
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
Gazi
1926

2053 NET SIFIR EMİSYON HEDEFİ DOĞRULTUSUNDA TÜRKİYE'NİN ELEKTRİK ARZ VE TALEBİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Sultan ÇİÇEK

YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

EKİM 2024

ETİK BEYAN

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

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

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

Sultan ÇİÇEK
30/10/2024

2053 NET SIFIR EMİSYON HEDEFİ DOĞRULTUSUNDA TÜRKİYE'NİN ELEKTRİK ARZ VE TALEBİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

(Yüksek Lisans Tezi)

Sultan ÇİÇEK

GAZİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Ekim 2024

ÖZET

Sanayileşme sürecinde fosil yakıtların yoğun kullanımı, sera gazı emisyonlarının hızla artmasına neden olmuş ve iklim değişikliğinin küresel bir kriz haline gelmesine yol açmıştır. Bu soruna çözüm arayışları doğrultusunda 2016 yılında yürürlüğe giren Paris Anlaşması ile küresel sıcaklık artışının 2°C'nin altında tutulması ve mümkünse bu artışın 1,5°C ile sınırlandırılması hedeflenmiştir. Türkiye, 2021 yılında Paris Anlaşması'nı onaylamış ve ardından 2053 net sıfır emisyon hedefini açıklamıştır. Ancak, Türkiye'nin elektrik üretiminin 2022 yılı itibarıyla %58'inin fosil yakıtlara dayalı olduğu ve toplam CO_2 emisyonlarının %32,6'sının elektrik ve ısı üretiminden kaynaklandığı göz önüne alındığında, elektrik sektörü bu hedefe ulaşmada öncelikli dönüşüm alanı olarak öne çıkmaktadır. Bu çalışmada, Türkiye elektrik sektörü LEAP yazılımı ve bununla entegre çalışan NEMO kullanılarak 2023-2053 döneminde elektrik arz ve talebi açısından incelenmiştir. Analizler, mevcut durum, yenilenebilir, SMR ve verimlilik olmak üzere dört senaryo çerçevesinde gerçekleştirilmiştir. Türkiye'nin mevcut enerji portföyünde bulunmayan sabit ve yüzer offshore rüzgâr santralleri, SMR'ler ve batarya depolama sistemleri gibi yeni teknolojiler bu senaryolara dâhil edilmiştir. Senaryolar, kurulu güç kapasitesi, yatırım ve üretim maliyetleri ve emisyon azaltım potansiyeli gibi kriterler açısından karşılaştırmalı olarak analiz edilmiştir. Çalışmanın bulguları, net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda enerji verimliliği önlemlerinin, yenilikçi teknolojilerin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının bir arada kullanılmasının gerekliliğini ortaya koymaktadır. Ayrıca, enerji depolama sistemlerinin ve yüksek kapasite faktörüne sahip SMR gibi yeni teknolojilerin entegrasyonu, elektrik arz güvenliğini sağlamada ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretim yapısını dengelemede önemli bir rol oynayacaktır.

Bilim Kodu	:	90628
Anahtar Kelimeler	:	Net sıfır emisyon, iklim değişikliği, LEAP, elektrik üretimi, enerji modelleme
Sayfa Adedi	:	153
Danışman	:	Dr. Öğr. Üyesi Murat ARIKAN

EVALUATION OF TÜRKİYE'S ELECTRICITY SUPPLY AND DEMAND TOWARDS THE 2053 NET ZERO EMISSION TARGET

(M. Sc. Thesis)

Sultan ÇİÇEK

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

October 2024

ABSTRACT

The intensive use of fossil fuels during industrialization has led to a rapid increase in greenhouse gas emissions, turning climate change into a global crisis. In response to this challenge, the Paris Agreement, which came into force in 2016, aims to limit global temperature rise to well below 2°C, with efforts to cap it at 1.5°C. Türkiye ratified the Paris Agreement in 2021 and subsequently announced its 2053 net-zero emission target. However, as of 2022, 58% of Türkiye's electricity production relied on fossil fuels, and 32.6% of the country's CO_2 emissions originated from electricity and heat generation, positioning the electricity sector as a priority for transformation. This study examines Türkiye's electricity sector for the 2023-2053 period in terms of electricity supply and demand using the LEAP software integrated with NEMO. Analyses were conducted under four scenarios: business-as-usual, renewable, SMR, and efficiency. Technologies not currently in Türkiye's energy portfolio, such as fixed and floating offshore wind plants, SMRs, and battery storage systems, were incorporated into these scenarios. The scenarios were compared based on installed capacity, investment and production costs, and emission reduction potential. The findings highlight the necessity of combining energy efficiency measures, innovative technologies, and renewable energy sources to meet the net-zero emission target. Furthermore, the integration of energy storage systems and high-capacity factor technologies like SMRs plays a crucial role in ensuring energy security and mitigating the intermittent production nature of renewable energy sources.

Science Code	:	90628
Key Words	:	Net zero emission, climate change, LEAP, electricity generation, energy modeling
Page Number	:	153
Supervisor	:	Dr. Lecturer Murat ARIKAN

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET iv

ABSTRACT v

İÇİNDEKİLER vi

ÇİZELGELERİN LİSTESİ ix

ŞEKİLLERİN LİSTESİ x

SİMGELER VE KISALTMALAR xiii

1. GİRİŞ 1

2. İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE ULUSLARARASI ANLAŞMALAR 5

2.1. İklim Değişikliği 5

2.2. İklim Değişikliğine İlişkin Uluslararası Çalışmalar 6

2.2.1. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi 6

2.2.2. Kyoto Protokolü 7

2.2.3. Paris Anlaşması 8

2.2.4. Avrupa Yeşil Mutabakatı 10

2.3. Türkiye'nin Plan, Program ve Yol Haritaları 12

2.3.1. Türkiye Ulusal Enerji Planı 12

2.3.2. On İkinci Kalkınma Planı 13

2.3.3. Orta Vadeli Program 14

2.3.4. İklim Değişikliği Azaltım Stratejisi ve Eylem Planı 14

2.3.5. İklim Değişikliğine Uyum Stratejisi ve Eylem Planı 15

2.3.6. Türkiye Yeşil Mutabakat Eylem Planı 15

2.3.7. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı 16

2.3.8. Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası 17

3. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE ENERJİ 19

Sayfa

3.1. Enerji Kavramı 19
3.2. Enerji Kaynakları 19
3.3. Dünya Genel Enerji Görünümü 21
3.3.1. Dünya enerji arzı 21
3.3.2. Dünya elektrik üretimi 23
3.3.3. Dünya elektrik kurulu gücü 24
3.3.4. Dünya karbondioksit emisyonları 25
3.4. Türkiye Genel Enerji Görünümü 26
3.4.1. Enerji arzı 26
3.4.2. Nihai enerji tüketimi 28
3.4.3. Enerji ticareti 29
3.4.4. Elektrik kurulu gücü 30
3.4.5. Emreamade kapasite 32
3.4.6. Elektrik üretimi 33
3.4.7. Sera gazı emisyonları 34
3.4.8. Türkiye'nin uyguladığı yenilenebilir teşvik mekanizmaları 37
4. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI 41
4.1. Enerji Modelleme 41
4.1.1. Enerji modelleme yaklaşımları 43
4.1.2. Enerji modelleme metodolojileri 44
4.1.3. Matematiksel yaklaşım 46
4.1.4. Enerji modelleme araçları 46
4.2. Literatürde Yer Alan Çalışmalar 51
4.2.1. Türkiye'nin net sıfır emisyon hedefine ilişkin çalışmalar 51
4.2.2. LEAP ve NEMO'nun birlikte kullanıldığı çalışmalar 52
4.2.3. Yalnızca LEAP kullanılarak yapılan çalışmalar 53

Sayfa

5. TÜRKİYE ELEKTRİK SEKTÖRÜNÜN MODELLENMESİ..... 57
5.1. Veri Girişi 57
5.1.1. Talep modülü veri girişi..... 58
5.1.2. Yük şekli modülü veri girişi 59
5.1.3. Dönüşüm modülü veri girişi 60
5.1.4. Kaynaklar modülü veri girişi 68
5.2. Senaryo Tasarımı ve Analizi..... 71
5.2.1. Senaryoların ortak kabul ve varsayımları 71
5.2.2. Mevcut durum senaryosu..... 75
5.2.3. Yenilenebilir senaryosu 81
5.2.4. SMR senaryosu..... 91
5.2.5. Verimlilik senaryosu..... 97
5.3. Senaryoların Değerlendirilmesi 103
6. SONUÇ VE ÖNERİLER 109
KAYNAKLAR..... 113
EKLER..... 121
ÖZGEÇMİŞ 153

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge **Sayfa**

Çizelge 3.1. 2022 yılı ülkelere göre enerji kaynaklı CO_2 emisyonları 26

Çizelge 3.2. 2018-2025 yılları santrallerin emreamadelik oranları 32

Çizelge 3.3. 2021 yılı Türkiye elektrik üretimi emisyon faktörleri 34

Çizelge 3.4. Türkiye'de 2021 yılına kadar uygulanan tarife garantileri..... 38

Çizelge 3.5. Güncel YEKDEM tarife garantileri..... 39

Çizelge 3.6. Tamamlanan YEKA yarışmaları 40

Çizelge 4.1. Seçilmiş enerji modelleme yazılımlarının özellikleri 47

Çizelge 5.1. Nihai elektrik tüketiminin sektörlere göre gelişimi 58

Çizelge 5.2. Türkiye elektrik enerjisi iletim ve dağıtım kayıpları 60

Çizelge 5.3. Kaynak bazında yıllar itibarıyla elektrik kurulu gücü 61

Çizelge 5.4. Santral teknik ömürleri 62

Çizelge 5.5. Kaynak bazında yıllar itibarıyla elektrik üretimi..... 62

Çizelge 5.6. Santral türü bazında proses verimliliği 63

Çizelge 5.7. Santral türü bazında maksimum kullanılabilirlik 63

Çizelge 5.8. Yakıt fiyatları..... 67

Çizelge 5.9. Türkiye'ye özgü CO_2 emisyon faktörleri..... 68

Çizelge 5.10. Türkiye'nin kömür ithalat ve ihracatı..... 70

Çizelge 5.11. Türkiye doğal gaz ithalat ve ihracatı 70

Çizelge 5.12. Elektrik ithalat ve ihracatı..... 71

Çizelge 5.13. Yıllara göre planlanan dışsal kapasite 73

Çizelge 5.14. Yenilenebilir enerji kaynakları için maksimum kurulu güç değerleri ... 73

Çizelge 5.15. Yenilenebilir senaryosu, elektrik talebinin yıllık büyüme oranları 85

Çizelge 5.16. Verimlilik senaryosu, elektrik talebinin yıllık büyüme oranları..... 98

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil **Sayfa**

Şekil 2.1. Türkiye'nin niyet edilen ulusal katkı beyanı 9

Şekil 3.1. Enerji kaynakları..... 20

Şekil 3.2. Kaynak bazında dünya enerji arzı..... 22

Şekil 3.3. Kaynak bazında dünya elektrik üretimi..... 24

Şekil 3.4. Kaynak bazında küresel CO_2 emisyonları 25

Şekil 3.5. Kaynak bazında Türkiye enerji arzı..... 27

Şekil 3.6. Türkiye enerji talebinin dışa bağımlılık oranı 27

Şekil 3.7. Kaynak bazında Türkiye toplam nihai enerji tüketimi 28

Şekil 3.8. Sektörlere göre Türkiye nihai enerji tüketimi..... 29

Şekil 3.9. Türkiye'nin enerji ticareti 29

Şekil 3.10. Yıllara göre Türkiye'nin toplam ithalatı ve enerjinin payı..... 30

Şekil 3.11. Kaynak bazında yıllar itibarıyla Türkiye elektrik kurulu gücü 31

Şekil 3.12. Kaynak bazında 2022 yılı Türkiye elektrik kurulu gücü..... 31

Şekil 3.13. Kaynak bazında yıllar itibarıyla Türkiye elektrik üretimi 33

Şekil 3.14. Kaynak bazında 2022 yılı Türkiye elektrik üretimi..... 33

Şekil 3.15. Sektörlere göre Türkiye'nin sera gazı emisyonlarının gelişimi..... 35

Şekil 5.1. LEAP'te oluşturulan sistem yük şekli 59

Şekil 5.2. LEAP'te oluşturulan güneş santralleri için kullanılabilirlik şekli 64

Şekil 5.3. LEAP'te oluşturulan rüzgâr santralleri için kullanılabilirlik şekli 65

Şekil 5.4. LEAP'te oluşturulan hidroelektrik santraller için kullanılabilirlik şekli 66

Şekil 5.5. Türkiye elektrik sektöründe 2023-2053 emisyon azaltım projeksiyonu 74

Şekil 5.6. Mevcut durum senaryosu, elektrik talebi..... 76

Şekil **Sayfa**

Şekil 5.7. Mevcut durum senaryosu, kaynak bazında kurulu güç 78

Şekil 5.8. Mevcut durum senaryosu, kaynak bazında elektrik üretimi 78

Şekil 5.9. Mevcut durum senaryosu, kaynak bazında yatırım maliyetleri 79

Şekil 5.10. Mevcut durum senaryosu, maliyet türü bazında üretim maliyetleri 80

Şekil 5.11. Mevcut durum senaryosu, kaynak bazında üretim maliyetleri 80

Şekil 5.12. Mevcut durum senaryosu, yakıt bazında emisyonlar 81

Şekil 5.13. Yenilenebilir senaryosu, elektrik talebi 86

Şekil 5.14. Yenilenebilir senaryosu, kaynak bazında kurulu güç 87

Şekil 5.15. Yenilenebilir senaryosu, kaynak bazında elektrik üretimi 88

Şekil 5.16. Yenilenebilir senaryosu, kaynak bazında yatırım maliyetleri 89

Şekil 5.17. Yenilenebilir senaryosu, maliyet türü bazında üretim maliyetleri..... 89

Şekil 5.18. Yenilenebilir senaryosu, kaynak bazında üretim maliyetleri 90

Şekil 5.19. Yenilenebilir senaryosu, yakıt bazında emisyonlar 91

Şekil 5.20. SMR senaryosu, kaynak bazında kurulu güç..... 93

Şekil 5.21. SMR senaryosu, kaynak bazında elektrik üretimi 94

Şekil 5.22. SMR senaryosu, kaynak bazında yatırım maliyetleri 95

Şekil 5.23. SMR senaryosu, maliyet türü bazında üretim maliyetleri 95

Şekil 5.24. SMR senaryosu, kaynak bazında üretim maliyetleri 96

Şekil 5.25. SMR senaryosu, yakıt bazında emisyonlar..... 97

Şekil 5.26. Verimlilik senaryosu, elektrik talebi..... 98

Şekil 5.27. Verimlilik senaryosu, kaynak bazında kurulu güç 99

Şekil 5.28. Verimlilik senaryosu, kaynak bazında elektrik üretimi 100

Şekil 5.29. Verimlilik senaryosu, kaynak bazında yatırım maliyetleri 101

Şekil 5.30. Verimlilik senaryosu, maliyet türü bazında üretim maliyetleri 102

Şekil **Sayfa**

Şekil 5.31. Verimlilik senaryosu, kaynak bazında üretim maliyetleri 102

Şekil 5.32. Verimlilik senaryosu, yakıt bazında emisyonlar 103

Şekil 5.33. Senaryo bazında elektrik talebinin gelişimi..... 104

Şekil 5.34. Senaryo bazında kurulu gücün gelişimi..... 105

Şekil 5.35. Senaryo bazında elektrik üretiminin gelişimi 105

Şekil 5.36. Senaryo bazında yatırım maliyetlerinin gelişimi..... 106

Şekil 5.37. Senaryo bazında üretim maliyetlerinin gelişimi 107

Şekil 5.38. Senaryo bazında emisyonların gelişimi..... 107

SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler	Açıklamalar
°C	Santigrat derece
Btep	Bin ton eşdeğer petrol
CO_2	Karbondioksit
CO_2e	Karbondioksit eşdeğeri
EJ	Exajoule
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt saat
H_2	Hidrojen
kg	Kilogram
km^2	Kilometrekare
KW	Kilowatt
KWh	Kilowatt saat
m^2	Metrekare
m^3	Metreküp
MBtu	Milyon İngiliz ısı birimi
Mt	Milyon ton
$MtCO_2e$	Milyon ton karbondioksit eşdeğeri
Mtep	Milyon ton eşdeğer petrol
MW	Megawatt
MWh	Megawatt saat
tep	Ton eşdeğer petrol
TJ	Terajoule
TW	Terawatt
TWh	Terawatt saat

Kısaltmalar	Açıklamalar
AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
AKAKDO	Arazi Kullanımı, Arazi Kullanım Değişikliği ve Ormancılık
AYM	Avrupa Yeşil Mutabakatı
BEPA	Biyokütle Enerjisi Potansiyel Atlası
BM	Birleşmiş Milletler
BMİDÇS	BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
COP	Taraflar Konferansı
COVID 19	Koranavirüs Hastalığı
ÇŞİDB	Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ	Elektrik Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETS	Emisyon Ticaret Sistemi
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program
GAMS	General Algebraic Modeling System
GEPA	Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası
GES	Güneş Enerjisi Santrali
GSYİH	Gayri Safi Yurt İçi Hasıla
IAEA	International Atomic Energy Agency
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
INDC	Niyet Edilmiş Ulusal Katkı Beyanı
IPCC	Hükümetler Arası İklim Değişikliği Paneli
İDB	İklim Değişikliği Başkanlığı
LEAP	Low Emissions Analysis Platform
MARKAL	Market and Allocation Model
MESSAGE	Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact
NEMO	The Next Energy Modeling system for Optimization
NDC	Ulusal Katkı Beyanı
NGS	Nükleer Güç Santrali

Kısaltmalar	Açıklamalar
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NTUA	National Technical University of Athens
O&M	İşletme ve Bakım
OECD	Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OSEMoSYS	Open Source Energy Modeling System
OVP	Orta Vadeli Program
PRIMES	Price-Induced Market Equilibrium System
REPA	Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası
RES	Rüzgâr Enerjisi Santrali
SBB	Strateji ve Bütçe Başkanlığı
SEI	Stockholm Environment Institute
SKDM	Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması
SMR	Small Modular Reactor
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TTK	Türkiye Taşkömürü Kurumu
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu
UEP	Ulusal Enerji Planı
UEVEP	Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı
UKERC	The United Kingdom Energy Research Center
UNFCCC	BMİDÇS
VBA	Visual Basic for Applications
WEO	World Energy Outlook
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEKA	Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları
YEKDEM	YEK Destekleme Mekanizması

1. GİRİŞ

Son yıllarda artan sel felaketleri, orman yangınları ve mevsim sıcaklıklarındaki anormal artışlar, iklim değişikliğinin olumsuz etkilerinin hızla yaygınlaştığını ortaya koymuş ve uluslararası çalışmaları hızlandırmıştır. Özellikle sanayileşme sürecinde fosil yakıtlara dayalı enerji kullanımının artması, sera gazı emisyonlarının yükselmesine ve atmosferdeki karbon dengesinin bozulmasına yol açmıştır. Bu durum, sanayi öncesi döneme kıyasla küresel sıcaklık artışını 2°C'nin altında tutma ve mümkünse bu artışı 1,5°C ile sınırlandırma hedefini dünyanın gündemine taşımıştır. 2016 yılında yürürlüğe giren Paris Anlaşması, bu hedefi ülkelerin temel sorumluluklarından biri haline getirmiştir. İklim değişikliğiyle mücadele kapsamında birçok ülke, fosil yakıt kullanımını azaltmak için yeni hedefler belirlemiş ve 21. yüzyılın ortasına kadar net sıfır emisyonlu bir ekonomiye ulaşacağını açıklamıştır.

Net sıfır emisyon, atmosfere salınan sera gazı miktarının doğada bu gazları emen yutak alanlar sayesinde dengelenmesini ifade etmektedir. Yutak alanlar, başta ormanlar ve denizler olmak üzere çayır ve mera alanları, tarım alanları, sulak alanlar, yerleşim alanları gibi sera gazlarından CO_2'yi tutan ve atmosfere karışmasını önleyen alanlardır. Bu alanların tahribatı, karbon emilim kapasitesini azaltarak atmosferde daha fazla karbon birikimine neden olmaktadır (İDB, 2024b).

Küresel sıcaklık artışını 1,5°C ile sınırlandırabilmek için, sera gazı emisyonlarının en geç 2025 yılında zirve yapması, 2030 yılına kadar 2019 seviyelerine göre %45 oranında azaltılması ve yüzyıl ortasına kadar net sıfır emisyona ulaşılması gerektiği ortaya koyulmuştur (İDB, 2024c). Emisyon, atmosferde gaz ya da gaz ve parçacık karışımlarının salınımını ifade ederken, emisyon azaltımı bu gazların sınırlanması, azaltılması veya tutulması için alınan önlemleri kapsamaktadır. Bu doğrultuda emisyon azaltımı stratejileri, fosil yakıt kullanımının azaltılmasını veya karbon yutak alanlarının artırılmasını hedeflemektedir (İDB, 2024b).

Türkiye, 2004 yılında Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne (BMİDÇS) ve 2009 yılında Kyoto Protokolü'ne taraf olarak küresel iklim çalışmalarına dâhil olmuştur. Ekim 2021'de Paris Anlaşması'nı onaylamış ve ardından 2053 yılına kadar

net sıfır emisyona ulaşma hedefini açıklamıştır. Türkiye'nin elektrik üretiminin 2022 itibarıyla %58'inin fosil yakıtlardan sağlandığı ve toplam karbon emisyonlarının %32,6'sının elektrik ve ısı üretiminden kaynaklandığı göz önüne alındığında, elektrik sektörü bu hedefin gerçekleştirilmesinde kritik bir role sahiptir.

Türkiye'nin enerji ithalatına bağımlılığı ve sınırlı fosil kaynakları, enerji arz güvenliği açısından yenilenebilir enerji kaynaklarının ve enerji verimliliği uygulamalarının önemini daha da artırmaktadır. Türkiye'nin Avrupa Birliği (AB) ile olan yüksek ticari ilişkileri de dikkate alındığında, Avrupa Yeşil Mutabakatı'na (AYM) uyum sağlamak ülkenin enerji politikaları açısından büyük önem taşımaktadır.

2053 yılı net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda, enerji arz güvenliğini sağlayacak, ekonomik kalkınmayı destekleyecek ve iklim değişikliği ile mücadelede etkili olacak uzun vadeli ve sürdürülebilir enerji politikaları geliştirilmesi gerekmektedir.

Bu çalışmanın amacı, Türkiye'nin 2053 yılı net sıfır emisyon hedefine ulaşabilmesi için elektrik sektöründe yapılması gereken dönüşümleri incelemektir. Çalışma, elektrik sektörünü arz ve talep yönlerinden ele alarak arz güvenliği, sürdürülebilirlik, teknoloji adaptasyonu ve emisyon azaltımı gibi kriterler doğrultusunda çözüm önerileri sunmayı hedeflemektedir. Ayrıca, Türkiye'nin enerji dönüşümüne katkı sağlamak amacıyla Türkiye'nin mevcut enerji üretim portföyünde yer almayan sabit tabanlı offshore rüzgâr santralleri, yüzer offshore rüzgâr santralleri, SMR ve batarya depolama sistemleri gibi yenilikçi teknolojiler de çalışmaya dâhil edilmiştir.

Çalışmada Türkiye elektrik sektörü Stockholm Çevre Enstitüsü (SEI) tarafından geliştirilen Low Emissions Analysis Platform (LEAP) yazılımı ve bu yazılıma entegre çalışan Next Energy Modeling system for Optimization (NEMO) kullanılarak modellenmiştir. 2023-2053 yıllarını kapsayan dört farklı senaryo oluşturulmuş; bu senaryolar kurulu güç, üretim kapasitesi, yatırım ve üretim maliyetleri ve emisyon azaltım potansiyeli gibi kriterler açısından karşılaştırmalı olarak analiz edilmiştir.

- İlk senaryoda, mevcut enerji politikalarının sürdürüleceği varsayılmıştır.
- İkinci senaryoda, yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaştırılması ile net sıfır emisyon hedefine ulaşılması amaçlanmıştır.

- Üçüncü senaryoda, yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili yapısını dengelemek ve net sıfır emisyon hedefine ulaşmak amacıyla SMR teknolojisi devreye alınmıştır.
- Dördüncü senaryoda, enerji verimliliği stratejilerinin etkinleştirilmesi ve iletim/dağıtım kayıplarının azaltılması ön plana çıkmıştır.

Çalışma altı ana bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümde tez çalışmasına neden ihtiyaç duyulduğu, tezin anlamı, önemi ve kapsamı açıklanmıştır. İkinci bölümde, iklim değişikliğinin küresel etkileri ve bu soruna yönelik uluslararası çabalar üzerinde durulmuştur. Bu kapsamda, iklim değişikliği ile mücadelede öne çıkan uluslararası anlaşmalar ele alınmış, Türkiye'nin bu anlaşmalardaki konumu ve yükümlülüklerine yer verilmiştir. Sonrasında, Türkiye'nin enerji ve iklim politikalarını şekillendiren üst politika belgeleri incelenmiştir. Üçüncü bölümde, enerji sektörünün dünya genelindeki ve Türkiye'deki mevcut durumu ve geleceğe yönelik projeksiyonları incelenmiştir. Bu bölümde, enerji sektöründe yaşanan dönüşümler, fosil yakıtların elektrik üretimindeki rolü, enerji arz güvenliği, Türkiye'nin enerji ithalat bağımlılığı, emisyonların gelişimi ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artırılması gibi konular analiz edilmiştir. Bu değerlendirmeler, Türkiye'nin enerji politikalarının sürdürülebilirlik ve iklim hedefleri doğrultusunda nasıl şekillenebileceğine dair öngörüler sunmakta olup tezin senaryo analizleri bölümüne temel bir çerçeve oluşturmaktadır. Dördüncü bölümde, enerji modelleme yaklaşımları ve yazılımlarına değinilmiş, literatürdeki benzer çalışmalar incelenmiştir. Beşinci bölümde ise ilk olarak modele girilen verilerden bahsedilmiş ardından Türkiye'nin 2053 yılına kadar net sıfır emisyon hedefine ulaşabilmesi için alternatif yolları değerlendirmek amacıyla senaryo analizleri yapılmıştır. Altıncı ve son bölüm olan "Sonuç ve Öneriler" bölümünde, çalışma boyunca elde edilen bulgular değerlendirilmiş ve gelecek çalışmalara yönelik öneriler sunulmuştur.

2. İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE ULUSLARARASI ANLAŞMALAR

Bu bölümde iklim değişikliği, iklim değişikliğiyle mücadele konusunda yürütülen uluslararası anlaşmalar ile bu doğrultuda ülkemizin izlediği politikalara yer verilmiştir.

2.1. İklim Değişikliği

İklim değişikliği, doğal süreçlerle meydana gelen iklim değişikliğine ilave olarak, insan faaliyetlerinin atmosferin bileşimini bozması sonucunda iklim sisteminde yaşanan değişiklikler olarak tanımlanmaktadır. Küresel iklim değişikliği ise insan kaynaklı sera gazı emisyonlarının birikmesi sonucunda doğal sera etkisinin güçlenmesi ile gezegen yüzeyinin sıcaklık ortalamalarının artması ve iklimde oluşan değişiklikleri ifade etmektedir (İDB, 2024b).

İklim değişikliğinin olumsuz etkileri günümüzde giderek daha belirgin hale gelmiştir. 2011-2020 yılları arasında küresel yüzey sıcaklığı, 1850-1900 yılları seviyesinin 1,1°C üzerine çıkmıştır. Atmosfer, kara ve okyanus sıcaklıklarında artış yaşanmış, buzullar hızla erimiş ve bu değişimler; aşırı sıcak hava dalgaları, yoğun yağışlar, kuraklıklar ve tropik kasırgalar şeklinde kendini göstermiştir. Sürdürülebilir olmayan enerji kullanımı, arazi kullanımı ve benzeri faaliyetlerden kaynaklanan sera gazı emisyonları artmaya devam etmekte, ekosistemlerde yaygın ve hızlı değişimler yaşanmakta, insan kaynaklı iklim değişikliği dünyanın her bölgesini olumsuz olarak etkilemekte, iklim değişikliğine en az katkıda bulunan hassas topluluklar da bu etkilerden orantısız bir şekilde etkilenmektedir (IPCC, 2023).

Bilim insanları, fosil yakıtlardan kaynaklanan emisyonların hızla azaltılması durumunda, sıcaklık artışının 1,5°C ile sınırlı tutulabileceğini ve iklim değişikliğinin olumsuz etkilerinin hafifletilebileceğini belirtmektedir. Ancak, 2°C'lik bir artışın gezegenin iklim sistemi üzerinde geri döndürülemez zararlar oluşturacağı ifade edilmektedir. 1,5°C hedefi ihtiyat sınırı olarak kabul edilmektedir (İDB, 2024b). 1,5°C'yi aşan bir artışın, sağlık, gıda güvenliği, su temini, insan güvenliği ve ekonomik büyüme gibi birçok alanda riskleri artıracağı, bu risklerin 2°C'lik bir ısınma ile daha da yükseleceği öngörülmektedir (IPCC, 2018).

İklim değişikliğinden en fazla etkilenecek bölgelerden birisi Türkiye'nin de içinde yer aldığı Akdeniz Havzası'dır. Türkiye, bulunduğu konum itibarıyla iklim değişikliği kaynaklı kuraklık, sel, aşırı hava olayları gibi afetlerden etkilenmekte olup gelecekte bu afetlere karşı kırılganlığının daha da artması beklenmektedir. 2010-2021 yılları arasında Türkiye'de 8.274 meteorolojik afet yaşanmıştır. Bu afetlerin %32'sini fırtınalar, %30'unu şiddetli yağışlar/seller, %17'sini ise dolu olayları oluşturmuştur. Bunun yanı sıra, aşırı sıcaklıklar daha sık yaşanmakta ve geçmiş yıllara kıyasla çok daha fazla sayıda orman yangını görülmektedir. 2021 yılında Türkiye'de meydana gelen 2.793 orman yangınında toplam 139.503 hektar orman zarar görmüştür (İDB, 2024d).

2.2. İklim Değişikliğine İlişkin Uluslararası Çalışmalar

İklim değişikliği, sınırları aşan özelliğiyle tüm dünyayı ilgilendiren ve bu nedenle küresel iş birliğini zorunlu hale getiren bir sorundur. Bu kapsamda, iklim değişikliğinin olumsuz etkilerini azaltmaya yönelik küresel ölçekte alınan önlemler büyük önem taşımaktadır. İlk kez 1972 yılında Stockholm'de düzenlenen "Birleşmiş Milletler İnsan Çevresi Konferansı" ile çevresel sorunlara uluslararası düzeyde dikkat çekilmiş, bu durum iklim değişikliğiyle mücadelede küresel girişimlerin temelini oluşturmuştur. Bu bölümde, BMİDÇS, Kyoto Protokolü, Paris Anlaşması ve AYM gibi önemli uluslararası çalışmalar incelenmektedir.

2.2.1. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi

1992 yılında gerçekleştirilen Rio Konferansı öncesi dönemde, 1986 Çernobil Nükleer Santral kazası, 1989 Exxon Valdez petrol sızıntısı ve Antarktika'da keşfedilen ozon deliği gibi çevresel konular dünya gündeminde yer bulmuştur (Kaya, 2020).

Bu bağlamda, 1992 yılında Rio de Janeiro'da düzenlenen Birleşmiş Milletler Çevre ve Kalkınma Konferansı'nda insan kaynaklı faaliyetlerin küresel ısınma üzerindeki etkileriyle mücadele etmek amacıyla BMİDÇS kabul edilmiştir. Sözleşme 21 Mart 1994'te yürürlüğe girmiş ve Türkiye 24 Mayıs 2004'te bu sözleşmeye taraf olmuştur. Bugün, toplam 197 ülke BMİDÇS'ye imza atmıştır. Sözleşme, ülkeleri sera gazı emisyonlarını azaltmaya, araştırma ve teknolojide iş birliği yapmaya ve sera gazı yutaklarını korumaya teşvik etmektedir (Dışişleri Bakanlığı, 2024b).

BMİDÇS, ülkelerin kalkınma önceliklerini ve özel koşullarını gözeten "ortak fakat farklılaştırılmış sorumluluklar ve göreceli kabiliyetler" ilkesine dayanmaktadır. Türkiye, Ek-I listesinde yer almasına rağmen geçiş ekonomisi olmayan ve özel durumları Taraflar Konferansı (COP) kararlarıyla kabul edilen tek ülkedir. Bu durum, Türkiye'ye kendine özgü bir statü kazandırmaktadır (Dışişleri Bakanlığı, 2024b).

BMİDÇS kapsamındaki müzakereler, 1995 yılından bu yana taraf ülkelerin yılda bir kez bir araya geldiği COP toplantılarıyla devam etmektedir. 2023 yılı sonu itibarıyla dünyanın farklı kentlerinde 28 COP toplantısı düzenlenmiştir. Bu durum, uluslararası toplumun iklim değişikliğiyle mücadele konusundaki kararlılığını göstermesi açısından önemlidir.

İklim değişikliği konusunda uluslararası çalışmaları başlatan ve bir çerçeve oluşturan BMİDÇS'nin 2020 yılına kadar Kyoto Protokolü ve 2020 yılından sonra Paris Anlaşması olmak üzere iki uygulama aracı bulunmaktadır (Dışişleri Bakanlığı, 2024b).

2.2.2. Kyoto Protokolü

1997 yılında kabul edilen ve 2005 yılında yürürlüğe giren Kyoto Protokolü, gelişmiş ülkelere sayısallaştırılmış emisyon azaltım hedefi getiren ilk uluslararası anlaşmadır. Protokol, belirlenen azaltım hedefine ulaşmak için geliştirilen esneklik mekanizmaları ve uyumsuzluk durumunda uygulanacak yaptırımlarla diğer uluslararası çevre anlaşmalarından farklılaşmaktadır (ÇŞİDB, 2024a).

Kyoto Protokolü'nde iki taahhüt dönemi bulunmaktadır. Birinci taahhüt dönemi 2008-2012 yılları arasını kapsamakta olup Ek-I listesinde yer alan ülkelere toplam emisyonlarını 1990 yılı seviyesine göre en az %5 oranında azaltma yükümlülüğü getirmiştir. 2013-2020 yıllarını kapsayan ikinci taahhüt döneminde ise Ek-B listesinde yer alan ülkelerin 2020 yılında emisyonlarını 1990 seviyesine göre en az %18 azaltmaları hedeflenmiştir. Yürürlüğe girebilmesi için, 144 taraf ülke tarafından kabul edilmesi gerekliliği bulunması nedeniyle, Kyoto Protokolü'nün ikinci taahhüt dönemi 31 Aralık 2020 tarihinde yürürlüğe girebilmiştir. Bu esnada Paris Anlaşması'nın devreye girmesi nedeniyle ikinci taahhüt dönemi usulen kabul edilmiş ve Kyoto Protokolü işlevini tamamlamıştır (Dışişleri Bakanlığı, 2024a).

Türkiye, Kyoto Protokolü'ne 2009 yılında taraf olmuştur. Ancak, Protokol'ün kabul edildiği tarihte BMİDÇS'ye taraf olmadığı için herhangi bir sayısallaştırılmış emisyon azaltım yükümlülüğü üstlenmemiştir (Dışişleri Bakanlığı, 2024a).

Protokol; sözleşmeye taraf olan tüm ülkeleri kapsayan hedeflerin ortaya konulmamış olması, kapsamının sınırlı olması, Çin, Hindistan gibi yüksek emisyona sebep olan gelişmekte olan ülkelerin sera gazı sınırlamalarına tabi tutulmaması gibi konularda eleştirilmiştir. Bu eksikliklerine rağmen, Kyoto Protokolü ilk kez sayısallaştırılmış emisyon azaltım hedefi getirmesi nedeniyle önemlidir.

2.2.3. Paris Anlaşması

12 Aralık 2015'te Paris'te düzenlenen COP21'de 196 ülke tarafından kabul edilerek 4 Kasım 2016 tarihinde yürürlüğe giren Paris Anlaşması, iklim değişikliğiyle mücadeleyi hızlandırmak ve küresel ölçekte ülkelerin katılımıyla somut hedefler belirlemek amacıyla hazırlanmış, 2020 sonrası iklim değişikliği rejiminin çerçevesini oluşturmuştur.

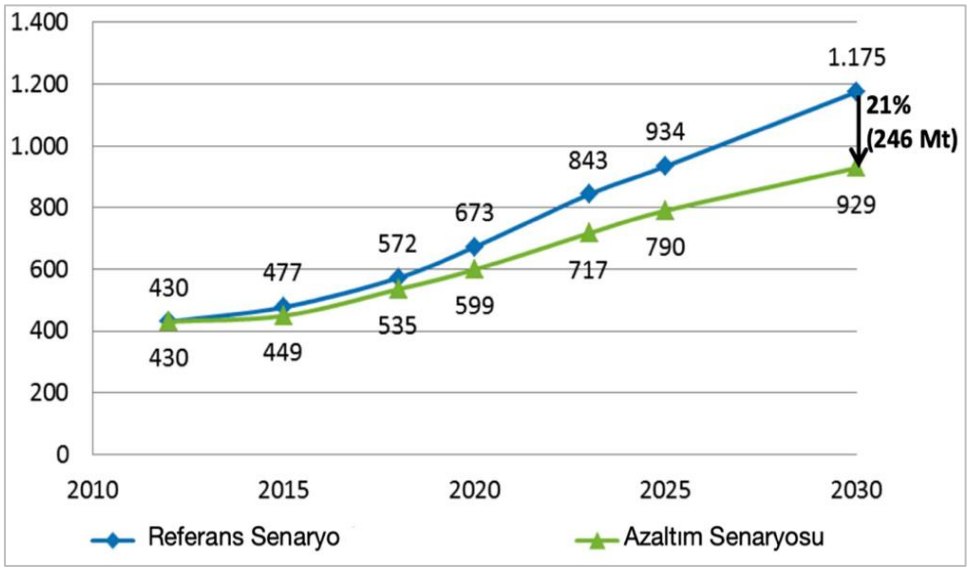
COP21'de ilk kez tüm ülkeler, 2020 yılı sonrası için küresel sera gazı emisyonlarını azaltma taahhüdünde bulunmuştur. Çok taraflı iklim değişikliği sürecinde bir dönüm noktası olan Paris Anlaşması'nın temel hedefi, küresel sıcaklık artışını sanayi öncesi döneme göre 2°C'nin altında tutmak ve 1,5°C ile sınırlandırmak için çaba göstermektir (Dışişleri Bakanlığı, 2024c). Bu hedefe ulaşabilmek için sera gazı emisyonlarının en geç 2025 yılında zirve yapması, 2030 yılına kadar 2019 yılına kıyasla %45 oranında azaltılması ve yüzyılın ortasında net sıfır emisyona ulaşılması gerekmektedir (İDB, 2024c).

