).

Türkiye'nin 2040 yılı için enerji görünümünü ortaya koyan bir başka çalışmada, rüzgar ve güneş enerjisinin toplam kurulu gücünün sırasıyla 31,6 GW ve 39,6 GW'a

ulaşabileceği varsayılmaktadır. Kömüre dayalı kapasitenin yüzdesi, ithal kömürle çalışan santrallerin çoğunlukla emekliye ayrıldığı referans senaryoya kıyasla 2040 yılında %15'ten %10'a düşerek yenilenebilir enerji kaynaklarının ve nükleer santrallerin yaygınlaşmasına yol a  acağı tahmin edilmektedir (IICEC, 2020).





3. SERA GAZI EMİSYON AZALTIMININ MODELLENMESİ

Sera gazı emisyonlarının azaltımına yönelik çeşitli politikaların ekonomik ve teknik açıdan değerlendirilmesi amacıyla farklı modeller kullanılmakta olup, bu modeller genel olarak enerji, ekonomi ve çevre modelleri (energy, economy, environment models-E3M) olarak adlandırılmaktadır. Bu kapsamda Avrupa Birliği, Amerika ve ülkemizde gerçekleştirilen başlıca çalışmalar ilerleyen bölümlerde açıklanmıştır.

3.1 Enerji-Ekonomi-Çevre Modelleri

Ekonomik büyüme ile birlikte sera gazı emisyonlarında azaltımın sağlanabileceği bir enerji sektörü planlanması için sistemin tümünü ele alan modelleme yaklaşımlarının kullanılması gerekmektedir. Sera gazı emisyonlarının azaltılmasına yönelik politikaların ekonomik ve teknik değerlendirmesi için, yaklaşımlarına göre yukarıdan aşağıya (top-down), aşağıdan yukarıya (bottom-up) ve hibrit modeller veya uyguladıkları yöntemlere göre simülasyon, optimizasyon, denge modelleri olarak sınıflandırılacak çeşitli modeller uygulanmaktadır. Her modelleme yaklaşımı farklı bir odağa sahip olup, yukarıdan aşağıya modeller enerji talebi ve arzını ekonomik büyüme, yapısal değişim veya istihdam üzerindeki etkileriyle birlikte tahmin etmektedir. Genellikle mühendislik yaklaşımı olarak da adlandırılan aşağıdan yukarıya modeller ise yeni teknolojilerin ve politikaların ekonomik uygulanabilirliği hakkında öngörü sağlamaktadır. Bazı durumlarda ise hem ekonomide beklenen uzun vadeli değişiklikler hem de teknolojik gelişimin etkilerini değerlendirmek için bu iki model yaklaşımını entegre eden hibrit modeller uygulanabilmektedir (Herbst, A., Toro, F., Reitze, F., Jochem, E., 2012; Ringkjøb, H.S., Haugan, P.K., Solbrekke, I.M., 2018; Bhattacharyya, S.C., Timilsina, G.R., 2010).

Uygulanan modelleme yöntemlerinden biri olan *simülasyon modelleri*, teknolojik seçimlerin gelir, nüfus, alan kullanımı, taşıt-km, politikalar ve enerji fiyatları gibi bir dizi değişkene bağlı olarak belirlendiği aşağıdan yukarıya modellerdir. Simülasyon modellerinin basit versiyonları arasında sınıflandırılan ‘Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP)’ ve ‘Model for Analysis of Energy Demand

(MAED)’ gibi modeller, politika yapıcılarının kararlarını açıkça modellemek yerine önceden tanımlanan bir senaryonun sonuçlarını ortaya koymaktadır. Bu modeller, nihai enerji sektörlerinin gelecekteki enerji talebini ve ilgili emisyonları tahmin etmek için yaygın olarak uygulanmaktadır. Öte yandan *optimizasyon modelleri*, maliyetleri ve talepleri dengede tutarak belirli kısıtlar altında minimum maliyetle belirli bir hedefe ulaşmak için uygulanacak en uygun teknoloji seçenekleri setini belirlemeye çalışmaktadır. Optimizasyon modellerinin ilk örneklerinden olan ‘Market Allocation Model (MARKAL)’ modeli, dinamik modelleme yaklaşımı ile enerji arz ve talebini bölge, ülke ve küresel ölçekte analiz edebilmektedir. MARKAL model ailesinden türetilen ‘The Integrated MARKAL-EFOM System (TIMES)’ modeli ise, MARKAL modelinden farklı olarak esnek zaman aralıkları, esnek proses tanımlamaları, çıktı bazlı değişkenler, iklime bağlı denklemler gibi farklı özellikler sunmaktadır (Herbst, A., Toro, F., Reitze, F., Jochem, E., 2012; Ringkjøb, H.S., Haugan, P.K., Solbrekke, I.M., 2018).

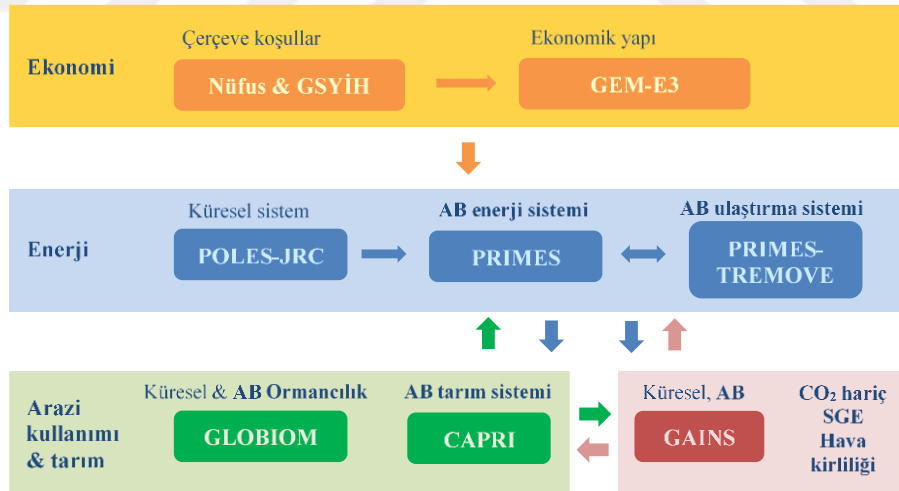
Enerji sistem modellerinin uygulanabilmesi amacıyla pek çok farklı bilginin yer aldığı bir veri tabanının oluşturulması gerekmektedir. Modeller özellikle teknoloji seçeneklerine ilişkin detaylı maliyet ve verimlilik öngörülerine ihtiyaç duymaktadır. Bunun dışında makroekonomik göstergelerin ve taleplerin büyümesine ilişkin tahminlerin de modellemeyi gerçekleştirilecek kişiler tarafından ortaya konması gerekmektedir (Şekil 3.1).



Şekil 3.1 : Enerji sistem modeli isterleri.

3.2 Avrupa Birliği'nde Mevcut Durum

Avrupa Birliği (AB), iklim değişikliğine yönelik politika analizlerinin gerçekleştirilebilmesi amacıyla entegre bir yaklaşım geliştirmiştir. Bu amaçla 2006-2013 yılları arasında “European Consortium for Modelling of Air Pollution and Climate Strategies (EC4MACS) Projesi” gerçekleştirilmiştir. Proje kapsamında halihazırda çeşitli amaçlarla kullanılmakta olan modeller arasındaki bağlantıların kurulması amaçlanarak, sera gazları ve diğer hava kirleticilerine yönelik politika analizlerinin gerçekleştirilmesine ve kontrol stratejilerinin belirlenmesine yönelik bir sistem oluşturulmuştur. Bu sistemin güncel hali Şekil 3.2’de ana hatlarıyla belirtilmekte olup, sistem kapsamında PRIMES (maliyet kaynaklı market denge sistemi enerji modeli), TREMOVE (ulaştırma sektörü talep tahmin modeli), CAPRI (tarımsal üretim denge modeli), GLOBIOM-G4M (ormancılık, tarım ve biyokütle sektörleri denge modeli), GAINS (hava kirleticileri-sera gazları etkileşim modeli), GEM E3 (makro-ekonomik etki modeli), POLES-JRC (küresel enerji ve iklim politikalarının değerlendirildiği model) gibi çeşitli modellerin entegre bir şekilde çalışması sağlanmaktadır (EC4MACS, 2016; EC, 2023).



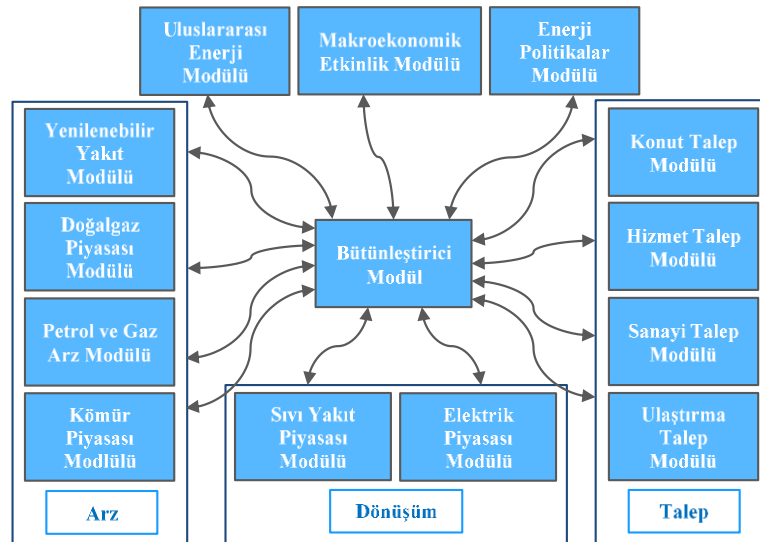
Şekil 3.2 : AB güncel model yapısı. (EC4MACS, 2016; EC, 2023)

Mevcut modelleme yaklaşımı AB NDC’si ve uzun vadeli hedeflerinin belirlenmesi amacıyla kullanılmıştır. Güncel AB NDC’sinde, toplam sera gazı emisyonlarında (yutaklar dahil) 2030 yılında 1990 seviyelerine kıyasla en az %55 oranında mutlak azaltım sağlanacağı öngörülmektedir. Arazi kullanımı ve arazi kullanım değişikliği sektörünün sağladığı net yutak kapasitesinin ise 2030 yılı itibariyle 310 Mton CO₂/yıl

seviyesine çıkarılması hedeflenmektedir. Birliğin uzun vadeli hedefi ise Avrupa kıtasının 2050 yılında ilk karbon nötr kıta olması ve 2050 sonrasında negatif emisyonlara ulaşabilmesidir (EU, 2023).

3.3 Amerika Birleşik Devletleri’nde Mevcut Durum

Amerika Birleşik Devletleri’nde ulusal sera gazı emisyon projeksiyonları çalışmaları EPA (US Environmental Protection Agency) tarafından koordine edilmekte olup, enerji tüketimi kaynaklı sera gazı emisyonlarının projeksiyonu ABD tarafından 1993 yılında geliştirilmiş olan Ulusal Enerji Modelleme Sistemi (The National Energy Modelling System-NEMS) tarafından gerçekleştirilmektedir. Model genel olarak iç enerji piyasalarında gerçekleştirilen faaliyetleri (enerji üretimi, dönüşümü ve tüketimi) temsil etmekte olup, arz-talep projeksiyonlarını farklı modüllerde oluşturmakta, bunların başka bir modülde ise ilişkilendirilmesini sağlamaktadır (Şekil 3.3) (EIA_a, 2023; US EPA, 2013). NEMS modeli aynı zamanda Amerika Birleşik Devletleri’nin enerji tüketim projeksiyonlarının yapılması amacıyla da kullanılmaktadır (AEO, 2023). NEMS modeli EPA tarafından gerçekleştirilen çalışmalar ile dönem dönem güncellenmekte olup, bu güncellemeler hazırlanan model dökümantasyon raporları ile kamuoyunun bilgisine sunulmaktadır (EIA_b, 2023). Elektrik sektörü için en güncel model dökümantasyon raporu 2022 yılı Eylül ayında yayınlanmıştır (EIA_a, 2022).



Şekil 3.3 : NEMS model yapısı. (EIA_a, 2023; US EPA, 2013)

Modelleme çalışmaları doğrultusunda oluşturulan ABD NDC'sinde net sera gazı emisyonlarının 2030 yılında 2005 yılı seviyelerine kıyasla %50-52 oranında azaltılması hedeflenmektedir. Bu hedefle uyumlu olarak mevcut durumda %19 oranında yenilenebilir kaynaklara dayalı olan elektrik üretim sektörünün 2035 yılı itibariyle sıfır karbonlu hale getirileceği de taahhüt edilmiştir (US, 2021).

3.4 Diğer Uluslararası Çalışmalar

Moghani ve Archer (2022), ulaşımda elektrifikasyon ve yenilenebilir enerji üretim teknolojilerinin kullanımının artmasıyla önemli ölçüde azalması beklenen ozon kirliliğine, elektrik üretim sektöründeki emisyon azaltım stratejilerinin etkisini değerlendirmiştir (Moghani, M., Archer, C.L., 2022). Yuan ve Zhao (2016), teknolojik gelişmelerin CO₂ emisyonları üzerindeki etkilerini anlamak için bir girdi-çıkı (input-output) modeli kullanmış ve elektrik üretimi gibi yüksek enerji talebi bulunan sektörlerin azaltım hedeflerine ulaşmak için daha fazla teknolojik desteğe ihtiyaç duyduğunu göstermiştir (Yuan, R., Zhao, T., 2016). İbrahim ve Ayomoh (2022), Nijerya'nın elektrik üretim sektörü için, enerji üretim maliyetleri ve CO₂ emisyonlarını azaltmayı ve istihdamı arttırmayı amaçlayan bir çok amaçlı optimizasyon modeli oluşturmuş, 2050 yılında baraj tipi hidroelektrik santral, güneş paneli, termal güneş kollektörü, nükleer santral, gaz türbini ve kombine çevrim santrali ve dizel jeneratörü gibi teknolojilerin ön planda olacağı öngörülmüştür (İbrahim, H.A, Ayomoh, M.K., 2022). Kumar ve diğ. (2022), Hindistan'da elektrik alım anlaşmalarının birim elektrik maliyeti ve emisyonlar üzerindeki etkilerini TIMES optimizasyon modelini kullanarak analiz etmiş ve alım garantileri sayesinde verimsiz ve eski santrallerin avantajlı konuma geldiğini ve anlaşmalar nedeniyle elektrik üretim maliyetlerinin %26 oranında arttığını değerlendirmiştir (Kumar, P., Mishra, T., Banerjee, R., 2022). Li ve diğ. (2022), Kaliforniya özelinde sera gazı ve diğer hava kirletici emisyonlarının azaltımının değerlendirilebileceği bir TIMES modeli oluşturmuş, altı senaryo bazında sonuçları analiz etmiştir. Buna göre, en yüksek oranda sera gazı emisyon azaltımının hedeflendiği senaryoda hava kalitesinin de önemli ölçüde iyileştirilebileceği ve sağlık harcamalarında yıllık 20 milyar US \$ seviyesinde tasarrufun sağlanabileceği belirlenmiştir (Li, Y., Yang, C., Li, Y., Kumar, A., Kleeman, M.J., 2022). Musonye ve diğ. (2021), Kenya elektrik üretim sektöründe karbon emisyonlarının sınırlandırılmasının elektrik üretim kaynakları ve birim maliyetler üzerindeki etkilerini

TIMES modeli kullanarak değerlendirmiş, yenilenebilir enerji teknolojilerinin yoğunlukla kullanıldığı senaryoda sera gazı emisyonlarının azaldığını ancak birim elektrik üretim maliyetlerinin de arttığını tespit etmiştir (Musonye, X.S., Davíðsdóttir, B., Kristjánsson, R., Ásgeirsson, E.I., Stefánsson, H., 2021). Roth ve diğ. (2020), TIMES modelini ABD özelinde CO₂ vergisi uygulamalarının etkilerini değerlendirmek amacıyla kullanmış, düşük seviyede vergi uygulamalarının sektörün dönüşümü göz önüne alındığında daha yüksek toplam maliyete sebebiyet vereceğini değerlendirmiştir (Roth, M. B., Adams, P. J., Jaramillo, P., Muller, N. Z., 2020). Coppens ve diğ. (2022), Belçika'nın Valon Bölgesi'nde %55 emisyon azaltımının yaratacağı etkileri incelemek için TIMES-Wal modelini oluşturmuştur (Coppens, L., Gargiulo, M., Orsini, M., Arnould, N., 2022). Nijs ve diğ. (2018), düşük karbonlu enerji teknolojilerinin Avrupa Birliği'nin iklim ve enerji hedefleri üzerindeki etkisini JRC-EU-TIMES modeli aracılığıyla değerlendirmiş ve elektrik üretim sektöründe açık deniz rüzgar santralleri ve sektörel elektrifikasyon ile birlikte desantrilize fotovoltaiklin hızlı bir şekilde gelişeceğini göstermiştir (Nijs W., Ruiz Castello P., Tarvydas D., Tsiropoulos I., Zucker A., 2018).

3.5 Türkiye’de Günümüze Kadar Yapılan Çalışmalar

Enerji sektörü planlamasına yönelik çalışmalar, sera gazı emisyon projeksiyonu çalışmalarının da temelini oluşturmakta olup ülkemizde bu kapsamda ilk resmi çalışma 1984 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nca gerçekleştirilmiştir. Bu çalışma kapsamında MAED (Model for Analysis of Energy Demand) ve WASP III (Wien Automatic System Planning) isimli simulasyon modelleri kullanılmıştır (Ozer, B., 2014; Ediger, V.S., Tatlıdil H., 2002). MAED modeli uzun bir süre resmi olarak ülkemiz enerji talebinin modellenmesi amacıyla kullanılmış olup, bu amaçla gerek nüfus, GSYİH gibi çeşitli parametrelere bağlı ekonomik değerlendirmeleri içeren yukarıdan aşağı modeller, gerekse yakıt, teknoloji ve politika bilgileri çerçevesinde fayda-maliyet analizlerinin gerçekleştirildiği aşağıdan yukarı modeller kullanılarak çeşitli çalışmalar da gerçekleştirilmiştir (Bhattacharyya, S.C., Timilsina, G.R., 2010).

Ceylan ve Öztürk (2004), Genetik Algoritma (GA) yaklaşımını kullanarak toplam elektrik tüketimi ile gayrisafi milli hasıla, nüfus, ithalat ve ihracat arasındaki ilişkiyi değerlendirmiş ve 2025 yılı talep tahminlerini gerçekleştirmiştir (Ceylan, H., Ozturk, H.K., 2004). Ediger ve diğ. (2006), 1950-2003 yılları için temin edilen tarihsel

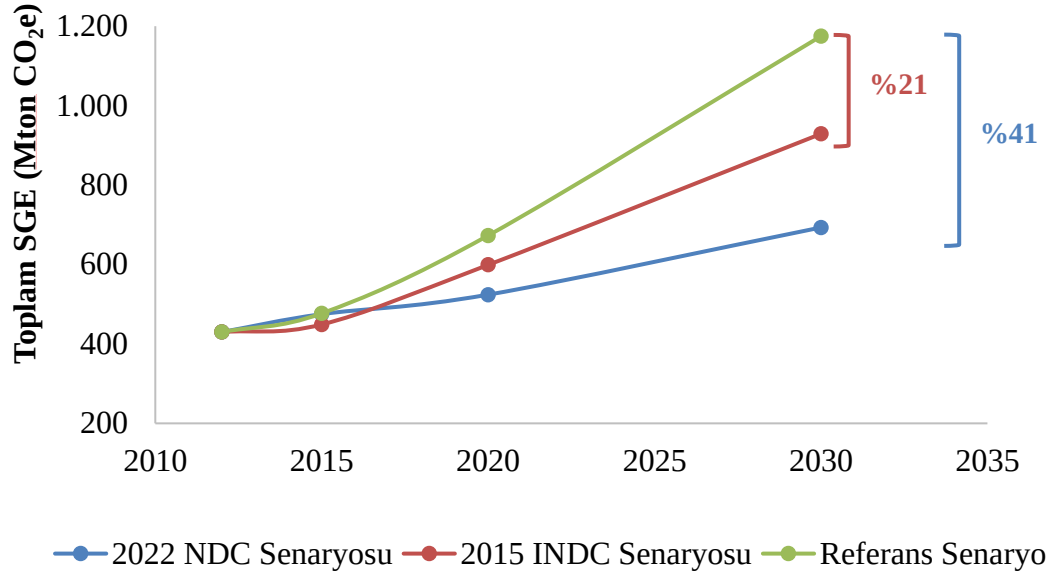
verilerden yararlanarak ve regresyon analizi, ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) gibi yöntemler vasıtasıyla 2004-2040 yılları aralığı için fosil yakıt üretim miktarlarını tahmin etmiştir (Ediger, V.Ş., Akar, S., Uğurlu, B., 2006). Kumbaroglu ve diğ. (2008), ekonomik denge modeli kullanarak, çeşitli politika önlemlerinin CO₂ miktarı, GSYİH artışı ve yenilenebilir elektrik üretim teknolojileri üzerindeki etkisini belirlemiştir (Kumbaroglu, G., Karali, N., Arıkan, Y., 2008). Sulukan ve diğ. (2010), MARKAL modelini kullanarak ülkemiz için 2005 yılı referans enerji sistemi oluşturmuş, 2005-2020 yılları aralığı için sektörel bazda enerji taleplerini belirlemiştir (Sulukan, E., Saglam, M., Uyar, T.S., Kırıldog, M., 2010). Saysel ve Hekimoğlu (2010), Türkiye enerji sektörü için bir dinamik simülasyon modeli geliştirmiş ve bu kapsamda fosil yakıt bazlı çalışan santrallerin devreden çıkarılması durumunda elde edilebilecek CO₂ azaltım miktarlarını belirlemiştir (Saysel, A.K., Hekimoglu, M., 2010; Saysel, A.K., Hekimoglu, M., 2013). Arı ve Köksal (2011), 2001-2008 yılları arasında ülkemizde faaliyet gösteren enerji tesislerince üretilen toplam sera gazı miktarını IPCC metodolojisini baz alarak belirlemiş ve 2009-2019 yılları arası kapasite tahminlerine göre emisyon projeksiyonlarını gerçekleştirmiştir (Ari, I., Aydınalp Köksal, M., 2011). Aslanoğlu ve Köksal (2012), 2001-2020 yılları arası mevcut ve planlanan elektrik üretim miktarını ve buna bağlı CO₂ emisyonunu bölgesel olarak belirlemiştir (Aslanoglu, S.Y., Köksal, M.A., 2012).

Küresel ısınmayı 1,5°C'nin altında tutmaya yönelik küresel çabalara katkıda bulunma potansiyelini ele almak için Türkiye'deki elektrik üretim altyapısının geleceğini tahmin etmek amacıyla çeşitli araştırma çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Özer ve diğ. (2013), enerji-çevre temelli bir simülasyon modeli olan 'Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP)' modelini kullanarak 2006-2030 yılları arası için Türkiye'nin elektrik sektörü açısından sera gazı emisyon azaltım potansiyelini değerlendirmiş ve 2030 yılı için %24,5 seviyesinde bir azaltım potansiyeli gerçekleştirilebileceğini öngörmüştür. Ancak azaltım senaryosu çatı tipi güneş enerjisi santralleri gibi mevcut durumda yaygın olarak uygulanan bazı teknolojileri değerlendirmemiştir (Ozer, B., Gorgun, E., Incecik, S., 2013). Arı ve Aydınalp Köksal (2011), Türkiye'nin elektrik üretim sektöründen kaynaklanan CO₂ emisyonlarını mevcut durum ve yakın vade için tahmin etmiş, ancak bu değerlendirmede elektrik üretim santralleri için öngörülen kapasite artışları dikkate alınarak mevcut teknoloji imkanları ve bunlara ilişkin

maliyetlerin etkisini değerlendirmemiştir (Ari, I., Aydinalp Koksal, M., 2011). Kat ve diğ. (2018) ulusal ekonomi açısından Hesaplanabilir Genel Denge (Computable General Equilibrium-CGE) modelini oluşturmuş ve Türkiye'nin NDC'sine 2030 yılında ton CO₂e başına 50 \$ civarında bir karbon fiyatlandırması ve gayri safi yurtiçi hasılanın yaklaşık %1'i kadar bir ekonomik maliyetle ulaşılabileceğini ngrmştr (Kat, B., Paltsev, S., Yuan, M., 2018). Işık ve diğ. (2021), bir ayrıştırma yöntemi kullanarak Türkiye'nin enerji sektöründen kaynaklanan CO₂ emisyonlarının azaltılması için temel faktörlerin fosil yakıtların payı ve verimlilik olduğunu tespit etmiştir (Isik, M., Ari, I., Sarica, K., 2021). Çalıkoğlu ve Aydinalp Köksal (2023), LEAP modeli kullanarak gerçekleştirdikleri çalışmada %40 seviyesinde azaltımın hedeflendiği senaryoda toplam maliyetlerin sınırlı seviyede artış gösterdiğini değerlendirmiştir (Calikoglu, U., Aydinalp Koksal, M., 2023).

Bunlar dışında ülkemiz sera gazı emisyon projeksiyonlarının yapılması ve iklim değişikliği ulusal katkı beyanının belirlenmesi amacıyla gerçekleştirilen çalışmalar kapsamında TIMES modeli kullanılmıştır. Hazırlanan model çerçevesinde enerji tüketim sektörü elektrik üretimi, sanayi, binalar, ulaştırma atık, tarım ve arazi kullanımı, arazi kullanım değişikliği ve ormancılık başlıkları altında ele alınmıştır (UB, 2016; TR, 2023).

Paris Anlaşması'nın kabul edildiği COP21 öncesinde, ülkeler hazırladıkları sera gazı emisyonu azaltımına ilişkin iyi niyet beyanlarını (Niyet Edilen Ulusal Katkı Beyanı- Intended Nationally Determined Contribution-INDC) BMİDÇS Sekreteryası'na iletmiştir. Ülkemiz için de bu dönemde 2012 yılı referans alınarak yapılan projeksiyon çalışması sonucunda toplam emisyonların %21 oranında azaltılacağı taahhüt edilmiştir. Emisyonların artışı üzerinden yani referans senaryoya kıyasla azaltımı temel alan bu değerlendirme, 2023 yılında yayımlanan Güncellenmiş Ulusal Katkı Beyanı ile revize edilerek %41 seviyesinde ilerletilmiştir. Buna göre 2030 yılında referans senaryoya kıyasla yaklaşık 480 Mton CO₂e seviyesinde sera gazı emisyon azaltımının sağlanacağı öngörülmektedir (şekil 3.4) (UB, 2016; TR, 2023).



Şekil 3.4 : Türkiye için açıklanan resmi sera gazı emisyon projeksiyonları.
(UB, 2016; TR, 2023)

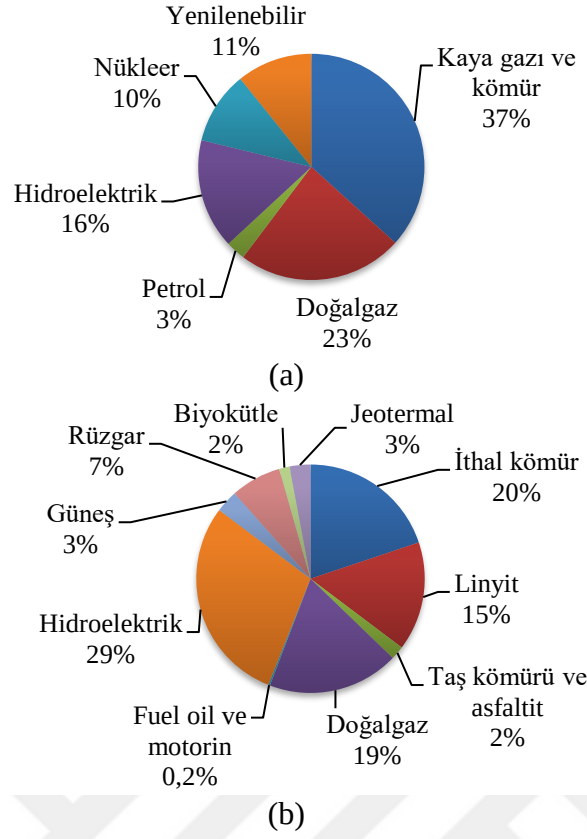
Güncel NDC’de ülkemizin 2053 net sıfır emisyon hedefi teyit edilerek, emisyonların en geç 2038 yılında zirve seviyelerine ulaşacağı ifade edilmiştir. NDC için oluşturulan modelleme çalışmasında enerji sektörü özelinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nca açıklanan Türkiye Ulusal Enerji Planı’nda belirlenen hedefler dikkate alınmıştır.



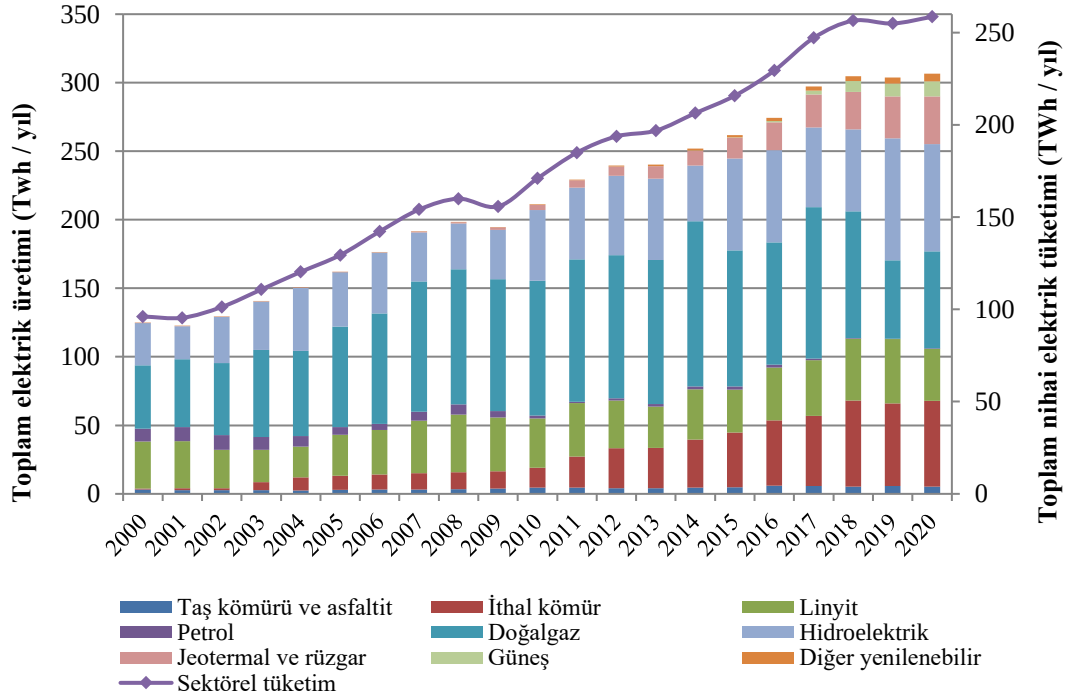
4. TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ÜRETİM TEKNOLOJİLERİ

Elektrik modern toplumun ihtiyaç duyduğu en önemli kaynak olarak ulusal güvenlik açısından önem arz etmekte iken, depolanması önündeki kısıtlar nedeniyle de arz-talep dengesinin ön planda olduğu bir üründür. 2001 yılında yürürlüğe giren ve temel amacı elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması olan Elektrik Piyasası Kanunu ile Türkiye elektrik piyasası serbestleşirken, günümüzde elektrik üretim sektörü spot (Gün Öncesi ve Gün İçi Piyasaları) ile gerçek zamanlı (Yan Hizmetler ve Dengeleme Güç Piyasaları) piyasalar ve İkili Anlaşmalar çerçevesinde yürütülmektedir. Söz konusu piyasalarda elektriğin fiziksel ticaretine ilişkin işlemler Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından yürütülmektedir (İlter, B., Narin, M., 2018).

Şekil 4.1’de görüldüğü üzere, 2019 yılında dünya genelinde toplam 26.936 TWh elektriğin %63’ü fosil yakıtlar vasıtasıyla üretilmişken, ülkemizde bu oran %56 olarak gerçekleşmiştir (IEA, 2021; EPDK, 2023). 2019 yılında Türkiye’de üretilen toplam 304.081 GWh elektriğin %3,2’si lisanssız elektrik üretim santrallerince ihtiyaç fazlası olarak sisteme verilmiştir. Fosil yakıtlardan elektrik üretiminde ithal kömür %20 ile ilk sırada yer alırken, hidroelektrik santrallerinde elektrik üretimi %29,2’lik payı ile yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretiminin temelini oluşturmaktadır. Şekil 4.2’de görülmekte olduğu gibi, nihai elektrik talebi, 2001, 2009 ve 2019 yıllarındaki düşüş haricinde yılda ortalama %6,3 oranında büyüme göstermiştir. 2019 yılında, toplam elektrik tüketiminin %41’i sanayi sektörlerinde gerçekleşirken, bunu sırasıyla %28 ve %25 paylarındaki hizmet ve konut sektörleri takip etmiştir. Geri kalan 13,6 TWh seviyesindeki elektrik ise tarımsal sulama ve sokak aydınlatması amacıyla kullanılmıştır (TEİAŞ, 2023; EPDK, 2023).

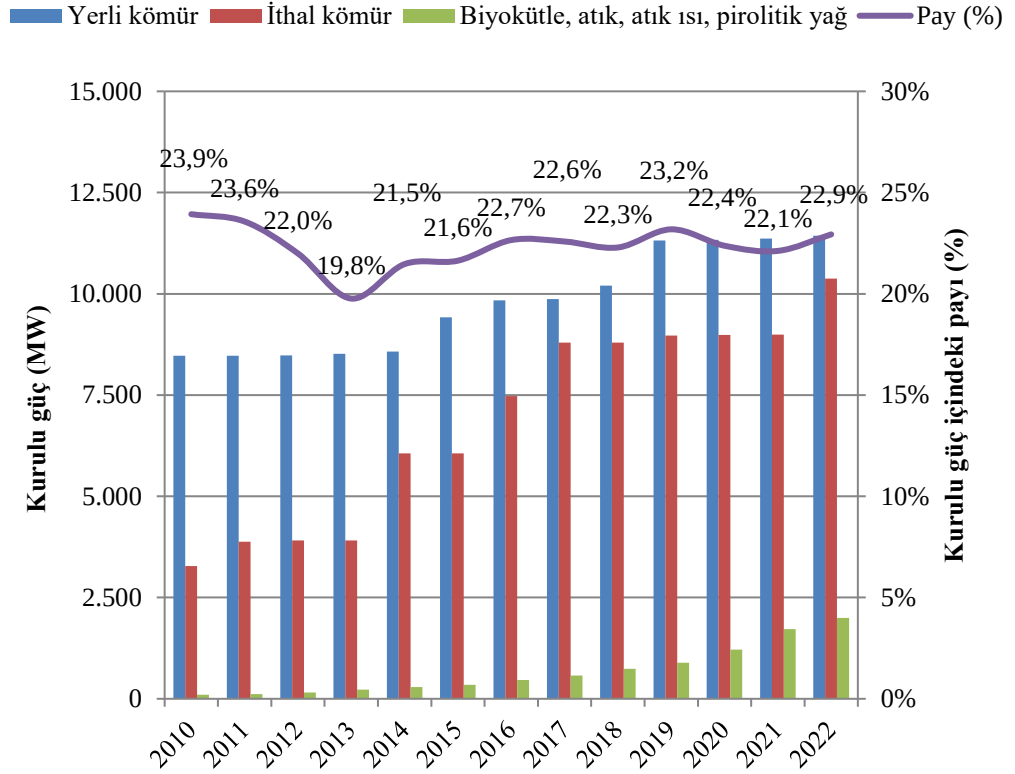


Şekil 4.1 : 2019 yılı Dünya (a) ve Türkiye (b) elektrik üretiminin kaynak bazında dağılımı. (IEA, 2021; EPDK, 2023)

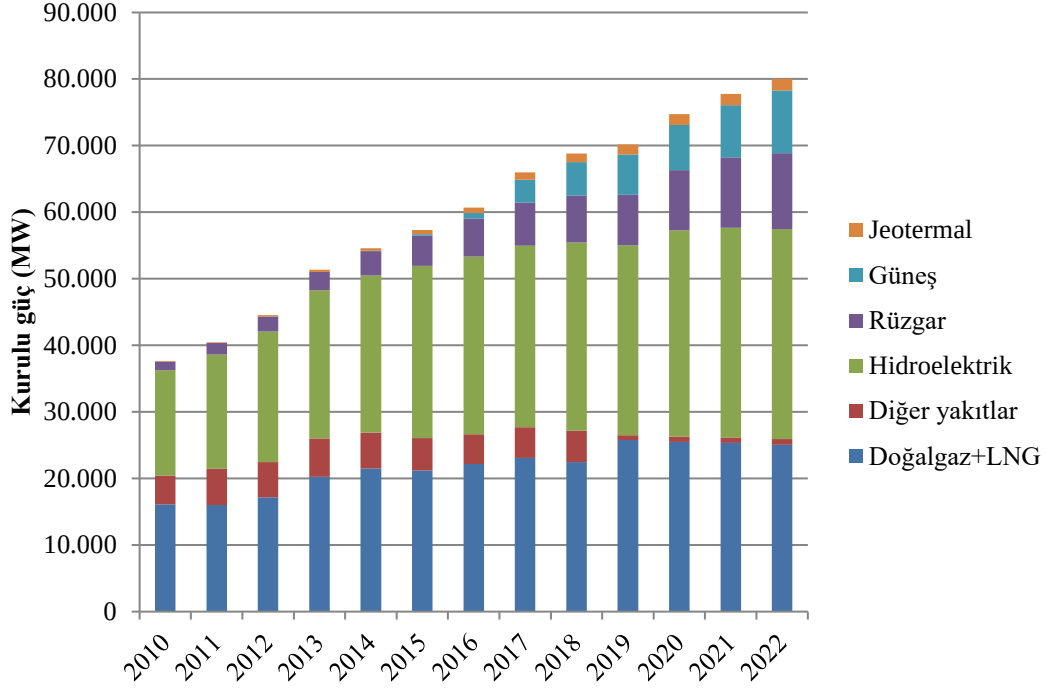


Şekil 4.2 : Kaynak bazında Türkiye elektrik üretiminin ve nihai elektrik tüketiminin gelişimi (2000-2020). (TEİAŞ, 2023; EPDK, 2023)

Ülkemiz kurulu gücü kömür ve biyokütle kaynakları açısından incelendiğinde, 2021 yılı sonu itibariyle, %31,5 pay ile ilk sırada yer alan hidroelektriğin %25,4 pay ile doğal gaz tarafından takip edildiği görülmektedir. Kömür kaynakları açısından kurulu kapasite ise %20,4 oranı ile üçüncü sırada yer almaktadır (%11,4'ü yerli) (Şekil 4.3, Şekil 4.4). Öte yandan ülkemiz elektrik üretimi kurulu gücü, kömür ve biyokütle kaynakları açısından incelendiğinde, 2021 yılında bu santrallerin toplam kurulu gücün %22,1'ini oluşturduğu görülmektedir (TEİAŞ, 2023).



Şekil 4.3 : Kömür ve biyokütle temelli elektrik üretim kapasitesinin gelişimi (2010-2022). (TEİAŞ, 2023)



Şekil 4.4 : Diğer enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim kapasitesinin gelişimi (2010-2022). (TEİAŞ, 2023)

Bu bölümde elektrik üretim teknolojileri ve bunların ülkemizdeki kullanımı kömür, biyokütle, doğal gaz, rüzgar, güneş, hidroelektrik, jeotermal ve nükleer enerji kaynakları açısından ayrı başlıklar altında ele alınmıştır. Bu çerçevede her bir enerji kaynağı için öncelikle ilgili kaynağın ülkemizdeki mevcut kapasitesi genel çerçevede irdelenmiş, uygulanmakta olan teknolojilere ilişkin genel değerlendirmeler yapılarak teknolojinin mevcut durumda ulaştığı konuma ve gelişimine ilişkin gelecek öngörülerine yer verilmiştir.

Modelleme aşamasının en önemli bileşenlerinden biri enerji teknolojilerine ilişkin veri tabanının oluşturulmasıdır. Bu amaçla tez çalışmasının hedefleri gereği elektrik üretim teknolojilerine ilişkin hazırlanan detaylı veri tabanı, katı yakıta dayalı enerji santralleri (linyit ve ithal kömür), diğer fosil kaynaklar (doğal gaz) ve yenilenebilir kaynaklar (hidroelektrik, güneş, rüzgar ve biyokütle) için ayrıntılı olarak tanımlanan enerji üretim teknolojilerini içermektedir. Her bir enerji kaynağı için tez çalışması kapsamında oluşturulan Türkiye Enerji Sektörü Veri Tabanı sonuçları ilgili enerji kaynağı özelinde paylaşılmıştır. Türkiye enerji sektörünün mevcut durumunun belirlenmesi amacıyla gerçekleştirilen literatür taraması, gerek resmi istatistikler ve raporlar incelenerek, gerekse internet kaynakları taranarak gerçekleştirilmiş olup, bu çalışma sonunda mevcut elektrik santrallerine ilişkin teknik bilgiler toplanarak bir veri

tabanı oluşturulması hedeflenmiştir. Bu veri tabanı model için gerekli olan baz yılı mevcut durum bilgilerinin temelini oluşturmuş olup, teknoloji sınıflandırması da bu veri tabanına göre yapılmıştır.

Dünya genelinde ilk elektrik üretim santrali 1878’de Almanya’da inşaa edilmiş olup, bir buhar motoru tarafından tahrik edilen 24 dinamo-elektrik jeneratörü ile donatılmıştır. 1960’ların başında termik ve hidroelektrik santral teknolojileri kullanılırken, 1950’lerde nükleer enerji teknolojilerinin keşfi ile ABD, Almanya ve Rusya gibi ülkelerde nükleere önemli yatırımlar yapılmıştır. 1970’lerin sonu itibariyle özellikle batılı ülkelerde nükleer enerji santrallerinin hızlı gelişimi duraklamış, yine bu dönemde Arap-İsrail savaşı nedeniyle petrol fiyatlarında yaşanan artış sektörü alternatif teknolojilere yönlendirmiştir. 1980’lerde kombine çevrim gaz santrallerinin inşaa ile doğal gaz pek çok ülkede baz yük dengelemesi amacıyla kullanılmaya başlanmıştır. Bu yıllarda ayrıca, fosil yakıt kullanımı nedeniyle oluşan çevresel etkilerin ortaya konması ile yenilenebilir enerji kaynaklarına olan talep de artmıştır (Breeze, P., 2019).

Enerji teknolojilerinin geliştirilmesine yönelik Ar-Ge çalışmaları, elektrik üretim sektörünün daha sürdürülebilir, verimli ve çevre dostu hale getirilmesini amaçlamakla birlikte enerji güvenliğinin sağlanması ve ekonomik büyümenin teşvik edilmesi hedeflerini de desteklemektedir. Geliştirilen teknolojilerin ticarileştirilmesini ve benimsenmesini destekleyecek politikalar ülkeler bazında değişkenlik göstermek ile birlikte, net sıfır emisyonlara doğru net bir yönelim için sadece Ar-Ge faaliyetlerinin desteklenmesi ya da karbon fiyatlandırma gibi mekanizmalar ile sosyal zararların minimize edilmesi yeterli kalmayacaktır. Teknolojilerin pazarda yer bulabilmeleri amacıyla Ar-Ge faaliyetlerini yürüten firmaların pilot uygulama süreçlerinde de desteklenmesi gerekmektedir.

Teknoloji gelişim süreci, genellikle S-eğrisi olarak bilinen bir eğriye benzer bir şekilde ilerlemektedir. S-eğrisi, bir teknolojinin başlangıçta yavaş bir gelişimle başlayıp daha sonra hızlanan bir büyüme dönemi geçirdiğini göstermektedir. Buna göre Ar-Ge faaliyetlerini içeren başlangıç döneminde teknolojik ilerleme hızı düşük iken, teknolojinin ticarileştirilmesi ile birlikte daha fazla yatırım ve rekabete de bağlı olarak teknolojik ilerleme hızlanmaktadır. Teknoloji gelişimi belirli bir olguluğa ulaştığında ise büyüme daha durağan hale gelmekte ve geliştirme hızı azalarak teknolojik ilerleme durağan bir döneme girmektedir. Bu aşamada, teknoloji daha fazla işlevsellik ve

maliyet etkinliği kazanmakta olup, ilerleyen vadede ya pazarda daha fazla büyüme elde etmez ya da yeni gelişmeler, rekabet gibi dışsal faktörler sebebiyle tekrar canlanma veya gelişme eğilimi göstermektedir (Grubb, M., Drummond, P., Hughes, N., 2020).

Teknoloji grupları genelinde toplam yatırım, değişken ve sabit maliyetlerin 2015 ve 2022 yılları arasındaki değişimleri incelendiğinde (Çizelge 4.1) yatırım maliyetleri açısından en önemli gelişmenin fotovoltaik güneş enerjisi santralleri için sağlandığı görülmektedir. Değişken maliyetler açısından hidroelektrik santrallerinde %55 seviyesinde düşüş gerçekleşirken, sabit maliyetlerde en yüksek artış yine bu santrallerde olmuştur (EIA, 2017; EIA_b, 2022).

Çizelge 4.1 : Yeni teknolojilerin yatırım maliyeti, sabit ve değişken maliyetlerin değişimi (2015-2022). (EIA, 2017; EIA_b, 2022)

Enerji teknolojisi/ parametre	Toplam yatırım maliyeti (2022\$US/kW)			Değişken maliyet (2022\$US/MWh)			Sabit maliyet (2022\$US/kW/yıl)		
	2015	2022	%	2015	2022	%	2015	2022	%
Ultrasüper kritik pulverize kömür yakma - %30 CCUS	6.271	5.096	-19%	8,55	7,41	-13%	84,24	56,84	-33%
Doğal gaz kombine çevrim santrali	1.252	1.132	-10%	3,31	2,32	-30%	12,63	13,77	9%
Gaz türbini	1.071	1.656	55%	8,54	5,44	-36%	14,62	26,94	84%
Nükleer santral	7.513	7.030	-6%	2,77	2,48	-10%	120,68	127,35	6%
Biyokütle	4.631	4.525	-2%	6,65	5,06	-24%	133,61	131,62	-1%
Jeotermal	3.305	3.076	-7%	0,00	1,21	-	142,83	143,22	0%
Hidroelektrik	2.966	3.083	4%	3,22	1,46	-55%	18,08	43,78	142%
Güneş-Fotovoltaik	3.050	1.327	-56%	0,00	0,00	-	26,24	15,97	-39%
Güneş-Konsantre	5.127	7.895	54%	0,00	0,00	-	85,08	89,39	5%
Rüzgar-Karasal	2.022	1.718	-15%	0,00	0,00	-	56,56	27,57	-51%
Rüzgar-Deniz üstü	7.763	6.041	-22%	0,00	0,00	-	93,60	115,16	23%

Öte yandan yenilebilir enerji teknolojileri açısından kapasite faktörü ve seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (Levelized Cost of Electricity-LCOE) değişimleri de incelenmiştir. LCOE, elektrik üretim santrallerinde birim enerji başına düşen maliyeti kıyaslamak için kullanılmaktadır. LCOE değeri santralin kullanım ömrü boyunca oluşan maliyetlerin (toplam yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyeti) teorik olarak üretilecek elektriğe oranlanması ile elde edilmektedir. Çizelge 4.2'ye göre fotovoltaik güneş enerjisi santrallerinin ve karasal rüzgar enerjisi santrallerinin maliyetlerinde önemli bir düşüş olduğu göze çarpmaktadır. Enerji depolama seçeneklerinin entegrasyonu ve panel temizliği gibi konularda geliştirilen düşük maliyetli ve etkin çözümler sayesinde konsantre güneş enerjisi santrallerinin kapasite

kullanımı önemli ölçüde arttırılmıştır. Maliyet ve kapasite kullanımı açısından gelişimi göze çarpan bir diğer yenilenebilir enerji teknolojisi ise rüzgar santralleri olmuştur (IRENA, 2022).

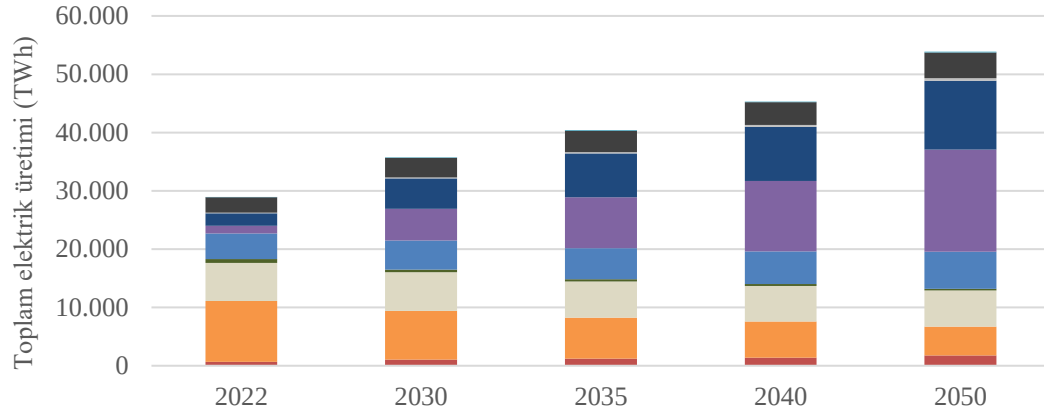
Çizelge 4.2 : Yenilenebilir enerji teknolojilerinin kapasite faktörü ve seviyelendirilmiş elektrik maliyeti açısından gelişimi (2010-2021). (IRENA, 2022)

Enerji teknolojisi/ parametre	Kapasite faktörü (%)			Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (2021 \$US/kWh)		
	2010	2021	Değişim (%)	2010	2021	Değişim (%)
Biyokütle	72	68	-6%	0,078	0,067	-14%
Jeotermal	87	77	-11%	0,050	0,068	36%
Hidro-elektrik	44	45	2%	0,039	0,048	23%
Güneş-Fotovoltaik	14	17	21%	0,417	0,048	-88%
Güneş-Konsantre	30	80	167%	0,358	0,114	-68%
Rüzgar-Karasal	27	39	44%	0,102	0,033	-68%
Rüzgar-Deniz üstü	38	39	3%	0,188	0,075	-60%

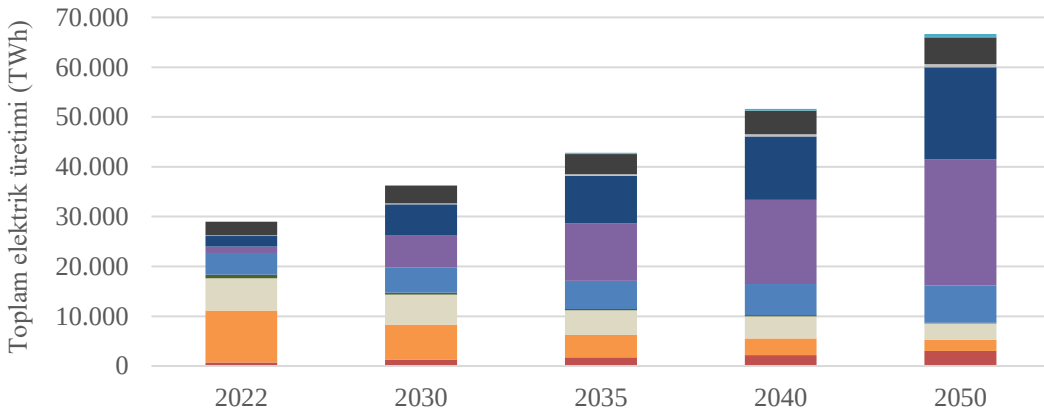
Uluslararası Enerji Ajansı tarafınca son olarak açıklanan 2023 yılı Dünya Enerji Görünümü Raporu'nda enerji sisteminin geleceği 2050 Net Sıfır Emisyon (Net Zero Emissions by 2050-NZE), Açıklanmış Taahhütler (Announced Pledges-APS) ve Mevcut Politikalar (Stated Policies-STEPS) olmak üzere 3 senaryo altında değerlendirilmiştir. Bu çerçevede yapılan modelleme çalışmasında, elektrik üretim sektörü açısından kömür, doğal gaz ve petrol gibi fosil yakıtlı teknolojiler, fotovoltaik güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, hidroelektrik, biyokütle, jeotermal ve nükleer gibi konvansiyonel teknoloji seçenekleri dışında karbon yakalama teknolojisi ile donatılmış biyokütle, kömür ve doğal gaz santralleri, dalga enerjisi, konsantre güneş enerjisi, hidrojen ve amonyak teknolojileri de dikkate alınmıştır. Üç senaryo kapsamında kaynaklar bazında öngörülen elektrik üretim miktarlarının değişimi Şekil 4.5'te verilmektedir (IEA, 2023).

STEPS senaryosu çerçevesinde kömür ve doğal gaz yakıtlı tesislerin kurulu kapasitedeki paylarının, 2022 senesindeki %26 ve %22 seviyelerinden 2050 yılında %6 ve %10 seviyesine gerileyeceği öngörülmüştür. Öte yandan güneş, rüzgar ve biyokütle kaynaklı elektrik üretim kapasitesine ait payın 2022 yılındaki %26 seviyesinden 2050 yılında %72 seviyesine yükselmesi, bu kaynaklar kullanılarak üretilen elektrik miktarının ise mevcut duruma göre 7,5 kat artması beklenmektedir. Bu artışın APS senaryosunda 11,4 kat, NZE senaryosunda ise 14,4 kat olacağı ve her

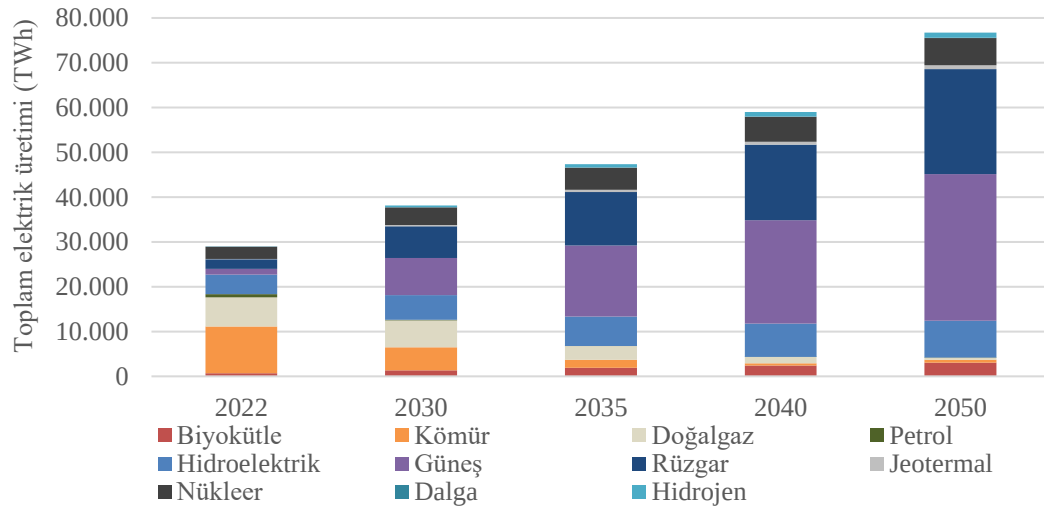
iki senaryo için toplam kurulu gücün sırasıyla 22,9 ve 27,5 TW seviyelerine yükseleceği tahmin edilmiştir (IEA, 2023).



a) STEPS senaryosu sonuçları



b) APS senaryosu sonuçları



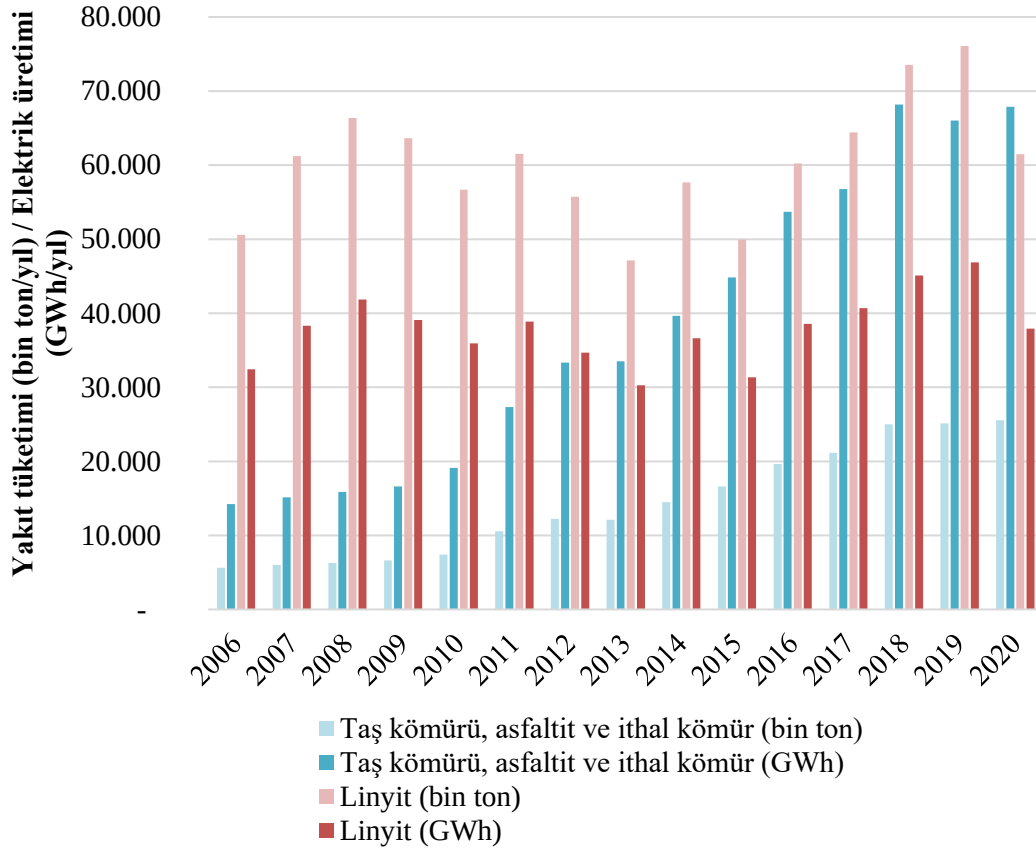
c) NZE senaryosu sonuçları

Şekil 4.5 : a) STEPS, b) APS ve c) NZE senaryoları bazında elektrik üretim kapasitesinin gelişimi (2022-2050). (IEA, 2023)

Sera gazı emisyon yoğunluğuna bakıldığında ise, mevcut politikaları yansıtan STEPS senaryosunda elektrik sektörü karbon yoğunluğunun 2022 yılındaki 460 g CO₂/kWh seviyesinden 2050 yılında 131 g CO₂/kWh'e düşeceği öngörülmektedir. APS ve NZE senaryolarında ise bu değerin sırasıyla 36 ve -4 g CO₂/kWh seviyesine gerileceği tahmin edilmiştir. Buna karşılık 2018-2022 döneminde 1 trilyon USD seviyesinde olan küresel enerji sektörü yatırım miktarının, STEPS senaryosunda 2030'da 1,4 trilyon USD'ye yükseleceği öngörülmektedir. APS ve NZE senaryolarında ise özellikle yeni rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinin inşası nedeniyle toplam yatırımın 1,8 trilyon USD ve 2,2 trilyon USD seviyelerine yükselmesi beklenmektedir (IEA, 2023).