Paris Anlaşması'nın BMİDÇS ve Kyoto Protokolü ile karşılaştırıldığında en önemli farklılığı, tüm ülkelerin katkılarına dayanan bir sistem öngörüsüdür. Anlaşma'da, ülkelerin iklim değişikliğiyle mücadele konusunda "ortak fakat farklılaştırılmış sorumluluklar ve göreceli kabiliyetler" ilkesi çerçevesinde katkıda bulunmaları hususu yer almaktadır. Gelişmiş ülkelerin mutlak emisyon azaltım hedeflerini sürdürmesi, gelişmekte olan ülkelerin ise emisyon azaltım hedeflerini yükseltmesi ve zaman içinde tüm ekonomiyi kapsayacak artırılmış yeni hedefler benimsemeleri telkin edilmektedir. Anlaşma'nın önemli mekanizmalarından biri olan Ulusal Katkı Beyanları (NDC), ülkelerin iklim değişikliğiyle mücadele hedeflerini içermekte ve her beş yılda bir daha yüksek hedeflerle güncellenmesi

beklenmektedir (Dışişleri Bakanlığı, 2024c), (İDB, 2024c). Paris Anlaşması, gelişmiş ve gelişmekte olan tüm ülkeleri kapsaması ve uzun vadeli hedefler içermesi açısından önem taşımaktadır.

Paris Anlaşması ve Türkiye

Türkiye, 2015 yılında Paris Anlaşması'nı kabul etmiş ve 22 Nisan 2016'da Anlaşma'yı imzalamıştır (ÇŞİDB, 2024b). Türkiye, 20 Eylül 2015 tarihinde hazırladığı "Niyet Edilen Ulusal Katkı Beyanında (INDC)", 2030 yılı itibarıyla sera gazı emisyonlarını referans senaryoya kıyasla %21'e varan oranlarda azaltmayı hedeflemiştir. Bu beyana göre, önlem alınmadığı takdirde Türkiye'nin 2030 yılı sera gazı emisyonları 1.175 $MtCO_2e$ seviyesine ulaşacakken alınacak önlemlerle bu miktarın 929 $MtCO_2e$'ye düşürülmesi hedeflenmiştir. Bu hedef artıştan azaltım olarak tanımlanmaktadır (UNFCCC, 2015). Sunulan INDC (Şekil 2.1), Türkiye'nin iklim değişikliğiyle mücadele konusunda sunduğu ilk resmi taahhüt olması bakımından önemli olsa da Türkiye o tarihte anlaşmaya henüz taraf olmadığı için söz konusu beyan niyet edilen olarak adlandırılmaktadır.



Şekil 2.1. Türkiye'nin niyet edilen ulusal katkı beyanı (UNFCCC, 2015)

21 Eylül 2021 tarihinde BM 76. Genel Kurulu'nda Paris Anlaşması'nın onaylanacağı açıklanmış ve 27 Eylül 2021 tarihinde Türkiye'nin 2053 net sıfır emisyon hedefi duyurulmuştur. Bu açıklamaların ardından, Türkiye'nin 2016 yılında imzalamış olduğu

Paris Anlaşması, 6 Ekim 2021 tarihli ve 7335 sayılı Paris Anlaşmasının Onaylanmasının Uygun Bulunduğuna Dair Kanun ile onaylanmıştır (ÇŞİDB, 2024b).

Türkiye, anlaşmaya taraf olduktan sonra, iklim değişikliği stratejileri ve eylem planlarını güncelleyerek 13 Nisan 2023'te BMİDÇS'ye yeni hedeflerini sunmuştur. Güncellenmiş NDC'de, INDC referans senaryoya kıyasla; 2030 yılına kadar sera gazı emisyonlarının %41 oranında azaltılması (2030 yılında 695 $MtCO_2e$'ye ulaşılacağı öngörülmüştür.) ve en geç 2038'de emisyonların zirve yapması hedeflenmiştir. Söz konusu beyanın, tüm ekonomiyi kapsadığı ve kapsamlı azaltım ve uyum eylemlerinin yanı sıra uygulama araçlarına yönelik değerlendirmeleri de içerdiği ifade edilmiştir. Ayrıca, gelişmekte olan bir ülke olan Türkiye'nin küresel sera gazı emisyonlarına tarihsel katkısının %1'in altında olduğu ve coğrafi konumu nedeniyle, iklim değişikliğinden en çok etkilenen ülkeler arasında yer aldığı vurgulanmıştır. Güncellenen hedefler doğrultusunda, Türkiye'nin 2030 yılı için enerji sektörüne yönelik belirlediği politikalar şunlardır (İDB, 2024e), (UNFCCC, 2023):

- Enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji potansiyelinin mümkün olan en üst düzeyde kullanılması,
- Türkiye Ulusal Enerji Planı (UEP) doğrultusunda, güneş enerjisinde 33 GW, rüzgâr enerjisinde 18 GW, hidroelektrik enerjide 35 GW ve nükleer enerjide 4,8 GW'lik ortalama kurulu güç kapasitesine ulaşılması,
- 2,1 GW batarya ve 1,9 GW elektrolizör kapasitesine ulaşılması,
- Birincil enerji tüketiminde yenilenebilir enerji oranının %20,4'e çıkarılması,
- Birincil enerji yoğunluğunun 0,113 tep/bin ABD doları, nihai enerji yoğunluğunun ise 0,08 tep/bin ABD doları seviyesine düşürülmesi,
- Emisyon ticaret sisteminin (ETS) hayata geçirilmesi.

2.2.4. Avrupa Yeşil Mutabakatı

Paris Anlaşması kapsamında Avrupa'yı 2050 yılına kadar sera gazı emisyonlarının net olarak sıfırlandığı dünyanın ilk iklim nötr kıtası haline getirmeyi hedefleyen AYM, 2020 yılında Avrupa Komisyonu tarafından onaylamıştır. Bu kapsamda AB, sanayi, finans, enerji, ulaşım ve tarım gibi birçok alanda politikalarını iklim değişikliği odaklı bir şekilde yeniden

şekillendireceğini duyurmuştur. AYM, AB'nin Tek Pazar'ın kuruluşundan bu yana gerçekleştirdiği en büyük girişim olarak kabul edilmektedir (Ticaret Bakanlığı, 2024).

AYM çerçevesinde; AB'nin iklim, enerji, arazi kullanımı, ulaşım ve vergilendirme politikalarını %55 emisyon azaltım hedefine uygun hale getirmek amacıyla "Fit for 55" teklif paketi Avrupa Komisyonu tarafından 14 Temmuz 2021'de kabul edilmiştir. Bu pakette, 2026 yılından itibaren üçüncü ülkelerden yapılacak ithalatta karbon vergisi uygulanmasını öngören Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) da yer almaktadır. SKDM, AB'nin iklim hedeflerine ulaşmak için kullandığı araçlardan biri olup yeşil dönüşüm maliyetlerinin AB'nin küresel rekabet gücünü olumsuz etkilememesini sağlamayı hedeflemektedir (Ticaret Bakanlığı, 2024). Mekanizma, AB üyesi ülkelere ihraç edilecek ürünlerin üretilmesi esnasında ortaya çıkan emisyon yoğunluğuna göre vergi alınmasını amaçlamaktadır (Yılmaz, 2022). Böylelikle, üretim maliyeti düşük fakat çevreye verdiği zararı yüksek olan ürünler ile maliyeti yüksek fakat çevreye verdiği zararı düşük olan ürünler rekabet edebilir duruma gelebilecektir.

SKDM kapsamında, 1 Ekim 2023 tarihinde sadece raporlama yükümlülüğünü içeren geçiş dönemi başlamış olup mali yükümlülüklerin devreye girdiği asıl uygulama dönemi 1 Ocak 2026 tarihi itibarıyla başlayacaktır. SKDM, doğrudan emisyonların yanı sıra ürünlerin üretimi aşamasında kullanılan elektriğin üretiminden kaynaklanan dolaylı emisyonları da aşamalı olarak mekanizmaya dâhil edecektir (Ticaret Bakanlığı, 2021).

Elektrik tüketiminden kaynaklanan dolaylı emisyonlar için üretimin gerçekleştiği ülke elektrik şebekesinin karbon/emisyon yoğunluğu üzerinden hesaplama yapılacaktır. Ancak, tesis içinde elektriğini kendisi üreten üreticiler veya kullandığı elektriği doğrudan bir enerji şirketinden temin eden üreticiler gerçekleşen emisyon değerlerini kullanabilecektir.

SKDM ile birçok ülkenin üretim süreçlerindeki karbon emisyonlarını maliyetlerine yansıtması gerekecektir. Boston Consulting Group'un tahminlerine göre, AB ile demir-çelik ticareti gerçekleştiren ülkeler içerisinde üretim maliyetlerinin Türkiye için %10, Güney Kore için %12, Çin ve Hindistan için %17 oranında artması beklenmektedir (Boston Consulting Group, 2022).

2.3. Türkiye'nin Plan, Program ve Yol Haritaları

Türkiye, iklim değişikliği ile mücadele etmek, ulusal ve uluslararası taahhütlerine uyum sağlamak amacıyla çeşitli plan ve politikalar geliştirmiştir. Bu bölümde, Türkiye'nin üst politika belgelerinden bahsedilmektedir.

2.3.1. Türkiye Ulusal Enerji Planı

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından hazırlanan UEP, Türkiye'nin 2053 yılı için belirlediği net sıfır emisyon hedefine odaklanmaktadır. Plan, 2035 yılına kadar enerji sektörü için detaylı projeksiyonlar ile 2053 yılına yönelik öngörüler sunmaktadır.

2035 yılına ilişkin projeksiyonlar

- Birincil enerji tüketiminin 205,3 milyon mtep, elektrik tüketiminin 510,4 TWh olması ve elektrik/nihai enerji tüketimi oranının %24,9 seviyesine ulaşması öngörülmektedir.
- Enerji yoğunluğunun %35,3 oranında azaltılması hedeflenmektedir.
- Toplam kurulu gücün 189,7 GW seviyesine, güneş enerjisinde 52,9 GW, rüzgâr enerjisinde 29,6 GW kapasiteye ulaşacağı tahmin edilmektedir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payının %54,7, kurulu güç içindeki payının ise %64,7 olması beklenmektedir.
- Batarya kapasitesinin 7,5 GW'ye, elektrolizör kapasitesinin 5 GW'ye, talep tarafı katılımının ise 1,7 GW'ye ulaşacağı öngörülmektedir.

2053 yılına yönelik öngörüler

- 2020-2035 döneminde %3,5 artması beklenen elektrik talebinin, 2035-2053 döneminde yıllık %5,2 oranında artış göstereceği ve elektriğin nihai enerji tüketimindeki payının %55,6'ya yükseleceği tahmin edilmektedir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payı %69,1, kesintili yenilenebilir kaynakların payı ise %61,4 seviyesine ulaşacaktır.
- Hidroelektrik santrallerin kurulu güçteki payı %10'un altına düşecektir.

- Kesintili kaynakların toplam üretim içindeki payına bağlı olarak ihtiyaç duyulan nükleer enerji santrali kapasitesi değişkenlik gösterecek olup kurulu güçteki payının %8,4'e ulaşacağı öngörülmektedir.
- Doğal gaz santrallerinin payı düşerken, bu santraller dengeleme görevini sürdürecektir.
- Kömür santrallerinden sağlanan elektrik üretimi 2053 yılına kadar azalarak devam edecektir. Ancak, bu santraller işletme ömürleri dolmadan devreden çıkmayacak ve rezerv kapasite olarak kullanılacaktır (ETKB, 2022).

2.3.2. On İkinci Kalkınma Planı

2024-2028 yıllarını kapsayan On İkinci Kalkınma Planı, 2053 yılı için net sıfır emisyon hedefi ve Paris Anlaşması doğrultusunda belirlenen hedeflere ulaşmak amacıyla çeşitli politika, tedbir ve değerlendirmeleri içermektedir. Plan'ın "2053 Yılında Türkiye" başlıklı bölümünde şu hedeflere yer verilmiştir (SBB, 2023a):

- Doğal kaynakların sürdürülebilir yönetimi, enerji dönüşümü, yeşil altyapı ve döngüsel ekonomi yatırımları, çevre koruma ve yeşil teknolojilerin yerli üretim imkânlarıyla yaygınlaştırılması gibi alanlarda kararlı adımlar atılarak 2053 yılına kadar net sıfır emisyon hedefine ulaşılacağı,
- Yenilenebilir enerji, elektrifikasyon, enerji verimliliği, yeşil hidrojen ve enerji depolama yatırımlarının 2053 yılı net sıfır emisyon hedefi için kritik rol oynayacağı,
- Akkuyu Nükleer Güç Santrali'ne (NGS) ek olarak yeni nükleer santraller ve yerli küçük modüler reaktörlerin devreye alınarak, nükleer enerjinin kullanımının yaygınlaştırılacağı,
- Ülkemizin yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarıyla arz güvenliğini tam olarak sağlamış bir konumda olacağı.

"Plan'ın Hedef ve Politikaları" bölümünde 2028 yılında; elektrik enerjisi talebinin 430 TWh, kişi başına elektrik enerjisi tüketiminin 4700 kWh, elektrik kurulu gücünün 136 GW, batarya depolama kapasitesinin ise 5 GW olması öngörülmektedir. Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payının %50'ye çıkarılması hedeflenmektedir (SBB, 2023a).

2.3.3. Orta Vadeli Program

2024-2026 yıllarını kapsayan Orta Vadeli Program (OVP), ekonomik büyümeyi sağlarken çevresel dönüşümü de desteklemektedir. OVP'de "Yeşil Dönüşüm" başlığı altında 2053 net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda stratejiler sunulmaktadır. Sera gazı emisyonlarını azaltmayı destekleyen, iklim değişikliğine uyum kapasitesini artıran, rekabetçiliği ve verimliliği ön planda tutan, adil geçişi gözeten bir yaklaşım benimsenmiştir. Ayrıca, küresel finansman kaynaklarından azami düzeyde faydalanılarak ulusal teşvik mekanizmalarının geliştirilmesi hedeflenmektedir. OVP'de elektrik sektörüne ilişkin bazı önemli politikalar şunlardır (SBB, 2023b):

- Ulusal ETS'nin hukuki altyapısının tamamlanarak, SKDM'ye uyumlu hale getirmek.
- SKDM ve 2053 net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda enerji depolama, yeşil hidrojen, karbon yakalama, kullanma ve depolama teknolojilerinin geliştirilmesi.
- Mikro-şebeke yönetimi ve dijitalizasyonu teşvik eden araştırma ve yenilik faaliyetlerinin desteklenmesi.

2.3.4. İklim Değişikliği Azaltım Stratejisi ve Eylem Planı

2053 net sıfır emisyon hedefi, On İkinci Kalkınma Planı, OVP ve NDC dikkate alınarak, Türkiye'nin önümüzdeki dönemdeki iklim değişikliğiyle mücadele hedeflerini belirlemek ve bu kapsamda yürütülecek faaliyetleri tasarlamak amacıyla hazırlanan ve 2024-2030 dönemini kapsayan "İklim Değişikliği Azaltım Stratejisi ve Eylem Planı", enerji, sanayi, binalar, ulaştırma, tarım, atık, Arazi Kullanım, Arazi Kullanım Değişiklikleri ve Ormancılık (AKAKDO) sektörleri ile karbon fiyatlandırma mekanizmaları ve adil geçiş konularında sera gazı azaltım politikalarını kapsayan 49 strateji ve 260 eylem içermektedir. Plan'da elektrik sektörüne ilişkin önemli stratejiler şunlardır (İDB, 2024c):

- Elektrik üretiminde karbon yoğunluğunun azaltılması,
- Sektörler arası entegrasyonun sağlanması ve talep yönetimi için katılımın teşvik edilmesi,
- Elektrik altyapısının güçlendirilmesi ve iletim-dağıtım hatlarındaki teknik kayıpların azaltılması,

- Düşük karbonlu üretim teknolojilerinin yaygınlaştırılması ve alternatiflerin geliştirilmesi,
- Engellenemeyen sera gazı emisyonlarının azaltımı için karbon yakalama, kullanma ve depolama yol haritasının oluşturulması.

2.3.5. İklim Değişikliğine Uyum Stratejisi ve Eylem Planı

İklim değişikliğinin olumsuz etkilerine karşı direnç oluşturmak ve toplumsal, ekonomik, çevresel dayanıklılığı artırmak amacıyla, 2024-2030 yıllarını kapsayan "İklim Değişikliğine Uyum Stratejisi ve Eylem Planı" hazırlanmıştır. Plan'da yer verilen hazırlık aşamasında olan mevzuat ve politika belgeleri şunlardır (İDB, 2024d):

- İklim Kanunu
- Yerel İklim Değişikliği Eylem Planı Yönetmeliği
- Türkiye Mekânsal Strateji Planı 2053
- Su Kanunu
- Taşkın Kanunu
- 2053 Uzun Dönemli İklim Değişikliği Stratejisi
- Döngüsel Ekonomi Stratejisi ve Eylem Planı
- Sürdürülebilir Tüketim ve Üretim Stratejisi
- Sürdürülebilir Akıllı Ulaşım Stratejisi ve Eylem Planı
- Yeşil Büyüme Teknoloji Yol Haritası
- İklim Finansman Stratejisi

2.3.6. Türkiye Yeşil Mutabakat Eylem Planı

AB'nin, 11 Aralık 2019 tarihinde AYM'yi açıklamasının ardından, AYM'ye uyum sağlamak amacıyla Türkiye Yeşil Mutabakat Eylem Planı hazırlanmıştır. Bu Plan, Türkiye ekonomisi ve sanayisinin yeşil dönüşümünü desteklemeyi ve özellikle AB ile olan ticaretinde Türkiye'nin rekabet gücünü korumayı hedeflemektedir. Plan kapsamında yer alan dokuz temel konu başlığı şunlardır (Ticaret Bakanlığı, 2021):

- Sınırda Karbon Düzenlemeleri

- Yeşil ve Döngüsel Bir Ekonomi
- Yeşil finansman
- Temiz, Ekonomik ve Güvenli Enerji Arzı
- Sürdürülebilir Tarım
- Sürdürülebilir Akıllı Ulaşım
- İklim Değişikliği ile Mücadele
- Diplomasi
- Bilgilendirme ve Bilinçlendirme Çalışmaları

SKDM kapsamına giren ürünlerde Türkiye'nin AB ülkelerine 2022 yılı ihracatı yaklaşık 13,1 milyar Amerikan doları olarak gerçekleşmiş olup toplam küresel ihracat ise 31,5 milyar Amerikan dolarıdır. Bu dönemde, Türkiye'nin AB'ye gerçekleştirdiği ihracat, toplam ihracatın %42'sini oluşturmuştur. SKDM kapsamındaki ürün gruplarının 2022 yılına ait ihracat verileri Çizelge 2.1'de gösterilmektedir (Ticaret Bakanlığı, 2022).

Çizelge 2.1. SKDM kapsamında yer alan ürün gruplarında Türkiye'nin ihracatı

Ürün Grubu	AB'ye İhracat (bin Amerikan doları)	Küresel İhracat (bin Amerikan doları)	Küresel İhracatta AB'nin Payı (%)
Demir-Çelik	8 110 929	22 070 677	37%
Alüminyum	3 999 941	6 447 932	62%
Gübre	502 567	1 053 577	48%
Çimento	244 688	1 663 042	15%
Elektrik	225 653	293 267	77%
Toplam	13 083 778	31 528 495	42%

Türkiye'nin AB'ye yüksek ihracat miktarı dikkate alındığında, SKDM kapsamındaki ürünlerde AB mevzuatına uyum sağlanmaması durumunda Türkiye'nin ticaret hacmi ve pazar payının azalması ve rekabet avantajının kaybedilmesi riskinin bulunduğu değerlendirilmektedir.

2.3.7. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı

Enerji verimliliği, Türkiye'nin enerji arz güvenliğini artırmak ve enerji maliyetlerini düşürmek adına büyük önem taşımaktadır.

2007 yılında yürürlüğe giren Enerji Verimliliği Kanunu ile Türkiye'de enerji verimliliği alanında dönüşüm süreci başlamış, 2012 yılında yayımlanan Enerji Verimliliği Strateji Belgesi (2012-2023) ile 2023 yılı için hedefler belirlenmiştir. Bu hedeflere ulaşmak için hazırlanan 2017-2023 yıllarını kapsayan I. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı (UEVEP) ile 10,9 milyar Amerikan doları yatırımı öngörülmüş ve bu yatırımlarla 23,9 mtep enerji tasarrufu ve 66,6 mt CO_2e emisyon azaltımı hedeflenmiştir (ETKB, 2024c).

2017-2023 yılları arasındaki dönemde enerji verimliliğine toplamda 8,47 milyar Amerikan doları yatırım yapılmış; bu yatırımlar sonucunda 24,6 mtep enerji tasarrufu ve 68,62 mt CO_2e azaltımı (kümülatif) sağlanmıştır. Plan'da yapılan yatırımların benzer etkilerinin 2033 yılına kadar devam edeceği ve bu süre içinde 30,2 milyar Amerikan doları kümülatif tasarruf sağlanacağı öngörülmektedir. Plan'ın hazırlandığı döneme kıyasla günümüzde teknoloji maliyetlerinde yaklaşık %25 oranında düşüş olması I. UEVEP'te hedeflenen tasarrufların daha düşük maliyetle gerçekleşmesini sağlamıştır (ETKB, 2024c).

I. UEVEP'in ardından Türkiye'nin enerji verimliliği konusundaki stratejik hedeflerini belirleyen II. UEVEP, 2024-2030 dönemini kapsayacak şekilde hazırlanmıştır. Plan çerçevesinde toplam 20,2 milyar Amerikan doları tutarında enerji verimliliği yatırımı yapılması ve bu yatırımlar neticesinde kümülatif olarak 37,1 mtep birincil enerji tasarrufu sağlanması hedeflenmektedir (ETKB, 2024c).

Plan'da öngörülen bu tasarruf miktarı, 2024-2030 yılları arasında Türkiye'nin birincil enerji tüketiminde %16 oranında bir azaltıma denk gelmektedir. Bu hedefin gerçekleştirilmesi ile enerji tüketiminin azaltılması yoluyla 100 mt CO_2e sera gazı emisyonunun da azaltılması öngörülmektedir (ETKB, 2024c). II. UEVEP, enerji verimliliği konusunda yasal ve kurumsal düzenlemeler, kapasite geliştirme, teşvik mekanizmaları ve farkındalık oluşturma gibi çeşitli politika araçlarını içermektedir. Böylece, enerji tüketiminde azalma sağlanarak ekonomik kazanç elde edilmesi ve çevresel sürdürülebilirliğe katkı sunulması amaçlanmaktadır.

2.3.8. Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası

Hidrojen, yüksek enerji yoğunluğu ve düşük çevresel etkisi nedeniyle fosil yakıtlara alternatif bir enerji taşıyıcısı olarak dikkat çekmektedir. Enerji geçiş sürecinde hidrojenin

çok yönlü kullanımı, özellikle ulaşım, sanayi, yenilenebilir enerji entegrasyonu ve yeşil kimyasal üretimi gibi alanlar için önem arz etmektedir.

Dünya genelinde artan enerji talebi ve iklim değişikliği ile mücadele kapsamında hidrojen teknolojilerine yönelik yatırımların önümüzdeki yıllarda hız kazanacağı öngörülmektedir. Türkiye de bu küresel trendin bir parçası olarak, hidrojen teknolojilerini enerji dönüşüm sürecine dâhil etmeyi hedeflemektedir. Ekonomik kalkınmayı desteklemek ve 2053 yılı için belirlenen net sıfır karbon emisyonu hedefine ulaşmak amacıyla "Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası" hazırlanmıştır (ETKB, 2023).

Bu strateji ve yol haritasında, Türkiye'nin hidrojen üretimi, depolanması, taşınması ve kullanımına yönelik hedefler ve stratejiler belirlenmiştir. Türkiye'nin bu alandaki temel hedeflerinden biri, yeşil hidrojen üretim maliyetini kademeli olarak düşürmektir. Stratejiye göre, yeşil hidrojen üretim maliyetinin 2035 yılına kadar 2,4 Amerikan doları/kg'ye düşürülmesi, 2053 yılına kadar ise 1,2 Amerikan doları/kg'nin altına indirilmesi hedeflenmektedir (ETKB, 2023).

Strateji kapsamında bir diğer önemli hedef, elektrolizör kurulu güç kapasitesinin artırılmasıdır. 2030 yılında 2 GW, 2035 yılında 5 GW ve 2053 yılında 70 GW'ye ulaşması hedeflenen elektrolizör kurulu güç kapasitesi, hidrojen üretim potansiyelinin artırılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması açısından önemlidir (ETKB, 2023).

3. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE ENERJİ

3.1. Enerji Kavramı

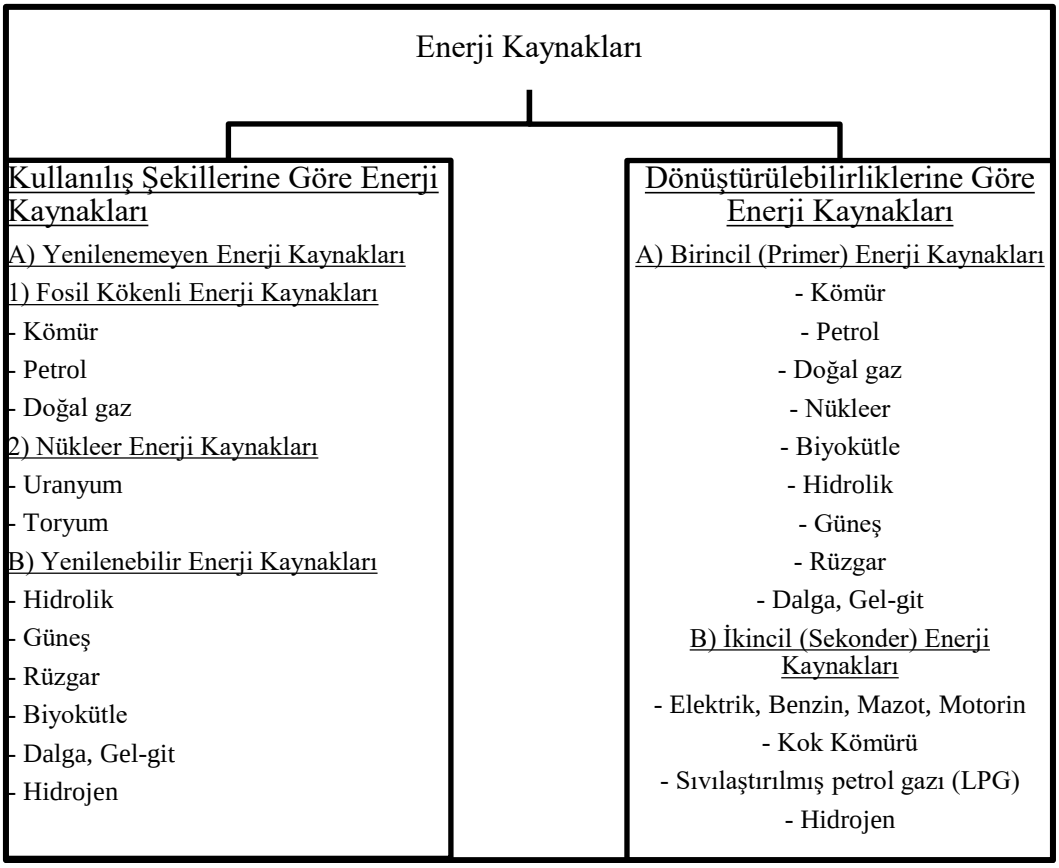
Enerji, bir ülkenin ekonomik büyümesi ve sosyal kalkınma düzeyinin temel belirleyicilerinden biridir. Nüfus artışı ve sanayileşme, özellikle gelişmekte olan ülkelerde enerji talebinde hızlı artışlara neden olmaktadır. Bu durum, kişi başına düşen elektrik tüketimi gibi göstergelerin ekonomik kalkınma ile doğru orantılı bir şekilde yükselmesini de beraberinde getirmektedir.

Tarih boyunca enerji kaynaklarının kontrolü ve paylaşımı, savaşların ve uluslararası çatışmaların temel nedenlerinden biri olmuştur. Enerji kaynaklarının sürekliliği ve yeterliliği, ulusal güvenlik ve ekonomik istikrar açısından büyük önem taşımaktadır. 2021 yılında başlayan Rusya-Ukrayna gerilimi, enerjide kendi kendine yetebilmenin ve arz güvenliğinin önemini bir kez daha gözler önüne sermiştir. Enerjinin, günümüzde olduğu gibi gelecekte de kritik önemini koruyacağı ve ülkelerin politikalarında belirleyici bir konumda olmaya devam edeceği değerlendirilmektedir.

Günümüzde enerji kaynakları, sadece ekonomik kalkınmanın değil, aynı zamanda çevre ve iklim politikalarının da merkezinde yer almaktadır. İklim değişikliğiyle mücadele, fosil yakıt kullanımını azaltmayı ve yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişi zorunlu kılmaktadır. Bu durum, sürdürülebilir kalkınma hedefleri doğrultusunda enerji politikalarının yeniden şekillendirilmesini gerektirmektedir.

3.2. Enerji Kaynakları

Enerji, kimyasal, nükleer, mekanik (potansiyel ve kinetik), termal, hidrolik, güneş, rüzgâr, elektrik enerjisi gibi değişik şekillerde bulunabilmekte ve uygun yöntemlerle birbirine dönüştürülebilmektedir. Enerji kaynakları; kullanışlarına göre yenilenebilir ve yenilenemez enerji kaynakları olarak, dönüştürülebilirliklerine göre ise birincil ve ikincil enerji kaynakları olarak sınıflandırılmaktadır. Şekil 3.1'de enerji kaynaklarının sınıflandırması görülmektedir (Koç ve Şenel, 2013).



Şekil 3.1. Enerji kaynakları (Koç ve Şenel, 2013)

Yakın bir gelecekte tükenme ihtimali olan ve kendini yenileyemeyen enerji kaynakları "yenilenemez enerji kaynakları" olarak adlandırılmaktadır. Bu kaynaklar, fosil kaynaklı (petrol, doğal gaz, kömür) ve çekirdek (nükleer) kaynaklı olarak iki ana grupta sınıflandırılmaktadır. Yenilenemez enerji kaynakları, dünya enerji talebinin büyük bir kısmını karşılamakta olup çevresel etkileri nedeniyle yerini giderek yenilenebilir enerji kaynaklarına bırakmaktadır. Uzun vadede tükenme riski bulunmayan ve kendini sürekli yenileyebilen enerji kaynakları "yenilenebilir enerji kaynakları" olarak tanımlanmaktadır. Güneş, rüzgâr, hidroelektrik, biyokütle ve jeotermal gibi yenilenebilir kaynaklar, fosil yakıtlara kıyasla çevreye daha az zarar verir ve iklim değişikliğiyle mücadelede kritik öneme sahiptir.

Herhangi bir değişim veya dönüşüme uğramamış, doğrudan doğadan elde edilen enerji "birincil enerji" olarak adlandırılmaktadır. Petrol, kömür, doğal gaz, nükleer enerji, hidrolik enerji, biyokütle, güneş ve rüzgâr birincil enerji kaynaklarıdır. Bu kaynaklar, enerji üretiminin temel girdilerini oluşturmakta ve enerji arz güvenliği açısından stratejik bir

öneme sahiptir. Birincil enerjinin dönüştürülmesi sonucu elde edilen enerjiler "ikincil enerji" olarak adlandırılmaktadır. Elektrik, benzin, motorin, kok kömürü, petrokok, sıvılaştırılmış petrol gazı gibi kaynaklar ikincil enerji kaynaklarıdır (Koç ve Şenel, 2013).

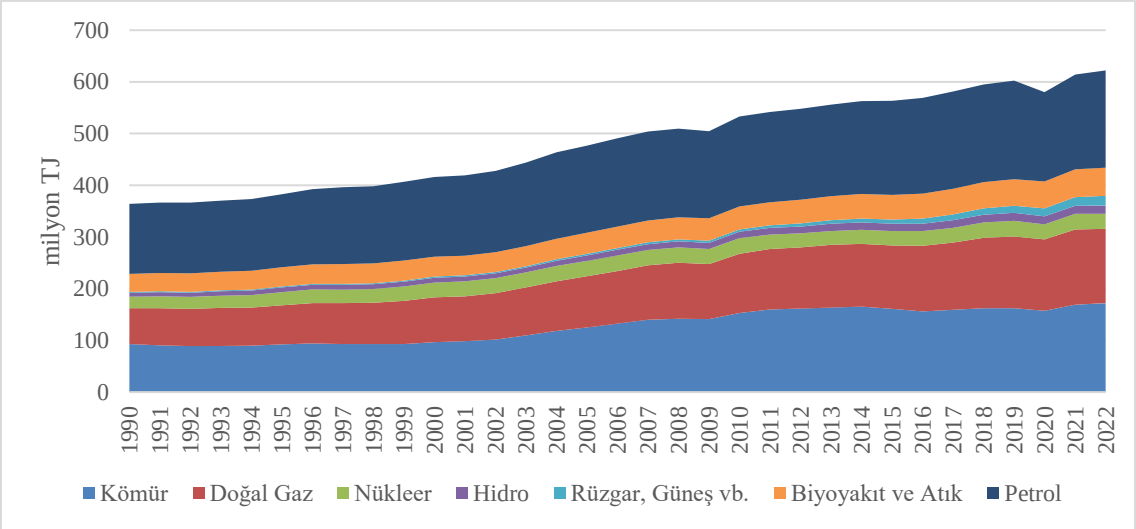
3.3. Dünya Genel Enerji Görünümü

Bu bölümde, dünya enerji sektörünün bugünkü durumu ve geleceğine ilişkin genel bir değerlendirme sunulmaktadır.

3.3.1. Dünya enerji arzı

Toplam enerji arzı, son kullanıcılara tedarik etmek için gereken tüm enerjiyi temsil etmektedir. Bu enerji kaynaklarının bazıları doğrudan kullanılırken bir kısmı da nihai tüketim için yakıta veya elektriğe dönüştürülmektedir.

2022 yılında dünya enerji arzında en büyük paya sahip enerji kaynağı %30 ile petroldür. Petrolü sırasıyla kömür (%28), doğal gaz (%23), yenilenebilir kaynaklar (%14) ve nükleer enerji (%5) takip etmektedir. 1990 yılında dünya enerji arzında petrol %37 ile daha yüksek bir paya sahipken, kömür %25, doğal gaz %19, yenilenebilir enerji %13 ve nükleer enerji %6 paya sahipti. Bu durum, zaman içinde enerji arzında petrolün payının azaldığını ancak kömür ve doğal gaz gibi diğer fosil yakıtlarla birlikte halen önemli bir yer tuttuğunu göstermektedir. Öte yandan, yenilenebilir enerji kaynaklarının payı kısmen artarak enerji arzında giderek daha önemli bir konuma gelmektedir. Dünya enerji arzının kaynak bazında yıllar itibarıyla gelişimi Şekil 3.2'de yer almaktadır.



Şekil 3.2. Kaynak bazında dünya enerji arzı (IEA, 2024b)

World Energy Outlook (WEO) 2023 Raporu'na göre, gelecekteki enerji talebi üzerinde ekonomik büyüme ve nüfus artışı gibi temel faktörlerin büyük etkisi olacaktır. Küresel ekonominin 2050 yılına kadar yıllık ortalama %2,6 oranında büyümesi ve 2022 yılında 7,9 milyar olan dünya nüfusunun 2050 yılında 9,7 milyara ulaşması beklenmektedir. Bu büyüme oranları doğrultusunda, dünya genelinde enerji talebinde de kayda değer bir artış öngörülmektedir (IEA, 2023).

WEO 2023'ün ülkelerin mevcut politikalarını esas alan "Açıklanan Politikalar Senaryosu"na göre, dünya enerji talebi yıllık ortalama %0,5 oranında artışla 2022 yılına göre %14,7 oranında yükselip 2050 yılında 725 EJ seviyesine ulaşacaktır. Rapor'da ayrıca, birincil enerji arzında petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil yakıtların ağırlığının önümüzdeki yıllarda da devam edeceği belirtilmektedir. Ancak, enerji talebindeki artışın büyük oranda yenilenebilir enerji kaynakları ile karşılanması beklenmektedir. 2030 yılında birincil enerji arzındaki en büyük payın yine %29 ile petrole ait olacağı öngörülmekte olup petrolün 2050 yılında da enerji arzında önemli bir yer tutacağı düşünülmektedir. Öte yandan, hidroelektrik dışı yenilenebilir enerji kaynaklarının, özellikle güneş ve rüzgâr enerjisinin, en hızlı artış oranına sahip kaynak türü olacağı ifade edilmektedir (IEA, 2023).

"Açıklanan Politikalar Senaryosu"na göre, 2022-2050 yılları arasındaki toplam nihai enerji tüketimindeki artışın yarısından fazlasının yüksek ekonomik büyüme ve hızlı nüfus artış oranlarına sahip Asya Pasifik ülkelerinde, özellikle Hindistan'da gerçekleşeceği

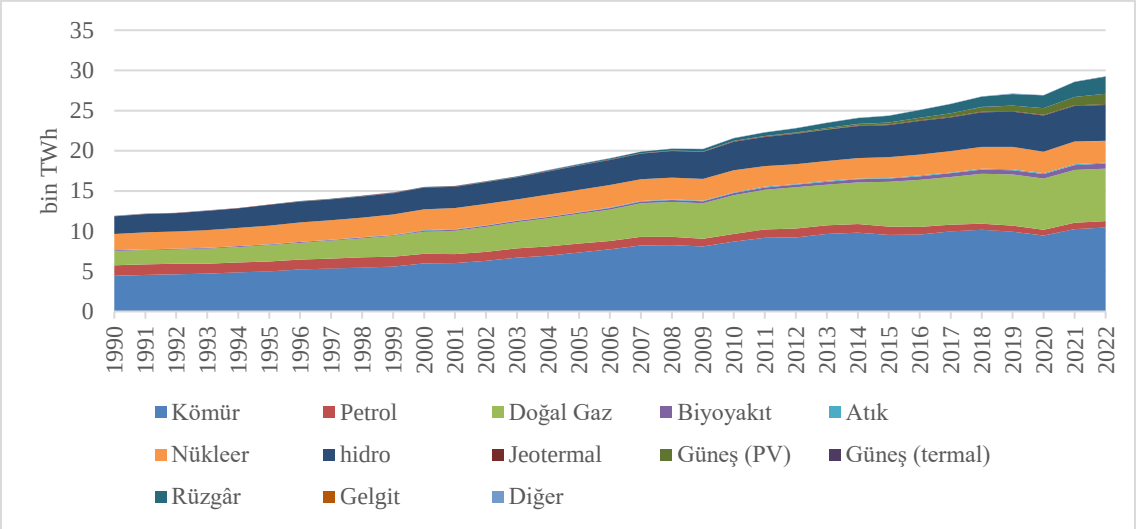
öngörülmektedir. Bu durum, Asya Pasifik bölgesinin dünya enerji tüketimindeki ağırlığının artarak devam edeceğine işaret etmektedir. Aynı dönemde Avrupa'nın enerji tüketiminde ise %12,9'luk bir azalma beklenmektedir (IEA, 2023). Bu azalış, Avrupa'da enerji verimliliği politikalarının etkin uygulanmasının ve yenilenebilir enerjiye geçişin bir sonucu olarak değerlendirilebilir.

Yine "Açıklanan Politikalar Senaryosu"na göre 2015 yılı itibarıyla dünyanın en fazla enerji tüketen ülkesi olan Çin'in, 2050 yılında ikinci sırada olması beklenen ABD'den %94,2 daha fazla enerji tüketeceği öngörülmektedir. Hindistan'ın ise 2030 yılında AB'yi geçerek Çin ve ABD'nin ardından dünyanın üçüncü büyük enerji tüketicisi olması beklenmektedir. Bu dört büyük enerji tüketicisinin (Çin, ABD, Hindistan, AB), 2050 yılına gelindiğinde dünya enerji tüketiminin %48,4'ünü oluşturacağı tahmin edilmektedir (IEA, 2023). Bu durum, dünya enerji tüketiminin büyük ölçüde birkaç ülke veya bölge tarafından gerçekleştirildiğini ve bu ülkelerin enerji politikalarının küresel enerji piyasaları üzerinde önemli etkiler oluşturabileceğini göstermektedir.

3.3.2. Dünya elektrik üretimi

"Açıklanan Politikalar Senaryosu"na göre elektriğin dünyada 2050 yılına kadar en hızlı büyüme gösteren nihai enerji formu olacağı tahmin edilmektedir. 2022'de %20 olarak gerçekleşen elektriğin nihai enerji tüketimindeki payının, 2030'da %22'ye ve 2050'de %30'a yükselmesi beklenmektedir (IEA, 2023).

Şekil 3.3'te yıllar itibarıyla kaynak bazında dünya elektrik üretim verileri yer almaktadır. 2022 yılında dünya elektrik üretiminde ilk iki sırada kömür (%36) ve doğal gaz (%22) yer almaktadır.



Şekil 3.3. Kaynak bazında dünya elektrik üretimi (IEA, 2024b)

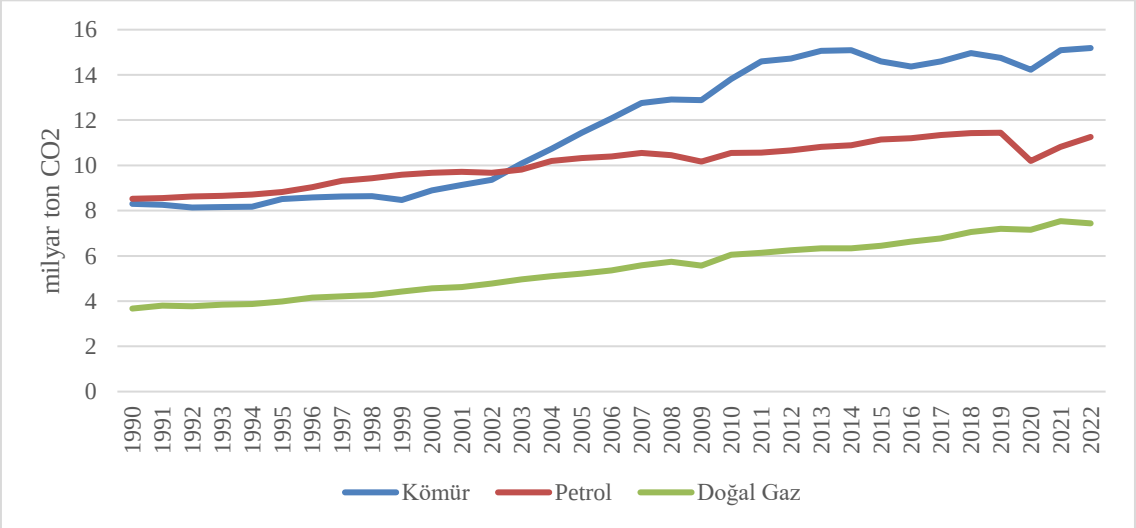
"Açıklanan Politikalar Senaryosu"na göre, 2022 yılında 29 bin TWh olarak gerçekleşen dünya elektrik üretiminin; yıllık ortalama %2,7 artışla 2030'da 35,8 bin TWh'ye, 2050'de 54 bin TWh'ye ulaşması beklenmektedir. 2022-2050 döneminde doğal gazın payının %22'den %11'e, kömürün payının %36'dan %9'a, petrolün payının %2'den %1'e, hidroelektriğin payının %15'den %12'ye, nükleerin payının %9'dan %8'e düşeceği ve güneşin payının %4'ten %32'ye, rüzgârın payının %7'den %22'ye çıkacağı öngörülmektedir (IEA, 2023).

3.3.3. Dünya elektrik kurulu gücü

WEO 2023 "Açıklanan Politikalar Senaryosu"na göre, 2022 yılında 8,6 TW olan dünya elektrik kurulu gücü yıllık ortalama %4 artış ile 2050 yılında 26 TW'ye ulaşacaktır. 2022 yılında 3,6 TW olan yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu gücünün 2050 yılında 19,1 TW'ye ulaşması beklenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları içinde en çok kurulu güç artışının yıllık ortalama %9 ile güneş santrallerinde gerçekleşeceği ve bunu %5,3 ile rüzgâr, %5,3 ile jeotermal, %1,4 ile hidroelektrik santrallerin takip edeceği öngörülmektedir (IEA, 2023).

3.3.4. Dünya karbondioksit emisyonları

Küresel ısınmanın ve iklim değişikliğinin temel nedeni olan CO_2 emisyonlarına en çok sebep olan kaynak türü 2022 yılında da kömür olmuştur. Kömürü sırasıyla petrol ve doğal gaz takip etmiştir. Şekil 3.4'te kaynak bazında dünya CO_2 emisyonlarının yıllar itibarıyla gelişimi yer almaktadır.



Şekil 3.4. Kaynak bazında küresel CO_2 emisyonları (IEA, 2024b)

Diğer taraftan, "Açıklanan Politikalar Senaryosu"na göre 2022 yılında 37 milyar ton CO_2 olarak gerçekleşen dünya toplam emisyonlarının 2035 yılında 33,1 milyar ton CO_2'ye, 2050 yılında ise 29,7 milyar ton CO_2'ye düşeceği öngörülmektedir (IEA, 2023).

Çin dünya genelinde en çok kömür tüketen ülke olmasından dolayı CO_2 emisyonu da en fazla olan ülke konumundadır. 2022 yılında dünyadaki emisyonların %31,7'sinden Çin tek başına sorumludur. Türkiye ise 15. sırada yer almakta olup 2022 yılı emisyonlarının %1,2'sine sebep olmuştur. Dünya genelinde enerji kaynaklı CO_2 emisyonlarına neden olan ilk on beş ülke sıralaması Çizelge 3.1'de yer almaktadır.

Çizelge 3.1. 2022 yılı ülkelere göre enerji kaynaklı CO_2 emisyonları (Energy Institute, 2024)

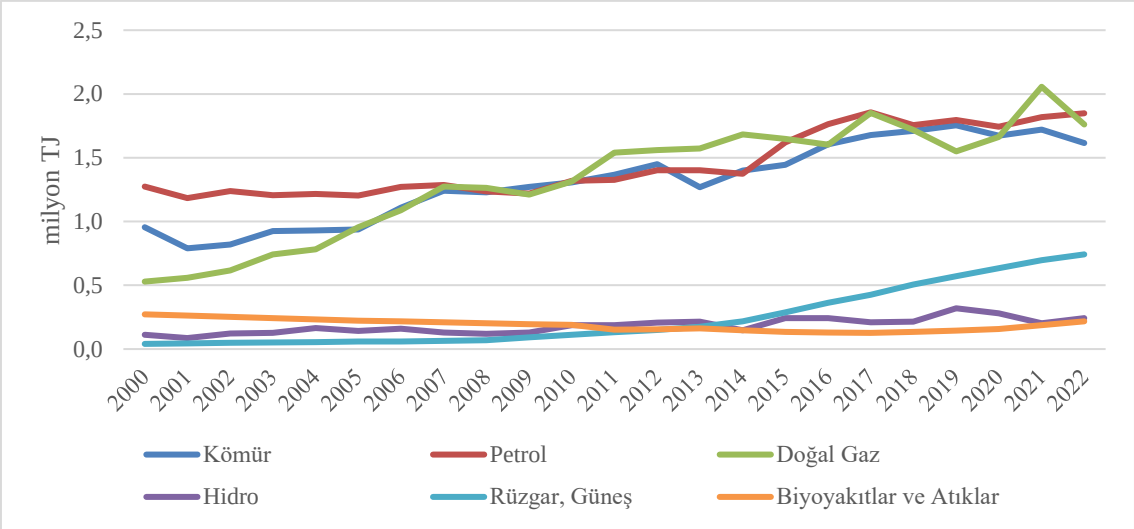
Ülke	Emisyonlar (milyar ton CO_2)	Dünyadaki Payı (%)
Çin	11,88	31,7
Amerika	5,30	14,1
Hindistan	2,87	7,6
Rusya	2,02	5,4
Japonya	1,09	2,9
İran	0,91	2,4
Endonezya	0,84	2,2
Suudi Arabistan	0,72	1,9
Almanya	0,65	1,7
Güney Kore	0,62	1,6
Kanada	0,59	1,6
Meksika	0,58	1,5
Brezilya	0,51	1,3
Güney Afrika	0,46	1,2
Türkiye	0,45	1,2
Diğer	8,02	21,4
Dünya Toplam	37,50	100

3.4. Türkiye Genel Enerji Görünümü

Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi hem pay hem de kaynak çeşitliliği olarak takip edilen strateji, politikalar ve hayata geçirilen destek mekanizmaları ile beraber artış göstermiştir. Bu bölümde, Türkiye enerji sektörünün genel görünümü ortaya konulmaktadır.

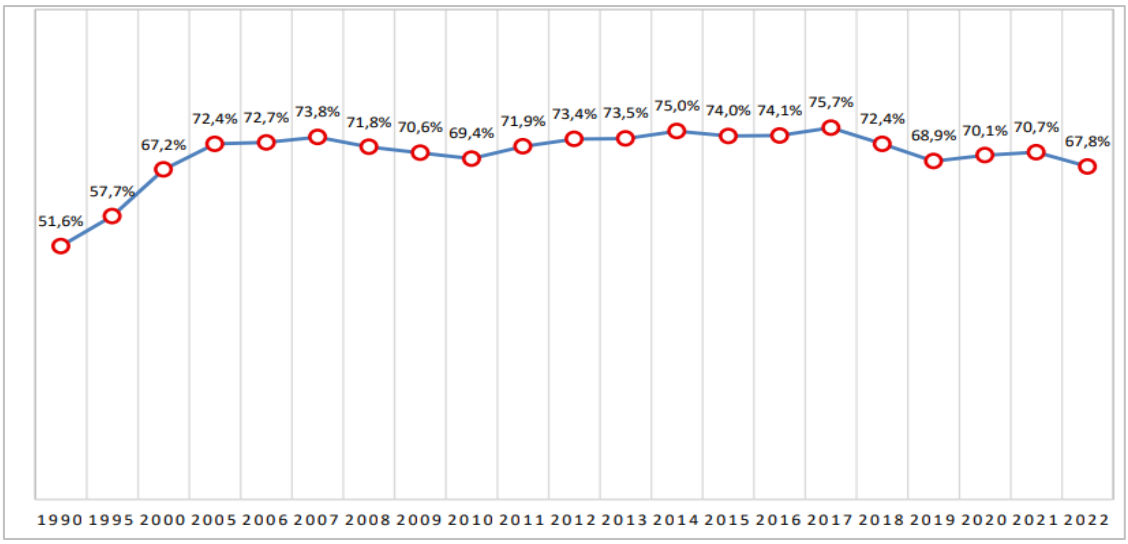
3.4.1. Enerji arzı

2022 yılında Türkiye'nin toplam enerji arzı 6,6 milyon TJ olarak gerçekleşmiştir. Toplam enerji arzı içerisinde petrol %29 oran ile birinci sırada yer alırken petrolü %27'lik pay ile doğal gaz ve %26 pay ile kömür takip etmiştir. Türkiye enerji arzının kaynak bazında yıllar itibarıyla gelişimi Şekil 3.5'te yer almaktadır.



Şekil 3.5. Kaynak bazında Türkiye enerji arzı (IEA, 2024a)

Birincil enerji talebinin yerli üretim ile karşılanma oranı, 2022 yılında %32,2 olarak gerçekleşmiştir. Bu durum, Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığının bir önceki yıla göre yaklaşık %2,9 azalarak %67,8'e düştüğünü göstermektedir (Şekil 3.6). Dışa bağımlılık oranı, özellikle 1990'ların başından itibaren doğal gaz tüketimindeki büyük artışa bağlı olarak önemli bir yükseliş göstermiş ve 2000'li yılların başından itibaren %70-76 düzeylerinde seyretmiştir. Son dönemde uygulanan enerjide dışa bağımlılığı azaltma politikaları sayesinde, birincil enerji talebinin dışa bağımlılık oranı 2022 yılında 2005'ten bu yana en düşük seviyesine inmiştir (TPAO, 2024).

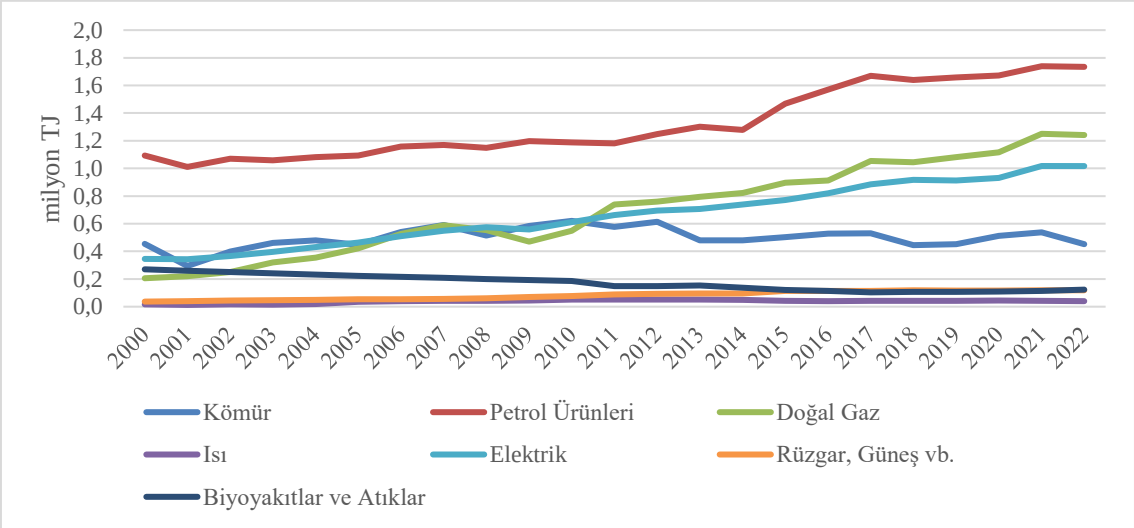


Şekil 3.6. Türkiye enerji talebinin dışa bağımlılık oranı (TPAO, 2024)

3.4.2. Nihai enerji tüketimi

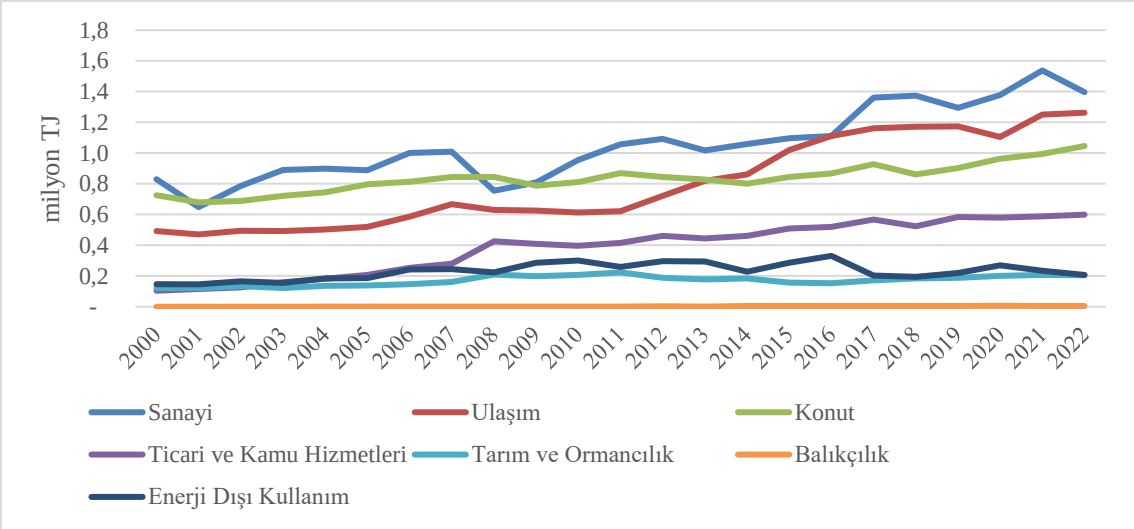
Nihai enerji tüketimi, son kullanıcıların binaları ısıtma, soğutma, aydınlatma, cihaz ve makineleri çalıştırma gibi ihtiyaçlar için kullandığı enerjiyi ifade eder. Ayrıca, kimyasal üretim için fosil yakıtların enerji dışı kullanımlarını da kapsar. Birincil enerji kaynaklarının bir kısmı, özellikle elektrik gibi nihai ürünlere dönüştürülürken kaybolur. Bu nedenle, nihai tüketimin kompozisyonu birincil enerjiye göre çok farklı görünebilir. Enerji sistemini tam olarak anlamak için her ikisine de ihtiyaç vardır (IEA, 2024a).

Türkiye'nin 2022 yılı nihai enerji tüketimi 4,7 milyon TJ olarak gerçekleşmiştir. 2022 yılında nihai enerji tüketiminde en yüksek pay %36,7 ile petrol ürünlerine aittir. Doğal gaz %26,3, elektrik %21,5 ve kömür %9,5 paya sahiptir. Kaynak bazında yıllar itibarıyla toplam nihai enerji tüketiminin gelişimi Şekil 3.7'de yer almaktadır.



Şekil 3.7. Kaynak bazında Türkiye toplam nihai enerji tüketimi (IEA, 2024a)

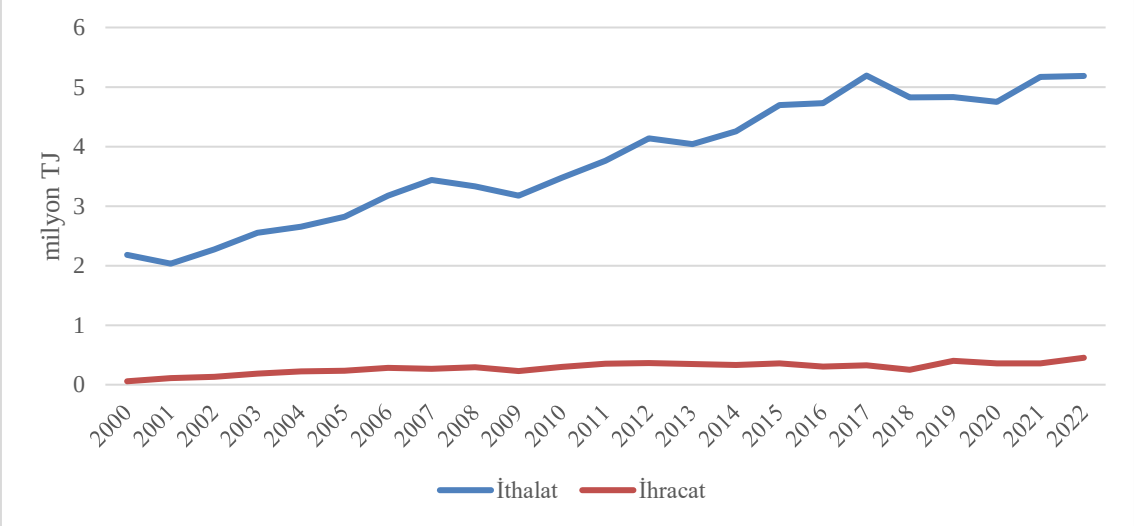
2022 yılı toplam nihai enerji tüketiminde sanayi sektörü %29,6, ulaştırma sektörü %26,7, konut %22,2, hizmet %12,7, tarım, orman ve balıkçılık sektörü %4,5 ve enerji dışı kullanım %4,4 paya sahiptir. Nihai enerji tüketiminin sektörlere göre gelişimi Şekil 3.8'de yer almaktadır.



Şekil 3.8. Sektörlere göre Türkiye nihai enerji tüketimi (IEA, 2024a)

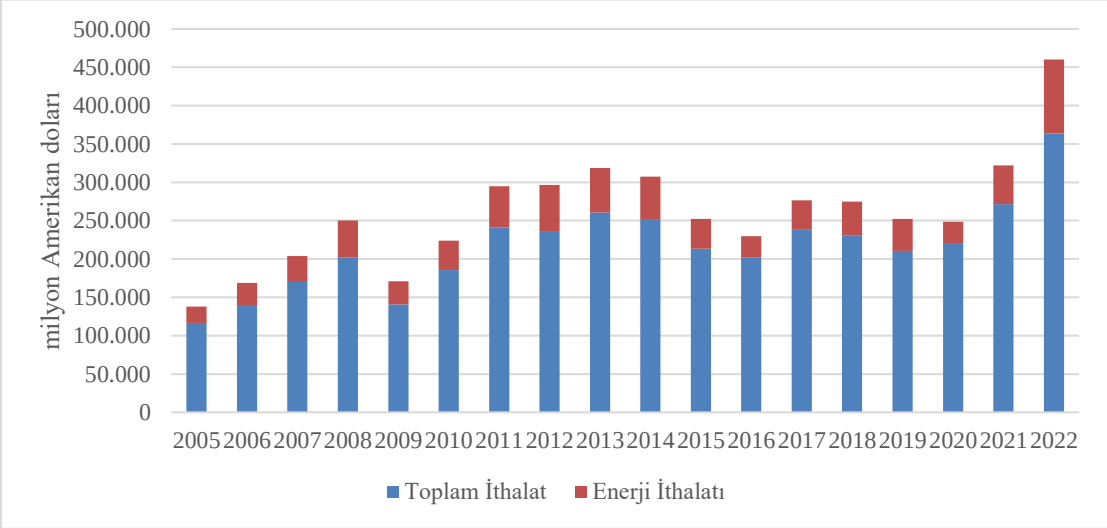
3.4.3. Enerji ticareti

Türkiye, enerji tüketiminin büyük bir bölümünü ithal fosil yakıtlarla karşılamaktadır. Özellikle ulaşım, ısıtma ve elektrik üretimi gibi alanlarda ithalatın payı oldukça yüksektir. Elektrik üretiminde, hidroelektrikten üretimin düşük olduğu kurak yıllarda bu bağımlılık daha da artmaktadır. 2000 yılında Türkiye'nin enerji ithalatı 2,2 milyon TJ seviyesindeyken, 2022 yılında bu miktar %138 artışla 5,2 milyon TJ'ye yükselmiştir (Şekil 3.9).



Şekil 3.9. Türkiye'nin enerji ticareti (IEA, 2024a)

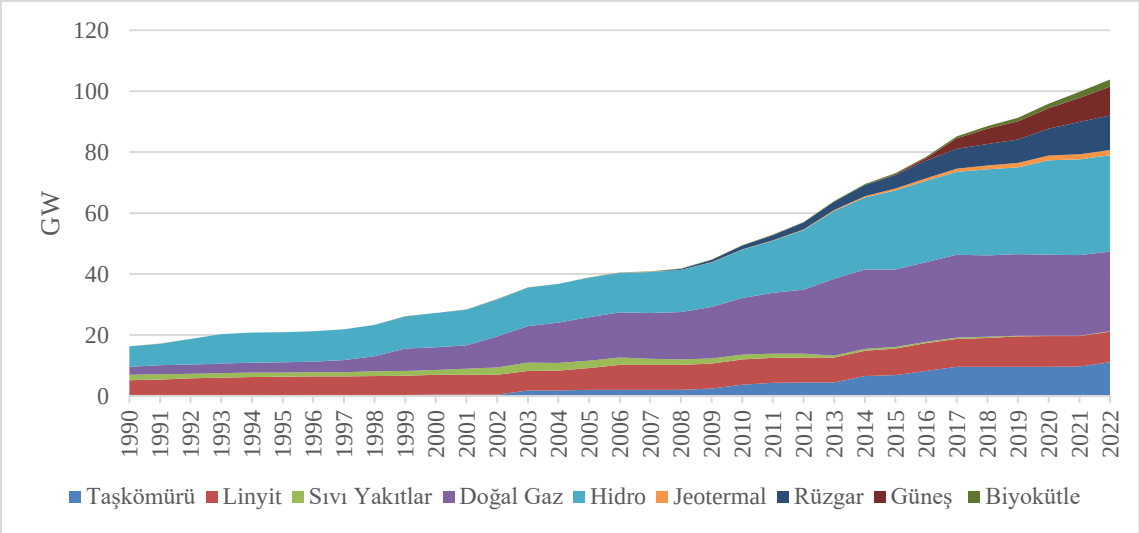
Enerji hammaddeleri ithalatı 2012 yılında 60 milyar Amerikan doları ile zirveye ulaşmıştır. Ancak, sonraki yıllarda dalgalanmalar yaşanmış; 2019'da ithalat 41,7 milyar Amerikan dolar olarak kaydedilirken, 2020 yılında COVID-19 salgınıyla azalan enerji talebi ve düşen petrol fiyatları nedeniyle ithalat %30,7 oranında azalmıştır. 2021 yılında fosil yakıt fiyatlarındaki yüksek artışlar ithalatı yeniden artırmış ve enerji ithalatı 50,5 milyar Amerikan dolarını aşmıştır. 2022 yılında ise fosil yakıt fiyatlarındaki yükseliş nedeniyle enerji ithalatı 96,5 Amerikan milyar doları ile rekor kırmış ve toplam ithalatın %26,5'ini oluşturmuştur. Şekil 3.10'da yıllar itibarıyla enerji ve toplam ithalatının gelişimi gösterilmektedir (TMMOB, 2024).



Şekil 3.10. Yıllara göre Türkiye'nin toplam ithalatı ve enerjinin payı (TMMOB, 2024)

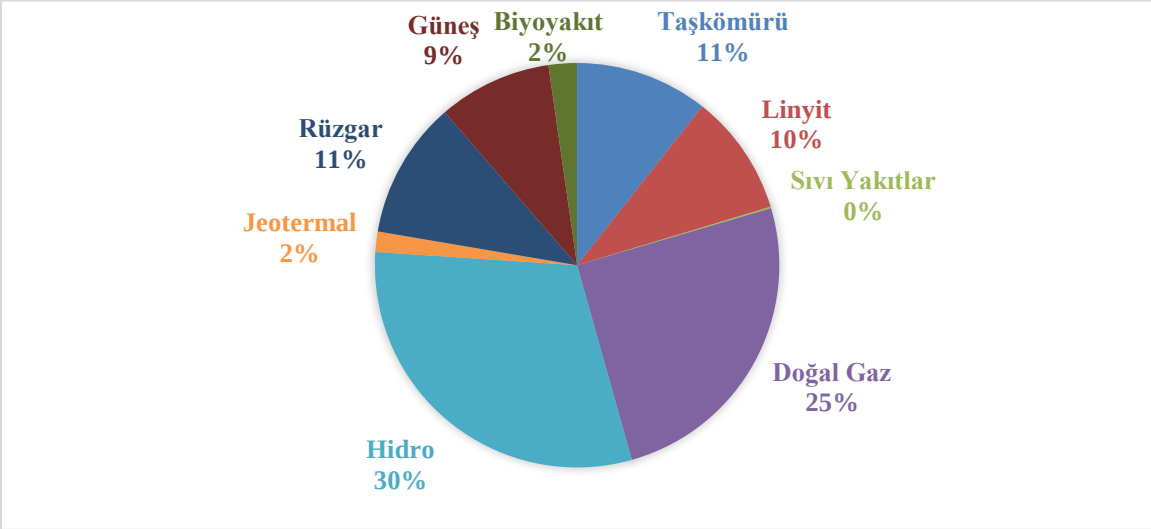
3.4.4. Elektrik kurulu gücü

Türkiye'nin elektrik kurulu gücü 2022 yılı sonu itibarıyla 103,8 GW olarak gerçekleşmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güç içerisindeki payı yaklaşık olarak %54,4'e ulaşmıştır. 2013 yılında mülga "Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik"in yürürlüğe girmesiyle özellikle güneş enerjisine dayalı elektrik üretimi kapasitesinde ciddi bir artış oluşmuştur. Birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye elektrik kurulu gücünün yıllar itibarıyla gelişimi Şekil 3.11'de yer almaktadır.



Şekil 3.11. Kaynak bazında yıllar itibarıyla Türkiye elektrik kurulu gücü (TEİAŞ, 2022)

2022 yılında, 31,6 GW ile hidroelektrik santraller kurulu güçte en büyük paya sahiptir. İkinci en yüksek kurulu güç 26,1 GW ile doğal gaz santrallerine aittir. Rüzgâr kurulu gücü 11,4 GW ile üçüncü sırada yer almakta olup taşkömürü santralleri 11 GW, linyit santrallerinin kurulu gücü ise 10,1 GW seviyesindedir. Güneş enerjisi kapasitesi son yıllarda önemli bir atılım yaparak 9,4 GW'ye yükselmiştir. 2022 yılı Türkiye elektrik kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre oransal dağılımı Şekil 3.12'de yer almaktadır (TEİAŞ, 2022).



Şekil 3.12. Kaynak bazında 2022 yılı Türkiye elektrik kurulu gücü (TEİAŞ, 2022)

3.4.5. Emreamade kapasite

Elektrik üretim sistemlerinde kurulu güçten daha önemli bir gösterge, bu gücün kullanılabilirliğini ifade eden emreamade kapasitedir. Elektrik üretim santralleri, çeşitli nedenlerle her zaman kurulu güç seviyesinde üretim yapamayabilir. Örneğin, termik santraller yakıt yetersizliği veya yakıt kalitesi, hidrolik santrallerde su miktarındaki yetersizlik, güneş enerjisi santrallerinde güneşlenme süresi ve rüzgâr santralleri için rüzgârın olmaması veya düşük hızda esmesi nedeniyle eksik üretim gerçekleştirebilmektedir.

Bu bağlamda, emreamade kapasite, bir santralin mevcut koşullarda, teknik olarak sisteme sağlayabileceği maksimum güç miktarını ifade etmektedir. Bir başka deyişle, arızalar ve üretim dışı kalan kapasiteler çıkarıldığında, elektrik üretimine her an hazır durumda olan kapasiteye emreamade kapasite denilmektedir. Santral arızalarını en aza indirmek için düzenli bakım faaliyetleri önem taşımaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santrallerde üretim düzensizlikleri meteorolojik koşullara bağlıdır. Ancak, termik santrallerde kullanılan yakıtların kalitesi ve yetersizliği iyileştirilerek emreamade kapasitenin artırılabilmesi mümkündür (TEİAŞ, 2021).

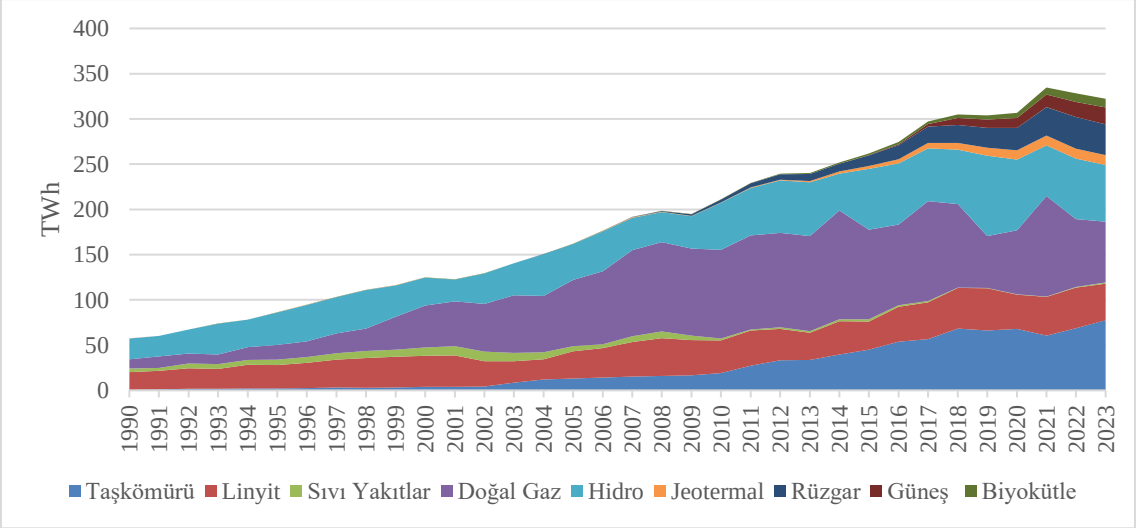
Çizelge 3.2'de yer alan bilgilere göre ülkemizde emreamadeliği en yüksek santraller jeotermal, ithal kömür ve barajlı santrallerdir. En düşük olanlar ise güneş, akarsu ve rüzgâr santralleridir.

Çizelge 3.2. 2018-2025 yılları santrallerin emreamadelik oranları (%) (TEİAŞ, 2021)

Kaynak	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Barajlı	75,19	79,08	76,14	76,80	77,34	76,76	76,97	77,02
Akarsu	25,54	32,81	28,21	28,85	29,96	29,01	29,27	29,41
Doğal Gaz	69,65	71,29	65,92	68,95	68,72	67,86	68,51	68,37
Yerli Kömür	50,99	57,60	41,30	49,87	49,50	46,80	48,73	48,34
İthal Kömür	78,48	77,91	77,49	77,96	77,79	77,75	77,83	77,79
Jeotermal	72,29	78,22	81,79	77,43	79,15	79,46	78,68	79,09
Biyokütle	59,31	62,31	71,68	64,43	66,14	67,42	66,00	66,52
Nükleer	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	85,00	85,00	85,00
Rüzgâr	80,60	31,95	34,13	48,89	38,32	40,45	42,56	40,44
Güneş	17,60	18,20	20,00	18,60	18,93	19,18	18,90	19,00
Toplam	58,88	51,92	57,51	56,10	55,18	56,26	55,85	55,76

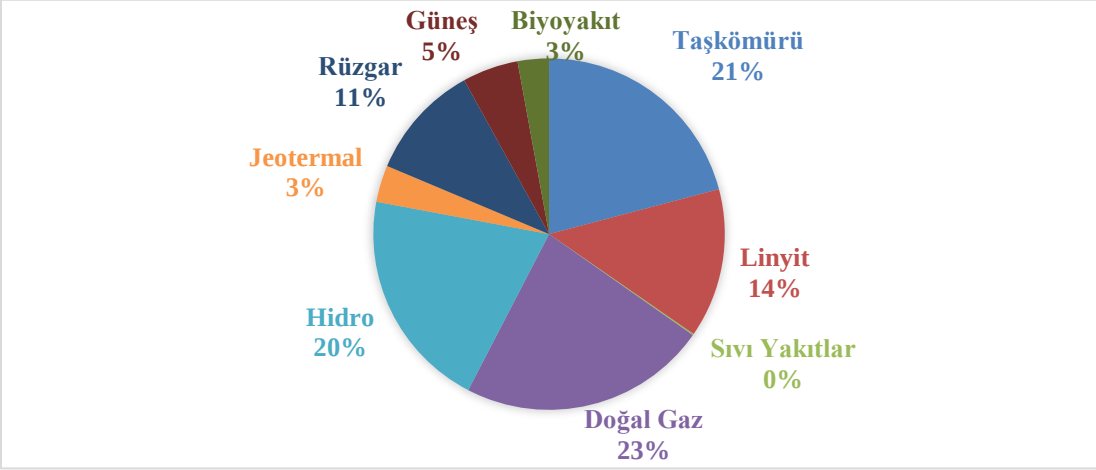
3.4.6. Elektrik üretimi

2022 yılı toplam elektrik üretimi 328,4 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye elektrik üretiminin yıllar itibarıyla birincil enerji kaynaklarına göre gelişimi Şekil 3.13'te yer almaktadır.