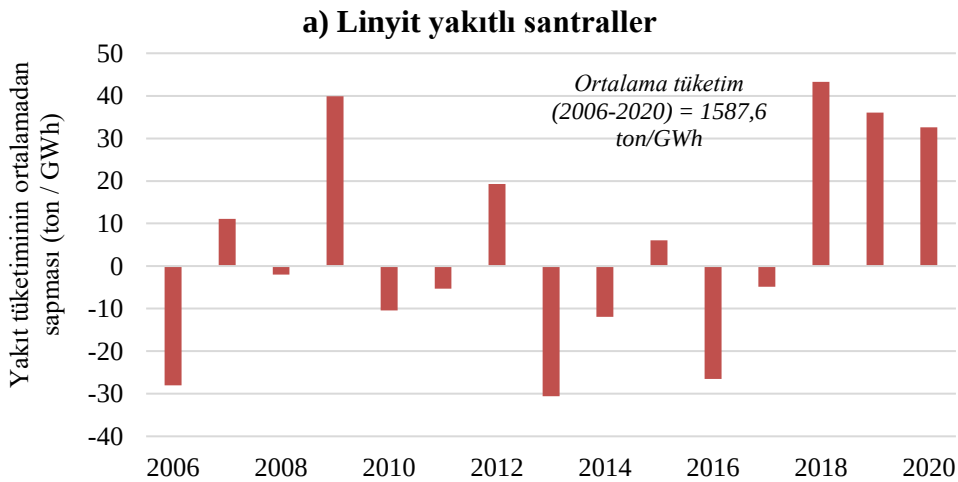
4.1 Kömür Yakıtlı Elektrik Üretim Santralleri

Ülkemizde elektrik üretim santralleri kurulu kapasitesi incelendiğinde 2022 itibarıyla 11,4 GW seviyesinde yerli kömür ve 10,4 GW seviyesinde ise ithal kömür santrali kurulu bulunduğu görülmektedir. Bu miktarlar ile toplam kurulu güç içinde kömür yakıtlı tesislerin payının %21 seviyesinde olduğu görülmektedir. Kömür yakıtlı santrallerde tüketilen yakıt miktarı ve üretilen elektrik miktarı arasındaki ilişki incelendiğinde (Şekil 4.6) özellikle ithal kömüre dayalı elektrik üretiminde yılda ortalama %12 oranında bir artış olduğu görülmektedir. Yerli kömüre dayalı elektrik üretiminde ise daha kısıtlı (ortalama %2 oranında) bir artış olduğu gözlenmektedir. 2020 yılında yaşanan pandeminin etkisi ile kömüre dayalı elektrik üretimi bir önceki yıla kıyasla %7 oranında azalmıştır (TEİAŞ, 2023).



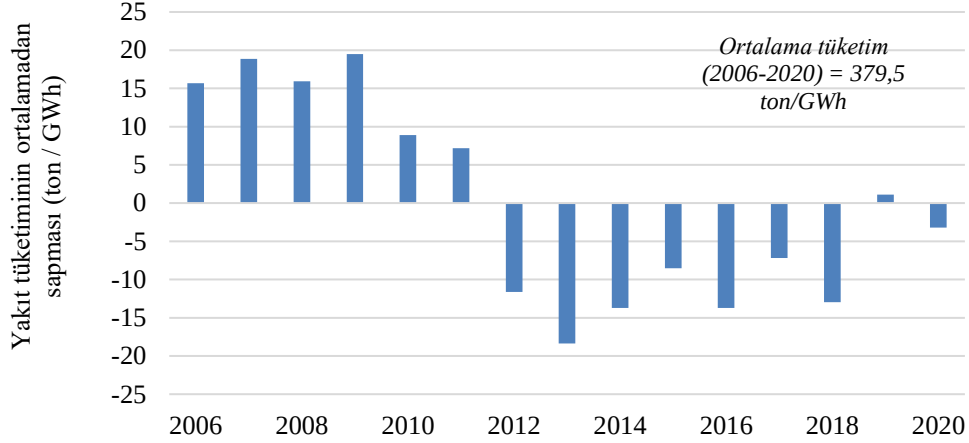
Şekil 4.6 : Linyit yakıtlı santraller ve ithal kömür yakıtlı santraller için toplam yakıt tüketimi ve elektrik üretim miktarları (2006-2020). (TEİAŞ, 2023)

Öte yandan ortalama spesifik yakıt tüketim değerlerinin, linyit yakıtlı santraller için 1.587,6 ton/GWh seviyesinde olduğu, taş kömürü, ithal kömür ve asfaltit santralleri için ise bu değer 395,2 ton/GWh seviyesinde olduğu görülmektedir (Şekil 4.7) (TEİAŞ, 2023).



Şekil 4.7 : (a) Linyit yakıtlı santraller ve (b) ithal kömür yakıtlı santraller için spesifik yakıt tüketiminin ortalamadan sapması (2006-2020). (TEİAŞ, 2023)

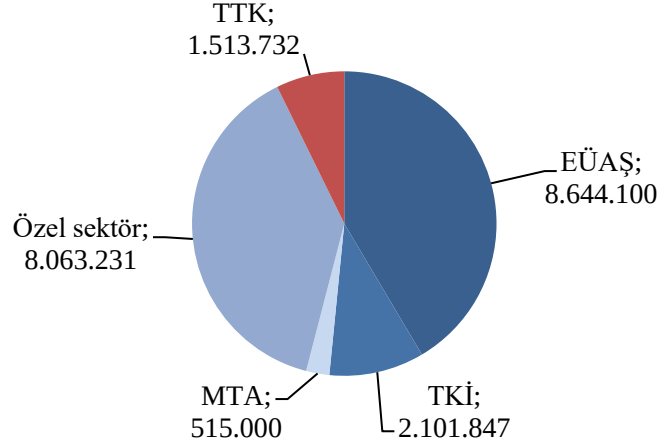
b) İthal kömür yakıtlı santraller



Şekil 4.7 (devamı) : (a) Linyit yakıtlı santraller ve (b) ithal kömür yakıtlı santraller için spesifik yakıt tüketiminin ortalamadan sapması (2006-2020). (TEİAŞ, 2023)

Santrallere ilişkin bilgilerin dışında elektrik üretiminde kullanılacak kaynakların rezervine ilişkin bilgilere de gerek duyulmakta olup bu kapsamda resmi istatistik raporları incelenmiştir. Bu çerçevede kamu ve özel sektör kurumları bünyesinde bulunan taş kömürü ve linyit rezervine ilişkin bilgiler Şekil 4.8’de verilmiştir. Ülkemizde 1,52 milyar tonu taşkömürü olmak üzere, toplam 20,84 milyar ton kömür rezervi bulunmaktadır. Taş kömürünün yaklaşık %50’sinin hazır ve görünür kaynak halinde bulunduğu bilinmekle birlikte, özellikle Kozlu, Üzülmüş ve Karadon bölgelerinde yer alan kömür rezervleri (toplam rezervin %57’si) koklaşabilir sınıfta ve dolayısıyla pulverize yakma teknolojisine uygun niteliktedir. Öte yandan uzun yıllar 8,3 milyar ton olarak değerlendirilen linyit rezervlerinin ise özellikle Trakya, Manisa-Soma-Eynez, Eskişehir-Alpu, Afşin-Elbistan ve Konya-Karapınar bölgelerinde keşfedilen ilave kaynaklar ile birlikte 2020 sonu itibarıyla 19,32 milyar ton seviyesine ulaştığı görülmektedir (TKİ, 2021; TTK, 2021). Linyit ve asfaltit açısından elektrik üretimi amacıyla kullanılabilecek sahaların toplam büyüklüğünün 9,74 milyar ton seviyesinde olduğu ve bu sahalar kullanılarak 20.000 MW’ın üzerinde kurulu güç oluşturulabileceği belirtilmektedir (TKİ, 2021).

Öte yandan mevcut rezervlerin yüksek kül ve nem içeriği nedeniyle enerji yoğunluğunun düşük olduğu, linyit kaynaklarımızın ısı değerlerinin genel olarak 1.000 kcal/kg ile 4.200 kcal/kg arasında değişkenlik gösterdiği ancak yaklaşık %90’nın alt ısı değerinin 3.000 kcal/kg’ın altında olduğu bilinmektedir (TKİ, 2021).



Şekil 4.8 : Taş kömürü ve linyit rezervlerine ilişkin bilgiler (bin ton, 2020 yılı sonu). (TKİ, 2021; TTK, 2021)

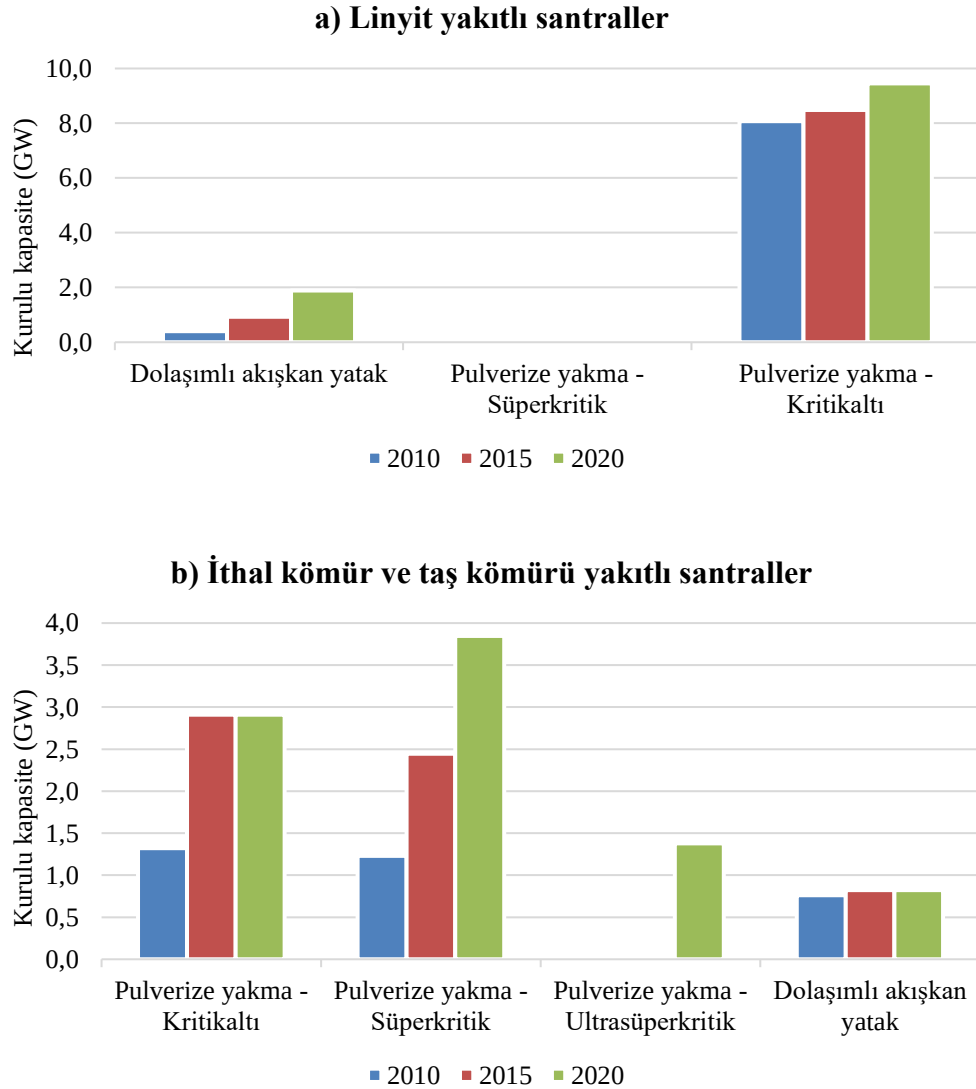
Ülkemizde faaliyet gösteren kömür yakıtlı elektrik üretim santralleri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı istatistik sistemi ile de uyumlu olması açısından linyit ve ithal kömür/taşkömürü santralleri olarak iki grup altında sınıflandırılacak şekilde bir veri tabanının oluşturulması hedeflenmiştir. Bu amaçla, bu santrallere ilişkin kurulu kapasite, kullanılan teknoloji gibi çeşitli bilgiler gerek resmi istatistikler ve raporlar incelenerek, gerekse internet kaynakları taranarak belirlenmiş ve ülkemizde kurulu bulunan kömür yakıtlı elektrik üretim santrallerine ilişkin bir veritabanı oluşturulmuştur. Bu kapsamda belirlenen santraller harita üzerinde Şekil 4.9’da gösterilmekte, ayrıca santral bazında bilgiler Çizelge A.1’de paylaşılmaktadır.



(Açıklama: Mavi: Linyit yakıtlı santraller, Kırmızı: İthal kömür yakıtlı santraller, Sarı: Taş kömürü yakıtlı santraller, Mor: Asfaltit yakıtlı santraller)

Şekil 4.9 : Kömür yakıtlı termik santrallerin dağılımı.

Kurulu bulunan kömür yakıtlı termik santrallere ilişkin veri tabanına göre; mevcut durumda linyit yakıtlı santrallerin kurulu kapasite olarak %81'inin pulverize kömür yakma, %19'unun ise akışkan yatakta yakma teknolojisi ile çalıştırılmakta olduğu tespit edilmiştir. Öte yandan ithal kömür ve taş kömürü yakıtlı santraller açısından bakıldığında ise, kurulu kapasite olarak %92'sinin pulverize kömür yakma, %8'inin ise akışkan yatakta yakma teknolojisi ile çalıştırılmakta olduğu görülmektedir. Bunun dışında 2016 yılında yaklaşık 400 MW kurulu güce sahip taş kömürü yakıtlı santrallerin pulverize kömür yakma, toplamda 405 MW (3x105 MW) kurulu güce sahip asfaltit santralinin ise dolaşımli akışkan yatakta yakma teknolojisini kullandığı belirlenmiştir (Şekil 4.10 ve Çizelge 4.3).



Şekil 4.10 : (a) Linyit yakıtlı santrallere ilişkin, (b) İthal kömür yakıtlı santrallere ilişkin teknoloji dağılımı (2013-2020).

Modelleme çerçevesinde mevcut kurulu kapasitenin yanı sıra lisans almış ancak henüz faaliyete geçmemiş santrallere ilişkin veriler de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) istatistikleri dikkate alınarak değerlendirilmiştir. Bu çerçevede kömür yakıtlı teknolojiler bazında belirlenen kapasite verileri Çizelge 4.3'te özetlenmiştir.

Çizelge 4.3 : Kömür yakıtlı teknolojilerin kurulu kapasite gelişimi (GW).

Yakıt türü	Teknoloji türü	2015	2020	İnşaa halinde
Linyit	Pulverize - Kritik altı	8.49	9.45	-
	Pulverize - Süperkritik	-	-	-
	Akışkan yatak	0.93	1.88	0.50
İthal kömür & taşkömürü	Pulverize - Kritik altı	2.91	2.91	-
	Pulverize - Süperkritik	2.44	3.84	1.98
	Pulverize – Ultra Süperkritik	-	1.38	1.26
	Akışkan yatak	0.82	0.82	0.10

Kömür yakıtlı santrallerde uygulanan teknolojiler, pulverize yakma, akışkan yatakta yakma, gazlaştırma ve karbon yakalama olmak üzere dört başlık altında özetlenmiştir.

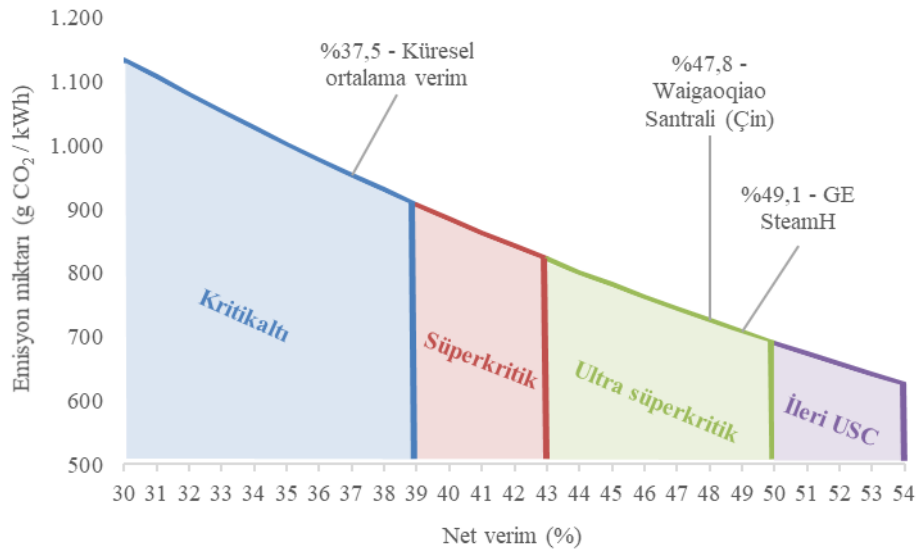
4.1.1 Pulverize yakma

Pulverize yakma teknolojisi gerek dünya genelinde gerekse ülkemizde en yaygın olarak kullanılan kömür yakma teknolojisi olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu teknolojiye son dönemde meydana gelen gelişmeler genel olarak buhar basıncının ve kazan çıkışı ile türbin girişindeki buhar sıcaklığının artırılması ile verim artışının sağlanması yönündedir. Bu açıdan kritik altı, süperkritik ve ultra süperkritik sistemlerin karşılaştırılmasına Çizelge 4.4'te yer verilmiştir (Mills, S., 2014; Sloss, 2019). Bu sistemlerde basınç artışı ile birlikte verimlilik değerleri de artmakta iken, sistemde kullanılan malzemelerin kalitesinin de artması gereği yatırım maliyetleri orantılı olarak artmaktadır. Ancak bu dezavantaj uzun vadede kömür tüketiminden elde edilen tasarruf ile bertaraf edilmektedir.

Çizelge 4.4 : Kritik altı, süperkritik ve ultra süperkritik sistemlerin karşılaştırılması.
(Mills, S., 2014; Sloss, 2019)

Teknoloji	Buhar basıncı (MPa)	Türbin girişinde buhar sıcaklığı (°C)	Net verim (%)
Kritik altı	<22,1	≤565	33-39
Süperkritik	22,1-24,8	540-600	38-42
Ultra süperkritik	>24,8	>600	>42
İleri USC	27,6-34,5	700-760	>45

Konvansiyonel kritik altı yakma teknolojisi ile donatılmış tesisler maksimum %39 seviyesinde verime ulaşırken, daha yüksek sıcaklık ve basınçta çalışabilen süperkritik ve ultra süperkritik sistemler daha az emisyon açığa çıkarmaktadır. Şekil 4.11’de de görüldüğü üzere küresel bazda işletmede olan pulverize kömür yakma tesislerinin büyük çoğunluğu kritik altı teknoloji ile işletilmekte olup, bu tesislerin ortalama verimleri %37,5 seviyesindedir. Öte yandan ultra süperkritik yakma teknolojisine yönelik yatırımlar özellikle son dönemde hız kazanmış olup, işletmede olan sistemler ile yaklaşık %48 seviyesinde verim oranlarına ulaşılabilir (örn; Çin’de bulunan Waigaoqiao termik santralinin yaklaşık 1 GW kapasiteli 2 ünitesi). Önümüzdeki dönemde verim artışı ile birlikte CO₂ emisyonlarının 700 g/kWh seviyesinin altına düşeceği öngörülmektedir (Sloss, 2019; Phillips, J.N., Wheeldon, J.M., 2010).



Şekil 4.11 : Pulverize yakma teknolojilerinde verim ve emisyon ilişkisi.
(Sloss, 2019)

Küresel bazda 2020 sonu itibarıyla toplam 301 GW kapasitede ultra süperkritik ve 50,7 GW süperkritik teknoloji ile çalışan tesis işletmededir. Ayrıca inşaa halindeki 141 GW kapasitenin 125 GW’nın süperkritik veya ultra süperkritik yakma

teknolojilerine sahip olacağı görülmektedir. Ülkeler özellikle, yerli kaynak olması, kolay ulaşılabilirlik, ulusal enerji güvenliğine katkı sağlaması, enerji kaynakları açısından çeşitlilik oluşturmaya, artan enerji talebi karşısından daha ucuz ve güvenilir bir kaynak olması, ekonomik ve sosyal kalkınmaya katkı sağlaması gibi temel sebeplerden kömür temelli elektrik üretimi kurulu kapasitelerini geliştirme yönünde adımlar atmaktadır. Öte yandan yüksek verimli düşük emisyonlu (HELE - High Efficiency Low Emissions) teknolojilere yatırımın da eş zamanlı arttığı görülmektedir (Mills, S., 2021). Ülkemizde halihazırda faaliyet gösteren santrallerin büyük bir çoğunluğu pulverize yakma teknolojisi ile çalışmakta olup, bu santrallerin bir kısmı kritik altı koşullarda işletilmektedir. Bu santrallerden bazılarının buhar basınç ve sıcaklık değerleri Çizelge 4.5'te verilmektedir (Mills, S., 2014).

Çizelge 4.5 : Ülkemizde kurulu bulunan bazı pulverize yakma teknolojisine sahip santrallerin buhar basınç ve sıcaklık değerleri. (Mills, S., 2014)

Santral adı	Buhar sıcaklığı/Tekrar ısıtma sıcaklığı (°C)	Buhar basıncı (MPa)
Afşin-Elbistan A	530/530	18,5
Afşin-Elbistan B	530/530	19,0
Kangal 1,2,3	535/535	13,2
Soma B (1-6)	535/535	13,3
Çan 1-2 (DAY)	543/542	17,4
Yatağan 1-3	535	13,2
Yeniköy	535	13,2
Çayırhan	535/535	17,0
Orhaneli	535/535	13,2
Seyitömer	540/540	12,8
Kemerköy	539/539	13,2
Çatalağzı	540/540	14,0
	535/535	13,2
	535	13,5

İleri ultrasüperkritik tesislerin yaygınlaşmasının önündeki en önemli engellerden biri yüksek basınç ve sıcaklık şartlarına dayanıklı ve uygun maliyetli nikel alaşımları ve yüksek alaşımlı çelik malzemelerin ticari olarak mevcut olmaması olarak görülmektedir. Öte yandan bu tesislerin yatırım maliyetinin ultrasüper kritik esaslı tesislere kıyasla %7-8 oranında daha fazla olabileceği değerlendirilmektedir (Sloss, 2019).

4.1.2 Akışkan yatakta yakma

Akışkan yatakta yakma teknolojisi 1975’lerde pilot ölçekte ortaya çıkmış olan ve son dönemde yaygınlaşmaya başlamış bir teknolojidir. Bu santraller akışkanlaştırma koşuluna göre kabarcıklı ve dolaşimli olarak sınıflandırılabilirken, çalışma koşulları atmosfer basıncında veya basınç altında olabilmektedir. Dolaşimli akışkan yatak teknolojisi ikinci nesil teknolojiler arasında yer almakta olup, günümüzde kurulan pek çok santralde bu teknoloji tercih edilmektedir. Dolaşimli akışkan yatak teknolojisi nispeten düşük sıcaklıkta (800-900°C) gerçekleşen yakma işlemi sayesinde pulverize yakma teknolojisine kıyasla daha düşük oranda NO_x emisyonlarına sebep olmaktadır. Ayrıca yanma işleminin gerçekleştirildiği akışkan yatağa kireç ilavesi ile SO₂ emisyonlarında da önemli oranda düşüş sağlanabilmektedir. Çok farklı özelliklerde (boyut, ısı değeri vb.) malzemenin yakılması amacıyla kolaylıkla tercih edilebilen akışkan yatak sistemlerinin verimlilikleri ise pulverize yakma sistemlerine kıyasla %3-4 oranında daha düşük olabilmektedir (Hardy, D.R., Rath, B.B., Marder, J., 2007; Burnard, K., Bhattacharya, S., 2011; IEA, 2012; Mills, S., 2016; MMO, 2017). Akışkan yatak teknolojisi düşük kalorifik değerdeki kömürlerin değerlendirilmesi açısından da önem arz etmekte olup, ülkemiz linyitleri için ön plana çıkmaktadır. Ülkemizde faaliyet gösteren veya inşaat aşamasında olan bazı akışkan yataklı termik santrallere ilişkin bilgiler Çizelge 4.6’da verilmektedir (Mills, S., 2014).

Çizelge 4.6 : Ülkemizde faaliyet gösteren veya inşaat aşamasında olan bazı akışkan yataklı termik santrallere ilişkin bilgiler. (Mills, S., 2014)

Santral adı	Teknik bilgiler
Çan	Linyit (>%8 S) yakıtlı Yaklaşık %40 verimlilik
İÇDAŞ Biga	Linyit ve taş kömürü yakıtlı 3x135 MW kurulu güç
AKSA Göynük	Linyit 2x135 MW kurulu güç
Yunusemre	Yıkılmış yerel linyit 2x245 MW kurulu güç
Tufanbeyli	Yerel linyit 3x250 MW kurulu güç
Çankırı Orta (YOTES)	Yerel linyit 3x133 MW kurulu güç
Hidro-Gen Soma	Yerel linyit 2x255 MW kurulu güç

4.1.3 Gazlaştırma

Gazlaştırma teknolojisi temel olarak kömür gibi yüksek karbon içerikli bir maddenin sentez gazına dönüştürülmesi sürecidir. Geleneksel olarak kullanılmakta olan gazlaştırma sistemleri sabit yataklı, akışkan yataklı ve sürüklemeli akışlı olmak üzere üç başlık altında sınıflandırılmaktadır. Elektrik üretimi açısından değerlendirildiğinde Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim (Integrated Gasification Combined Cycle-IGCC) olarak karşımıza çıkan bu teknoloji ile pulverize kömür yakma sistemlerine oranla daha yüksek verim elde edilebilmekte ancak bu sistemlerin yatırım maliyetleri de buna bağlı olarak bir miktar yüksek olmaktadır. Halihazırda ülkemizde kurulu bulunan bir IGCC santrali bulunmamaktadır (Mills, S., 2014; Mills, S., 2006). Yüksek kül içerikli veya yüksek nem içerikli kömürlerin gazlaştırma sisteminde kullanılması hem kömür hazırlama esnasında hem de gazlaştırma aşamasında külün gazlaştırıcı içinde erimesi, gazlaştırıcı sisteminde aşınma ve birikmelerin olması gibi çeşitli problemlere neden olabilmektedir. Ancak söz konusu problemlerin pulverize sistemler açısından daha önemli olduğu, IGCC sistemlerinin sentez gazından karbondioksitin yakalanması açısından da konvansiyonel yakma sistemlerine kıyasla avantaj sağladığı bilinmektedir (Burnard, K., Bhattacharya, S., 2011; Sloss, 2019).

Ticari ölçekte operasyondaki gazlaştırıcıların çoğu saf oksijen ile beslenmekte olup, bu sayede ihtiyaç duyulan gazlaştırıcı boyutu ve dolayısıyla maliyeti azalmakta, ancak hava üflemleri sistemler için toplam maliyetin %8'ine denk gelen yardımcı üniteler kaynaklı maliyetler, oksijenin temini nedeniyle %10-15'e yükselmektedir. Mevcut ticari tesisler için verimliliğin %45,9 seviyesinde olduğu ve %51 seviyelerine yükseltilebileceği belirtilmektedir (Sloss, 2019). Japonya'da bulunan Nakoso projesi, başarılı IGCC örnekleri arasında gösterilmekte olup, 2013 itibarıyla devreye giren ünitelerde %42 seviyesinde net verim elde edilmiştir. Öte yandan 2021 yılında işletmeye alınan 525 MW'lık 2 üniteye %48'e varan termal verimlilik değerlerine ulaşılmıştır (Nakoso, 2023; Sloss, 2019).

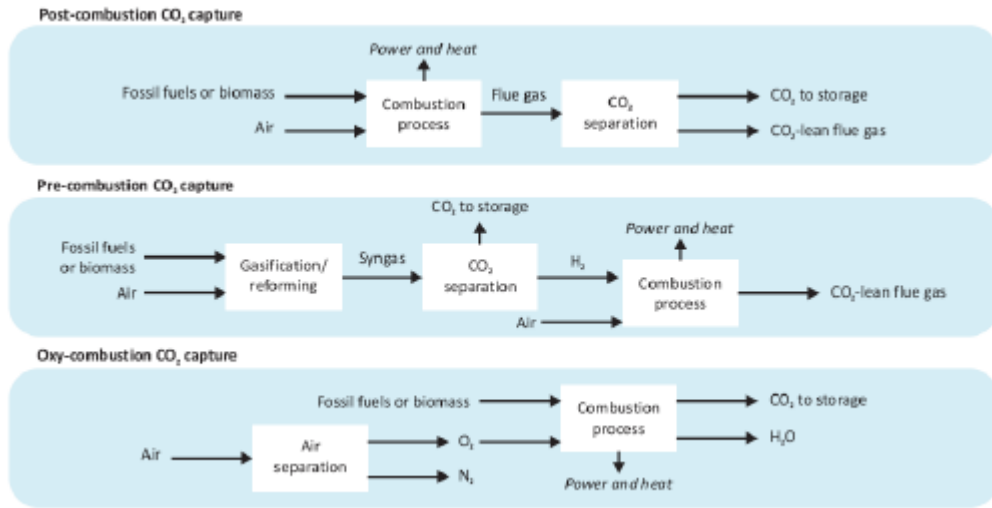
Enerji verimliliğini artırmak, hidrojen bakımından daha zengin sentez gazı elde etmek ve CO₂ başta olmak üzere kirlenici emisyonlarını azaltmak için farklı gazlaştırma teknolojileri de geliştirilmekte olup, süperkritik su ortamında gazlaştırma, plazma gazlaştırma, kimyasal döngü gazlaştırma ve kömür çarısı-CO₂ gazlaştırma (decoupling) bunlar arasında sınıflandırılmaktadır. Ticari ölçekte henüz uygulanmamış bu teknolojilerin, kömür türü, çalışma sıcaklık ve basıncı, gazlaştırma ajanı ve katalizör

gibi farklı parametreler açısından değerlendirilmesine yönelik Ar-Ge çalışmalarının yürütülmesi gerekmektedir. Öte yandan özellikle süperkritik su ortamında gazlaştırma teknolojisi, hidrojen eldesi açısından da gelecek vaat etmekte (%50'ye varan verimde) olup, tüm gazlaştırma teknolojilerinin bu açıdan da ele alınması önerilmektedir. Öte yandan piroliz çıktısı olan kömür çarının gazlaştırma ajanı olarak karbondioksitin kullanıldığı bir ortamda gazlaştırılması ile daha yüksek konsantrasyonda CO₂ ve H₂ içeren bir gaz karışımı elde edilmesine imkan veren kömür çarı-CO₂ gazlaştırma (decoupling) teknolojisinin düşük karbonlu üretim ve hidrojen enerjisi eldesi hedeflerini aynı anda gerçekleştirmek açısından gelecek vaat ettiği ifade edilmektedir (Dai, F., Zhang, S., Luo, Y., Wang, K., Liu, Y., Ji, X., 2023).

Gazlaştırma teknolojilerine yapılan yatırımların AB ülkeleri ve ABD nezdinde gerilediği, ancak düşük bitümlü kömür kaynaklarının yoğun olduğu, Çin ve Japonya gibi ülkeler için hala önemini koruduğu görülmektedir. Hindistan da kömür rezervlerini değerlendirebilmek adına 2030 yılında 100 milyon ton kömür gazlaştırma kapasitesine ulaşma yönünde bir hedef belirlemiştir. Bu çerçevede gazlaştırma teknolojisinin geliştirilmesine yönelik yatırımların devam etmesi halinde özellikle su kaynaklarının kısıtlı olduğu bölgelerde IGCC'nin iyi bir alternatif olabileceği öngörülmektedir (Sloss, 2019; India, 2021).

4.1.4 Karbon yakalama ve depolama

Karbon yakalama teknolojileri temel olarak yanma öncesi, yanma sonrası ve oksijenli yanma olmak üzere üç ana kategori altında sınıflandırılmakta olup, bu teknolojilerde gerçekleştirilen işlemler Şekil 4.12'de özetlenmiştir. Depolama aşamasında ise eski petrol ve gaz sahaları, ömrü dolmuş maden sahaları ve deniz altı bölgeleri kullanılabilir. Bu teknolojilerin önemli ölçüde gelişme kaydettiği ve iklim değişikliğinin önlenmesi açısından büyük önem arz ettiği söylenebilir. Bu açıdan önümüzdeki dönemde özellikle CO₂ taşıma ve depolama konusunda yapılacak yatırımlar ile gelişme kaydedeceği ve yaygınlaşacağı belirtilmektedir. Karbon yakalama ve depolama uygulamalarının özellikle mutlak emisyon azaltımının zor olduğu çimento, demir-çelik ve kimyasal üretim sektörlerinde ön plana çıktığı görülmekle birlikte, enerji üretiminde fosil yakıtlardan çıkış sürecinde de önemli rol oynaması beklenmektedir (IEA_CCS, 2016; Kelsall, G., 2023).



Şekil 4.12 : Karbon yakalama teknolojilerinin sınıflandırılması

Yanma sonrası yakalama prosesinde, karbondioksit yanma aşamasında sonra baca gazından uzaklaştırılmaktadır. Günümüzde projelerde kullanılan proses sonrası yakalama teknolojilerinin çoğu, yanma sonrası yakalama türünde amin bazlı absorpsiyon sistemleridir. Proses sonrası yakalama kategorisine giren diğer teknolojiler arasında katı bir sorbent üzerine adsorpsiyon, ergimiş karbonatlı yakıt pili (MCFC) ve membran ayırma yer almaktadır (Kelsall, G., 2023).

Karbondioksit gazının yakalanması için gündemde olan bir diğer teknoloji ise metal oksit temelli çözücüler kullanılarak karbondioksit veya oksijenin bir reaktörden diğerine aktarımını sağlayan kalsiyum veya kimyasal döngü teknolojileridir. İkinci nesil karbon yakalama teknolojileri olarak adlandırılan bu sistemlerde yüksek sıcaklıktaki gaz karışımları işlenebildiğinden toplam enerji verimliliğinin de iyileştirilmesi mümkün olmaktadır (Kelsall, G., 2023). 1,7 MW kapasiteli bir pilot tesiste %90'ın üzerinde yakalama verimliliğine ulaşıldığı gösterilmiş olup, akışkan yataklı yakalama sisteminin farklı yanma gazı bileşimlerine (örn; yüksek asidik gaz konsantrasyonu, yüksek sıcaklık) kolaylıkla uyum sağlayabileceği belirtilmektedir (GCCSI_a, 2023).

Pulverize yakma teknolojisi açısından son dönemde meydana gelen bir diğer önemli gelişme de oksijen yakma sistemlerinin geliştirilmesidir. Yakma havası yerine O₂ beslemesi yapılan bu sistemlerde daha düşük miktarda NO_x emisyonları elde edilirken, gaz karışımı içindeki CO₂ emisyonu oranı önemli ölçüde artmaktadır. Bu sayede karbondioksit yakalama işlemi kolaylıkla yapılabilmektedir. Bu teknolojiye en

önemli maliyet kalemi oksijen üretimi amacıyla kullanılan hava ayırma üniteleridir (Mills, S., 2014; Kelsall, G., 2023).

Yanma öncesi yakalama işlemi ise gazlaştırma sürecinde gerçekleştirilmektedir. Yakıtın gazlaştırılması ile elde edilen sentez gazında bulunan karbon monoksitin, sentez gazındaki hidrojen konsantrasyonunu arttırmak amacıyla su buharı ile reaksiyona sokulmasıyla giderilmesi sonucu karbondioksit konsantrasyonu da artmaktadır. Sentez gazı içindeki karbondioksit, daha sonra basınçlı yakıt gazı akışından çeşitli solvent ayırma işlemleri, basınç salınımlı adsorpsiyon ve geliştirilmiş su-gaz kaydırma gibi alternatif teknolojiler vasıtasıyla yakalanmaktadır (Kelsall, G., 2023). Öte yandan mevcut verimliliği %45 seviyelerinde olan IGCC sistemine karbon yakalama sisteminin entegre edilmesi ile verimliliğin %32 seviyelerine kadar düşebileceği öngörülmektedir (Breeze, P., 2019).

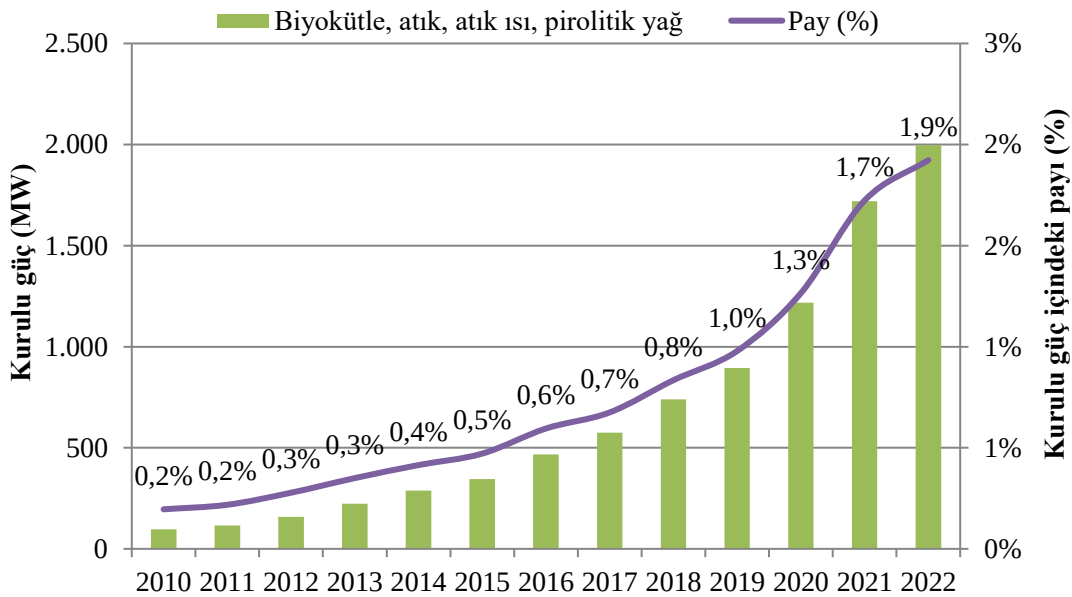
Elektrik üretiminde karbon yakalama teknolojilerinin yerini değerlendiren bir ekonomik analiz çalışmasında, CCS ile elektrik üretimi için seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyetinin, mevcut alternatiflerin en az 1,5-2 katı olduğu ortaya konulmuştur (IEEFA, 2023). Toplam sistem maliyeti açısından bakıldığında ise güneş ve rüzgar enerjisinin yakın vadede düşük maliyetli seçenekler olarak ortaya konduğu ancak elektrik üretiminin karbon yoğunluğunun %80-90 seviyesinde düşürülmesinin hedeflendiği senaryolarda CCS uygulamalarının da maliyet etkin bir seçenek olarak devreye girdiği değerlendirilmektedir (Lockwood, T., 2021).

Halihazırda karbon yakalama ve depolama teknolojilerinin pek çoğu Teknoloji Hazırlık Seviyesi (THS) 6 ve üzeri olarak sınıflandırılmaktadır. Ticari ölçekte uygulanabilir olan (THS 9) bazı teknoloji seçenekleri de mevcut olup, THS 7-8 seviyesindeki çalışmaların da Ar-Ge destekleri ile ticarileştirilmesi sonucu CCS sistem maliyetlerinin önemli ölçüde düşürüleceği öngörülmektedir (Kelsall, G., 2023; GCCSI_a, 2023). Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency-IEA) tarafınca gerçekleştirilen projeksiyonlarda da özellikle 2050 yılı itibariyle net sıfır emisyon hedeflenen senaryoda karbon yakalama ve depolama entegre edilen kömür ve doğal gaz santralleri ile elde edilen elektrik miktarının günümüzde rüzgar enerjisi ile üretilen elektrik miktarına denk gelen 2.100 TWh seviyesine yükseleceği öngörülmüştür (IEA, 2023).

Dünya genelinde 2023 yılı itibariyle, büyük çoğunluğu doğal gaz saflaştırma aşamasında kullanılmakta olan toplam yakalama kapasitesi 49 milyon ton CO₂/yıl olan 41 adet tesis kurulu bulunmaktadır. Öte yandan 26'sı inşaat, 121'i geliştirme ve 204'ü erken geliştirme aşamasında olan toplam 361 milyon ton CO₂/yıl kapasiteli 392 tesis olduğu belirtilmektedir. Küresel ölçekte 2050 Net Sıfır Emisyon hedefinin gerçekleştirilebilmesi için ise toplam depolama kapasitesinin 2050 yılında 10 milyar ton CO₂/yıl seviyesine yükseltilmesi ve 2050 yılına kadar toplam 100 milyar ton CO₂ gazının depolanması gerekeceği öngörülmekte olup, proje aşamasındaki tesislerin tamamının hayata geçirilmesi ile 2050 yılına kadar elde edilebilecek toplam depolama kapasitesinin 12 milyar ton CO₂ seviyesine ulaşabileceği değerlendirilmektedir. Küresel jeolojik depolama kapasitesinin ise 1.000 milyar ton CO₂ seviyesinde olduğu tahmin edilmektedir. Dolayısıyla aradaki yaklaşık 88 milyar ton CO₂ farkın kapatılabilmesi için karbon yakalama ve depolama tesisleri kurulumuna yönelik yatırımların artırılması gerektiği ifade edilmektedir (GCCSI_b, 2023).

4.2 Biyokütle Yakıtlı Elektrik Üretim Santralleri

Ülkemizde 2022 yılı itibariyle toplam 1.996 MW kurulu gücünde biyokütle ve atık ısı santrali mevcuttur. Biyokütle ve atık ısı kullanan elektrik üretim santrallerinin kurulu kapasitesinin gelişimine bakıldığında 2010 yılında 96,9 MW seviyesinde olan bu santraller 2022 yılında 1,9 GW seviyesine yükselmiştir (Şekil 4.13) (TEİAŞ, 2023).



Şekil 4.13 : Biyokütle yakıtlı santraller için kurulu kapasite gelişimi (2010-2022). (TEİAŞ, 2023)

Biyokütle kaynakları genel olarak şu şekilde sınıflandırılmaktadır (EİGM, 2021);

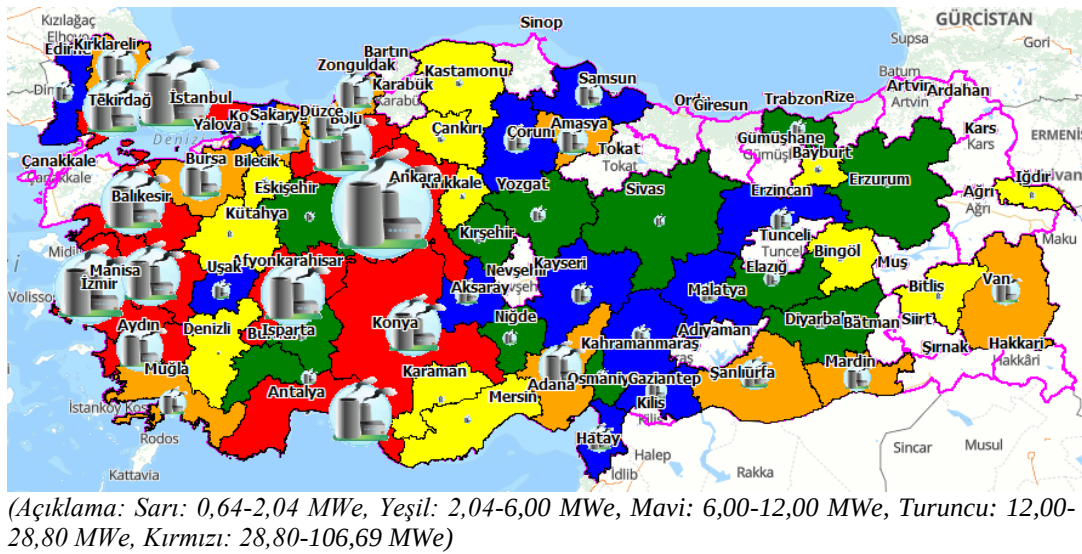
1. Bitkisel biyokütle kaynakları
 - Yağlı tohumlu bitkiler (kanola, ayçiçek, soya v.b.)
 - Şeker ve nişasta bitkileri (patates, buğday, mısır, şeker pancarı v.b.)
 - Elyaf bitkileri (keten, kenaf, kenevir, sorgum, miskantus, v.b.)
 - Protein bitkileri (bezelye, fasulye v.b.)
 - Bitkisel ve tarımsal atıklar (dal, sap, saman, kök, kabuk, v.b.)
2. Orman ve orman ürünlerinden elde edilen biyokütle kaynakları
 - Odun ve orman atıkları (enerji ormanları ve enerji bitkileri, ağaçlar)
3. Hayvansal biyokütle kaynakları
 - Sığır, at, koyun, tavuk gibi hayvanların dışkıları
 - Mezbahane atıkları ve hayvansal ürünlerin işlenmesi sırasında ortaya çıkan atıklar
4. Organik çöpler, şehir ve endüstriyel atıklardan elde edilen biyokütle kaynakları
 - Kanalizasyon ve dip çamurları
 - Kağıt, sanayi ve gıda sanayi atıkları
 - Endüstriyel ve evsel atık sular
 - Belediye ve büyük sanayi tesisleri atıkları

Ülkemiz için biyokütle potansiyelinin belirlenmesi amacıyla hazırlanan en güncel çalışma Türkiye Biyokütle Potansiyeli Atlası (BEPA) olup, bu atlas doğrultusunda hayvansal, bitkisel, kentsel ve orman kaynaklı atıklar için toplam ekonomik enerji eşdeğeri 3,9 MTEP/yıl seviyesinde potansiyel olduğu tespit edilmiştir (Çizelge 4.7) (BEPA, 2021).

Çizelge 4.7 : Türkiye biyokütle enerjisi potansiyeli. (BEPA, 2021)

Atık türü	Toplam atık miktarı (ton/yıl - ster/yıl)	Teorik enerji eşdeğeri (TEP/yıl)	Ekonomik enerji eşdeğeri (TEP/yıl)
Hayvansal atıklar	193.878.079	4.385.371	1.084.506
Bitkisel atıklar	62.206.754	25.384.268	1.462.159
Belediye katı atık	32.170.975	3.373.011	485.858
Orman atıkları	3.914.904	-	859.899

BEPa vasıtasıyla ayrıca kurulu ve plan aşamasındaki biyokütle santralleri de harita üzerinde görülebilmekte olup, örnek gösterim Şekil 4.14’te verilmektedir (BEPa, 2021). Ayrıca santral bazında bilgiler Çizelge A.2’de paylaşılmaktadır. Biyokütle dönüşüm teknolojileri temel olarak termal, biyolojik ve mekanik esaslı olmak üzere 3 başlıkta ele alınmakta olup, piroliz, gazlaştırma ve yakma termal esaslı teknolojiler, fermentasyon ve çürütme biyolojik esaslı teknolojiler arasında yer almaktadır. Modelleme çerçevesinde, doğrudan yakma (EBIOSB), akışkan yatakta yakma (EBIOCFB), entegre gazlaştırma (EBIOIGCC) ve anaerobik çürütme (EBIOAD) teknolojileri değerlendirilmiştir.



Şekil 4.14 : Biyokütle yakıtlı lisanslı elektrik üretim santralleri. (BEPA, 2021)

Tez çalışması kapsamında ülkemizde kurulu bulunan biyokütle santrallerine ilişkin kurulu kapasite, kullanılan teknoloji gibi çeşitli bilgiler gerek resmi istatistikler ve raporlar incelenerek, gerekse internet kaynakları taranarak belirlenmiş ve ülkemizde kurulu bulunan biyokütle yakıtlı elektrik üretim santrallerine ilişkin bir veritabanı oluşturulmuştur. Bu veritabanında santraller biyogaz ve diğer biyokütle olmak üzere iki grup altında sınıflandırılmış olup belirlenen kapasite verileri Çizelge 4.8'de özetlenmiştir.

Çizelge 4.8 : Biyokütle yakıtlı teknolojilerin kurulu kapasite gelişimi (GW).

Yakıt türü	Teknoloji türü	2015	2020	İnşaa halinde
Biyokütle	Biyogaz türbini	0.20	0.42	0.21
	Biyokütle yakma	0.15	0.57	0.73

4.2.1 Biyokütle yakma

Orman ve tarım atıkları gibi katı biyokütle kaynaklarının doğrudan yakılması ile ısı elde edilmesi mümkün olmaktadır. Doğrudan yakma işlemi tek ya da iki aşamalı sabit yataklı sistemlerde ya da akışkan yataklı yakma sistemlerinde gerçekleştirilmektedir. Sabit yataklı sistemler ızgara tipine göre sabit, ileri itimli, döner ya da titreşimli olarak sınıflandırılırken, akışkan yataklı sistemler de dolaşimli ya da kabarcıklı olarak iki grup altında değerlendirilmektedir. Sabit yataklı sistemler açısından nem kısıtlayıcı bir unsur iken, akışkan yataklı sistemlerde daha yüksek nem seviyelerine sahip ürünlerin de değerlendirilmesi mümkün olmaktadır. Öte yandan 50 MW altı kapasitelerde her iki sistemde de toplam sistem verimliliği %25 seviyelerinde gerçekleşmektedir. Sabit yataklı sistemlerde 300 MW üstü sistemlerde daha yüksek verimli buhar türbinlerinin de entegre edilmesi ile toplam verimliliğin %34 seviyesine yükseldiği örnekler de bulunmaktadır (TÜBA, 2022; Breeze, P., 2019).

Biyokütle yakma tesislerinde kullanılan pek çok ekipman mevcut kömür yakıtlı santraller ile benzerlik göstermekte, bu açıdan da uygun fiyatlı ve sürdürülebilir yakıt temininin sağlanabildiği noktalarda biyokütle enerjisi olumlu bir alternatif olarak değerlendirilmektedir. Öte yandan mevcut kömür yakıtlı tesislerde uygun biyokütle kaynaklarının da yakma sürecine büyük bir değişiklik gerektirmeksizin %10'a kadar eklenmesi mümkün olmaktadır. Bu tesislerde pelet formundaki biyokütle kaynaklarının kömür ile karıştırılması ve öğütülmesi sonrasında yakma işlemi gerçekleştirilmektedir. Bu sayede 1.000 MW kapasiteli bir tesiste, 100 MW kapasiteli bir biyokütle yakma tesisine eşdeğer oranda işlem yapılabilir. Birlikte yakma işleminin gerçekleştirilebileceği bir diğer yöntemde ise, biyokütlenin kazanın daha alt kısımlarında bulunan brülörler vasıtasıyla beslenmesi ve daha uzun süreli bir yakma ortamının sağlanması ile %15'e varan oranda biyokütlenin yakma işlemine entegre edilmesi mümkün olmaktadır (Breeze, P., 2019).

Keivani ve Gungor tarafınca Çan Termik Santrali'nin bir ünitesinde oksijen yanma, karbon yakalama ve biyokütle birlikte yakma teknolojilerinin entegre edilmesi teknolojik açıdan değerlendirilmiştir. Bu çalışma ile, oksijen yanmanın, amin esaslı karbon yakalama teknolojisine kıyasla daha ekonomik bir alternatif olduğu ancak hava ayırma ünitesi ve oksijen kullanımı kaynaklı teknik kısıtların da bulunduğu ortaya konmuştur. Öte yandan oksijen zengin bir yakma ortamının oluşturulduğu biyokütle

birlikte yakma sisteminin, oksijen yanma sistemine yakın maliyetler ile ortaya konabildiği ve bu sistemin 55,3 €/ton CO₂ seviyesinde karbon yakalama maliyeti oluşturduğu değerlendirilmiştir. Dolayısıyla yakın vadede %30 seviyesinde oksijence zenginleştirilmiş yakma sistemlerinin mevcut termik santrallerin dönüşümü açısından değerlendirilebileceği öngörülmüştür (Keivani, B., Gungor, A., 2022).

4.2.2 Biyokütle gazlaştırma

Gazlaştırma temelli teknolojilerde biyokütle indirgeyici bir atmosferde su buharı ile birlikte yüksek sıcaklıkta ısıtılmakta ve %40 seviyesinde hidrojen ve karbon monoksit içeren sentez gazı elde edilmektedir. Gazlaştırma işlemi sabit, tek geçişli veya akışkan yataklı sistemlerde gerçekleştirilebilmekte olup, entegre gazlaştırma kombine çevrim sistemlerde gaz türbini çıkışındaki gazın bir buhar türbininde tekrar kullanımı ile %45'e varan verimlere ulaşılabilir (Breeze, P., 2019; TÜBA, 2022). Biyokütle yakıtlı bir santral için sabit veya akışkan yataklı bir gazlaştırma sisteminin yatırım maliyeti 2.140-5.700 USD/kWh arasında değişirken, bu sistemler ile üretilen elektriğin maliyeti (LCOE) 0,07-0,24 USD/kWh aralığındadır (Fernando, R., 2009; IRENA, 2012).

Biyokütle gazlaştırma, enerji ve ısı üretimi ile hidrojen ve ikinci nesil biyoyakıt üretimi için verimli bir süreç olarak değerlendirilmektedir. Odun ve orman atıkları, bitkisel ve tarımsal artıklar, enerji bitkileri, hayvan dışkıları, park ve bahçe atıkları gazlaştırmaya uygun biyokütle kaynakları arasındadır. Tek geçişli gazlaştırma sistemleri stabil özellikteki ve düşük nem oranına sahip biyokütle kaynakları için daha uygun iken, akışkan veya sabit yataklı sistemler daha esnektir. Öte yandan torrefaksiyon ve karbonizasyon gibi ön işlemler ile nem oranı ve uçucu bileşen miktarının azaltılması ve ısı değeri yükseltilmesi ile toplam verimin artırılması da mümkün olabilmektedir. Sistemde kullanılan katalizörler, akış yönü ve sıcaklık dağılımı da gaz kompozisyonunu etkileyen parametreler arasındadır. Hidrojen üretimi açısından da önemli bir teknoloji olarak görülen biyokütle gazlaştırma sistemlerinde Ar-Ge çalışmaları özellikle gaz temizleme aşamasında yatırım maliyetlerinin ve biyokütle girdi maliyetlerinin düşürülmesine odaklanmıştır (Molino, A., Chianese, S., Musmarra, D., 2016; Brar, J.S., Singh, K., Wang, J., Kumar, S., 2012).

4.2.3 Anerobik Çürütme

Organik atıkların oksijensiz (anaerobik) koşullarda bakteriler kullanılarak çürütülmesi ile metan gazları açısından zengin bir gaz karışımı elde edilebilmektedir. Bu işlem düzenli depolama sahalarında kontrolsüz bir şekilde gerçekleşmekte olup, söz konusu gazların toplanması ve gaz türbininde yakılması ile elektrik elde edilebilmektedir. Anaerobik çürütme, atık su arıtma tesislerinde ve hayvan atıklarının değerlendirilmesi amacıyla da yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu sistemler farklı sıcaklık aralıklarında, kesikli veya sürekli besleme ile ve sıvı veya katı atıklar kullanılarak çalıştırılabilmektedir (Breeze, P., 2019).