Şekil 3.13. Kaynak bazında yıllar itibarıyla Türkiye elektrik üretimi (TEİAŞ, 2022)

2022 yılında Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre oransal dağılımı Şekil 3.14'te yer almaktadır. 2022 yılında Türkiye elektrik üretiminde %23 ile doğal gaz santralleri en yüksek paya sahiptir. Bunu %21 ile taşkömürü, %20 ile hidro, %14 ile linyit santralleri takip etmiştir. Fosil yakıtların elektrik üretimindeki toplam payı %58 olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 3.14. Kaynak bazında 2022 yılı Türkiye elektrik üretimi (TEİAŞ, 2022)

3.4.7. Sera gazı emisyonları

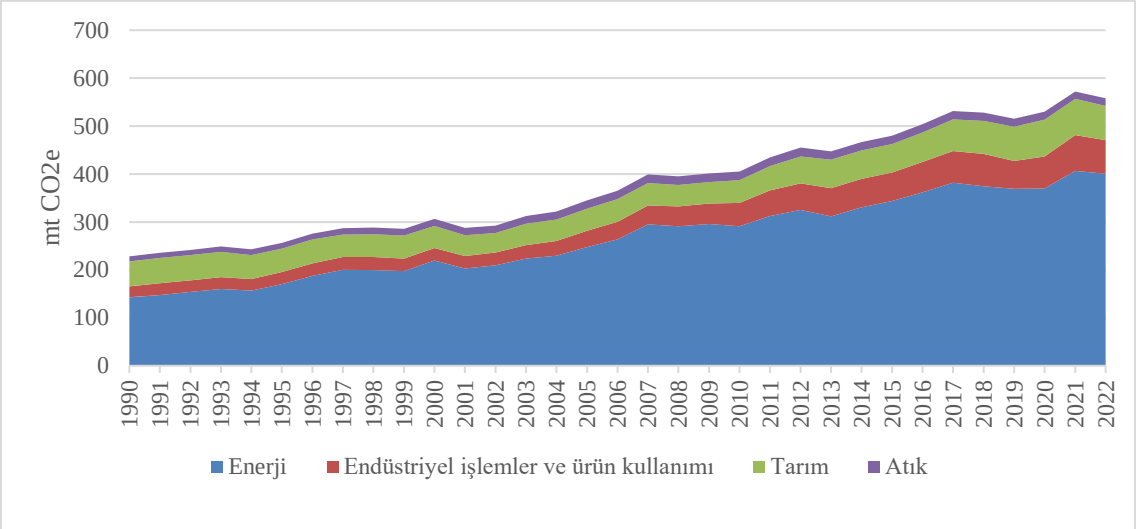
Kömürle çalışan termik santraller, Türkiye'de elektrik üretiminde en yüksek karbon emisyonuna neden olan tesislerdir. Linyit, yüksek sülfür ve kül içeriği nedeniyle taşkömürüne kıyasla daha fazla emisyona sebep olmaktadır. Türkiye'de elektrik santralleri için 1 MWh elektrik üretimi başına ortalama 0,439 ton CO_2e sera gazı emisyonu oluşurken, linyit santrallerinde bu rakam 1,165 ton CO_2e olup doğal gaz santrallerine kıyasla yaklaşık üç kat daha fazladır (Çizelge 3.3) (ETKB, 2024b).

Çizelge 3.3. 2021 yılı Türkiye elektrik üretimi emisyon faktörleri (ETKB, 2024b)

Yakıt Türü	Değeri (tCO_2/MWh)	Değeri (tCO_2e/MWh)
Linyit	1,152	1,165
Taş Kömürü	0,994	0,998
Asfaltit	0,953	0,958
İthal Kömür	0,806	0,810
Doğal Gaz	0,374	0,380
Fuel Oil	0,785	0,786
Motorin	0,581	0,582

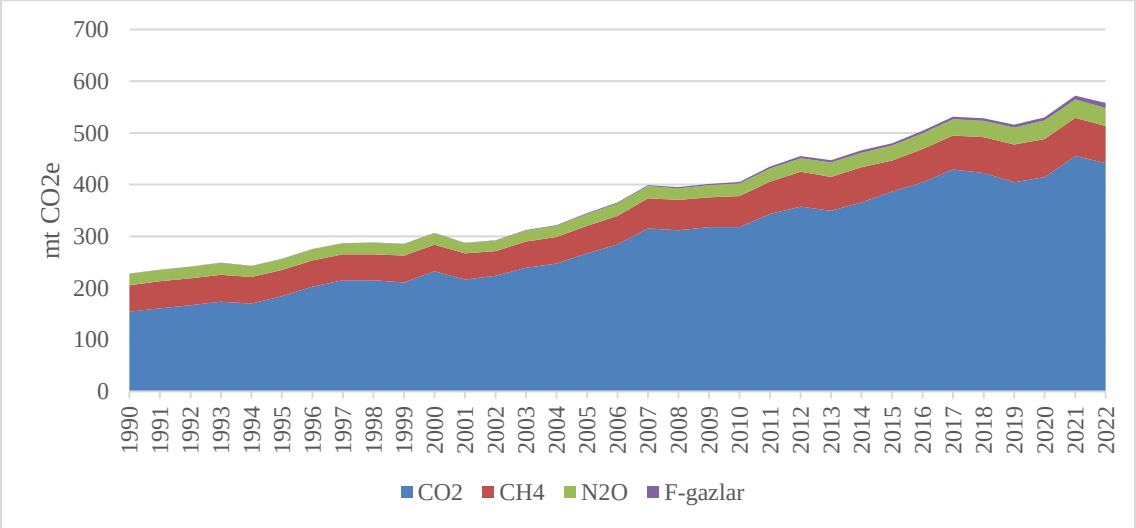
Türkiye'nin toplam sera gazı emisyonları 1990'dan bu yana önemli ölçüde artmış olup 2022 itibarıyla 558,3 milyon ton CO_2e olarak hesaplanmıştır. Kişi başına emisyon miktarı 1990'da 4,1 ton CO_2e iken, 2022'de 6,6 ton CO_2e'ye yükselmiştir (TÜİK, 2024a).

2022 yılında toplam emisyonların %71,8'i enerji, %12,8'i tarım, %12,5'i endüstriyel işlemler ve %2,9'u atık sektöründen kaynaklanmıştır. Enerji sektörü emisyonları 1990 yılına göre %179,8 artmış ve 400,6 milyon ton CO_2e olarak gerçekleşmiştir. Endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı emisyonları 1990 yılına kıyasla %208,1 artmasına rağmen, bir önceki yıla göre %6,4 azalarak 69,9 milyon ton CO_2e olarak gerçekleşmiştir. Tarım sektörü emisyonları 1990 yılına göre %37,9 artmasına karşın, bir önceki yıla göre %5,1 azalarak 71,5 milyon ton CO_2e olarak hesaplanmıştır. Atık sektörü emisyonları ise 1990'a kıyasla %57,7 ve bir önceki yıla göre %5,5 artarak 16,3 milyon ton CO_2e olmuştur (TÜİK, 2024a). Sektörlere göre sera gazı emisyonlarının gelişimi Şekil 3.15'te yer almaktadır.



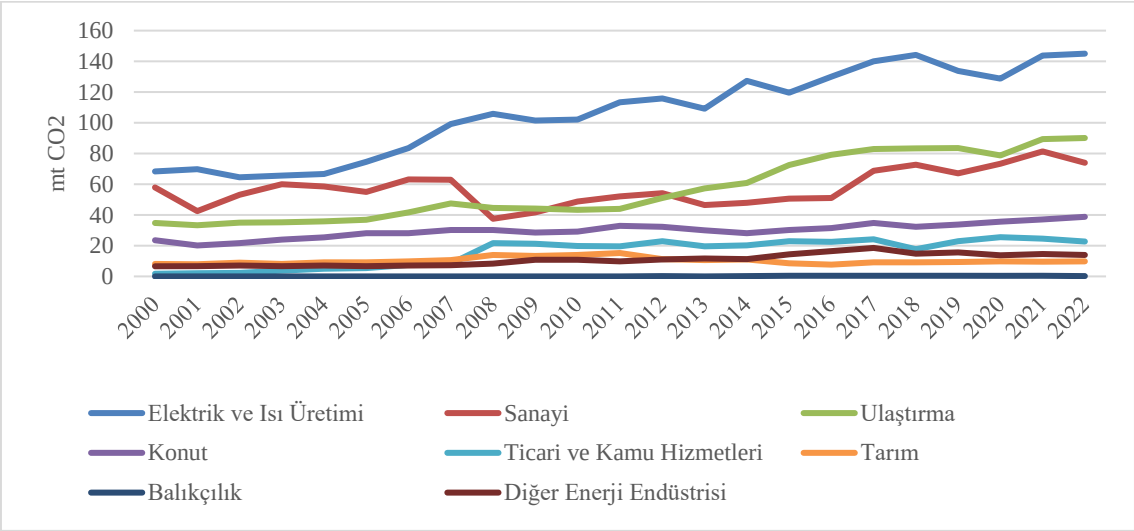
Şekil 3.15. Sektörlere göre sera gazı emisyonlarının gelişimi (TÜİK, 2024a)

Toplam CO_2 emisyonlarının 2022 yılında %32,6'sı elektrik ve ısı üretiminden olmak üzere %86,6'sı enerji sektöründen, %13,1'i endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı sektöründen, %0,3'ü ise tarım ve atık sektörlerinden kaynaklanmıştır. CH_4 emisyonlarının %60,5'i tarım, %19,9'u enerji, %19,6'sı atık ve %0,02'si endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı sektöründen oluşmuştur. N_2O emisyonlarının ise %77,9'u tarım, %11,2'si enerji, %6,2'si atık ve %4,6'sı da endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı sektöründen kaynaklanmıştır (TÜİK, 2024a). Gazlara göre sera gazı emisyonlarının yıllar itibarıyla gelişimi Şekil 3.16'da yer almaktadır.



Şekil 3.16. Gazlara göre sera gazı emisyonlarının gelişimi (TÜİK, 2024a)

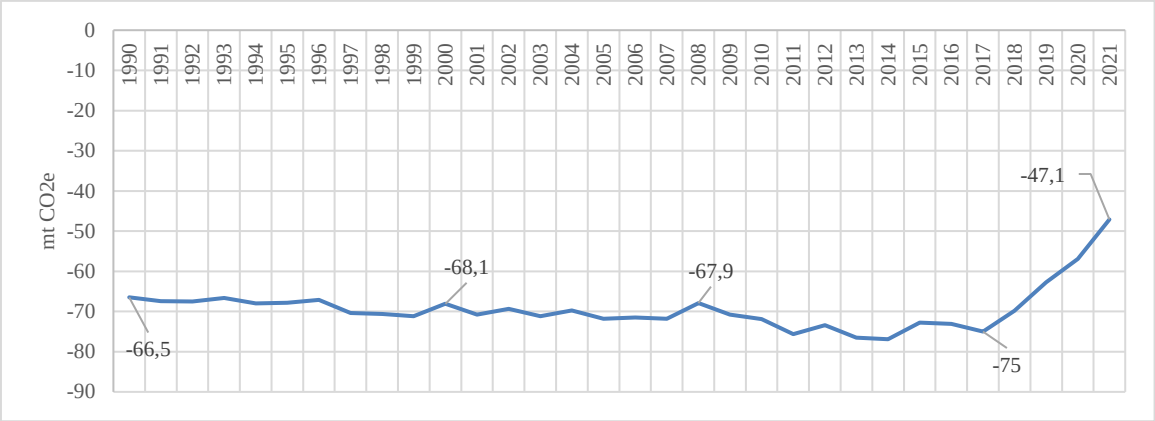
2000-2022 yılları arası sektörlere göre CO_2 emisyonlarının gelişimi Şekil 3.17'de yer almaktadır (IEA, 2024a). Elektrik ve ısı üretimi sektörü her zaman Türkiye'nin CO_2 emisyonu en yüksek olan sektörü olmuştur.



Şekil 3.17. CO_2 emisyonlarının sektörlere göre gelişimi (IEA, 2024a)

Elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonlar, 2019 ve 2020 yıllarında azalmış, bu düşüş esas olarak elektrik üretiminde kullanılan kaynakların paylarındaki değişimden kaynaklanmıştır. 2019 yılında hidroelektrik santrallerde gerçekleşen rekor seviyedeki üretim, doğal gaz ve kömür santrallerinin üretim paylarını azaltmış ve emisyonlarda belirgin bir düşüşe neden olmuştur. 2020 yılında ise COVID-19 pandemisi nedeniyle enerji talebindeki düşüş, emisyonların azalmasına katkı sağlamıştır.

Türkiye'de, 2021 yılında 23 milyon hektarlık ormanlık alan 33,9 milyon ton CO_2e karbon tutarak toplam emisyonların %6'sını dengelemiştir. Buna ek olarak, işlenmiş odun ürünleri 15,7 milyon ton CO_2e karbon tutmuş, ancak aynı yıl yaşanan orman yangınları 10 milyon ton CO_2e emisyona neden olmuştur. Orman dışı arazi kullanımından kaynaklanan emisyonlar ise 2,4 milyon ton CO_2e olarak hesaplanmıştır. Toplamda, AKAKDO sektörü 2021 yılında 47 milyon ton CO_2e karbon tutarak toplam emisyonları %8 oranında azaltmıştır. Ancak 1990'dan 2021'e kadar AKAKDO sektörünün karbon tutma kapasitesi %29 azalmıştır (TÜİK, 2023). AKAKDO sektörü emisyon tutumunun yıllar itibarıyla gelişimi Şekil 3.18'de yer almaktadır.



Şekil 3.18. AKAKDO sektörü emisyon tutumu (TÜİK, 2023)

3.4.8. Türkiye'nin uyguladığı yenilenebilir teşvik mekanizmaları

Türkiye, cari açığı azaltma, enerji arz güvenliğini sağlama ve sera gazı emisyonlarını düşürme hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerji kullanımını artırmak amacıyla çeşitli teşvik mekanizmaları geliştirmiştir.

4628 sayılı Kanun (2001) ile yenilenebilir enerji konusu ilk kez yasal çerçeveye oturtulmuş, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), yenilenebilir ve yerli enerji kaynaklarının kullanımını teşvik etmekle görevlendirilmiştir. Ardından, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kanunu (2005), yenilenebilir enerji yatırımlarını desteklemek için tarife garantisi, yerli ürün teşviki, arazi tahsisi ve lisanssız elektrik üretimi gibi çeşitli teşvikleri hayata geçirmiştir. Bu kapsamda oluşturulan Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM), Türkiye'nin yenilenebilir enerji kapasitesinde son yıllarda önemli artışlar sağlamasına katkıda bulunmuştur.

<u>YEKDEM uygulamaları</u>

YEKDEM, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğe alım garantisi sağlayarak yatırımcıları desteklemeyi amaçlamaktadır. 2005-2020 yılları arasında işletmeye giren tesisler, işletme tarihinden itibaren 10 yıl boyunca bu mekanizmadan yararlanmıştır. Yerli üretimi artırmak amacıyla, üretim tesislerinde kullanılan yerli mekanik ve/veya elektromekanik aksamlar için ek destekler sağlanmıştır. Pandemi nedeniyle, ilk YEKDEM

uygulaması 2021 yılı ortasına kadar uzatılmıştır. Söz konusu Kanun kapsamında 2021 yılına kadar uygulanan YEKDEM tarife garantileri Çizelge 3.4'te gösterilmektedir.

Çizelge 3.4. Türkiye'de 2021 yılına kadar uygulanan tarife garantileri

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	Uygulanacak Fiyatlar (ABD Doları cent/kWh)
Hidroelektrik üretim tesisi	7,3
Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	7,3
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10,5
Biyokütleye dayalı üretim tesisi (çöp gazı dâhil)	13,3
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3
10/5/2019 tarihinden itibaren bağlantı anlaşmasına çağrı mektubu almaya hak kazanılan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı lisanssız elektrik üretim faaliyeti kapsamındaki tesisler	EPDK tarafından TL kuruş/kWh olarak ilan edilen kendi abone grubuna ait perakende tek zamanlı aktif enerji bedeli

3453 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı (2001) ile 2025 yılı sonuna kadar işletmeye girecek tesisler için 10 yıl süreyle yeni bir tarife garantisi uygulanmaya başlanmıştır. Bu dönemde tarife garantileri, önceki uygulamalardan farklı olarak Amerikan doları yerine Türk lirası cinsinden belirlenmiştir. 2023 yılında ise 7189 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı ile 2030 yılı sonuna kadar işletmeye girecek santrallere yeni bir alım garantisi düzenlemesi getirilmiştir. Güncellenen YEKDEM fiyatları 7189 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı'na göre aylık olarak hesaplanmakta olup belirlenen taban ve tavan fiyatlar arasında kalmaktadır (Çizelge 3.5). Bu düzenleme, jeotermal ve pompaj depolamalı hidroelektrik tesisler için 15 yıl, diğer tesis türleri için 10 yıl alım garantisi sunmaktadır. Ayrıca, deniz üstü rüzgâr enerjisi santralleri, rüzgâr veya güneş enerjisine entegre elektrik depolama tesisleri, pompaj depolamalı hidroelektrik tesisler ve gelgit enerjisi gibi yeni teknolojiler ilk kez destek kapsamına alınmıştır.

Çizelge 3.5. Güncel YEKDEM tarife garantileri

	Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	YEKDEM Uygulama Fiyatı (Türk Lirası kuruş/kWh)	YEKDEM Fiyatı Uygulama Süresi (Yıl)	YEKDEM Taban Fiyatı (ABD Doları cent/kWh)	YEKDEM Tavan Fiyatı (ABD Doları cent/kWh)	Yerli Katkı Fiyatı (Türk Lirası Kuruş/kWh)	Yerli Katkı Uygulama Süresi (Yıl)
Hidroelektrik	Rezervuarlı	144	10	6,75	8,25	28,8	5
	Nehir tipi	135	10	6,3	7,7	28,8	5
Rüzgâr	Karasal	106	10	4,95	6,05	28,8	5
	Deniz Üstü	144	10	6,75	8,25	38,45	5
Jeotermal		202	15	9,45	11,55	28,8	5
Biyokütle	Çöp gazı/atık ürünlerin işlenmesi sonucu elde edilen	106	10	4,95	6,05	28,8	5
	Biyometanizasyon	173	10	8,1	9,9	28,8	5
	Termal Bertaraf	134,9	10	5,75	8	21,58	5
Güneş		106	10	4,95	6,05	28,8	5
Rüzgâr veya güneş enerjisine dayalı üretim tesisi ile bütünleşik depolama tesisi		125	10	5,85	7,15	38,45	10
Pompaj depolamalı hidroelektrik		202	15	9,45	11,55	38,45	10
Dalga veya akıntı enerjisi		135	10	6,3	7,7	38,45	10

YEKA modeli

Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) modeli, büyük ölçekli yenilenebilir enerji yatırımları için kamu ve hazine taşınmazları ile özel mülkiyette bulunan alanların tahsis edilmesini amaçlayan bir mekanizmadır. ETKB tarafından belirlenen bölgelerde gerçekleştirilen YEKA projeleri, yüksek teknolojiye sahip ekipmanların yerli üretimini teşvik etmektedir. Bu modelde, açık eksiltme yöntemiyle yapılan ihalelerde yatırımcılar en düşük fiyat teklifini sunmaktadır. YEKA projelerinde yerlilik oranları, AR-GE merkezlerinin kurulması ve yerli üretime yönelik hedefler göz önünde bulundurulmaktadır. Çizelge 3.6'da 2022 yılı sonu itibarıyla tamamlanan YEKA yarışmalarına ilişkin bilgiler sunulmaktadır.

Ayrıca, Bandırma açıklarında 1.111 km^2, Bozcaada açıklarında 299 km^2, Gelibolu açıklarında 75,6 km^2 ve Karabiga kıyılarında 410 km^2 alan deniz üstü rüzgâr enerjisi santrali aday YEKA olarak belirlenmiş olup bu alanlarda çalışmalar devam etmektedir (ETKB, 2024e). Bu durum, Türkiye'nin hâlihazırda kurulu herhangi bir offshore rüzgâr santrali bulunmaması sebebiyle önemli bir gelişme olarak değerlendirilmektedir.

Çizelge 3.6. Tamamlanan YEKA yarışmaları

İhale Yılı	Yarışma Adı	İçeriği	Bölge
2017	YEKA GES-1	Güneş Enerjisi (1.000 MWe)	Konya Karapınar
2017	YEKA RES-1	Her biri en az 50 MW büyüklüğünde 6 adet RES ile toplam 1.000 MWe kapasite	Kayseri-Niğde, Sivas, Edirne-Kırklareli-Tekirdağ, Ankara-Çankırı-Kırıkkale, Bilecik-Kütahya-Eskişehir
2019	YEKA RES -2	250 MWe kapasiteli 4 adet RES toplam 1000 MWe kapasite	Aydın, Muğla, Balıkesir, Çanakkale
2021	YEKA GES -3	Her biri 10 MWe, 15 MWe ve 20 MWe olmak üzere toplam 1000 MWe kapasiteli mini GES	36 ilde 74 ayrı yatırımcı
2022	YEKA GES-4	Her biri 50-100 MWe kapasiteli 15 adet GES toplam 1000 MWe kapasite	Niğde-Bor, Hatay Erzin ve Şanlıurfa-Viranşehir
2022	YEKA RES-3	Her biri 20-80 MWe kapasiteli 20 bölgede toplam 850 MWe kapasite	Amasya-Samsun, Batman-Mardin-Diyarbakır-Şanlıurfa, Bingöl-Tunceli, Karaman-Mersin, Siirt-Şırnak-Hakkâri, Yozgat, Ankara-Kırıkkale-Çankırı, Bilecik-Eskişehir-Kütahya, Elâzığ, Artvin-Rize-Trabzon, Bayburt-Gümüşhane-Giresun, Ordu, Çorum-Kastamonu-Sinop, Malatya, Sivas, Adıyaman, Bitlis-Muş, Bartın-Zonguldak-Karabük, Tokat, Van

*Farklı haber sitelerinden yazar tarafından derlenmiştir.

Lisanssız elektrik üretimi

Lisanssız elektrik üretimi uygulaması, tüketicilere lisans alma veya şirket kurma zorunluluğu olmadan, kendi elektrik ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde üretim yapma imkânı tanımaktadır. Bu modelin temel amaçları arasında; küçük ölçekli üretim tesislerini ekonomiye kazandırmak ve elektrik şebekesinde iletim/dağıtım maliyetleri ile enerji kayıplarını azaltmak yer almaktadır. Bu uygulama özellikle güneş enerjisi kurulu gücünde ve elektrik üretiminde önemli artış yaşanmasını sağlamıştır.

4. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Bu bölümün ilk kısmında enerji modellemeye ilişkin bilgiler sunulmuş olup ikinci kısımda seçilen modelleme aracına ilişkin literatürde yer alan çalışmalara yer verilmiştir.

4.1. Enerji Modelleme

Enerji modelleme, bir ülkenin veya bölgenin enerji arz-talep dengesini, maliyetlerini, çevresel etkilerini ve enerji ile ilgili diğer unsurlarını analiz etmek amacıyla kullanılan analitik bir yaklaşımdır. Bu kapsamda yapılan analizlerde; makroekonomik göstergeler, nüfus projeksiyonları, enerji emtia fiyatları ve teknolojik gelişmeler gibi çeşitli bilgi ve varsayımlar kullanılır. Enerji modelleme, politika yapıcılar ve araştırmacıların enerji sisteminin gelecekteki yapısını öngörmelerine, enerji sisteminin farklı senaryolar karşısında nasıl tepki vereceğini anlamalarına, uygun enerji yatırımlarını ve gerekli teknoloji değişikliklerini planlamalarına yardımcı olur. Aynı zamanda, enerji arz güvenliğini sağlama, düşük maliyetli bir üretim portföyü oluşturma ve emisyon azaltımı gibi stratejik hedeflere ulaşma hususlarında uzun vadeli planlama yapılmasını sağlar.

Elektrik üretim teknolojileri, enerji dengesini sağlayacak bir üretim portföyü oluşturmak amacıyla stratejik olarak planlanır. Bu portföyün yapısını, maliyetler, teknik ve ekonomik kısıtlamalar ile politik kararlar etkiler. Santral yatırımları çoğunlukla özel sektör tarafından gerçekleştirilmesine rağmen, enerji karışımının planlanması devletin stratejik bir sorumluluğudur. Enerji yatırımlarının süreklilik arz etmesi ve sıklıkla değiştirilememesi nedeniyle uzun vadeli planlama gerektirir. Üretim genişleme planlaması olarak bilinen bu süreç, elektrik üretim maliyetlerini düşürmeyi, yakıt erişimini güvence altına almayı ve güç sisteminin teknik gerekliliklerini sağlamayı amaçlar. Bu kapsamda devlet, arz güvenliği ve şebeke güvenilirliğini sağlayarak sistemin her an güvenli bir şekilde çalışmasını garanti eder (Wierzbowski, Lyzwa ve Musial, 2016).

Enerji sistemlerinin mevcut durum analizleri ve geleceğe yönelik senaryoları genellikle enerji sistem modelleri kullanılarak yapılır. İlk sistematik yaklaşımlar 1950'lerde ortaya konulmuştur. Bilgisayar destekli modellemenin önem kazanmasıyla birlikte, ilk kayda değer enerji sistem modelleri 1970'ler ve 1980'lerde geliştirilmiştir. O dönemde enerji tedariki

genellikle devlet tekeli altındaydı. Bu nedenle modeller stratejik rezervlerin değerlendirilmesi ve uzun vadeli planlama gibi amaçlara sahipti. 1973 Petrol Krizi ve 1980'lerde enerji piyasalarının serbestleşmesiyle birlikte çevresel kirlilikten iklim koruma stratejilerinin değerlendirilmesine doğru bir araştırma değişimi yaşanmıştır. 1997 yılında Kyoto Protokolü'nün kabul edilmesiyle sera gazı azaltımı öne çıkmış ve bu alana odaklanan ilk modeller geliştirilmiştir. Ancak, bu dönemde geliştirilen modellerde odak noktası genellikle ekonomi, piyasa davranışı, teknolojik konular ve çevre kirliliğiydi (Lopion, Markewitz, Robinius ve Stolten, 2018).

Artan enerji talebini karşılarken sera gazı emisyonlarını azaltarak iklim değişikliğiyle mücadele etmek, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretim sistemine daha yüksek oranlarda entegre edilmesini zorunlu hale getirmiştir (Deng ve Lv, 2020). Güneş ve rüzgâr gibi düşük karbonlu kaynaklardan elektrik üretiminin doğal kaynakların mevcudiyetine bağlı olması, bu teknolojilerinden sağlanan elektrik üretiminin belirsiz ve kesintili hale gelmesine sebep olmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji karışımında artan payı, enerji modellemesinde yeni zorlukları beraberinde getirmiş, enerji sistem modellerinden beklenen gereksinimler büyük ölçüde değişmiştir (Lopion ve diğeleri, 2018).

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretim yapısı, kısa vadeli arz-talep dengesizliklerini telafi edebilecek esnek yedek kapasite ihtiyacına sebep olmaktadır. Enerji sistemlerinde esneklik kavramı, kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarından üretimin sebep olduğu değişikliklere yanıt verme yeteneğini ifade etmektedir. Esneklik, elektrik depolama sistemleri veya elektrik şebekesi gibi araçlarla sağlanabilir. Elektrik depolama sistemleri, enerjiyi bir zamandan başka bir zamana taşıyarak zamansal düzeyde esneklik sağlar. Şebeke genişlemesi ise farklı bölgelerdeki elektrik arz ve talebini büyük ölçekte dengelediği için mekânsal esneklik sağlamaktadır. Talep tarafı yönetimi, esnek enerji santralleri ve değişken yenilenebilir kaynaklardan üretimin kısıtlanması diğer esneklik araçlarıdır (Cebulla, Naegler ve Pohl, 2017).

Paris Anlaşması'nın iklim hedeflerine ulaşmak amacıyla sanayileşmiş ülkelerin ulusal sera gazı stratejileri, enerji sistemlerinin kapsamlı bir şekilde yeniden yapılandırılmasını

içermektedir. Bu hedeflere ulaşabilmek için, söz konusu modellerin özel olarak uyarlanmış çözümler sunabilmesi gerekmektedir (Lopion ve diğeleri, 2018).

Yeni nesil modelleme süreçleri, esneklik kaynaklarını operasyonel sınırlamalarla birlikte dikkate alarak değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminde dalgalanmaların etkisini azaltmaya odaklanmaktadır. Geleneksel planlama modelleri genellikle toplam sistem maliyetinin en aza indirilmesi gibi tek bir hedefe odaklanırken, yeni nesil modeller çok boyutlu hedefleri dikkate almaktadır. Bu hedefler arasında maliyet etkinliği, çevresel etkiler ve yenilenebilir enerji politikaları gibi çeşitli unsurlar bulunmaktadır (Deng ve Lv, 2020).

4.1.1. Enerji modelleme yaklaşımları

Enerji sistemlerinin modellenmesinde genellikle yukarıdan aşağıya (top-down), aşağıdan yukarıya (bottom-up) ve hibrit olmak üzere üç yaklaşım kullanılmaktadır.

Yukarıdan aşağıya modelleme

Enerji sistemini ekonomik bir bakış açısıyla ele alan yukarıdan aşağıya modelleme yaklaşımında teknoloji bazında detaydan ziyade geniş ölçekli ekonomik verilere ihtiyaç duyulur. Enerji talebi, ekonomik büyüme ve enerji fiyatları gibi makroekonomik değişkenlerle modellenir. Bu yöntemle, enerji talebinin ekonomik büyüme ve fiyatlar üzerindeki etkisi ile enerji arzının ekonomi üzerindeki etkisi incelenir (van Beeck, 1999).

Aşağıdan yukarıya modelleme

Mühendislik odaklı olan aşağıdan yukarıya modelleme yaklaşımında ise enerji üreten ve tüketen teknolojiler detaylı olarak analiz edilir. Enerji talebi sektörel ve teknolojik düzeyde incelenirken verimlilik, maliyet ve çevresel etkiler gibi teknik veriler dikkate alınır (van Beeck, 1999).

Hibrit modeller

Yukarıdan aşağıya modeller ile aşağıdan yukarıya modeller arasındaki sınırlar göründüğü kadar net değildir. Son yıllarda, tek bir yaklaşımın zayıflıklarının üstesinden gelmek amacıyla her iki yaklaşımın da entegre yönlerini içeren ve farklı tipte hibrit modeller ortaya çıkaran daha fazla modelleme çalışması yürütülmüştür (Fleiter, Worrell ve Eichhamme, 2011). Hibrit modeller, enerji sektörünün hem ekonomik yönünü hem de teknolojik detaylarını dikkate almaktadır.

Yukarıdan aşağıya modeller, enerji politikalarının maliyetlerine dair daha ihtiyatlı ve çoğunlukla kötümser bir bakış açısına sahiptir. Ancak, aşağıdan yukarıya modellerin bu maliyetler konusunda aşırı iyimser olduğu da ileri sürülebilir. Bu iki yaklaşım arasındaki temel fark, sıklıkla girdi (dışsal) varsayımlarındaki çeşitliliğe dayandırılır. Aşağıdan yukarıya modeller enerji ve teknolojiye odaklanırken, tüketici tercihleri ile olası gizli maliyetleri dikkate almaz. Buna karşın, yukarıdan aşağıya modeller genellikle düşük karbon teknolojilerinin gelecekteki maliyetlerini olduğundan fazla tahmin etme eğilimindedir. Bazı modeller, belirli bağlamlarda yukarıdan aşağıya ya da aşağıdan yukarıya kategorilerine dâhil edilebilirken, hibrit modeller bu yaklaşımlar arasındaki farklılıkları gidermeyi amaçlamaktadır. Diğer taraftan, bir model bu üç ana kategoriden herhangi birine tam olarak uymayabilir ve bu durum "diğer" kategorisinin oluşmasına yol açabilir (Hall ve Buckley, 2016).

4.1.2. Enerji modelleme metodolojileri

Enerji modellerinin geliştirilmesinde kullanılan temel metodolojiler aşağıda açıklanmaktadır.

Simülasyon modelleri

Enerji sistemlerinin ayrıntılı teknolojik tanımlarını içeren ve farklı senaryoların etkilerini test edebilen simülasyon modelleri, genellikle aşağıdan yukarıya modellerdir. Belirli denklemler ve özellikler doğrultusunda enerji sistemlerini simüle ederler (Ringkjøb, Haugan ve Solbrekke, 2018).

Denge modelleri

Enerji sektörünü genel ekonomi çerçevesinde ele alan denge modelleri, ekonomik politikaların genel ekonomi üzerindeki etkilerini değerlendirmektedir. Genel denge modelleri ekonominin tümünü kapsarken, kısmi denge modelleri enerji veya elektrik piyasası gibi spesifik piyasalara odaklanır ve piyasa dengesi sağlar (Ringkjøb, Haugan ve Solbrekke, 2018). Genel denge modelleri yukarıdan aşağıya modellerdir, ancak bazen belirli bir noktaya kadar bazı teknoloji açıklamalarıyla birlikte hibrit modellerin bazı özelliklerini içerirler (Després, Hadjsaid, Criqui ve Noirot, 2015).

Optimizasyon modelleri

Belirli kısıtlamalar altında enerji ve elektrik sistemlerinin operasyon veya yatırım planlarını optimize etmeyi amaçlayan optimizasyon modelleri ise çoğunlukla doğrusal programlama veya karma tamsayılı doğrusal programlama gibi teknikleri kullanarak, arz ve talebi dengelemeye yönelik modellemeler yapar (Ringkjøb ve diğerleri, 2018). Kaynak tahsisi, kapasite genişletme, yenilenebilir enerji entegrasyonu gibi konularda çözüm öneren optimizasyon modelleri, enerji sistemi için en düşük maliyetli veya en verimli çözümü bulmayı amaçlamaktadır.

Muhasebe modelleri

Muhasebe modelleri, enerji sisteminin temel performans özelliklerini tanımlar ve kaynak, çevre, sosyal maliyet kararlarının etkilerini incelemeye olanak sağlar. Genellikle basit ve şeffaftırlar, piyasa davranışı hakkında varsayımlar içermezler (Hall ve Buckley, 2016).

Makroekonomik modeller

Bir toplumun tüm ekonomisi ve sektörler arası etkileşimler üzerine odaklanan makroekonomik modeller, girdi-çıktı tablolarını kullanarak sektörler arası ilişkileri analiz eder. Enerji modellemesinden ziyade tüm ekonomiye odaklandığı için bazen enerji modelleri olarak görülmezler. Dezavantajları, spesifik teknolojileri temsil etmemesi ve uzun vadeli beklentilerle ilgili etkileri ele almamasıdır (van Beeck, 1999).

Ekonometrik modeller

Bu modeller, geçmişteki piyasa davranışlarından geleceği tahmin etmek için istatistiksel yöntemleri kullanır. Bu yöntemler, genellikle kısa ve orta vadede emek, sermaye veya diğer girdilerle ilgili tahminlerde bulunur. Enerji-ekonomi etkileşimlerini analiz etmekte sıkça kullanılan bu modellerin dezavantajı, spesifik teknolojileri temsil etmemesi ve yüksek veri gereksinimine sahip olmasıdır (van Beeck, 1999).

4.1.3. Matematiksel yaklaşım

Matematiksel yaklaşım, modelde benimsenen temel programlama yaklaşımını tanımlamaktadır. En yaygın yaklaşımlar doğrusal, karma tam sayılı ve dinamik programlamadır. Ancak, daha yeni modeller, bulanık mantık ve ajan tabanlı programlama gibi yaklaşımlarla da geliştirilmektedir. En iyi sonuca ulaşmak için tek bir modelin birkaç yaklaşımı içermesi mümkündür (Hall ve Buckley, 2016).

4.1.4. Enerji modelleme araçları

Gelecekteki enerji sistemi tasarımı, uzun vadeli senaryo analizlerine dayalı olarak oluşturulmaktadır. Bu durum, uzun vadeli modelleme araçlarının kullanılmasını gerektirmektedir (Després ve diğerleri, 2015).

Enerji sisteminin uzun vadeli modellemesi; enerji arzı, talebi, kaynaklar, emisyonlar, maliyetler, ülkeler ya da bölgeler arasındaki enerji ticareti gibi birçok değişkeni kapsamaktadır. Ayrıca, kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının ve depolama sistemlerinin modele dâhil edildiği durumlarda arz ve talep dengesini zaman dilimleri bazında değerlendirmek daha doğru bir analiz yapılmasını sağlayacaktır. Modelleme araçları, enerji sisteminin karmaşık yapısını daha kolay anlamayı ve analiz etmeyi sağlayarak sistemin uzun vadeli planlamasında kritik bir rol oynamaktadır.

Lopion ve diğerleri (2018), Paris Anlaşması'na dayalı iklim hedefleri kapsamında ulusal olarak bir ülkenin tüm enerji sistemine uygulanabilecek, hükümetlerin karar alma süreçlerini destekleyebilecek enerji modelleme araçlarını incelemiştir. İncelenen 24 enerji modeli; metodoloji, analitik yaklaşım, zaman ufku, dönüşüm yolu analizi, mekânsal ve zamansal

çözünürlük, lisans durumu, modelleme dili ve geliştirildikleri bölge ve dönem gibi çeşitli özelliklere göre değerlendirilmiştir. Bu modellerden literatürde sık karşılaşılan altı tanesi seçilerek Çizelge 4.1'de sunulmaktadır. Bununla birlikte, enerji modelleme yazılımlarının sürekli gelişmekte olduğu ve bu çizelgede yer alan özelliklerin zamanla değişebileceği unutulmamalıdır.

Çizelge 4.1. Seçilmiş enerji modelleme yazılımlarının özellikleri (Lopion ve diğerleri, 2018)

	EnergyPLAN	LEAP	MARKAL	TIMES	OSEMoSYS	PRIMES
Yazar/Kurum	Aalborg Üniversitesi	SEI	IEA-ETSAP	IEA-ETSAP	IAEA ve UKERC	NTUA
Geliştirildiği Yer ve Zaman	Danimarka (2000'ler)	ABD/ İsveç (1980'ler)	Uluslararası (1980'ler)	Uluslararası (2000'ler)	Birleşik Krallık, Uluslararası (2010'lar)	Yunanistan (1990'lar)
Metodoloji	Simülasyon	Simülasyon	Optimizasyon	Optimizasyon	Optimizasyon	Simülasyon
Analitik Yaklaşım	Aşağıdan Yukarı	Hibrit	Aşağıdan Yukarı	Aşağıdan Yukarı	Aşağıdan Yukarı	Hibrit
Zaman Ufku	1 yıl	Esnek	Esnek	Esnek	Esnek	2050'ye kadar
Zamansal Çözünürlük	1 saat	1 yıl	Esnek	Esnek	Esnek	5 yıl
Mekânsal Çözünürlük	Esnek	Esnek	Esnek	Esnek	Esnek	Esnek
Lisanslama	Açık kaynak /erişim	Ticari	Ticari	Açık kaynak/ kaynak kodu	Açık kaynak/ erişim	Mülkiyet
Yazılım/ Programlama Dili	VBA	Diğer	GAMS	GAMS	Diğer (MathProg)	Diğer

Her modelin kendine özgü güçlü ve zayıf yönleri bulunmaktadır. Bazı modeller, Paris Anlaşması'nın iklim hedefleriyle uyumlu enerji politikaları geliştirme konusunda yetersiz kalmakta olup bazı modeller ise farklı amaçlarla tasarlanmıştır. Günümüzde yeni modelleme yaklaşımlarında optimizasyon yöntemi en yaygın kullanılan tekniktir. Ayrıca, zamansal ve mekânsal çözünürlüğün esnek olması, özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının etkilerinin daha ayrıntılı incelenmesini sağlamaktadır. Ancak, bu durum hesaplama zamanını artırmaktadır. Enerji sistemi modellerinin zaman ufku sabit veya esnek olabilmektedir. Ancak, esnek modellere doğru bir eğilim mevcuttur. İncelenen modellerde, yaygın olarak kullanılan programlama veya modelleme dilleri sırasıyla Python, General Algebraic Modeling System (GAMS) ve Visual Basic for Applications (VBA) olarak tespit edilmiştir (Lopion ve diğerleri, 2018).

Modelleme aracının seçimi

Bu çalışmada, yenilenebilir enerji teknolojilerinin yüksek düzeyde entegre edilmesi ve depolama teknolojilerinin kullanılması planlanmaktadır. Elektrik üretim portföyüne eklenecek teknolojilerin en düşük maliyeti sağlaması amaçlandığından, optimizasyon metodolojisi uygulayan bir model tercih edilmektedir. Türkiye'nin 2053 yılı net sıfır emisyon hedefini analiz edebilmek için modelin esnek bir zaman ufkuna sahip olması önemlidir. Talep analizlerinde sektörel ve makroekonomik eğilimlerin de dikkate alınması, arz tarafında ise teknolojik değişikliklerin modele dâhil edilmesi amaçlanmaktadır. Bu bağlamda, hibrit bir analitik yaklaşımın avantaj sağlayacağı değerlendirilmektedir. Zamansal çözünürlüğün ise yıllık olması yeterli kabul edilmektedir.

LEAP yazılımı, NEMO ile entegre edildiğinde optimizasyon metodolojisini uygulayabilmekte ve enerji depolama teknolojilerini kapsayabilmektedir. Ayrıca, NEMO ile optimizasyon yapılmadığında simülasyon yöntemi de kullanılabilir. Farklı senaryolar oluşturulmasına ve senaryolar arasında karşılaştırma yapılmasına imkân tanımaktadır. Sektörel talep modellemesine izin vermekte ve talep projeksiyonları modele dışsal olarak eklenebilmektedir. Yukarıdan aşağıya ve aşağıdan yukarıya modelleme yaklaşımlarının her ikisi de uygulanabilmektedir. Emisyon azaltımı senaryoları geliştirmeye uygundur. Yıllık bazda farklı zaman dilimlerine ayrılarak analiz yapılabilmektedir. LEAP'in bahsedilen özelliklerine ilave olarak esnek yapısı ve başlangıç için düşük veri gereksinimi ihtiyacı bu çalışma için tercih sebebi yapmıştır.

LEAP modelleme aracı

LEAP, SEI tarafından geliştirilen, enerji politikası analizi ve iklim değişikliği değerlendirmesi için yaygın olarak kullanılan bir modelleme aracıdır (Heaps, 2022). LEAP, dünya çapında 190'dan fazla ülkede binlerce kuruluş tarafından kullanılmaktadır. Kullanıcıları arasında hükümetler, akademik kurumlar, sivil toplum kuruluşları, danışmanlık şirketleri ve enerji hizmet sağlayıcıları bulunmaktadır. Şehirlerden ulusal ve küresel düzeyde çalışmalara kadar çeşitli ölçeklerde kullanılmaktadır. LEAP, ayrıca BMİDÇS'ne rapor veren birçok ülke tarafından da kullanılmaktadır. 32 ülke, LEAP'i kullanarak enerji ve emisyon senaryoları oluşturmuş ve Paris Anlaşması'na temel teşkil eden NDC'lerini hazırlamıştır (LEAP, 2024).

LEAP, bir enerji sisteminde enerjinin tüketimi, dönüşümü ve üretimi süreçlerini çeşitli varsayımlar altında inceleyen entegre senaryo tabanlı bir enerji-çevre modelleme aracıdır. Temelde bir muhasebe sistemi olarak çalışsa da kullanıcılar ekonometrik, simülasyon ve optimizasyon tabanlı modeller oluşturabilmektedir. Bu yöntemler farklı senaryolarda birleştirilebilmekte veya ayrı ayrı kullanılabilmektedir. Örneğin, bir kullanıcı fiyat, Gayri Safi Yurt İçi Hasıla (GSYİH) gibi makroekonomik verilere dayalı olarak bir sektördeki enerji talebinin yukarıdan aşağıya projeksiyonlarını oluşturabilirken, diğer sektörlerde ayrıntılı bir aşağıdan yukarıya tahmin oluşturabilir. LEAP, hem nihai hem de faydalı enerji talebi analizlerini destekleyerek ulaşım ve diğer sektörler için ayrıntılı stok modellemelerini içerir. Arz tarafında ise LEAP, kapasite genişlemesi için çeşitli simülasyon ve optimizasyon yöntemleri sunar. Ayrıca, 1000'den fazla enerji teknolojisinin maliyet, performans ve emisyon faktörlerine dair veriler içeren bir teknoloji ve çevre veri tabanına sahiptir ve enerji sektörü dışındaki emisyonları da hesaplayabilir (LEAP, 2024).

LEAP'in en büyük avantajlarından biri, basit muhasebe ilkelerine dayalı modellemeye olanak tanıyan kullanıcı dostu yapısı ve başlangıç için düşük veri gereksinimidir. İleri düzey kullanıcılar, senaryoları ve politika analizlerini daha karmaşık hale getirerek gelişmiş analizler yapabilirler.

LEAP'in talep modülünde; enerji tüketim verileri, nüfus, ekonomik büyüme oranları gibi veriler kullanılarak enerji talebi sektörel bazda (konut, sanayi, ulaşım, hizmetler, vb.) modellenerek her bir sektör bazında enerji talep projeksiyonları elde edilebilmektedir. Talep tahminleri dışsal olarak da modele dâhil edilebilmektedir. Bu bölümde yer alan enerji tüketim tahminleri, dönüşüm modülüne girdi oluşturmaktadır. Dönüşüm modülünde, talep modülünde tahmin edilen talebi karşılamak için gerekli enerjinin üretim, iletim, dağıtım ve dönüşüm süreçleri modellenmekte ve oluşacak emisyonlar hesaplanmaktadır. Enerji teknolojilerinin üretim miktarları elde edilmektedir. Kaynaklar modülünde ise üretim, ithalat, ihracat gibi veriler kullanılarak enerji kaynaklarının kullanılabilir miktarları elde edilmektedir. Bir başka deyişle, bu modülde dönüşüm modülünde kullanılacak kaynakların temin edilmesi garanti altına alınmaktadır. Etkiler modülünde, emisyon faktörleri ile enerji üretim/tüketim verileri kullanılarak talep ve dönüşüm süreçleri esnasında oluşan emisyonlar değerlendirilmektedir. Farklı enerji yollarının ve politikalarının çevresel sonuçları değerlendirilerek olumsuz çevresel etkileri azaltmaya yönelik stratejiler geliştirilebilmektedir (Heaps, 2022).

LEAP-NEMO hesaplamaları

LEAP, optimizasyon tabanlı modellemeler için SEI tarafından geliştirilen ve Julia programlama dili üzerine inşa edilen açık kaynak kodlu ve yüksek performanslı bir enerji sistemi optimizasyon modeli olan NEMO ile entegre çalışmaktadır. LEAP, NEMO ile optimizasyon hesaplamalarını yönetirken kullanıcıların doğrudan NEMO veri dosyalarıyla etkileşime geçmesine gerek bulunmamakta olup sonuçlar LEAP üzerinden sunulmaktadır (Heaps, 2022).

LEAP, doğrusal programlama ve karma tam sayılı doğrusal programlama yöntemleriyle uyumlu olarak tasarlanmıştır. NEMO'nun temel amacı, elektrik talebini ve rezerv marjını en düşük maliyetle karşılayacak bir üretim genişleme yolu belirlemektir. Maliyetler, işletme ve bakım giderleri, sermaye maliyetleri, yakıt maliyetleri ve enerji tesislerinin dışsal maliyetlerini kapsar. Model, yakıt tedariki, kapasite ve faaliyet kısıtlamalarına göre çalışır. Her zaman diliminde, belirlenen talep miktarını karşılayacak seviyede yakıt tüketimi sağlanır. Kapasite kısıtlamaları, her bir teknolojinin belirli talep segmentlerindeki faaliyet ihtiyaçlarını karşılayacak düzeyde olmasını gerektirir. Ayrıca, her teknolojinin yıllık üretimi, o teknolojiye ait yıllık kullanılabilirlik limitlerine uygun olmalıdır. Elektrik iletim ve dağıtım şebekesinin, talep edilen elektrik miktarını her zaman diliminde yeterli kapasitede taşıyacağı varsayılmaktadır (Ayuketah, Gyamfi ve Diawu, 2022).

LEAP, elektrik üretimi gibi tek bir dönüşüm sektörü için kısmi maliyet optimizasyonunu desteklediği gibi tüm enerji sisteminin tam maliyet optimizasyonunu da destekler. Tam maliyet optimizasyonu, tüm dönüşüm modüllerini ve seçilen talep tarafı kullanım alanlarını içerebilir. Optimizasyon modeli, sistemdeki tüm süreçlerin kapasite genişlemesini ve üretim miktarını en düşük maliyetle hesaplar. LEAP'in optimizasyon modellemesi, yalnızca enerji sektörü için geçerlidir. Enerji sektörü dışındaki sektörler için simülasyon temelli modelleme ile enerji sektörü optimizasyonu birleştirilebilir (Heaps, 2022).

LEAP ve NEMO'nun birlikte kullanımı, enerji depolama kapasitesinin içsel olarak optimize edilmesine imkân tanır ve kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının güç sistemlerine %100 entegrasyonunu sağlamak için büyük önem taşımaktadır (Handayani, Overland, Suryadi ve Vakulchuk, 2023).

LEAP-NEMO yapısı, şehirlerden bölgesel, ulusal ve küresel düzeyde farklı ölçeklere kadar uygulanabilir. LEAP, orta ila uzun vadeli bir modelleme aracı olarak tasarlanmış olup hesaplamalarının çoğu yıllık bir zaman adımında gerçekleşir ve zaman ufku sonsuza kadar uzatılabilir. Çoğu çalışmada 20-50 yıllık projeksiyon aralığı tercih edilmekte olup hem "Cari Hesaplar" olarak bilinen tarihsel bir dönemi hem de ileriye dönük çeşitli senaryoları içerir (Handayani ve diğerleri, 2023).

4.2. Literatürde Yer Alan Çalışmalar

4.2.1. Türkiye'nin net sıfır emisyon hedefine ilişkin çalışmalar

Türkiye'nin net sıfır emisyon hedefini inceleyen modelleme çalışmaları sınırlıdır.

Dönmezçelik, Koçak ve Örkcü (2023), 2053 net sıfır emisyon hedefine ulaşmak için ulaştırma sektörünü, Türkiye Enerji Modeli'ne dayalı olarak tasarlanan Ulaştırma Sektörü Enerji Modeli ile "belirtilen politikalar senaryosu" ve "net sıfır emisyon senaryosu" ile analiz etmiştir.

Calikoglu ve Koksal (2023), Türkiye kamu elektrik ve ısı üretim sektörünü net sıfır emisyon hedefine ulaşmak amacıyla LEAP yazılımıyla 2021-2053 yılları için incelemiştir. Mevcut plan ve politikaların devam edeceği varsayımıyla hazırlanan "mevcut durum senaryosu", mevcut durum senaryosuna göre elektrik ve ısı sektöründe CO_2 emisyonlarında %40 azaltımın sağlanacağı "azaltım senaryosu" ve karbon yakalama ve depolama teknolojilerinin dâhil edildiği "net sıfır emisyon senaryosu" olmak üzere üç senaryo ele alınmıştır. Sonuçlar, net sıfır hedefi için kurulu kapasite, elektrik üretimi ve yatırım maliyetlerinde önemli artış gerektiğini göstermiştir. Elde edilen bulgulara göre net sıfır hedefine ulaşmak için, yenilenebilir enerji, nükleer enerjiye önemli miktarda yatırım yapılmasının gerektiği ve karbon yakalama ve depolama özelliğine sahip santrallerin kurulmasının önünü açmak için enerji politikalarında önemli değişikliklere ihtiyaç olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Dönmezçelik, Koçak ve Örkcü (2024), tarafından yapılan bir başka çalışmada ise Türkiye'nin net sıfır emisyon hedefi için karayolu ve demiryolu taşımacılığının 2025-2050 döneminde mevcut ve uygulanabilir politikalar altında nasıl konumlanabileceği Türkiye için Enerji Sistem Modeli kullanılarak analiz edilmiştir.

ETKB tarafından hazırlanan UEP, 2053 net sıfır emisyon hedefine ulaşmayı amaçlamakta ve bu hedef doğrultusunda 2035 yılına kadar enerji sektörü gelişimine dair projeksiyonlar ile 2053 yılına ilişkin öngörüler sunmaktadır (ETKB, 2022).

4.2.2. LEAP ve NEMO'nun birlikte kullanıldığı çalışmalar

Son yıllarda, enerji arzını ve talebini tahmin etmek amacıyla LEAP modeli kullanılarak birçok çalışma yürütülmüştür. LEAP, yaygın olarak kullanılan bir enerji modelleme aracı olmasına karşın LEAP-NEMO'nun entegre kullanımına ilişkin hakemli yayınlar nadirdir (Handayani ve diğerleri, 2023). LEAP ve NEMO'nun birlikte kullanıldığı çalışmalar aşağıda yer almaktadır.

Wambui ve diğerleri (2022), Kenya'nın elektrik gelişim yollarını uzun vadeli planlama perspektifiyle değerlendirmiştir. LEAP ve NEMO kullanılarak yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji depolama sistemleriyle yüksek entegrasyonu, çevresel dışsallıkların içselleştirilmesi ve enerji verimliliği senaryoları incelenmiş olup yenilenebilir enerji kaynaklarının yüksek oranda kullanımı ve enerji depolama sistemleriyle %55 oranında maliyet tasarrufu sağlanabileceği sonucuna varılmıştır.

Ayuketah ve diğerleri (2022), Kamerun'un elektrik üretim sistemi için LEAP ve NEMO entegrasyonu ile 2016-2045 yıllarına yönelik "mevcut durum senaryosu", "enerji kayıpları", "talep tarafı enerji verimliliği önlemleri" ve "karbondioksit emisyon hedefleri" olmak üzere dört senaryo geliştirmiştir. Bulgular, alternatif senaryoların kurulu kapasitede %44'e varan tasarruf sağladığını, bu durumun finansal tasarruflar ve sera gazı emisyonlarından kaçınma gibi avantajlar sunduğunu göstermektedir.

Handayani ve diğerleri (2023), Güneydoğu Asya Ülkeleri Birliği'nde 2050'ye kadar elektrik sektörünün net sıfır emisyon hedefine ulaşması için izlenebilecek yolları, LEAP kullanarak analiz etmiştir. Referans, yenilenebilir enerji politikası ve net sıfır emisyon senaryoları oluşturulmuş, mevcut politikalar dışında gereken ek önlemler değerlendirilmiştir. Sonuçlar, birlik üyesi ülkelerinin yenilenebilir enerji potansiyelini hızla devreye alması gerektiğini göstermektedir. Net sıfır emisyon hedefine ulaşmak için değişken yenilenebilir enerji ve enerji depolama sistemleri anahtar rol oynamaktadır.

Zhou, Zhuang ve Liu (2023), Çin'deki Yangtze Nehri Deltası'nın bölgesel olarak karbon nötrlüğe ulaşmasını LEAP-NEMO ile mevcut durum, enerji yoğunluğunda azalma, enerji yapısı reformu, güç tedarik teknolojisi inovasyonu ve politika karışımı olmak üzere 5 senaryo (64 alt senaryo) kullanarak değerlendirmiştir. 64 alt senaryodan 22'sinde 2060 yılına kadar karbon nötrlüğe ulaşabileceği sonucuna ulaşılmıştır.

4.2.3. Yalnızca LEAP kullanılarak yapılan çalışmalar

Özer, Görgün ve İncecik (2013), LEAP programını kullanarak 2006 yılını baz alıp 2030'a kadar iki farklı senaryo altında Türkiye'nin elektrik sektörü talebini ve emisyon azaltım potansiyelini analiz etmiştir. Baz senaryoda CO_2 emisyonlarının önemli ölçüde artacağı, azaltım senaryosunda ise elektrikle ilgili CO_2 emisyonlarının yıllık %5,8 oranında artacağı, buna karşın elektrik üretiminin yıllık %6,6 oranında artacağı sonucuna ulaşılmıştır.

McPherson ve Karney (2014), LEAP platformunu kullanarak Panama'nın elektrik sektörünü dört senaryo ile analiz etmiştir. İlk senaryoda "mevcut durum" son on yıldaki üretim trendini sürdürürken, üç alternatif senaryo belirli hedeflere göre oluşturulmuştur. Senaryo 1, elektrik üretiminde yeni teknolojileri içermeksizin iklim değişikliği ile mücadeleyi teşvik etmektedir. Senaryo 2, kaynak çeşitliliğini en üst düzeye çıkarırken, senaryo 3 küresel ısınma potansiyelini en aza indirmeyi hedeflemektedir. Her bir senaryo, elektrik üretim profilinin bileşimini, sistemin marjinal maliyetini, küresel ısınma potansiyelini ve kaynak çeşitliliğini analiz etmektedir. Çalışma sonucunda, Panama'nın mevcut teknolojiler ve maliyetlerle sürdürülebilir bir elektrik şebekesine ulaşabileceği, ancak kaynak çeşitliliği ve küresel ısınma potansiyeli arasında bir denge kurulması gerektiği tespit edilmiştir.

Kumar (2016), LEAP ile 2010'dan 2050'ye kadar iki Güneydoğu Asya ülkesi olan Endonezya ve Tayland'daki enerji karışımındaki yenilenebilir enerji potansiyelini "mevcut durum senaryosu", "yenilenebilir senaryosu" ve "yenilenebilir potansiyel senaryosu" olmak üzere üç senaryo ile analiz etmiştir. Simülasyon sonuçları, yenilenebilir enerjinin tam potansiyelinin kullanılması için 2050 yılına kadar elektriğin büyük bir kısmının yenilenebilir enerji kaynakları tarafından üretilmesi gerektiğini göstermektedir. Bu durumda, Endonezya ve Tayland'da CO_2 emisyonlarının sırasıyla %81 ve %88 oranında azaltılabileceği öngörülmüştür. Ancak, yenilenebilir enerjinin geniş ölçekte uygulanmasının üretim maliyetini artıracağı ifade edilmiştir.

Mirjat ve diğerleri (2018), LEAP ile Pakistan'ın 2015-2050 yılları arasındaki enerji arz ve talep dengesini analiz etmiş ve "mevcut durum senaryosu", "yenilenebilir enerji teknolojileri senaryosu", "temiz kömür maksimum senaryosu" ve "enerji verimliliği ve koruma senaryosu" olmak üzere dört senaryo geliştirmiştir. Model sonuçları, Pakistan'ın elektrik talebinin yıllık ortalama %8,35 oranında büyüyerek baz yılın 19 katı olan 1.706,3 TWh'ye ulaşacağını öngörmektedir. Yenilenebilir enerji teknolojileri senaryosu, başlangıçta sermaye yoğun olmasına rağmen sürdürülebilir elektrik üretimi için en uygun seçenek olarak tespit edilmiştir.

Rivera-Gonzalez, Bolonio, Mazadiego ve Chapi (2019), LEAP ile 2018-2040 yılları arasında Ekvador'un elektrik üretim sistemini değerlendirmiş ve üç alternatif senaryo ile analiz etmiştir. Çalışmanın ana hedefi, mevcut petrol yakıtlarına dayalı sistemi doğal gaz ve yenilenebilir enerji (güneş, rüzgâr, biyokütle ve hidroelektrik) santrallerini içeren sürdürülebilir bir sisteme dönüştürmektir. Sonuçlar, sürdürülebilir elektrik üretimi senaryosunda CO2e emisyonların %11,72, üretim maliyetlerinin %9,78 ve petrol tüketiminin %15,95 oranında azalabileceğini göstermektedir.

Massaga, Kirkil ve Çelebi (2019), Türkiye'nin yenilenebilir enerjiye geçiş sürecinde 2014 yılını baz yıl olarak seçmiş ve "mevcut durum senaryosu", "enerji tasarrufu senaryosu" ve "yenilenebilir enerji senaryosu" olmak üzere üç senaryo ile LEAP'te 2040 yılına kadar analiz etmiştir. Enerji tasarrufu senaryosu, enerji verimli cihazların kullanımını ve karbon vergisini içerirken; yenilenebilir enerji senaryosu, elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların payını mümkün olduğunca artırmayı hedeflemektedir. Yenilenebilir enerji senaryosu, maliyet ve çevresel etki açısından en uygun enerji politikası seçeneği olarak öne çıkmıştır.

Roche ve diğerleri (2019), LEAP yazılımını kullanarak elektrifikasyon, talep büyümesi ve üretim ve iletim kapasitesinin geliştirilmesi senaryolarıyla Nijerya'nın 2030 yılına kadar elektrik erişimi, yenilenebilir enerji hedefleri ve elektrik sektöründeki karbonsuzlaşma hedeflerini karşılamaya yönelik yolları analiz etmiştir. Tüm senaryolarda karbonsuzlaşma hedeflerinin aşılabileceği ancak yenilenebilir enerji hedeflerine yalnızca kısmen ulaşılabileceği sonucuna ulaşılmış ve fosil yakıtlı üretimin tüm senaryolarda önemli rol oynadığı belirtilmiştir.

Malka ve diğerleri (2023), Norveç'in enerji talebini COVID-19 pandemisi ve Ukrayna savaşının etkilerini de dikkate alarak LEAP ile analiz etmiştir. Mevcut durum ve azaltım senaryoları altında yapılan projeksiyonlarda, Norveç'in 2030'a kadar %55, 2050'ye kadar %90-95 emisyon azaltma hedefleri ele alınmıştır. Çalışmanın bulguları, 2050'de net sıfır hedefine ulaşmanın özellikle petrol ve gaz sektöründe karbon vergisi ve karbon yakalama ve depolama teknolojisi olmadan mümkün olmadığını göstermiştir.

5. TÜRKİYE ELEKTRİK SEKTÖRÜNÜN MODELLENMESİ

Bu çalışmada, Türkiye elektrik sektörünü analiz etmek için LEAP-NEMO yazılımları entegre bir şekilde kullanılmıştır. LEAP yazılımı, belirli bir enerji sistemi modelini doğrudan sağlamak üzere tasarlanmamış olup kullanıcıya model çerçevesini kendi belirleme esnekliği sunmaktadır. Çalışmanın amacı, farklı varsayımlarla oluşturulan senaryolar kapsamında, elektrik talebini en düşük maliyetle karşılayacak güç sistemi genişleme modelini geliştirmektir. Bu doğrultuda her bir senaryoda; teknoloji türüne göre maksimum ve minimum kapasite ekleme kısıtları, yıllık kapasite limitleri ve emisyon sınırları gibi çeşitli kısıtlar uygulanmıştır.

Maliyet verileri olarak gecelik sermaye maliyetleri (overnight capital cost), sabit ve değişken işletme bakım maliyetleri ile yakıt maliyetleri kullanılmıştır. Elektrik üretim tesisleri potansiyel kapasiteleri, kurulu güç, maksimum kullanılabilirlik oranları, proses verimlilikleri, teknik ömür ve yakıt bazında emisyon faktörleri dikkate alınarak modellenmiştir.

Bu çalışmada NEMO entegrasyonu, elektrik talebini en düşük maliyetle karşılamak, yıllık maksimum emisyon kısıtlarını uygulamak ve enerji depolama seçeneklerini modele eklemek açısından önemlidir. Modelin bir diğer önemli özelliği ise yılın 48 zaman dilimine ayrılmasıdır. Bu zaman dilimleri, talep tarafında sistem yük eğrisini, arz tarafında ise güneş, rüzgâr ve hidroelektrik santrallerin değişken üretim profillerini doğru bir şekilde temsil etmek amacıyla kullanılmıştır.

Bu bölümde, öncelikle modele girilen veriler açıklanmış, ardından oluşturulan senaryolar karşılaştırmalı olarak analiz edilmiştir.

5.1. Veri Girişi

Çalışmada kullanılan veriler, kamu kurumları ve uluslararası kuruluşların kamuya açık kaynaklarından elde edilmiştir. Modelin baz yılı olarak, veri sağlanabilen en güncel yıl olan 2022 belirlenmiştir. 2000-2022 dönemine ait veriler LEAP'e girilmiş olup bu verilerin bir

kısmı projeksiyon oluşturmak, bir kısmı ise kıyaslama yapmak amacıyla kullanılmıştır. Projeksiyonlar 2023-2053 dönemini kapsayacak şekilde hazırlanmıştır.

LEAP'in Time-Series Wizard aracı kullanılarak çeşitli tahmin yöntemleri uygulanmıştır. Elektrik talebi hesaplamalarında lineer, üstel (exponential) ve lojistik (logistic) tahmin yöntemleri tercih edilmiştir. Belirli dönemsel değişiklikleri temsil etmek amacıyla adım fonksiyonu (step function), interpolasyon (interpolate) ve smooth curve gibi araçlardan yararlanılmıştır.

5.1.1. Talep modülü veri girişi

Nihai elektrik tüketimi brüt elektrik üretimine ithalatın eklendiği, ihracatın düşüldüğü, elektrik iletimi ya da dağıtımı esnasında meydana gelen kayıpların dâhil edilmediği yani doğrudan tüketicilere ulaşan elektrik miktarını ifade etmektedir. Bu çalışmada talep tahminleri nihai elektrik tüketimleri üzerinden yapılmış olup modele girilen veriler Çizelge 5.1'de yer almaktadır. Kayıplar ile ithalat ve ihracat verileri modele ayrıca girilmiştir.

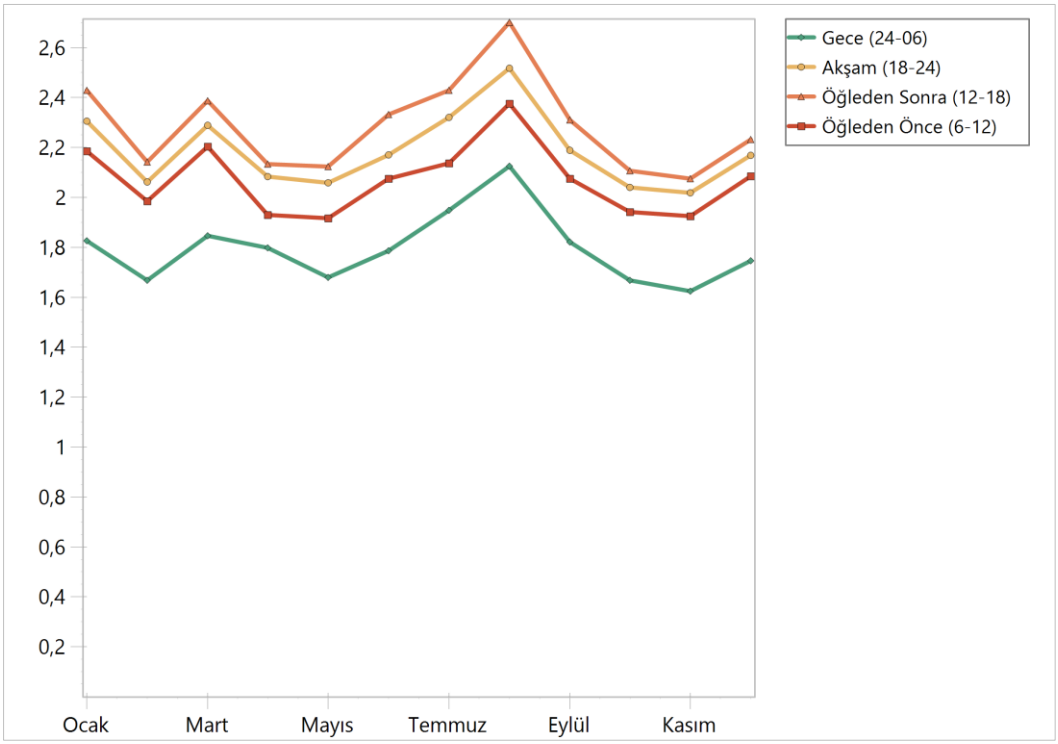
Çizelge 5.1. Nihai elektrik tüketiminin sektörlere göre gelişimi (TJ) (IEA, 2024a)

	Sanayi	Ulaştırma	Konut	Ticaret ve Kamu Hizmetleri	Tarım, Ormancılık ve Balıkçılık	Toplam
2000	165 920	2 754	85 996	79 419	11 052	345 141
2001	161 992	2 376	84 805	82 429	11 530	343 132
2002	175 953	2 743	84 812	89 442	12 564	365 514
2003	193 309	2 566	90 702	97 567	13 165	397 309
2004	208 951	2 631	99 428	105 591	14 021	430 622
2005	218 415	2 700	111 365	115 815	14 809	463 104
2006	238 885	2 844	124 077	127 249	15 983	509 038
2007	257 220	3 365	131 317	140 212	17 930	550 044
2008	261 122	3 455	142 502	146 692	20 901	574 672
2009	246 614	2 001	140 932	150 631	17 559	557 737
2010	278 262	2 127	149 076	162 478	20 106	612 049
2011	309 146	2 365	159 375	172 958	18 529	662 373
2012	324 990	2 876	163 349	182 149	21 059	694 423
2013	328 982	2 973	161 899	194 659	17 689	706 202
2014	345 038	3 297	166 284	206 388	18 582	739 589
2015	362 602	3 823	172 443	215 762	17 570	772 200
2016	378 575	4 161	184 334	229 467	24 501	821 038
2017	407 575	4 490	195 304	252 875	24 472	884 716
2018	411 890	4 860	196 525	271 085	33 402	917 762
2019	401 794	5 679	202 298	267 316	34 456	911 543
2020	417 779	5 168	218 496	248 384	41 579	931 406
2021	479 825	5 655	221 396	260 856	49 579	1 017 311
2022	464 549	6 442	222 157	274 717	48 339	1 016 204

5.1.2. Yük şekli modülü veri girişi

2022 yılına ait saatlik elektrik tüketim verileri EPİAŞ'ın Şeffaflık Platformu'ndan temin edilmiş olup bu veriler kullanılarak yıl içerisindeki aylık değişimlerin ve günün farklı saat aralıklarındaki tüketim eğilimlerinin (öğleden önce, öğleden sonra, akşam, gece) yansıtıldığı 48 zaman dilimli yıllık yük şekli oluşturulmuştur. Bu dağılımlar, LEAP modeline yıllık şekil olarak tanımlanmış ve her bir zaman dilimi toplam yıllık talebin belirli bir yüzdesini ifade edecek şekilde modellenmiştir. Böylece talep dalgalanmaları modelde dikkate alınmıştır.

Şekil 5.1'de LEAP'te oluşturulan 2022 yılı sistem yük şekli gösterilmekte olup yıllık ortalama yük faktörü %71,89 olarak hesaplanmıştır. Bu oran, yıl boyunca sistem kapasitesinin ortalama %71,89 oranında kullanıldığını göstermektedir. Ayrıca, çalışmada rezerv marjı %20 olarak kabul edilmiştir.



Şekil 5.1. LEAP'te oluşturulan sistem yük şekli (%)

5.1.3. Dönüşüm modülü veri girişi

Elektrik üretimi, maliyetler ve santrallere ilişkin tüm teknik veriler bu modüle girilmiştir.

Elektrik iletim ve dağıtım kayıpları

2000 yılında %2,6 olan iletim kaybı, 2022 yılında %1,7'ye düşmüştür. Aynı dönemde, dağıtım kaybı %16,8'den %7,41'e gerilemiştir (Çizelge 5.2).

Çizelge 5.2. Türkiye elektrik enerjisi iletim ve dağıtım kayıpları (TEİAŞ, 2022)

Yıllar	İletim Kaybı (GWh)	%	Dağıtım Kaybı (GWh)	%	Toplam Şebeke Kaybı (GWh)	%
2000	3 182	2,6	20 574	16,8	23 756	19,4
2001	3 374	2,8	19 954	16,5	23 329	19,3
2002	3 441	2,7	20 491	16,1	23 932	18,8
2003	3 331	2,4	20 722	15,2	24 053	17,6
2004	3 423	2,4	19 820	13,6	23 243	16,0
2005	3 695	2,4	20 349	13,0	24 044	15,4
2006	4 544	2,7	19 245	11,3	23 789	14,0
2007	4 523	2,5	22 124	12,0	26 647	14,5
2008	4 388	2,3	23 093	12,1	27 482	14,4
2009	3 973	2,1	25 018	13,4	28 991	15,5
2010	5 691	2,8	24 531	12,0	30 222	14,8
2011	4 189	1,9	28 180	12,7	32 369	14,6
2012	6 025	2,6	29 632	12,7	35 657	15,3
2013	5 639	2,4	31 495	13,3	37 135	15,7
2014	6 271	2,5	31 060	12,6	37 331	15,1
2015	5 338	2,1	31 190	12,1	36 528	14,2
2016	5 608	2,1	30 004	11,2	35 612	13,3
2017	5 503	1,9	29 156	10,2	34 660	12,1
2018	5 120	1,8	26 515	9,1	31 635	10,8
2019	5 585	1,9	25 700	8,8	31 286	10,7
2020	4 957	1,7	24 411	8,3	29 368	10,0
2021	5 369	1,7	25 628	8,0	30 997	9,6
2022	5 417	1,7	23 650	7,4	29 067	9,1

Kurulu güç

2000 yılında 27,3 GW olan Türkiye elektrik kurulu gücü 2022 yılına gelindiğinde 103,8 GW'ye ulaşmıştır (Çizelge 5.3).

Çizelge 5.3. Kaynak bazında yıllar itibarıyla elektrik kurulu gücü (MW) (TEİAŞ, 2022)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Sıvı Yakıtlar	Hidro	Rüzgâr	Güneş	Biyokütle	Jeotermal
2000	7 454	480	6 509	1 586	11 175	19		24	18
2001	7 609	480	6 511	2 000	11 673	19		24	18
2002	10 158	480	6 503	2 400	12 241	19		28	18
2003	11 975	1 800	6 439	2 733	12 579	19		28	15
2004	13 252	1 845	6 451	2 569	12 645	19		28	15
2005	14 245	1 986	7 131	2 506	12 906	20		35	15
2006	14 786	1 986	8 211	2 397	13 063			41	82
2007	15 031	1 986	8 211	2 000	13 395			43	169
2008	15 526	1 986	8 205	1 819	13 829	364		60	30
2009	16 963	2 391	8 199	1 699	14 553	792		87	77
2010	18 628	3 751	8 199	1 593	15 831	1 320		107	94
2011	19 955	4 351	8 199	1 300	17 137	1 729		126	114
2012	20 997	4 383	8 193	1 286	19 609	2 261		169	162
2013	25 191	4 383	8 223	616	22 289	2 760		235	311
2014	26 094	6 533	8 281	595	23 643	3 630	40	299	405
2015	25 489	6 825	8 697	523	25 868	4 503	249	370	624
2016	26 115	8 229	9 127	445	26 681	5 751	833	496	821
2017	27 199	9 576	9 129	380	27 273	6 516	3 421	642	1 064
2018	26 687	9 576	9 456	371	28 291	7 005	5 063	819	1 283
2019	26 733	9 604	9 966	189	28 503	7 591	5 995	1 171	1 515
2020	26 489	9 624	9 989	189	30 984	8 832	6 667	1 503	1 613
2021	26 400	9 653	9 989	135	31 493	10 607	7 816	2 051	1 676
2022	26 136	11 033	10 066	135	31 572	11 396	9 425	2 355	1 691

Tam yük saatleri

Tam yük saati (full load hours), enerji depolama teknolojileri için kullanılan bir terimdir ve depolama sürecinin tam kapasitede (yani tam şarj edilmiş olarak) çalışabileceği süreyi ifade eder. Bu, bataryanın tam şarjlı durumdayken maksimum kapasitede enerji sağlayabileceği süreyi tanımlar (Heaps, 2022). Çalışmada, (NREL, 2024) veri tabanında yer alan "Utility-Scale Battery Storage (6Hr)" teknolojisi esas alınarak modele tam yük saati 6 olarak girilmiştir.

Santral ömrü

Santral ömürleri, güneş, rüzgâr, jeotermal, biyokütle, nükleer ve hidroelektrik santraller ile batarya depolama teknolojileri için, modelde tutarlılık sağlamak amacıyla, santral türüne göre yıllık maliyet verilerinin de modelde dikkate alındığı (NREL, 2024)'ten alınmıştır. Doğal gaz ve kömür santralleri için ise (IEA, 2020) verileri kullanılmıştır (Çizelge 5.4).

Çizelge 5.4. Santral teknik ömürleri

Santral Türü	Santral Ömrü (Yıl)
Rüzgâr (karasal, offshore, sabit tabanlı)	30
Güneş	30
Hidroelektrik	100
Jeotermal	30
Nükleer	60
Batarya Depolama	30
Biyokütle	45
Kömür	30
Doğal Gaz	40

Elektrik üretimi

2000 yılında 124,9 TWh olan Türkiye brüt elektrik üretimi 2,6 kat artarak 2022 yılında 328,4 TWh olarak gerçekleşmiştir. Kaynak bazında elektrik üretiminin yıllar itibarıyla gelişimi Çizelge 5.5'te sunulmaktadır.