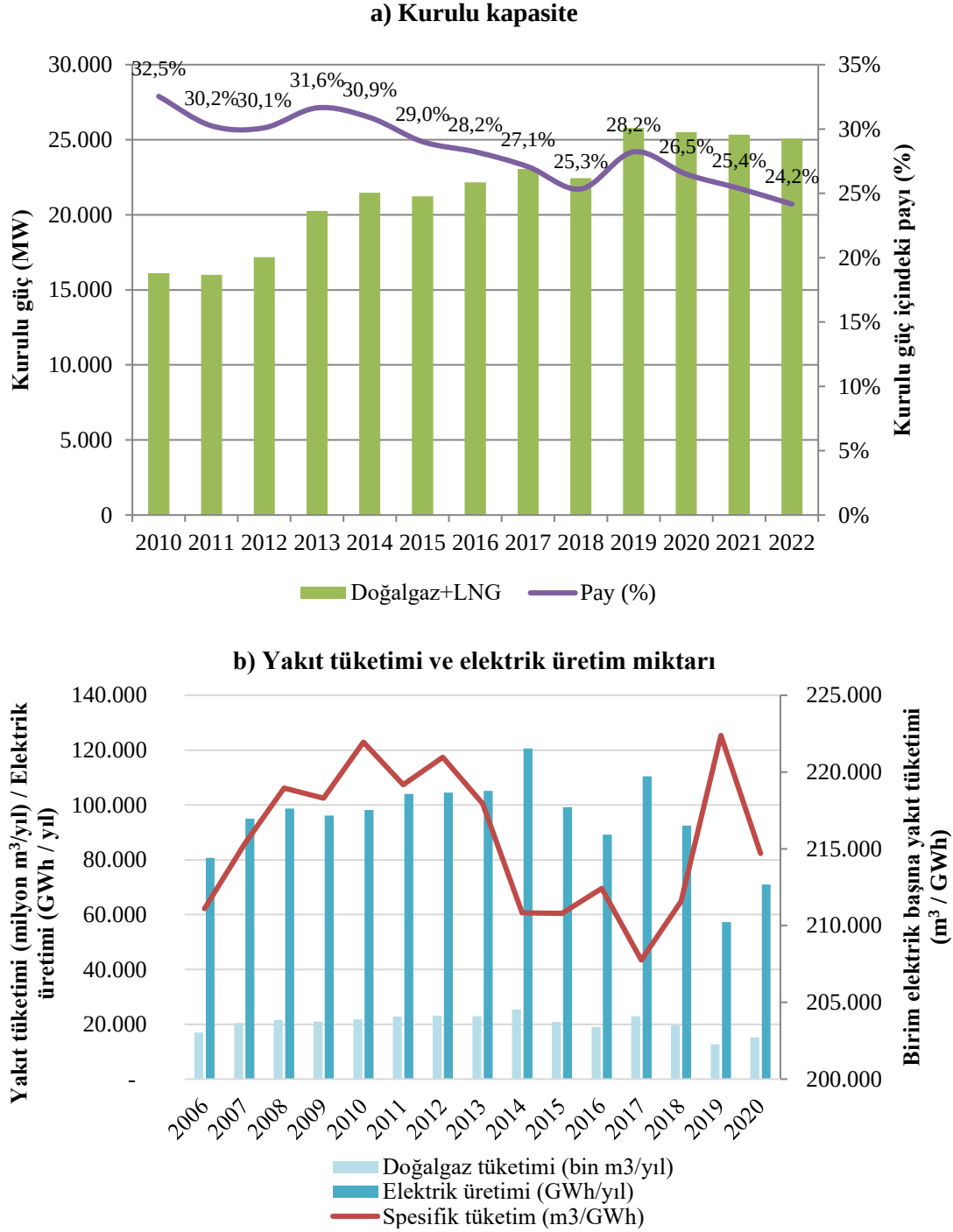
Türkiye’de hayvan atıkları (sığıır ve tavuk gübresi), tarımsal organik atıklar (sebze/meyve atıkları, mezbahane atıkları) ve mısır silajı kullanılarak elde edilebilecek potansiyelin değerlendirildiği bir çalışmada, ülkede üretilen tüm tavuk gübresi ve sığıır gübresinin %60’ının organik atıklar ile birlikte değerlendirilmesi ile 12,2 Mton CO₂e/yıl seviyesinde sera gazı emisyon azaltımı sağlanabileceği değerlendirilmiştir (Balcioglu G., Jeswani, H.K., Azapagic, A., 2022). Bir diğer çalışmada ise katı atık düzenli depo sahalarının ortaya koyduğu biyogaz potansiyeli değerlendirilmiş olup, 2080 yılına kadar yapılan projeksiyonlarda 14 milyon kWh/yıl seviyesinde elektrik üretilebileceği öngörülmüştür (Can, A., 2022).

4.3 Doğal Gaz Yakıtlı Elektrik Üretim Santralleri

Türkiye’nin toplam doğal gaz arzı 2022 yılı itibariyle 55,1 milyar m³ seviyesinde olup, bunun %0,75’i yerli üretim ile karşılanabilmekte ve toplam tüketimin %22,3’ü çevrim sektöründe gerçekleştirilmektedir. Ülkemize giren doğal gazın %39,5’i Rusya, %17,2’si İran ve %15,9’u Azerbaycan üzerinden temin edilmektedir. 2022 yılı itibariyle toplam doğal gaz rezervinin 3,1 milyar m³ olduğu değerlendirilmektedir. Küresel ölçekte yaklaşık 190 trilyon m³ seviyesinde olan doğal gaz rezervinin önemli bir kısmının (%40 civarı) Orta Doğu’da bulunduğu ve yaklaşık 50 yıllık rezerv ömrü bulunduğu öngörülmektedir (TPAO, 2023; Breeze, P., 2019).

Elektrik üretim sektörü açısından, doğal gaz yakıtlı tesislerin kurulu kapasitesi 2022 yılı itibariyle 25,1 GW seviyesinde olup, toplam kurulu gücün %25’ine tekabül etmektedir. Doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santrallerinin kurulu kapasitesinin gelişimine bakıldığında 2010 yılında 16,1 GW seviyesinde olan bu santraller 2022

yılında 25,1 GW seviyesine yükselmiştir (Şekil 4.15a) (EPDK, 2023). Yakıt tüketimi ve buna karşılık gelen elektrik üretim miktarı açısından bir inceleme yapıldığında ise bu iki değer arasında korelasyon olduğu görülmektedir. Spesifik yakıt tüketiminin ise ortalama 215 bin m³/GWh seviyesinde gerçekleştiği görülmektedir (Şekil 4.15b) (TEİAŞ, 2023).



Şekil 4.15 : Doğal gaz yakıtlı santraller için a) kurulu kapasite gelişimi (2010-2022) ve b) yakıt tüketim ve elektrik üretim miktarı gelişimi (2006-2020). (EPDK, 2023; TEİAŞ, 2023)

Doğal gaz yakma amacıyla temelde kullanılan teknoloji gaz türbinleridir. Klasik gaz türbinlerinde doğal gaz yakılarak türbin döndürülmekte ve elektrik elde edilmektedir. Öte yandan kombine ısı ve güç eldesi amacıyla kullanılan kojenerasyon tesislerinde sistem atık ısısı da buhar üretimi amacıyla kullanılarak geri kazanılmakta ve sistemin toplam verimliliği arttırılmaktadır. Kombine çevrim santrallerinde ise gaz türbini çıkışında elde edilen atık ısıdan ayrı bir buhar türbininde ilave elektrik elde edilmesi söz konusudur (Breeze, P., 2019). Ülkemizde doğal gaz kurulu kapasitesinin büyük bir kısmı (yaklaşık %90'ı) kombine çevrim santralidir. Mevcut durumda kurulu bulunan doğal gaz kombine çevrim santralleri harita üzerinde Şekil 4.16'da ve tablo halinde Çizelge A.3'te gösterilmektedir.



Şekil 4.16 : Doğal gaz kombine çevrim santrallerinin dağılımı.

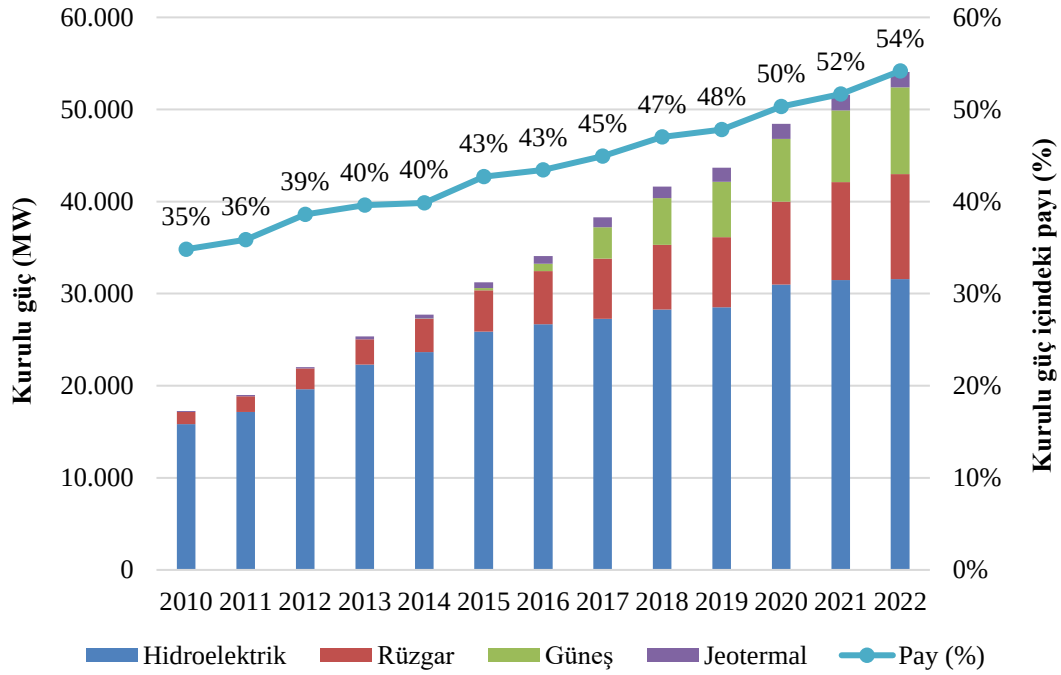
Model veritabanında doğal gaz yakıtlı santraller kombine çevrim ve gaz türbini/kojenerasyon olmak üzere 2 grup altında sınıflandırılmış olup belirlenen kapasite verileri Çizelge 4.9'da özetlenmiştir.

Çizelge 4.9 : Doğal gaz yakıtlı teknolojileri kurulu kapasite gelişimi (GW).

Yakıt türü	Teknoloji türü	2015	2020	İnşaa halinde
Doğal gaz	Kombine çevrim	19.62	23.35	-
	Gaz türbini-kojenerasyon	1.60	2.15	-

4.4 Diğer Yenilenebilir Enerji Teknolojileri

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı tesislerin kurulu kapasitesi 2022 yılı itibariyle 54,1 GW seviyesinde olup, toplam kurulu gücün %54,2'sine tekabül etmektedir (Şekil 4.17) (EPDK, 2023).



Şekil 4.17 : Yenilenebilir enerjiye dayalı santraller için kurulu kapasite gelişimi (2010-2022). (EPDK, 2023)

Yenilenebilir enerji kaynakları, güneş, rüzgar ve hidroelektrik ve jeotermal enerjisi olmak üzere dört başlık altında değerlendirilmektedir. Bu santrallerin toplam kurulu gücü 2022 yılı itibariyle 23,3 GW seviyesinde olup, bu kaynaklar toplam kurulu kapasitenin %22,4'ünü oluşturmaktadır. Rüzgar enerjisi santralleri kurulu gücü 11,4 GW seviyesinde iken, güneş enerjisi santralleri kurulu gücü 9,4 GW'dır. Güneş enerjisi santrallerinin yaklaşık %85'i lisanssız santrallerdir. Modelleme çerçevesinde değerlendirilen kapasite verileri Çizelge 4.10'da özetlenmiştir.

Çizelge 4.10 : Yenilenebilir enerji teknolojileri kurulu kapasite gelişimi (GW).

Yakıt türü	2015	2020	İnşaa halinde
Güneş	0,24	6,80	-
Rüzgar	4,50	9,00	-
Hidroelektrik	25,87	30,99	-
Jeotermal	0,62	1,62	-

Yenilenebilir enerji teknolojileri ise güneş, rüzgar, hidroelektrik ve jeotermal enerji olmak üzere dört başlık altında özetlenmiştir.

4.4.1 Güneş enerjisi

Güneş enerjisi teknolojileri altında, güneş ışığını elektrik enerjisine veya ısınma enerjisine dönüştüren fotovoltaik (PV) paneller ve termal kolektörler olmak üzere iki ana grup bulunmaktadır.

Fotovoltaik paneller, güneş enerjisini doğrudan elektrik enerjisine çevirmekte olup, monokristal (Mono-Si) veya polikristal silikon (Poli-Si) teknolojiler ile ince film teknolojileri (thin film-TF) olmak üzere iki gruba ayrılmaktadır. Kristalin silikon teknolojisi daha eski olup mevcut marketin yaklaşık olarak %85-90'ını kaplamaktadır. PV elektrik üretim santrallerinin yatırım maliyetinin yaklaşık %30-50'sini paneller oluşturmaktadır. Altyapı maliyetleri ise uygulama alanına göre değişkenlik göstermekte olup, sanayi tesisleri ile entegre sistemlerde %20 civarında, konutlarda %50-60, enerji depolamalı elektrik üretim santrallerinde ise %70'lere varan orandadır (IEA-ETSAP&IRENA, 2013). Küresel ölçekte PV kurulu 2012 yılındaki 100 GW seviyesinden, 2022 yılı sonu itibarıyla 1.185 GW seviyesine ulaşmış olup, toplam elektrik üretiminin %6,2'sini karşılamaktadır. Kurulu kapasitelerinde en yüksek seviyede PV santrallerine yer veren ülkeler sırasıyla %19,1, %17,5, %15,9 ve %15,7 ile İspanya, Yunanistan, Hollanda ve Almanya'dır (REN21, 2023). Çatı tipi yerel ölçekli PV sistemleri ve arazi tipi büyük ölçekli PV santrallerine ek olarak son dönemde yüzer PV ve agrivoltaik tarım uygulamaları da artış göstermektedir. Yüzer PV sistemlerinin ilave arazi ihtiyacı yaratmaması, su kaynağının yarattığı soğuma sayesinde verimliliğin artması, uygulandığı alanda (hidroelektrik santral, baraj, sulama kanalı vb.) buharlaşma kaynaklı su kayıplarını azaltması, altyapı açısından esnek uygulama sağlaması ve güneş takibine imkan sağlaması gibi faydaları ile öne çıktığı görülmektedir (CTCN, 2022; REN21, 2023).

Konsantre güneş enerjisi (Concentrating Solar Power-CSP) sisteminde güneş ışığını bir alıcı üzerine yoğunlaştırmak için aynalar kullanılmaktadır. Toplanan güneş enerjisi ile ısı üretilmesi ve/veya buhar türbinleri aracılığıyla elektrik üretilmesi amacıyla mümkün olmaktadır. Parabolik oluklu kollektörler (parabolic trough collector-PTC), lineer fresnel reflektörleri (linear fresnel collector-LFC), güneş kuleleri (tower solar power-TSP) ve parabolik çanak (stirling dish-SD) sistemleri olmak üzere dört farklı tipte CSP teknolojisi bulunmaktadır. İlk iki tip ticari ölçekte en gelişmiş sistemler arasında yer alıp, merkezi elektrik üretim uygulamalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Lineer konsantre sistem uygulamaları olan PTC ve LFC sistemleri daha düşük yatırım ve işletme maliyetleri gerektirirken, TSP sistemleri ise daha yüksek verimlilik sağlamaktadır. Güneş çanakları ise çatı tipi güneş panelleri gibi yerinde enerji üretimine daha uygun sistemlerdir (IEA-ETSAP&IRENA, 2013). Dünya genelinde kurulu CSP sistemi kapasitesi 2012 yılındaki 2,5 GW seviyesinden 10 yıllık periyotta 6,3 GW seviyesine ulaşmış olup, bu sistemlerde üretilen elektrik enerjisinin maliyeti de özellikle termal enerji depolama yaklaşımlarının da entegre edilmesi ile birlikte yaklaşık %70 oranında azalmıştır (REN21, 2023).

4.4.2 Rüzgar enerjisi

Rüzgar enerjisi teknolojileri rüzgar türbinlerinin karada ve denizde konumlandırılması ile karasal ve denizüstü sistemler olmak üzere iki başlık altında ele alınmaktadır. Küresel ölçekte 2022 yılı itibarıyla 906 GW kapasiteli rüzgar türbini kurulu bulunmakta olup, bunun yaklaşık %15'lik bir kısmı deniz üstü bölgelerde konumlandırılmıştır. Açık denizde rüzgar türbinlerinin inşaa edilmesi, deniz tabanında temel inşaaasının zor olması ve elektrik iletim altyapısına uzak kalınması gibi nedenlerle daha maliyetli olmakla birlikte, bu bölgelerde çevresel düzenlemelerin daha az kısıt ortaya koyması nedeniyle daha hızlı ve kolay hayata geçirilebilmektedir. Öte yandan açık denizde rüzgar rejiminin düzenli olması sebebiyle kara tipi benzer kapasiteli bir tesise kıyasla daha yüksek verim değerlerinin elde edilmesi de mümkün olmaktadır (REN21, 2023; Breeze, P., 2019).

Rüzgar enerjisi santralleri yatırım maliyetlerinin büyük bir kısmını türbin kanatları ve kule oluşturmakta olup, bakım-onarım maliyetleri de seviyelendirilmiş elektrik maliyetinin %30'una tekabül etmektedir. Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti 2010 yılından bu yana karasal sistemler için %68, deniz üstü sistemler için ise %60 oranında

düşüş göstermiştir (IRENA, 2022; IEA-ETSAP&IRENA, 2013). Rüzgar türbinlerinin birbirlerine yakın inşaa edilmesi ile elde edilen rüzgar çiftliklerinde, verimin düşmemesi adına detaylı bir aerodinamik analizin gerçekleştirilmesi ve buna bağlı olarak optimum türbin yerleşimlerinin sağlanması gerekmektedir (Breeze, P., 2019; IEA-ETSAP&IRENA, 2013).

4.4.3 Hidroelektrik enerjisi

Hidroelektrik enerjisi, suyun kinetik enerjisini elektrik enerjisine dönüştürmek amacıyla, barajlar veya akarsular üzerine kurulan türbinler aracılığıyla elde edilmektedir. Hidroelektrik santralleri biri rezervuarlı barajlara diğeri ise rezervuarsız nehirlerle dayalı iki konfigürasyondan oluşmaktadır. Baraj tipi hidroelektrik santraller, elektrik talebine göre, gece-gündüz regülasyonlu küçük barajlar, mevsimsel depolamalı büyük barajlar ve pompaj depolamalı tesisler olarak alt kategorilere ayrılabilir. Nehir tipi küçük ölçekli hidroelektrik santraller ise akarsuyun doğal akışından enerji üretmekte ve akışa önemli ölçüde müdahale etmediği için çevre dostu bir seçenek olarak değerlendirilmektedir (IEA-ETSAP&IRENA, 2013; Breeze, P., 2019).

İklim değişikliği ile ilişkili olarak görülen kuraklık hadiseleri ve mevsimsel değişimler nedeniyle hidroelektrik santrallerin enerji üretim kapasitesi içindeki payının düşeceği öngörülmektedir. Nitekim 2022 yılında Avrupa genelinde hidroelektrik santrallerinde üretilen elektrik miktarı yaşanan şiddetli kuraklık nedeniyle %19 seviyesinde düşüş göstermiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları kurulu kapasitesinin %37'sini oluşturan hidroelektrik enerjisi kapasitesi 2022 yılı itibarıyla 1.220 GW seviyesine ulaşmış olup, Türkiye kurulu kapasitesi ile 8. sırada yer almaktadır (REN21, 2023).

Hidroelektrik santralleri, diğer yenilenebilir enerji teknolojilerine kıyasla çok daha az mineral ve değerli metal gerektirmek ile birlikte, bu tesisler hem enerji üretimi hem de altyapı açısından hizmet verdiğinden, inşaat ve bakım-onarımları büyük ölçüde çimento ve çelik sektörlerine dayanmaktadır. Bu santraller biyoçeşitlilik kaybı, erozyona katkı sağlama gibi etkileri nedeniyle sürdürülebilirlik açısından da sorgulanmakta olup, sedimentasyon ve rezervardaki organik maddelerin anaerobik ayrışması kaynaklı metan emisyonları da önemli bir kaygı oluşturmaktadır. Öte yandan pompaj depolamalı tesislerde şebeke talebine göre suyun yüksek rezervuara alınması ile enerjinin depolanması, elektrik talebine göre suyun aşağı rezervuara geri

basılması ile depolanan enerjiden elektrik üretilmesi mümkün olabilmektedir. Bu özellik, diğer yenilenebilir enerji santralleri ile entegre olarak düşünüldüğünde enerji depolama açısından önemli bir potansiyel oluşturmaktadır (IEA-ETSAP&IRENA, 2013; REN21, 2023; Breeze, P., 2019).

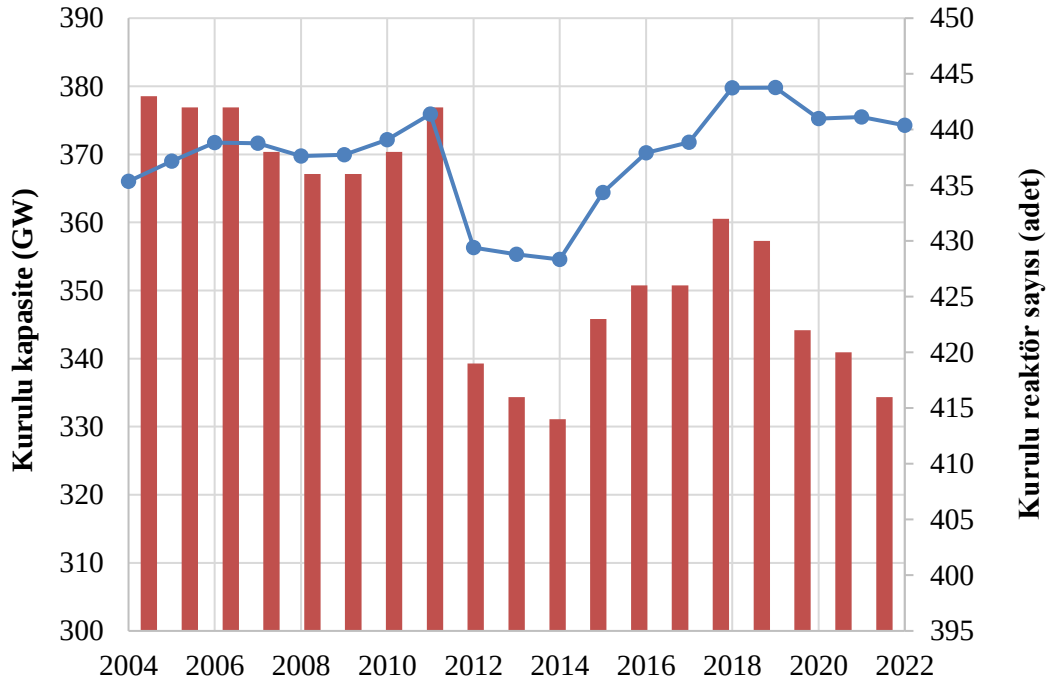
4.4.4 Jeotermal enerji

Jeotermal enerji santrallerinde, yeraltındaki sıcak su veya buhar elektrik enerjisine çevrilmekte, bazı durumlarda ise atık ısı ısınma amaçlı kullanılabilir. Jeotermal enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürmek için akışkan sıcaklığına ve türüne bağlı olarak çeşitlendirilen üç temel teknoloji bulunmaktadır. Kuru buhar ve flaş buhar teknolojileri 180°C üzeri sıcaklıkta uygulanabilmekte, daha düşük sıcaklıklarda ise ikili çevrim teknolojisi kullanılmaktadır (TÜBA, 2020; Breeze, P., 2019). 2022 yılı itibariyle jeotermal sistemlerde üretilen elektrik miktarı 101 TWh seviyesine yükselmiştir. Ülkemiz jeotermal elektrik üretim kapasitesi 2008 yılındaki 30 MW seviyesinden 2022 yılında 1,7 GW seviyesine kadar yükselmiş olup, küresel ölçekte en yüksek 4. kapasiteye sahip ülke konumuna gelmiştir. Yenilenebilir enerji teşvikleri kapsamında 2023 yılı itibariyle güncellenen destek mekanizması sayesinde gelecek dönemde jeotermal yatırımlarının hızlanacağı öngörülmektedir (REN21, 2023). Gelecek dönemde kızgın kuru kaya teknolojisi gibi geliştirilmiş jeotermal sistemlerine yönelik Ar-Ge çalışmalarının hızlandırılması ile geniş ölçekli uygulamaların da artış gösterebileceği değerlendirilmektedir (IEA-ETSAP&IRENA, 2013; TÜBA, 2020).

4.5 Nükleer Enerji Teknolojileri

Nükleer enerji teknolojilerinde, atom çekirdeklerinin bölünmesi veya birleştirilmesi sonucu ortaya çıkan enerji kullanılmaktadır. Küresel ölçekte kurulu bulunan nükleer santraller bünyesinde genel olarak, atom çekirdeklerinin bölünmesi ile enerji üreten fizyon reaktörleri kullanılmaktadır. Nükleer santral teknolojileri uzun zamandır kullanılmakla birlikte özellikle radyoaktif yan ürünlerin bertarafı, deprem gibi altyapının zarar görebileceği afetlerde önemli çevresel etkilerin oluşması ve santrallerin nükleer silah olarak kullanılması gibi riskler önemini korumaktadır. Yaygın olarak kullanılan reaktör teknolojileri, basınçlı su reaktörleri, ağır su reaktörleri ve kaynar su reaktörleri olarak sıralanmaktadır (Breeze, P., 2019). Küresel ölçekte kurulu nükleer santral kapasitesi ve reaktör sayısı gelişimi Şekil 4.18'de

verilmektedir. 2022 yılı itibariyle 416 adet reaktörün toplam kurulu kapasitesi 374 GW seviyesindedir (IAEA, 2023).



Şekil 4.18 : Dünya genelinde nükleer santraller için kurulu kapasite ve reaktör sayısı gelişimi (2004-2022). (IAEA, 2023)

Ülkemizin ilk nükleer santrali olması planlanan Akkuyu tesisinde, her biri 1.200 MW kapasiteli 4 adet basınçlı su reaktörü kullanılmıştır. 2013 yılında başlatılan inşaat çalışmalarında, 2023 yılı itibariyle ilk ünite taze nükleer yakıt temini gerçekleştirilmiştir. Bu santralin devreye alınması ile 35 milyar kWh seviyesinde yıllık elektrik üretimi gerçekleştirilmesi öngörülmektedir (Akkuyu, 2023). Bu santral dışında Sinop'ta 4.480 MW ve İğneada'da 4.400 MW kapasiteli iki tesisin daha uzun vadede devreye alınması planlanmaktadır.

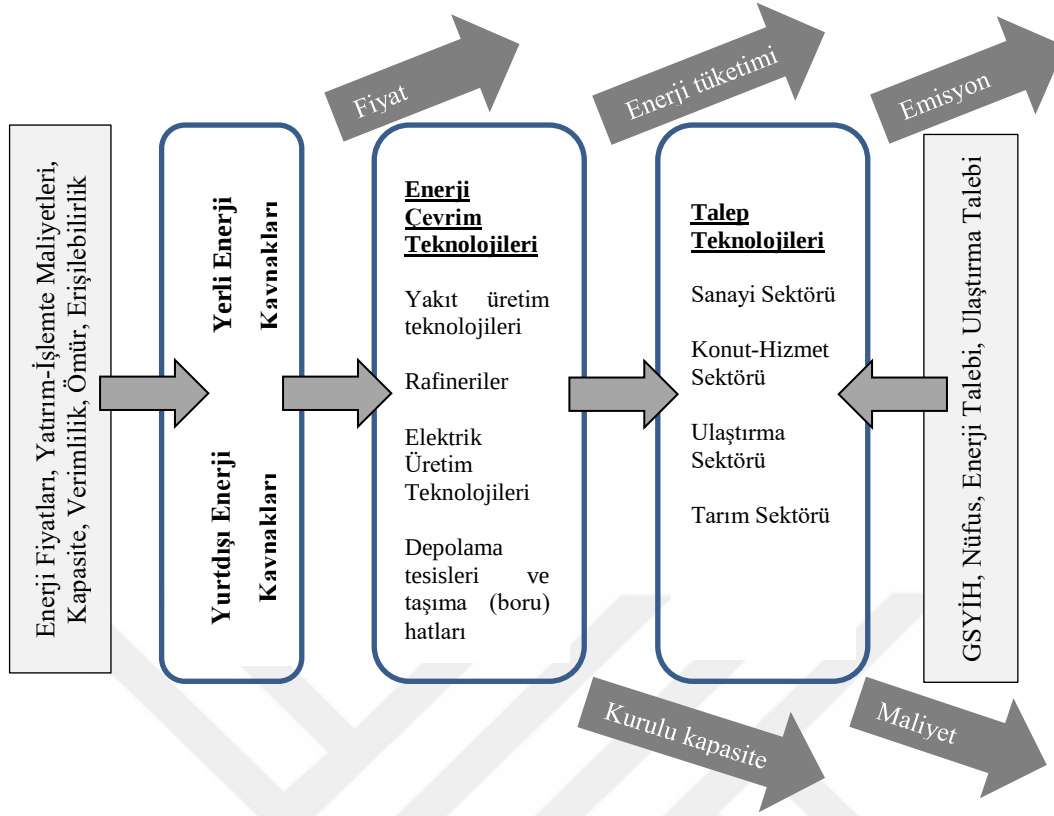


5. TIMES MODELLEME ALTYAPISININ KURULMASI

5.1 TIMES Modeli

Enerji planlaması amacıyla 70'li yıllardan bu yana çeşitli modeller kullanılmıştır. Geçmişte enerji güvenliğine yönelik problemlerin (örn; benzin ambargosu uygulaması vb.) incelenmesi amacıyla kullanılan bu modeller, günümüzde çevresel sorunların çözümü amacıyla birer değerlendirme aracı olarak kullanılmaktadır. Son yıllarda bu modeller özellikle iklim değişikliği probleminin çözümüne yönelik olarak dekarbonize edilmiş bir elektrik sektörünün oluşturulması için uygun teknolojilerin ve çevresel politikaların belirlenmesi amacıyla kullanılmaktadır (Gouveia, J.P., Dias, L., Fortes, P., Seixas, J., 2012). Bu amaçla tez çalışması kapsamında TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) modeli kullanılmıştır. TIMES modeli; uzun dönemde yerel, ulusal veya çok bölgesel bir enerji sistemindeki dinamiklerin tahmini için teknoloji açısından zengin bir temel sunan, ekonomik bir modeldir.

TIMES modeli, enerji talepleri, birincil kaynak potansiyeli, politika ve ilgili teknolojiler olmak üzere dört farklı girdi seti içermektedir. TIMES modelinin esas amacı, verilen talepler altında toplam enerji sistem maliyetinin (sermaye, değişken, işletim vb.), verilen talepleri karşılayacak şekilde mümkün olan en az harcama ile gerçekleştirilmesidir. TIMES model yapısı Şekil 5.1'de şematik olarak gösterilmektedir (ETSAP, 2016; Remme U., Goldstein G.A., Schellmann U., Schlenszig C., 2001).



Şekil 5.1 : TIMES model yapısı.

(ETSAP, 2016; Remme U., Goldstein G.A., Schellmann U., Schlenszig C., 2001)'dan uyarlanmıştır.

TIMES modeli temelde bir lineer optimizasyon programı olup; bu programlarda çeşitli karar değişkenlerinin lineer matematiksel gösterimi ile oluşturulan bir amaç fonksiyonunun belirli kısıtlar altında maksimize ya da minimize edilmesi amaçlanmaktadır. Tek bir bölgeye sahip TIMES modelinin amaç fonksiyonu, yıllık maliyetlerin toplam net bugünkü değerini hesaplayacak şekilde yapılandırılmıştır ve Denklem 5.1'de verilmiştir.

$$NPV = \sum_{y=YEARS} (1 + d_y)^{REFYR-y} * ANNCOST(y) \quad (5.1)$$

NPV: Tüm bölgeleri için toplam maliyetin net bugünkü değeri

ANNCOST(r,y): r bölgesine ve y yılına ait yıllık toplam maliyet

dr,y: Genel iskonto oranı

REFYR: İskonto referans yılı

YEARS: Çalışma planı kapsamında maliyet içeren tüm yıllar + geçmiş yatırımlar için maliyetin tanımlanması durumunda geçmiş yıllar +

çalışma planı sonrasındaki hurda değeri gibi maliyetlerin tahakkuk edilebildiği birkaç yıl

r: çalışma alanı bölgeleri

Burada yıllık toplam maliyet (ANNCOST); yatırım maliyetleri (INVCOST), vergiler ve sübvansiyonlar (INVTAXSUB), işletmeden çıkarma maliyetleri (INVDECOM), sabit maliyetler (FIXCOST), değişken maliyetler (VARCOST) ve hurda maliyetin (SALVAGE) toplamı olarak ifade edilir.

Modelde, optimizasyon ile belirlenecek bilinmeyenler karar değişkenleri, maksimize ya da minimize edilmesi gereken kriterler amaç fonksiyonu ve karar değişkenlerinin optimum çözüm için uygun olması gereken denklem ya da eşitsizlikler ise kısıt olarak sınıflandırılmaktadır.

TIMES modelinde yer alan indisler ve açıklamaları şu şekildedir;

- r: çalışılan bölge/alan (region)
- t ya da v: zaman periyodu
teknolojinin eskimesi durumunda v ile gösterilir.
- p: proses (teknoloji)
- s: zaman aralığı (time-slice)
genellikle yıllık olarak belirlenir.
- c: ürün (commodity)
enerji, malzeme, emisyon ya da talep olabilir.

TIMES modelinde yer alan karar değişkenleri şu şekildedir;

- VAR_NCAP (r,v,p): p prosesinin/teknolojisinin v periyodu ve r bölgesindeki yeni kapasite ilavesi [PJ/yıl]
- VAR_CAP (r,t,p): p prosesinin/teknolojisinin t periyodu ve r bölgesindeki toplam kapasitesi [PJ/yıl]
- VAR_ACT (r,t,p): p prosesinin/teknolojisinin t periyodu ve r bölgesindeki aktivitesi [PJ]
- VAR_FLO (r,t,p,c): c ürününün p prosesi/teknolojisi tarafından t periyodunda ve r bölgesinde tüketildiği veya üretildiği miktar [PJ]

TIMES modelinde yer alan kısıtlar şu şekildedir;

- EQ_BNDPRD: Bir ürünün toplam üretimi üzerindeki kısıtlama
- EQ_BNDNET: Bir ürünün net üretimi (üretim-tüketim) üzerindeki kısıtlama
- EQ_PEAK: Bir ürünün üretimi için belirlenen periyotta ulaşılabilecek maksimum kapasite değeri
- EQ_ACTBND: Bir prosesin/teknolojinin belirlenen periyotta gerçekleştirebileceği toplam aktivite miktarı

TIMES modelinde yer alan parametreler şu şekildedir;

- NCAP_ILED: Bir prosesin/teknolojinin inşaa edilme süresi
- NCAP_TLIFE: Bir prosesin/teknolojinin teknik olarak kullanım süresi
- ACT_EFF: Bir prosesin/teknolojinin verimi
- NCAP_COST: Bir prosesin/teknolojinin yatırım maliyeti
- ACT_COST: Bir prosese/teknolojiye ilişkin değişken maliyetler
- NCAP_FOM: Bir prosese/teknolojiye ilişkin sabit maliyetler (bakım-onarım maliyetleri dahil)
- FLO_EMIS: Bir prosese/teknolojiye ilişkin spesifik emisyon miktarı

TIMES modeli pek çok ülke veya bölgede enerji sektörüne uyarlanmıştır (örneğin Belçika (Coppens, L., Gargiulo, M., Orsini, M., Arnould, N., 2022), Kaliforniya (McCollum, D., Christopher, Y., Yeh, S., Ogden, J., 2012; Li, Y., Yang, C., Li, Y., Kumar, A., Kleeman, M.J., 2022), Çek Cumhuriyeti (Recka, L., Scasny, M., 2016), Çin (Jia, L., Wenying, C., Deshun, L., 2011; Shi, J., Chen, W., Yin, X., 2016; Weilong, H., Xiang, Y., Wenying, C., 2014), ABD (Roth, M.J., Adams, P.J., Jaramillo, P., Muller, N.Z., 2020), AB (Nijs W., Ruiz Castello P., Tarvydas D., Tsiropoulos I., Zucker A., 2018).

Şimdiye kadar ülkemiz için hazırlanan enerji-iklim modelleri kapsamında daha önce uluslararası düzeyde hazırlanmış veri tabanlarına (EPA, UK veri tabanları vb.) ait bilgiler kullanılmış olup, bu tez çalışması kapsamında öncelikle tüm teknoloji seçeneklerinin ulusal imkanlar göz önüne alınarak seçilmesi ve diğer parametrelerin de yine bu doğrultuda belirlenmesi amacıyla çalışılmıştır. Bu kapsamda temiz kömür teknolojileri, biyokütle teknolojileri, yenilenebilir enerji teknolojileri başta olmak üzere çeşitli elektrik üretim teknolojileri hakkında ülkemizde gerçekleştirilmiş olan akademik ve teknik çalışmalar dikkate alınarak, teknolojilere ilişkin kapasite, kapasite kullanım faktörü, yatırım ve işletim maliyetleri, bakım-onarım maliyetleri, teknoloji ömrü, birim üretim başına yakıt tüketimi gibi bilgiler ülkemiz özelinde belirlenmiştir.

5.2 Sera Gazı Emisyonları Hesaplama Metodolojisi ve Kullanılan Faktörler

Elektrik üretim sektörü kaynaklı sera gazı emisyon miktarlarının hesaplanması sürecinde 2006 yılı IPCC rehber dokümanı ve Ulusal Sera Gazı Emisyon Envanteri'nden yararlanılmıştır. 2006 yılı IPCC rehber dokümanı çerçevesinde yakıtların yanması kaynaklı sera gazı emisyonlarının hesaplanması amacıyla temelde

üç farklı yaklaşım önerilmiştir. Genel olarak tüm yaklaşımlarda Denklem 5.2’de belirtilen ve harcanan yakıt miktarının, belirlenen bir emisyon faktörü ile çarpılması olarak özetlenebilecek formülasyon kullanılmaktadır. İleri yaklaşımların farklılaşması ise seçilen emisyon faktörünün ulusal ve yerel faktörler dikkate alınarak özelleştirilmesi ile meydana gelmektedir (TÜİK, 2022; IPCC, 2006).

$$\text{Sera Gazı Emisyon Miktarı} = \text{Tüketilen Yakıt Miktarı} \times \text{Yakıt Emisyon Faktörü} \quad (5.2)$$

(kt CO₂) (TJ) (kt CO₂/TJ)

Ülkemiz için hazırlanan Ulusal Sera Gazı Emisyon Envanteri kapsamında hesaplama hem Ulusal Enerji Denge Tabloları kullanılarak hem de tesis bazında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nca derlenen envanter verileri kullanılarak iki farklı yöntemle hesaplanmaktadır. Her iki yöntem ile yapılan hesaplamalar incelendiğinde, sonucun enerji denge tabloları ile yapılan hesaplamalarda yaklaşık olarak %1,5 oranında daha düşük çıktığı tespit edilmiştir. Bu çalışma kapsamında ise Ulusal Sera Gazı Emisyon Envanteri’nde ülkemiz özelinde belirlenen ortalama dönüşüm katsayıları ve emisyon faktörleri ile birlikte Ulusal Enerji Denge Tabloları kullanılmış olup, kullanılan faktörler Çizelge 5.1’de özetlenmiştir. CH₄ ve N₂O emisyonları için belirlenen emisyon faktörleri yakma teknolojisine bağlı olarak değişmektedir (TÜİK, 2022).

Çizelge 5.1 : Sera gazı emisyon hesaplamalarında kullanılan emisyon faktörleri ve net kalorifik değerler. (TÜİK, 2022)

Yakıt tipi	Teknoloji tipi	CO ₂ Emisyon Faktörü (t/TJ)	CH ₄ Emisyon Faktörü (kg/TJ)	N ₂ O Emisyon Faktörü (kg/TJ)	Net Kalorifik Değer (TJ/kt)
Linyit	Pulverize Kömür Yakma	107,63	0,7	0,5	7,18
	Akışkan Yatakta Yakma	107,63	1	61	7,18
Düşük bitümlü kömür	Pulverize Kömür Yakma	92,38	0,7	0,5	13,92
	Akışkan Yatakta Yakma	92,38	1	61	13,92
Diğer bitümlü kömürler	Pulverize Kömür Yakma	92,64	0,7	0,5	25,06
	Akışkan Yatakta Yakma	92,64	1	61	25,06

5.3 Teknoloji Veritabanı

Modelleme çalışması kapsamında hem enerji taşıyıcıları hem de elektrik üretim teknolojileri için bir isimlendirme kuralı tanımlanmıştır. Buna göre enerji taşıyıcıları için belirlenen kısaltmalara Çizelge 5.2’de yer verilmiştir.

Çizelge 5.2 : Enerji taşıyıcıları kısaltmaları ve tanımları.

Kısaltma	Açıklama	Kısaltma	Açıklama
ELC	Elektrik	HYD	Hidroelektrik
HCO	İthal kömür	OIL	Petrol
LIG	Linyit	DSL	Dizel
BIO	Biyokütle	GSL	Benzin
NGA	Doğal gaz	WND	Rüzgar
NUC	Nükleer enerji	SOL	Güneş

Modelleme için oluşturulan veri tabanında teknoloji kısaltmaları belirlenirken, enerji taşıyıcılarının temel adlarından önce sektör/kaynak tanımlayıcısı olarak bir ila üç karakterlik bir kısaltma getirilmiştir. Örneğin, ELIGUC kritik koşullar altında işletilen linyit bazlı pülverize yakma ünitelerine karşılık gelmektedir. Tüm teknolojiler için belirlenen kısaltmalar Çizelge 5.3’te verilmektedir.

Çizelge 5.3 : Elektrik teknolojileri kısaltmaları ve tanımları.

Kısaltma	Teknoloji tanımı
EBIOAD	Çöp gazı anerobik çürütücü
EBIOSB	Biyokütle ızgaralı yakma sistemi
EBIOCFB	Biyokütle akışkan yatakta yakma
EBIOIGCC	Biyokütle entegre gazlaştırma sistemi
EBIOIGCCCC	Biyokütle entegre gazlaştırma sistemine karbon yakalama ve depolama sisteminin entegre edilmesi
EHCOBIOSC	İthal kömür süperkritik pülverize yakma sistemine biyokütle birlikte yakma sisteminin entegre edilmesi
EHCOCFB	İthal kömür akışkan yatakta yakma
EHCOIGCC	İthal kömür entegre gazlaştırma sistemi
EHCOIGCCCC	İthal kömür entegre gazlaştırma sistemine karbon yakalama ve depolama sisteminin entegre edilmesi
EHCOUC	İthal kömür kritik altı pülverize yakma sistemi
EHCOSEC	İthal kömür süperkritik pülverize yakma sistemi
EHCOUSC	İthal kömür ultra süperkritik pülverize yakma sistemi
EHYD	Hidroelektrik - Barajlı
ELIGBIOSC	Linyit süperkritik pülverize yakma sistemine biyokütle birlikte yakma sisteminin entegre edilmesi
ELIGCFB	Linyit akışkan yatakta yakma
ELIGIGCC	Linyit entegre gazlaştırma sistemi
ELIGIGCCCC	Linyit entegre gazlaştırma sistemine karbon yakalama ve depolama sisteminin entegre edilmesi
ELIGUC	Linyit kritik altı pülverize yakma sistemi

Çizelge 5.3 (devamı) : Elektrik teknolojileri kısaltmaları ve tanımları.

Kısaltma	Teknoloji tanımı
ELIGSC	Linyit süperkritik pulverize yakma sistemi
ELIGUSC	Linyit ultra süperkritik pulverize yakma sistemi
ENGACC	Doğal gaz kombine çevrim sistemi
ENGACCCC	Doğal gaz kombine çevrim sistemine karbon yakalama ve depolama sisteminin entegre edilmesi
ENGAGT	Doğal gaz gaz türbini
ESOLCSP	Konsantre güneş enerjisi santrali
ESOLPVF	Arazi tipi fotovoltaiik sistem
ESOLPVR	Çatı tipi fotovoltaiik sistem
EWNDON	Kara tipi rüzgar santrali
EWNDOFF	Denizüstü rüzgar santrali
ENUC	Nükleer santral

Modelleme çalışmasında tanımlanan enerji üretim teknolojileri bazında verimlilik, girdi ve çıktılar, yatırım maliyeti, sabit ve değişken maliyetler, teknoloji ömrü parametreleri çeşitli ulusal ve uluslararası veri tabanları dikkate alınarak (US EPA, 2022; Kaya, K., Koc, E., 2015; IRENA, 2022; Breeze, P., 2019) belirlenmiştir. Söz konusu veriler Çizelge 5.4’te verilmektedir.

Çizelge 5.4 : Elektrik teknolojilerine ilişkin belirlenen teknoloji ömrü, verimlilik, yatırım, sabit ve değişken maliyet bilgileri.
(US EPA, 2022; Kaya, K., Koc, E., 2015; IRENA, 2022; Breeze, P., 2019; Dodds, P., Scamman, D., Espegren, K., 2022)

Teknolojinin tanımı	Yakıt girdisi	Teknoloji ömrü (yıl)	Sabit maliyetler (2015\$USm/GWyr)	Değişken maliyetler (2015\$USm/PJ)	Yatırım maliyeti (2015\$USm/GW)	Verimlilik (%)
Pulverize Yakma-Kritik Altı	Linyit, taşkömürü	35	30,3	1,24	2.001	0,33
Pulverize Yakma -Süperkritik	Linyit, taşkömürü	50	30,3	1,24	2.335	0,38
Pulverize Yakma -Ultra Süperkritik	Linyit, taşkömürü	50	30,3	1,24	2.557	0,42
Entegre Gazlaştırma Sistemi (IGCC)	Linyit, taşkömürü	40	49,9	1,00	2.891	0,39
Akışkan Yatakta Yakma	Linyit, taşkömürü	50	27,9	1,58	2.152	0,33
Biyokütle Birlikte Yakma – Süperkritik	Linyit, taşkömürü, biyokütle	35	63,4	1,77	3.996	0,37
Süperkritik Yakma Sistemine Karbon Yakalama ve Depolama Sistemini Entegre Edilmesi	Linyit, taşkömürü	40	54,3	1,97	4.558	0,42
Entegre Gazlaştırma Sistemine Karbon Yakalama ve Depolama Sistemini Entegre Edilmesi	Linyit, taşkömürü	40	62,3	1,76	3.740	0,42
Kombine Çevrim Sistemi	Doğal gaz	30	13,2	1,00	917	0,50
Gaz türbini	Doğal gaz	30	38,0	1,58	1.733	0,37
Kombine Çevrim Sistemine Karbon Yakalama ve Depolama Sistemini Entegre Edilmesi	Doğal gaz	30	29,7	1,76	4.194	0,50
Biyokütle ızgaralı yakma sistemi	Biyokütle	35	84,4	1,60	1.768	0,25

Çizelge 5.4 (devamı) : Elektrik teknolojilerine ilişkin belirlenen teknoloji ömrü, verimlilik, yatırım, sabit ve değişken maliyet bilgileri.
(US EPA, 2022; Kaya, K., Koc, E., 2015; IRENA, 2022; Breeze, P., 2019; Dodds, P., Scamman, D., Espegren, K., 2022)

Teknolojinin tanımı	Yakıt girdisi	Teknoloji ömrü (yıl)	Sabit maliyetler (2015\$USm/GWyr)	Değişken maliyetler (2015\$USm/PJ)	Yatırım maliyeti (2015\$USm/GW)	Verimlilik (%)
Çöp gazı anaerobik çürütücü	Biyokütle	25	83,3	1,60	2.499	0,28
Entegre Gazlaştırma Sistemi	Biyokütle	35	117,1	2,06	3.633	0,25
Entegre Gazlaştırma Sistemine Karbon Yakalama ve Depolama Sistemini Entegre Edilmesi	Biyokütle	35	132,1	1,99	4.921	0,25
Arazi tipi fotovoltaik sistem	Güneş	25	12,8	-	1.313	-
Çatı tipi fotovoltaik sistemi	Güneş	25	12,8	-	1.313	-
Konsantre güneş enerjisi santrali	Güneş	25	24,7	-	7.221	-
Kara tipi rüzgar santrali	Rüzgar	25	39,6	-	2.213	-
Denizüstü rüzgar santrali	Rüzgar	24	66,5	-	4.194	-
Hidroelektrik - Barajlı	Hidroelektrik	25	14,1	-	2.936	-
Nükleer Santral	Uranyum	50	89,2	0,57	4.807	-



6. SENARYOLARIN OLUŞTURULMASI

6.1 Referans Senaryonun Oluşturulması

Referans senaryo kabullerinin belirlenmesi çalışmaları kapsamında ülkemiz özelinde hazırlanmış projeksiyonlar dikkate alınmıştır. Bu çerçevede, Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) tarafınca yayımlanan nüfus projeksiyonları, OECD tarafınca Türkiye için açıklanan GSYİH projeksiyonları ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na gerçekleştirilen elektrik enerjisi talep projeksiyonu dikkate alınmıştır.

TÜİK tarafından yayınlanan ve detaylarına Çizelge 6.1'de yer verilen nüfus projeksiyonları üç farklı senaryo bazında gerçekleştirilmiş olup bu senaryolarda yapılan kabuller şu şekildedir (TÜİK, 2018);

Senaryo 1: Temel senaryo, projeksiyonlarda kullanılan ana senaryodur. Bu senaryo, toplam doğurganlık hızı ve uluslararası net göç varsayımlarının bileşik etkisinden türetilmiştir. Toplam doğurganlık hızının 2018-2023 döneminde yenilenme düzeyi olarak kabul edilen 2,10 seviyesinde sabit kalacağı öngörülmekte olup, doğal akış içinde lineer olarak azalacağı ve 2030'da 2,05, 2040'ta 1,95, 2050'de 1,85 ve 2080'de 1,80 seviyesine düşeceği varsayılmıştır. Uluslararası net göçün ise 2023'e kadar 150.000 seviyesinde sabit kalacağı, 2030'da 100.000, 2040'ta 60.000, 2050'de 40.000'e düşeceği ve 2080'e kadar bu seviyede sabit kalacağı öngörülmüştür. Bu senaryo sonuçları, tez çalışması çerçevesinde dikkate alınmıştır.

Senaryo 2: Daha yüksek doğurganlık ve uluslararası net göç varsayımlarına dayanan bu senaryo, ana senaryodan farklı bir perspektife sahiptir. Toplam doğurganlık hızı ve uluslararası net göç varsayımlarının birleşik etkisinden türetilmiştir. Bu senaryoya göre, toplam doğurganlık hızının 2018-2023 döneminde 2,20 düzeyinde sabit kalacağı öngörülmekte olup, doğal akış içinde lineer olarak azalacağı ve 2030'da 2,15, 2040'ta 2,10, 2050'de 2,05 ve 2080'de 2,00 değerine düşeceği varsayılmıştır. Uluslararası net göçün ise 2023'e kadar

210.000 seviyesinde sabit kalacağı, 2030'da 160.000, 2040'ta 120.000, 2050'de 100.000'e düşeceği ve 2080'e kadar bu seviyede sabit kalacağı öngörülmüştür.

Senaryo 3: Daha düşük doğurganlık ve uluslararası net göç varsayımlarına dayanan bu senaryo, ana senaryodan farklı bir bakış açısını yansıtmaktadır. Toplam doğurganlık hızı ve uluslararası net göç varsayımlarının birleşik etkisinden türetilmiştir. Bu senaryoya göre, toplam doğurganlık hızının 2018-2023 döneminde 2,00 düzeyinde sabit kalacağı öngörülmekte olup, doğal akış içinde lineer olarak azalacağı ve 2030'da 1,95, 2040'ta 1,80, 2050'de 1,65 ve 2080'de 1,60 değerine düşeceği varsayılmıştır. Uluslararası net göçün ise 2023'e kadar 90.000 seviyesinde sabit kalacağı, 2030'da 40.000, 2040'ta sıfır, sonrasında ise negatif bir eğilim göstererek 2050'de -20.000'e düşeceği ve 2080'e kadar bu seviyede sabit kalacağı öngörülmüştür.

Çizelge 6.1 : Nüfus projeksiyonu sonuçları (2020-2080). (TÜİK, 2018)

Yıllar	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
2020	83 900 373	84 272 290	83 529 024
2025	88 844 934	89 861 711	87 832 057
2030	93 328 574	95 013 214	91 653 660
2035	97 176 768	99 589 002	94 783 231
2040	100 331 233	103 570 667	97 125 652
2045	102 843 989	107 048 559	98 702 920
2050	104 749 423	110 103 525	99 517 154
2055	106 149 786	112 786 740	99 723 302
2060	107 095 998	115 074 851	99 437 361
2065	107 577 244	116 940 020	98 664 288
2070	107 652 538	118 458 983	97 452 727
2075	107 453 417	119 798 026	95 912 460
2080	107 100 904	121 099 912	94 153 500

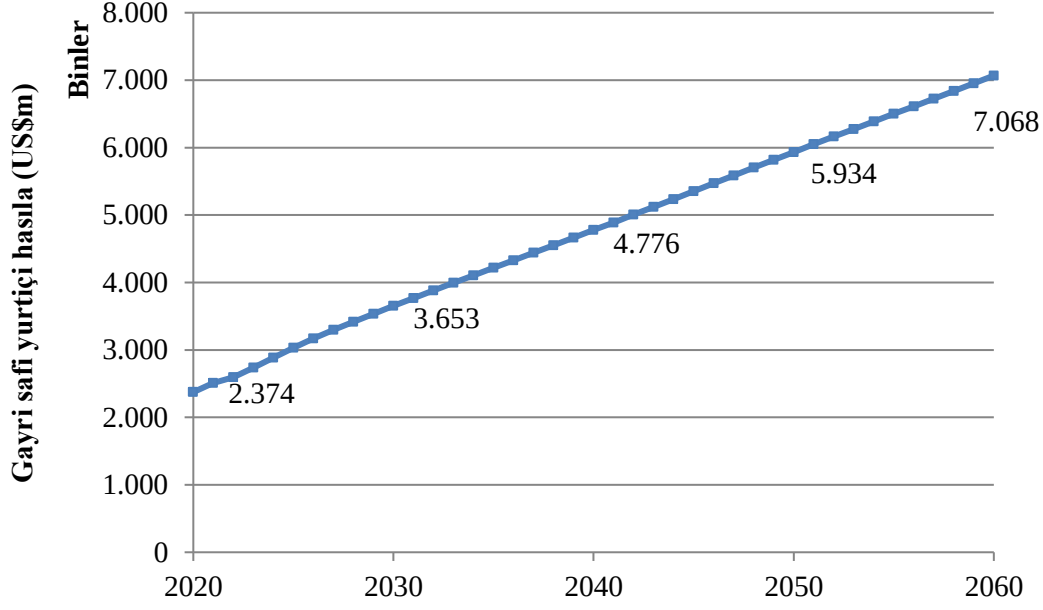
Elektrik enerjisi talep projeksiyonu, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 20.maddesi, 3.fıkrası, a bendinde yer alan "Gelecek yirmi yılı kapsayan Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu Raporu, her iki yılda bir Kalkınma Bakanlığı ve Kurum görüşleri de alınmak suretiyle Bakanlık tarafından hazırlanır ve yayımlanır" ibaresi gereği Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından gerçekleştirilmektedir. Bu çerçevede projeksiyon çalışmaları düşük talep (Senaryo 1), referans (Senaryo 2) ve yüksek talep (Senaryo 3) olmak üzere üç farklı senaryo altında ele alınmakta olup, bu senaryolara ilişkin bilgiler Çizelge 6.2'de verilmektedir (EİGM, 2021). Tez çalışması

kapsamında referans senaryo (Senaryo 2) sonuçları dikkate alınmıştır. Buna göre elektrik enerjisi talep artışının, 2025'e kadar yıllık %3,8 oranında, 2025-2030 yılları arasında yıllık %3,4, 2030-2035 yılları arasında %2,8 ve 2035-2040 yılları arasında %3 oranında artış göstereceği öngörülmektedir.

Çizelge 6.2 : Elektrik enerjisi talep projeksiyonu sonuçları (TWh) (2019-2040).
(EİGM, 2021)

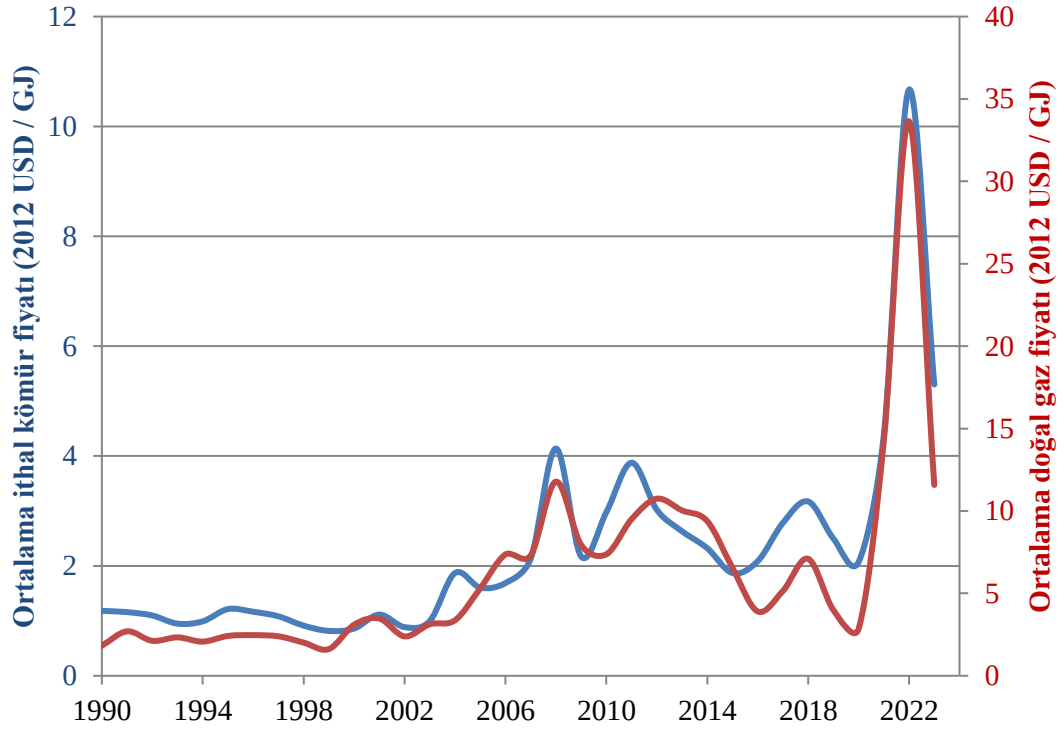
Yıl	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
2019	303,0	303,0	303,0
2020	305,0	305,0	305,0
2021	316,3	317,0	317,5
2022	328,1	329,5	330,6
2023	340,3	342,5	344,1
2024	352,9	356,0	358,3
2025	366,0	370,0	373,0
2026	377,5	383,0	387,3
2027	389,3	396,6	402,1
2028	401,5	410,5	417,5
2029	414,0	425,0	433,4
2030	427,0	440,0	450,0
2031	438,0	452,7	464,4
2032	449,3	465,7	479,3
2033	460,9	479,1	494,7
2034	472,8	492,8	510,6
2035	485,0	507,0	527,0
2036	496,4	522,8	547,2
2037	508,2	539,1	568,2
2038	520,2	555,8	589,9
2039	532,4	573,2	612,5
2040	545,0	591,0	636,0

Son olarak çalışma kapsamında dikkate alınan bir diğer projeksiyon çalışması Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (GSYİH)'nın gelişimidir. Bu kapsamda OECD tarafından tüm ülkeler için hazırlanan çalışma dikkate alınmış olup, bu çalışmaya göre ulaşılması beklenen değerler Şekil 6.1'de verilmektedir (OECD, 2023). Buna göre 2030'a kadar olan dönemde ortalama %2,9 oranında, 2030-2040 yılları arasında ortalama %2,0 oranında, 2040-2050 yılları arasında ortalama %1,7 ve 2050-2060 yılları arasında ise %1,5 oranında artış olacağı öngörülmektedir.