Çizelge 5.5. Kaynak bazında yıllar itibarıyla elektrik üretimi (TWh) (TEİAŞ, 2022)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Sıvı Yakıtlar	Hidro	Rüzgâr	Güneş	Jeotermal	Biyokütle
2000	46 217	3 819	34 367	9 311	30 879	34		75	220
2001	49 549	4 046	34 372	10 366	24 010	62		90	230
2002	52 497	4 093	28 056	10 744	33 684	48		105	174
2003	63 536	8 663	23 590	9 196	35 330	61		89	116
2004	62 242	11 998	22 450	7 670	46 084	57		93	104
2005	73 445	13 246	29 946	5 483	39 561	59		95	122
2006	80 691	14 217	32 433	4 340	44 244	127		94	154
2007	95 025	15 136	38 295	6 527	35 851	355		156	214
2008	98 685	15 858	41 858	7 519	33 270	847		162	220
2009	96 095	16 596	39 090	4 804	35 958	1 495		436	340
2010	98 144	19 104	35 942	2 180	51 796	2 916		668	458
2011	104 048	27 348	38 870	904	52 339	4 724		694	469
2012	104 499	33 324	34 689	1 639	57 865	5 861		899	721
2013	105 116	33 524	30 262	1 739	59 421	7 558		1 364	1 171
2014	120 576	39 647	36 615	2 145	40 645	8 520	17	2 364	1 433
2015	99 219	44 830	31 336	2 224	67 146	11 653	194	3 425	1 758
2016	89 227	53 703	38 570	1 926	67 231	15 517	1 043	4 819	2 372
2017	110 490	56 782	40 694	1 200	58 219	17 904	2 889	6 128	2 972
2018	92 483	68 162	45 087	329	59 938	19 949	7 800	7 431	3 623
2019	57 288	66 022	46 872	336	88 823	21 731	9 250	8 952	4 624
2020	70 931	67 874	37 938	323	78 094	24 828	10 950	10 028	5 737
2021	111 181	60 399	42 983	282	55 927	31 437	13 943	10 793	7 779
2022	75 059	68 579	45 140	394	66 803	34 945	16 888	11 119	9 453

Proses verimliliği

Santral türlerine göre proses verimlilik değerleri ortalama olarak belirlenmiş olup (IEA, 2020) verilerine dayanmaktadır (Çizelge 5.6).

Çizelge 5.6. Santral türü bazında proses verimliliği (%)

Santral Türü	Proses Verimliliği (%)
Doğal Gaz	59
Taşkömürü	40
Linyit	33
Nükleer	34

Maksimum kullanılabilirlik

Maksimum kullanılabilirlik, bir enerji santralinin belirli bir dönemde tam kapasiteyle çalıştığında üretebileceği enerji miktarının gerçekte üretebileceği maksimum enerji miktarına oranıdır (Heaps, 2022). Santral türü bazında maksimum kullanılabilirlik verileri Çizelge 5.7'de yer almaktadır.

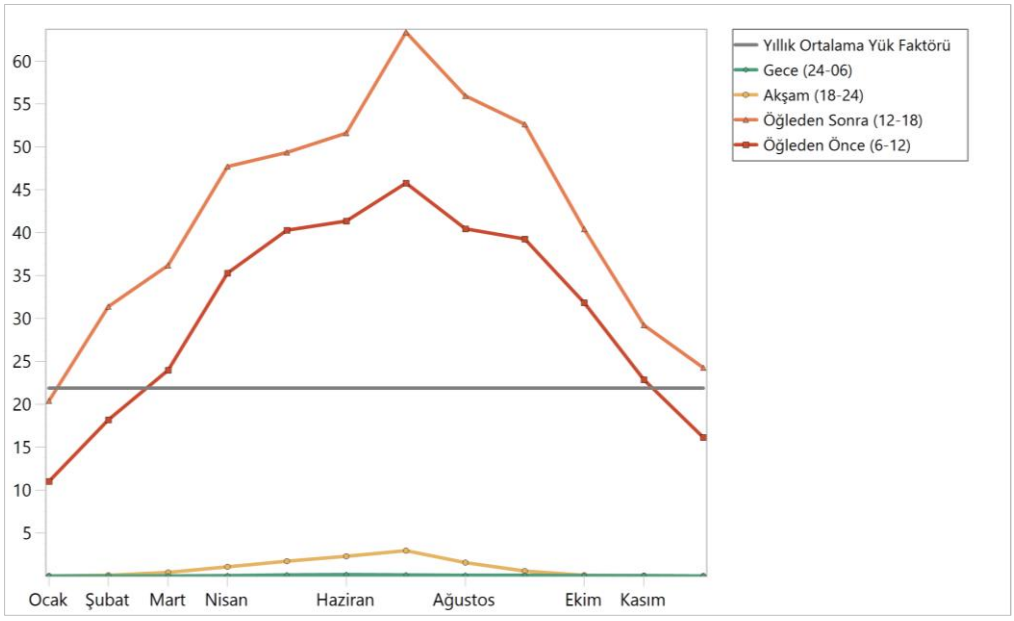
Çizelge 5.7. Santral türü bazında maksimum kullanılabilirlik

Santral Türü	Maksimum Kullanılabilirlik (%)
Doğal Gaz	60
Taşkömürü	88
Linyit	55
Nükleer	93
SMR	93
Jeotermal	90
Biyokütle	60
Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	46
Yüzer Offshore Rüzgâr	48
Hidroelektrik	Yıllık Şekil
Rüzgâr	Yıllık Şekil
Güneş	Yıllık Şekil

Maksimum kullanılabilirlik değerleri, güneş, hidroelektrik ve rüzgâr dışındaki yenilenebilir kaynaklar ile nükleer santraller için (NREL, 2024)'ten elde edilen santral maliyetleriyle uyumlu olacak şekilde seçilen teknolojilere göre belirlenmiştir. Fosil kaynaklar için ise literatür ve (TEİAŞ, 2021) raporundaki veriler dikkate alınarak ortalama değerler kullanılmıştır.

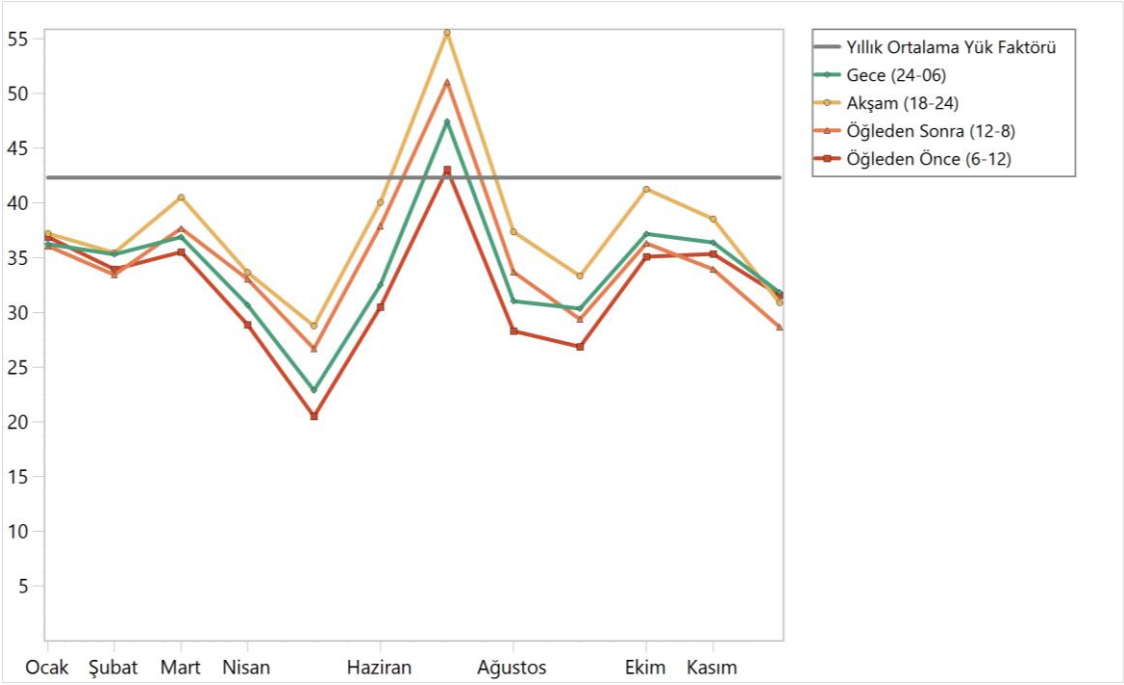
Yenilenebilir enerji kaynaklarının doğası gereği üretim kapasiteleri mevsimsel ve günlük olarak büyük farklılıklar gösterebilmektedir. Bu çalışmada, rüzgâr, güneş ve hidroelektrik kaynakların üretim profillerini daha doğru bir şekilde modellemek amacıyla yıl 12 aya, her ay ise günün dört saat dilimine (öğleden önce, öğleden sonra, akşam, gece) ayrılarak 48 farklı zaman dilimi için kullanılabilirlik değerleri oluşturulmuştur. Bu şekilde, yenilenebilir enerji üretiminin kesintili yapısı göz önünde bulundurarak elektrik arz-talep dengesinin daha sağlıklı bir şekilde yönetilebilmesi amaçlanmıştır. 2022 yılına ilişkin EPİAŞ Şeffaflık Platformu'ndan elde edilen kaynak bazlı "Uzlaştırma Esas Veriş Miktarı" verileri ve (TEİAŞ, 2022) kaynak bazlı kurulu güç bilgileri ile kullanılabilirlik yük şekilleri oluşturulmuştur.

Güneş santralleri için 2022 yılı ortalama yük faktörü %21,89 olarak hesaplanmıştır. Temmuz ayı öğleden sonra zaman diliminde yılın en yüksek kullanılabilirlik değerine ulaşılmıştır. Güneş santrallerinin sadece gündüz saatlerinde üretim yapabildiği, gece saatlerinde üretimin sıfıra yakın olduğu, öğle saatlerinde ise kapasitenin en yüksek seviyeye ulaştığı, kış aylarında kullanılabilirliğin azaldığı ve yaz aylarında arttığı Şekil 5.2'den görülebilmektedir. Bu durum, güneş enerjisinin üretim kapasitesinin gün içindeki aydınlanma süresine göre değiştiğini göstermektedir.



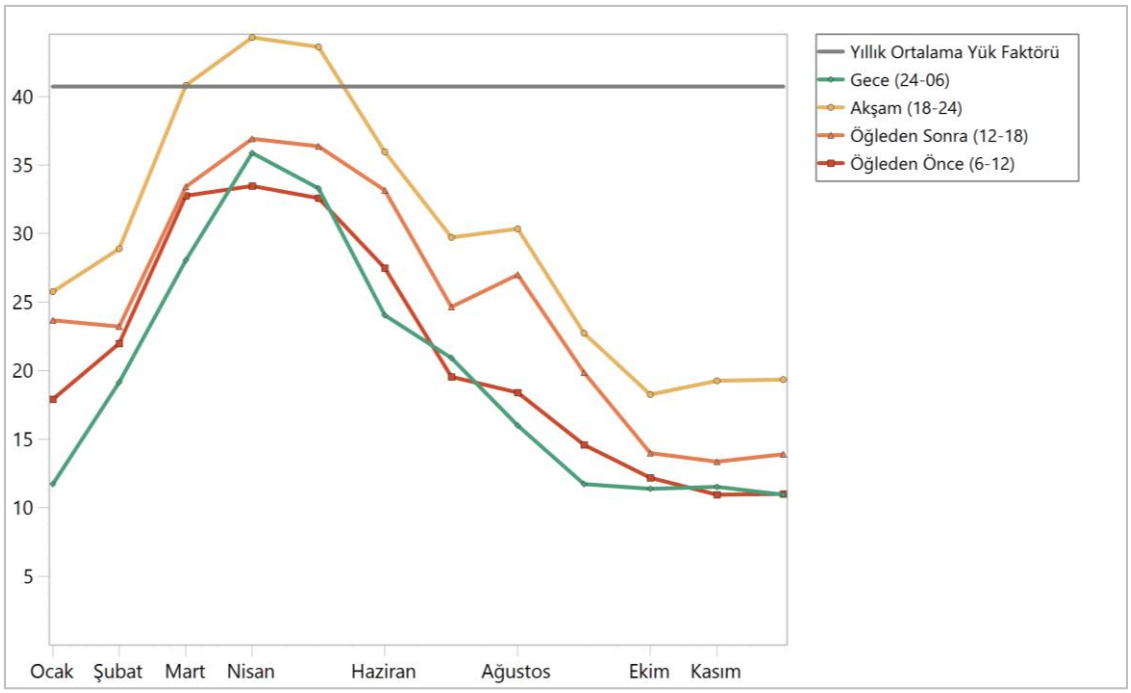
Şekil 5.2. LEAP'te oluşturulan güneş santralleri için kullanılabilirlik şekli (%)

Karasal rüzgâr santrallerinde kullanılabilirlik, daha çok aylık bazda değişiklik göstermektedir. Yıllık ortalama yük faktörü %42,33 olarak hesaplanmıştır (Şekil 5.3). Bu durum, rüzgâr enerjisinin güneş enerjisine kıyasla daha yüksek kullanılabilirliğe sahip olduğunu göstermektedir.



Şekil 5.3. LEAP'te oluşturulan rüzgâr santralleri için kullanılabilirlik şekli (%)

2022 yılı verilerine göre, hidroelektrik santraller için ortalama yük faktörü %40,72 olarak hesaplanmıştır. Şekil 5.4'ten hidroelektrik santrallerin üretim profilinin mevsimsel koşullara büyük ölçüde bağımlı olduğu görülmektedir. İlkbahar aylarında su kaynaklarının artışıyla birlikte en yüksek kullanılabilirlik değerlerine ulaşılırken, kış aylarına doğru giderek bir azalma yaşanmaktadır. Bu durum, hidroelektrik santrallerin kulanılabilirliğinin gün içindeki zaman dilimlerinden ziyade mevsimsel olarak su rejimlerinden etkilendiğini ortaya koymaktadır.



Şekil 5.4. LEAP'te oluşturulan hidroelektrik santraller için kullanılabilirlik şekli (%)

Santral maliyetleri

Santral maliyet verileri için, ABD Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından yayımlanan Yıllık Teknoloji Temel Veri Tabanı tercih edilmiştir. Maliyetlerin karşılaştırılabilirliğini sağlamak amacıyla, farklı veri kaynaklarının metodolojik farklılıklarından kaynaklanabilecek tutarsızlıkları önlemek adına tek bir veri seti kullanılmıştır. Modelde orta maliyet ve kapasite seviyelerinde bulunan santraller dikkate alınmıştır. Santrallerin teknoloji türlerine göre sermaye, sabit ve değişken maliyet verileri sırasıyla EK-1, EK-2 ve EK-3'te sunulma olup veri tabanından seçilen teknoloji türü de çizelgelerde belirtilmiştir. Veri tabanı 2022-2050 dönemini kapsadığından 2050 yılı sonrası veriler 2050 yılı ile aynı kabul edilmiştir (NREL, 2024).

Sermaye maliyetlerinin karşılaştırılabilir olmasını sağlamak amacıyla "gecelik sermaye maliyetleri" tercih edilmiştir. Bu maliyet türü, finansman veya faiz maliyetleri içermemekte olup teorik olarak santrallerin bir gecede inşa edildiği varsayımıyla sermaye maliyetlerini ifade etmektedir.

Yakıt maliyetleri

2019-2020 yılları arasında doğal gaz, ham petrol ve kömür fiyatlarında bir düşüş gözlemlenmiş ancak 2021'de bu eğilim tersine dönmüş ve yakıt fiyatlarında hızlı bir artış yaşanmıştır. 2022'de Avrupa'da doğal gaz fiyatları %240, kömür fiyatları %141,7 ve ham petrol fiyatları %42 oranında yükselmiştir. 2023 ve 2050 yıllarına ait ham petrol, doğal gaz ve buhar kömürü fiyat tahminleri, IEA'nın "Açıklanan Politikalar Senaryosu"ndan alınmış olup ara yıllar için interpolasyon yöntemi kullanılmıştır (IEA, 2024c). Linyit fiyatları ithal kömür fiyatları ile kıyaslama yapılarak belirlenmiştir. 2022 yılı nükleer yakıt maliyeti ise (NEI, 2023)'ten temin edilmiş olup gelecekte de sabit kalacağı varsayılmıştır. Modelde kullanılan yakıt fiyatı verileri Çizelge 5.8'de yer almaktadır.

Çizelge 5.8. Yakıt fiyatları

	2022	2023	2030	2040	2050
Ham Petrol (Dolar/Varil)	98	82	79	77	75
Doğal Gaz (Dolar/MBtu)	32,3	12,1	6,5	7,6	7,7
Buhar Kömürü (Dolar/ton)	290	129	68	69	64
Linyit (Dolar/ton)	93	43	23	23	21
Nükleer ve SMR (Dolar/MWh)	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4

CO_2 emisyon faktörleri

Türkiye'nin Ulusal Sera Gazı Emisyon Envanteri, BMİDÇS kapsamında 2006 IPCC Rehberleri metodolojilerine göre yıllık olarak hesaplanmaktadır. Modelde CO_2 emisyon hesaplamaları için Türkiye'ye özgü kaynak bazında CO_2 emisyon faktörlerinin ortalama değerleri kullanılmış olup Çizelge 5.9'da yer almaktadır (TÜİK, 2023).

Çizelge 5.9. Türkiye'ye özgü CO_2 emisyon faktörleri (ton/TJ)

	Taşkömürü	Linyit	Doğal Gaz	Sıvı Yakıtlar
2000	95,5	110,1	55,6	77,0
2001	99,3	110,6	55,6	77,0
2002	96,3	111,3	55,6	77,0
2003	100,9	112,0	55,7	77,0
2004	90,3	112,7	55,6	77,0
2005	94,2	113,5	55,6	77,0
2006	88,7	114,2	55,6	77,0
2007	88,5	113,6	55,6	77,0
2008	93,4	112,5	55,6	77,0
2009	96,0	111,4	55,7	77,0
2010	98,6	110,3	55,7	77,0
2011	95,1	109,5	56,3	77,0
2012	96,7	109,3	55,7	77,0
2013	96,2	109,1	55,7	77,0
2014	93,2	107,6	55,7	77,0
2015	92,4	107,6	55,8	77,0
2016	85,3	107,4	55,4	77,0
2017	94,5	107,2	55,6	77,0
2018	93,3	108,9	55,3	77,0
2019	96,9	106,6	53,7	77,0
2020	91,8	104,8	55,7	77,0
2021	93,6	104,1	55,4	77,0
Ortalama	94,1	109,7	55,6	77,0

5.1.4. Kaynaklar modülü veri girişi

Birincil ve ikincil enerji kaynaklarının rezerv, ithalat, ihracat verileri bu modüle girilmiştir.

Yenilenebilir enerji potansiyeli

Türkiye, coğrafi konumundan dolayı önemli bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası'na (GEPA) göre, Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2741 saat ve ortalama yıllık toplam ışınım değeri 1527 kWh/m^2 olarak hesaplanmıştır (ETKB, 2024d). Bu çalışmada, güneş enerjisi santralleri kurulumu için uygun arazilerin yeterli olduğu kabul edilerek Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyelinin sınırsız olduğu varsayılmıştır.

UEP'e göre, Türkiye'de hidroelektrik santrallerin kurulu güç kapasitesi maksimum seviyelere yaklaşmış olup orta ve uzun vadede 35,1 GW kurulu güç değerine ulaşması

öngörülmektedir (ETKB, 2022). Bu nedenle, bu çalışmada hidroelektrik santrallerin maksimum kurulu gücü 35,1 GW olarak kabul edilmiştir.

Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA-V1) verilerine göre, 50 metre yükseklikte ve yıllık ortalama 7,5 m/s üzeri rüzgâr hızına sahip alanlarda km² başına 5 MW kurulu güç kapasitesiyle rüzgâr santrali kurulabileceği varsayımı altında Türkiye'nin toplam rüzgâr enerjisi kapasitesinin 47,8 GW olabileceği belirlenmiştir. Bu alan ülke yüz ölçümünün %1,3'üne denk gelmektedir (ETKB, 2024d).

Türkiye'nin jeotermal kaynaklarının %78'i Batı Anadolu, %9'u İç Anadolu, %7'si Marmara Bölgesi, %5'i Doğu Anadolu, %1'i ise diğer bölgelerde yer almaktadır. Jeotermal kaynakların %90'ı düşük ve orta sıcaklıklara sahip olup doğrudan uygulamalarda, %10'u ise elektrik üretiminde kullanılabilmektedir. Türkiye'nin jeotermal elektrik üretim potansiyeli ise 4,5 GW olarak tahmin edilmektedir (ETKB, 2024d).

Biyokütle Enerjisi Potansiyel Atlası'na (BEPA) göre, Türkiye'de toplanabilir biyokütle atıklarından elde edilebilecek ekonomik enerji 3,9 mtep/yıl'dır (ETKB, 2024d).

Dünya Bankası tarafından yapılan bir çalışmada, Türkiye'nin sabit tabanlı deniz üstü rüzgâr santrali potansiyelinin 12 GW, yüzer deniz üstü rüzgâr santrali potansiyelinin ise 63 GW olduğu tahmin edilmiştir (World Bank, 2020).

Kömür

Türkiye, dünya kömür rezervlerinin yaklaşık %2,1'ine sahip olup linyit rezervleri açısından önemli bir konumdadır. Ancak, bu rezervlerin %79'u 2500 kcal/kg altında ısıl değere sahip olduğu için çoğunlukla termik santrallerde kullanılmaktadır. Türkiye'nin toplam linyit rezervi 20,53 milyar ton olarak hesaplanmıştır. Linyit sahalarının hızlı bir şekilde devreye alınması ve mevcut rezervlere yeni ünitelerin eklenmesiyle kömürden elde edilen elektrik kurulu gücünün 20 GW artırılma potansiyeli bulunmaktadır (MTA, 2024).

Türkiye'nin en önemli taşkömürü rezervleri ise Zonguldak havzasında yer almaktadır. Yapılan çalışmalara göre, 1200 metre derinliğe kadar belirlenmiş toplam jeolojik rezerv yaklaşık 1,51 milyar ton olup bu miktarın %48'i görünür rezerv olarak kabul edilmektedir.

Koklaşabilir rezerv oranı ise yaklaşık %57'dir (TTK, 2024). Linyit ticarete konu edilmediği için taşkömürü ithalat ihracat verileri kullanılmıştır (Çizelge 5.10).

Çizelge 5.10. Türkiye'nin kömür ithalat ve ihracatı (TJ) (IEA, 2024a)

Yıl	İthalat	İhracat	Yıl	İthalat	İhracat
2000	381 564	1 646	2012	817 279	3 463
2001	239 461	1 459	2013	734 915	3 909
2002	342 761	561	2014	815 093	5 546
2003	457 490	712	2015	922 317	7 114
2004	468 832	149	2016	985 379	6 570
2005	490 679	-	2017	1 042 998	7 249
2006	570 005	-	2018	1 024 942	6 212
2007	614 594	-	2019	1 017 855	6 715
2008	537 867	449	2020	1 067 181	9 270
2009	562 757	74	2021	1 003 493	12 940
2010	613 536	187	2022	1 016 738	23 333
2011	657 406	1 983			

Doğal gaz

2022 yılı itibarıyla Türkiye'nin üretilebilir doğal gaz rezervi yaklaşık 544 milyar m^3'tür. Karadeniz'de keşfedilen Sakarya sahasının geliştirilmesiyle bu rezervin daha da artması beklenmektedir (ETKB, 2024d). Türkiye'nin doğal gaz ithalat ihracat verileri Çizelge 5.11'de yer almaktadır.

Çizelge 5.11. Türkiye doğal gaz ithalat ve ihracatı (TJ) (IEA, 2024a)

Yıl	İthalat	İhracat	Yıl	İthalat	İhracat
2000	504 554	-	2012	1 583 121	21 231
2001	553 390	-	2013	1 560 587	23 507
2002	600 400	-	2014	1 698 155	21 807
2003	723 593	-	2015	1 669 527	21 509
2004	758 756	-	2016	1 597 928	23 330
2005	926 688	-	2017	1 904 469	21 742
2006	1 054 176		2018	1 733 370	23 210
2007	1 247 360	1 069	2019	1 558 490	26 294
2008	1 281 664	15 035	2020	1 659 059	19 908
2009	1 236 101	24 425	2021	2 023 725	13 198
2010	1 311 293	22 361	2022	1 884 384	20 044
2011	1 512 512	24 617			

Elektrik ticareti

2000-2022 elektrik ithalat ve ihracat verileri Çizelge 5.12'de yer almaktadır.

Çizelge 5.12. Elektrik ithalat ve ihracatı (GWh) (IEA, 2024a)

Yıl	İthalat	İhracat	Yıl	İthalat	İhracat
2000	3 791	437	2012	5 827	2 954
2001	4 579	433	2013	7 429	1 227
2002	3 588	435	2014	7 953	2 696
2003	1 158	588	2015	7 136	3 195
2004	463	1 144	2016	6 330	1 452
2005	636	1 798	2017	2 728	3 303
2006	573	2 236	2018	2 476	3 111
2007	864	2 422	2019	2 211	2 788
2008	789	1 122	2020	1 889	2 483
2009	812	1 546	2021	2 334	4 186
2010	1 144	1 918	2022	6 438	3 712
2011	4 556	3 645			

5.2. Senaryo Tasarımı ve Analizi

Enerji ve çevre araştırmalarında senaryo geliştirme süreci, gelecekteki belirsizlikleri yönetmek için öngörüler yapmayı gerektiren karmaşık bir görevdir. Bu süreçte senaryolar, tutarlı varsayımlar çerçevesinde enerji arz ve talebinin gelecekteki olası eğilimlerini modellemek amacıyla kullanılır. Senaryo analizi ise farklı senaryoların sonuçlar üzerindeki etkilerini değerlendirmeye odaklanır (Kumar, 2016). Bu bölümde, Türkiye elektrik sektörü için çeşitli senaryolar oluşturularak elde edilen sonuçlar analiz edilmiştir.

5.2.1. Senaryoların ortak kabul ve varsayımları

Oluşturulan senaryoların temel ortak varsayımları aşağıda sıralanmıştır.

- Detaylı verinin sağlanabildiği en yakın yıl olan 2022, modelin baz yılı olarak belirlenmiştir.
- Projeksiyonlar 2023-2053 dönemi için yapılmıştır.
- Yenilenebilir kaynaklara dayalı santraller ile nükleer santrallerin üretim süreçlerindeki emisyon faktörleri sıfır kabul edilmiştir.

- Sektörel tahmin yapılan senaryolarda sektörler; “sanayi”, “ulaştırma”, “konut”, “ticaret ve kamu hizmetleri (hizmet)” ve “tarım, ormancılık ve balıkçılık (tarım)” olarak sınıflandırılmıştır.
- UEP’te, yüksek ilk yatırım maliyetlerine sahip olması ve verimlilik değerleri nedeniyle, karbon yakalama ve depolama teknolojisine sahip kömür ve doğal gaz santralleri için yatırım kararı alınmamıştır (ETKB, 2022). Hem bu sebepler hem de karbon depolama süreçlerine ilişkin belirsizlik nedeniyle bu çalışmada da bu teknolojilere yer verilmemiştir.
- Türkiye’nin mevcut üretim portföyünde bulunmayan; sabit tabanlı offshore rüzgâr santralleri, yüzer offshore rüzgâr santralleri, SMR ve batarya depolama sistemleri çalışmaya dâhil edilmiştir.
- Türkiye’nin NDC’sinde yenilenebilir hedefleri için UEP’e atıfta bulunulmuştur (UNFCCC, 2023). Bu nedenle UEP’te yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin 2025, 2030 ve 2035 yılları için öngörülen kurulu güç değerleri yenilenebilir enerji hedefi olarak değerlendirilerek ilgili yıllarda ulaşılması hedeflenen “minimum kapasite” şeklinde modele dışsal olarak eklenmiştir (Çizelge 5.13).
- Fosil yakıtlı santraller için yatırım kararı alınmış ve/veya inşasına başlanmış olabileceği varsayımıyla yakın tarihli olması sebebiyle UEP’te yalnızca 2025 yılı için öngörülen kurulu güç değerleri dışsal kapasite olarak eklenmiştir (Çizelge 5.13).
- Tamamlandığında her bir ünitesi 1200 MW kapasiteli 4 üniteye sahip olacak Türkiye’nin ilk nükleer santral projesi olan Akkuyu NGS dışsal kapasite olarak modele eklenmiştir. Akkuyu NGS’nin ilk reaktörü 2025 yılında, kalan reaktörleri ise 2028 yılına kadar tamamen faaliyete geçecektir (İletişim Başkanlığı, 2024). UEP’te 2025 yılında 2400 MW nükleer kapasite öngörülmesine karşın güncel gelişmeler doğrultusunda; 2025, 2026, 2027 ve 2028 yıllarında 1200 MW nükleer kapasite eklenmiştir (Çizelge 5.13).
- Türkiye’nin gündeminde bulunan 4x1120 MW kurulu gücünde Sinop NGS ve 4x1200 MW kurulu gücünde olabileceği varsayılan Tekirdağ NGS’nin projeksiyon döneminde kurulabileceği varsayılarak maksimum kapasite kısıtı olarak modele dâhil edilmiştir. Yani Akkuyu NGS ile birlikte projeksiyon döneminde ulaşılabilecek maksimum nükleer (büyük) kapasite 14.080 MW olarak belirlenmiştir.

Çizelge 5.13. Yıllara göre planlanan dışsal kapasite (MW)

	2022	2025	2026	2027	2028	2030	2035
Güneş	11 396	17 900	-	-	-	32.900	52 900
Rüzgâr	9 425	13 100	-	-	-	18 100	24 600
Hidro	31 572	33 000	-	-	-	35 100	35 100
Jeotermal	1 691	2 011	-	-	-	2 610	2 610
Biyokütle	2 355	2 355	-	-	-	2 355	2 355
Offshore Rüzgâr	-	-	-	-	-	-	5 000
Doğal Gaz	26 136	24 200	-	-	-	-	-
Taşkömürü	11 033	11 033	-	-	-	-	-
Linyit	10 066	10 066	-	-	-	-	-
Sıvı Yakıtlar	135	135	-	-	-	-	-
Nükleer	-	1 200	1 200	1 200	1 200	-	-

- Bölüm 5.1.4'te detaylı olarak açıklanan yenilenebilir kaynaklar için mümkün olan potansiyel kapasiteler, maksimum kurulu güç sınırı olarak Çizelge 5.14'te yer aldığı şekilde modele dâhil edilmiştir.

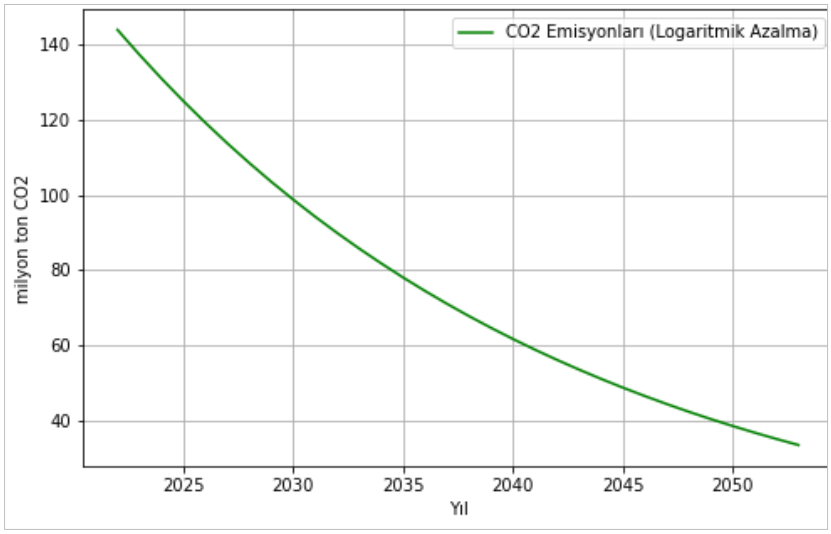
Çizelge 5.14. Yenilenebilir enerji kaynakları için maksimum kurulu güç değerleri

	Maksimum Kurulu Güç (MW)
Hidroelektrik	35 100
Karasal Rüzgâr	48 000
Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	12 000
Yüzer Offshore Rüzgâr	63 000
Jeotermal	4 500
Biyokütle	2 500
Güneş	Sınırsız

- LEAP'te yıllık emisyon kısıtı belirlenirken toplam sera gazı emisyonu azaltımı için bir seçenek bulunmamakta kirletici türleri ayrı olarak seçilebilmektedir. Diğer taraftan, Türkiye genelinde 1 MWh brüt elektrik üretimi başına ortalama 0,434 ton CO_2 ve 0,439 ton CO_2e sera gazı emisyonu oluşmaktadır (ETKB, 2024b). Elektrik üretimi kaynaklı sera gazı emisyonlarının neredeyse tamamını CO_2 emisyonlarının oluşturması ve tüm kirletici türleri için ayrı ayrı hedef belirlemenin zorluğu nedeniyle senaryolarda emisyon kısıtı CO_2 emisyonları üzerinden belirlenmiştir.
- 1990-2021 yılları arasında AKAKDO sektörü yıllık ortalama 69,3 milyon ton CO_2e, emisyon tutumu sağlamıştır (TÜİK, 2023). 2022 yılında toplam CO_2 emisyonlarının %86,6'sı enerji sektöründen kaynaklanmıştır (TÜİK, 2024a). Bu veriler göz önünde bulundurulduğunda, AKAKDO sektörünün enerji sektöründen kaynaklanan CO_2 emisyonlarının nötrlenmesine katkısının 60 milyon ton CO_2 olabileceği varsayılmıştır.

UEP'te elektrik enerjisinin nihai enerji tüketimindeki payının 2053 yılında %55,6'ya ulaşacağı öngörülmektedir (ETKB, 2022). Bu öngörü doğrultusunda, Türkiye elektrik sektörünü 2053 yılında net sıfıra ulaştıracak emisyon hedefi 33,4 milyon ton CO_2 olarak belirlenmiştir.

- Emisyonların azaltımı logaritmik fonksiyon kullanılarak belirlenmiş olup Şekil 5.5'te gösterilmektedir. Mevcut durum senaryosu dışındaki tüm senaryolarda bu emisyon yolu kullanılmıştır.



Şekil 5.5. Türkiye elektrik sektöründe 2023-2053 emisyon azaltım projeksiyonu

- Senaryo bazında yıllar itibarıyla öngörülen elektrik talebini ve emisyon kısıtını sağlamak amacıyla dışsal olarak girilen kapasiteler haricindeki kapasite eklemeleri LEAP-NEMO ile elektrik üretim modülünde en düşük maliyetli optimizasyon yapılarak hesaplanmıştır.
- Maliyet analizinde sonuçlar gerçek maliyetleri (real cost) yansıtmaktadır. Bu çalışmada, indirgenmiş maliyet sonuçlarına yer verilmemiştir.

Bu bölümde açıklanan ortak kabuller haricindeki varsayımlar her bir senaryoda ayrıca detaylandırılmıştır.

5.2.2. Mevcut durum senaryosu

Mevcut durum senaryosu, Türkiye'nin elektrik talebini kesintisiz ve en uygun maliyetle karşılamaya yönelik mevcut enerji politikalarını temel almaktadır. Net sıfır emisyon hedefine yönelik önlemler veya talep artışına dair özel politikalar bu senaryoda dikkate alınmamış olup daha sınırlı bir büyüme ve teknolojik gelişme öngörülmüştür. Ortak kabuller kısmında bahsedilen eğilimler ve varsayımların 2053 yılına kadar devam edeceği kabulüne dayanmaktadır.

Talep tahmini

Elektrik talebi, ekonomik büyüme ve nüfus artışı gibi makroekonomik göstergelerden doğrudan etkilenmektedir. 2022 yılında Türkiye'de kişi başına düşen elektrik tüketimi 3,55 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu tüketim, Avrupa ortalaması olan 5,74 MWh/kişi seviyesinin altında olmakla birlikte, dünya ortalaması olan 3,43 MWh/kişi ile benzer bir düzeydedir. Türkiye, kişi başına elektrik tüketiminde Avrupa'da 38. dünyada ise 64. sıradadır (IEA, 2024a).

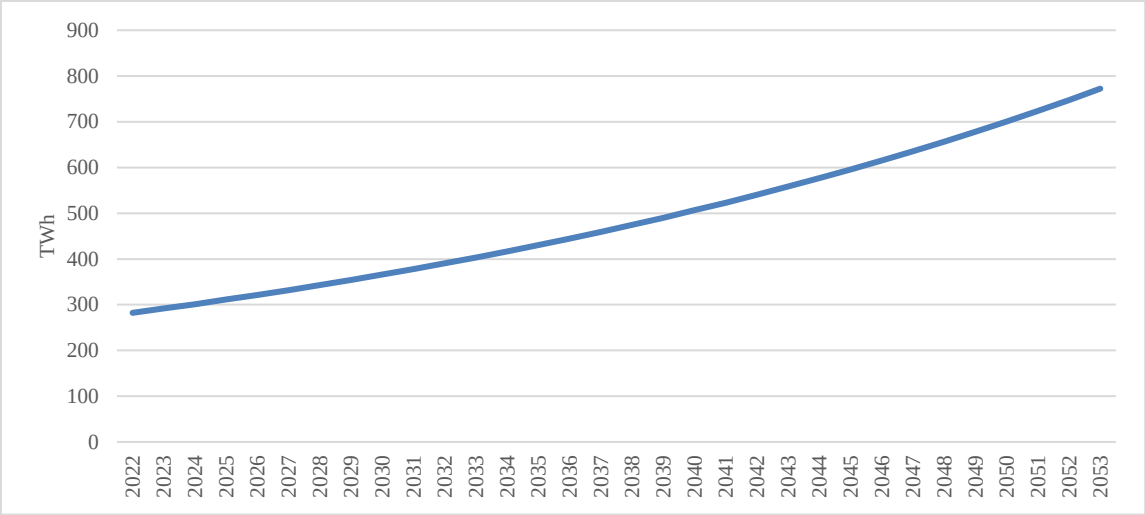
2023 yılında Türkiye'nin nüfusu 85,4 milyon olup yıllık nüfus artış hızı 2022 yılında binde 7,1 ve 2023 yılında binde 1,1 olarak gerçekleşmiştir (TÜİK, 2024b). TÜİK'in 2018-2080 dönemini kapsayan, mevcut eğilimlerin devam edeceğinin varsayıldığı ana senaryo nüfus projeksiyonuna göre, Türkiye'nin nüfusunun 2053 yılında 105,6 milyona ulaşması beklenmektedir (TÜİK, 2018). Nüfus artış hızı projeksiyon döneminde giderek azalsa da nüfus artışının enerji talebine etkisinin devam edeceği düşünülmektedir.

Türkiye'nin GSYİH'si, 2000 yılında 273 milyar Amerikan doları iken 2022 yılında 906 milyar Amerikan dolarına yükselmiş ve yıllık ortalama %5,6 büyüme kaydedilmiştir (HMB, 2024). Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü'ün (OECD) 2020-2060 dönemi öngörülerine göre, Türkiye'nin 2020-2030 döneminde %3,1, 2030-2060 döneminde ise %1,9 oranında büyümesi beklenmektedir (OECD, 2021). Bu projeksiyon, Türkiye ekonomisinin büyüme hızının zamanla yavaşlayacağını ancak büyüme eğilimini sürdüreceğini göstermektedir.