Şekil 6.1 : Gayri safi yurtiçi hasılanın gelişimi (2020-2060). (OECD, 2023)

Referans senaryoda dikkate alınan bir diğer parametre yakıt fiyatlarıdır. Uluslararası piyasada ithal kömür ve doğal gaz ortalama fiyatlarının değişimi incelendiğinde (Şekil 6.2), 2008 ve 2011 krizlerinde fiyatların yaklaşık 2 kata kadar arttığı görülmekte iken, 2022 yılında artan küresel talebin ve arz sıkıntılarının biraraya gelmesi ve Rusya-Ukrayna savaşının da etkisi ile birlikte fiyatlar yaklaşık 2,5 kata kadar artış göstermiştir. Buna rağmen, ılıman hava koşulları ve Avrupa'daki santrallerin stokları ile, fiyatların 2022 yılının son çeyreğinde 2021 seviyelerine doğru gerilediği görülmüştür (IMF, 2023).

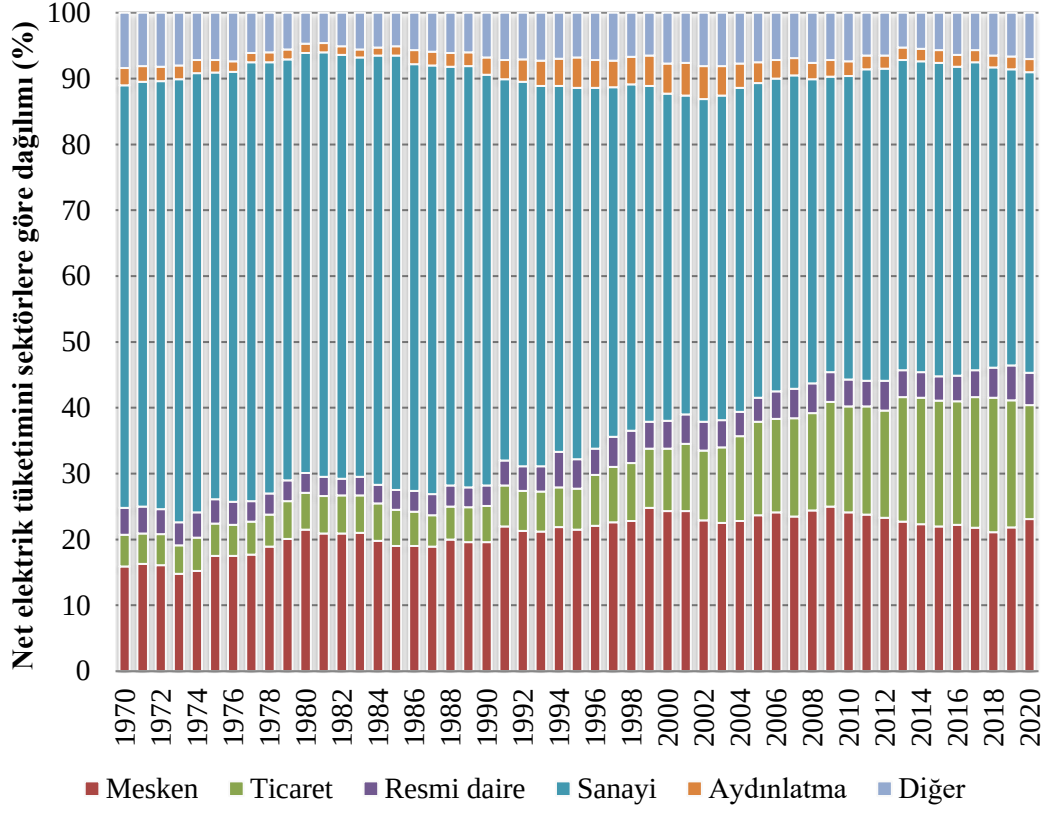


Şekil 6.2 : Kömür ve doğal gaz fiyatlarının değişimi (1990-2023). (IMF, 2023)

6.2 Talep Sektörleri Projeksiyonları

Sektörel bazda net elektrik tüketiminin 1970-2020 yılları arasındaki dağılımı incelendiğinde 2020 yılında tüketimin %45,7'sinin sanayi sektöründe, %23,1'inin ise konutlarda gerçekleştiği görülmektedir. Toplam tüketim miktarı açısından bakıldığında ise tüketimin 2000 yılına kıyasla 2020 yılında, sanayi ve konut sektörlerinde 3 katına, hizmet sektöründe ise yaklaşık olarak 5 katına çıktığı görülmektedir (Şekil 6.3) (TÜİK, 2023). Referans senaryoda 2020 yılındaki dağılımın sabit kalacağı varsayımı ile sektörel bazda elektrik tüketim projeksiyonları yapılmıştır.

Referans senaryo için modelde senaryo kabulleri çerçevesinde belirlenen projeksiyon çalışmaları (nüfus ve GYİH) baz alınarak sektörel talep tahminleri yapılmıştır. 2015-2055 yılları arası için Çizelge 6.2'de verilen elektrik tüketim miktarları, modelde referans senaryoda talep projeksiyonu (COM_PROJ) parametresi altında tanımlanmıştır.



Şekil 6.3 : Net elektrik tüketiminin sektörler göre dağılımı (1970-2020).
(TÜİK, 2023)

Çizelge 6.3 : Sektörel bazda elektrik tüketim miktarları ve gelecek tahminleri
(2015-2055) (GWh).

Yıl	Sanayi Sektörü	Konut Sektörü	Hizmet Sektörü	Ulaştırma Sektörü
2015	103.441	47.809	59.934	1.063
2020	144.113	70.549	66.360	1.525
2025	174.825	85.584	93.905	2.084
2030	207.900	101.775	111.671	2.478
2035	239.558	117.273	128.676	2.855
2040	279.248	136.703	149.995	3.328
2045	294.617	144.226	158.250	3.512
2050	336.136	164.551	180.551	4.006
2055	380.292	186.168	204.269	4.533

6.3 Alternatif Senaryo Kabullerinin Belirlenmesi

Gelecekteki enerji talebinin ve enerji kaynak dağılımının belirlenmesi amacıyla gerçekleştirilen modelleme/senaryo oluşturma çalışmaları genel olarak altı temel aşamadan oluşmaktadır. Bu aşamalar sırasıyla şu şekildedir (Karjalainen, J., Kakönen, M., Luukkanen, J., Vehmas, J., 2014);

- Politika hedeflerinin belirlenmesi,
- Mevcut enerji tüketimi ve üretiminin tanımlanması,
- Analiz periyodunun ve zaman aralıklarının belirlenmesi,
- Kullanılan enerji tipinin, ilgili verimlilik değerleri ve maliyetlerin belirlenmesi,
- Kaynak analizinin yapılması, ilgili politikaların tanımlanması ve maliyetlerin belirlenmesi,
- Sosyal, çevresel, ekonomik ve teknolojik yönden değerlendirmelerin gerçekleştirileceği senaryoların oluşturulması.

Alternatif senaryoların belirlenmesi çalışması kapsamında ilk olarak ülkemizdeki örnek çalışmalar incelenmiş olup, örnek olarak seçilen üç çalışmaya ilişkin bilgilere Çizelge 6.4'te yer verilmiştir. Genel olarak bu çalışmalarda baz yılı için yapılan varsayımlar benzer iken, oluşturulan alternatif senaryolar çalışma kapsamına göre çeşitlilik göstermiştir.

Çizelge 6.4 : Ülkemiz özelinde gerçekleştirilen bazı çalışmalara ilişkin özet bilgiler.

Yayın	Parametre	Çıktılar
(Sulukan, E., Sağlam, M., Uyar, T.S., Kurludog, M., 2010)	Kapsam-Yöntem	MARKAL modeli kullanılarak ülkemiz için 2005 yılı referans enerji sistemi oluşturulmuş, 2005-2020 yılları aralığı için sektörel bazda enerji talepleri belirlenmiştir.
	Referans yıl	2005
	Çalışma periyodu	2005-2025
	Baz senaryo varsayımları	Toplam enerji tüketiminde 5 yıllık periyotlarda %18 artış olacağı, 2005 yılı sektörler arası enerji dağılımının değişmeyeceği varsayılmıştır.
	Baz senaryo sonuçları	2025 yılında toplam 5.885,9 PJ enerji tüketimi olacağı ve buna denk olarak 479,9 Mton CO ₂ emisyonu salınımı olacağı öngörülmüştür.
	Alternatif senaryo varsayımları	1. senaryo: 2005 yılı CO ₂ emisyonu (Mton/yıl) değerinin 2025 yılına kadar sabit kalması 2. senaryo: 2005 yılı CO ₂ emisyonu (Mton/yıl) değerine kıyasla 2025 yılında %11 azaltım sağlanması
	Alternatif senaryo sonuçları	20 yıllık dönemde referans senaryoya kıyasla toplam maliyetlerin (sistem maliyetleri + yatırım maliyetleri), 1. senaryoda %16 oranında, 2. senaryoda ise %21 oranında artış göstereceği öngörülmüştür.

Çizelge 6.4 (devamı) : Ülkemiz özelinde gerçekleştirilen bazı çalışmalara ilişkin özet bilgiler.

Yayın	Parametre	Çıktılar
(Ari, I., Aydınlı Koksall, M., 2011)	Kapsam-Yöntem	2001-2008 yılları arasında ülkemizde faaliyet gösteren enerji tesislerince üretilen toplam sera gazı miktarı IPCC metodolojisi baz alınarak belirlenmiş, 2009-2019 yılları arası kapasite tahminlerine göre emisyon projeksiyonları gerçekleştirilmiştir.
	Referans yıl	2008
	Çalışma periyodu	2009-2019
	Baz senaryo varsayımları	Toplam elektrik talebinin ETKB tarafından yayınlanan projeksiyonlara bağlı olarak değişeceği, 2008 birincil enerji kaynakları arasındaki dağılımın değişiklik göstermeyeceği varsayılmıştır.
	Baz senaryo sonuçları	2019 yılında toplam elektrik üretiminin 384 TWh olacağı, buna karşılı gelen emisyon miktarının ise 198 Mton CO ₂ olacağı öngörülmüştür.
	Alternatif senaryo varsayımları	1. senaryo: 2019 yılına kadar talebi karşılamak adına sisteme eklenecek tüm elektrik tüketiminin yenilenebilir kaynaklardan karşılanması (Toplam ekonomik potansiyel 180 Twh) 2. senaryo: 2019 yılına kadar talebi karşılamak adına sisteme eklenecek tüm elektrik tüketiminin fosil yakıt kaynaklarından karşılanması (2008 yılı kaynak dağılımı sabit olacak şekilde) 3. senaryo: 2019 yılına kadar talebi karşılamak adına sisteme eklenecek tüm elektrik tüketiminin yalnızca doğal gaz kaynağından karşılanması
	Alternatif senaryo sonuçları	2019 yılında senaryolar bazında öngörülen toplam CO ₂ emisyonu değerleri şu şekildedir; 1. senaryo: 184 Mton, 2. senaryo: 201 Mton, 3. senaryo: 194 Mton.
(Ozer, B., Gorgun, E., Incecik, S., 2013)	Kapsam-Yöntem	Enerji-çevre temelli bir simülasyon modeli olan LEAP (Long range Energy Alternatives Planning System) kullanılarak 2006-2030 yılları aralığı için elektrik sektörü CO ₂ azaltım potansiyeli çeşitli senaryolar bazında tahmin edilmiştir.
	Referans yıl	2006
	Çalışma periyodu	2006-2030
	Baz senaryo varsayımları	Elektrik tüketiminin ortalama %6,8 oranında artış göstereceği varsayılmıştır. ETKB kapasite gelişim istatistikleri, resmi GSYİH ve nüfus projeksiyonları dikkate alınarak elektrik tüketiminin sektörel dağılımı belirlenmiştir.
	Baz senaryo sonuçları	2030 yılında toplam emisyon miktarının 425 Mton CO ₂ olacağı öngörülmüştür.
	Alternatif senaryo varsayımları	1. senaryo: Tüm elektrik üretim tesislerinin tam kapasitede çalışması ve güneş enerjisi dışındaki tüm yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması
	Alternatif senaryo sonuçları	2030 yılında toplam emisyon miktarının 321 Mton CO ₂ olacağı öngörülmüştür. Yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam enerji kaynakları içindeki payının %24'ten %36'ya çıkacağı tahmin edilmiştir.

Alternatif senaryoların belirlenmesi amacıyla uluslararası çalışmalar da incelenmiş olup, bu kapsamda elde edilen bilgiler şu şekildedir;

PAN European TIMES modeli çalışması kapsamında, AB'nin yenilenebilir enerji konusundaki hedefleri biri referans olmak üzere dört senaryo bazında 2020 yılına kadar olacak şekilde test edilmiştir. Referans senaryo kapsamında herhangi bir

yenilenebilir enerji kaynağının sisteme zorlanması söz konusu değilken, ilk alternatif senaryo kapsamında ilgili hedeflerle uyumlu olarak biyoyakıt kullanım oranının 2010 yılında %5,75 iken, 2020 yılında %10 olacağı kabul edilmiştir. Bir diğer alternatif senaryo kapsamında toplam emisyonların 1990 seviyesine kıyasla %30 oranında azaltılması yönünde model zorlanmıştır (RES2020, 2010).

Avrupa Birliği Ortak Araştırma Merkezi tarafından Avrupa genelinde bulunan 36 ülkeyi kapsayan bir modelleme çalışması TIMES modeli kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Bu çerçevede 2005-2050 yılları arasında kurulan model ile toplamda sekiz farklı senaryo çalışılmış olup, senaryo tanımlamaları ve senaryolar kapsamında yapılan varsayımlar şu şekildedir (IET-JRC, 2013);

CPI: Referans senaryo olarak belirlenen bu senaryoda mevcut enerji dağılımının ve mevcut politikaların devam ettirilmesi amaçlanmıştır.

CAP85: Mevcut politikaların devam ettirilmesi ancak modelin 1990 seviyesine göre 2050 yılında %85 oranında emisyon azaltımı yapması amaçlanmıştır.

DCCS: CCS teknolojisinin 2040 yılından itibaren devreye gireceği ve %40 oranında daha yüksek maliyete sahip olacağı varsayılmıştır.

HRES: Mevcut yenilenebilir enerji potansiyelini %30 oranında daha fazla olduğu durumda modelin 1990 seviyesine göre 2050 yılında %85 oranında emisyon azaltımı yapması amaçlanmıştır.

HNuc: Nükleer enerjinin ön planan alındığı durumda 1990 seviyesine göre 2050 yılında %85 oranında emisyon azaltımı yapması amaçlanmıştır.

LEN: Toplam enerji tüketiminin %30 oranında düştüğü durumda 1990 seviyesine göre 2050 yılında %85 oranında emisyon azaltımı yapması amaçlanmıştır.

LBIO: Toplam ulaşılabilir biyokütle miktarının %30 oranında daha az olduğu durumda 1990 seviyesine göre 2050 yılında %85 oranında emisyon azaltımı yapması amaçlanmıştır.

LSW: Toplam elektrik üretiminin en fazla %25'inin güneş ve rüzgar enerjisi kullanılarak elde edilmesi durumunda 1990 seviyesine göre 2050 yılında %85 oranında emisyon azaltımı yapması amaçlanmıştır.

Uluslararası Enerji Ajansı tarafından küresel ölçekte yürütülen modelleme çalışmasında ise güncel olarak üç senaryo değerlendirilmiş olup, bu senaryolara ilişkin kabuller şu şekildedir (IEA, 2023);

2050 Net Sıfır Emisyon (Net Zero Emissions by 2050-NZE): Bu senaryo çerçevesinde 2100 yılına kadar küresel sıcaklık artışının 1,5°C altında (en az %50 olasılıkla) kalmasını hedefleyen bir süreç tasvir edilmiştir. Ayrıca 2030 yılına kadar uygun fiyatlı ve güvenilir enerji hizmetlerine erişimin sağlanması ve hava kalitesinin iyileştirilmesi konulu sürdürülebilir kalkınma amaçlarına da uyumludur.

Açıklanmış Taahhütler (Announced Pledges-APS): Bu senaryo, hükümetler tarafınca açıklanan, uzun vadeli net sıfır emisyon hedefleri ve ulusal olarak belirlenmiş katkı beyanlarındaki taahhütlerin yanı sıra enerjiye erişime yönelik hedefler de dahil olmak üzere iklim değişikliği ile ilgili tüm taahhütlerin tam olarak ve zamanında yerine getirileceğini varsaymaktadır.

Mevcut Politikalar (Stated Policies-STEPS): Bu senaryo ise hükümetler tarafınca hayata geçirilen politikaların ayrıntılı bir incelemesine dayanarak enerji sisteminin ilerlemesi hakkında bir fikir vermek üzere tasarlanmıştır.

Bu tez çalışmasında, mevcut politikaların aynı şekilde devam edeceğinin varsayıldığı referans senaryo dışında belirlenen 10 adet alternatif senaryo için yapılan varsayımlar ve kabuller Çizelge 6.5'te özetlenmiştir. Hiçbir politika müdahalesi olmadığı varsayılan referans senaryo karşılaştırma noktası olarak hizmet etmektedir. Ek politikaların etkisini yansıtmak için belirlenen tüm senaryolarda nüfus ve gayri safi yurtiçi hasıla projeksiyonları değiştirilmemiştir.

Çizelge 6.5 : Senaryo kabulleri.

Senaryo tanımı	Kabuller
Referans senaryo (REF)	CO ₂ emisyonları üzerinde kısıtlama yoktur. Mevcut plan ve politikalar korunacaktır. Elektrifikasyon hızı ve teknolojik verimlilik sabit tutulacaktır.
Emisyon limiti senaryoları (CC15, CC25, CC41 ve CC44)	REF senaryosundaki teknoloji seçenekleri altında CO ₂ emisyonlarında yıllık %15 ila %44 oranlarında kısıtlama yapılmıştır.
Yenilenebilir enerji teknolojileri senaryoları (REN1, REN2 ve REN3)	Yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli için REF senaryoda belirlenen üst limitler arttırılmıştır.

Çizelge 6.5 (devamı) : Senaryo kabulleri.

Senaryo tanımı	Kabuller
Yeni teknolojiler senaryoları (NTEC, NTECH ve NTECHH)	Türkiye'nin mevcut NDC'sinde hedeflenen azaltım miktarına paralel olarak CO ₂ emisyonları üzerinde yıllık bazda bir kısıtlama belirlenmiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli için REF senaryoda belirlenen üst limitler arttırılmıştır. Yeni Teknoloji seçenekleri senaryoya eklenmiştir.



7. REFERANS SENARYO SONUÇLARININ DEĞERLENDİRİLMESİ

Tez çalışması kapsamında toplanan tüm bilgiler ile önceki bölümlerde belirtilen varsayımlar çerçevesinde TIMES modeli oluşturulmuş olup, ilk olarak referans senaryo çalıştırılmıştır. Bu bölümde referans senaryo kapsamında gerçekleştirilen değerlendirmelere yer verilmiştir.

7.1 Model Kalibrasyonu

Modelleme çalışmasının en önemli aşamalarından biri baz yıl model kalibrasyonudur. Model kalibrasyonu, model çıktılarının ulusal istatistikler ile tutarlılığını sağlamak için önemli bir adımdır. Çalışmada model kalibrasyonu 2015 ve 2020 yıllarına ait geçmiş istatistikler kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Kalibrasyon sürecinde model tarafından üretilen sera gazı emisyon miktarı, kurulu kapasite ve elektrik üretim miktarı verileri dikkate alınmıştır.

Elektrik üretim teknolojileri bazında kurulu kapasite ve üretilen elektrik miktarı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanan ulusal enerji denge tabloları, elektrik üretim-iletim istatistikleri ve elektrik piyasası gelişim raporları vasıtasıyla kontrol edilmiştir (EPDK, 2023; TEİAŞ, 2023; ETKB, 2022). Bu çerçevede karşılaştırılan kaynak bazında kurulu kapasite ve elektrik üretim miktarı bilgilerine Çizelge 7.1 ve Çizelge 7.2’de yer verilmiştir. Kaynak bazında üretilen elektrik üretimi açısından 2020 yılı değerlerine bakıldığında, model sonuçları ve istatistikler arasında fosil yakıtlar ve biyokütle odaklı teknolojiler açısından % -0,04 ve % 0,44 aralığında fark olduğu görülmektedir. Tüm teknolojiler açısından bakıldığında ise ortalama %2,76 oranında fark tespit edilmiştir. Bu sonuçlara göre modelin kapasite kullanım ve verimlilik değerleri açısından istatistikler ile uyumlu olduğu söylenebilir.

Çizelge 7.1 : Model kalibrasyonu çerçevesinde hesaplanan kaynak bazında kurulu kapasitelerin ulusal istatistikler ile karşılaştırılması (GW) (2015 ve 2020).

Enerji kaynağı / Yıl	2015		2020	
	Model	İstatistik	Model	İstatistik
Linyit	9,41	9,42	11,33	11,34
İthal kömür	6,22	6,06	9,20	8,99
Doğal gaz	21,18	21,22	25,49	25,50
Biyokütle	0,35	0,34	1,20	1,22
Hidroelektrik	25,85	25,87	31,00	30,99
Güneş	0,25	0,25	6,81	6,81
Rüzgar	4,50	4,50	9,00	9,01
Jeotermal	0,62	0,62	1,62	1,62

Çizelge 7.2 : Model kalibrasyonu çerçevesinde hesaplanan kaynak bazında elektrik üretim miktarlarının ulusal istatistikler ile karşılaştırılması (PJ) (2015 ve 2020).

Enerji kaynağı / Yıl	2015		2020	
	Model	İstatistik	Model	İstatistik
Linyit	112,8	112,0	136,6	136,0
İthal kömür	161,4	160,4	244,4	246,5
Doğal gaz	354,5	354,7	245,1	245,2
Biyokütle	4,2	4,2	14,6	14,6
Hidroelektrik	225,6	239,0	270,2	280,2
Güneş	1,1	0,7	38,1	39,4
Rüzgar	48,5	42,0	97,0	88,2
Jeotermal	12,3	11,0	32,2	33,5

Öte yandan sera gazı emisyon miktarının değerlendirilmesi amacıyla TÜİK tarafınca açıklanan fosil yakıtların yanması sonucu oluşan sera gazı emisyon miktarı dikkate alınmıştır. Fosil yakıtların yanması kaynaklı toplam sera gazı emisyon miktarı 2015 ve 2020 yılları için sırasıyla 120,8 Mton CO₂e ve 126,1 Mton CO₂e seviyesindedir (TÜİK, 2022). Model çerçevesinde kömür yakıtlı santraller ve doğal gaz yakıtlı santrallerde 2015 ve 2020 yılları için hesaplanan toplam sera gazı emisyon miktarı 120,6 Mton CO₂e ve 126,2 Mton CO₂e seviyesinde olup, ortalama sapma $\pm$ %0,1 seviyesindedir. Sera gazı bazında Çizelge 7.3'te yer verilen model sonuçları incelendiğinde, model ile istatistik arasındaki farkın ortalama $\pm$ %0,2 seviyesinde olduğu görülmektedir. Kabul edilebilir seviyedeki bu fark ile modelin baz yıl olarak seçilen 2015 ve 2020 yıllarında istatistikle uyumlu sonuç verdiği, dolayısıyla projeksiyon periyodu boyunca elde edilecek değerlerin güvenilir olduğu değerlendirilmektedir. Öte yandan oluşan farkın modellemede ortalama emisyon faktörlerinin kullanımından kaynaklandığı düşünülmektedir.

Çizelge 7.3 : Model kalibrasyonu çerçevesinde hesaplanan sera gazı emisyon miktarının ulusal istatistikler ile karşılaştırılması (kton) (2015 ve 2020).

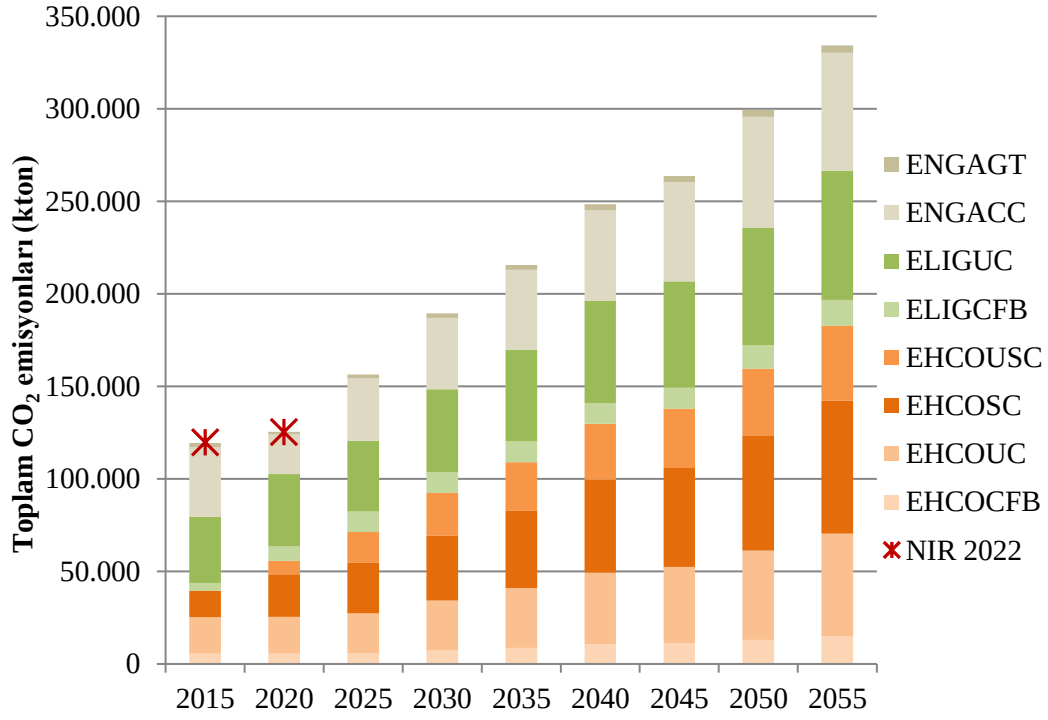
Yıl - Santral türü / Sera gazı		CO ₂ (kton)			CH ₄ (kton)		
		Model	İstatistik	Fark (%)	Model	İstatistik	Fark (%)
2015	Katı yakıtlı santraller	79.542	79.655	0,1%	0,5574	0,5567	-0,1%
	Doğal gaz yakıtlı santraller	39.933	40.026	0,2%	0,9339	0,9335	0,0%
2020	Katı yakıtlı santraller	102.590	102.468	-0,1%	0,7249	0,7262	0,2%
	Doğal gaz yakıtlı santraller	22.825	22.809	-0,1%	0,5107	0,5101	-0,1%
Yıl - Santral türü / Sera gazı		N ₂ O (kton)			CO ₂ e (kton)		
		Model	İstatistik	Fark (%)	Model	İstatistik	Fark (%)
2015	Katı yakıtlı santraller	1,7932	1,7921	-0,1%	80.090	80.203	0,1%
	Doğal gaz yakıtlı santraller	1,8779	1,8795	0,1%	40.516	40.610	0,2%
2020	Katı yakıtlı santraller	1,3867	1,3842	-0,2%	103.021	102.899	-0,1%
	Doğal gaz yakıtlı santraller	1,2155	1,2152	0,0%	23.200	23.184	-0,1%

7.2 Sera Gazı Emisyon Miktarı

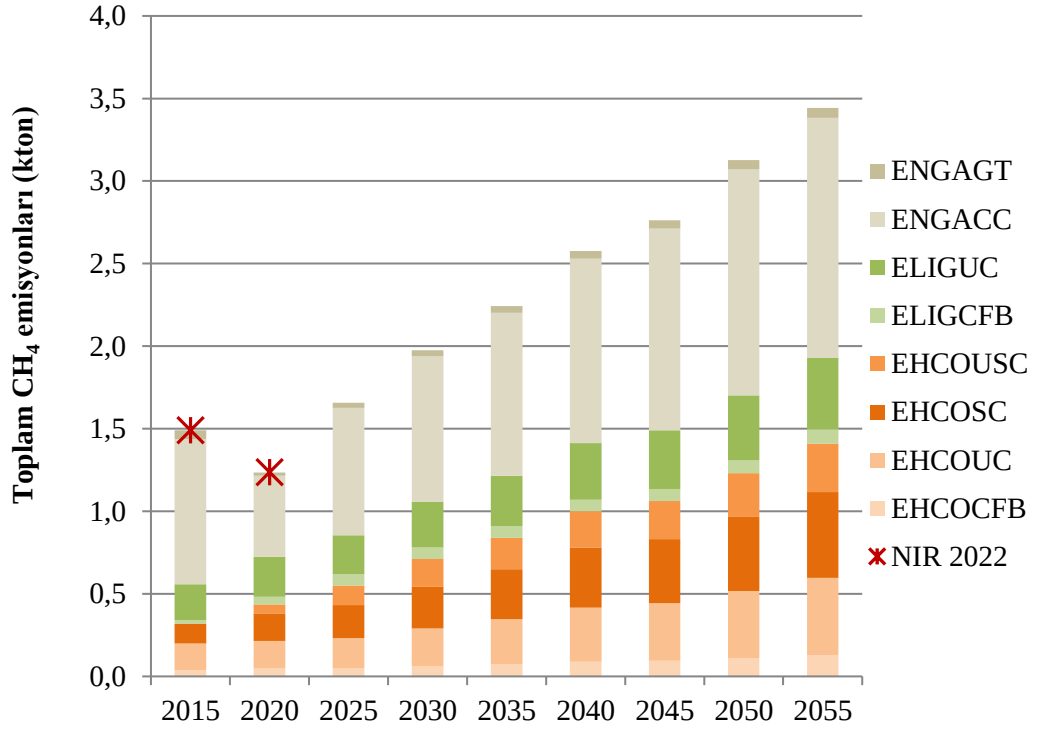
Modelleme çalışması çerçevesinde sera gazı emisyonları CO₂, CH₄, N₂O ve CO₂e olmak üzere dört kategori altında değerlendirilmiş olup, referans senaryo için 2015-2055 yılları arasındaki gelişim ve teknoloji bazındaki kırılımlar sırasıyla Şekil 7.1 ve Şekil 7.4 arasında verilmiştir. Grafiklerde ayrıca ulusal sera gazı emisyon envanterinde 2015 ve 2020 baz yılları için hesaplanan değerler de kırmızı yıldız ile gösterilmiştir.

Referans senaryo sonuçlarına göre 2020 yılında 126,2 Mton CO₂e seviyesinde olan elektrik üretim sektörü toplam sera gazı emisyonlarının 2055 yılına gelindiğinde yaklaşık 2,7 kat artarak 336,5 Mton CO₂e seviyesine ulaşması beklenmektedir. Toplam sera gazı emisyonlarının 2020-2030 periyodunda yılda ortalama %4,1

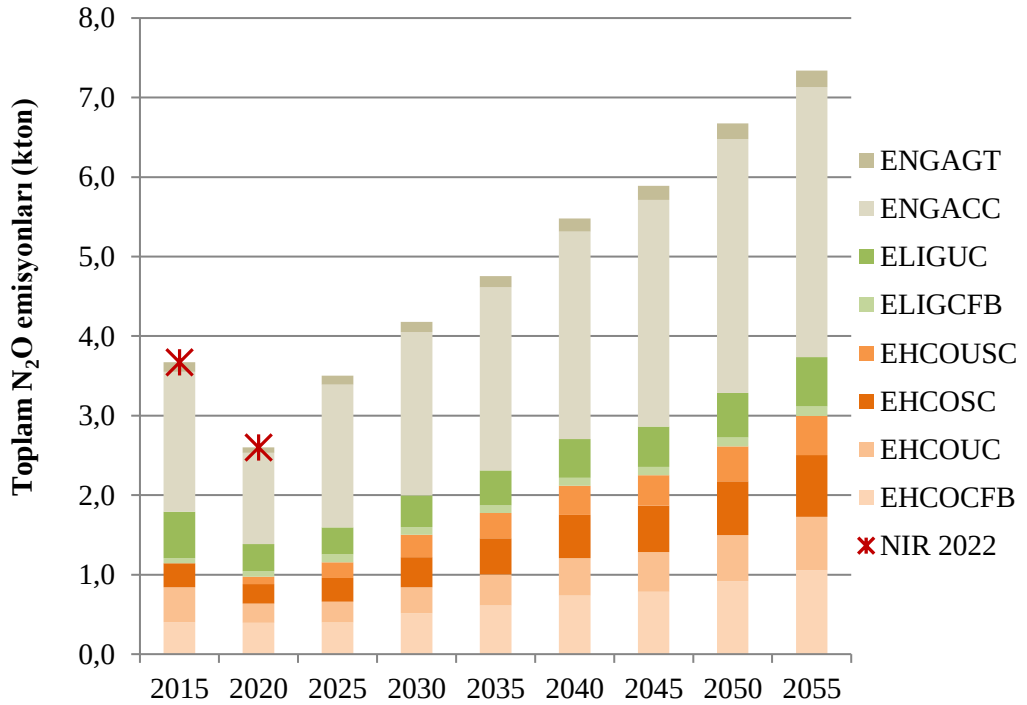
oranında, 2030-2040 periyodunda yılda ortalama %2,7, 2040 sonrası dönemde ise yılda ortalama %2,1 seviyesinde artış göstermesi öngörülmektedir. Yıllık ortalama artış miktarının 6.009 kton CO₂e/yıl olarak gerçekleştiği, bu değerin de Türkiye'nin toplam sera gazı emisyonlarının %1,1'ine denk geldiği değerlendirilmiştir.



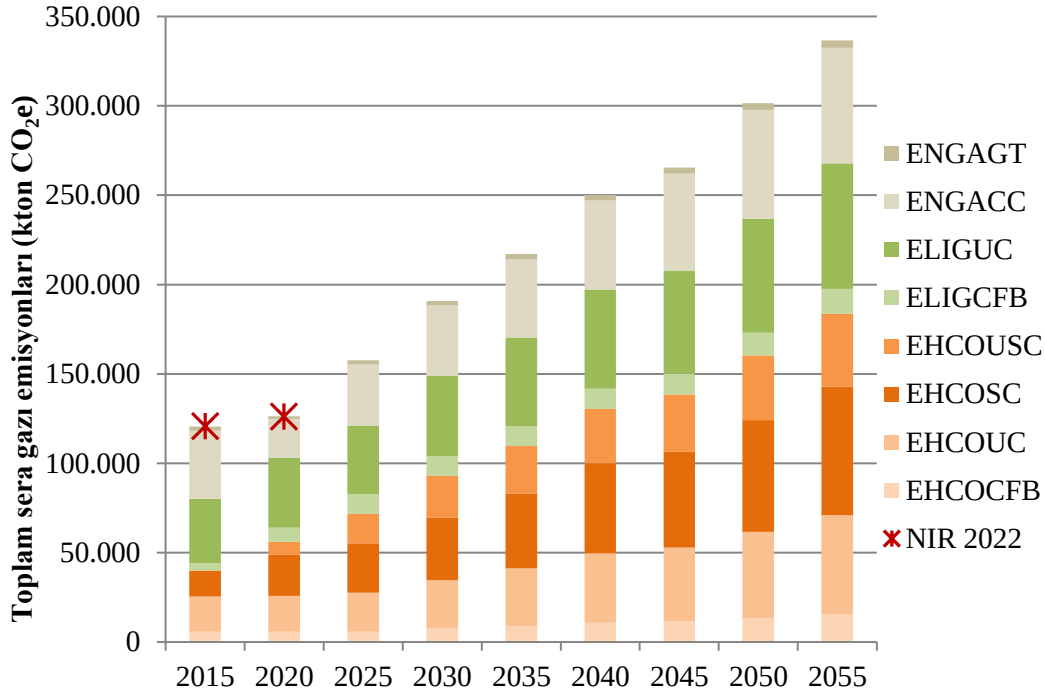
Şekil 7.1 : Referans senaryo için CO₂ emisyonlarının gelişimi (2015-2055).



Şekil 7.2 : Referans senaryo için CH₄ emisyonlarının gelişimi (2015-2055).



Şekil 7.3 : Referans senaryo için N₂O emisyonlarının gelişimi (2015-2055).



Şekil 7.4 : Referans senaryo için CO₂e emisyonlarının gelişimi (2015-2055).

7.3 Elektrik Üretim Kurulu Kapasitesi ve Üretim Miktarı

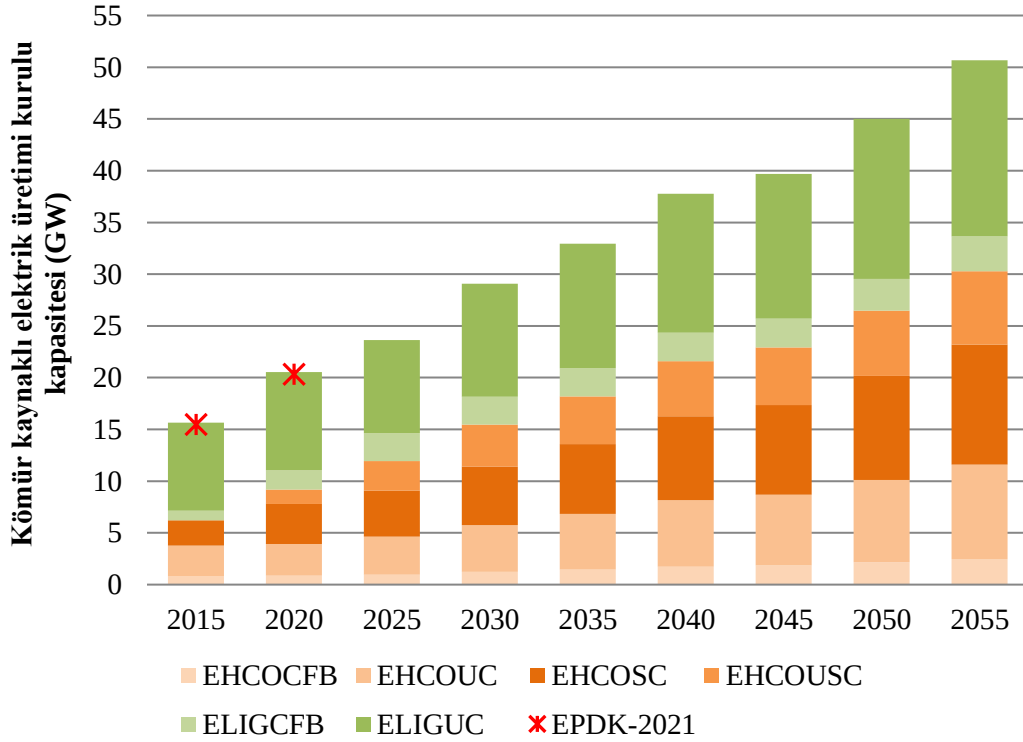
Elektrik üretimi kurulu kapasitesinin 2015-2055 yılları arasında değişimine ilişkin sonuçlar Şekil 7.5'te verilmektedir. Grafiklerde ayrıca ulusal istatistiklerde 2015 ve 2020 baz yılları için gerçekleşen değerler de kırmızı yıldız ile gösterilmiştir. Kömür yakıtlı santraller açısından model çıktılarının ulusal istatistikler ile örtüştüğü görülürken, diğer santraller açısından özellikle 2015 yılında gözlemlenen farkın modelleme çalışmasına dahil edilmeyen sıvı yakıtlı ve karışık yakıtlı, nispeten küçük kapasiteli santraller nedeniyle olduğu değerlendirilmiştir. Söz konusu santrallerin toplam kurulu kapasitesi 2015 yılında 4,8 GW seviyesinde iken, 2022 yılına gelindiğinde 0,3 GW'a kadar gerilemiştir. Bu nedenle söz konusu santraller modelleme çalışmasında referans senaryoya dahil edilmemiştir.

Kurulu kapasitenin kaynaklar bazında değişimi incelendiğinde ise (Çizelge 7.4), ithal kömür kaynaklı elektrik üretim kapasitesinin 2055 yılında 2020 yılına kıyasla yaklaşık 3,3 katına çıktığı, linyit, biyokütle ve doğal gaz kaynaklı tesisler açısından ise kapasitenin sırasıyla 1,8, 2,2 ve 2,4 katına yükseldiği görülmektedir. Öte yandan rüzgar ve güneş enerjisi açısından da modelde belirlenen üst limitler zorlanarak, kurulu kapasite 2055 yılında sırasıyla 3,6 ve 3,1 katına çıkmıştır.

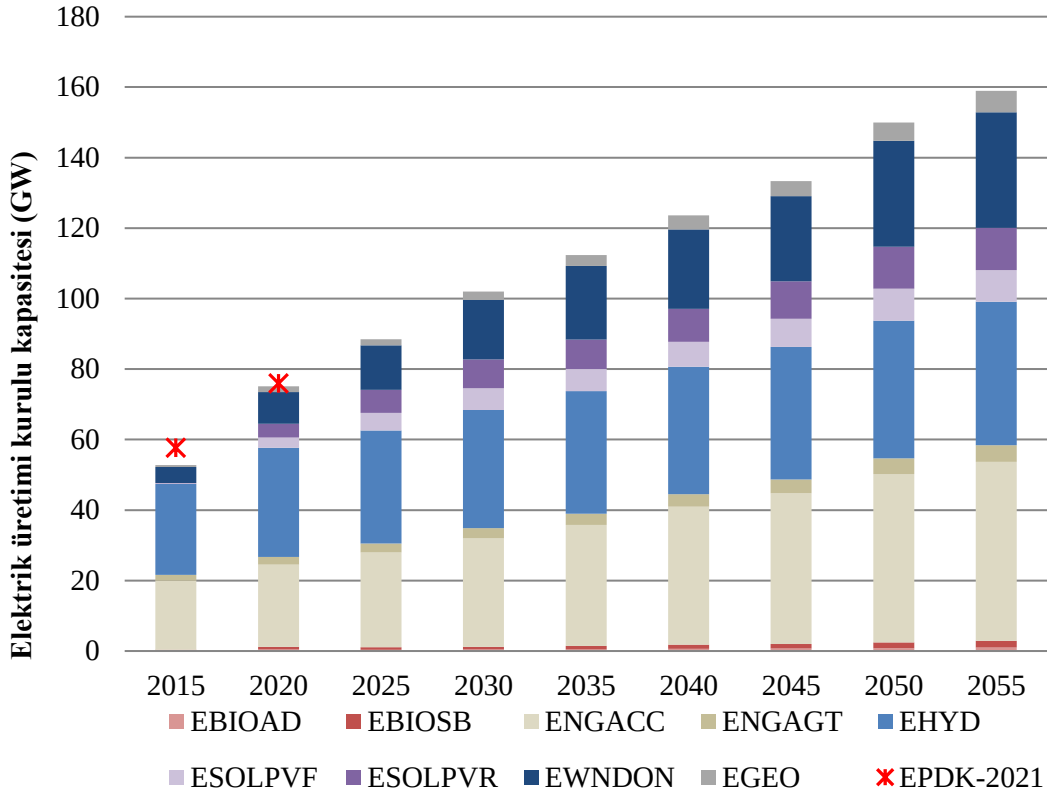
Referans senaryonun temel kabulü baz yılda belirlenen elektrik üretim kaynakları gelişiminin gelecek yıllarda da benzer oranlarda artış göstereceği yönündedir. Model talep artışını karşılamak adına teknolojiler bazında kapasiteleri de orantılı olarak ve teknoloji verimliliği ve maliyet parametrelerini dikkate alarak arttırmaktadır. Bu çerçevede özellikle fosil yakıtlara dayalı kaynakların (linyit, ithal kömür ve doğal gaz) kurulu kapasite içindeki payının, 2020 yılında %48 seviyesinde iken 2055 yılında %51 seviyesinde olduğu ve büyük oranda sabit kaldığı görülmektedir.

Çizelge 7.4 : Referans senaryo için kurulu kapasitenin kaynaklar bazında gelişimi (GW) (2015-2055).

Kaynak	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Linyit	9,42	11,33	11,69	13,62	14,77	16,20	16,77	18,51	20,39
İthal kömür	6,22	9,20	11,94	15,47	18,18	21,59	22,92	26,49	30,27
Doğal gaz	21,22	25,50	29,43	33,63	37,51	42,70	46,67	52,23	55,53
Biyokütle	0,35	1,20	1,06	1,21	1,43	1,84	1,99	2,42	2,87
Hidroelektrik	25,87	30,99	32,13	33,58	34,80	36,10	37,60	39,10	40,70
Güneş	0,25	6,81	11,46	14,33	14,60	16,48	18,60	21,00	21,00
Rüzgar	4,50	9,00	12,67	16,87	20,89	22,54	24,21	30,06	32,76
Jeotermal	0,62	1,62	1,73	2,43	3,10	3,94	4,27	5,15	6,08



Şekil 7.5 : Referans senaryo için kurulu kapasitenin gelişimi a) Kömür yakıtlı santraller b) Diğer santraller (2015-2055).



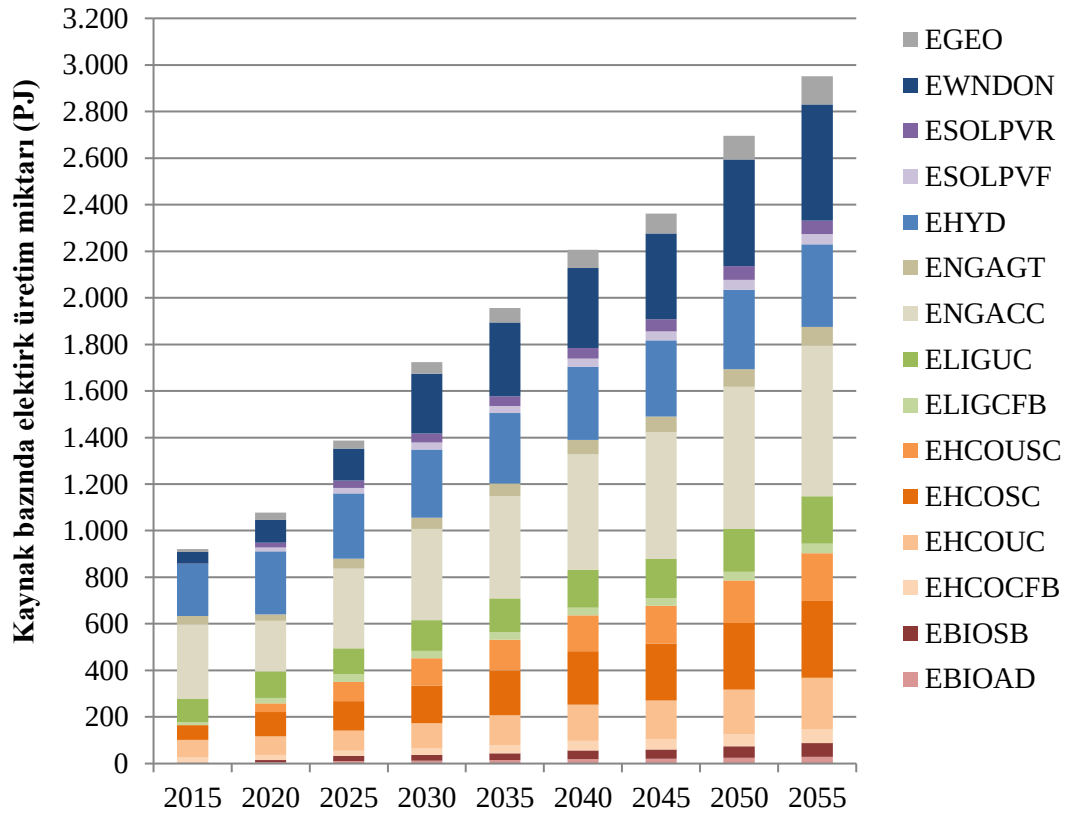
Şekil 7.5 (devamı) : Referans senaryo için kurulu kapasitenin gelişimi a) Kömür yakıtlı santraller b) Diğer santraller (2015-2055).

Üretilen elektrik miktarının 2015-2055 yılları arasında değişimine ilişkin sonuçlar teknolojiler bazında Şekil 7.6’da verilmektedir. Toplam elektrik üretim miktarının 2020 yılındaki 1.078 PJ (299 TWh) seviyesinden 2055 yılında 2.952 PJ (820 TWh) seviyesine yükselerek, 2,7 katına çıkması beklenmektedir. Söz konusu artışın talep sektörlerinde beklenen yaklaşık 2,6 kat artış ile uyumlu olması modelin belirlenen toplam talebi gerçekleştirmeye yönelik olarak ilgili teknolojileri çalıştırabildiğini göstermektedir.

Elektrik üretim miktarının ithal kömür yakıtlı tesisler açısından 2015 yılına kıyasla 2055 yılında ortalama 3,5 kat arttığı ve en önemli artışın EHCOUSC olarak isimlendirilen ultra süperkritik pulverize yakma teknolojisinde gerçekleştiği görülmektedir. Söz konusu teknolojinin referans senaryoda yer verilen diğer ithal kömür yakma teknolojilerine kıyasla daha yüksek verime sahip olması modelin bu teknolojiyi daha öncelikli olarak kullanmasına sebep olmuştur. Öte yandan linyit yakıtlı tesisler açısından üretilen toplam elektrik miktarı, 2020 yılındaki 137 PJ (38 TWh) seviyesinden 2055 yılına gelindiğinde 245 PJ (68 TWh) seviyesine yükselmiştir. İthal kömür yakıtlı tesislere kıyasla daha limitli kalan bu artışın yine söz

konusu tesislerin daha düşük verimliliğe sahip olması ile ilişkili olduğu düşünülmektedir. Doğal gaz yakıtlı tesislerde üretilen elektrik miktarı ise 2020-2055 yılları arasında yaklaşık 3 kat artış göstermiştir.

Modelde en fazla artış gösteren kaynaklardan biri de biyokütle kaynaklarını temsilen tanımlanan EBIOAD ve EBIOSB teknolojileri ile üretilen elektrik miktarıdır. Çöp gazına dayalı elektrik üretimine karşılık gelen EBIOAD teknolojisi ile üretilen elektrik miktarı 2055 yılında 5,1 kat artarak yaklaşık 29 PJ (8,2 TWh) seviyesine yükselirken, yakmaya dayalı EBIOSB teknolojisi ile üretilen elektrik miktarı 6,6 kat artış göstererek 58 PJ (16,2 TWh) seviyesine ulaşmıştır. Biyokütle enerjisine dayalı elektrik üretimi 2010 yılından günümüze kadar geçen dönemde yılda ortalama %30 oranında hızla artış göstermiş olup, söz konusu artış hızının referans senaryoda da 2020-2055 dönemi açısından korunduğu görülmektedir.

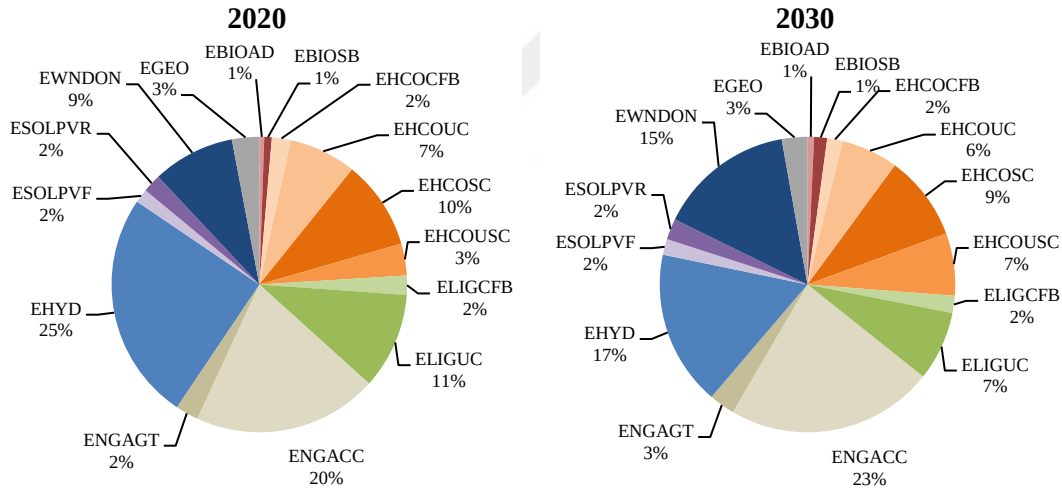


Şekil 7.6 : Referans senaryo için elektrik üretim miktarının gelişimi (2015-2055).

Ayrıca teknolojilerin toplam üretim içindeki paylarının değişimi de 2020, 2030, 2040 ve 2050 yılları için Şekil 7.7’de gösterilmektedir. Referans senaryoda ulusal istatistikler ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın öngörülleri doğrultusunda belirlenen üst limitlerin özellikle hidroelektrik santralleri açısından kendisini

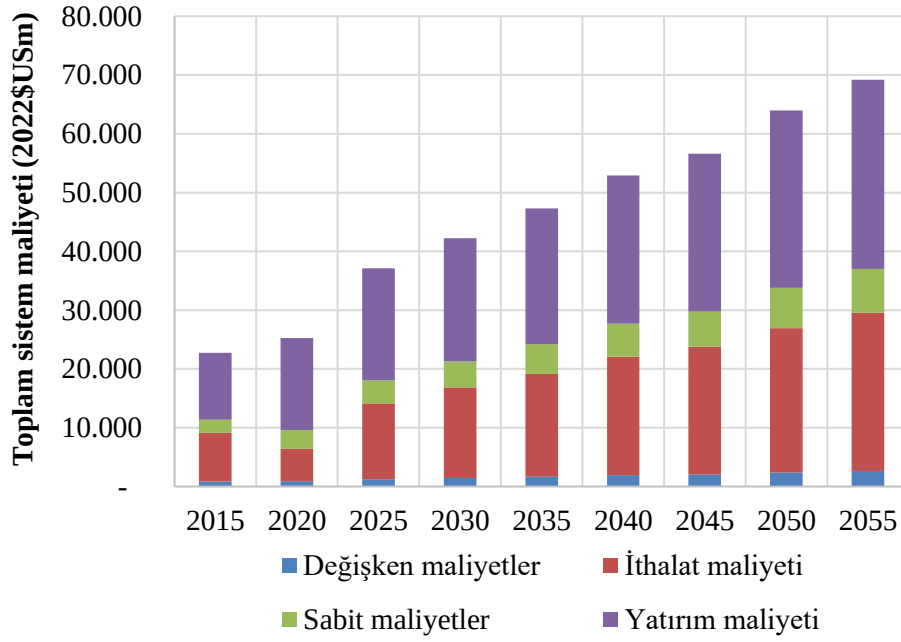
gösterdiği görülmektedir. Bu tesisler için belirlenen maksimum 40 GW kurulu kapasite sınırı nedeniyle hidroelektriğe bağlı elektrik üretim miktarının toplam içindeki payının %25'ten 2050 yılında %13 seviyesine gerilediği görülmektedir. Geçmiş dönem istatistiklerine göre de barajlı ve akarsu tipi toplam kurulu kapasitesinin 2010 yılındaki %32 seviyesinden 2022 yılında %30 seviyesine düşmüştür. Linyit yakıtlı tesislerde üretilen elektriğin toplam üretim içindeki payının 2020 yılındaki %13 seviyesinden 2055 yılında %8 seviyesine gerilediği görülmektedir.

Linyit yakıtlı tesisler ve hidroelektrik santrallerindeki azaltım, büyük miktarda doğal gaz ve rüzgar enerjisi santralleri ile karşılanmıştır. Doğal gaz yakıtlı tesisler vasıtasıyla üretilen elektrik miktarı, 2020 yılında %22 seviyesinden 2050 yılında %25 seviyesine yükselmiştir. Rüzgar enerjisi santrallerinde üretilen elektrik üretim miktarının oranı ise 2020 yılında bulunduğu %9 seviyesinden, 2050 yılında %17 seviyesine artış göstermiştir.



Şekil 7.7 : Referans senaryo için teknolojilerin toplam elektrik üretim miktarına katkısı (2020, 2030, 2040 ve 2050).

toplam sistem maliyetlerinin en aza indirilmesi amacıyla çalıştığından, her bir senaryo ile ilişkili maliyetler detaylı olarak incelenmiştir. Bu çerçevede referans senaryo için maliyet kalemlerinin gelişimi Şekil 7.8’de verilmektedir. Toplam maliyet, 2020 yılındaki 25,3 bin 2022 \$USm seviyesinden 2055 yılında 74,3 bin 2022 \$USm’a yükselmiştir. Maliyet kalemlerinin toplam içindeki payları incelendiğinde yatırım maliyetlerinin ortalama %62 ile birinci sırada olduğu, bunu ortalama %22 ile yakıtların teminine ilişkin ithalat maliyetlerinin takip ettiği görülmektedir.



Şekil 7.8 : Referans senaryo için maliyetlerin gelişimi (2015-2055).

Birim elektrik maliyeti, referans senaryoda 2020 yılı için 0,084 2022 \$US/kWh olarak hesaplanmıştır. Türkiye’de gerçekleşen birim elektrik fiyatların bakıldığında, hane halkı tüketimi için mevcut değerin yaklaşık 0,077 2022 \$US/kWh seviyesinde olduğu görülmektedir (Statista, 2023). 2020 yılı için oldukça yakın hesaplanan bu değerin, referans senaryoda 2020-2055 yılları arasında 0,084-0,096 2022 \$US/kWh bandında değişeceği ancak 2055 yılında 0,084 2022 \$US/kWh seviyesinde sabitleneceği öngörülmüştür.