UEP’e göre, Türkiye’nin elektrik enerjisi tüketimi 2020-2053 döneminde yıllık ortalama %4,5 düzeyinde artış gösterecektir. Raporda, bu artış oranı iki dönem halinde ele alınmaktadır. 2020-2035 döneminde yıllık ortalama %3,5 artış olacağı, 2035 yılı sonrasında ise net sıfır emisyon hedefine ulaşılması amacıyla elektrik enerjisinin nihai enerji tüketimindeki payının artmasıyla %5,2 seviyelerine çıkacağı öngörülmektedir (ETKB, 2022).

Diğer taraftan, TEİAŞ’ın 2023-2032 dönemini kapsayan "10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu"na göre, brüt elektrik enerjisi tüketiminin 2032 yılında düşük senaryoda yıllık ortalama %2,7 artışla 400,3 TWh'ye, baz senaryoda %3,3 artışla 450,8 TWh'ye ve yüksek senaryoda %3,8 artışla 493,7 TWh'ye ulaşması beklenmektedir (TEİAŞ, 2023).

Mevcut durum senaryosunda, TEİAŞ’ın baz senaryosu esas alınarak 2000-2022 döneminde %5 yıllık artış ortalamasına sahip olan elektrik talebinin 2023-2053 döneminde yıllık ortalama %3,3 oranında artacağı kabul edilmiştir. Bu artış oranı UEP’in 2035 yılına kadar artış öngörüsüne de yakındır. LEAP toplam elektrik talebi üzerinden hesaplamalarını yaptığı için bu senaryoda sektörel ayrıma gidilmemiştir. LEAP’te Growth(3,3%) fonksiyonu ile yapılan hesaplama sonucunda 2053 yılında toplam nihai elektrik talebinin 772,3 TWh’ye ulaşacağı hesaplanmıştır. Yıllar itibarıyla hesaplanan elektrik talebinin gelişimi Şekil 5.6’da yer almaktadır.



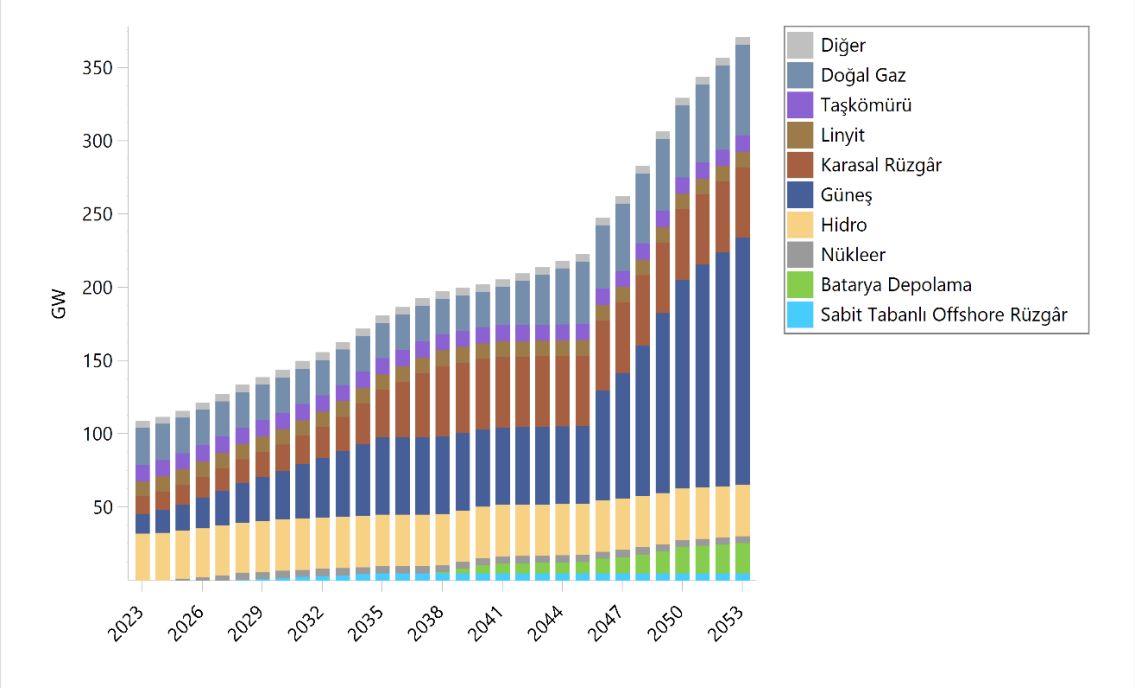
Şekil 5.6. Mevcut durum senaryosu, nihai elektrik talebi

Kapasite verileri

Bu senaryoda, mevcut santrallere ek olarak sabit tabanlı ve yüzer offshore rüzgâr santralleri, SMR ve batarya depolama teknolojisi kapasite hedefi konulmadan modele eklenmiştir. Fosil yakıtlı santraller için de kurulu güç ya da üretim hedefi belirlenmemiş kapasite artırımı kararları optimizasyon sonuçlarına bırakılmıştır.

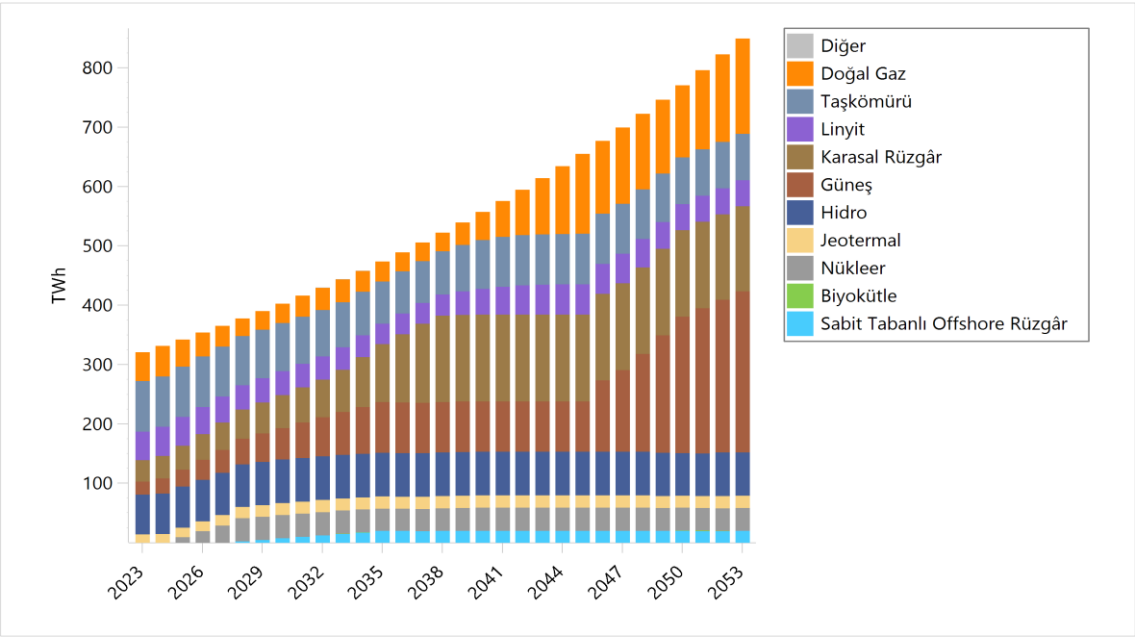
Sonuçlar

Model sonuçlarına göre, Akkuyu NGS'nin devreye alınması ve UEP'teki yenilenebilir enerji hedeflerinin 2035'e kadar modele dâhil edilmesi sonucunda, 2041 yılına kadar fosil yakıtlı santraller için kapasite ihtiyacı oluşmamıştır. Akkuyu NGS dışında nükleer kapasite artışı yaşanmamış, 2041 yılından itibaren toplam 37,9 GW kurulu gücünde doğal gaz santrali devreye alınmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güçteki payının hızla artmasıyla 2038 yılı itibarıyla batarya depolama teknolojileri devreye girmeye başlamıştır. Sabit tabanlı offshore rüzgâr santrali kapasitesinde, dışsal olarak modele eklenen 5 GW haricinde kapasite eklemesi olmamıştır. 2046 yılı sonrası güneş kapasitesi hızla artmış ve 115,7 GW yeni kapasite eklenmiştir. Karasal rüzgâr santralleri 2038 yılında maksimum kurulu güç potansiyeline ulaşmıştır. 2053 yılına gelindiğinde kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artması nedeniyle toplam kurulu güç 350,2 GW'ye, batarya depolama kapasitesi 20,5 GW'ye ulaşmıştır. Santrallerinin kurulu güçteki payına bakıldığında güneş %48,1, doğal gaz %18, karasal rüzgâr %14, hidro %10 olarak gerçekleşmiştir. Yıllar itibarıyla santral türü bazında kurulu güç gelişimi Şekil 5.7'de sunulmaktadır. Batarya depolama kapasitesi de bu gösterim içinde yer almaktadır.



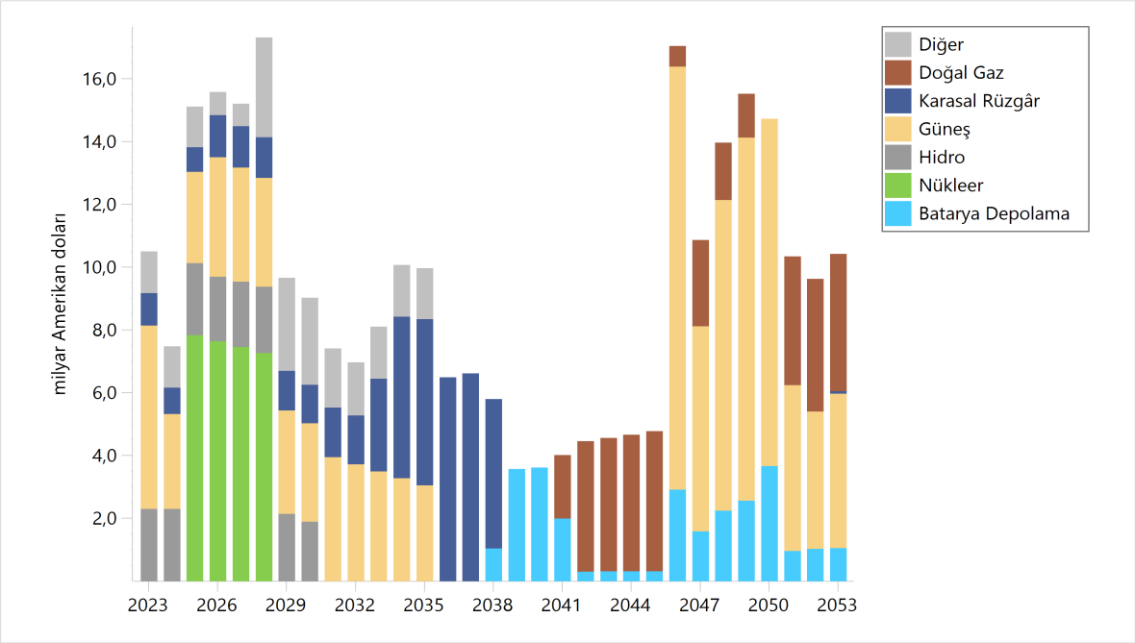
Şekil 5.7. Mevcut durum senaryosu, kaynak bazında kurulu güç

Şekil 5.8'den görülebileceği üzere elektrik üretim sonuçları da kurulu güç ile paralel bir şekilde ilerlemiştir. 2053 yılında elektrik üretiminde güneş %31,9, doğal gaz %18,8, karasal rüzgâr %16,9, kömür %14,4 hidro %8,6 ve nükleer %4,5 paya sahip olmuştur.



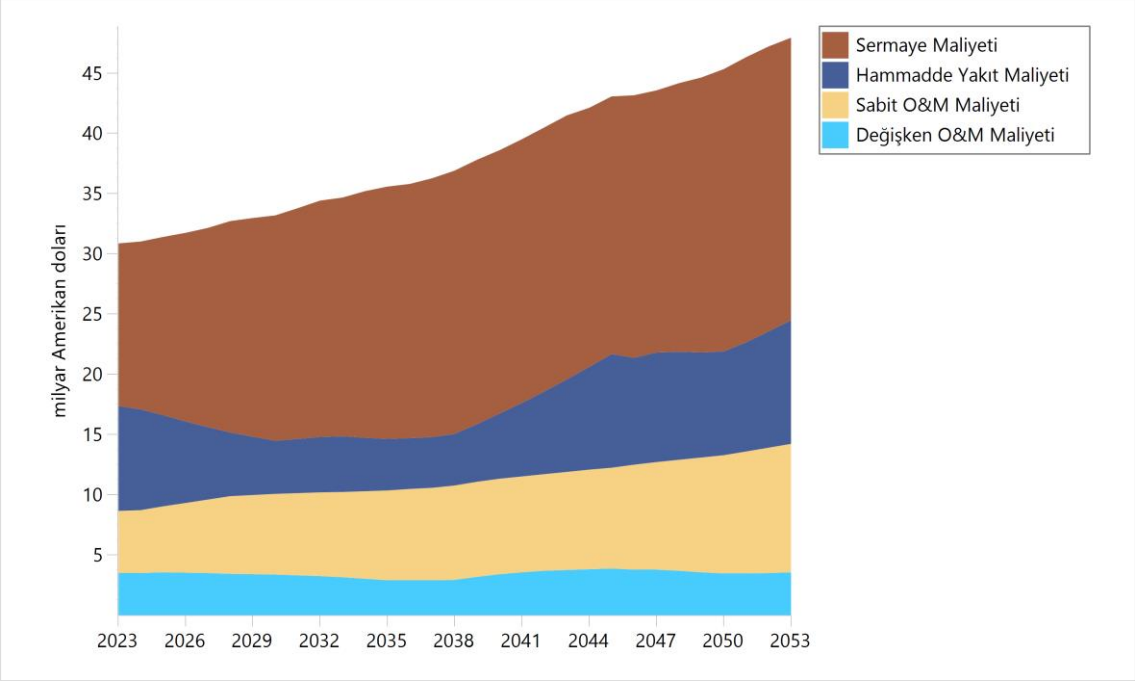
Şekil 5.8. Mevcut durum senaryosu, kaynak bazında elektrik üretimi

Projeksiyon dönemi boyunca toplam yatırım ihtiyacı 293,5 milyar Amerikan doları olarak hesaplanmıştır. Yatırım ihtiyacının oransal dağılımında en yüksek payı %38,8 ile güneş santralleri, %14,9 ile karasal rüzgâr, %13,1 doğal gaz, %10,3 nükleer ve %9,4 depolama teknolojileri almıştır. Şekil 5.9'da yıllar itibarıyla yatırım maliyetlerinin gelişimi yer almaktadır.



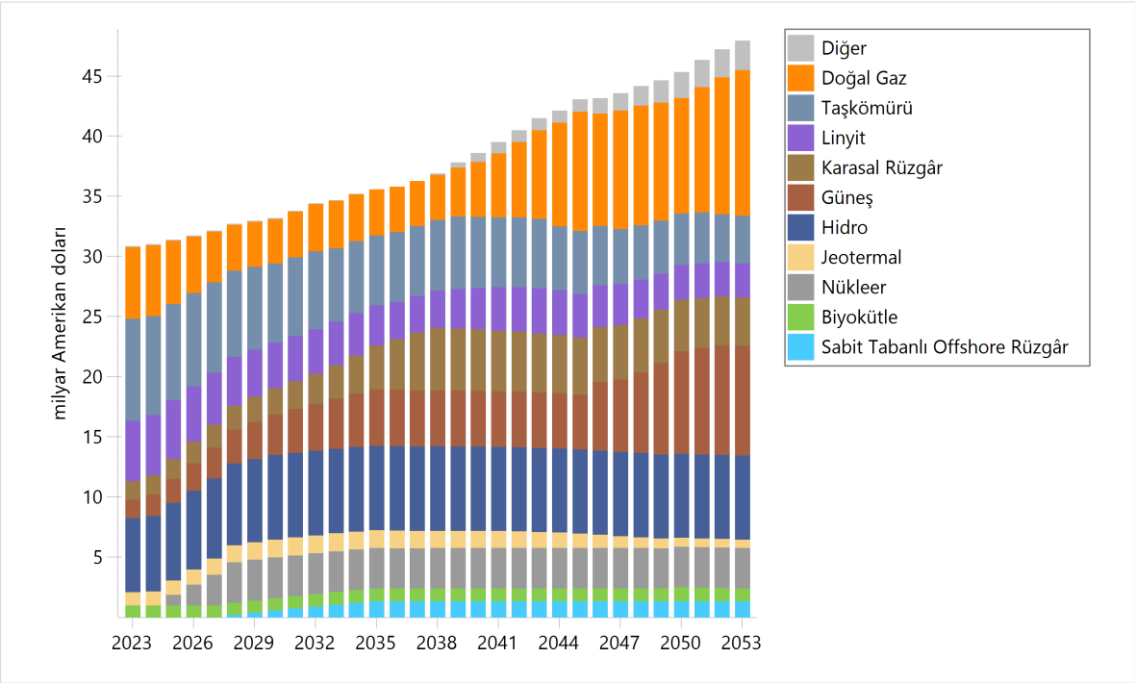
Şekil 5.9. Mevcut durum senaryosu, kaynak bazında yatırım maliyetleri

Model sonuçlarına göre, 2053 yılında 47,9 milyar Amerikan doları üretim maliyeti oluşacağı hesaplanmıştır. Bu tutarın %49'lık kısmı sermaye maliyeti, %21,4'ü yakıt maliyeti, %22,3'ü sabit işletme bakım maliyeti ve %7,5'i de değişken işletme bakım maliyetinden oluşmaktadır. Üretim maliyetlerinin yıllar itibarıyla maliyet türü bazında gelişimi Şekil 5.10'da yer almaktadır.



Şekil 5.10. Mevcut durum senaryosu, maliyet türü bazında üretim maliyetleri

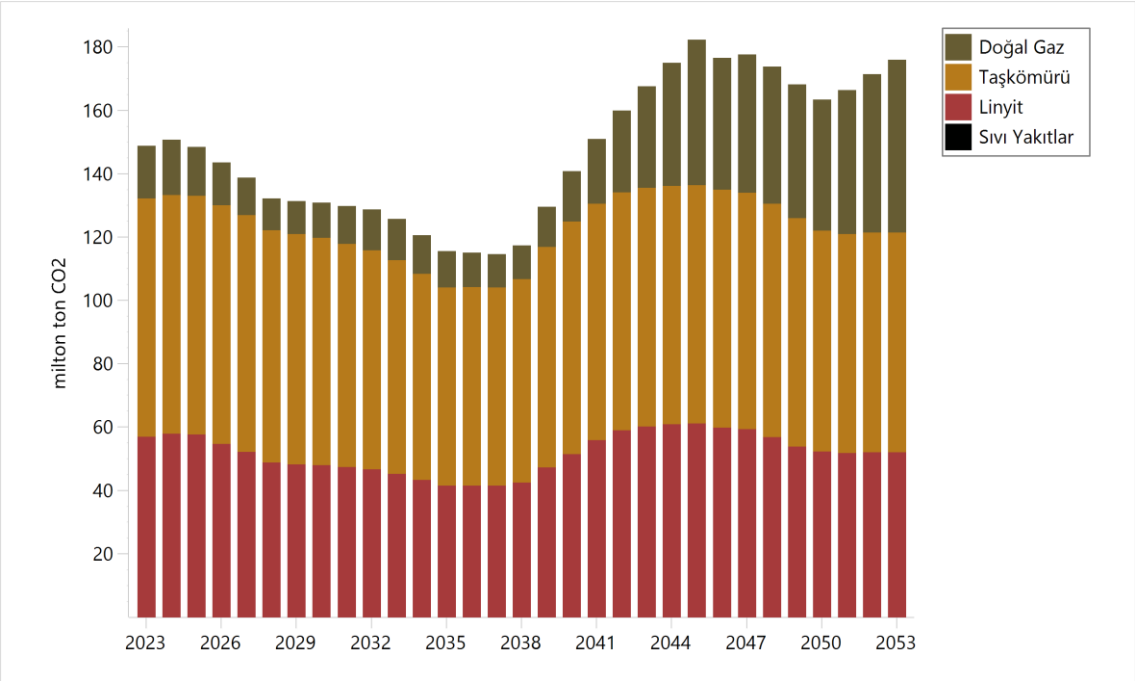
Üretim maliyetlerinin kaynak bazında gelişimi ise Şekil 5.11'de yer almaktadır. 2053 yılı üretim maliyetlerinin %25,3'ü doğal gaz santrallerinden, %19,1'i güneş santrallerinden ve %14,6'sı hidroelektrik santrallerden kaynaklanmaktadır.



Şekil 5.11. Mevcut durum senaryosu, kaynak bazında üretim maliyetleri

Senaryoda herhangi bir emisyon kısıtı bulunmaması sebebiyle 2053 yılında emisyonlar 176 milyon ton CO_2 düzeyine ulaşmıştır. Şekil 5.12'de emisyonların yıllar itibarıyla yakıt bazında gelişimi sunulmaktadır.

Elektrik üretimindeki artışa rağmen emisyon seviyesindeki artış sınırlı düzeyde kalmıştır. Bu durumun sebebinin; 2035 yılına kadar UEP'te öngörülen yüksek yenilenebilir kurulu güç kapasitesinin dışsal olarak modele dâhil edilmesi ve ilerleyen yıllarda başta güneş olmak üzere yenilenebilir santrallerin ve depolama teknolojilerinin maliyetlerinde düşüş yaşanmasından kaynaklı olduğu değerlendirilmektedir.



Şekil 5.12. Mevcut durum senaryosu, yakıt bazında emisyonlar

5.2.3. Yenilenebilir senaryosu

WEO 2023 "2050'ye kadar net sıfır emisyon senaryosu"na göre, dünya toplam enerji tüketiminde 2022 yılında %20 olan elektriğin payı 2050 yılında %53'e ulaşacak, tüm sektörlerde elektrifikasyon artacaktır. Sanayi sektörünün enerji tüketiminde 2022 yılında %23 olan elektriğin payı 2050 yılında %49'a, ulaştırma sektöründe %1'den %51'e, binalarda %35'ten %70'e çıkacaktır (IEA, 2023). UEP'te de 2020 yılında nihai enerji

tüketimi içinde %21,8'lik orana sahip olan elektrik enerjisinin payının 2053 yılında %55,6'ya ulaşacağına yer verilmiştir (ETKB, 2022).

Bu senaryoda, elektriğin tüm sektörlerdeki kullanımı ile yenilenebilir kaynakların elektrik üretimindeki payını artırarak net sıfır emisyon hedefine ulaşmanın yolları araştırılmaktadır.

Elektrik talebi

Türkiye'nin net sıfır emisyon hedefi, fosil yakıt kullanımının tüm sektörlerde önemli ölçüde azaltılmasını gerektirmektedir. Temiz enerji dönüşümünün hızlanmasıyla birlikte elektrik enerjisinin nihai enerji tüketimi içindeki payının hızla artması beklenmektedir.

Bu bağlamda, LEAP modeline 2000-2022 yılları arasındaki sektör bazlı nihai elektrik tüketim verileri girilmiştir. Modelde, sanayi, konut ve ulaştırma sektörlerinin 2053 yılına kadar olan elektrik talebi üstel büyüme ile hizmet ve tarım sektörlerinin elektrik talebi ise lineer büyüme ile tahmin edilmiştir. Bu projeksiyonlar, LEAP'te bulunan Time-Series Wizard aracı kullanılarak oluşturulmuştur.

Bu projeksiyonların dayandığı her bir sektöre ilişkin varsayımlar ve öngörüler, aşağıdaki alt başlıklarda açıklanmaktadır.

Sanayi sektörü

On İkinci Kalkınma Planı'nda, 2022 yılında tarım, sanayi ve hizmetler sektörlerinin cari GSYİH içindeki paylarının sırasıyla %6,5, %26,4 ve %56,6 olduğu, 2019-2022 döneminde sanayi sektörünün GSYİH içerisindeki payının yıllar itibarıyla arttığı, hizmetler sektörünün payının azaldığı ve sanayi sektörünün önümüzdeki dönemde de milli gelir içerisindeki payının artış eğilimini sürdüreceğinin öngörüldüğünden bahsedilmektedir. Plan, "verimlilik temelli, sanayi ağırlıklı, ihracata dayalı nitelikli büyüme" hedefini benimsemiş ve sanayi sektörünün yıllık ortalama %5,9 büyümesiyle Plan dönemi sonunda GSYİH içindeki payının %26,9'a ulaşmasını hedeflemiştir (SBB, 2023a).

2022 Ulusal Enerji Denge Tablosu'na göre, Türkiye'nin nihai elektrik tüketiminin %46'sı, toplam enerji tüketiminin ise %31,3'ü sanayi sektöründe gerçekleşmiştir. Sanayide tüketilen

enerjinin yaklaşık %29,8'i elektrikten, %60'ı fosil yakıtlardan ve %10'u diğer kaynaklardan sağlanmıştır (ETKB, 2024a). Bu durum, sektördeki yüksek enerji talebini ve fosil yakıt bağımlılığını göstermektedir.

Net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda sanayi sektöründe fosil yakıtlardan temiz enerjiye geçişin hızlanması beklenmektedir. Elektrikli fırınlar ve ısı pompaları gibi teknolojilerin yaygınlaşmasıyla sektördeki emisyonların azaltılabileceği öngörülmektedir.

Sanayi sektöründeki makroekonomik öngörüler ile temiz enerji dönüşümü gerekliliği birlikte ele alındığında geçmiş dönemlerde gözlemlenen elektrik talebi artış hızının gelecekte de artarak devam edeceği değerlendirilmiştir.

Ulaştırma sektörü

Ulaştırma sektörü, fosil yakıt bağımlılığı en yüksek olan sektörlerden biri olup elektrifikasyon potansiyeli de oldukça yüksektir. Araç şarj altyapısının gelişmesi ve batarya teknolojilerindeki ilerlemelerle birlikte elektrikli araçların önümüzdeki yıllarda hızla yaygınlaşması beklendiğinden sektörde elektrik tüketiminde belirgin bir artış öngörülmektedir.

Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynaklarıyla üretilen hidrojen ve sentetik metan gibi alternatif yakıtlar, sektörde karbonsuzlaştırma hedeflerine ulaşmada kritik rol oynayacaktır. Ancak, bu yakıtların üretim süreçlerinde elektroliz ve karbon yakalama gibi işlemler yüksek miktarda enerji gerektirdiğinden, elektrik talebini önemli ölçüde artırabileceği düşünülmektedir.

Üstel tahmin yöntemi, sürekli ve hızlanarak artan bir büyüme öngörüsüne dayandığı için, fosil yakıtlı araçlardan elektrikli araçlara geçiş sürecinde elektrik talebinde yaşanacak artışı en uygun yansıtacak tahmin yöntemi olduğu düşünülerek ulaştırma sektörü için uygulanmıştır.

Konut sektörü

Türkiye'nin 2022 yılı nihai elektrik tüketiminin %21,7'si, nihai enerji tüketiminin ise %22,2'si konut sektöründe gerçekleşmiştir. Ayrıca, konutlarda tüketilen enerjinin yaklaşık %68'i fosil kaynaklardan, %20'si elektrikten sağlanmıştır (ETKB, 2024a). Bu durum, konut sektöründe fosil yakıtlardan temiz enerjiye geçiş için büyük bir potansiyel olduğunu göstermektedir.

Türkiye'nin nüfusunun projeksiyon döneminde artmaya devam edeceği beklentisi, yeni konut inşaatlarının ve mevcut konutların enerji tüketiminin artacağı anlamına gelmektedir. Bununla birlikte, teknolojik gelişmelerin etkisiyle evlerde kullanılan elektrikli cihazların sayısının artması, ısıtma ve soğutma sistemlerinde fosil yakıtlar yerine elektrik kullanımının yaygınlaşması ve elektrikli araçların yaygınlaşmasıyla bu araçların evlerde şarj edilmesi hususlarının konut sektöründeki elektrik talebinin hızla artmasına neden olacağı değerlendirilmektedir.

Hizmet sektörü

2022 yılında Türkiye'de hizmet sektöründe tüketilen enerjinin yaklaşık %45,2'si fosil kaynaklardan, %50,7'si ise elektrikten sağlanmıştır. 2022 yılı nihai elektrik tüketimi içerisinde hizmet sektörünün payı %26,9'dur (ETKB, 2024a). Hizmet sektörünün GSYİH içindeki payı 2022 yılında %56,6 iken, On İkinci Kalkınma Planı'nda bu oranın %57,0 olarak gerçekleşmesi beklenmektedir (SBB, 2023a).

Plan'da, yeni projelendirilecek binaların yenilenebilir enerjiyle desteklenen enerji verimli yapılardan oluşması hedeflenmektedir. Konut ve hizmet sektörleri geçmişte benzer eğilimler göstermiş olsalar da konut sektöründeki eski binaların enerji verimliliğine kavuşturulmasının, hizmet sektörüne kıyasla daha yavaş gerçekleşeceği öngörülmektedir. Hizmet sektörü kamu binalarını da kapsamakta olup 04/11/2023 tarihli ve 2023/15 sayılı Cumhurbaşkanı Genelgesi ile 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu'na göre enerji yöneticisi görevlendirmekle yükümlü kamu binaları için belirlenen %15 enerji tasarruf hedefi, 2030 yılına kadar asgari %30 olacak şekilde güncellenmiştir.

Hizmet sektöründe enerji verimliliği stratejilerinin konut sektörüne kıyasla daha hızlı ve etkili bir şekilde uygulanacağı, sektörün hâlihazırda elektrik tüketiminin %50'nin üzerinde olması ve On İkinci Kalkınma Planı'nda hizmet sektörünün GSYİH içindeki payında belirgin bir artış öngörülmemesi gibi faktörler birlikte değerlendirildiğinde projeksiyon döneminde hizmet sektöründeki elektrik talebinin lineer bir artış göstereceği varsayılmıştır.

Tarım sektörü

2022 yılında tarım sektörünün nihai enerji tüketimi, toplam tüketimin %4,2'sini oluşturmuş ve enerji ihtiyacının %22,8'i elektrikle karşılanmıştır. Sektörde kullanılan enerjinin büyük bir kısmı (%64,8) fosil yakıtlardan sağlanmıştır (ETKB, 2024a). Tarım sektörü, enerji yoğunluğu düşük bir sektör olmasına rağmen, sürdürülebilir tarım uygulamaları doğrultusunda enerji talebinde önemli dönüşümler beklenmektedir.

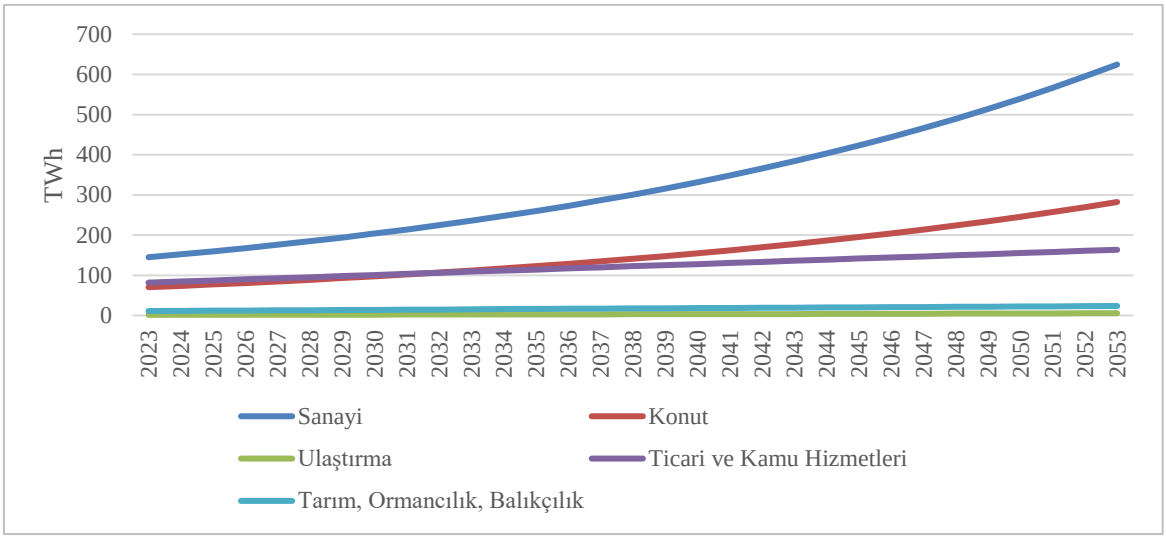
Modern sulama sistemlerinin yaygınlaşacağı, güneş enerjisinin tarımsal sulamada kullanımının artacağı ve elektrikli tarım makinelerinin yaygınlaşacağı beklentisiyle tarım sektöründe elektrik talebinin lineer bir büyüme göstereceği öngörülmektedir.

Tüm bu varsayımlarla, toplam nihai elektrik talebinin projeksiyon döneminde yıllık ortalama %4,3 düzeyinde artarak 2053 yılında 1.099,5 TWh'ye ulaşacağı hesaplanmıştır. Elektrik talebinin yıllık ortalama büyüme oranları Çizelge 5.15'te yer almaktadır.

Çizelge 5.15. Yenilenebilir senaryosu, elektrik talebinin büyüme oranları

	Tarihsel (2000-22)	Senaryo (2023-53)	Toplam (2000-53)
Sanayi	4,80%	5,00%	5,00%
Konut	4,40%	4,70%	4,80%
Ulaştırma	3,90%	4,50%	3,90%
Hizmet	5,80%	2,30%	3,90%
Tarım, Orman, Balıkçılık	6,90%	2,50%	3,90%
Toplam	5,00%	4,30%	4,70%

Elektrik talebinin sektörel olarak yıllar itibarıyla gelişimi ise Şekil 5.13'te yer almaktadır.



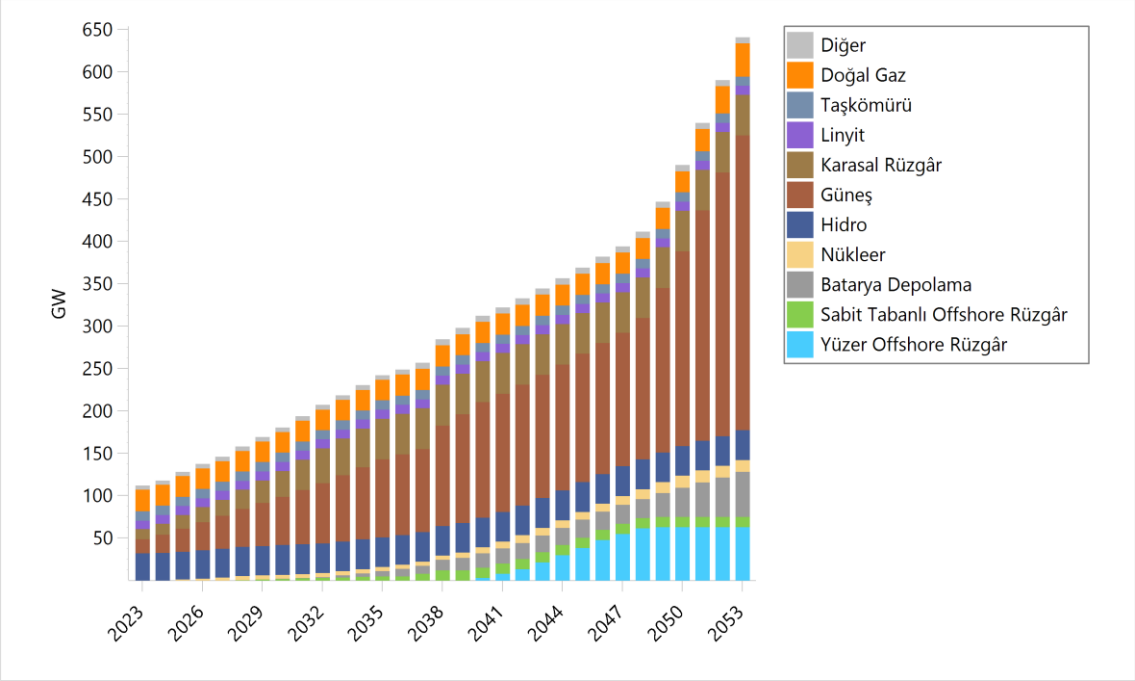
Şekil 5.13. Yenilenebilir senaryosu, nihai elektrik talebi

Kapasite verileri

Bu senaryoda ortak varsayımların haricinde SMR kurulmayacağı varsayılmış maksimum kapasite kısıtı sıfır olarak belirlenmiştir.