8. ALTERNATİF SENARYO SONUÇLARININ DEĞERLENDİRİLMESİ

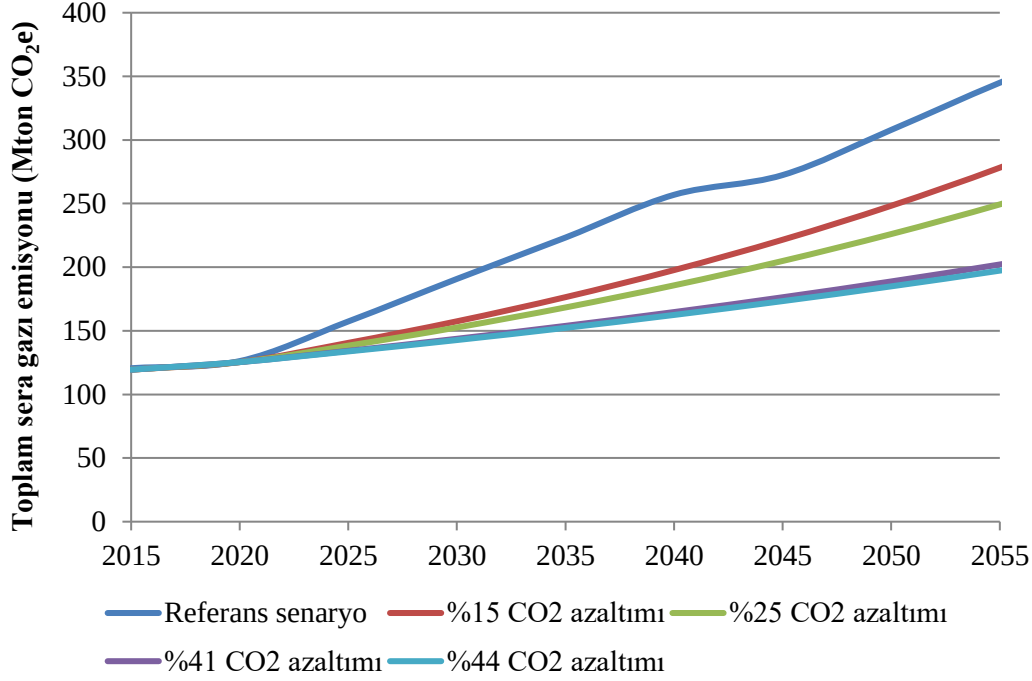
Bu bölümde modelleme çerçevesinde belirlenen alternatif senaryo kabulleri raporlanarak, alternatif senaryo sonuçları toplam sera gazı emisyonları, elektrik üretimi kurulu kapasitesi, üretilen elektrik miktarı ve maliyetler üzerinden değerlendirilmiştir.

8.1 Emisyon Limiti Senaryoları Sonuçları

Sera gazı emisyonlarına limit koyulmak suretiyle teknoloji kırımının değişimi incelenmiştir. Bu amaçla oluşturulan kısıt %15 seviyesinden başlatılarak yukarıya doğru çıkarılmıştır. Senaryolar mevcut referans senaryo teknoloji tabanı üzerinde oluşturulmuştur. Bu bölümde modelde hesaplanan CO₂ emisyonlarına %15, %25, %41 ve %44 seviyesinde kısıt konulması durumunda oluşan emisyon miktarı, teknoloji dağılımı ve maliyetler değerlendirilmiştir.

8.1.1 Sera gazı emisyon miktarı

Modelleme çerçevesinde sera gazı emisyon limiti CO₂ emisyonları üzerinden tanımlanmış olup, toplam sera gazı emisyonlarının referans senaryo ile birlikte dört alternatif senaryo için değişimine Şekil 8.1'de yer verilmektedir. %44 üzerinde emisyon limiti belirlenmesi halinde optimizasyon mevcut kısıtlar nedeniyle olumsuz (infeasible) sonuç vermektedir. Bu nedenle emisyon limit senaryoları %44 seviyesinde sonlandırılmıştır.



Şekil 8.1 : Emisyon limiti senaryoları için toplam sera gazı emisyonlarının gelişimi (2015-2055).

Modelleme açısından bir diğer önemli çıktı emisyon yoğunluğunun değişimidir. Bu çerçevede senaryolar bazında hesaplanan toplam sera gazı emisyonu miktarı üretilen elektrik miktarına oranlanarak emisyon yoğunluğu değişimi değerlendirilmiştir (Çizelge 8.1). Buna göre 2020 yılında ortalama 0,418 ton CO₂e/MWh seviyesinde gerçekleşen sera gazı emisyon yoğunluğunun, %44 emisyon azaltımı sağlanan senaryoda 0,244 ton CO₂e/MWh seviyesine kadar düştüğü görülmektedir. Ülkemiz açısından elektrik sektörü emisyon yoğunluğunun tarihsel gelişimi incelendiğinde (Şekil 2.2), emisyon yoğunluğunun 2000 yılında 0,587 ton CO₂e/MWh seviyesinde olduğu ve günümüze kadar yılda ortalama 8 kg CO₂e/MWh azaltımın gerçekleştiği görülmüştür. Buna göre %44 emisyon azaltımı sağlanan senaryoda yılda ortalama 5 kg CO₂e/MWh seviyesinde azaltımın gerçekleştirileceği öngörülmektedir.

Öte yandan en iddialı senaryoda (C44) ulaşılan 0,244 ton CO₂e/MWh değerinin, mevcut durumda 0,251 ton CO₂e/MWh seviyesinde olan Avrupa Birliği geneli elektrik üretim sektörü toplam sera gazı emisyonları yoğunluğu ile benzer seviyede olduğu görülmektedir (EEA, 2023). Dünya genelinde en yüksek sera gazı emisyonu üreten ülkeler için incelendiğinde elektrik sektörü emisyon yoğunluğunun, ABD ve Rusya için 0,367 ton CO₂e/MWh, Çin için 0,531 ton CO₂e/MWh, Hindistan için

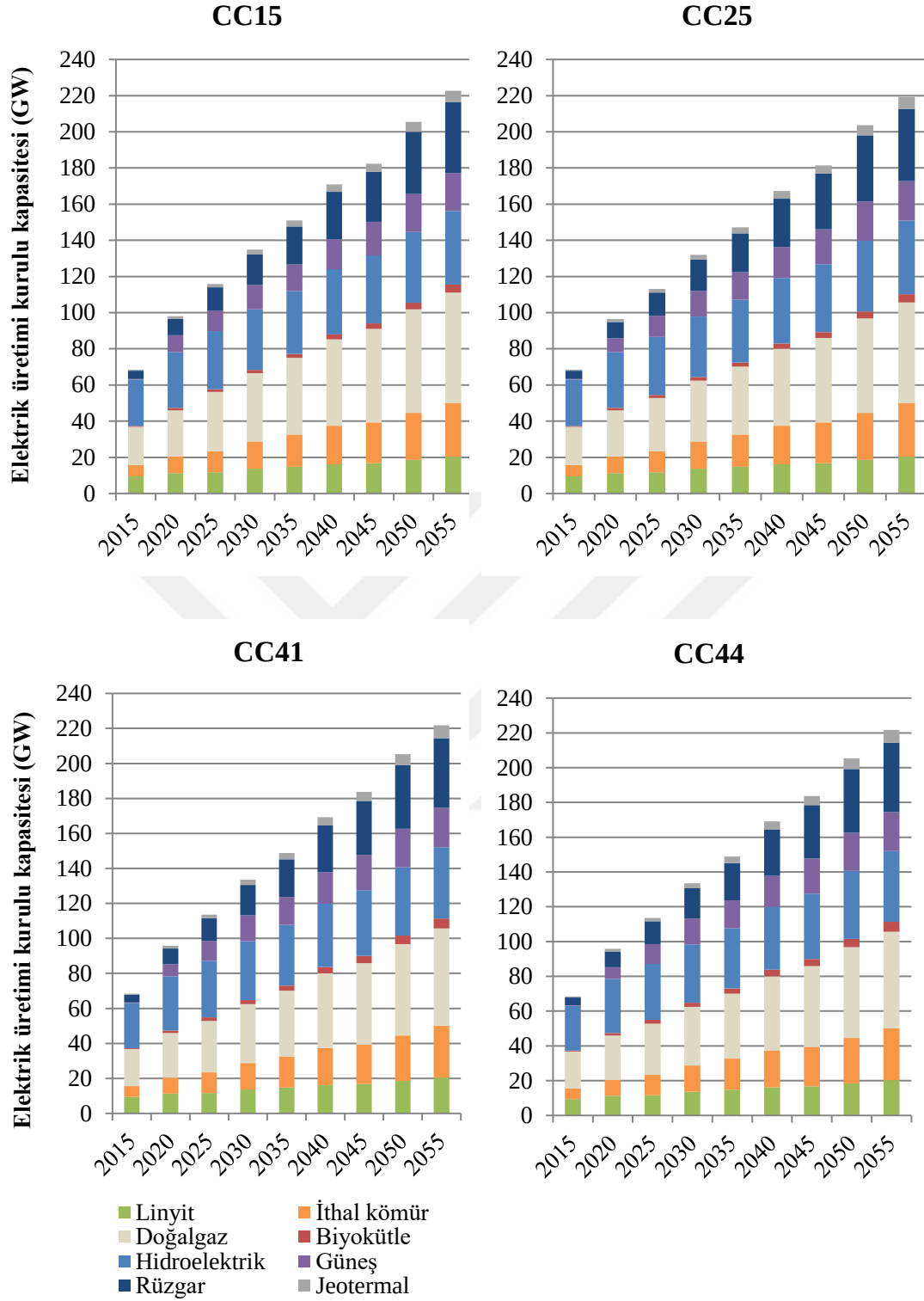
0,632 ton CO₂e/MWh ve Almanya için 0,385 ton CO₂e/MWh seviyesinde olduğu görülmektedir (EMBER, 2023).

Çizelge 8.1 : Emisyon limiti senaryoları emisyon yoğunluğu değişimi (ton CO₂e/MWh) (2015-2055).

Senaryo	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
REF	0,472	0,421	0,409	0,399	0,411	0,419	0,415	0,411	0,421
CC15	0,467	0,414	0,365	0,345	0,336	0,329	0,346	0,341	0,344
CC25	0,467	0,417	0,359	0,334	0,320	0,309	0,320	0,311	0,308
CC41	0,467	0,419	0,349	0,314	0,293	0,274	0,275	0,260	0,250
CC44	0,467	0,419	0,347	0,312	0,290	0,270	0,270	0,254	0,244

8.1.2 Elektrik üretim kurulu kapasitesi ve üretim miktarı

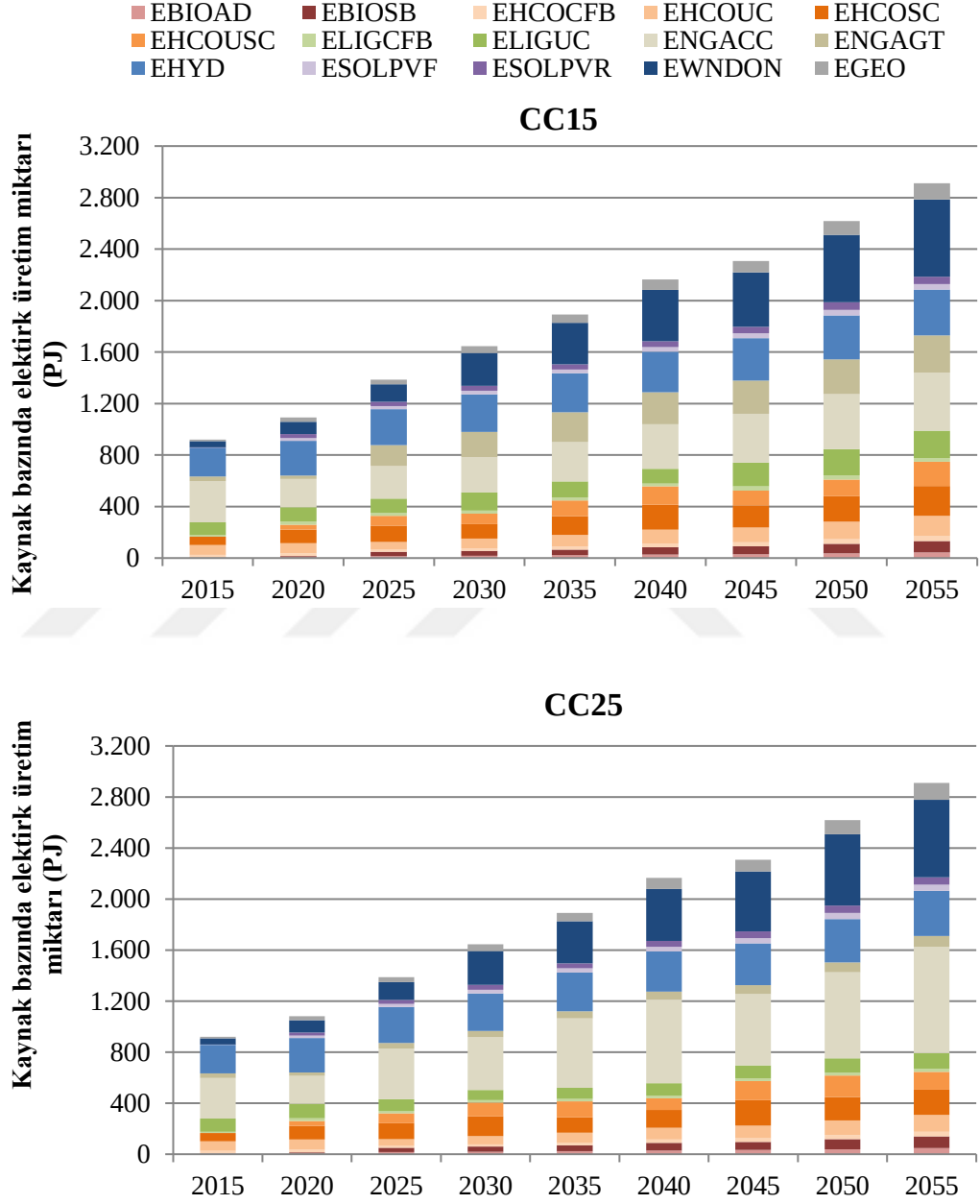
Elektrik üretim kurulu kapasitesinin kaynaklar bazında değişimi dört alternatif senaryo için Şekil 8.2’de verilmektedir. 2050 yılında referans senaryoda 194,9 GW seviyesinde olan toplam kurulu kapasitenin CC15, CC25, CC41 ve CC44 alternatif senaryolarında sırasıyla 205,4 GW, 205,3 GW ve 205,5 GW seviyesine yükseleceği öngörülmektedir. En yüksek emisyon azaltım kısıtının konulduğu CC44 senaryosunda, 2050 yılında 2020 yılına kıyasla kurulu kapasitesini en çok arttıran kaynaklar sırasıyla biyokütle, rüzgar ve güneş enerjisi olmuştur.



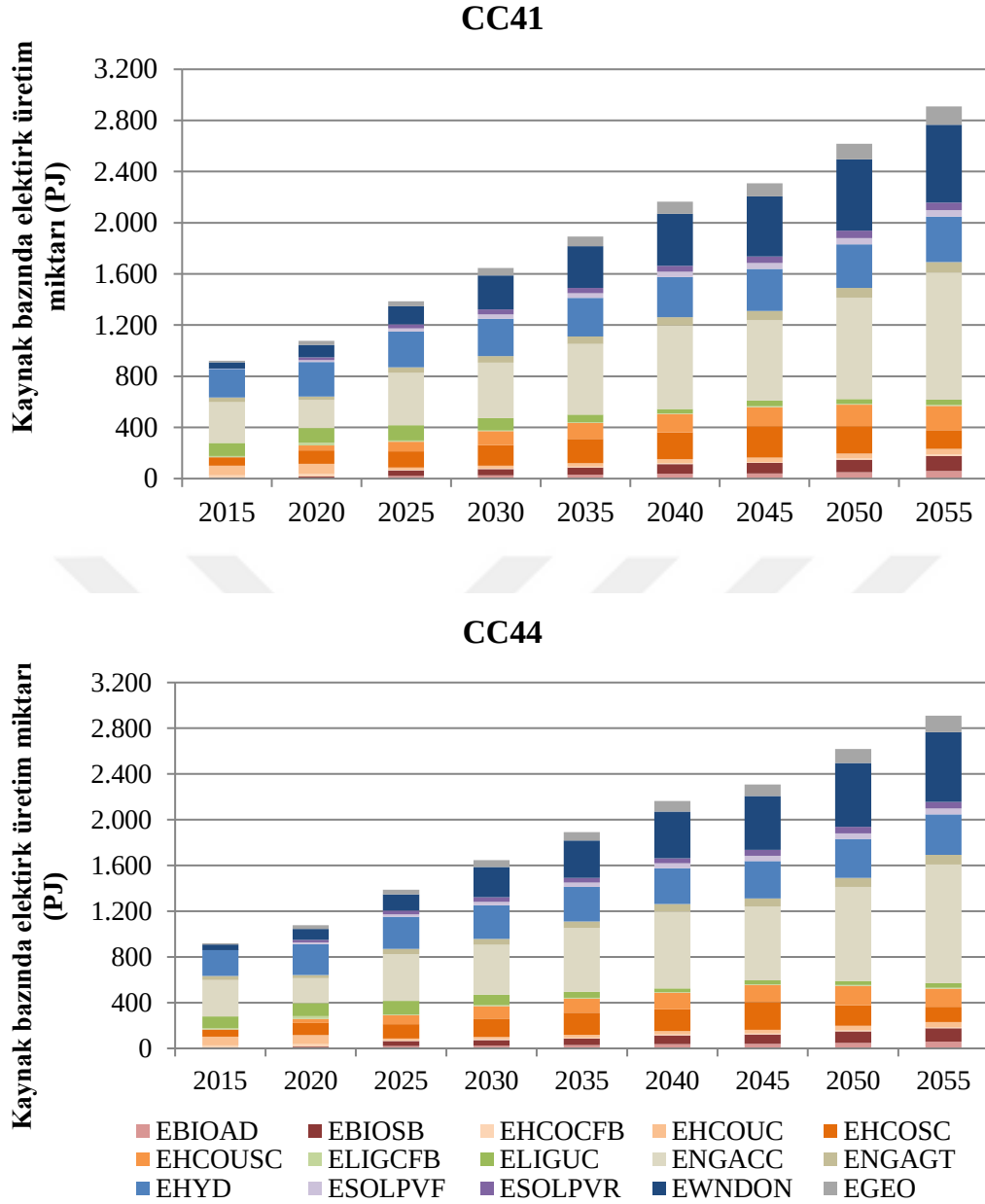
Şekil 8.2 : Emisyon limiti senaryoları için kurulu kapasitenin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).

Elektrik üretim miktarının teknolojiler bazında değişimi (Şekil 8.3) incelendiğinde ise ülkemiz NDC'si ile uyumlu olarak toplam emisyonların %41 seviyesinde azaltımını hedefleyen CC41 senaryosunda doğal gaz yakıtlı tesislerde üretilen elektrik miktarının

2020 yılındaki 245,1 PJ (68,1 TWh) seviyesinden 2050 yılında 868,3 PJ (241,2 TWh) seviyesine çıkarak 3 katın üstünde artış gösterdiği görülmektedir. Bu değerlendirmeye göre toplam elektriğin %33,2'sinin doğal gaz yakıtlı tesisler, %21,3'ünün rüzgar santralleri ve %4,1'inin güneş enerjisi santrallerinden karşılanması durumunda NDC hedefi hayata geçirilebilir.



Şekil 8.3 : Emisyon limiti senaryoları için elektrik üretiminin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).



Şekil 8.3 (devamı) : Emisyon limiti senaryoları için elektrik üretiminin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).

8.1.3 Maliyet

Alternatif senaryolar arasındaki farklar son olarak toplam maliyetlerin ve birim elektrik üretimi başına düşen maliyetlerin değerlendirilmesi ile ortaya konmuştur. Çizelge 8.2’de yer verilen sonuçlara göre en yüksek azaltımın beklendiği C44 senaryosunda, toplam maliyetlerin referans senaryoya kıyasla %4,2 oranında artış gösterdiği görülmüştür. Birim maliyetler açısından ise 0,084 2022 \$US/kWh seviyesinden 0,089 2022 \$US/kWh seviyesinde artış söz konusu olmuştur.

Çizelge 8.2 : Emisyon limiti senaryoları maliyet değişimi (2015-2055).

Senaryo	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Toplam maliyet (2022 \$USm)									
REF	22.760	25.247	37.123	42.216	47.303	52.898	56.626	63.966	69.174
CC15	22.760	25.696	36.739	40.397	45.917	51.916	54.751	61.656	67.430
CC25	22.760	25.389	37.589	41.366	47.396	53.944	56.194	63.460	70.329
CC41	22.760	25.247	37.510	41.405	47.527	54.104	56.937	64.532	71.794
CC44	22.760	25.247	37.535	41.459	47.613	54.258	57.109	64.795	72.203
Birim maliyet (2022 \$US/kWh)									
REF	0,089	0,084	0,096	0,088	0,087	0,086	0,086	0,085	0,084
CC15	0,089	0,085	0,095	0,088	0,087	0,086	0,085	0,085	0,083
CC25	0,089	0,084	0,098	0,091	0,090	0,090	0,088	0,087	0,087
CC41	0,089	0,084	0,097	0,091	0,090	0,090	0,089	0,089	0,089
CC44	0,089	0,084	0,097	0,091	0,091	0,090	0,089	0,089	0,089

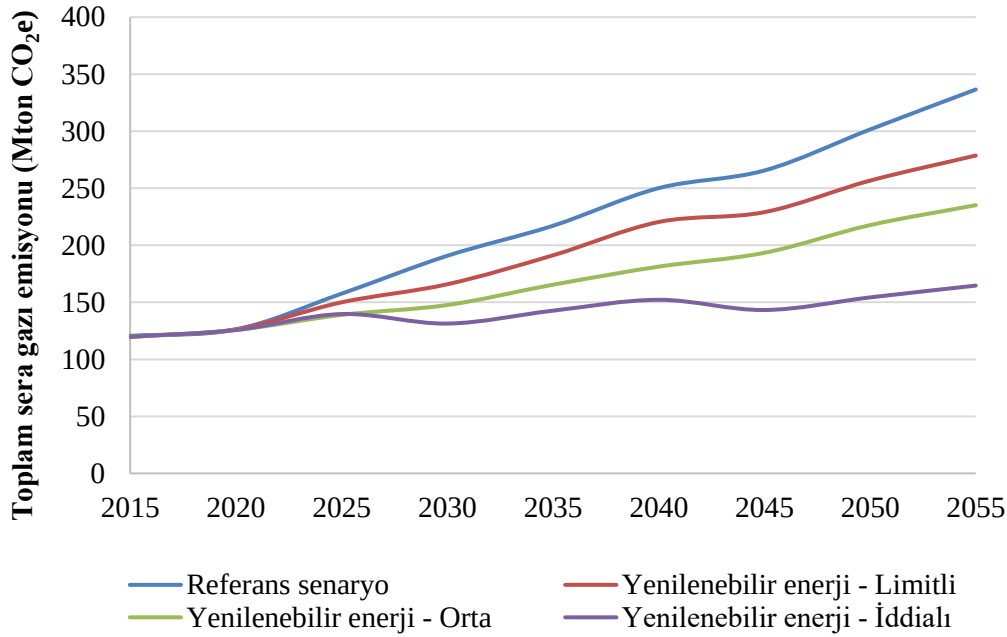
8.2 Yenilenebilir Enerji Teknolojileri Senaryoları Sonuçları

Modelleme çerçevesinde referans senaryoda yenilenebilir enerji teknolojileri potansiyeli için ulusal istatistikler ve açıklamalar dikkate alınarak çeşitli üst limitler belirlenmiştir. Alternatif senaryolar kapsamında bu limitlerin arttırıldığı ve yenilenebilir enerjiye dayalı yeni teknolojilerin devreye girdiği üç alternatif senaryo oluşturularak yenilenebilir enerji teknolojilerinin etkisi incelenmiştir. Bu amaçla yenilenebilir enerji kaynaklarının üst limitlerinin sınırlı olarak arttırıldığı (RENL) senaryoda güneş, rüzgar ve hidroelektrik santraller için sırasıyla 33 GW, 45 GW ve 46 GW seviyesinde kapasite üst limitleri belirlenmiştir. İkinci alternatif senaryoda (RENM) ise bu üst limitler genişletilerek güneş ve rüzgar enerjisine dayalı santraller için sırasıyla 43 GW ve 48 GW seviyesine yükseltilmiş, aynı zamanda deniz üstü rüzgar enerjisi santrali (EWNDOFF) ve konsantre güneş enerjisi santrali (ESOLCSP) teknolojileri de devreye alınmıştır. Son olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının üst limitlerinin Türkiye Ulusal Enerji Planı çerçevesinde ortaya konan hedefler doğrultusunda genişletildiği iddialı bir senaryo (RENH) oluşturulmuştur. Bu senaryoda ise güneş ve rüzgar enerjisine dayalı santraller için kurulu kapasite limitleri 75 GW ve 50 GW seviyesine yükseltilmiştir. Bu bölümde, yenilenebilir enerji teknolojileri bazında belirlenen üç alternatif senaryo

için modelde hesaplanan toplam sera gazı emisyon miktarı, teknoloji dağılımı ve maliyetler referans senaryo ile karşılaştırılmak suretiyle değerlendirilmiştir.

8.2.1 Sera gazı emisyon miktarı

Modelleme çerçevesinde toplam sera gazı emisyonlarının referans senaryo ile birlikte üç alternatif senaryo için değişimine Şekil 8.4'te yer verilmektedir. Toplam sera gazı emisyonlarında, limitli senaryoda (RENLI) 2035 senesinde referans senaryoya kıyasla %12 oranında azaltım elde edilirken, 2055 yılına gelindiğinde bu değerin %17'ye ulaştığı görülmektedir. Yeni teknolojilerin devreye girdiği senaryoda (RENM), bu oranlar %24 ve %30 olarak gerçekleşmiştir. Yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik üretimine daha yüksek seviyede kapasite sınırı koyan senaryoda (RENH) ise 2035 yılında %34, 2055 yılında ise %51 oranında azaltım sağlanmıştır.



Şekil 8.4 : Yenilenebilir enerji senaryoları için toplam sera gazı emisyonlarının gelişimi (2015-2055).

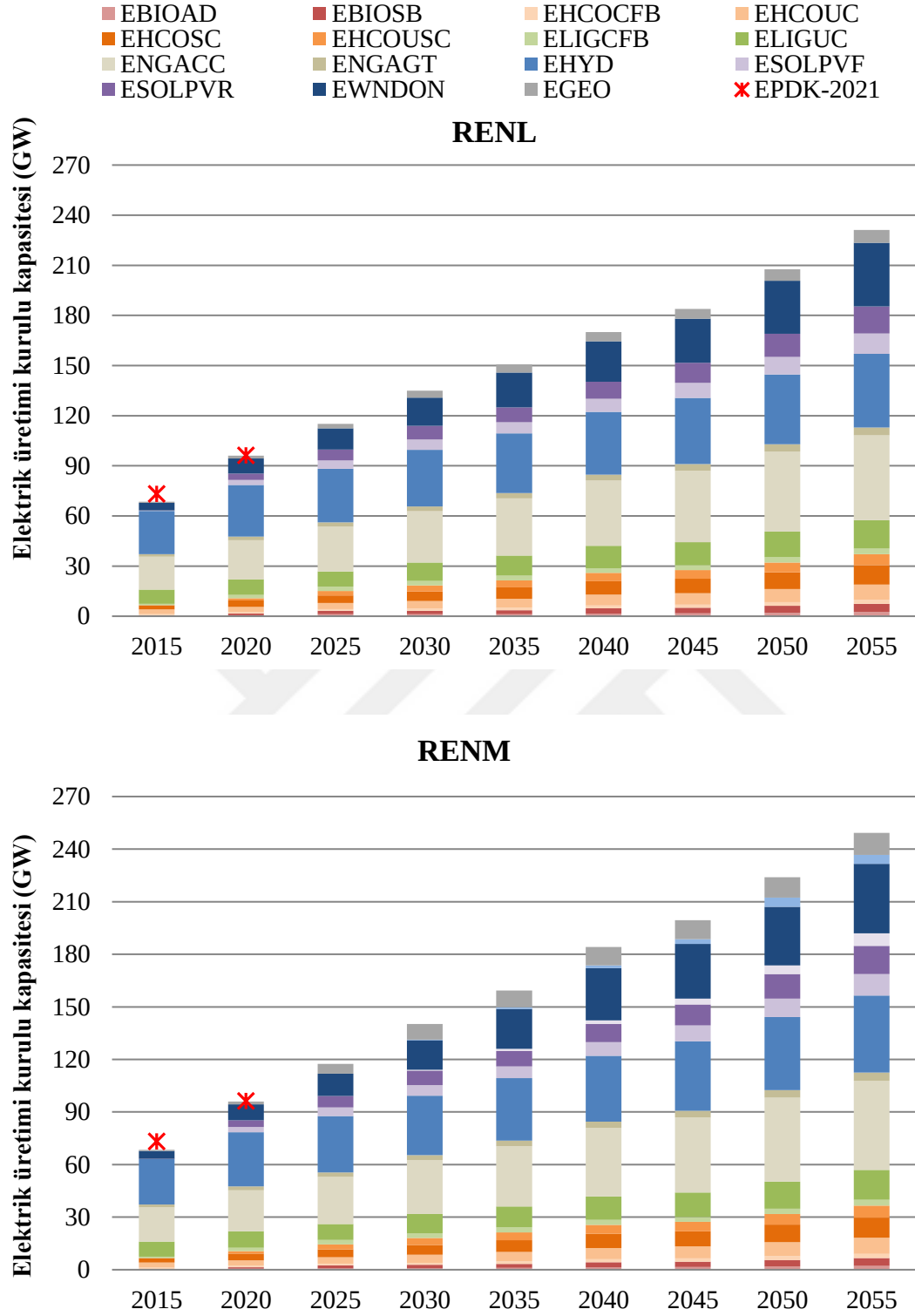
Elektrik sektörü emisyon yoğunluğu değişimi (Çizelge 8.3) incelendiğinde ise, 2020 yılında ortalama 0,472 ton CO₂e/MWh seviyesinde gerçekleşen sera gazı emisyon yoğunluğunun, limitli senaryoda 0,345 ton CO₂e/MWh seviyesine kadar, en iddialı senaryoda ise 0,204 ton CO₂e/MWh seviyesine kadar düştüğü görülmektedir.

Çizelge 8.3 : Yenilenebilir enerji senaryoları emisyon yoğunluğu değişimi
(ton CO₂e/MWh) (2015-2055).

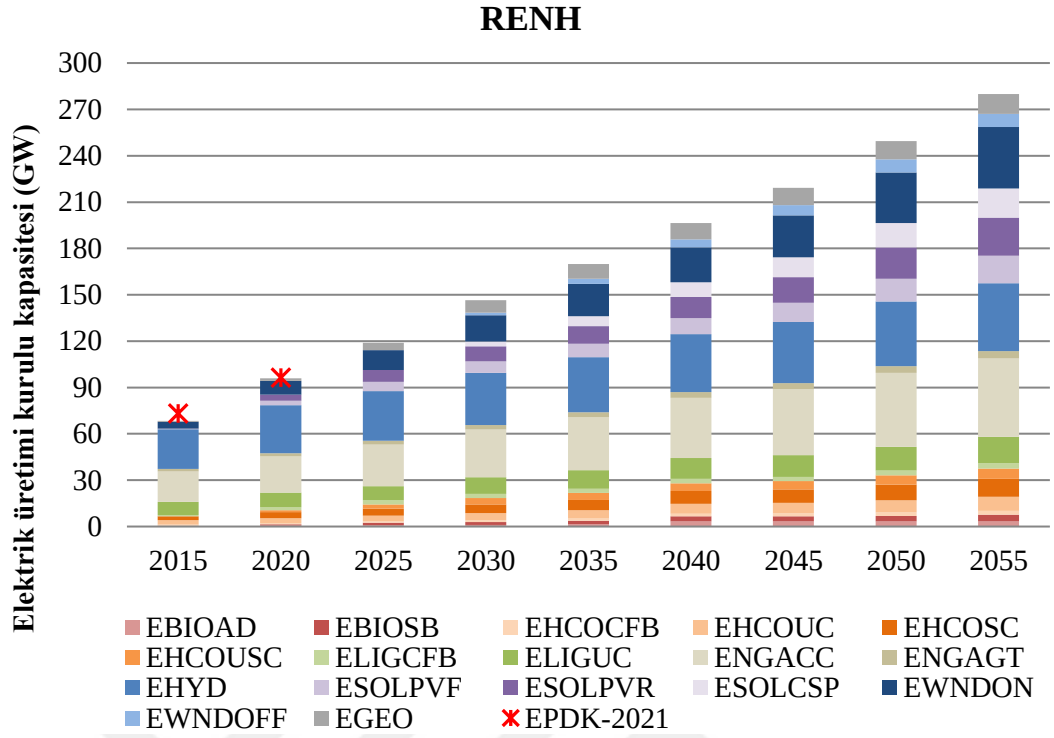
Senaryo	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
REF	0,472	0,421	0,409	0,399	0,399	0,408	0,405	0,403	0,410
RENL	0,467	0,418	0,389	0,363	0,364	0,367	0,357	0,353	0,345
RENM	0,467	0,419	0,361	0,323	0,315	0,301	0,302	0,299	0,291
RENH	0,467	0,419	0,354	0,287	0,271	0,253	0,223	0,212	0,204

8.2.2 Elektrik üretim kurulu kapasitesi ve üretim miktarı

Elektrik üretim kurulu kapasitesinin kaynaklar bazında değişimi üç alternatif senaryo için Şekil 8.5'te verilmektedir. 2050 yılında referans senaryoda 191,3 GW seviyesinde olan toplam kurulu kapasitenin yenilenebilir enerji kaynakları kapasitesinin kısıtlı olduğu RENF senaryosunda 207,6 GW seviyesine yükseldiği görülmektedir. Öte yandan rüzgar ve güneş enerjisi kaynakları açısından modellemeye dahil edilen teknolojiler (EWNDOFF ve ESOLCSP) ile birlikte RENM senaryosunda 2050 yılı toplam kurulu kapasitesi 223,9 GW seviyesine ulaşmaktadır. İddialı senaryoda ise özellikle güneş enerjisi için ilave edilen kapasitenin de etkisi ile 2050 yılı toplam kurulu kapasitesi 249,5 GW seviyesine yükselmiştir. Kurulu kapasitenin kaynaklar bazında gelişimine bakıldığında ise, RENL ve RENM senaryolarında payını en çok arttıran kaynakların sırasıyla jeotermal, güneş, rüzgar ve biyokütle enerjisi olduğu görülmektedir. RENH senaryosunda ise en büyük kapasite artışını 9 kat ile güneş enerjisi santralleri gerçekleştirmiş olup, onu 7,9 ve 5,3 kat ile jeotermal ve rüzgar enerjisi santralleri takip etmiştir.

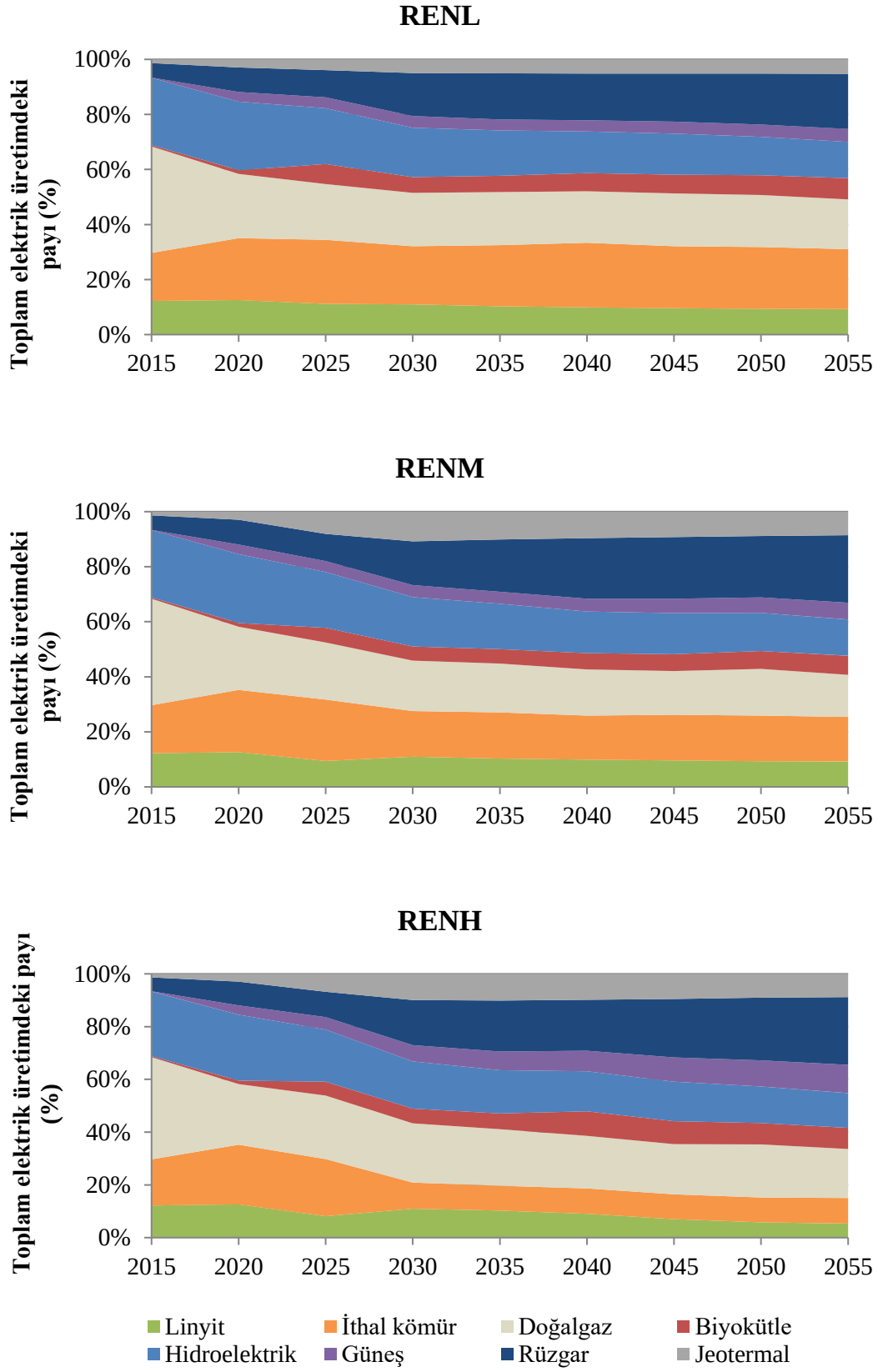


Şekil 8.5 : Yenilenebilir enerji senaryoları için kurulu kapasitenin elektrik üretim teknolojileri bazında gelişimi (2015-2055).



Şekil 8.5 (devamı) : Yenilenebilir enerji senaryoları için kurulu kapasitenin elektrik üretim teknolojileri bazında gelişimi (2015-2055).

Elektrik üretim miktarının kaynaklar bazında değişimi (Şekil 8.6) incelendiğinde ise, güneş ve rüzgar enerjisi santrallerinde üretilen elektrik miktarının referans senaryoda 2020 yılında sırasıyla %4 ve %9 olan paylarının, RENL, RENM ve RENH senaryolarında 2050 yılında güneş enerjisi için sırasıyla %5, %6 ve %10 seviyesine çıkaracağı, rüzgar enerjisi için ise sırasıyla %18, %22 ve %24 seviyesine yükselteceği değerlendirilmiştir. Fosil yakıtların toplam elektrik üretimi içindeki payının ise 2020 yılındaki %58 seviyesinden 2050 yılında RENL senaryosunda %51'e, RENM senaryosunda ise %43'e, son olarak RENH senaryosunda %35'e gerileyeceği öngörülmektedir.



Şekil 8.6 : Yenilenebilir enerji senaryoları için elektrik üretiminin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).

8.2.3 Maliyet

Alternatif senaryolar arasındaki farklar son olarak toplam maliyetlerin ve birim elektrik üretimi başına düşen maliyetlerin değerlendirilmesi ile ortaya konmuştur. Çizelge 8.4'te yer verilen sonuçlara göre toplam maliyetlerin en yüksek azaltımın beklendiği RENH senaryosunda referans senaryoya kıyasla %20 oranında artış gösterdiği görülmüştür. Birim maliyetler açısından ise 2020 yılında gerçekleşen 0,084 2022 \$US/kWh seviyesinden 2055 yılında 0,103 2022 \$US/kWh seviyesine artış söz konusu olmuştur.

Çizelge 8.4 : Yenilenebilir enerji senaryoları maliyet değişimi (2015-2055).

Senaryo	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Toplam maliyet (2022 \$USm)									
REF	22.760	25.247	37.123	42.216	47.303	52.898	56.626	63.966	69.174
RENL	22.807	25.368	35.873	39.477	44.718	50.542	54.003	60.750	67.309
RENM	22.807	25.287	36.817	39.900	45.826	52.425	56.605	64.810	73.081
RENH	22.807	25.287	38.092	43.350	50.608	58.475	64.654	73.992	83.089
Birim maliyet (2022 \$US/kWh)									
REF	0,089	0,084	0,096	0,088	0,087	0,086	0,086	0,085	0,084
RENL	0,089	0,084	0,093	0,086	0,085	0,084	0,084	0,084	0,083
RENM	0,089	0,084	0,096	0,087	0,087	0,087	0,088	0,089	0,090
RENH	0,089	0,084	0,097	0,095	0,096	0,097	0,101	0,102	0,103

8.3 Yeni Teknolojiler Senaryoları Sonuçları

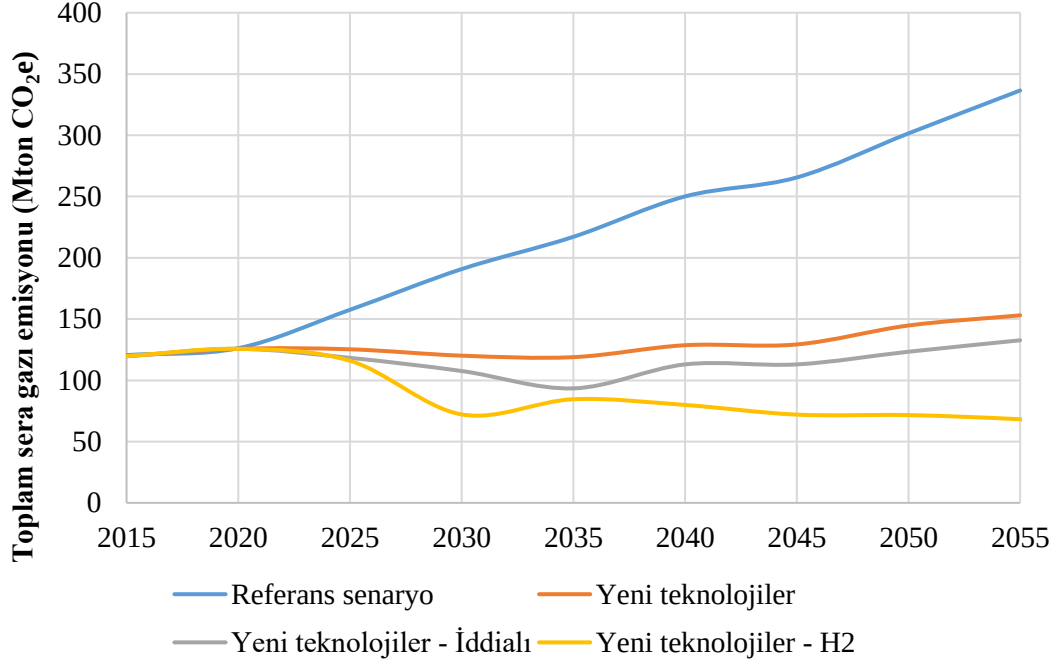
Modelleme çerçevesinde referans senaryoda değerlendirilen enerji üretim teknolojileri mevcut durumda kurulu kapasitede kullanılmakta olan teknolojileri yansıtmaktadır. Özellikle katı yakıtlı elektrik üretim santrallerinde yakın vadede yaygınlaşması beklenen entegre gazlaştırma, karbon yakalama ve depolama gibi teknolojilerin de modelleme çerçevesinde değerlendirilebilmesi amacıyla bu üç alternatif senaryo çalışılmıştır. Bu çerçevede ilk senaryo analizinde, entegre gazlaştırma, biyokütle birlikte yakma, karbon yakalama ve depolama, nükleer enerji, konsantre güneş enerjisi ve denizüstü rüzgar enerjisine ilişkin elektrik üretim teknolojileri de modellemeye dahil edilmiştir. NTEC olarak isimlendirilen bu alternatif senaryoda yenilenebilir enerji teknolojilerine ilişkin üst limitler orta seviyede (güneş ve rüzgar enerjisi için 43 GW ve 48 GW) belirlenmiştir. Son olarak Mersin Akkuyu'da inşaatı devam eden

2,4 GW'lık nükleer santral modele 2025 yılı sonrası için dahil edilmiş, 2035 yılından sonra ise ilave 2,4 GW'lık ünite öngörülmüştür. Ayrıca karbon yakalama ve depolama teknolojilerinin 2030 yılı itibariyle devreye gireceği ve en yüksek %70 oranında yakalama yapılabileceği öngörülmüştür. NTECH olarak isimlendirilen ikinci alternatif senaryoda ise yenilenebilir enerji teknolojileri için limitler üst seviyeye çıkarılmıştır. Nükleer enerji santralleri açısından ise uzun vadede kapasite limitleri 7,2 GW seviyesine yükseltilmiştir. NTECHH olarak isimlendirilen son senaryoda ise nükleer enerji açısından toplam kurulu kapasite üst limiti Sinop ve İğneada'da kurulması öngörülen tesislerin kapasiteleri de dikkate alınarak 2060 yılında 13,6 GW'a ulaşacak şekilde güncellenmiştir. Bu senaryoda ayrıca doğal gaz yakıtlı tesislere belirli oranlarda hidrojen ilavesi ile oluşabilecek emisyon azaltım miktarı da değerlendirilmiştir. Bu amaçla 2030 yılı itibariyle %5 seviyesinden başlamak üzere 2060 yılına kadar %15'e ulaşacak şekilde ve kademeli artış gösteren oranlarda hidrojenin doğal gaz yakıtlı tesislerde kullanımı öngörülmüştür. Söz konusu tesislerin yatırım ve sabit maliyetlerinde ortalama %25 oranında artış yapılmıştır. Ayrıca karbon yakalama ve depolama teknolojilerinin 2060 itibariyle %90 oranında yakalama yapabileceği varsayımı da dikkate alınmıştır.

Bu bölümde, yeni enerji teknolojileri bazında belirlenen üç alternatif senaryo için modelde hesaplanan toplam sera gazı emisyon miktarı, teknoloji dağılımı ve maliyetler referans senaryo ile karşılaştırılmak suretiyle değerlendirilmiştir.

8.3.1 Sera gazı emisyon miktarı

Modelleme çerçevesinde toplam sera gazı emisyonlarının referans senaryo ile birlikte üç alternatif senaryo için değişimine Şekil 8.7'de yer verilmektedir. Toplam sera gazı emisyonları açısından ilk senaryoda (NTEC) 2035 senesinde referans senaryoya kıyasla %45 oranında azaltım elde edilirken, 2055 yılına gelindiğinde bu değerin %55'e ulaştığı görülmektedir. İddialı senaryoda (NTECH) ise bu oranlar %57 ve %61 olarak gerçekleşmiştir. Hidrojen kullanımının dikkate alındığı senaryoda ise (NTECHH) %61 ve %80 seviyesindedir.



Şekil 8.7 : Yeni teknoloji senaryoları için toplam sera gazı emisyonlarının gelişimi (2015-2055).

Elektrik sektörü emisyon yoğunluğu değişimi (Çizelge 8.5) incelendiğinde ise, 2020 yılında ortalama 0,420 ton CO₂e/MWh seviyesinde gerçekleşen sera gazı emisyon yoğunluğunun, limitli senaryoda (NTEC) 0,189 ton CO₂e/MWh seviyesine kadar, iddialı senaryoda (NTECH) ise 0,154 ton CO₂e/MWh seviyesine kadar düştüğü görülmektedir. Öte yandan hidrojen enerjisinin de dahil edildiği iddialı senaryoda (NTECHH) 2055 yılında 0,082 ton CO₂e/MWh seviyesinde emisyon yoğunluğuna ulaşılmıştır.

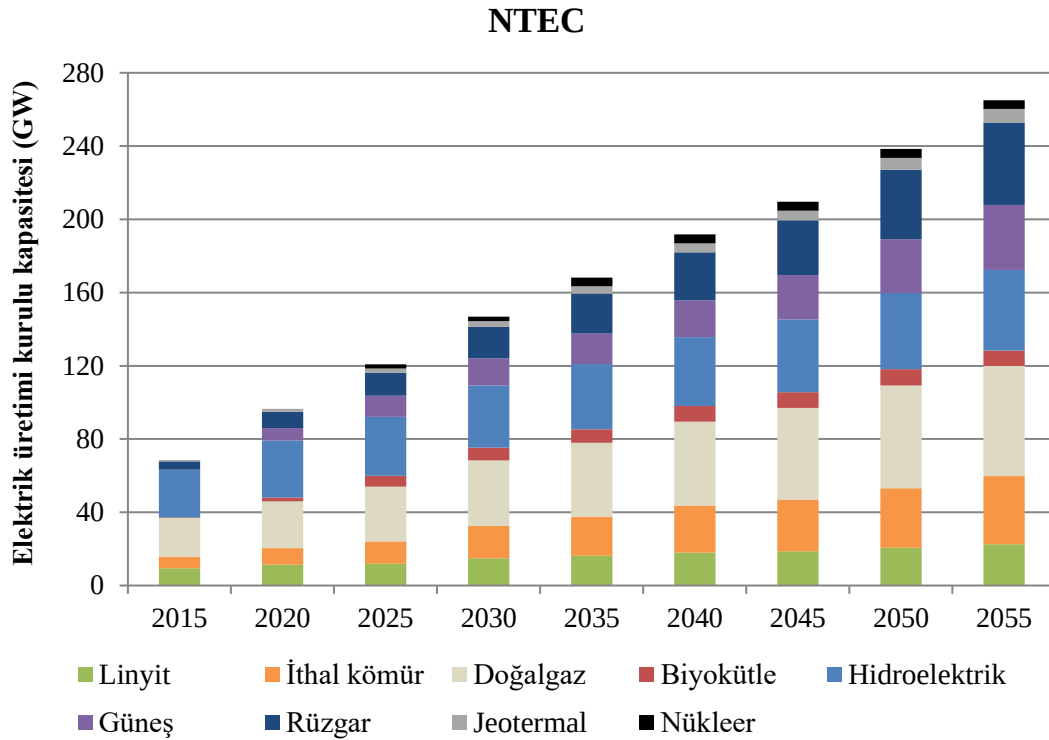
Çizelge 8.5 : Yeni teknoloji senaryoları emisyon yoğunluğu değişimi (ton CO₂e/MWh) (2015-2055).

Senaryo	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
REF	0,472	0,421	0,409	0,399	0,399	0,408	0,405	0,403	0,410
NTEC	0,467	0,419	0,325	0,263	0,226	0,214	0,202	0,199	0,189
NTECH	0,467	0,419	0,307	0,235	0,178	0,188	0,172	0,161	0,154
NTECHH	0,467	0,419	0,301	0,158	0,161	0,133	0,112	0,098	0,082

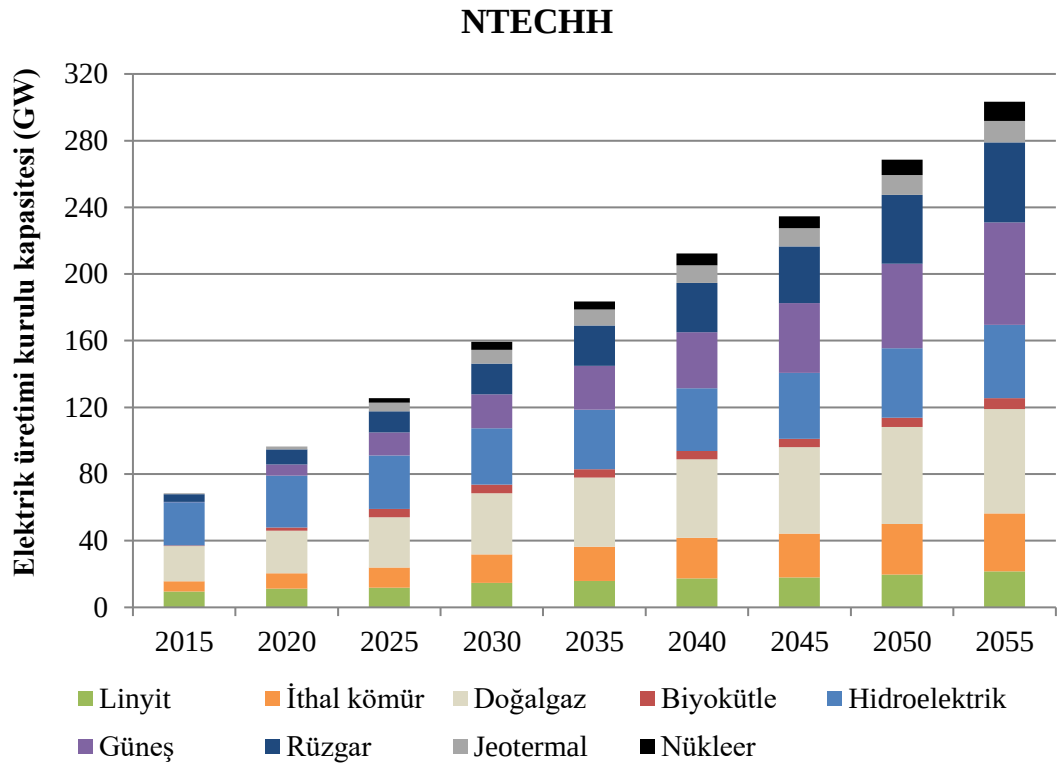
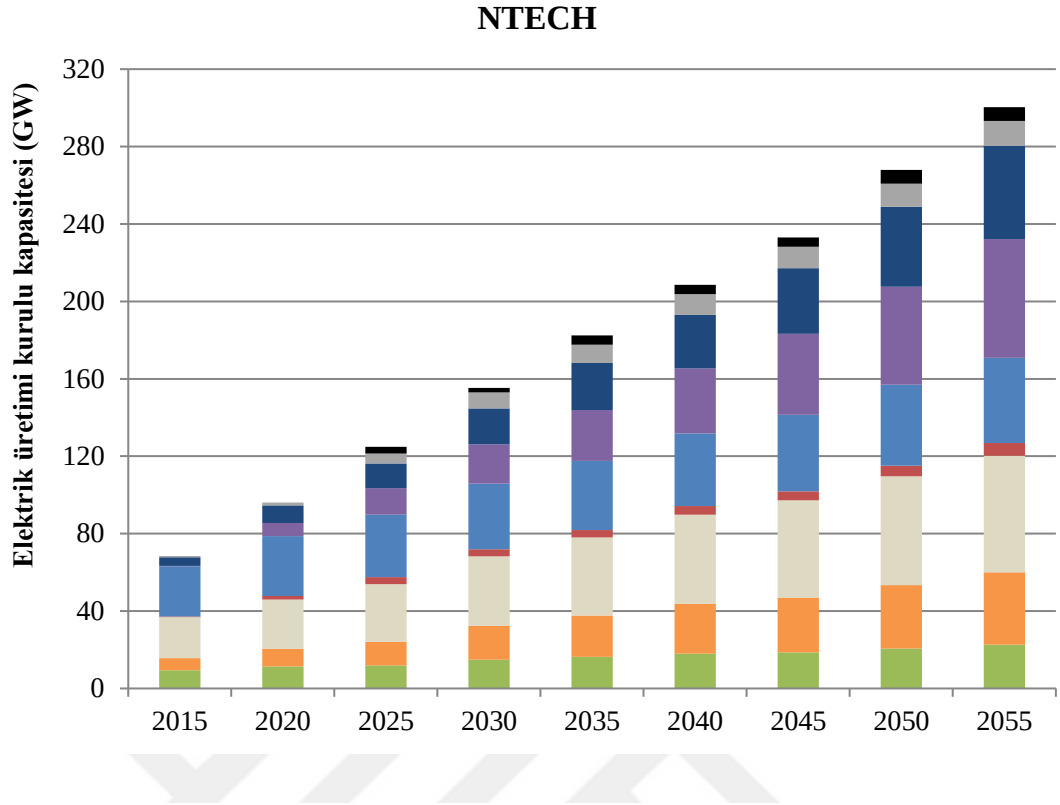
8.3.2 Elektrik üretim kurulu kapasitesi ve üretim miktarı

Elektrik üretim kurulu kapasitesinin kaynaklar bazında değişimi üç alternatif senaryo için Şekil 8.8’de verilmektedir. 2050 yılında referans senaryoda 191,3 GW seviyesinde olan toplam kurulu kapasitenin yenilenebilir enerji kaynakları kapasitesinin orta

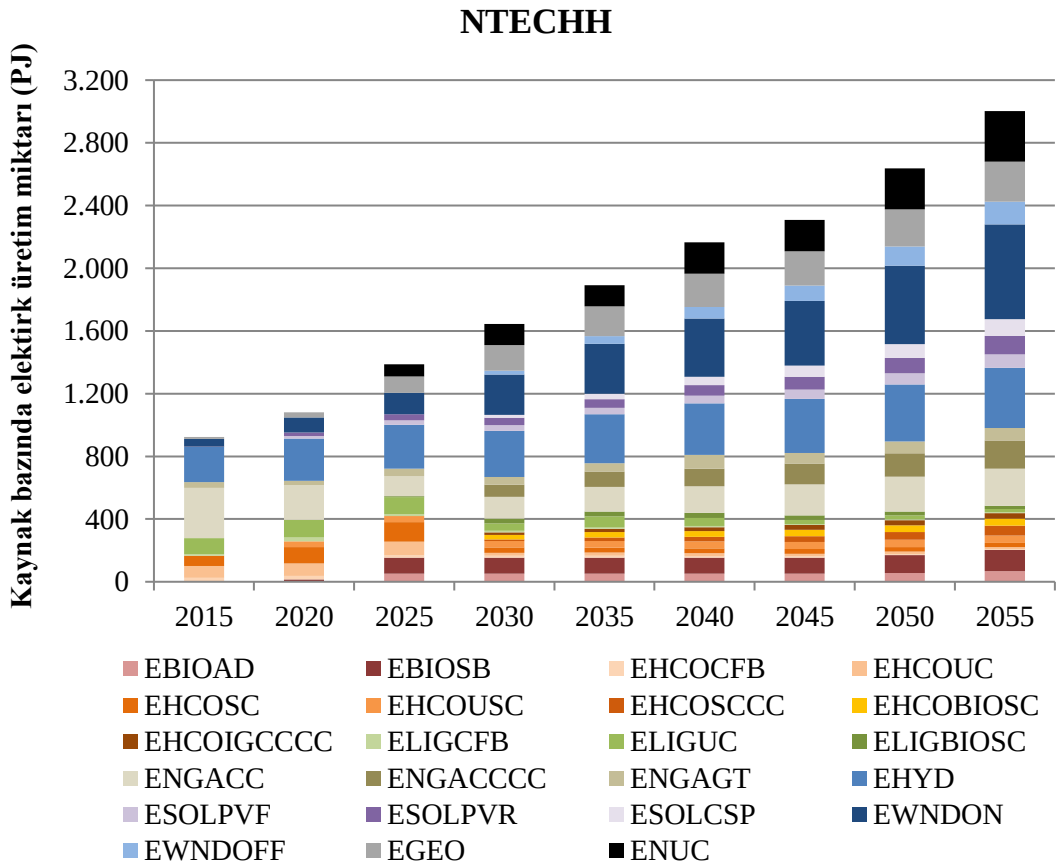
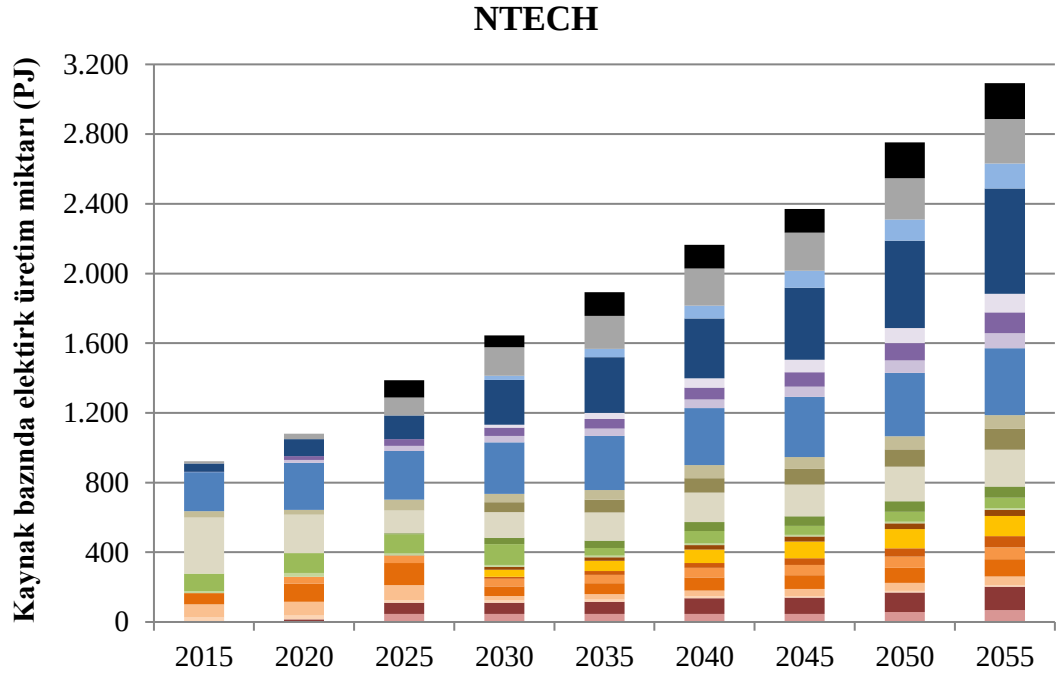
seviyede limitli olduğu NTEC senaryosunda 238,4 GW seviyesine yükseldiği görülmektedir. Yeni enerji teknolojilerinin ve daha yüksek yenilenebilir enerji kaynakları kapasitelerinin değerlendirildiği iddialı senaryoda (NTECH) ise 2050 yılı toplam kurulu kapasitesi 268,0 GW seviyesine ulaşmaktadır. Kurulu kapasitenin kaynaklar bazında gelişimine bakıldığında ise, payını en çok arttıran kaynakların NTEC senaryosunda güneş, rüzgar, jeotermal ve ithal kömür olduğu görülmektedir. Bu senaryoda alternatif teknolojilerin devreye girmesi ile birlikte ithal kömüre dayalı teknolojiler de kapasitesini yaklaşık 4 kat kadar arttırmıştır. İddialı senaryoda (NTECH) ise, en yüksek artış yaklaşık 9 kat ile güneş enerjisi santrallerinde gerçekleşmiştir. Onu sırasıyla jeotermal, rüzgar ve ithal kömür santralleri takip etmiştir. Öte yandan hidrojen enerjisini de dahil eden en iddialı senaryoda (NTECHH), doğal gaz-hidrojen yakıtlı teknolojilerin de dahil edilmesi ile toplam üretim miktarı 2055 yılında toplam 834 TWh seviyesine ulaşmıştır.



Şekil 8.8 : Yeni teknoloji senaryoları için kurulu kapasitenin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).



Şekil 8.8 (devamı) : Yeni teknoloji senaryoları için kurulu kapasitenin kaynaklar bazında gelişimi (2015-2055).



Şekil 8.9 (devamı) : Yeni teknoloji senaryoları için elektrik üretiminin elektrik üretim teknolojileri bazında gelişimi (2015-2055).

8.3.3 Maliyet

Alternatif senaryolar arasındaki farklar son olarak toplam maliyetlerin ve birim elektrik üretimi başına düşen maliyetlerin değerlendirilmesi ile ortaya konmuştur. Çizelge 8.6'da yer verilen sonuçlara göre toplam maliyetlerin en yüksek azaltımın beklendiği NTECHH ve NTECH senaryolarında referans senaryoya kıyasla %28,2 ve %28,9 oranında artış gösterdiği görülmüştür. Birim maliyetler açısından ise 2020 yılında gerçekleşen 0,084 2022 \$US/kWh seviyesinden 2055 yılında 0,106 2022 \$US/kWh seviyesine artış söz konusu olmuştur.

Çizelge 8.6 : Yeni teknoloji senaryoları maliyet değişimi (2015-2055).

Senaryo	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Toplam maliyet (2022 \$USm)									
REF	22.760	25.247	37.123	42.216	47.303	52.898	56.626	63.966	69.174
NTEC	22.807	25.287	34.942	40.568	47.377	54.522	59.759	68.524	77.919
NTECH	22.807	25.287	36.138	43.642	52.434	60.656	68.306	78.525	89.181
NTECHH	22.807	25.287	35.975	44.069	52.216	60.816	67.549	77.222	88.679
Birim maliyet (2022 \$US/kWh)									
REF	0,089	0,084	0,096	0,088	0,087	0,086	0,086	0,085	0,084
NTEC	0,089	0,084	0,091	0,089	0,090	0,091	0,093	0,094	0,096
NTECH	0,089	0,084	0,094	0,095	0,100	0,101	0,104	0,103	0,104
NTECHH	0,089	0,084	0,093	0,096	0,099	0,101	0,105	0,105	0,106

9. SONUÇ VE ÖNERİLER

İklim değışikliğı 21. yüzyılda insanoğlunun karşı karşıya kaldığı en acil sorunlarından biridir ve insan faaliyetleri kaynaklı küresel sera gazı emisyonlarının yaklaşık %34'ünü oluşturduğu göz önüne alındığında, Paris Anlaşması tarafından belirlenen uzun vadeli sıcaklık hedeflerine ulaşmak için elektrik üretim sektörünün köklü bir dönüşüme gitmesi şarttır. Gelişmekte olan bir ülke olarak Türkiye, toplam sera gazı emisyonlarını 2030 yılına kadar referans senaryoya kıyasla %41'e varan oranda azaltmayı taahhüt etmiştir. Bu çalışma kapsamında Türkiye'de elektrik üretiminden kaynaklanan sera gazı emisyonların azaltılmasına yönelik alternatif yolları değerlendirebilmek amacıyla, TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) modelleme aracı kullanılarak bir model geliştirilmiştir. Bu model, Türkiye'deki mevcut elektrik üretim santrallerine karşılık gelen kapsamlı bir veri tabanını içermektedir. Model kapsamında, ulusal veri setleri kullanılmış olup, toplam 10 alternatif senaryo altında sera gazı emisyon azaltım potansiyeli tahmin edilmiştir. TIMES modeli, teknolojik gelişmeye dayalı olarak enerji, ekonomi ve çevre ilişkilerinin analiz edilmesine olanak sağlayan bir araçtır ve ulusal ve uluslararası mecralarda sektörel bazda emisyon azaltım potansiyelinin belirlenmesi amacıyla uygulanmaktadır. Modelleme sonuçları, referans senaryo ve 2015-2055 dönemi için 10 alternatif senaryo için elde edilmiştir. Senaryolar bazında incelendiğinde, 2050 yılında referans senaryoya kıyasla %18 ila %79,7 arasında azaltım potansiyeli elde edilmiştir. Her bir senaryo ile elde edilen toplam sera gazı emisyonları Çizelge 9.1'de sunulmuştur. En yüksek azaltım potansiyeli, entegre gazlaştırma, karbon yakalama ve biyokütle ile birlikte yakma gibi katı yakıtların dönüştürülmesine yönelik yeni teknolojilerin yanı sıra açık deniz rüzgar türbinleri, konsantre güneş enerjisi santrali ve nükleer dönüşüm teknolojilerini dikkate alan ve doğal gaz santrallerinde kademeli olarak hidrojen kullanılan NTECHH senaryosunda elde edilmiştir.

CO₂e emisyon yoğunluğu senaryolar bazında azalmış, baz yılındaki ortalama 0,419 ton CO₂e/MWh seviyesinden 2050 yılında 0,098 ton CO₂e/MWh seviyesine kadar gerilemiştir.

Çizelge 9.1 : Tüm senaryolar için toplam emisyon miktarı ve emisyon yoğunluğu değişimi (2015-2055).

Senaryo	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Toplam sera gazı emisyon miktarı (Mton CO₂e)									
REF	120,61	126,22	157,56	190,79	217,10	250,09	265,54	301,52	336,54
CC15	119,47	125,41	140,54	157,48	176,46	197,74	221,57	248,29	278,22
CC25	119,47	125,41	138,35	152,63	168,37	185,74	204,90	226,04	249,36
CC41	119,47	125,41	134,26	143,74	153,88	164,74	176,37	188,81	202,14
CC44	119,47	125,41	133,80	142,75	152,30	162,48	173,35	184,94	197,30
RENL	119,74	126,32	149,98	165,81	191,18	220,40	229,02	256,69	278,66
RENM	119,74	125,71	138,97	147,60	165,41	181,26	193,38	217,65	235,13
RENH	119,74	125,71	139,71	131,35	142,65	152,19	143,22	154,29	164,66
NTEC	119,74	125,71	125,32	120,14	118,91	128,65	129,27	144,73	153,03
NTECH	119,74	125,71	118,32	107,60	93,43	112,99	113,00	123,33	132,67
NTECHH	119,74	125,71	115,98	72,18	84,59	79,89	72,01	71,63	68,22
Emisyon yoğunluğu (t CO₂e/MWh)									
REF	0,472	0,421	0,409	0,399	0,399	0,408	0,405	0,403	0,410
CC15	0,467	0,414	0,365	0,345	0,336	0,329	0,346	0,341	0,344
CC25	0,467	0,417	0,359	0,334	0,320	0,309	0,320	0,311	0,308
CC41	0,467	0,419	0,349	0,314	0,293	0,274	0,275	0,260	0,250
CC44	0,467	0,419	0,347	0,312	0,290	0,270	0,270	0,254	0,244
RENL	0,467	0,418	0,389	0,363	0,364	0,367	0,357	0,353	0,345
RENM	0,467	0,419	0,361	0,323	0,315	0,301	0,302	0,299	0,291
RENH	0,467	0,419	0,354	0,287	0,271	0,253	0,223	0,212	0,204
NTEC	0,467	0,419	0,325	0,263	0,226	0,214	0,202	0,199	0,189
NTECH	0,467	0,419	0,307	0,235	0,178	0,188	0,172	0,161	0,154
NTECHH	0,467	0,419	0,301	0,158	0,161	0,133	0,112	0,098	0,082

Toplam CO₂ emisyonuna sınır konulan senaryolarda (CC15, CC25, CC41 ve CC44), sera gazı emisyonları üzerindeki kısıtlamaların etkisi değerlendirilmiş olup, modele herhangi bir yeni teknoloji dahil edilmemiştir. Bu nedenle, mevcut elektrik üretim teknolojileri ve politikaları ile %44 seviyesine kadar azaltım model tarafınca uygulanabilmektedir. Bu oranın üzerindeki azaltım oranlarında model hata vermiştir. Bu senaryolar arasında en yüksek azaltımın elde edildiği CC44 senaryosunda, kömür yakıtlı tesislerin yerini ilk olarak doğal gaz kombine çevrim teknolojisi alırken, biyokütle, rüzgar ve güneş enerjisi santralleri de paylarını referans senaryoya kıyasla

arttırmıştır. Biyoyakıtlardan üretilen elektrik miktarı REF senaryosuna kıyasla 2050 yılında 2 katına çıkmıştır. Öte yandan, rüzgar enerjisi santrallerinin payı 2030 yılındaki %9 seviyesinden 2050’de %21 seviyesine yükselmiştir.

Yenilenebilir enerji teknolojilerinin değerlendirildiği senaryolarda (RENL, RENM ve RENH), hidroelektrik, biyokütle, güneş ve rüzgar enerjisi santrallerinde elde edilen elektriğin payı referans senaryoda 2020 yılında %39 seviyesinde iken, en iddialı senaryoda 2050 yılında %56 seviyesine çıkmıştır.

Yeni teknolojilerin etkisinin değerlendirildiği senaryolarda (NTEC, NTECH ve NTECHH) ise fosil yakıtlara dayalı elektrik üretiminin toplam elektrik üretimi içindeki payı baz yılındaki %58 seviyesinden 2050 yılında %27’ye gerilemiştir. Bu senaryolar kapsamında modelde özellikle gazlaştırma kombine çevrimi, biyokütle ortak yakma ve karbon yakalama gibi temiz kömür teknolojilerinin etkileri değerlendirilmiştir. Buna ek olarak resmi tahminler ile uyumlu seviyede nükleer santral teknolojileri tanımlanmış ve doğal gaza kademeli olarak hidrojen karıştırılmıştır.

Düşük karbonlu teknolojilerin model tarafından seçilmesi için modelde CO₂ için yaklaşık %40 seviyesinde üst sınır belirlenmiştir. Ancak yeni teknolojilerle ilişkili yüksek yatırım ve işletme maliyetleri, bu teknolojilerin daha geniş çapta uygulanmasına karşı sınırlayıcı bir faktördür.

Entegre gazlaştırma teknolojisi (IGCC) hem linyit hem de ithal kömür için modelde temiz kömür teknolojileri arasında değerlendirilmiş olup, modelde linyit yakıtlı teknolojiye (ELIGIGCC) yatırım yapılmamıştır. Bu durumun da esas olarak söz konusu teknolojinin verimliliğiyle, dolayısıyla bu üniteler tarafından üretilen sera gazı emisyon miktarının diğer IGCC teknolojilerine göre daha yüksek olması ile ilişkili olduğu düşünülmektedir. İthal kömür yakıtlı IGCC teknolojisi ise model tarafınca nispeten küçük bir oranda benimsenmiştir.

Karbon yakalama ve depolama (CCS) teknolojileri de yeni teknolojiler senaryoları kapsamında değerlendirilmiştir. İthal kömür ile çalışan süperkritik pulverize yakma (EHCOSCCC) ve entegre gazlaştırma (EHCOIGCCCC) teknolojilerinin model tarafından belirli bir ölçüde uygulanabildiği görülmektedir. Bu teknolojiler ile üretilen elektriğin 2050 yılı toplam elektrik üretimindeki payı %3 seviyesindedir. Öte yandan sonuçlar incelendiğinde, karbon yakalama ve depolama teknolojisinin entegre edildiği

doğal gaz kombine çevrim santrallerinin (ENGACCCC) de kısıtlı bir seviyede (2050 yılında yaklaşık 5 GW kapasite ile) modele dahil olduğu görülmektedir. CCS teknolojisinin devreye alınması toplam sistem maliyetini artırdığından, model emisyon azaltımı amacıyla bu teknolojileri önceliklendirmemektedir. Bu durum, CCS ile elektrik üretimi için seviyelendirilmiş elektrik maliyetinin mevcut alternatiflerin en az 1,5-2 katı olduğunu gösteren bir çalışmada da ele alınmıştır (IEEFA, 2023). Söz konusu teknolojilerin modelleme çerçevesinde ön plana çıkması amacıyla yatırım ve işletme maliyetlerinin azaltımına yönelik bir politika seçeneğinin de değerlendirilmesi gerekmektedir. Öte yandan 2030 yılı itibarıyla %5 seviyesinden başlamak üzere 2060 yılına kadar %15'e ulaşacak şekilde ve kademeli artış gösteren oranlarda hidrojenin doğal gaz yakıtlı tesislerde kullanımının değerlendirildiği senaryoda (NTECHH) doğal gaz yakıtlı santrallerin toplam kapasitesi 2050 yılında 58,1 GW seviyesine kadar (referans senaryoya kıyasla yaklaşık 6 GW daha fazla) yükselmiştir.

Modelleme çalışmasında optimizasyon problemi esas olarak toplam sistem maliyetlerinin en aza indirilmesi amacıyla çalıştığından, her bir senaryo ile ilişkili maliyetler üzerinde ayrıntılı bir analiz yapılmış ve toplu sonuçlar Çizelge 9.2'de sunulmuştur. Sonuçlara göre, toplam maliyetlerin %60-65'i yatırım maliyetleri ile ilişkilendirilmekte olup, en küçük katkının yaklaşık %3 ile tüketilen yakıtlar ve yardımcı hizmetlerle ilgili olan değişken maliyetlere ait olduğu görülmektedir. Senaryolar bazında maliyetin değişimi karşılaştırıldığında, REF senaryosundan NTEC senaryolarına doğru kademeli bir artış gözlenmiştir. Modelde yenilenebilir enerji kaynaklarının kısıtlı seviyede kullanıldığı ve emisyon azaltımı amacıyla doğal gaz yakıtlı teknolojilerin önceliklendirildiği CC15, CC25 ve RENL senaryolarında referans senaryoya kıyasla daha düşük bir toplam maliyet hesaplanmıştır. Öte yandan diğer tüm senaryolarda hesaplanan toplam sistem maliyetleri referans senaryodan %0,9 ila %22,8 oranında daha yüksektir. Sonuçlara göre, NTEC senaryosu altında temiz kömür, nükleer enerji, konsantre güneş enerjisi ve denizüstü rüzgar enerjisi teknolojilerinin etkisinin artması ile birlikte toplam maliyetlerin önemli ölçüde artırması model tarafından yapılan teknoloji seçimleriyle uyumludur.

Model çerçevesinde birim elektrik üretimine karşılık gelen maliyetler de değerlendirilmiş olup, baz yılda 0,084 2022 \$US/kWh seviyesinde gerçekleşen birim maliyetlerin NTECHH senaryosunda 0,105 2022 \$US/kWh seviyesine yükseldiği görülmüştür. Türkiye'de hane halkı tüketimi için mevcut değer yaklaşık

0,077 2022 \$US/kWh seviyesinde olduğundan (Statista, 2023), yeni teknolojilerin dahil edilmesine veya sera gazı emisyonlarına sınır getirilmesine yönelik politika müdahalelerinin, nihai tüketiciler üzerinde yaklaşık %20 oranında etkisi olmaktadır.

Çizelge 9.2 : Tüm senaryolar için maliyet değişimi (2015-2055).

Senaryo	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Toplam maliyet (2022 \$USm)									
REF	22.760	25.247	37.123	42.216	47.303	52.898	56.626	63.966	69.174
CC15	22.760	25.696	36.739	40.397	45.917	51.916	54.751	61.656	67.430
CC25	22.760	25.389	37.589	41.366	47.396	53.944	56.194	63.460	70.329
CC41	22.760	25.247	37.510	41.405	47.527	54.104	56.937	64.532	71.794
CC44	22.760	25.247	37.535	41.459	47.613	54.258	57.109	64.795	72.203
RENL	22.807	25.368	35.873	39.477	44.718	50.542	54.003	60.750	67.309
RENM	22.807	25.287	36.817	39.900	45.826	52.425	56.605	64.810	73.081
RENH	22.807	25.287	38.092	43.350	50.608	58.475	64.654	73.992	83.089
NTEC	22.807	25.287	34.942	40.568	47.377	54.522	59.759	68.524	77.919
NTECH	22.807	25.287	36.138	43.642	52.434	60.656	68.306	78.525	89.181
NTECHH	22.807	25.287	35.975	44.069	52.216	60.816	67.549	77.222	88.679
Birim maliyet (2022 \$US/kWh)									
REF	0,089	0,084	0,096	0,088	0,087	0,086	0,086	0,085	0,084
CC15	0,089	0,085	0,095	0,088	0,087	0,086	0,085	0,085	0,083
CC25	0,089	0,084	0,098	0,091	0,090	0,090	0,088	0,087	0,087
CC41	0,089	0,084	0,097	0,091	0,090	0,090	0,089	0,089	0,089
CC44	0,089	0,084	0,097	0,091	0,091	0,090	0,089	0,089	0,089
RENL	0,089	0,084	0,093	0,086	0,085	0,084	0,084	0,084	0,083
RENM	0,089	0,084	0,096	0,087	0,087	0,087	0,088	0,089	0,090
RENH	0,089	0,084	0,097	0,095	0,096	0,097	0,101	0,102	0,103
NTEC	0,089	0,084	0,091	0,089	0,090	0,091	0,093	0,094	0,096
NTECH	0,089	0,084	0,094	0,095	0,100	0,101	0,104	0,103	0,104
NTECHH	0,089	0,084	0,093	0,096	0,099	0,101	0,105	0,105	0,106

Bu çalışmada elde edilen sonuçlar, özellikle katı yakıta ve biyokütleyle dayalı enerji santralleri hakkında detaylı bir veri tabanı oluşturmak amacıyla ulusal istatistikler aracılığıyla elde edilen veriler kullanılarak belirlenmiştir. Ayrıca, inşa halindeki veya işletmeden çıkarılma aşamasındaki santrallere ilişkin bilgilerin modelleme çerçevesine dahil edilmesiyle modellemeye ilişkin yakın dönem belirsizliklerin önemli ölçüde

azaltılması mümkün olmuştur. TIMES modelleme platformu kullanılarak Türkiye için oluşturulan enerji, ekonomi ve çevre optimizasyon modeli, nüfus ve gayri safi yurtiçi hasılda beklenen büyüme ile oluşacak talebi karşılayacak enerji üretim portföyünün belirlenmesine olanak sağlamıştır. Elektrik üretim sektörünün sera gazı emisyon azaltım potansiyeli alternatif senaryolar aracılığıyla araştırılmış ve 2050 yılı için referans senaryoya kıyasla %17,7 ila %79,7 oranında azaltım potansiyeli elde edilmiştir. Katı yakıt bazlı santraller için yeni teknolojilerin etkileri, yüksek maliyetler nedeniyle sınırlı miktarda yeni kapasitenin kurulduğu yeni teknolojiler senaryolarında ele alınmıştır. Bunun sonucunda, en yüksek birim elektrik maliyeti NTECHH senaryosu için hesaplanmış olup, bu maliyet mevcut birim maliyetlerden neredeyse 1,3 kat daha fazladır. Söz konusu maliyetlerin azaltılabilmesi için, hem ithalat bağımlılığının azaltılmasına hem de sera gazı emisyonlarının azaltılmasına katkıda bulunması beklenen, temiz kömür ve biyokütle teknolojilerinin uygulanmasını destekleyebilecek politika önlemlerinin geliştirilmesi önerilmektedir. NTECHH senaryosunda görüldüğü gibi, elektrik üretim sektörü NDC hedeflerine önemli ölçüde katkıda bulunmaktadır, ancak elektrik üretiminden kaynaklanan toplam sera gazı emisyonları ülke genelindeki sera gazı emisyonlarının %27,3'ünü oluşturduğundan, %41 azaltım hedefine ulaşmak için diğer sektörlerde de (konut ve ticari binalar, sanayi vb.) azaltım potansiyelinin oluşturulması gerekmektedir. Elektrik üretim sektörünün dönüşümü, teknolojilerin mevcudiyeti, yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli, teknolojilerin daha geniş bir yelpazede uygulanabilirliği gibi çeşitli faktörler nedeniyle diğer sektörlerle göre daha hızlı bir şekilde gerçekleştirilebilir. Öte yandan diğer sektörlerde meydana gelmesi beklenen elektrifikasyon sürecinin elektrik üretim sektörü üzerinde yaratacağı baskının da dikkate alınması gerekmektedir.

Elektrik üretim sektöründe sera gazı emisyonlarının azaltımına yönelik faaliyetler, hava kalitesinin iyileştirilmesi, yeni istihdam alanlarının oluşturulması, ekonomik büyümenin teşvik edilmesi, düşük karbon ayakzine sahip sürdürülebilir şehirlerin inşaa edilmesi gibi çeşitli hedeflere de katkı sağladığından, özellikle aşağıda listelenen sürdürülebilir kalkınma amaçlarının (SKA) gerçekleştirilmesinde olumlu katkıları olacaktır:

SKA 7: Herkes için karşılanabilir, güvenilir, sürdürülebilir ve modern enerjiye erişimi sağlamak

SKA 8: İstikrarlı, kapsayıcı ve sürdürülebilir ekonomik büyümeyi, tam ve üretken istihdamı ve herkes için insana yakışır işleri desteklemek

SKA 9: Dayanıklı altyapılar tesis etmek, kapsayıcı ve sürdürülebilir sanayileşmeyi desteklemek ve yenilikçiliği güçlendirmek

SKA 11: Şehirleri ve insan yerleşimlerini kapsayıcı, güvenli, dayanıklı ve sürdürülebilir kılmak

SKA 13: İklim değişikliği ve etkileri ile mücadele için acilen eyleme geçmek

Tez çalışması kapsamında gerçekleştirilen senaryo çalışmalarında ortaya konulan emisyon azaltım potansiyeli, özellikle “7.2: 2030 yılına kadar yenilenebilir enerjinin küresel enerji bileşimi içindeki payını önemli ölçüde artırmak” ve “7.a: 2030 yılına kadar yenilenebilir enerji, enerji verimliliği, gelişmiş ve daha temiz fosil yakıt teknolojilerini de içerecek şekilde temiz enerji araştırmaları ve teknolojilerine erişimi kolaylaştırmak için uluslararası işbirliğini çoğaltmak ve enerji altyapısı ve temiz enerji teknolojileri yatırımlarını desteklemek” başlıklı sürdürülebilir kalkınma amaçları hedeflerini desteklemektedir.

Elektrik üretim teknolojilerin değerlendirilmesinde, teknolojilerin kullanım ömrü ve maliyetleri, kurulu kapasitenin kullanılabilirliği/verimliliği gibi çeşitli faktörler dikkate alınmakta olup, teknoloji öğrenme sürecinin bir sonucu olarak bu parametrelerde iyileşmelerin de oluşabileceği öngörülmektedir. Bu çalışmada sadece enerji üretim tesislerinden kaynaklanan doğrudan sera gazı emisyonları dikkate alınmıştır. Yakıt üretimi/çıkarmı, nakliye ve altyapı imalatının etkilerini dikkate alan yaşam döngüsü değerlendirmesi boyunca toplam emisyonların değerlendirilmesi, enerji üretiminin genel etkilerini ele almak adına yararlı olacaktır. Buna ek olarak, gelecek çalışmalarda farklı teknoloji öğrenme hızları altında bir duyarlılık analizi yapılabilir. Öngörülen talep üretilen elektrik miktarıyla yakından ilişkili olduğundan, gelecekteki çalışmalar referans ve alternatif senaryolar üzerinde farklı büyüme oranlarının analizini içerebilir. Mevcut çalışma, Türkiye’de elektrik üretiminin sera gazı emisyonlarını azaltma potansiyelinin bir analizini sunmaktadır. Bu çalışma bulgularının, yerli enerji kaynaklarının kullanımını geliştirirken enerji sektörü için düşük emisyonlu büyümeye yönelik politika seçeneklerinin değerlendirilmesinde karar vericilere yardımcı olabileceği düşünülmektedir.



KAYNAKLAR

- AEO.** (2023). Annual Energy Outlook 2023. US Energy Information Administration.
- Akkuyu.** (2023). Erişim: 18 Kasım 2023, Akkuyu Nükleer Güç Santrali. <https://akkuyu.com/tr>
- Ari, I., Aydinalp Koksall, M.** (2011). Carbon dioxide emission from the Turkish electricity sector and its mitigation options. *Energy Policy* (39), 6120-6135. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.07.012>.
- Aslanoglu, S.Y., Koksall, M.A.** (2012). Elektrik Üretimine Bağlı Karbondioksit Emisyonunun Bölgesel Olarak Belirlenmesi ve Uzun Dönem Tahmini. *Hava Kirliliği Araştırmaları Dergisi*, 19-29.
- Balcioglu G., Jeswani, H.K., Azapagic, A.** (2022). Evaluating the environmental and economic sustainability of energy from anaerobic digestion of different feedstocks in Turkey. *Sustainable Production and Consumption*, s. 32, 924-941.
- BEPA.** (2021). Erişim: 22 Haziran 2021, Türkiye Biyokütle Enerjisi Potansiyeli Atlası, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı: <https://bepa.enerji.gov.tr/>
- Bhattacharyya, S.C., Timilsina, G.R.** (2010). A review of energy system models. *International Journal of Energy Sector Management*, 4(4): 494-518.
- BMİDÇS.** (1992). Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>
- BMİDÇS.** (2022). Paris Anlaşması. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>
- BMİDÇS_a.** (2023). Technical dialogue of the first global stocktake, Synthesis report by the co-facilitators on the technical dialogue (FCCC/SB/2023/9). Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Sekreteryası.
- BMİDÇS_b.** (2023). Outcome of the first global stocktake. Draft decision -/CMA.5. Proposal by the President. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Sekreteryası: <https://unfccc.int/documents/636608>
- Brar, J.S., Singh, K., Wang, J., Kumar, S.** (2012). Cogasification of Coal and Biomass: A Review. *International Journal of Forestry Research*, 363058, doi:10.1155/2012/363058.
- Breeze, P.** (2019). *Power Generation Technologies*. Elsevier Ltd. ISBN: 978-0-08-102631-1.
- Burnard, K., Bhattacharya, S.** (2011). *Power Generation From Coal: Ongoing Developments and Outlook*. International Energy Agency Energy Papers, 2011/14, <https://doi.org/10.1787/5kg3n27ts06b-en>.

- Calikoglu, U., Aydinalp Koksall, M.** (2023). A pathway to achieve the net zero emissions target for the public electricity and heat production sector: A case study for Türkiye. *Energy Policy*, s. 179, 113653.
- Can, A.** (2022). Investigation of provincial capacity to produce biogas from waste disposal sites in Turkey. *Energy*, s. 258, 124778.
- Ceylan, H., Ozturk, H.K.** (2004). Estimating energy demand of Turkey based on economic indicators using genetic algorithm approach. *Energy Conversion and Management*, 45(15-16): 2525-2537.
- Coppens, L., Gargiulo, M., Orsini, M., Arnould, N.** (2022). Achieving – 55% GHG emissions in 2030 in Wallonia, Belgium: Insights from the TIMES-Wal energy system model. *Energy Policy* (164), <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112871>.
- CTCN.** (2022). Emerging Climate Technologies in the Energy Supply Sector. United Nations Climate Technology Centre & Network.
- Çakmak, E.G., Doğan, T., Hilmioğlu, B.** (2017). İklim Değişikliği Sürecinde Paris Anlaşması'nın Rolü ve Türkiye'nin Konumu. VII. Ulusal Hava Kirliliği ve Kontrolü Sempozyumu. Hava Kirlenmesi Araştırmaları ve Denetimi Türk Milli Komitesi, 1-3 Kasım, 2017, Antalya. s. 897-908.
- Dai, F., Zhang, S., Luo, Y., Wang, K., Liu, Y., Ji, X.** (2023). Recent Progress on Hydrogen-Rich Syngas Production from Coal Gasification. *Processes*, s. 11(6), 1765.
- DB.** (2022). Erişim: 2 Mart 2022, Türkiye'nin Uluslararası Enerji Stratejisi. T.C. Dışişleri Bakanlığı: https://www.mfa.gov.tr/turkiye_nin-enerji-stratejisi.tr.mfa
- Dodds, P., Scamman, D., Espegren, K.** (2022). Final Report for the IEA/ETSAP Project - Modelling of Hydrogen.
- EC.** (2023). Erişim: 15 Kasım 2023, Modelling tools for EU analysis. European Commission - Climate Action: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/economic-analysis/modelling-tools-eu-analysis_en#GLOBIOM
- EC4MACS.** (2016). Erişim: 18 Ocak 2016, European Commission for Modelling of Air Pollution and Climate Strategies: <http://www.ec4macs.eu/>
- Ediger, V.S., Tatlıdil H.** (2002). Forecasting the primary energy demand in Turkey and analysis of cyclic patterns. *Energy Conversion and Management*, 43(4): 473-487.
- Ediger, V.Ş., Akar, S., Uğurlu, B.** (2006). Forecasting production of fossil fuel sources in Turkey using a comparative regression and ARIMA model. *Energy Policy*, 34(18): 3836-3846.
- EEA.** (2023). Erişim: 18 Aralık 2023, Greenhouse gas emission intensity of electricity generation by country. European Environment Agency: https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-14#tab-chart_7

- EIA.** (2017). Erişim: 22 şubat 2017, Assumptions to the Annual Energy Outlook 2016 - Chapter 8. Electricity Market Module. U.S. Energy Information Administration.
- EIA_a.** (2022). Electricity Market Module of the National Energy Modelling System: Model Documentation 2022. US Energy Information Administration.
- EIA_a.** (2023). The National Energy Modeling System: An Overview 2023.
- EIA_b.** (2022). Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2022. US Energy Information Administration.
- EIA_b.** (2023). Erişim: 18 Aralık 2023, NEMS Documentation. US Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/>
- EİGM.** (2021). Erişim: 14 Haziran 2021, EİGM Raporları. Enerji İşleri Genel Mřdřrlřęř: <https://enerji.gov.tr/eigm-raporlari>
- EİGM.** (2021). Erişim: 14 Haziran 2021, Enerji İşleri Genel Mřdřrlřęř Yenilenebilir Enerji. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı: <https://enerji.gov.tr/enerji-isleri-genel-mudurlugu-yenilenebilir-enerji>
- EMBER.** (2023). Erişim: 18 Aralık 2023, Yearly electricity data. Energy Institute Statistical Review of World Energy: <https://ember-climate.org/data-catalogue/yearly-electricity-data/>
- EPDK.** (2023). Elektrik Piyasası 2022 Yılı Piyasa Gelişim Raporu. Ankara: Enerji Piyasası Dşzenleme Kurumu.
- ETKB.** (2019). Erişim: 2 Ocak 2019, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. 2019-2023 Stratejik Planı: https://sp.enerji.gov.tr/ETKB_2019_2023_Stratejik_Planı.pdf
- ETKB.** (2022). Erişim: 10 Ocak 2022, Enerji Denge Tabloları. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı: <https://enerji.gov.tr/eigm-raporlari>
- ETKB.** (2023). Tşrkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı: https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/SGB/tr/Kurumsal_Politikalar/HSP/ETKB_Hidrojen_Stratejik_Plan2023.pdf
- ETKB_a.** (2022). Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı (2017-2023) Gelişim Raporu. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı: <https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EVCED/tr/EnerjiVerimlili%C4%9Fi/UlusalEnerjiVerimlili%C4%9FiEylemPlan%C4%B1/Belgeler/UEVEP2022Gelisimi.pdf>
- ETKB_b.** (2022). Tşrkiye Ulusal Enerji Planı. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- ETSAP.** (2016). Overview of TIMES Modelling Tool. International Energy Agency The Energy Technology Systems Analysis Program (IEA-ETSAP): <http://www.iea-etsap.org/web/Times.asp>
- EU.** (2023). The update of the nationally determined contribution of the European Union and its Member States. European Commission.

- Fernando, R.** (2009). Co-gasification and indirect cofiring of coal and biomass. IEA Clean Coal Centre.
- GCCSI_a.** (2023). State of the Art: CCS Technologies 2023. Global Carbon Capture and Storage Institute.
- GCCSI_b.** (2023). Global Status of CCS 2023. Global CCS Institute.
- Gouveia, J.P., Dias, L., Fortes, P., Seixas, J.** (2012). TIMES_PT: Integrated Energy System Modeling. Information Technology for Energy Applications (IT4ENERGY'2012), Lisbon, Portugal, 923, ISSN 1613-0073.
- Grubb, M., Drummond, P., Hughes, N.** (2020). The Shape and Pace of Change in the Electricity Transition. UCL Institute for Sustainable Resources.
- Hardy, D.R., Rath, B.B., Marder, J.** (2007). Powering The Future: Advanced Coal Combustion Technologies. Advanced Materials and Processes.
- Herbst, A., Toro, F., Reitze, F., Jochem, E.** (2012). Introduction to Energy Systems Modelling. Swiss Journal of Economics and Statistics, 148(2), 111-135. <https://doi.org/10.1007/BF03399363>.
- IAEA.** (2023). Erişim: 7 Ağustos 2023, Nuclear Power Capacity Trend. The Database on Nuclear Power Reactors: <https://pris.iaea.org/pris/>
- Ibrahim, H.A, Ayomoh, M.K.** (2022). Optimum predictive modelling for a sustainable power supply mix: A case of the Nigerian power system. Energy Strategy Reviews, s. 44, 100962.
- IEA.** (2012). Technology Roadmap: High-Efficiency, Low-Emissions Coal Fired Power Generation. International Energy Agency.
- IEA.** (2021). Key World Energy Statistics. International Energy Agency.
- IEA.** (2023). World Energy Outlook 2023. International Energy Agency.
- IEA_CCS.** (2016). 20 Years of Carbon Capture and Storage. OECD/IEA.
- IEA-ETSAP&IRENA.** (2013). Technology Briefs. International Energy Agency (IEA)-Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) & International Renewable Energy Agency (IRENA).
- IEEFA.** (2023). CCS for Power Yet to Stack Up Against Alternatives. Institute for Energy Economics and Financial Analysis.
- IET-JRC.** (2013). Assessing the long-term role of the SET Plan Energy technologies. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport.
- IICEC.** (2020). Turkey Energy Outlook 2020. Sabanci University Istanbul International Centre for Energy and Climate, ISBN: 978-605-70031-9-5.
- İlter, B., Narin, M.** (2018). Türkiye Elektrik Türev Piyasalarının Gelişimi. Uluslararası Ekonomi ve Yenilik Dergisi, 4 (2), 153-173.
- IMF.** (2023). IMF Primary Commodity Prices. 06 15, 2023 tarihinde International Monetary Fund: <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>
- India.** (2021). National Coal Gasification Mission. Ministry of Coal, Government of India: <https://coal.gov.in/sites/default/files/ncgm/ncgm21-09-21.pdf>

- IPCC.** (2006). Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories-Volume 2-Energy-Chapter 2-Stationary Combustion. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IPCC.** (2022). Intergovernmental Panel on Climate Change, Sixth Assessment Reports on Mitigation of Climate Change (WG III) and Impacts, Adaptation and Vulnerability (WG II). World Meteorological Organization, United Nations Environment Programme.
- IRENA.** (2012). Biomass for Power Energy, Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. International Renewable Energy Agency.
- IRENA.** (2022). Renewable Power Generation Costs in 2021. International Renewable Energy Agency.
- Isik, M., Ari, I., Sarica, K.** (2021). Challenges in the CO₂ emissions of the Turkish power sector: Evidence from a two-level decomposition approach. Utilities Policy (70), <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101227>.
- Jia, L., Wenying, C., Deshun, L.** (2011). Scenario analysis of China's future energy demand based on TIMES model system. Energy Procedia (5), 1803-1808. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.03.307>.
- Kalyoncuoğlu, Y.** (2022). Erişim: 15 Kasım 2022, Bakan Kurum: Emisyon oranlarında yüzde 21 azaltım hedefimizi yüzde 41'e çıkarıyoruz. Anadolu Ajansı: <https://www.aa.com.tr/tr/gundem/bakan-kurum-emisyon-oranlarinda-yuzde-21-azaltim-hedefimizi-yuzde-41e-cikariyoruz/2738640>
- Karjalainen, J., Kakönen, M., Luukkanen, J., Vehmas, J.** (2014). Energy models and scenarios in the era of climate change. Finland Futures Research Center.
- Kat, B., Paltsev, S., Yuan, M.** (2018). Turkish energy sector development and the Paris Agreement goals: A CGE model assessment. Energy Policy (122), 84-96. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.030>.
- Kaya, K., Koc, E.** (2015). Enerji Üretim Santralleri Maliyet Analizi. Mühendis ve Makina, s. 56 (660), 61-68. <https://dergipark.org.tr/en/pub/muhendismakina/issue/54192/733604>.
- Keivani, B., Gungor, A.** (2022). Techno-economic assessment of coal and torrefied biomass co-combustion: A case study of oxy-combustion carbon capture power plants in Turkey. Journal of CO₂ Utilization, s. 62, 102103.
- Kelsall, G.** (2023). The Resilience of Coal-Based Industries in the Transition to Net Zero. International Centre for Sustainable Carbon.
- Kumar, P., Mishra, T., Banerjee, R.** (2022). Impact of India's power purchase agreements on electricity sector decarbonization. Journal of Cleaner Production, s. 373, 133637.
- Kumbaroglu, G., Karali, N., Arıkan, Y.** (2008). CO₂, GDP and RET: An aggregate economic equilibrium analysis for Turkey. Energy Policy.

- Li, Y., Yang, C., Li, Y., Kumar, A., Kleeman, M.J.** (2022). Future emissions of particles and gases that cause regional air pollution in California under different greenhouse gas mitigation strategies. *Atmospheric Environment*, 273, <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2022.118960>.
- Li, Y., Yang, C., Li, Y., Kumar, A., Kleeman, M.J.** (2022). Future emissions of particles and gases that cause regional air pollution in California under different greenhouse gas mitigation strategies. *Atmospheric Environment*, s. 273, 118960.
- Lockwood, T.** (2021). A Review of Cost Estimates for Carbon Capture and Storage in the Power Sector. International Centre for Sustainable Carbon.
- McCollum, D., Christopher, Y., Yeh, S., Ogden, J.** (2012). Deep greenhouse gas reduction scenarios for California - Strategic implications from the CA-TIMES energy-economic systems model. *Energy Strategy Reviews* (1), 19-32. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2011.12.003>.
- Mills, S.** (2006). Coal Gasification and IGCC in Europe. IEA Clean Coal Centre.
- Mills, S.** (2014). Prospects for coal and clean coal technologies in Turkey. IEA Clean Coal Centre.
- Mills, S.** (2016). Low quality coals – key commercial, environmental and plant considerations. IEA.
- Mills, S.** (2021). Potential Markets for High Efficiency, Low Emissions Coal-Fired Power Plants. IEA Clean Coal Center.
- MMO.** (2017). Türkiye'de Termik Santraller 2017. TMMOB Makina Mühendisleri Odası.
- Moghani, M., Archer, C.L.** (2022). Impacts of replacing coal with renewable energy sources and electrifying the transportation sector on future ozone concentrations in the U.S. under a warming climate. *Atmospheric Pollution Research*, (13) 101522.
- Molino, A., Chianese, S., Musmarra, D.** (2016). Biomass gasification technology: The state of the art overview. *Journal of Energy Chemistry*, s. 25, 10-25.
- Musonye, X.S., Davíðsdóttir, B., Kristjánsson, R., Ásgeirsson, E.I., Stefánsson, H.** (2021). Environmental and techno-economic assessment of power system expansion for projected demand levels in Kenya using TIMES modeling framework. *Energy for Sustainable Development*, s. 63, 51-66.
- Nakoso.** (2023). Erişim: 20 Ekim 2023, IGCC History. Nakoso IGCC Power GK: <http://www.nakoso-igcc.co.jp/en/about-igcc/igcc-history/>
- Nijs W., Ruiz Castillo P., Tarvydas D., Tsiropoulos I., Zucker A.** (2018). Deployment Scenarios for Low Carbon Energy Technologies. Luxembourg: EUR 29496 EN, Publications Office of the European Union.
- OECD.** (2023). Erişim: 10 Aralık 2023, Real gross domestic product (GDP) forecast. Organisation for Economic Co-operation and Development: <https://data.oecd.org/gdp/real-gdp-forecast.htm>

- Ozer, B.** (2014). Evaluation of Turkish Electricity Demand Projections. I. M. Dincer içinde, Progress in Exergy, Energy and the Environment (s. 559-568). Springer International Publishing.
- Ozer, B., Gorgun, E., Incecik, S.** (2013). The scenario analysis on CO₂ emission mitigation potential in the Turkish electricity sector: 2006-2030. Energy(49), 395-403. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.10.059>.
- Phillips, J.N., Wheeldon, J.M.** (2010). Economic Analysis of Advanced Ultra-Supercritical Pulverized Coal Power Plants: A Cost-Effective CO₂ Emission Reduction Option? Advances in Materials Technology for Fossil Power Plants Proceedings from the Sixth International Conference, 31 Ağustos- 3 Eylül 2010, ABD.
- Plazas-Nino, F.A., Ortiz-Pimiento, N.R., Montes-Paez, E.G.** (2022). National energy system optimization modelling for decarbonization pathway analysis: A systematic literature review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 162, 112406.
- Recka, L., Scasny, M.** (2016). Impacts of carbon pricing, brown coal availability and gas cost on Czech energy system up to 2050. Energy (108), 19-33. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.003>.
- Remme U., Goldstein G.A., Schellmann U., Schlenzig C.** (2001). MESAP / TIMES — Advanced Decision Support for Energy and Environmental Planning. In: Chamoni, P., Leisten, R., Martin, A., Minnemann, J., Stadtler, H. (eds) Operations Research Proceedings (s. 59-66). Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-50282-8_8.
- REN21.** (2023). Renewables 2023 Global Status Report Collection. <https://www.ren21.net/gsr-2023/>.
- RES2020.** (2010). The Pan European TIMES model for RES2020, Model description and definitions of Scenarios.
- Ringkjøb, H.S., Haugan, P.K., Solbrekke, I.M.** (2018). A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. Renewable and Sustainable Energy Reviews, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>.
- Roth, M.J., Adams, P.J., Jaramillo, P., Muller, N.Z.** (2020). Near term carbon tax policy in the US Economy: limits to deep decarbonization. Environmental Research Communications, 2(5), <https://doi.org/10.1088/2515-7620/ab8616>.
- Saysel, A.K., Hekimoglu, M.** (2010). Dynamics of CO₂ Mitigation in Electric Power Industry through Replacements and Early Retirements. 28th International Conference of the System Dynamics Society.
- Saysel, A.K., Hekimoglu, M.** (2013). Exploring the options for carbon dioxide mitigation in Turkish electric power industry: System dynamics approach. Energy Policy (60), 675-686.
- SBB.** (2023). On İkinci Kalkınma Planı (2024-2028). TC Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı.

- Shi, J., Chen, W., Yin, X.** (2016). Modelling building's decarbonization with application of China TIMES model. *Applied Energy* (162), 1303-1312. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.06.056>.
- SHURA.** (2023). Net Zero 2053: A Roadmap for the Turkish Electricity Sector. Energy Transition Center, Sabanci University, ISBN 978-625-6956-06-3.
- Sloss, L.** (2019). Technology Readiness of Advanced Coal-Based Power Generation Systems. IEA Clean Coal Center.
- Statista.** (2023). Erişim: 27 Aralık 2023, Electricity prices for households in Turkey from 2011 to 2021, semi-annually. Statista Research Department: <https://www.statista.com/statistics/643374/electricity-prices-for-households-in-turkey/>
- Sulukun, E., Saglam, M., Uyar, T.S., Kırıldog, M.** (2010). Determining optimum energy strategies for Turkey by MARKAL model. *Journal of Naval Science and Engineering*, 6(1), 27-38.
- TEİAŞ.** (2023). Erişim: 27 Aralık 2023, Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri. Türkiye Elektrik İletim A.Ş.: <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>
- TKİ.** (2021). Kömür [Linyit] Sektör Raporu 2020. Ankara: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- TPAO.** (2023). 2022 Petrol ve Doğalgaz Sektör Raporu. Türkiye Petrolleri A.O.
- TR.** (2023). Republic of Türkiye Updated First Nationally Determined Contribution. UNFCCC: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2023-04/T%C3%9CRK%C4%B0YE_UPDATED%201st%20NDC_EN.pdf
- TTK.** (2021). 2020 yılı Taşkömürü Sektör Raporu. Ankara: Türkiye Taşkömürü Kurumu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
- TÜBA.** (2020). Jeotermal Enerji Teknolojileri Raporu. Türkiye Bilimler Akademisi.
- TÜBA.** (2022). Biyokütle Enerjisi Raporu. Türkiye Bilimler Akademisi.
- TÜİK.** (2018). Erişim: 29 Kasım 2018, Nüfus Projeksiyonları, 2018-2080. Türkiye İstatistik Kurumu: <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Nufus-Projeksiyonlari-2018-2080-30567>
- TÜİK.** (2022). Turkish Greenhouse Gas Inventory 1990-2020, National Inventory Report for submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Ankara: Türkiye İstatistik Kurumu.
- TÜİK.** (2023). Erişim: 16 Kasım 2023, Türkiye İstatistik Kurumu Enerji Hesapları. <https://biruni.tuik.gov.tr/medas/>
- UB.** (2016). Türkiye İklim Değişikliği 6. Ulusal Bildirimi. Ankara: Çevre ve Şehircilik Bakanlığı.
- UNEP.** (2022). Emissions Gap Report 2022: The Closing Window. Nairobi: United Nations Environment Programme.
- UNEP.** (2023). Climate change in the Mediterranean. . United Nations Environment Programme: <https://www.unep.org/unepmap/resources/factsheets/climate-change>

- US.** (2021). The United States of America Nationally Determined Contribution, Reducing Greenhouse Gases in the United States: A 2030 Emissions Target. United States of America.
- US EPA.** (2013). Methodologies for U.S. Greenhouse Gas Emissions Projections: Non-CO₂ and Non-Energy CO₂ Sources.
- US EPA.** (2022). EPAUS9rT - An Energy Systems Database for use with the TIMES Model. United States Environmental Protection Agency.
- Weilong, H., Xiang, Y., Wenying, C.** (2014). Prospective scenarios of CCS implementation in China's power sector: an analysis with China TIMES. *Energy Procedia* (61), 937-940.
- Yuan, R., Zhao, T.** (2016). A combined input–output and sensitivity analysis of CO₂ emissions in the high energy-consuming industries: A case study of China. *Atmospheric Pollution Research*, 315-325. <https://doi.org/10.1016/j.apr.2015.10.003>.
- ZERO.** (2011). The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants.



EKLER

EK A: Veri tabanına ilişkin bilgiler

EK B: Model sonuçları



EK A: VERİ TABANINA İLİŞKİN BİLGİLER

Çizelge A.1 : Kömür yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Ünite Adı	Kuruluş Tarihi	Kurulu İl	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Yakıt Tipi	Yakma Teknolojisi
Elbistan A Termik Santrali	1	2005	Kahramanmaraş	360,0	360,0	360,0	Linyit	PY-KA
Elbistan A Termik Santrali	2	1984	Kahramanmaraş	340,0	340,0	340,0	Linyit	PY-KA
Elbistan A Termik Santrali	3	1986	Kahramanmaraş	340,0	340,0	340,0	Linyit	PY-KA
Elbistan A Termik Santrali	4	1987	Kahramanmaraş	315,0	315,0	315,0	Linyit	PY-KA
Elbistan B Termik Santrali	1	2004	Kahramanmaraş	360,0	360,0	360,0	Linyit	PY-KA
Elbistan B Termik Santrali	2	2004	Kahramanmaraş	360,0	360,0	360,0	Linyit	PY-KA
Elbistan B Termik Santrali	3	2005	Kahramanmaraş	360,0	360,0	360,0	Linyit	PY-KA
Elbistan B Termik Santrali	4	2005	Kahramanmaraş	360,0	360,0	360,0	Linyit	PY-KA
Tufanbeyli Termik Santrali	1	2015	Adana	151,0	150,0	150,0	Linyit	DAY
Tufanbeyli Termik Santrali	2	2015	Adana	151,0	150,0	150,0	Linyit	DAY
Tufanbeyli Termik Santrali	3	2016	Adana	151,0	150,0	150,0	Linyit	DAY
Çan Termik Santrali	1	2004	Çanakkale	160,0	160,0	160,0	Linyit	DAY
Çan Termik Santrali	2	2004	Çanakkale	160,0	160,0	160,0	Linyit	DAY
Yunus Emre Termik Santrali	1	2016	Eskişehir	147,1	145,0	145,0	Linyit	DAY
Yunus Emre Termik Santrali	2	-	Eskişehir	147,1	145,0	-	Linyit	DAY
Bolu-Göynük Termik Santrali	1	2015	Bolu	137,5	135,0	135,0	Linyit	DAY
Bolu-Göynük Termik Santrali	2	2016	Bolu	137,5	135,0	135,0	Linyit	DAY
Orhaneli Termik Santrali	1	1992	Bursa	213,0	210,0	210,0	Linyit	PY-KA
Tunçbilek Termik Santrali	1	1956	Kütahya	65,0	65,0	65,0	Linyit	PY-KA
Tunçbilek Termik Santrali	2	1977	Kütahya	150,0	150,0	150,0	Linyit	PY-KA

Çizelge A.1 (devamı) : Kömür yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Ünite Adı	Kuruluş Tarihi	Kurulu İl	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Yakıt Tipi	Yakma Teknolojisi
Tunçbilek Termik Santrali	3	1978	Kütahya	150,0	150,0	150,0	Linyit	PY-KA
Seyitömer Termik Santrali	1	1973	Kütahya	150,0	150,0	150,0	Linyit	PY-KA
Seyitömer Termik Santrali	2	1973	Kütahya	150,0	150,0	150,0	Linyit	PY-KA
Seyitömer Termik Santrali	3	1977	Kütahya	150,0	150,0	150,0	Linyit	PY-KA
Seyitömer Termik Santrali	4	1989	Kütahya	150,0	150,0	150,0	Linyit	PY-KA
Soma-A Termik Santrali	1	1957	Manisa	23,2	22,0	22,0	Linyit	PY-KA
Soma-A Termik Santrali	2	1958	Manisa	23,2	22,0	22,0	Linyit	PY-KA
Soma-B Termik Santrali	1	1981	Manisa	165,0	165,0	165,0	Linyit	PY-KA
Soma-B Termik Santrali	2	1982	Manisa	165,0	165,0	165,0	Linyit	PY-KA
Soma-B Termik Santrali	3	1985	Manisa	165,0	165,0	165,0	Linyit	PY-KA
Soma-B Termik Santrali	4	1986	Manisa	165,0	165,0	165,0	Linyit	PY-KA
Soma-B Termik Santrali	5	1992	Manisa	165,0	165,0	165,0	Linyit	PY-KA
Soma-B Termik Santrali	6	1992	Manisa	165,0	165,0	165,0	Linyit	PY-KA
Yatağan Termik Santrali	1	1982	Muğla	210,0	210,0	210,0	Linyit	PY-KA
Yatağan Termik Santrali	2	1983	Muğla	210,0	210,0	210,0	Linyit	PY-KA
Yatağan Termik Santrali	3	1984	Muğla	210,0	210,0	210,0	Linyit	PY-KA
Yeniköy Termik Santrali	1	1986	Muğla	210,0	210,0	210,0	Linyit	PY-KA
Yeniköy Termik Santrali	2	1987	Muğla	210,0	210,0	210,0	Linyit	PY-KA
Kemerköy Termik Santrali	1	1993	Muğla	225,1	228,2	225,1	Linyit	PY-KA
Kemerköy Termik Santrali	2	1994	Muğla	225,1	228,2	225,1	Linyit	PY-KA
Kemerköy Termik Santrali	3	1995	Muğla	225,1	228,2	225,1	Linyit	PY-KA
Çayırhan Termik Santrali	1	1987	Ankara	151,9	150,0	150,0	Linyit	PY-KA
Çayırhan Termik Santrali	2	1987	Ankara	151,9	150,0	150,0	Linyit	PY-KA
Çayırhan Termik Santrali	3	1998	Ankara	161,9	160,0	160,0	Linyit	PY-KA

Çizelge A.1 (devamı) : Kömür yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Ünite Adı	Kuruluş Tarihi	Kurulu İl	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Yakıt Tipi	Yakma Teknolojisi
Çayırhan Termik Santrali	4	1999	Ankara	161,9	160,0	160,0	Linyit	PY-KA
Kangal Termik Santrali	1	1989	Sivas	155,3	152,3	152,3	Linyit	PY-KA
Kangal Termik Santrali	2	1990	Sivas	155,3	152,3	152,3	Linyit	PY-KA
Kangal Termik Santrali	3	2000	Sivas	155,3	152,3	152,3	Linyit	PY-KA
Soma Kolin Termik Santrali	1	2019	Manisa	258,2	255,0	255,0	Linyit	DAY
Soma Kolin Termik Santrali	2	2019	Manisa	258,2	255,0	255,0	Linyit	DAY
Çan-2 Termik Santrali	1	2018	Çanakkale	340,0	330,0	330,0	Linyit	PY-KA
Polat Enerji Kütahya Termik Santrali	1	2014	Kütahya	52,0	51,0	51,0	Linyit	DAY
Eti Termik Santrali	1	2003	Balıkesir	49,7	46,7	10,7	Linyit	DAY
Beyşehir ETİ-SODA Kojenerasyon Santrali	1	2010	Ankara	14,7	14,0	14,0	Linyit	DAY
Beyşehir ETİ-SODA Kojenerasyon Santrali	2	2010	Ankara	14,7	14,0	14,0	Linyit	DAY
İlgın Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Konya	14,4	14,4	14,4	Linyit	DAY
ETİ Maden Seydişehir Santrali	1	2014	Konya	13,5	12,9	12,9	Linyit	PY-KA
Burdur Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	2014	Burdur	11,2	11,1	11,1	Linyit	DAY
Afyon Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Afyonkarahisar	12,8	12,8	12,8	Linyit	DAY
Adapazarı Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Sakarya	10,4	10,4	10,4	Linyit	DAY

Çizelge A.1 (devamı) : Kömür yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Ünite Adı	Kuruluş Tarihi	Kurulu İl	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Yakıt Tipi	Yakma Teknolojisi
Bahri Dağdaş Ereğli Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Konya	9,6	9,5	9,5	Linyit	DAY
Kastamonu Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Kastamonu	7,3	7,3	7,3	Linyit	DAY
Susurluk Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Balıkesir	9,6	9,6	9,6	Linyit	DAY
Amasya Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Amasya	7,8	7,8	7,8	Linyit	DAY
Çarşamba Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Samsun	4,8	4,8	4,8	Linyit	DAY
Yozgat Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Yozgat	6,0	6,0	6,0	Linyit	DAY
Uşak Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	-	Uşak	3,7	3,7	3,7	Linyit	DAY
Alkim Cihanbeyli Kojenerasyon Tesisi	1	2009	Konya	1,5	1,3	1,3	Linyit	DAY
Alkim Dazkırı Kojenerasyon Tesisi	1	2003	Afyonkarahisar	3,0	2,5	2,5	Linyit	DAY
Aynes Gıda Termik-Akışkan Yataklı Kojenerasyon Santrali	1	2014	Denizli	5,8	5,5	5,5	Linyit	DAY
Küçükler Tekstil Termik Santrali	1	2012	Denizli	5,0	5,0	5,0	Linyit	DAY
Kütahya Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	2014	Kütahya	7,5	7,1	7,1	Linyit	DAY

Çizelge A.1 (devamı) : Kömür yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Ünite Adı	Kuruluş Tarihi	Kurulu İl	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Yakıt Tipi	Yakma Teknolojisi
Çankırı Tuz Fabrikası Termik Kojenerasyon Santrali	1	2014	Çankırı	6,0	6,0	1,6	Linyit	DAY
Göknur Gıda Termik Santrali	1	2012	Niğde	1,6	1,6	1,6	Linyit	DAY
Petlas Otoprodüktör Tesisi	1	2014	Kırşehir	6,1	6,0	6,0	Linyit	PY-KA
Çayırhan Sodyum Sülfat Kojenerasyon Tesisi	1	2017	Ankara	2,8	2,7	2,7	Linyit	PY-KA
Cenal Termik Santrali	1	2017	Çanakkale	690,0	660,0	660,0	İthal Kömür	PY-USK
Cenal Termik Santrali	2	2017	Çanakkale	690,0	660,0	660,0	İthal Kömür	PY-USK
Hunutlu Termik Santrali	1	2022	Adana	667,0	660,0	660,0	İthal Kömür	PY-USK
Hunutlu Termik Santrali	2	-	Adana	667,0	660,0	-	İthal Kömür	PY-USK
İskenderun Su Gözü Termik Santrali	1	2003	Adana	660,0	654,0	654,0	İthal Kömür	PY-KA
İskenderun Su Gözü Termik Santrali	2	2003	Adana	660,0	654,0	654,0	İthal Kömür	PY-KA
İÇDAŞ Bekirli Termik Santrali	1	2011	Çanakkale	607,9	600,0	600,0	İthal Kömür	PY-SK
İÇDAŞ Bekirli Termik Santrali	2	2014	Çanakkale	607,9	600,0	600,0	İthal Kömür	PY-SK
İÇDAŞ Biga Termik Santrali	1	2005	Çanakkale	136,8	135,0	135,0	İthal Kömür	DAY
İÇDAŞ Biga Termik Santrali	2	2009	Çanakkale	136,8	135,0	135,0	İthal Kömür	DAY
İÇDAŞ Biga Termik Santrali	3	2009	Çanakkale	136,8	135,0	135,0	İthal Kömür	DAY
Zonguldak Eren Termik Santrali	1	2010	Zonguldak	160,0	160,0	160,0	İthal Kömür	DAY

Çizelge A.1 (devamı) : Kömür yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Ünite Adı	Kuruluş Tarihi	Kurulu İl	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Yakıt Tipi	Yakma Teknolojisi
Zonguldak Eren Termik Santrali	2	2010	Zonguldak	615,0	615,0	615,0	İthal Kömür	PY-SK
Zonguldak Eren Termik Santrali	3	2010	Zonguldak	615,0	615,0	615,0	İthal Kömür	PY-SK
Zonguldak Eren Termik Santrali	4	2016	Zonguldak	700,0	700,0	700,0	İthal Kömür	PY-SK
Zonguldak Eren Termik Santrali	5	2016	Zonguldak	700,0	700,0	700,0	İthal Kömür	PY-SK
İskenderun Atlas Termik Santrali	1	2014	Hatay	606,8	600,0	630,0	İthal Kömür	PY-KA
İskenderun Atlas Termik Santrali	2	2014	Hatay	606,8	600,0	630,0	İthal Kömür	PY-KA
İZDEMİR Termik Santrali	1	2014	İzmir	374,9	370,0	370,0	İthal Kömür	PY-KA
İSDEMİR Termik Santrali	1	-	Hatay	250,8	239,0	239,0	İthal Kömür	PY-KA
Çolakoğlu Metalurji Termik Santrali	1	1994	Kocaeli	95,0	95,0	95,0	İthal Kömür	DAY
Çolakoğlu Metalurji Termik Santrali	2	1994	Kocaeli	95,0	95,0	95,0	İthal Kömür	DAY
Albayrak Balıkesir Kojenerasyon Tesisi	1	-	Balıkesir	42,2	40,0	40,0	İthal Kömür	DAY
Çumra Şeker Fabrikası Termik Santrali	1	2015	Konya	38,1	37,0	37,0	İthal Kömür	DAY
Kipaş Kağıt Termik Kojenerasyon Santrali	1	2014	Kahramanmaraş	7,8	7,6	7,6	İthal Kömür	DAY

Çizelge A.1 (devamı) : Kömür yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Ünite Adı	Kuruluş Tarihi	Kurulu İl	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Yakıt Tipi	Yakma Teknolojisi
Kahramanmaraş Kâğıt Termik Kojenerasyon Santrali	1	2014	Kahramanmaraş	16,0	15,7	15,7	İthal Kömür	DAY
Çatalağzı Termik Santrali	1	1989	Zonguldak	159,8	157,3	157,3	Taşkömürü	PY-KA
Çatalağzı Termik Santrali	2	1991	Zonguldak	159,8	157,3	157,3	Taşkömürü	PY-KA
KARDEMİR Karabük Demir Çelik Termik Santrali	1	1937	Karabük	79,2	77,5	77,5	Taşkömürü	PY-KA
Silopi Termik Santrali	1	2009	Şırnak	137,8	135,0	135,0	Asfaltit	DAY
Silopi Termik Santrali	2	2015	Şırnak	137,8	135,0	135,0	Asfaltit	DAY
Silopi Termik Santrali	3	2015	Şırnak	137,8	135,0	135,0	Asfaltit	DAY

PY-KA: Pulverize Kritik altı, PY-SK: Pulverize Süperkritik, PY-USK: Pulverize Ultrasüperkritik, DAY: Dolaşımli Akışkan Yatak

Çizelge A.2 : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Karaman BES	Karaman	Biyokütle	38,5	38,5	2021	Biyokütle
İ.B.B. Atık Yakma ve Enerji Üretim Tesisi	İstanbul	Biyokütle	-	35,8	2021	Biyokütle
Mutlular BES	Balıkesir	Orman Atığı	30,0	30,0	2016	Biyokütle
İ.B.B. Atık Yakma ve Enerji Üretim Tesisi	İstanbul	Biyokütle	-	30,0	2021	Biyokütle
Odayeri Çöp Gazı Santrali	İstanbul	Biyokütle	28,0	28,0	2010	Biyogaz
Modern Enerji Termik Santrali	Tekirdağ	DG+Orman Ürün.	27,6	27,6	2015	Biyokütle
Samsun - Çarşamba BES	Samsun	Bitkisel Atık	27,0	27,0	2020	Biyokütle
Mamak Çöplüğü Biyogaz Tesisi	Ankara	Biyokütle	25,0	25,0	2010	Biyogaz
Sincan Çadırtepe Biyokütle Enerji Santrali	Ankara	Biyokütle	23,0	23,0	2010	Biyokütle
Oyka Enerji BES	Zonguldak	Biyokütle	21,0	21,0	2019	Biyokütle
İ.B.B. Atık Yakma ve Enerji Üretim Tesisi	İstanbul	Biyokütle	85,8	20,0	2021	Biyokütle
Kalyoncu Çöp Biyogaz Santrali	İstanbul	Biyokütle	1,4	18,4	2021	Biyogaz
Arıkçayırı Yenilenebilir Enerji Üretim Tesisi	Bolu	Biyokütle	29,0	17,5	2022	Biyokütle
Seymen Enerji Üretim Tesisi	İstanbul	Çöp Gazı	1,4	17,0	2020	Biyokütle
Manisa Biyokütle Tesisi	Manisa	Biyokütle	16,9	16,9	2021	Biyokütle
Acarsoy Enerji Biyokütle Santrali	Denizli	Biyokütle	15,8	15,8	2020	Biyokütle
Adana Yüreğir Sofulu Çöplüğü Biyogaz Santrali	Adana	Biyokütle	16,0	15,6	2011	Biyogaz
Burak-1 BES	Sakarya	Tar./Orman Atık	15,3	15,3	2018	Biyokütle
Akçansa Çimento Atık Isı Santrali	Çanakkale	Biyokütle	15,0	15,0	2010	Biyokütle
Kömürcüoda Çöplüğü Biyogaz Santrali	İstanbul	Biyokütle	14,0	14,0	2010	Biyogaz
RDF Biyokütle Enerji Santrali	Malatya	Biyokütle	13,8	13,8	2021	Biyokütle
ETİ Alüminyum Atık Isı Elektrik Santrali	Konya	Biyokütle	13,0	13,0	2010	Biyokütle
Çine Biyokütle Enerji Santrali	Aydin	Biyokütle	-	12,2	2021	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
ETİ Maden Bandırma Atık Isı Santrali	Balikesir	Biyokütle	12,0	12,0	2010	Biyokütle
Zeus Biyokütle Enerjisine Dayali Elk. Ürt. Tesisi	Kirklareli	Biyokütle	12,0	12,0	2016	Biyokütle
Mavibayrak-1 Biyokütle Enerji Santrali	Aydin	Biyokütle	12,0	12,0	2017	Biyokütle
Düzce Biyokütle Enerji Üretim Tesisi	Düzce	Tar./Orman Atık	12,0	12,0	2018	Biyokütle
Mavibayrak Doğu BES	Mardin	Biyokütle	12,0	12,0	2018	Biyokütle
Besaş Biyokütle Enerji Santrali	Hatay	Biyokütle	-	12,0	2021	Biyokütle
Arikçayiri Yenilenebilir Enerji Üretim Tesisi	Bolu	Biyokütle	-	11,5	2022	Biyokütle
Itc Antalya Biyokütle Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	1,4	11,3	2017	Biyogaz
Seymen Enerji Üretim Tesisi	İstanbul	Biyokütle	1,4	11,3	2021	Biyokütle
Sinop BES	Sinop	Orman Atığı	-	10,5	2020	Biyokütle
Mosbio Enerji BES	Manisa	Biyokütle	-	10,3	2021	Biyokütle
Bağfaş Gübre Fabrikası Biyogaz Santrali	Balikesir	Biyokütle	9,9	9,9	2010	Biyogaz
Avcikoru Çöp Biyogaz Santrali	İstanbul	Biyokütle	1,4	9,9	2021	Biyogaz
Znp Biyokütle Elektrik Santrali	Uşak	Biyokütle	-	9,9	2022	Biyokütle
Hamitler Çöplüğü Biyogaz Santrali	Bursa	Biyokütle	9,8	9,8	2010	Biyogaz
Salihli Biyokütle Yakitli Enerji Santrali	Manisa	Biyokütle	-	9,7	2021	Biyokütle
Çimsa Atık Isı Santrali	Mersin	Biyokütle	9,6	9,6	2010	Biyokütle
KMK Biyokütle Enerji Santrali	Kahramanmaraş	Biyokütle	-	9,5	2021	Biyokütle
Batıçim Atık Isı Santrali	İzmir	Biyokütle	9,0	9,0	2010	Biyokütle
FBY BES Yüreğir Tesisi	Adana	Tar./Orman Atık	-	8,5	2020	Biyokütle
Sincan Çadırtepe Biyokütle Enerji Santrali	Ankara	Çöp Gazı	1,4	8,5	2017	Biyogaz
ITC Yenikent Enerji Üretim Tesisi	Ankara	Biyokütle	1,4	8,5	2022	Biyokütle
Seymen Enerji Üretim Tesisi	İstanbul	Çöp Gazı	1,4	8,5	2020	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Afyon Biyogaz Santrali	Afyonkarahisar	Hayvansal Atık	8,7	8,4	2017	Biyogaz
Bientaş Kaşinhani Elektrik Üretim Tesisi	Konya	Çöp Gazı	1,6	7,8	2018	Biyokütle
İzmir Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	İzmir	Biyokütle	1,5	7,4	2021	Biyogaz
Selçuklu Enerji Santrali	Konya	Biyokütle	7,1	7,1	2021	Biyokütle
Prokom Pirolitik Yağ ve Pirolitik Gaz Tesisi	Erzincan	Biyokütle	7,0	7,0	2014	Biyokütle
Omp Enerji Yüreğir BES	Adana	Biyokütle	-	7,0	2020	Biyokütle
Bientaş Konya Termal Bertaraf Tesisi	Konya	Biyokütle	13,3	7,0	2021	Biyokütle
Evra Biyokütle Enerji Santrali	Trabzon	Biyokütle	-	6,8	2021	Biyokütle
Biostor Üretim Tesisi	Sakarya	Biyokütle	-	6,8	2020	Biyokütle
Birlik Üretim BES	Aksaray	Biyokütle	-	6,8	2022	Biyokütle
Nature Enerji Santrali	Afyonkarahisar	Biyokütle	12,0	6,5	2021	Biyokütle
Mutlular Gönen Enerji	Balıkesir	Tar./Hayv. Atık	1,6	6,2	2020	Biyokütle
Karatepe Biyokütle Elektrik Üretim Tesisi	Tekirdağ	Biyokütle	6,2	6,2	2021	Biyokütle
Kalde Enerji Mersin Biyokütle Santrali	Mersin	Biyokütle	1,2	6,0	2022	Biyokütle
Çumra BES	Konya	Hayvansal Atık	1,5	6,0	2020	Biyokütle
Toros Meram Biyogaz Tesisi	Konya	Biyokütle	1,5	6,0	2020	Biyogaz
Vega Hereko Enerji Tesisi	İstanbul	Biyokütle	1,5	6,0	2021	Biyokütle
Modern Biyokütle Enerji Santrali	Tekirdağ	Biyokütle	2,0	6,0	2014	Biyokütle
Trakya Yenişehir Cam Atık Isı Santrali	Bursa	Biyokütle	6,0	6,0	2010	Biyokütle
Samsun Avdan Biyogaz Elektrik Santrali	Samsun	Biyokütle	6,0	6,0	2014	Biyogaz
KAR Elektrik Üretim Santrali	Edirne	Biyokütle	2,0	6,0	2018	Biyokütle
EVRA Biyokütle Enerji Santrali	Trabzon	Biyokütle	12,8	6,0	2020	Biyokütle
Kayseri Çöplüğü Biyogaz Elektrik Santrali	Kayseri	Biyokütle	5,8	5,8	2010	Biyogaz

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Sincan Çadırtepe Biyokütle Enerji Santrali	Ankara	Biyokütle	5,7	5,7	2015	Biyogaz
Gaziantep Çöp Gazı	Gaziantep	Biyokütle	5,7	5,7	2010	Biyogaz
Aslım Enerji Üretim Tesisi	Konya	Biyokütle	5,7	5,7	2010	Biyokütle
Gaziantep Katı Atık Biyokütle Santrali	Gaziantep	Biyokütle	1,1	5,7	2022	Biyogaz
Nisa Biyokütle Elektrik Üretim Tesisi	Bursa	Orman Atığı	5,5	5,5	2017	Biyokütle
ITC-KA Biyokütle Gazlaştırma Tesisi	Ankara	Biyokütle	5,4	5,4	2014	Biyogaz
Rüyam Enerji	Sivas	Biyokütle	5,4	5,4	2021	Biyokütle
Batısöke Söke Çimento Atık Isı Elektrik Santrali	Aydın	Biyokütle	5,3	5,3	2010	Biyokütle
Doğal Enerji Biyokütle Enerji Santrali	Şanlıurfa	Tar./Hayv. Atık	5,2	5,2	2017	Biyokütle
Kocaeli Çöplüğü Biyogaz Santrali	Kocaeli	Biyokütle	5,1	5,1	2010	Biyogaz
Çorum-Mecitözü BES	Çorum	Tar./Orman Atık	5,0	5,0	2017	Biyokütle
OMP Enerji Yüreğir BES	Adana	Biyokütle	12,0	5,0	2020	Biyokütle
Ovacık Biyogaz Enerji Santrali	Kırklareli	Biyokütle	1,2	4,8	2015	Biyogaz
Ceyhan BES	Adana	Biyokütle	10,5	4,7	2021	Biyokütle
Sakarya Düzenli Depolama Enerji Üretim Tesisi	Sakarya	Çöp Gazı	1,6	4,7	2018	Biyogaz
Sakarya Biyogaz Enerji Üretim Tesisi	Sakarya	Biyokütle	1,6	4,7	2020	Biyogaz
Ödemiş BES	İzmir	Biyokütle	1,6	4,7	2021	Biyokütle
Çağlayanlar 2 BES	Kırşehir	Hayv./Bitkisel Atık	1,5	4,5	2020	Biyokütle
Hisar Biyogaz	Eskişehir	Biyokütle	1,5	4,5	2021	Biyogaz
İzmir Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	İzmir	Çöp Gazı	1,5	4,4	2020	Biyogaz
Tire Biyogaz Tesisi	İzmir	Biyokütle	4,3	4,3	2016	Biyogaz
Kumrular Biyogaz Tesisi	Kırklareli	Tar./Hayv. Atık	1,1	4,3	2017	Biyogaz
ARF Ödemiş Biogaz Üretim Tesisi	İzmir	Biyokütle	1,1	4,3	2018	Biyogaz

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Pir Enerji Üretim Tesisi	Düzce	Pirolitik Gaz ve Yağ	2,1	4,3	2017	Biyokütle
ITC Antalya Biyokütle Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	1,4	4,2	2018	Biyokütle
Avcıkoru Çöp Biyogaz Santrali	İstanbul	Biyokütle	1,4	4,2	2021	Biyogaz
ITC Yenikent Enerji Üretim Tesisi	Ankara	Biyokütle	1,4	4,2	2022	Biyokütle
PANAB Tekirdağ Elektrik Üretim Santrali	Tekirdağ	Biyokütle	1,4	4,2	2020	Biyokütle
Hatay Gökçeğöz Çöp Santrali	Hatay	Biyokütle	4,2	4,2	2016	Biyogaz
Gaziantep Kati Atık Biyokütle Santrali	Gaziantep	Biyokütle	1,4	4,2	2022	Biyogaz
Hasdal	İstanbul	Biyokütle	4,0	4,0	2010	Biyokütle
Afyon Biyogaz Enerji Santrali Biyokütle Projesi	Afyonkarahisar	Biyokütle	1,3	4,0	2014	Biyogaz
Malatya Çöp Gazlaştırma-Yakma Tesisi	Malatya	Biyokütle	4,0	4,0	2017	Biyogaz
Enerbes Polatlı Biyogaz Santrali	Ankara	Hayvansal Atık	4,0	4,0	2020	Biyogaz
Kınık BES	İzmir	Biyokütle	7,2	4,0	2020	Biyokütle
Başmakçı Biyokütle Enerji Santrali	Afyonkarahisar	Hayv./Bitkisel Atık	2,0	4,0	2020	Biyokütle
Başmakçı Biyokütle Enerji Santrali-2	Afyonkarahisar	Biyokütle	2,0	4,0	2020	Biyokütle
BESAŞ Biyokütle Enerji Santrali	Hatay	Biyokütle	16,0	4,0	2021	Biyokütle
CEMAK BES	Tokat	Biyokütle	-	4,0	2021	Biyokütle
Çorum Biyogaz Enerji Santrali	Çorum	Hayv./Bitkisel Atık	1,2	3,6	2020	Biyogaz
Maraş Biyokütle Tesisi	Kahramanmaraş	Çöp Gazı	1,2	3,6	2017	Biyogaz
Tire Biyogaz Elektrik Santrali	İzmir	Tar./Hayv. Atık	1,2	3,6	2018	Biyogaz
Mosbio Enerji BES	Manisa	Biyokütle	3,6	3,6	2021	Biyokütle
Aksaray OSB Biyogaz Santrali	Aksaray	Biyokütle	1,1	3,2	2016	Biyogaz
De Solar 7 BES	Ankara	Hayvansal Atık	1,1	3,2	2018	Biyokütle
Balıkesir Biyogaz Enerji Santrali	Balıkesir	Hayvansal Atık	1,1	3,2	2020	Biyogaz

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Belka Çöp Gazı Biyogaz	Ankara	Biyokütle	3,2	3,2	2010	Biyogaz
Kinik BES	İzmir	Biyokütle	-	3,2	2020	Biyokütle
Şanlıurfa Biyokütle Enerji Santrali	Şanlıurfa	Biyokütle	3,1	3,1	2015	Biyokütle
Atlas İnşaat Osmaniye Çöp Gazı Elektrik Üretim	Osmaniye	Biyokütle	3,1	3,1	2016	Biyogaz
Akyurt BES	Ankara	Hayvansal Atık	1,6	3,1	2020	Biyokütle
Güney BES	Denizli	Biyokütle	1,6	3,1	2020	Biyokütle
Batman Biyokütle Enerji Santrali	Batman	Biyokütle	1,6	3,1	2020	Biyokütle
Ödemiş BES	İzmir	Biyokütle	1,6	3,1	2020	Biyokütle
Sakarya Biyogaz Enerji Üretim Tesisi	Sakarya	Biyokütle	1,6	3,1	2021	Biyogaz
As Koç Kırşehir BES	Kırşehir	Biyokütle	1,6	3,1	2021	Biyokütle
Kayseri Kati Atık Düzenli Depolama Biyogaz	Kayseri	Biyokütle	1,6	3,1	2021	Biyogaz
Babil Biyogaz Tesisi	Şanlıurfa	Biyokütle	1,6	3,1	2021	Biyogaz
Ereğli BES	Konya	Biyokütle	1,6	3,1	2021	Biyokütle
Ahi Suluova Biyogaz Tesisi	Amasya	Hayv./Bitkisel Atık	1,5	3,0	2019	Biyogaz
Kırşehir Biyogaz Tesisi	Kırşehir	Hayv./Bitkisel Atık	1,5	3,0	2020	Biyogaz
2BZ BES Çubuk Biyogaz Santrali	Ankara	Hayvansal Atık	1,5	3,0	2020	Biyogaz
3A BES Akyurt Biyogaz Santrali	Ankara	Hayvansal Atık	1,5	3,0	2020	Biyogaz
Vega Diyarbakır Enerji Üretim Tesisi	Diyarbakır	Biyokütle	1,5	3,0	2021	Biyokütle
Arel Yenilenebilir Enerji Zonguldak BES	Zonguldak	Biyokütle	1,5	3,0	2021	Biyokütle
Vega Diyarbakır Enerji Üretim Tesisi	Diyarbakır	Biyokütle	1,5	3,0	2021	Biyokütle
Kayseri Biyogaz Tesisi	Kayseri	Biyokütle	1,5	3,0	2022	Biyogaz
Asya Biyogaz Tesisi	Konya	Biyokütle	1,5	3,0	2020	Biyogaz
Aslan Biyogaz	Ankara	Biyokütle	1,5	3,0	2021	Biyogaz

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Saren Sargın Enerji Tesisi	Ankara	Biyokütle	1,3	3,0	2021	Biyokütle
İzmir Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	İzmir	Çöp Gazı	1,5	2,9	2020	Biyogaz
Denizli Biyokütle Santrali	Denizli	Tar./Orman Atık	2,9	2,9	2020	Biyokütle
Honaz Biyokütle Enerji Santrali	Denizli	Biyokütle	2,9	2,9	2021	Biyokütle
Trabzon Rize Çöp Gazı Santrali	Trabzon	Biyokütle	2,8	2,8	2015	Biyogaz
Körfez Enerji San. ve Tic. A.Ş. Kojen. Sant.	Kocaeli	Biyokütle	2,8	2,8	2014	Biyogaz
İskenderun Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Hatay	Biyokütle	2,8	2,8	2015	Biyogaz
ITC-KA Elazığ Üretim Tesisi	Elazığ	Biyokütle	2,8	2,8	2015	Biyogaz
ITC Antalya Biyokütle Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	1,4	2,8	2017	Biyogaz
ITC Antalya Biyokütle Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	1,4	2,8	2018	Biyokütle
ITC Yumru Enerji Üretim Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	1,4	2,8	2018	Biyogaz
ITC Antalya Biyokütle Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	1,4	2,8	2019	Biyogaz
ITC Yenikent Enerji Üretim Tesisi	Ankara	Çöp Gazı	1,4	2,8	2020	Biyogaz
ITC Alanya Enerji Üretim Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	1,4	2,8	2020	Biyogaz
Balıkesir Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Balıkesir	Çöp Gazı	1,4	2,8	2020	Biyogaz
DNZ Çöpgazı Elektrik Üretim Tesisi	Denizli	Biyokütle	1,4	2,8	2020	Biyogaz
PANAB Tekirdağ Elektrik Üretim Santrali	Tekirdağ	Biyokütle	1,4	2,8	2020	Biyokütle
Bergama Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	İzmir	Biyokütle	1,4	2,8	2020	Biyogaz
Ordu Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Ordu	Biyokütle	1,4	2,8	2021	Biyogaz
Balıkesir Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Balıkesir	Biyokütle	1,4	2,8	2021	Biyogaz
Arel Yenilenebilir Enerji Isparta Biyokütle Tesisi	Isparta	Biyokütle	2,8	2,8	2016	Biyogaz
Hatay Gökçeğöz Çöp Santrali	Hatay	Çöp Gazı	1,4	2,8	2018	Biyogaz
Kütahya Katı Atık Biyokütle Santrali	Kütahya	Biyokütle	1,4	2,8	2021	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Düzce Katı Atık Enerji Üretim Tesisi	Düzce	Biyokütle	1,4	2,8	2020	Biyokütle
Arel Enerji Fethiye Biyokütle Tesisi	Muğla	Çöp Gazı	1,4	2,8	2018	Biyogaz
Uzunburun Biyogaz Tesisi	Manisa	Biyokütle	1,4	2,8	2021	Biyogaz
Kalyoncu Çöp Biyogaz Santrali	İstanbul	Biyokütle	2,8	2,8	2022	Biyogaz
Arel Enerji Çorum Biyokütle Tesisi	Çorum	Biyokütle	2,8	2,8	2020	Biyokütle
Kayseri Katı Atık Düzenli Depolama Biyogaz	Kayseri	Biyokütle	2,8	2,8	2021	Biyogaz
ERA Erzincan Biyokütle Santrali Tesisi-2	Erzincan	Biyokütle	2,6	2,6	2021	Biyokütle
Ahi Suluova Biyogaz Tesisi	Amasya	Hayv./Bitkisel Atık	2,6	2,6	2019	Biyogaz
Konya Atıksu Biyogaz Santrali	Konya	Biyokütle	2,4	2,4	2010	Biyogaz
Kalde Enerji Silifke Biyokütle Santrali	Mersin	Biyokütle	1,2	2,4	2021	Biyokütle
Arel Enerji Manavgat Biyokütle Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	2,4	2,4	2019	Biyogaz
Senkron Efeler Biyogaz Santrali	Aydın	Biyokütle	2,4	2,4	2016	Biyogaz
Arel Enerji Biyokütle Tesisi	Afyonkarahisar	Biyokütle	2,4	2,4	2010	Biyokütle
Samsun Avdan Biyogaz Tesisi	Samsun	Biyokütle	2,4	2,4	2014	Biyogaz
Samsun Avdan Biyogaz Tesisi	Samsun	Çöp Gazı	1,2	2,4	2018	Biyogaz
Bientaş Erzurum Elektrik Üretim Tesisi	Erzurum	Çöp Gazı	1,2	2,4	2018	Biyogaz
Arel Enerji Menteşe Biyokütle Tesisi	Muğla	Çöp Gazı	1,2	2,4	2018	Biyokütle
İnegöl Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Bursa	Çöp Gazı	1,2	2,4	2018	Biyogaz
Ekomas Kırklareli Biyokütle	Kırklareli	Biyokütle	10,0	2,4	2021	Biyokütle
Mauri Maya Bandırma Biyogaz Santrali	Balıkesir	Biyokütle	2,3	2,3	2010	Biyogaz
Güres BES	Manisa	Biyokütle	2,3	2,3	2018	Biyokütle
Bolu Güç Birliği Biyokütle Enerji Üretim Tesisi	Bolu	Hayvansal Atık	2,3	2,3	2020	Biyokütle
Beypi Biyokütle Enerji Santrali	Bolu	Biyokütle	2,3	2,3	2021	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Boren BES	Niğde	Biyokütle	-	2,2	2021	Biyokütle
Çorum Sungurlu OSB Piroлиз Tesisi	Çorum	Biyokütle	1,1	2,2	2021	Biyokütle
Gönen Biyogaz Santrali	Balıkesir	Biyokütle	1,1	2,1	2014	Biyogaz
Kocabey-2 Biyogaz Santrali	Bursa	Biyokütle	1,1	2,1	2014	Biyogaz
Karacabey-2 Biyogaz Tesisi	Bursa	Biyokütle	1,1	2,1	2017	Biyogaz
Bingöl Biyogaz Tesisi	Bingöl	Hayv./Bitkisel Atık	1,1	2,1	2020	Biyogaz
Bandırma Edincik Biyogaz Santrali	Balıkesir	Biyokütle	2,1	2,1	2014	Biyogaz
MCR Piroлиз BES	Niğde	Biyokütle	1,0	2,1	2021	Biyokütle
Eses Enerji Biyogaz Santrali	Eskişehir	Biyokütle	2,0	2,0	2010	Biyogaz
Mevlüt Coşkun BES	Nevşehir	Biyokütle	2,0	2,0	2020	Biyokütle
Bor BES	Afyonkarahisar	Biyokütle	2,0	2,0	2020	Biyokütle
RDF Biyokütle Enerji Santrali	Malatya	Biyokütle	2,0	2,0	2021	Biyokütle
Armater BES	Afyonkarahisar	Biyokütle	2,0	2,0	2021	Biyokütle
Tema Fide Biyogaz Elektrik Üretim Tesisi	Adana	Biyokütle	1,9	1,9	2021	Biyogaz
Bor BES	Niğde	Biyokütle	1,9	1,9	2022	Biyokütle
Karaduvar Atıksu Arıtma Tesisi Biyogaz Santrali	Mersin	Biyokütle	1,0	1,9	2015	Biyogaz
Albe-I Biyogaz Santrali	Ankara	Biyokütle	1,8	1,8	2014	Biyogaz
Pakmil Biyokütle Santrali	Adana	Biyokütle	1,8	1,8	2015	Biyokütle
Birlik Üretim BES	Aksaray	Biyokütle	8,5	1,7	2021	Biyokütle
Baysak Enerji Santrali	Niğde	Biyokütle	-	1,7	2021	Biyokütle
Uşak Biogaz Elektrik Üretim Tesisi	Uşak	Biyokütle	2,9	1,7	2022	Biyogaz
Gaski Atıksu Biyogaz Elektrik Santrali	Gaziantep	Biyokütle	1,7	1,7	2010	Biyogaz
Bigan Enerji Biga BES	Çanakkale	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Mardin Biogaz Santrali	Mardin	Biyokütle	1,6	1,6	2020	Biyogaz
Mardin Biogaz Santrali	Mardin	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyogaz
Mardin Biogaz Santrali	Mardin	Biyokütle	1,6	1,6	2022	Biyogaz
Kayseri Kati Atık Deponi Sahası Elektrik Üretim	Kayseri	Biyokütle	1,6	1,6	2014	Biyogaz
Afyon-I Biyogaz Santrali	Afyonkarahisar	Hayvansal Atık	7,8	1,6	2016	Biyogaz
Mas 1 Yenilenebilir Enerji Üretim Tesisi	Niğde	Çöp Gazı	1,6	1,6	2017	Biyogaz
Erkar Enerji Üretim Tesisi	Erzincan	Çöp Gazı	1,6	1,6	2018	Biyogaz
Atlas İnşaat Edirne Çöp Gazı Elektrik Üretim	Edirne	Çöp Gazı	1,6	1,6	2018	Biyogaz
Kastamonu Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Kastamonu	Çöp Gazı	1,6	1,6	2018	Biyogaz
Bayburt BES	Bayburt	Çöp Gazı	1,6	1,6	2020	Biyogaz
Beylikova Biyogaz Enerji Santrali	Eskişehir	Hayvansal Atık	1,6	1,6	2020	Biyogaz
Çankırı Biyokütle Enerji Santrali	Çankırı	Çöp Gazı	1,6	1,6	2020	Biyogaz
Afyon Biogaz Elektrik Üretim Tesisi	Afyonkarahisar	Biyokütle	1,6	1,6	2020	Biyogaz
Babil Biyogaz Tesisi	Şanlıurfa	Biyokütle	1,6	1,6	2020	Biyogaz
Bientaş Cihanbeyli Elektrik Üretim Tesisi	Konya	Biyokütle	1,6	1,6	2020	Biyokütle
BBR Konya Enerji Üretim Tesisi	Konya	Biyokütle	1,6	1,6	2020	Biyokütle
Ceylani Biyogaz	Konya	Hayv./Bitkisel Atık	1,6	1,6	2020	Biyogaz
Ege Biyogaz Enerji Santrali	Manisa	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyogaz
CLS Nizip BES	Gaziantep	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
4B Adıyaman Biyokütle Elektrik Santrali	Adıyaman	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
Akoda BES	Konya	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
Üregen Enerji Biyogaz Tesisi	Ankara	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyogaz
Yılmazlar BES	Kütahya	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Tohma BES	Malatya	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
Anka 1 Biyogaz	Kırşehir	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyogaz
Özgün Biyogaz Santrali	Eskişehir	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyogaz
As Koç Karabiga BES	Çanakkale	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
As Koç Polatli BES	Ankara	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
Bekmezci Biyogaz Enerji Santrali	Çankırı	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyogaz
BBRC Erzurum Enerji Üretim Tesisi	Erzurum	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
Çorlu BES	Tekirdağ	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
Akalan Biyogaz Santrali	Denizli	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyogaz
Akoda BES	Konya	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
As Koç Karabiga BES	Çanakkale	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
Beylikova Biyogaz Enerji Santrali	Eskişehir	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyogaz
Ege Biyogaz Enerji Santrali	Manisa	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyogaz
Bekmezci Biyogaz Enerji Santrali	Çankırı	Biyokütle	1,6	1,6	2022	Biyogaz
Batman Biyokütle Enerji Santrali	Batman	Biyokütle	1,6	1,6	2022	Biyokütle
As Koç Polatlı BES	Ankara	Biyokütle	1,6	1,6	2022	Biyokütle
Armatec BES	Afyonkarahisar	Biyokütle	1,6	1,6	2021	Biyokütle
4B Ereğli Biyokütle Enerji Santrali	Konya	Biyokütle	1,5	1,5	2020	Biyokütle
Full Force Yenice Biyokütle Enerji Santrali	Şanlıurfa	Biyokütle	1,5	1,5	2022	Biyokütle
Respect Biyogaz	Afyonkarahisar	Biyokütle	1,5	1,5	2020	Biyogaz
Edirne Biyometanizasyon Elektrik Üretim Tesisi	Edirne	Biyokütle	1,5	1,5	2020	Biyokütle
Bor BES	Niğde	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyokütle
Respect Biyogaz	Afyonkarahisar	Biyokütle	1,5	1,5	2022	Biyogaz

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Atlas İnşaat Burdur Çöp Gazı Elektrik Üretim	Burdur	Çöp Gazı	1,5	1,5	2018	Biyogaz
Atlas İnşaat Burdur Biyogaz Tesisi	Burdur	Hayvansal Atık	1,5	1,5	2018	Biyogaz
Polatlı BES	Ankara	Hayvansal Atık	1,5	1,5	2018	Biyokütle
BYZ Global Enerji Biyogaz Tesisi	Kayseri	Hayvansal Atık	1,5	1,5	2019	Biyogaz
PADAŞ Enerji Biyogaz Tesisi	Ankara	Hayvansal Atık	1,5	1,5	2020	Biyogaz
Balıkesir Biyogaz Tesisi	Balıkesir	Hayv./Bitkisel Atık	1,5	1,5	2020	Biyogaz
Nizip Biyogaz Elektrik	Gaziantep	Hayvansal Atık	1,5	1,5	2020	Biyogaz
Çerkeş Biyogaz	Çankırı	Hayvansal Atık	1,5	1,5	2020	Biyogaz
Beyaz Piramit Biyogaz Santrali	Konya	Hayv./Bitkisel Atık	1,5	1,5	2020	Biyogaz
Nizip Biyogaz Elektrik	Gaziantep	Hayvansal Atık	1,5	1,5	2020	Biyogaz
Sarkışla Biyogaz Santrali	Sivas	Hayvansal Atık	1,5	1,5	2020	Biyogaz
Denizli Enerji Biyogaz Tesisi	Denizli	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Şereflikoçhisar Biyogaz Elektrik Üretim Santrali	Ankara	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
İ.B.B Biyometanizasyon ve Enerji Üretim Tesisi	İstanbul	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyokütle
Türk Çim Biyogaz Tesisi	Edirne	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Manisa Biyogaz Enerji Üretim Santrali	Manisa	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Karakeçili Biyogaz Tesisi	Bursa	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Biogerm BES	Kırşehir	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyokütle
Kayseri Biyogaz Tesisi	Kayseri	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Çekerek Biyogaz Tesisi	Yozgat	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Gaziantep Bağbaşı Biyogaz Enerji Üretim Tesisi	Gaziantep	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Şanlı Biyogaz Tesisi	Şanlıurfa	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Eskişehir Biyogaz Enerji Tesisi	Eskişehir	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Elazığ Besi OSB Biyogaz Tesisi	Elazığ	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Beyaz Piramit Biyogaz Santrali	Konya	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Manisa Biyogaz Enerji Üretim Santrali	Manisa	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Nizip Biyogaz Elektrik	Gaziantep	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Karakeçili Biyogaz Tesisi	Bursa	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Şereflikoçhisar Biyogaz Elektrik Üretim Santrali	Ankara	Biyokütle	1,5	1,5	2022	Biyogaz
Şanlı Biyogaz Tesisi	Şanlıurfa	Biyokütle	1,5	1,5	2022	Biyogaz
Elazığ Besi OSB Biyogaz Tesisi	Elazığ	Biyokütle	1,5	1,5	2022	Biyogaz
Kartepe Biyokütle-Piroliz Sıvısı ve Gazı Sant.	Kocaeli	Pirolitik Yağ	0,5	1,5	2017	Biyokütle
GZL Enerji Biyogaz Santrali	Samsun	Hayvansal Atık	1,5	1,5	2019	Biyogaz
Sinop BES	Sinop	Orman Atığı	12,0	1,5	2020	Biyokütle
Baysak Enerji Santrali	Niğde	Biyokütle	3,2	1,5	2020	Biyokütle
Karaman BES	Karaman	Biyokütle	1,5	1,5	2020	Biyokütle
Supra Enerji Santrali	Konya	Biyokütle	0,5	1,5	2021	Biyokütle
Pınarbaşı Biyogaz Enerji Santrali	Kayseri	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Dharma Biyogaz Enerji Santrali	Eskişehir	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Biyosan BES	Aksaray	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyokütle
Halilbeyli Biyogaz Enerji Santrali	İzmir	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Pınarbaşı Biyogaz Enerji Santrali	Kayseri	Biyokütle	1,5	1,5	2021	Biyogaz
Mosbio Enerji BES	Manisa	Biyokütle	11,8	1,5	2020	Biyokütle
Gönen Biyogaz Tesisi Projesi	Balıkesir	Biyokütle	1,5	1,5	2014	Biyogaz
Karma-1 BES	Sakarya	Biyokütle	1,5	1,5	2013	Biyokütle
İzmir Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	İzmir	Çöp Gazı	1,5	1,5	2020	Biyogaz

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
İnegöl Biyogaz Elektrik Üretim Tesisi	Bursa	Biyokütle	1,4	1,4	2022	Biyogaz
Aksaray Çöp Gazı Elektrik Santrali	Aksaray	Biyokütle	1,4	1,4	2014	Biyogaz
Kocaeli Çöp Biyogaz Santrali	Kocaeli	Biyokütle	1,4	1,4	2016	Biyogaz
ITC-KA Çarşamba Üretim Tesisi	Samsun	Biyokütle	1,4	1,4	2016	Biyogaz
ITC-KA Yozgat Enerji Üretim Tesisi	Yozgat	Çöp Gazı	1,4	1,4	2018	Biyogaz
ITC Antalya Biyokütle Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	1,4	1,4	2018	Biyogaz
Kalyoncu Çöp Biyogaz Santrali	İstanbul	Biyokütle	1,4	1,4	2020	Biyogaz
ITC Adanus Enerji Üretim Tesisi	Adana	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyokütle
Uludağ ITC Enerji Üretim Tesisi	Bursa	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyokütle
ITC Alanya Enerji Üretim Tesisi	Antalya	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyokütle
ITC Alanya Enerji Üretim Tesisi	Antalya	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyokütle
Avcıkoru Çöp Biyogaz Santrali	İstanbul	Biyokütle	1,4	1,4	2022	Biyogaz
Karaman Biyogaz Tesisi	Karaman	Biyokütle	1,4	1,4	2015	Biyogaz
PANAB Çorlu Elektrik Üretim Santrali	Tekirdağ	Biyokütle	1,4	1,4	2020	Biyokütle
İnegöl Biyogaz Elektrik Üretim Tesisi	Bursa	Biyokütle	1,4	1,4	2020	Biyogaz
Giresun Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Giresun	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
Barutçuoğlu Biyokütle Enerji Santrali	Karabük	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyokütle
Aksaray Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Aksaray	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
Malatya 2 Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Malatya	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
Sinop Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Sinop	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
DNZ Çöpgazı Elektrik Üretim Tesisi	Denizli	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
Bergama Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	İzmir	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
Malatya 2 Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Malatya	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
DNZ Çöpgazı Elektrik Üretim Tesisi	Denizli	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
Bergama Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	İzmir	Biyokütle	1,4	1,4	2022	Biyogaz
İskenderun Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Hatay	Çöp Gazı	1,4	1,4	2017	Biyogaz
Trabzon Rize Çöp Gazı Santrali	Trabzon	Çöp Gazı	1,4	1,4	2017	Biyogaz
ETAB Enerji Bitlis Çöp Gazı Santrali	Bitlis	Çöp Gazı	1,4	1,4	2019	Biyogaz
Gaziantep Katı Atık Biyokütle Santrali	Gaziantep	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
Ağrı İli Katı Atık Enerji Üretim Tesisi	Ağrı	Biyokütle	1,4	1,4	2020	Biyokütle
Sivas Çöp Gazı Elektrik Enerjisi Üretim Tesisi	Sivas	Biyokütle	1,4	1,4	2016	Biyogaz
Arel Enerji Marmaris Biyokütle Tesisi	Muğla	Çöp Gazı	1,4	1,4	2018	Biyokütle
Arel Enerji Marmaris Biyokütle Tesisi	Muğla	Çöp Gazı	1,4	1,4	2018	Biyokütle
Uzunburun Biyogaz Tesisi	Manisa	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
As Koç Biyogaz Tesisi	Diyarbakır	Tar./Hayv. Atık	1,2	1,4	2020	Biyogaz
Ceylanpınar BES	Şanlıurfa	Biyokütle	1,4	1,4	2022	Biyokütle
Pamukova Katı Atık Biyogaz Santrali	Sakarya	Biyokütle	1,4	1,4	2010	Biyogaz
Afyonkarahisar Sandikli Biyokütle Üretim Tesisi	Afyonkarahisar	Biyokütle	1,4	1,4	2016	Biyokütle
Çine Biyokütle Enerji Santrali	Aydın	Biyokütle	13,6	1,4	2020	Biyokütle
İnegöl Biyogaz Elektrik Üretim Tesisi	Bursa	Biyokütle	1,4	1,4	2021	Biyogaz
Boren BES	Niğde	Orman Atığı	10,0	1,3	2020	Biyokütle
ALBE-I Biyogaz Santrali	Ankara	Tar./Hayv. Atık	1,2	1,2	2017	Biyogaz
Manisa Biyokütle Tesisi	Manisa	Biyokütle	1,2	1,2	2020	Biyokütle
Kalde Enerji Mersin Biyokütle Santrali	Mersin	Biyokütle	1,0	1,2	2021	Biyokütle
Kalde Enerji Tarsus Biyokütle Santrali	Mersin	Biyokütle	1,0	1,2	2021	Biyokütle
Kalde Enerji Silifke Biyokütle Santrali	Mersin	Biyokütle	1,2	1,2	2021	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Karaman Biyokütle Santrali	Karaman	Biyokütle	1,2	1,2	2021	Biyokütle
Didim Biyokütle Tesisi	Aydın	Biyokütle	1,2	1,2	2021	Biyokütle
Kuşadası Biyokütle Tesisi	Aydın	Biyokütle	1,2	1,2	2021	Biyokütle
Efeler Biyokütle Tesisi	Aydın	Biyokütle	1,2	1,2	2021	Biyokütle
Efeler Biyokütle Tesisi	Aydın	Biyokütle	1,2	1,2	2022	Biyokütle
Elmadağ BES	Ankara	Hayvansal Atık	1,2	1,2	2020	Biyokütle
Elmadağ BES	Ankara	Biyokütle	1,2	1,2	2021	Biyokütle
Amasya Çöp Gazı Elektrik Üretim Santrali	Amasya	Biyokütle	1,2	1,2	2014	Biyogaz
Ekim Grup Gübre Gazı	Konya	Biyokütle	1,2	1,2	2010	Biyogaz
Maraş Biyokütle Tesisi	Kahramanmaraş	Biyokütle	1,2	1,2	2016	Biyogaz
Malatya-1 Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Malatya	Biyokütle	1,2	1,2	2016	Biyogaz
Arel Enerji Manavgat Biyokütle Tesisi	Antalya	Çöp Gazı	1,2	1,2	2017	Biyogaz
Tire Biyogaz Elektrik Santrali	İzmir	Tar./Hayv. Atık	1,2	1,2	2017	Biyogaz
Vesmec Kırk-Kab 1 Çöp Biyogaz Santrali	Kırklareli	Çöp Gazı	1,2	1,2	2017	Biyogaz
Malatya-1 Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Malatya	Çöp Gazı	1,2	1,2	2018	Biyogaz
Aksaray Yapılcın BES	Aksaray	Tar./Hayv. Atık	1,2	1,2	2018	Biyokütle
Iğdır Biyokütle Tesisi	Iğdır	Çöp Gazı	1,2	1,2	2018	Biyokütle
Uşak Biogaz Elektrik Üretim Tesisi	Uşak	Çöp Gazı	1,2	1,2	2020	Biyogaz
TVS Çöpgazı Elektrik Üretim Tesisi	Denizli	Biyokütle	1,2	1,2	2020	Biyogaz
Mudurnu Biyogaz Enerji Santrali	Bolu	Hayvansal Atık	1,2	1,2	2020	Biyogaz
Çanakkale Depo Gazı Elektrik Üretim Tesisi	Çanakkale	Biyokütle	1,2	1,2	2020	Biyogaz
Atık Çevre Keşan Biyokütle Tesisi	Edirne	Biyokütle	1,2	1,2	2020	Biyokütle
Biostor Üretim Tesisi	Sakarya	Biyokütle	8,0	1,2	2020	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Kuzey Biyogaz Tesisi	Samsun	Biyokütle	1,2	1,2	2021	Biyogaz
Mudurnu Biyogaz Enerji Santrali	Bolu	Biyokütle	1,2	1,2	2021	Biyogaz
As Koç Biyogaz Tesisi	Diyarbakır	Biyokütle	1,2	1,2	2021	Biyogaz
Mey Biyogaz Tesisi	Niğde	Bitkisel Atık	1,2	1,2	2020	Biyogaz
Seydibey Biyogaz Elektrik Üretim Tesisi	Konya	Bitkisel Atık	1,2	1,2	2020	Biyogaz
Dinar Biyogaz Tesisi	Afyonkarahisar	Bitkisel Atık	1,2	1,2	2020	Biyogaz
Karatepe Biyokütle Elektrik Üretim Tesisi	Tekirdağ	Biyokütle	1,1	1,1	2018	Biyokütle
Karatepe Biyokütle Elektrik Üretim Tesisi	Tekirdağ	Biyokütle	1,1	1,1	2018	Biyokütle
Bolu Çöplüğü Biyogaz Santrali	Bolu	Biyokütle	1,1	1,1	2010	Biyogaz
ONO Enerji Biyogaz Elektrik Üretim Tesisi	Afyonkarahisar	Biyokütle	1,6	1,1	2021	Biyogaz
Karacabey-2 Biyogaz Tesisi	Bursa	Biyokütle	1,1	1,1	2016	Biyogaz
Yapılcanlar-2 Biyogaz Enerji Santrali	Aksaray	Hayv./Bitkisel Atık	1,1	1,1	2017	Biyogaz
As Koç Biyogaz Tesisi	Diyarbakır	Tar./Hayv. Atık	1,1	1,1	2018	Biyogaz
Ahi Suluova Biyogaz Tesisi	Amasya	Hayv./Bitkisel Atık	1,1	1,1	2018	Biyogaz
As Koç Biyogaz Tesisi	Diyarbakır	Tar./Hayv. Atık	1,1	1,1	2018	Biyogaz
Kuyucak Biyogaz Enerji Santrali	Aydın	Hayvansal Atık	1,1	1,1	2020	Biyogaz
Ovakent Biyogaz Enerji ve Kompost Tesisi	Yozgat	Biyokütle	1,1	1,1	2021	Biyogaz
Kuyucak Biyogaz Enerji Santrali	Aydın	Biyokütle	1,1	1,1	2021	Biyogaz
Biopir Piroliz BES	Şanlıurfa	Biyokütle	1,1	1,1	2020	Biyokütle
Biopir Piroliz BES	Şanlıurfa	Biyokütle	1,1	1,1	2021	Biyokütle
Dilovaşı Çöp Biyogaz Santrali	Kocaeli	Biyokütle	1,1	1,1	2015	Biyogaz
Dilovaşı Çöp Biyogaz Santrali	Kocaeli	Çöp Gazı	1,1	1,1	2017	Biyogaz
Kastamonu OSB BES	Kastamonu	Biyokütle	1,1	1,1	2021	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Balıkesir BES Tesis	Balıkesir	Biyokütle	1,1	1,1	2021	Biyokütle
Büyük Şişmanlar Biyogaz Enerji Santrali	Ankara	Biyokütle	1,1	1,1	2021	Biyogaz
ZNP Biyokütle Elektrik Santrali	Uşak	Biyokütle	13,5	1,1	2021	Biyokütle
Sigma Suluova Biyogaz Tesis	Amasya	Biyokütle	0,5	1,0	2014	Biyogaz
İstanbul Deri OSB Biyogaz Elektrik Santrali	İstanbul	Biyokütle	1,0	1,0	2020	Biyogaz
Cemak BES	Tokat	Biyokütle	6,2	1,0	2020	Biyokütle
Kula Yenilenebilir Enerji Üretim Tesis	Manisa	Hayvansal Atık	1,0	1,0	2020	Biyokütle
Kmk Biyokütle Enerji Santrali	Kahramanmaraş	Biyokütle	10,5	1,0	2020	Biyokütle
Arten BES	Artvin	Biyokütle	1,0	1,0	2021	Biyokütle
Ezine Biyokütle Enerji Santrali	Çanakkale	Biyokütle	1,0	1,0	2021	Biyokütle
Tauros BES	Niğde	Biyokütle	1,0	1,0	2021	Biyokütle
Kunkka BES	Ankara	Biyokütle	1,0	1,0	2021	Biyokütle
Türkmenbeyi BES	Konya	Biyokütle	1,0	1,0	2021	Biyokütle
5ER Biyokütle Santrali	Konya	Biyokütle	1,0	1,0	2021	Biyokütle
Oğuzeli BES	Gaziantep	Hayvansal Atık	0,5	1,0	2018	Biyokütle
MZF Biyokütle Santrali	Kayseri	Biyokütle	1,0	1,0	2021	Biyokütle
NYF Biyokütle Santrali	Kayseri	Biyokütle	1,0	1,0	2021	Biyokütle
Kemerburgaz Çöplüğü Biyogaz Santrali	İstanbul	Biyokütle	1,0	1,0	2010	Biyogaz
Defne Enerji Göynük Biyokütle Santrali	Bolu	Biyokütle	0,3	1,0	2021	Biyokütle
Hayat Biyokütle Projesi	Kocaeli	Biyokütle	1,0	1,0	2015	Biyokütle
Siirt BES	Siirt	Biyokütle	1,4	0,9	2020	Biyokütle
Büyük Şişmanlar Biyogaz Enerji Santrali	Ankara	Biyokütle	0,8	0,8	2021	Biyogaz
Mas 1 Yenilenebilir Enerji Üretim Tesis	Niğde	Biyokütle	0,8	0,8	2016	Biyogaz

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Polatlı BES	Ankara	Biyokütle	0,8	0,8	2014	Biyokütle
Ceylanpınar BES	Şanlıurfa	Hayv./Bitkisel Atık	0,8	0,8	2020	Biyokütle
Gözlü Biyokütle Enerji Santrali	Konya	Biyokütle	0,8	0,8	2021	Biyokütle
Astosan Biyogaz Tesisi	Balıkesir	Biyokütle	0,5	0,8	2021	Biyogaz
Adana Doğu Atıksu Santrali	Adana	Biyokütle	0,8	0,8	2014	Biyogaz
Adana Batı Atıksu Biyogaz Santrali	Adana	Biyokütle	0,8	0,8	2010	Biyogaz
Bientaş Akşehir Elektrik Üretim Tesisi	Konya	Çöp Gazı	0,8	0,8	2018	Biyogaz
Beypazarı Biyogaz Tesisi Biyokütle Projesi	Ankara	Biyokütle	0,8	0,8	2014	Biyogaz
Arıkçayırı Yenilenebilir Enerji Üretim Tesisi	Bolu	Biyokütle	1,0	0,7	2020	Biyokütle
Frito Lay Gıda Biyogaz Santrali	Kocaeli	Biyokütle	0,7	0,7	2010	Biyogaz
Frito Lay Gıda Kojenerasyon Santrali	Mersin	Biyokütle	0,7	0,7	2010	Biyogaz
İlkim Enerji	Kırıkkale	Biyokütle	1,0	0,7	2021	Biyokütle
Elazığ Hibrit BES/GES	Elazığ	Biyokütle	1,6	0,7	2021	Biyokütle
Kumkısıık Çöplüğü Biyogaz Santrali	Denizli	Biyokütle	0,6	0,6	2010	Biyogaz
Polatlı BES	Ankara	Biyokütle	0,6	0,6	2015	Biyokütle
Amasya Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	Amasya	Çöp Gazı	0,6	0,6	2018	Biyogaz
ARF Ödemiş Biogaz Üretim Tesisi	İzmir	Biyokütle	0,6	0,6	2018	Biyogaz
Düzce Biyokütle Enerji Santrali	Düzce	Orman Atığı	0,3	0,6	2020	Biyokütle
Demirköy Biyokütle Enerji Santrali	Kırklareli	Orman Atığı	0,3	0,6	2020	Biyokütle
Sezer Bio Enerji Biyogaz Elektrik Santrali	Antalya	Biyokütle	0,3	0,5	2012	Biyogaz
Beta	Adana	Biyokütle	1,0	0,5	2021	Biyokütle
HGT 1 Bucak BES	Burdur	Biyokütle	0,7	0,5	2021	Biyokütle
Beta	Adana	Biyokütle	-	0,5	2022	Biyokütle

Çizelge A.2 (devamı) : Biyokütle yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Yakıt Türü	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWe)	Kuruluş Tarihi	Yakma Teknolojisi
Denizli Atıksu Arıtma Tesisi Biyogaz Santrali	Denizli	Biyokütle	0,5	0,5	2010	Biyogaz
Ceylanpınar BES	Şanlıurfa	Hayv./Bitkisel Atık	0,5	0,5	2018	Biyokütle
HOM Enerji Santrali	Sivas	Biyokütle	0,5	0,4	2021	Biyokütle
Solaklar İzaydaş Çöp Gazı	Kocaeli	Biyokütle	0,3	0,3	2010	Biyogaz
Taşköprü Biyokütle Enerji Santrali	Kastamonu	Orman Atığı	0,3	0,3	2020	Biyokütle
Salihli Biyokütle Yakıtlı Enerji Santrali	Manisa	Tar./Hayv. Atık	10,0	0,3	2020	Biyokütle
Arıkçayırı Yenilenebilir Enerji Üretim Tesisi	Bolu	Biyokütle	-	0,3	2021	Biyokütle
Gözlü Biyokütle Enerji Santrali	Konya	Hayv./Bitkisel Atık	0,3	0,3	2020	Biyokütle
Astosan Biyogaz Tesisi	Balıkesir	Biyokütle	0,5	0,3	2020	Biyogaz
Elazığ Biokütle Enerji Santrali	Elazığ	Hayvansal Atık	0,2	0,2	2020	Biyokütle
Cargill Tarım Bursa Bioenerji Santrali	Bursa	Biyokütle	0,1	0,1	2010	Biyokütle
Karamanlı BES	Burdur	Biyokütle	1,6	0,1	2021	Biyokütle
ERA Erzincan Biyokütle Santrali	Erzincan	Biyokütle	-	0,0	2021	Biyokütle

Çizelge A.3 : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Gebze Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	Sakarya	2002	1.648,0	1.631,0	1.631,0	DGKÇ
İzmir Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	İzmir	2003	1.545,0	1.520,0	1.520,0	DGKÇ
Bursa Doğal Gaz	Bursa	2003	1.432,0	1.432,0	1.432,0	DGKÇ
İstanbul Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali (A)	İstanbul	1988	1.380,0	1.350,9	1.350,9	DGKÇ
Hamitabat Doğal Gaz Kombine Çevrim Termik Santrali	Kırklareli	2003	1.251,3	1.220,0	1.220,0	DGKÇ
Habaş/ Aliağa-DGKÇ Santrali	İzmir	2009	1.058,7	1.043,2	1.043,2	DGKÇ
Acwa Power Kırıkkale Doğalgaz Kombine Çevrim Enerj	Kırıkkale	2014	960,0	927,4	927,4	DGKÇ
Bandırma Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	Balıkesir	2008	959,6	936,2	936,2	DGKÇ
Erzin Doğalgaz santrali	Hatay	2014	918,0	904,0	904,0	DGKÇ
Antalya Enerji Santrali	Antalya	2007	918,0	900,0	900,0	DGKÇ
Bilgin Samsun Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	Samsun	2013	896,7	886,9	886,9	DGKÇ
Yeni Doğalgaz Çevrim Santrali	Kocaeli	2008	883,0	865,0	865,0	DGKÇ
İç Anadolu Doğal Gaz Kombine Çevrim Enerji Santrali Projesi	Kırıkkale	2011	877,4	853,0	853,0	DGKÇ
Adapazarı Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	Sakarya	2004	826,5	818,0	818,0	DGKÇ
İstanbul Fuel Oil ve Doğal Gaz Kom. Çev. Sant. (B)	İstanbul	2013	825,4	816,0	816,0	DGKÇ
Doğalgaz Kombine çevrim Enerji Santrali	Denizli	2009	806,6	797,4	797,4	DGKÇ
Ankara DGKÇS	Ankara	2004	781,7	770,0	770,0	DGKÇ
Cengiz 610 MW DGKÇS	Samsun	2015	628,3	610,0	610,0	DGKÇ

Çizelge A.3 (devamı) : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Bandırma II Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	Balıkesir	2014	626,2	607,2	607,2	DGKÇ
Bursa	Bursa	2005	500,5	486,0	486,0	DGKÇ
Tekirdağ DGKÇ Santrali B	Tekirdağ	1999	484,9	478,0	478,0	DGKÇ
Tekirdağ DGKÇ Santrali A	Tekirdağ	1999	484,9	478,0	478,0	DGKÇ
Kazan Doğalgaz Kojenerasyon Santrali	Ankara	2012	384,0	379,0	379,0	Kojen
Gebze Dilovası Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali	Kocaeli	2017	253,4	253,4	253,4	DGKÇ
Yeşilyurt Enerji Samsun Merkez OSB DGKÇS	Samsun	2012	241,9	234,5	234,5	DGKÇ
AGE DGKÇS I	Denizli	2008	209,0	205,5	205,5	DGKÇ
Esenyurt Termik Santrali	İstanbul	1999	180,0	180,0	180,0	DGKÇ
Şanlıurfa OSB Enerji Santrali	Şanlıurfa	2011	151,1	147,1	147,1	Kojen
Aksa Santrali	Yalova	2009	147,2	145,0	145,0	DGKÇ
Taha DGKÇS	Mardin	2011	142,0	136,0	136,0	DGKÇ
İzmit-Köseköy Termik Santrali	Kocaeli	2004	136,6	111,8	111,8	DGKÇ
Mersin Kojenerasyon Santrali	Mersin	2009	130,0	126,1	126,1	Kojen
Çolakoğlu-1 Termik Santrali	Kocaeli	2014	125,0	123,4	123,4	DGKÇ
Kırklareli DGKÇ	Kırklareli	2005	84,7	82,0	82,0	DGKÇ
Delta Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	Kırklareli	2008	65,3	61,0	61,0	DGKÇ
Ales DKÇS	Aydın	2011	64,5	62,0	62,0	Kojen
Lüleburgaz-Kırklareli	Kırklareli	2004	50,5	49,5	49,5	Kojen
Eti Bakır Mazıdağı TES	Mardin	2019	49,1	48,0	48,0	Kojen
Kojenerasyon	Tekirdağ	2013	45,0	43,7	43,7	Kojen
Kıpaş Mensucat Kojenarasyon Teisi	Kahramanmaraş	-	47,8	47,8	-	Kojen

Çizelge A.3 (devamı) : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Kentsa	Kocaeli	2005	40,6	40,0	40,0	Kojen
Bursa	Bursa	2004	35,0	34,3	34,3	Kojen
Trakya	Kırklareli	2005	34,4	32,9	32,9	Kojen
Yıldız Sunta Santrali	Kocaeli	2014	29,3	27,8	27,8	Kojen
Çorlu Kojenerasyon Santrali	Tekirdağ	2009	26,5	26,0	26,0	Kojen
Kojenerasyon Tesisi	Bursa	2014	26,4	26,1	26,1	Kojen
Kullar Köyü-İzmit	Kocaeli	2014	23,3	22,0	22,0	Kojen
Koruma Klor Alkali Otop.	Kocaeli	2014	22,5	22,0	22,0	Kojen
Naksan Enerji Santrali II	Gaziantep	2011	21,3	20,0	20,0	Kojen
Naksan kojenerasyon	Gaziantep	2014	20,4	19,8	19,8	Kojen
Kayseri Şeker Fabrikası A.Ş. (Boğazlıyan Şeker ve Mamulleri Entegre Tesisleri)	Yozgat	2014	20,0	16,4	16,4	Kojen
Kojenerasyon	Aksaray	2014	19,8	18,8	18,8	Kojen
Denizli / Sarayköy	Denizli	2014	27,4	18,7	18,7	Kojen
Arslanbey OSB-İzmit	Kocaeli	2014	19,3	18,6	18,6	Kojen
Kastamonu Entegre Kastamonu Kojenerasyon Santrali	Kastamonu	2016	17,4	15,9	15,9	Kojen
Pınarbaşı Kojenerasyon Tesisi	İzmir	2009	16,3	15,6	15,6	Kojen
Pendik Kojenerasyon	İstanbul	2004	15,6	14,8	14,8	Kojen
Pamukova Santrali	Sakarya	2016	15,6	15,0	15,0	Kojen
Kojenerasyon Tesisi	Hatay	2014	15,6	15,0	15,0	Kojen
Ankara	Ankara	2009	14,8	14,0	14,0	Kojen
Kırıkkhan Kojen Santrali	Hatay	2014	14,7	14,3	14,3	Kojen
Denizli Kojenerasyon Santrali	Denizli	2014	14,5	14,0	14,0	Kojen
Kayseri Şeker Turhal Kojenerasyon Tesisi	Tokat	2019	14,2	14,1	14,1	Kojen

Çizelge A.3 (devamı) : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Durum Gıda Termik-Kojenerasyon	Mersin	2014	14,2	13,6	13,6	Kojen
Modern Karton Doğalgaz Yakıtlı Üretim Tesisi	Tekirdağ	2019	54,4	53,4	13,4	Kojen
İnönü Kojenerasyon Tesisi Eskişehir	Eskişehir	2014	13,7	12,6	12,6	Kojen
Arenko Elektrik Santrali	Denizli	2003	12,4	12,0	12,0	Kojen
ASB-Polyplex Enerji Santrali	Tekirdağ	2014	12,0	11,7	11,7	Kojen
Alkim Kağıt Kojenerasyon Tesisi	İzmir	2014	11,3	10,7	10,7	Kojen
İnegöl OSB Kojenerasyon	Bursa	2014	11,0	11,0	11,0	Kojen
Kasar ve Dual Tekstil	Tekirdağ	2014	10,5	10,0	10,0	Kojen
Samsun Vezirköprü Orman Ürünleri Koojenerasyon San	Samsun	2020	10,3	10,1	10,1	Kojen
Selkasan Kojenerasyon Santrali	Manisa	2014	10,2	9,9	9,9	Kojen
Denizli Kojenerasyon Tesisi	Denizli	2017	10,2	9,9	9,9	Kojen
Alaplı Kojenerasyon Tesisi	Zonguldak	2016	10,0	9,7	9,7	Kojen
Melike İplik Kojenerasyon Tesisi	Gaziantep	2014	10,0	9,7	9,7	Kojen
Balsuyu Otoprodüktör	Kahramanmaraş	2014	10,0	9,7	9,7	Kojen
TAV Ege Adnan Menderes Havalimanı Otoprodüktör TES	İzmir	2015	9,9	9,8	9,8	Kojen
Muş Şeker Kojenerasyon Tesisi	Muş	2019	9,6	7,7	7,7	Kojen
Çorum Şeker Kojenerasyon Tesisi	Çorum	2019	9,6	9,5	9,5	Kojen
Beşköprü-Sakarya	Sakarya	2014	9,6	9,6	9,6	Kojen
Ağrı	Ağrı	2014	9,6	9,6	9,6	Kojen
Köseköy-Kocaeli	Kocaeli	2014	9,4	9,2	9,2	Kojen
Cumayeri-Düzce	Düzce	2014	9,4	9,2	9,2	Kojen
Baydemirler Kojenerasyon Tesisi	İstanbul	2014	9,3	9,3	9,3	Kojen

Çizelge A.3 (devamı) : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Arıkan Üretim Tesisi	Kahramanmaraş	2015	9,2	9,0	9,0	Kojen
Atateks Kojenerasyon Tesisi	Tekirdağ	2015	9,0	8,4	8,4	Kojen
Akbaşlar Gürsu Kojenerasyon Tesisi	Bursa	2014	9,0	8,7	8,7	Kojen
Ankara	Ankara	2014	8,8	8,8	8,8	Kojen
İGSAŞ Enerji Tesisi	Kocaeli	2014	8,8	8,8	8,8	Kojen
Seher Mensucat Elektrik Santrali	Sakarya	2019	8,8	8,6	8,6	Kojen
MEM Elektrik Üretim Santrali	Kahramanmaraş	2017	8,8	8,6	8,6	Kojen
Pet Cips Resin ve Kojenerasyon Tesisi	Tekirdağ	2014	8,8	8,6	8,6	Kojen
Beypi Otoprodüktör Santrali	Bolu	2014	17,6	17,2	8,6	Kojen
Boyteks Kojenerasyon Tesisi	Kayseri	2014	8,8	8,6	8,6	Kojen
Selçuk İplik Kojenerasyon Tesisi	Gaziantep	2014	8,8	8,6	8,6	Kojen
Akyazı Otop Enerji Santrali	Sakarya	2014	8,8	8,6	8,6	Kojen
Anadolu İplik Otoprodüktör Santrali	Tekirdağ	2014	8,8	8,6	8,6	Kojen
Şireci Enerji 1 Kojenerasyon Santrali	Gaziantep	2014	8,8	8,5	8,5	Kojen
KMK Paper Kütahya Kağıt Fabrikası Kojenerasyon Santrali	Kütahya	2014	8,6	8,1	8,1	Kojen
Altınmarka	İstanbul	2014	8,4	8,1	8,1	Kojen
Naksan Enerji Santrali	Gaziantep	2011	8,3	8,0	8,0	Kojen
İnegöl OSB-Bursa	Bursa	2014	8,3	8,0	8,0	Kojen
Mobilyasarayı Enerji Üretim Tesisi	Kayseri	2019	8,2	8,0	8,0	Kojen
ICF Airports Antalya Havalimanı Kojen. Santr.	Antalya	2014	8,2	8,0	8,0	Kojen
Çorlu-Tekirdağ	Tekirdağ	2014	8,0	7,8	7,8	Kojen
Ak Gıda Kojenerasyon Santrali	Sakarya	2014	7,8	7,5	7,5	Kojen
Balıkesir	Balıkesir	2014	7,7	7,5	7,5	Kojen

Çizelge A.3 (devamı) : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Hayat Kağıt Üretim Santrali	Çorum	2009	7,6	7,2	7,2	Kojen
Lesaffre Lüleburgaz Kojenerasyon Tesisi	Kırklareli	2017	7,1	6,9	6,9	Kojen
Lüleburgaz-Tekirdağ	Kırklareli	2005	7,1	6,9	6,9	Kojen
Hamamaltı Santrali	Düzce	2014	6,7	6,6	6,6	Kojen
Trakya Yenişehir Cam Sanayii Kojenerasyon Santrali	Bursa	2021	6,3	6,0	6,0	Kojen
Ankamall AVM Trijenerasyon Tesisi	Ankara	2016	6,2	6,1	6,1	Kojen
Keskinoğlu Viol Otoprodüktör Tesisi	Manisa	2014	6,2	6,0	6,0	Kojen
Seyhan-Adana	Adana	2014	6,2	6,1	6,1	Kojen
Pak Gıda AŞ İzmir Kojenerasyon Santrali	İzmir	2020	6,1	5,7	5,7	Kojen
Altınyıldız Kojenerasyon Tesisi	Tekirdağ	2015	5,8	5,5	5,5	Kojen
Konya	Konya	2014	5,8	5,5	5,5	Kojen
Muratlı Karton Kojenerasyon Tesisi	Tekirdağ	2014	5,6	5,5	5,5	Kojen
Çorlu Kojenerasyon Tesisi	Tekirdağ	2021	5,5	5,4	5,4	Kojen
Denizli	Denizli	2018	5,5	5,4	5,4	Kojen
OSB Akhisar-Manisa	Manisa	2014	5,5	5,4	5,4	Kojen
Kastamonu Entegre Adana Kojenerasyon Sant.	Adana	2016	5,5	5,2	5,2	Kojen
Amasya ili, Merkez ilçesi	Amasya	2017	5,5	5,4	5,4	Kojen
Goodyear Kocaeli Kojenerasyon	Kocaeli	2015	5,4	5,2	5,2	Kojen
Arapçatağı-Evrensekiz Köyü-Lüleburgaz-Kırklareli	Kırklareli	2014	5,0	5,0	5,0	Kojen
Söğüt-Bilecik	Bilecik	2014	4,9	4,6	4,6	Kojen
Sistem TES	Tekirdağ	2021	4,7	4,7	4,7	Kojen
Tekirdağ	Tekirdağ	2017	4,7	4,7	4,7	Kojen

Çizelge A.3 (devamı) : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Binatom Gediz Elektrik Üretim Tesis	Kütahya	2009	4,6	4,5	4,5	Kojen
Nazar Üretim Tesis	Kahramanmaraş	2016	4,6	4,5	4,5	Kojen
Kemalpaşa-İzmir	İzmir	2014	4,6	4,6	4,6	Kojen
Alperteks Kojenerasyon Santrali	Uşak	2015	7,0	6,8	4,3	Kojen
Binatom Emet Elektrik Üretim Santrali	Kütahya	2011	4,4	4,3	4,3	Kojen
Beypi A.Ş. Bolu Yem Fabrikası Kojenerasyon	Bolu	2015	4,4	4,3	4,3	Kojen
Marteks Üretim Tesis	Kahramanmaraş	2015	4,4	4,3	4,3	Kojen
Burteks Kojenerasyon Santrali	Gaziantep	2014	4,4	4,3	4,3	Kojen
Özdilek Bursa Kojenerasyon Tesis	Bursa	2014	4,4	4,3	4,3	Kojen
Akyurt Kojenerasyon Tesis	Ankara	2014	4,4	4,3	4,3	Kojen
Isparta	Isparta	2014	4,4	4,3	4,3	Kojen
JTI Torbalı Kojenerasyon Santrali	İzmir	2014	8,6	8,3	4,0	Kojen
Tat Tekstil Otoprodüktör Santrali	Gaziantep	2014	4,1	4,0	4,0	Kojen
Ak Nişasta Otoprodüktör	Kırklareli	2014	4,1	4,0	4,0	Kojen
Tav Esenboğa Kojenerasyon Tesis	Ankara	2014	4,0	3,9	3,9	Kojen
Tezcan Kojenerasyon	Kocaeli	2014	3,7	3,5	3,5	Kojen
Keskinoğlu Otoprodüktör Tesis	Manisa	2014	3,6	3,5	3,5	Kojen
Üniversal Tekstil Kojenerasyon Santrali	Tekirdağ	2016	3,4	3,3	3,3	Kojen
Cornelia Diamond Hotel Kojenerasyon Tesis	Antalya	2017	3,1	3,0	3,0	Kojen
Florange Nightingale Hastahanesi Kojenerasyon Santrali	İstanbul	2012	2,9	2,8	2,8	Kojen
HEAŞ Kojenerasyon Tesis	İstanbul	2019	2,6	2,5	2,5	Kojen
Kojenerasyon	İstanbul	2014	2,6	2,5	2,5	Kojen
Demirer Kojenerasyon Tesis	Bilecik	2014	2,5	2,5	2,5	Kojen

Çizelge A.3 (devamı) : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Çelik Enerji Üretim A.Ş.	Kocaeli	2014	2,4	2,3	2,3	Kojen
Lüleburgaz-Kırklareli	Kırklareli	2014	2,2	2,2	2,2	Kojen
Sueno Hotel Kojenerasyon Santrali	Antalya	2019	2,2	2,1	2,1	Kojen
Dizayn Teknik Çorlu Trijenerasyon Santrali	Tekirdağ	2015	2,2	2,1	2,1	Kojen
Poliser Kojenerasyon Santrali	İstanbul	2014	2,2	2,1	2,1	Kojen
Gaziantep Flament Tekstil Kojenerasyon Santrali	Gaziantep	2018	2,1	2,0	2,0	Kojen
İpek Kojenerasyon Tesisi	Kayseri	2016	2,1	2,0	2,0	Kojen
Ege Park Mavişehir Otoprodüktör	İzmir	2014	2,1	2,0	2,0	Kojen
Beybo Kojenerasyon Tesisi	Tekirdağ	2014	2,1	2,0	2,0	Kojen
Ode Yalıtım Çorlu Kojenerasyon Tesisi	Tekirdağ	2014	2,1	2,0	2,0	Kojen
Saray Bisküvi Karaman Kojenerasyon Tesisi	Karaman	2016	2,1	2,0	2,0	Kojen
Güven Gıda Kojenerasyon	Gaziantep	2014	2,1	2,0	2,0	Kojen
Gemciler Kojenerasyon Tesisi	Kahramanmaraş	2016	2,1	2,0	2,0	Kojen
Kurteks Üretim Tesisi	Kahramanmaraş	2016	2,1	2,0	2,0	Kojen
Bupiliç Santrali	Balıkesir	2016	2,1	2,0	2,0	Kojen
Mutlu Makarnacılık Kojenerasyon Tesisi	Gaziantep	2014	2,1	2,0	2,0	Kojen
BİL-KUR kojenerasyon Projesi	Kahramanmaraş	2014	2,1	2,0	2,0	Kojen
Hurma Termal Arıtma Tesisi	Antalya	2014	2,0	2,0	2,0	Kojen
Selva Enerji Kojenerasyon Santrali	Konya	2014	1,8	1,7	1,7	Kojen
Turcas Elektrik Üretim A.Ş. Kojenerasyon Tesisi	İstanbul	2015	1,7	1,6	1,6	Kojen
Küçükbay Yağ ve Deterjan San. Otop. Tesisi	İzmir	2014	1,7	1,6	1,6	Kojen
Polat Renaissance Termik-Kojenerasyon Santrali	İstanbul	2014	1,7	1,6	1,6	Kojen

Çizelge A.3 (devamı) : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Kojenerasyon	Gaziantep	2014	1,7	1,6	1,6	Kojen
Çorlu-Tekirdağ	Tekirdağ	2014	1,7	1,6	1,6	Kojen
Maritaş Denim Kojenerasyon Tesisi	Kahramanmaraş	2019	1,6	1,6	1,6	Kojen
Çorlu-Tekirdağ	Tekirdağ	2014	1,6	1,6	1,6	Kojen
Mina Alçı Kojenerasyon Tesisi	Ankara	2014	1,6	1,6	1,6	Kojen
Frito Lay Tarsus Kogenerasyon Santrali	Mersin	2014	1,6	1,5	1,5	Kojen
Nuryıldız Çorlu Kojenerasyon Tesisi	Tekirdağ	2014	1,4	1,4	1,4	Kojen
Ommer Otel Trijenerasyon Tesisi	Kayseri	2016	1,3	1,3	1,3	Kojen
İzmir Büyük Efes Oteli	İzmir	2018	1,2	1,2	1,2	Kojen
Azra Elektrik Santrali	Karaman	2014	1,2	1,2	1,2	Kojen
Tarabya Oteli DG Trijenerasyon Tesisi	İstanbul	2014	1,2	1,2	1,2	Kojen
KİPAŞ Mensucat OSB Enerji Santrali	Kahramanmaraş	2018	1,2	1,2	1,2	Kojen
Orion Üretim Santrali	Tekirdağ	2015	1,2	1,2	1,2	Kojen
Fener Enerji TES	Kayseri	2011	1,2	1,2	1,2	Kojen
Çerkezköy-Tekirdağ	Tekirdağ	2014	1,2	1,2	1,2	Kojen
Kojen-1	Karaman	2015	1,2	1,2	1,2	Kojen
Altınsu Tekstil Kojenerasyon Tesisi	Bursa	2014	1,2	1,2	1,2	Kojen
Burkay Tekstil Kojenerasyon Santrali	Bursa	2014	1,2	1,2	1,2	Kojen
Derhan Tekstil Kojenerasyon Santrali	Bursa	2014	1,2	1,2	1,2	Kojen
Bahçıvan Gıda San. ve Tic. A.Ş.	Kırklareli	2014	1,2	1,2	1,2	Kojen
Gaziantep Özel Sağlık Hast. Otoprod. Sant.	Gaziantep	2014	1,2	1,2	1,2	Kojen
Atıkpasha Turizm A.Ş. Kojenerasyon Tesisi	İstanbul	2014	1,2	1,2	1,2	Kojen
Türkoğlu Kojenerasyon Tesisi	Kahramanmaraş	2017	1,1	1,0	1,0	Kojen
Turkol Otel Santrali	İstanbul	2014	1,0	1,0	1,0	Kojen

Çizelge A.3 (devamı) : Doğal gaz yakıtlı termik santrallere ilişkin bilgiler.

Tesis Adı	Kurulu İl	Kuruluş Tarihi	Kurulu Kapasite (MWm)	Kurulu Kapasite (MWe)	Faal Kapasite (MWm)	Yakma Teknolojisi
Doğuş Tekstil Kojenerasyon Tesisi	Tekirdağ	2014	1,0	1,0	1,0	Kojen
Çorlu-Tekirdağ	Tekirdağ	2014	1,0	1,0	1,0	Kojen
Tekas Elektrik Üretim Santrali	Kahramanmaraş	2015	0,8	0,8	0,8	Kojen
Özdilek Wyndham Hotel Trijen. Tesisi	İzmir	2016	0,8	0,8	0,8	Kojen
Suadiye (Kocaeli) Kojenerasyon	Kocaeli	-	1,5	1,5	-	Kojen
Makyol Üretim	İstanbul	2015	0,6	0,6	0,6	Kojen
Seyhan Otel Kojenerasyon Santrali	Adana	2015	0,6	0,6	0,6	Kojen
OBA Makarnacılık Trijenerasyon Tesisi	Sakarya	2022	4,4	4,3	-	Kojen
Gür İplik Kojenerasyon	Gaziantep	2020	3,4	3,4	-	Kojen
Afyon Şeker Fabrikası Kojenerasyon Tesisi	Afyonkarahisar	2018	18,8	15,0	-	Kojen
Verbena DGKÇS	Kırklareli	2011	899,4	890,4	-	DGKÇ
Komet Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali	Karaman	2011	1.108,0	1.080,0	-	DGKÇ
Mondi Kutsan Kağıt ve Ambalaj San. A.Ş:	İzmir	-	5,5	5,5	-	Kojen
DGKÇ: Doğal gaz kombine çevrim, Kojen: Kojenerasyon						

EK B: MODEL SONUÇLARI

Çizelge B.1 : Tüm senaryolar için teknoloji bazında elektrik üretim miktarı (PJ) değişimi (2015-2055).

Teknoloji kısaltması	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Referans Senaryo (REF)									
EBIOAD	2	6	11	12	15	19	20	25	29
EBIOSB	2	9	21	25	29	37	41	49	58
EHCOCFB	21	22	23	29	35	42	45	52	60
EHCOUC	76	79	87	108	128	154	165	192	221
EHCOESC	64	105	126	160	191	230	245	286	329
EHCOUSC	0	38	83	118	134	154	162	183	205
ELIGCFB	11	23	32	32	33	33	33	37	41
ELIGUC	102	114	112	131	145	161	168	186	204
ENGACC	319	218	343	391	438	497	543	608	646
ENGAGT	35	27	43	49	54	62	67	75	80
EHYD	226	270	280	293	303	315	328	341	355
ESOLPVF	0	16	24	30	30	34	39	44	44
ESOLPVR	1	22	32	40	40	45	51	58	58
EWNDON	49	97	137	257	319	344	369	458	500
EGEO	12	32	34	48	62	78	85	102	121
%15 CO₂ Azaltımı Senaryosu (CC15)									
EBIOAD	2	6	16	19	22	28	31	37	44
EBIOSB	2	9	32	37	44	56	61	74	88
EHCOCFB	21	22	16	20	24	29	31	37	42
EHCOUC	76	79	61	75	90	108	115	134	155
EHCOESC	64	105	126	112	145	192	172	200	230
EHCOUSC	0	38	77	82	124	142	113	128	190
ELIGCFB	11	23	23	23	23	23	34	33	29
ELIGUC	102	114	111	141	123	113	184	204	212
ENGACC	319	218	254	274	307	348	380	426	452
ENGAGT	35	27	162	195	230	248	258	271	289
EHYD	226	270	280	293	303	315	328	341	355
ESOLPVF	0	22	24	28	30	34	39	44	44
ESOLPVR	1	29	32	37	40	45	51	58	58
EWNDON	49	97	138	257	322	399	422	525	597
EGEO	12	32	36	51	65	82	89	107	127
%25 CO₂ Azaltımı Senaryosu (CC25)									
EBIOAD	2	6	17	20	23	30	33	40	47
EBIOSB	2	9	34	39	47	60	65	79	94
EHCOCFB	21	22	14	18	21	25	27	31	36
EHCOUC	76	79	52	65	77	93	99	115	133
EHCOESC	64	105	126	154	122	138	201	183	197
EHCOUSC	0	38	77	109	124	94	150	169	139
ELIGCFB	11	23	19	20	20	20	20	22	24
ELIGUC	102	114	91	79	87	97	101	111	123
ENGACC	319	218	399	414	544	655	560	675	834
ENGAGT	35	27	44	50	56	64	69	78	83

Çizelge B.1 (devamı): Tüm senaryolar için teknoloji bazında elektrik üretim miktarı (PJ) değişimi (2015-2055).

Teknoloji kısaltması	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
EHYD	226	270	280	293	303	315	328	341	355
ESOLPVF	0	18	24	29	33	37	42	48	48
ESOLPVR	1	24	32	39	40	45	51	58	58
EWNDON	49	97	141	265	328	407	470	557	609
EGEO	12	32	37	53	67	85	92	111	132
%41 CO₂ Azaltımı Senaryosu (CC41)									
EBIOAD	2	6	22	25	29	38	41	49	59
EBIOSB	2	9	43	49	58	75	81	98	117
EHCOCFB	21	22	5	6	7	8	9	10	12
EHCOUC	76	79	17	22	26	31	33	38	44
EHCOSEC	64	105	126	160	191	210	245	212	146
EHCOUSC	0	38	77	109	124	142	150	169	190
ELIGCFB	11	23	9	7	7	7	7	7	8
ELIGUC	102	114	119	96	59	32	44	37	41
ENGACC	319	218	408	434	552	654	631	789	992
ENGAGT	35	27	45	51	57	65	71	79	84
EHYD	226	270	280	293	303	315	328	341	355
ESOLPVF	0	16	24	32	36	41	47	48	51
ESOLPVR	1	22	32	40	40	45	51	58	58
EWNDON	49	97	141	265	328	407	470	557	609
EGEO	12	32	40	58	74	94	102	123	145
%44 CO₂ Azaltımı Senaryosu (CC44)									
EBIOAD	2	6	22	25	29	38	41	49	59
EBIOSB	2	9	43	49	58	75	81	98	117
EHCOCFB	21	22	5	6	7	8	9	10	12
EHCOUC	76	79	17	22	26	31	33	38	44
EHCOSEC	64	105	126	160	191	191	240	180	132
EHCOUSC	0	38	77	109	124	142	150	169	159
ELIGCFB	11	23	7	7	7	7	7	7	8
ELIGUC	102	114	119	92	52	32	34	37	41
ENGACC	319	218	410	438	559	673	646	821	1038
ENGAGT	35	27	45	51	57	65	71	79	84
EHYD	226	270	280	293	303	315	328	341	355
ESOLPVF	0	16	24	32	36	41	47	48	51
ESOLPVR	1	22	32	40	40	45	51	58	58
EWNDON	49	97	141	265	328	407	470	557	609
EGEO	12	32	40	58	74	94	102	123	145
Yenilenebilir Enerji - Limitli Senaryo (RENL)									
EBIOAD	2	6	35	32	37	48	52	63	75
EBIOSB	2	9	66	63	74	96	104	126	149
EHCOCFB	21	22	25	29	35	42	45	52	60
EHCOUC	76	79	95	65	78	93	100	116	134
EHCOSEC	64	105	126	145	183	230	226	251	264
EHCOUSC	0	38	77	109	124	142	150	169	176

Çizelge B.1 (devamı): Tüm senaryolar için teknoloji bazında elektrik üretim miktarı (PJ) değişimi (2015-2055).

Teknoloji kısaltması	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
ELIGCFB	11	23	36	36	37	37	37	41	45
ELIGUC	102	114	119	144	159	177	184	204	224
ENGACC	322	227	210	239	275	303	331	369	392
ENGAGT	35	27	70	80	90	102	112	125	133
EHYD	226	270	280	295	311	328	345	364	383
ESOLPVF	0	16	24	30	32	38	44	51	59
ESOLPVR	1	22	32	40	43	50	58	67	78
EWNDON	49	97	137	257	319	367	403	484	581
EGEO	12	32	55	82	95	112	119	136	154
Yenilenebilir Enerji - Orta Senaryo (RENM)									
EBIOAD	2	6	25	28	34	43	47	57	68
EBIOSB	2	9	49	57	67	86	93	113	134
EHCOCFB	21	22	14	18	21	25	27	31	36
EHCOUC	76	79	87	55	68	82	90	105	109
EHCOSEC	64	105	126	92	104	116	139	151	165
EHCOUSC	0	38	83	109	123	123	128	145	160
ELIGCFB	11	23	18	36	37	37	37	41	45
ELIGUC	102	114	112	144	159	177	184	204	224
ENGACC	322	221	225	230	255	276	296	330	342
ENGAGT	35	27	63	70	80	87	71	115	103
EHYD	226	270	280	295	311	328	345	364	383
ESOLPVF	0	16	24	30	32	38	44	51	59
ESOLPVR	1	22	32	40	43	50	58	67	78
ESOLCSP	0	0	0	3	7	12	19	28	40
EWNDON	49	97	137	257	347	454	476	510	605
EWNDOFF	0	0	0	4	14	24	40	74	108
EGEO	12	32	112	177	191	207	214	232	250
Yenilenebilir Enerji - İddialı Senaryo (RENH)									
EBIOAD	2	6	25	34	46	97	97	98	97
EBIOSB	2	9	49	57	67	105	105	113	136
EHCOCFB	21	22	12	13	16	17	19	22	25
EHCOUC	76	79	87	20	25	32	31	37	43
EHCOSEC	64	105	126	75	80	95	102	115	131
EHCOUSC	0	38	83	55	58	64	64	72	83
ELIGCFB	11	23	7	36	35	19	10	12	13
ELIGUC	102	114	108	144	159	177	152	139	143
ENGACC	322	221	299	320	351	369	370	453	460
ENGAGT	35	27	43	49	54	62	67	75	80
EHYD	226	270	280	295	311	328	345	364	383
ESOLPVF	0	16	29	36	41	50	60	72	87
ESOLPVR	1	22	38	47	56	67	81	98	119
ESOLCSP	0	0	0	18	35	53	72	87	106
EWNDON	49	97	137	257	319	345	414	500	605
EWNDOFF	0	0	0	24	48	73	97	123	143

Çizelge B.1 (devamı): Tüm senaryolar için teknoloji bazında elektrik üretim miktarı (PJ) değişimi (2015-2055).

Teknoloji kısaltması	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
EGEO	12	32	97	164	191	212	219	237	255
Yeni Teknolojiler – Limitli Senaryo (NTEC)									
EBIOAD	2	6	133	149	149	149	149	149	124
EBIOSB	2	9	49	63	72	109	110	121	134
EHCOCFB	21	22	15	14	13	11	10	8	8
EHCOUC	76	79	87	26	32	39	47	49	58
EHCOSEC	64	105	126	64	77	92	98	114	132
EHCOUSE	0	38	55	47	54	62	65	73	82
EHCOSECC	0	0	0	11	19	27	37	48	63
EHCOBIOSEC	0	0	0	42	59	77	94	102	114
EHCOIGCCCC	0	0	0	17	19	25	30	33	35
ELIGCFB	11	23	13	13	13	13	13	13	11
ELIGUC	102	114	118	143	99	87	65	82	74
ELIGBIOSEC	0	0	7	36	43	50	55	60	63
ENGACC	322	221	137	157	175	199	217	243	259
ENGAGT	35	27	63	49	54	87	67	75	80
ENGACCCC	0	0	0	56	73	79	89	97	115
EHYD	226	270	280	295	311	328	345	364	383
ESOLPVF	0	16	24	30	32	38	44	51	59
ESOLPVR	1	22	32	40	43	50	58	67	78
ESOLCSP	0	0	0	3	7	12	19	28	40
EWNDON	49	97	137	257	319	374	414	500	605
EWNDOFF	0	0	0	4	14	24	40	74	108
ENUC	0	0	68	68	136	136	136	136	136
EGEO	12	32	43	63	78	98	106	128	151
Yeni Teknolojiler – İddialı Senaryo (NTECH)									
EBIOAD	2	6	46	46	46	46	47	57	68
EBIOSB	2	9	65	65	70	90	93	113	134
EHCOCFB	21	22	14	13	13	11	9	8	7
EHCOUC	76	79	87	24	31	34	40	46	52
EHCOSEC	64	105	126	55	62	74	79	86	99
EHCOUSE	0	38	42	44	49	55	59	65	68
EHCOSECC	0	0	0	11	22	28	37	49	64
EHCOBIOSEC	0	0	0	40	59	78	95	109	115
EHCOIGCCCC	0	0	3	16	19	25	30	34	35
ELIGCFB	11	23	11	12	11	10	10	9	9
ELIGUC	102	114	109	120	43	72	50	56	62
ELIGBIOSEC	0	0	7	36	43	50	55	60	65
ENGACC	322	221	129	147	160	170	182	198	210
ENGAGT	35	27	63	49	54	75	67	75	80
ENGACCCC	0	0	0	56	74	82	91	100	119
EHYD	226	270	280	295	311	328	345	364	383
ESOLPVF	0	16	29	36	41	50	60	72	87
ESOLPVR	1	22	38	47	56	67	81	98	119

Çizelge B.1 (devamı): Tüm senaryolar için teknoloji bazında elektrik üretim miktarı (PJ) değişimi (2015-2055)

Teknoloji kısaltması	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
ESOLCSP	0	0	0	18	35	53	72	87	106
EGEO	12	32	104	164	189	213	220	237	255
EWNDON	49	97	137	257	319	345	414	500	605
EWNDOFF	0	0	0	24	49	73	97	123	144
ENUC	0	0	98	68	136	136	136	204	204
Yeni Teknolojiler – Hidrojen enerjisi (NTECHH)									
EBIOAD	2	6	52	52	52	52	52	57	68
EBIOSB	2	9	103	103	103	103	103	113	134
EHCOCFB	21	22	14	12	11	9	7	6	5
EHCOUC	76	79	87	19	20	20	17	16	15
EHCOSEC	64	105	126	33	32	30	30	28	26
EHCOUSC	0	38	39	41	43	44	45	47	47
EHCOSECC	0	0	0	11	22	28	37	48	63
EHCOBIOSEC	0	0	0	27	36	38	40	43	45
EHCOIGCCCC	0	0	0	16	19	25	30	34	35
ELIGCFB	11	23	11	10	9	8	7	7	5
ELIGUC	102	114	108	48	71	51	27	24	20
ELIGBIOSEC	0	0	6	30	32	32	28	25	22
ENGACC	322	221	129	138	156	170	198	222	236
ENGAGT	35	27	47	49	54	88	67	75	80
ENGACCCC	0	0	0	78	97	112	132	148	179
EHYD	226	270	280	295	311	328	345	364	383
ESOLPVF	0	16	29	36	41	50	60	72	87
ESOLPVR	1	22	38	47	56	67	81	98	119
ESOLCSP	0	0	0	18	35	53	72	87	106
EWNDON	49	97	137	257	319	373	414	500	605
EWNDOFF	0	0	0	24	49	73	97	123	144
ENUC	0	0	78	136	136	199	199	261	324
EGEO	12	32	104	164	189	213	220	237	255

Çizelge B.2 : Tüm senaryolar için teknoloji bazında sera gazı emisyon miktarı (kton CO_{2e}) değişimi (2015-2055).

Teknoloji kısaltması	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Referans Senaryo (REF)									
EHCOCFB	5.693	5.747	5.793	7.496	8.946	10.765	11.470	13.371	15.395
EHCOUC	19.848	19.985	21.852	27.098	32.340	38.911	41.457	48.333	55.645
EHCOSEC	14.490	22.940	27.588	35.039	41.817	50.316	53.606	62.496	71.950
EHCOUSC	-	7.450	16.385	23.299	26.487	30.483	32.030	36.210	40.654
ELIGCFB	3.966	7.795	11.074	11.156	11.222	11.304	11.496	12.698	13.982
ELIGUC	36.093	39.104	38.407	45.031	49.639	55.418	57.657	63.700	70.129
ENGACC	38.161	21.823	34.301	39.196	43.881	49.755	54.397	60.874	64.709
ENGAGT	2.355	1.377	2.161	2.469	2.765	3.134	3.427	3.835	4.076

Çizelge B.2 (devamı) : Tüm senaryolar için teknoloji bazında sera gazı emisyon miktarı (kton CO₂e) değişimi (2015-2055).

Teknoloji kısaltması	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
%15 CO₂ Azaltımı Senaryosu (CC15)									
EHCOCFB	5.693	5.747	4.053	5.247	6.264	7.535	8.022	9.359	10.776
EHCouc	19.848	19.985	15.296	18.968	22.638	27.239	29.020	33.833	38.951
EHCOSC	14.490	22.940	27.615	24.527	31.668	42.028	37.523	43.748	50.366
EHCouSC	-	7.450	15.157	16.310	24.516	28.190	22.421	25.345	37.606
ELIGCFB	3.966	7.795	7.750	7.812	7.857	7.911	11.663	11.436	9.786
ELIGUC	36.093	39.104	37.992	48.332	42.362	38.792	63.280	69.888	72.656
ENGACC	38.161	21.823	25.381	27.437	30.717	34.829	38.078	42.612	45.297
ENGAGT	2.355	1.377	8.252	9.926	11.677	12.612	13.088	13.766	14.662
%25 CO₂ Azaltımı Senaryosu (CC25)									
EHCOCFB	5.693	5.747	3.474	4.499	5.367	6.459	6.882	8.022	9.236
EHCouc	19.848	19.986	13.110	16.258	19.404	23.348	24.874	29.000	33.387
EHCOSC	14.490	22.940	27.615	33.773	26.634	30.190	44.044	40.017	43.170
EHCouSC	-	7.450	15.157	21.530	24.516	18.538	29.625	33.472	27.484
ELIGCFB	3.966	7.795	6.644	6.696	6.734	6.782	6.899	7.620	8.389
ELIGUC	36.093	39.104	31.259	27.021	29.785	33.250	34.592	38.222	42.078
ENGACC	38.161	21.823	39.928	41.462	54.480	65.565	56.034	67.561	83.544
ENGAGT	2.355	1.377	2.226	2.543	2.847	3.228	3.530	3.950	4.199
%41 CO₂ Azaltımı Senaryosu (CC41)									
EHCOCFB	5.693	5.747	1.158	1.499	1.788	2.152	2.293	2.675	3.080
EHCouc	19.848	19.986	4.370	5.420	6.468	7.783	8.291	9.667	11.130
EHCOSC	14.490	22.940	27.615	35.061	41.825	45.978	53.616	46.455	31.999
EHCouSC	-	7.450	15.157	21.530	24.516	28.190	29.625	33.472	37.606
ELIGCFB	3.966	7.795	3.046	2.232	2.246	2.259	2.301	2.541	2.795
ELIGUC	36.093	39.104	40.783	33.084	20.141	11.084	14.988	12.739	14.027
ENGACC	38.161	21.823	40.879	43.414	55.296	65.490	63.155	78.998	99.297
ENGAGT	2.355	1.377	2.269	2.593	2.903	3.291	3.598	4.026	4.281
%44 CO₂ Azaltımı Senaryosu (CC44)									
EHCOCFB	5.693	5.747	1.158	1.499	1.788	2.152	2.293	2.675	3.080
EHCouc	19.848	19.986	4.370	5.420	6.468	7.783	8.291	9.667	11.130
EHCOSC	14.490	22.940	27.615	35.061	41.825	41.836	52.579	39.359	28.780
EHCouSC	-	7.450	15.157	21.530	24.516	28.190	29.625	33.472	31.440
ELIGCFB	3.966	7.795	2.394	2.232	2.246	2.259	2.301	2.541	2.795
ELIGUC	36.093	39.104	40.783	31.691	17.905	11.084	11.531	12.739	14.027
ENGACC	38.161	21.823	41.069	43.820	55.948	67.387	64.638	82.247	103.891
ENGAGT	2.355	1.377	2.269	2.593	2.903	3.291	3.598	4.026	4.281

Çizelge B.2 (devamı) : Tüm senaryolar için teknoloji bazında sera gazı emisyon miktarı (kton CO₂e) değişimi (2015-2055).

Teknoloji kısaltması	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Yenilenebilir Enerji - Limitli Senaryo (RENL)									
EHCOCFB	5.693	5.747	6.413	7.496	8.946	10.765	11.470	13.371	15.395
EHCouc	19.848	19.985	23.959	16.258	19.734	23.461	25.111	29.292	33.810
EHCOSC	14.490	22.940	27.615	31.679	39.989	50.327	49.336	54.870	57.787
EHCouSC	-	7.450	15.157	21.530	24.516	28.190	29.625	33.472	34.846
ELIGCFB	3.966	7.795	12.334	12.426	12.610	12.739	12.840	14.129	15.602
ELIGUC	36.093	39.104	40.783	49.429	54.453	60.790	63.280	69.888	76.950
ENGACC	38.426	22.739	21.059	23.946	27.553	30.303	33.138	36.956	39.292
ENGAGT	2.355	1.377	3.576	4.080	4.571	5.191	5.666	6.344	6.748
Yenilenebilir Enerji - Orta Senaryo (RENM)									
EHCOCFB	5.693	5.747	3.474	4.499	5.367	6.459	6.882	8.022	9.236
EHCouc	19.848	19.985	21.852	13.739	17.215	20.691	22.610	26.521	27.504
EHCOSC	14.490	22.940	27.588	20.180	22.789	25.275	30.369	33.089	36.174
EHCouSC	-	7.450	16.385	21.606	24.375	24.366	25.338	28.718	31.595
ELIGCFB	3.966	7.795	6.301	12.426	12.610	12.739	12.840	13.913	15.602
ELIGUC	36.093	39.104	38.473	49.429	54.453	60.790	63.280	69.888	76.950
ENGACC	38.426	22.125	22.559	23.045	25.551	27.626	29.634	33.027	34.286
ENGAGT	2.355	1.377	3.185	3.572	4.063	4.426	3.601	5.822	5.219
Yenilenebilir Enerji - İddialı Senaryo (RENH)									
EHCOCFB	5.693	5.747	2.962	3.382	4.094	4.412	4.983	5.716	6.497
EHCouc	19.848	19.985	21.852	5.123	6.236	8.009	7.876	9.256	10.805
EHCOSC	14.490	22.940	27.588	16.420	17.568	20.845	22.373	25.163	28.592
EHCouSC	-	7.450	16.385	10.947	11.398	12.641	12.732	14.319	16.443
ELIGCFB	3.966	7.795	2.558	12.426	12.021	6.475	3.513	4.042	4.478
ELIGUC	36.093	39.104	37.161	49.429	54.453	60.790	52.310	47.865	48.972
ENGACC	38.426	22.125	29.971	32.066	35.120	36.957	37.074	45.324	46.090
ENGAGT	2.355	1.377	2.161	2.469	2.765	3.134	3.427	3.835	4.076
Yeni Teknolojiler – Limitli Senaryo (NTEC)									
EHCOCFB	5.693	5.747	3.741	3.502	3.433	2.933	2.434	2.132	1.937
EHCouc	19.848	19.985	21.852	6.556	8.130	9.702	11.800	12.437	14.500
EHCOSC	14.490	22.940	27.588	14.015	16.726	20.126	21.442	24.999	28.780
EHCouSC	-	7.450	10.819	9.321	10.595	12.192	12.811	14.483	16.262
EHCOSCCC	-	-	-	1.653	3.046	3.649	4.184	4.610	5.019
EHCObIOSC	-	-	-	8.327	11.555	15.187	18.563	20.124	22.354
EHCOIGCCCC	-	-	-	2.407	2.739	2.954	3.031	2.794	2.528
ELIGCFB	3.966	7.795	4.430	4.464	4.488	4.522	4.598	4.313	3.605
ELIGUC	36.093	39.104	40.679	49.005	34.138	29.749	22.169	27.986	25.479
ENGACC	38.426	22.125	13.721	15.679	17.552	19.902	21.758	24.349	25.883
ENGAGT	2.355	1.377	3.185	2.469	2.765	4.426	3.427	3.835	4.076
ENGACCCC	-	-	-	3.494	4.554	4.214	4.000	3.724	3.752

Çizelge B.2 (devamı) : Tüm senaryolar için teknoloji bazında sera gazı emisyon miktarı (kton CO₂e) değişimi (2015-2055).

Teknoloji kısaltması	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055
Yeni Teknolojiler – İddialı Senaryo (NTECH)									
EHCOCFB	5.693	5.747	3.536	3.361	3.320	2.869	2.293	2.065	1.881
EHCOUC	19.848	19.985	21.852	6.125	7.757	8.505	10.155	11.639	13.107
EHCOSEC	14.490	22.940	27.588	12.095	13.556	16.221	17.367	18.751	21.711
EHCOUSC	-	7.450	8.373	8.753	9.623	10.864	11.715	12.841	13.534
EHCOSECC	-	-	-	1.782	3.441	3.728	4.206	4.622	5.111
EHCOBIOSEC	-	-	-	7.915	11.677	15.287	18.740	21.388	22.707
EHCOIGSECC	-	-	458	2.343	2.720	3.013	3.072	2.912	2.551
ELIGCFB	3.966	7.795	3.805	3.963	3.688	3.444	3.327	3.197	2.932
ELIGUC	36.093	39.104	37.277	41.227	14.892	24.681	17.190	19.308	21.135
ENGACC	38.426	22.125	12.906	14.740	16.051	17.022	18.267	19.869	21.063
ENGAGT	2.355	1.377	3.185	2.469	2.765	3.789	3.427	3.835	4.076
ENGACSECC	-	-	-	3.533	4.657	4.386	4.093	3.839	3.882
Yeni Teknolojiler – Hidrojen enerjisi (NTECHH)									
EHCOCFB	5.693	5.747	3.536	2.959	2.821	2.331	1.754	1.458	1.189
EHCOUC	19.848	19.985	21.852	4.839	5.123	4.982	4.365	4.138	3.715
EHCOSEC	14.490	22.940	27.588	7.257	7.007	6.620	6.564	6.228	5.757
EHCOUSC	-	7.450	7.746	8.146	8.423	8.778	8.993	9.387	9.372
EHCOSECC	-	-	-	1.727	2.859	3.058	3.268	3.192	2.801
EHCOBIOSEC	-	-	-	5.367	7.052	7.443	7.926	8.419	8.789
EHCOIGSECC	-	-	-	2.273	2.262	2.472	2.383	2.010	1.397
ELIGCFB	3.966	7.795	3.805	3.477	3.135	2.797	2.546	2.261	1.854
ELIGUC	36.093	39.104	37.161	16.584	24.317	17.473	9.297	8.282	7.002
ENGACC	38.426	22.125	12.583	13.124	14.708	15.761	18.136	19.936	20.639
ENGAGT	2.355	1.377	2.340	2.346	2.599	4.167	3.129	3.437	3.569
ENGACSECC	-	-	-	4.670	4.942	4.679	4.311	3.558	2.810

ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Ece Gizem ÇAKMAK

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2011, İstanbul Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Kimya Mühendisliği
- **Yükseklisans** : 2013, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Kimya Mühendisliği

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

- 2012-Halen, Başuzman Araştırmacı, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi, İklim Değişikliği ve Sürdürülebilirlik Başkan Yardımcılığı
- 2018-2020, Ulusal Görevlendirilmiş Uzman, Avrupa Komisyonu Ortak Araştırma Merkezi (EU JRC) B.5-Döngüsel Ekonomi ve Endüstriyel Liderlik Birimi (EIPPCB)

DOKTORA TEZİNDEN TÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **Çakmak E.G., Okutan H.C.** 2023. Technological Assessment of Greenhouse Gas Reduction Potential of Power Generation in Türkiye, *Atmospheric Pollution Research*, 14(11), 101911.
- **Çakmak E.G., Okutan H.C.** 2019. Determination of Greenhouse Gas Reduction Potential for Solid Fuel Based Power Plants in Turkey. *18th World Clean Air Congress (WCAC19)*, September, 2019 İstanbul, Türkiye.
- **Çakmak E.G., Hilmioğlu, B., Okutan H.C.** 2017. Katı Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerinin Mevcut Durumunun Belirlenmesi ve Sera Gazı Emisyonlarının Azaltımına Yönelik Uygulamaların Değerlendirilmesi. *Ulusal Hava Kirliliği ve Kontrolü Sempozyumu (HKK2017)*, Kasım, 2017 Antalya, Türkiye.

DİĞER YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **Doğan Güzel, T., Çakmak, E.G., Sarı, D. Karan, H.** 2023. Yalova İklim Değişikliği Eylem Planı, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi.
- **Doğan Güzel, T., Çakmak, E.G., Sarı, D. Karan, H.** 2023. Çanakkale İklim Değişikliği Eylem Planı, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi.
- **Doğan Güzel, T., Çakmak, E.G., Sarı, D. Karan, H.** 2023. Tekirdağ İklim Değişikliği Eylem Planı, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi.

- **Çakmak, E.G., Doğan, T., Sarı, D., Karan, H.** 2022. A Look at the Cities' Climate Change Adaptation Action Plans For Mediterranean Coast of Türkiye: *Challenges and Opportunities*, 6th International Symposium on the Environment and Morals (ISEM22), November, 2022, Yalova, Türkiye.
- **Doğan Güzel, T., Alp, K., Çakmak; E.G.** 2021. Effect of Carbon Tax on GHG Emissions from Transportation: A Case Study of Istanbul, 14. National 2. International Environmental Engineering Congress, December, 2021, İstanbul, Türkiye.
- **Çakmak, E.G., Doğan Güzel, T.** 2021. Evaluation of Local Governments' Mitigation and Adaptation Strategies within the Scope of Climate Change, 14. National 2. International Environmental Engineering Congress, December, 2021, İstanbul, Türkiye.
- **Chronopoulos, G., Cakmak, E.G., Tempany, P., Klein, G., Brinkmann, T., Zerger, B., Roudier, S.** 2020. Best Available Techniques (BAT) Reference Document on Surface Treatment Using Organic Solvents including Preservation of Wood and Wood Products with Chemicals (STS BREF), EUR 30475 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-26824-6, DOI:10.2760/857, JRC122816.
- **Çakmak, E.G., Doğan, T.** 2020. İklim Değişikliği ve Sanayi, *Toprak İşveren Dergisi*, 127, 4-15.
- **Doğan, T., Çakmak, E.G., Dağlı, S.** 2020. İklim Değişikliğine Etkileri Bakımından Atık Yönetimi ve Türkiye Performansı, Marmara Belediyeler Birliği *Şehir & Toplum Dergisi*, ISSN: 2564-7067, 16.
- **Çakmak, E.G., Dalgakıran, D., Güner, F.S.** 2018. Castor oil and PEG-based shape memory polyurethane films: effect of chain extender amount on some polymer properties and performance, *Turkish Journal of Chemistry*, 42, 4, 1161-1173.
- **Rende, K., Çakmak, E.G., Doğan, T., Karahan, Ş.** 2018. İmalat Sanayinde Atıkların Alternatif Yakıt ve Hammadde Olarak Kullanımı: Diğer Metalik Olmayan Mineral Ürünlerin İmalatı Sektörü, *Toprak İşveren Dergisi*, 117, 30-43.
- “Akıllı Baca Gazı Analiz Sistemi”, Türk Patent No: TR 2017 09862 B.
- **Avaz, G., Gunay, A.S., Gunes, K., Baban, A., Cakmak, E.G., Ture, I.** 2018. National Action Plan (NAP) Republic of Turkey for the Implementation of the LBS Protocol and Its Regional Plans in the Framework of the SAP-MED with the Aim to Achieve Good Environmental Status for Pollution-Related ECAP Ecological Objectives, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi.
- **Çakmak, E.G., Doğan, T., Hilmioğlu, B.** 2017. İklim Değişikliği Sürecinde Paris Anlaşması'nın Rolü ve Türkiye'nin Konumu, 7. *Ulusal Hava Kirliliği & Kontrolü Sempozyumu (HKK2017)*, Kasım, 2017, Antalya, Türkiye.
- **Doğan, T., Çakmak, E.G., Hilmioğlu, B.** 2017. Atık Sektörü Sera Gazı Emisyonlarının Hesaplanması ve Atık Yönetimi Uygulamalarının Emisyon Azaltımı Üzerine Etkilerinin Belirlenmesi, 7. *Ulusal Hava Kirliliği & Kontrolü Sempozyumu (HKK2017)*, Kasım, 2017, Antalya, Türkiye.
- **Rende, K., Çakmak, E.G., Doğan, T., Karahan, Ş.** 2017. İmalat Sanayinde Atıkların Alternatif Yakıt ve Hammadde Olarak Kullanımı: Diğer Metalik Olmayan Mineral Ürünlerin İmalatı Sektörü, 12. *Ulusal Çevre Mühendisliği Kongresi (UCMK2017)*, Ekim, 2017, Ankara, Türkiye.
- **Çakmak, E.G., Doğan, T., Hilmioğlu, B.** 2017. İklim Değişikliği Sürecinde Paris Anlaşması'nın Rolü ve Türkiye'nin Konumu, *Toprak İşveren Dergisi*, 116, 22-31.

- **Karahan, Ş., Rende, K., Budak T., Çakmak, E.G., Partal, R., Şık E., Baban, A.** 2016. Sanayide Kaynak Verimliliği Potansiyelinin Belirlenmesi Projesi Özet Kitabı, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi.
- **Çakmak, E.G., Doğan, T., Hilmioglu, B.** 2016. Sera Gazı Emisyonlarının Azaltımı Amacıyla Seramik Kaplama Malzemeleri Sektöründe Uygulanabilecek Mevcut En İyi Teknolojilerin Değerlendirilmesi, *12. Ulusal Kimya Mühendisliği Kongresi (UKMK2016)*, Ağustos, 2016, İzmir, Türkiye.
- **Hilmioglu, B., Avinal, A., Çakmak, E.G., Doğan, T., Türe, İ.** 2016. Sixth National Communication of Turkey Under the UNFCCC, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi.
- **Çakmak, E.G., Koyuncu, İ., İmer, D.Y., Şengür, R., Güçlü, S., Aydemir, G.** 2015. İklim Değişikliği ve Seramik Sektörü Kitabı, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi, ISBN 978-605-4889-12-9.
- **Avinal, A., Çakmak, E.G., Koyuncu, İ., İmer, D.Y., Şengür, R., Güçlü, S., Aydemir, G.** 2015. İklim Değişikliği ve Petrokimya Sektörü Kitabı, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi, ISBN 978-605-4889-10-5.
- **Hilmioglu, B., Akalın, N., Karahan, S., Avinal, A., Çakmak, E.G., Rende K.** 2014. A New Approach for Technology Needs Assesment in Industry for Developing Countries, *Global Conference on Global Warming (GCGW 2014)*, May, 2014, Pekin, Çin.
- **Hilmioglu, B., Karahan, S., Akalın, N., Avinal, A., Çakmak, E.G., Rende K.** 2014. Technological Improvement in Industry in the Scope of Climate Change, *International Conference on Recycling and Reuse*, June, 2014, İstanbul, Türkiye.
- **Çakmak E.G., Dalgakıran D., Güner F.S.** 2012. Investigation of the Effects of Polyurethane Structure on the Performance of Shape Memory Properties, *4. Ulusal Polimer Bilim ve Teknoloji Kongresi*, Eylül, 2012, Çanakkale, Türkiye.