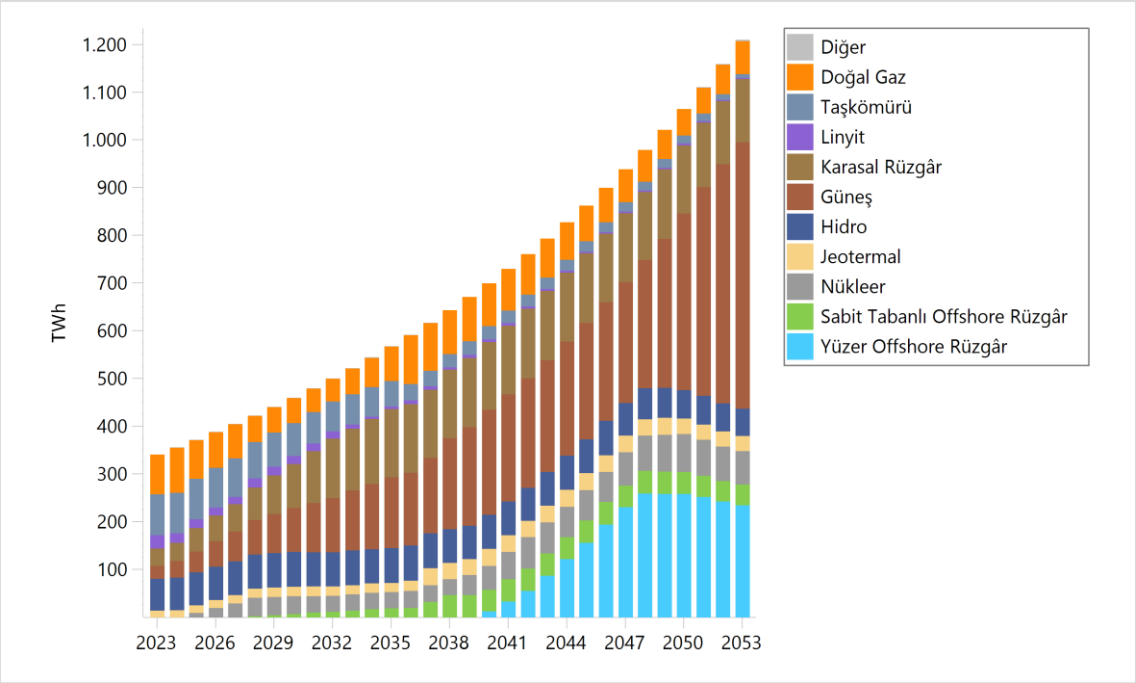
Sonuçlar

Model sonuçlarına göre, Türkiye'nin elektrik kurulu gücü 2053 yılında 587,6 GW'ye, batarya depolama kapasitesi 53,3 GW'ye ulaşmaktadır. Rüzgâr, tüm teknoloji türlerinde maksimum potansiyeliyle devreye girmiştir. İlk devreye giren rüzgâr teknolojisi karasal olmuş, sonrasında sabit tabanlı offshore rüzgâr santralleri ve yüzer rüzgâr santralleri devreye alınmıştır. Toplam kurulu güç içerisinde; yüzer rüzgâr %10,7, karasal %8,2, sabit tabanlı rüzgâr santralleri ise %2 paya ulaşmıştır. Güneş santrallerinin kurulu güçteki payı 2053 yılında %59,2'ye ulaşmıştır. Halihâzırda hidroelektrik santrallerin maksimum kurulu güç kapasitesine yakın olmaları nedeniyle kurulu güçteki payı zaman içinde azalarak %6'ya kadar düşmüştür. Kesintili yenilenebilir enerji kaynakları olan güneş ve rüzgârın kurulu güçteki payının %80,1'e ulaşması nedeniyle 2030 yılından itibaren batarya depolama teknolojileri modele dâhil olmuştur. Akkuyu NGS dışında Türkiye'nin gündeminde olan nükleer santral projelerinin 2039-2050 döneminde devreye alınmasıyla nükleerin kurulu güçteki payı 2053 yılında %2,4'e ulaşmıştır. Yenilenebilir senaryosunda yıllar itibarıyla kurulu güç kapasitesinin gelişimi Şekil 5.14'te yer almaktadır.



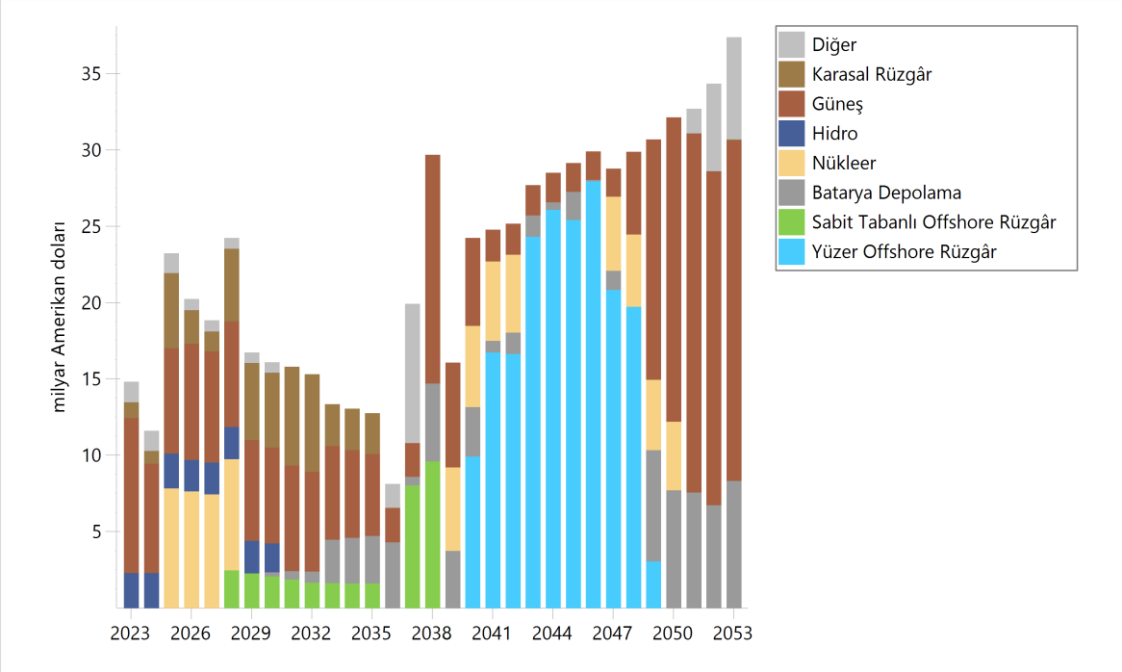
Şekil 5.14. Yenilenebilir senaryosu, kaynak bazında kurulu güç

Yenilenebilir senaryosu sonuçlarına göre, elektrik üretiminin kaynak bazında yıllar içinde gelişimi Şekil 5.15'te yer almaktadır. 2053 yılında toplam 1.209,6 TWh elektrik üretimi gerçekleşmiş olup güneş %46,1, yüzer offshore rüzgâr %19,4, karasal rüzgâr %10,9, nükleer ve doğal gaz %5,7'şer paya sahip olmuştur. Kömür santrallerinin payı %0,9'a düşmüştür. Yani, 2053 yılı elektrik üretiminde fosil yakıtlar %6,6, nükleer %5,7 ve yenilenebilir kaynaklar 87,7 paya sahip olmuştur.



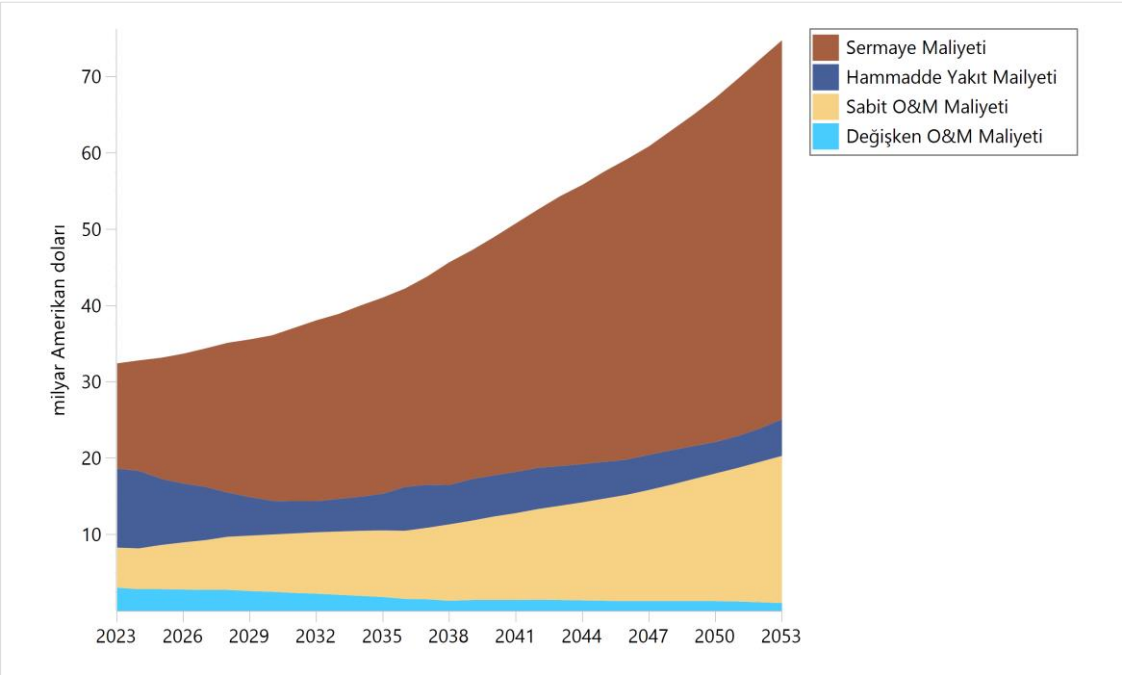
Şekil 5.15. Yenilenebilir senaryosu, kaynak bazında elektrik üretimi

Model sonuçlarına göre, projeksiyon döneminde toplam 705,1 milyar Amerikan doları yatırım ihtiyacı oluşacağı hesaplanmıştır. Yatırımlardan en büyük payı 243,7 milyar TL ile güneş santrali yatırımları almaktadır. Güneş santrallerini 190,8 milyar Amerikan doları ile yüzer offshore rüzgâr santralleri takip etmektedir. Yatırım maliyetlerinin kaynak bazında yıllar itibarıyla gelişimi Şekil 5.16'da yer almaktadır.



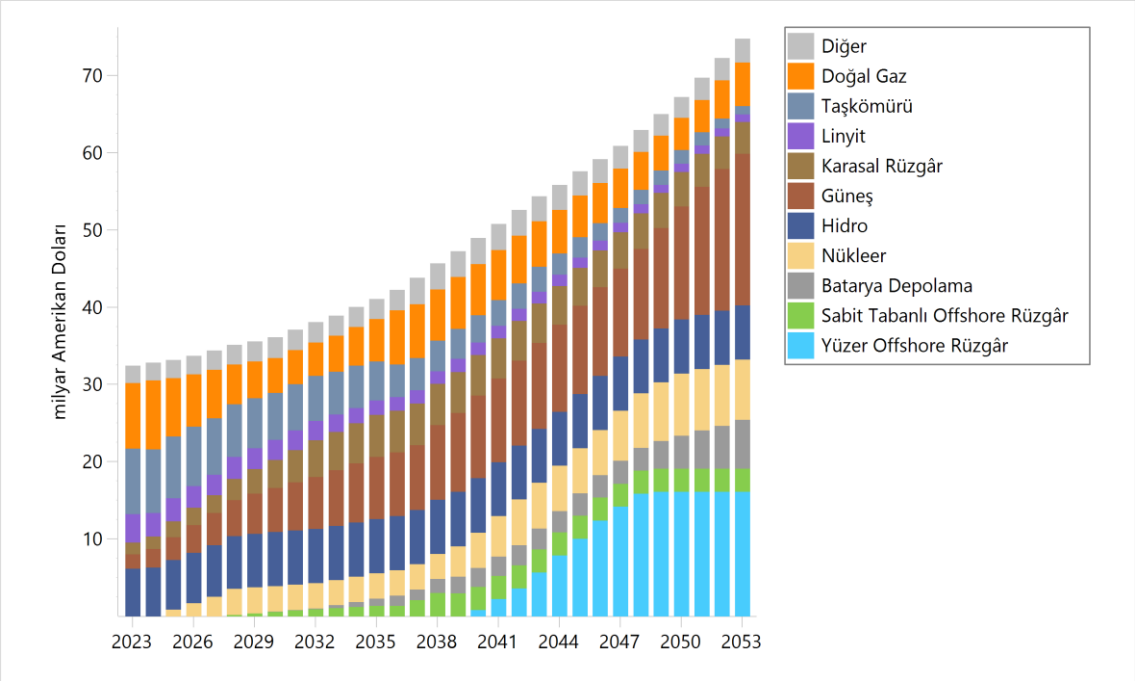
Şekil 5.16. Yenilenebilir senaryosu, kaynak bazında yatırım maliyetleri

2053 yılında toplam 74,7 milyar Amerikan doları üretim maliyeti oluşacağı hesaplanmıştır. 2023 yılından 2053 yılına gelindiğinde yenilenebilir enerjinin kurulu güçteki ve elektrik üretimindeki payının artmasıyla birlikte, sabit işletme ve bakım maliyeti artmış, hammadde yakıt maliyeti ile değişken işletme ve bakım maliyeti azalış göstermiştir (Şekil 5.17).



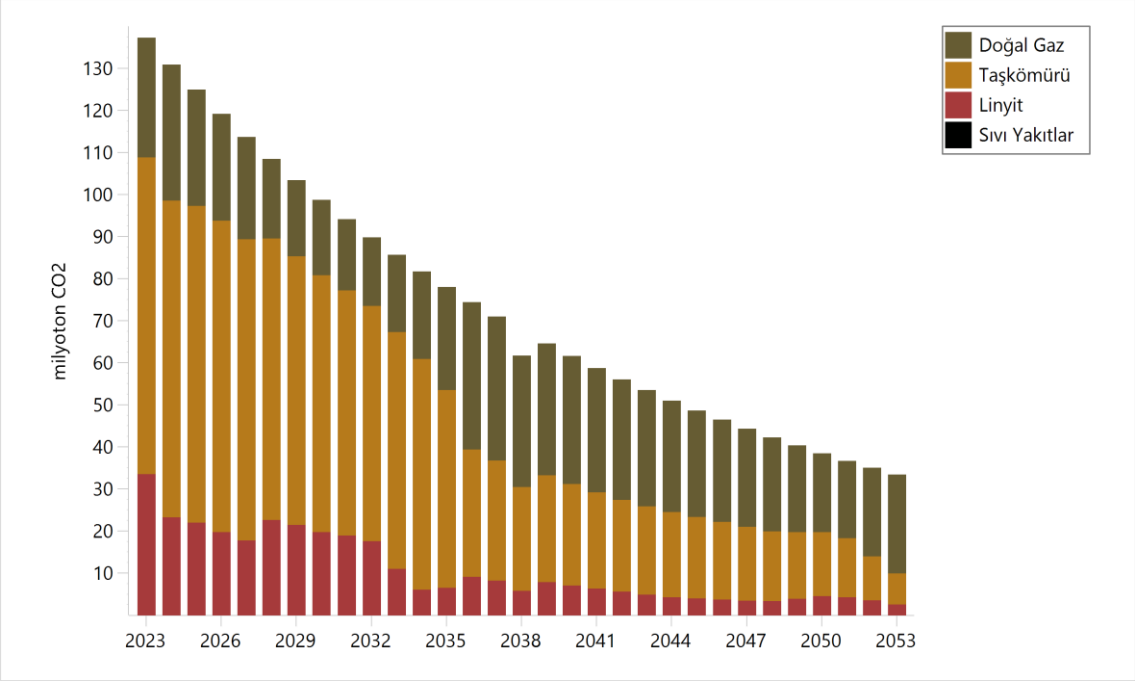
Şekil 5.17. Yenilenebilir senaryosu, maliyet türü bazında üretim maliyetleri

2053 yılında güneş santralleri %26,3 ile üretim maliyetleri içinde en büyük paya sahiptir. %21,6 ile yüzer offshore rüzgâr santralleri ve %10,5 ile nükleer santraller güneş santrallerinin ardından en yüksek üretim maliyetine sahip santraller olmuştur (Şekil 5.18). Ancak, bu maliyetlerin yıllık toplam maliyet olduğu unutulmamalıdır. Üretim miktarı arttıkça birim elektrik üretimi başına düşen maliyet azalacaktır.



Şekil 5.18. Yenilenebilir senaryosu, kaynak bazında üretim maliyetleri

Şekil 5.19'dan da görüleceği üzere emisyon hedefine ulaşmak amacıyla kömür yakıtlı santrallerinin sebep olduğu emisyonların yıllar itibarıyla azaldığı, 2053 yılında sınırlı düzeyde üretim yaptıkları görülmektedir. Bu senaryoda, yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki payı artırılarak 2053 yılı için hedeflenen 33,4 milyon ton CO_2 emisyon değerine ulaşılmıştır.



Şekil 5.19. Yenilenebilir senaryosu, yakıt bazında emisyonlar

5.2.4. SMR senaryosu

Türkiye'nin 2053 hedefleri doğrultusunda enerji arz güvenliğini sağlamak ve yenilenebilir enerji kaynaklarını çeşitlendirmek için SMR teknolojisine yönelme potansiyeli bulunmaktadır. On İkinci Kalkınma Planı'nın "2053 yılında Türkiye" bölümünde, "Akkuyu NGS'ye ilave yeni nükleer santraller ve yerli küçük modüler reaktörlerle (SMR) elektrik üretimi artırılarak nükleer enerjinin ülkemizde kullanımı yaygınlaşacaktır" denilmektedir. Ayrıca, "Arz güvenliği için çözüm arayışları" bölümünde, nükleer enerji yatırımlarına yönelimlerin yeniden artma eğiliminde olduğu, yenilenebilir enerji kaynaklarını nükleer enerjiyle destekleme politikası kapsamında pek çok ülkenin mevcut santrallerini yeniden aktifleştirme ve yenilerini inşa etme yönünde kararlar aldığı, mikro, küçük ve yeni nesil reaktörlerin geliştirilmesinin öne çıktığı ifade edilmektedir (SBB, 2023a).

SMR'ler, 300 MW'ye kadar elektrik üretme kapasitesine sahip, yeni nesil nükleer reaktörlerdir ve komponentleri fabrikada üretilip, modüler şekilde talebe göre montaj yapılacak sahalara taşınabilen reaktörler olarak tanımlanmaktadır (IEAE , 2020).

SMR’lerin avantajları arasında esnek yer seçimi imkânı, modüler tasarımları sayesinde kurulum ve bakım süreçlerindeki maliyet avantajları, farklı enerji kaynaklarıyla entegrasyon kabiliyeti yer almaktadır. Bununla birlikte, düşük kapasiteleri nedeniyle ölçek ekonomilerinden sınırlı düzeyde faydalanabilmeleri potansiyel bir dezavantaj olarak değerlendirilmektedir. Ancak, modüler üretim ve sahada hızlı montaj gibi özellikleri, maliyet avantajı sunarak büyük ölçekli nükleer santrallere kıyasla daha fazla esneklik sağlamaktadır. Ayrıca, bir SMR'nin kurulduğu alana sonraki modüllerin eklenebilmesi ve bağlantı maliyetlerinin sabit kalması gibi özellikleri de dikkat çekicidir. Bununla birlikte, SMR teknolojisinin önündeki en büyük engeller arasında ekonomik ve finansal zorluklar yer almaktadır. Diğer büyük ölçekli nükleer santraller gibi SMR’ler de yüksek sermaye maliyetleri gerektirmekte ve ekonomik olarak uygulanabilir olmaları için genellikle kamu desteğine ihtiyaç duymaktadır (Hee, Peremans ve Nimmegeers, 2024).

Bu senaryo, henüz yeni bir teknoloji olan SMR’lerin Türkiye’nin gelecekteki enerji üretim portföyüne hangi kapasite ve yıllarda entegre edilebileceğini değerlendirmeyi amaçlamaktadır.

Talep tahmini

Elektrik talebi için yenilenebilir enerji senaryosunda kullanılan tahmin verileri esas alınmıştır. Böylece, yenilenebilir enerji ve nükleer enerji ile güçlendirilmiş portföylerin performanslarının karşılaştırılması hedeflenmiştir.

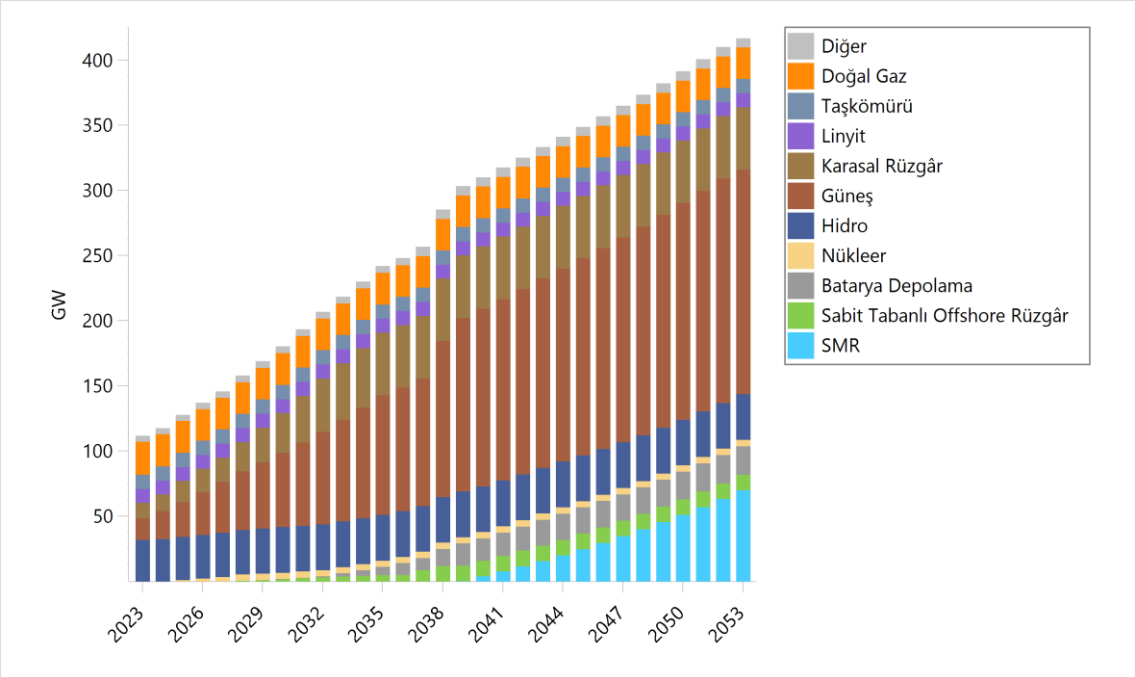
Kapasite verileri

SMR’lerin ekonomik olarak hangi kapasiteyle entegre edilebileceğini analiz edebilmek için modelde herhangi bir kapasite kısıtı uygulanmamıştır. Teknik koşullar senaryo dışında tutularak, optimizasyon yöntemleriyle bu reaktörlerin hangi yıllarda ve ne miktarda yer alabileceği incelenmiştir. Bir başka deyişle, ekonomik ve sistem güvenliği açısından Türkiye’nin gelecekteki enerji portföyüne SMR’lerin ne ölçüde entegre edilebileceği değerlendirilmiştir.

Sonuçlar

SMR senaryosunda kurulu gücün yıllar ve kaynaklar itibarıyla gelişimi Şekil 5.20'de yer almaktadır. Modelleme sonuçlarına göre, Türkiye'nin elektrik kurulu gücü 2053 yılında 395 GW'ye, batarya depolama kapasitesi 21,8 GW'ye ulaşmaktadır. Bu kapasitenin 70,1 GW'lik kısmı SMR'lerden oluşmaktadır. SMR'lerin 2039 yılından itibaren devreye girdiği ve yüksek kapasiteleriyle enerji sistemine entegre olduğu görülmektedir. Bu durum, yüzer offshore rüzgâr santrallerinin devreye alınmamasına neden olmuştur. Buna karşın karasal rüzgâr ve sabit tabanlı offshore santraller tam kapasitelerine ulaşmıştır. Büyük nükleer santral olarak sadece modele dışsal kapasite olarak eklenen Akkuyu NGS yer almıştır. Ayrıca, güneş enerjisi kapasitesi 172,3 GW seviyesine ulaşmıştır.

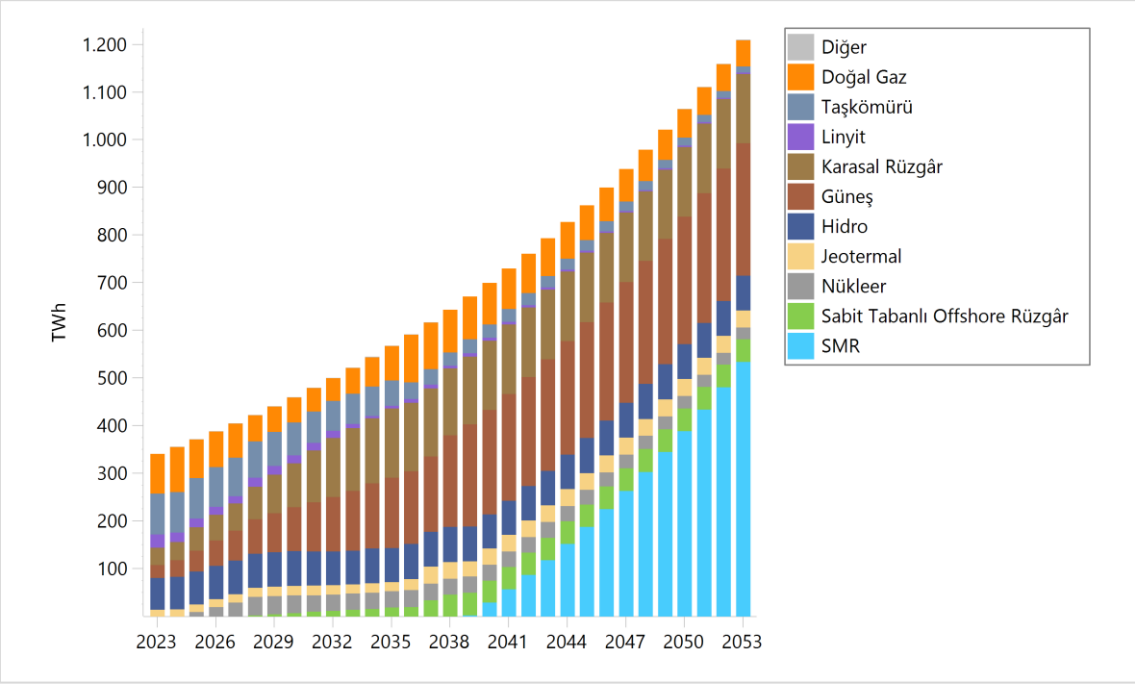
2053 yılı kurulu gücünün dağılımında; güneş enerjisinin %43,6, SMR'lerin %17,7, karasal rüzgâr enerjisinin %12,2, doğal gazın %6,1, kömürün %5,5 ve büyük nükleer santrallerin %1,2 oranında paya sahip olduğu görülmektedir.



Şekil 5.20. SMR senaryosu, kaynak bazında kurulu güç

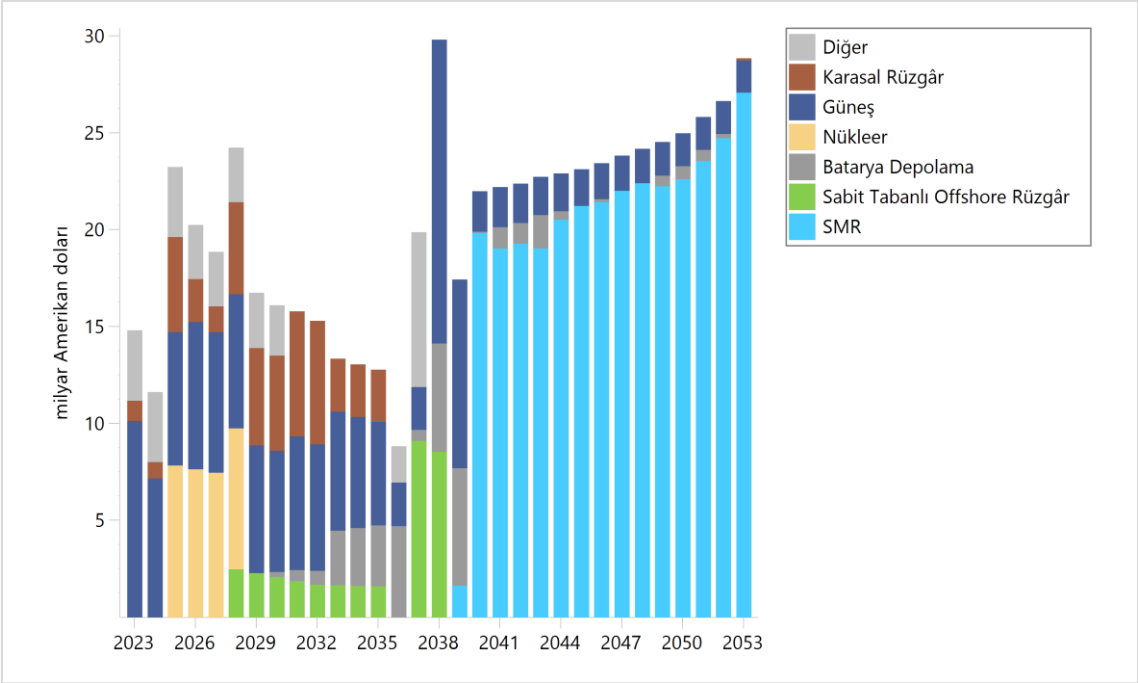
Modelleme sonuçlarına göre, 2053 yılında toplam 1.209,6 TWh elektrik üretimi gerçekleşmiştir. Elektrik üretiminin kaynak bazında gelişimi Şekil 5.21'de sunulmaktadır. SMR'ler, elektrik üretiminde %44,2 ile en yüksek paya sahip olup, güneş enerjisi %22,9 ve karasal rüzgâr enerjisi %12,1 oranında bir katkı sağlamıştır. Fosil yakıtların toplam elektrik üretimindeki payı ise %5,8 olarak hesaplanmıştır.

SMR'lerin kurulu güçteki payı %17,7 olmasına rağmen elektrik üretimindeki paylarının %44,2'ye ulaşması, bu teknolojiye ait yüksek kapasite faktörüne bağlanmaktadır. SMR'ler, uzun süreli ve sürekli enerji üretimi sağlayabilme özellikleriyle yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretim kapasitelerine önemli bir tamamlayıcı olmuştur.



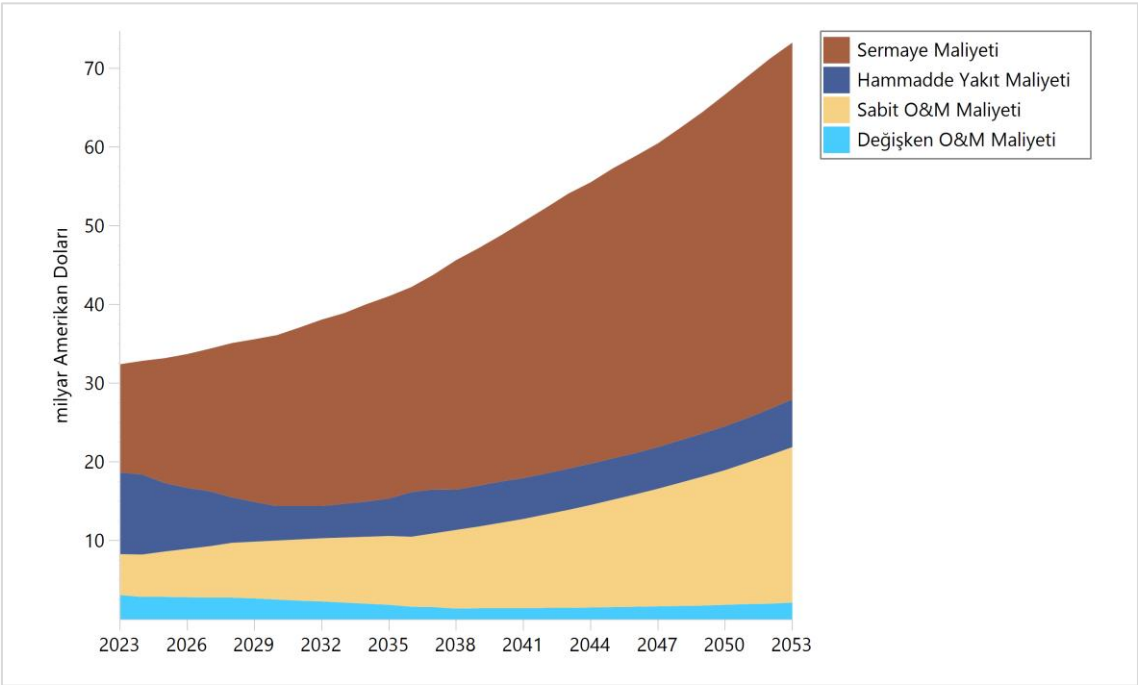
Şekil 5.21. SMR senaryosu, kaynak bazında elektrik üretimi

Model sonuçlarına göre, projeksiyon döneminde toplam 629,5 milyar Amerikan doları yatırım ihtiyacı oluşacağı hesaplanmıştır. Yatırımlardan en büyük payı 306,8 milyar TL ile SMR yatırımları almaktadır. Güneş enerji santralleri için gereken yatırım tutarı ise 145,1 milyar Amerikan doları olarak öngörülmüştür. Yatırımların teknoloji türü bazında yıllar itibarıyla dağılımı Şekil 5.22'de yer almaktadır.



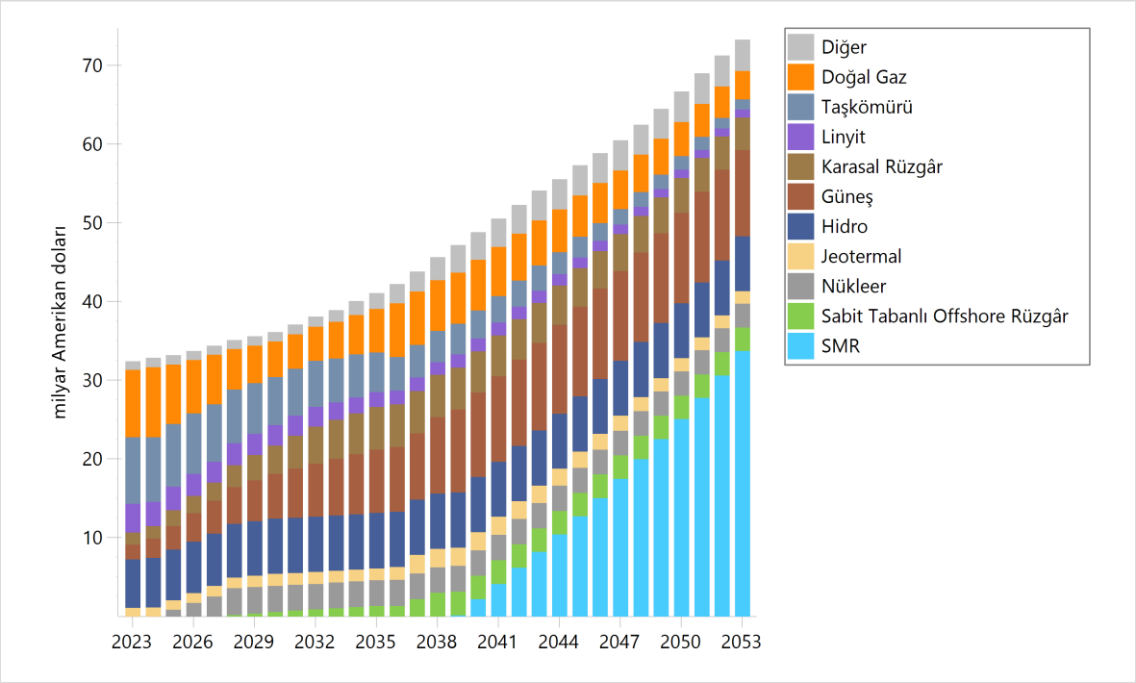
Şekil 5.22. SMR senaryosu, kaynak bazında yatırım maliyetleri

2053 yılı için toplam üretim maliyetinin 73,3 milyar Amerikan doları olacağı hesaplanmıştır. Yıllık maliyetlerin artışında sabit işletme ve bakım giderleri ile sermaye maliyetlerinin etkisi büyüktür (Şekil 5.23).



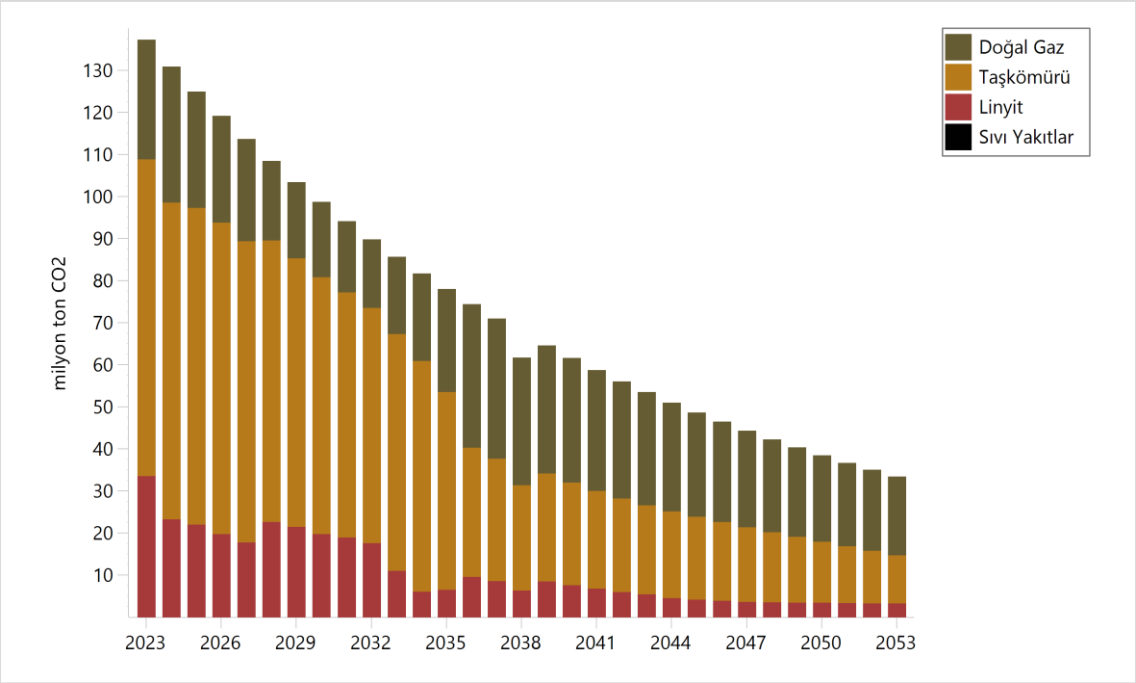
Şekil 5.23. SMR senaryosu, maliyet türü bazında üretim maliyetleri

Üretim maliyetlerinde en büyük paya sahip olan teknoloji, %46,1 ile SMR'lerdir. Güneş enerjisi santralleri %15 oran ile ikinci sırada yer almaktadır (Şekil 5.24).



Şekil 5.24. SMR senaryosu, kaynak bazında üretim maliyetleri

SMR senaryosu kapsamında, nükleer ve yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimindeki payı artırılarak kömür santrallerinin sebep olduğu emisyonlar önemli ölçüde azaltılmıştır. Bu politika ile 2053 yılı için hedeflenen 33,4 milyon ton CO_2 emisyon değerine ulaşılmıştır. SMR'lerin yüksek kapasite faktörü ve enerji sistemine esnek entegrasyon özellikleri, bu teknolojinin emisyon azaltım hedeflerine ulaşmada kritik bir rol oynadığını göstermektedir. Emisyonların yıllar içindeki yakıt bazlı gelişimi Şekil 5.25'te sunulmuştur.



Şekil 5.25. SMR senaryosu, yakıt bazında emisyonlar

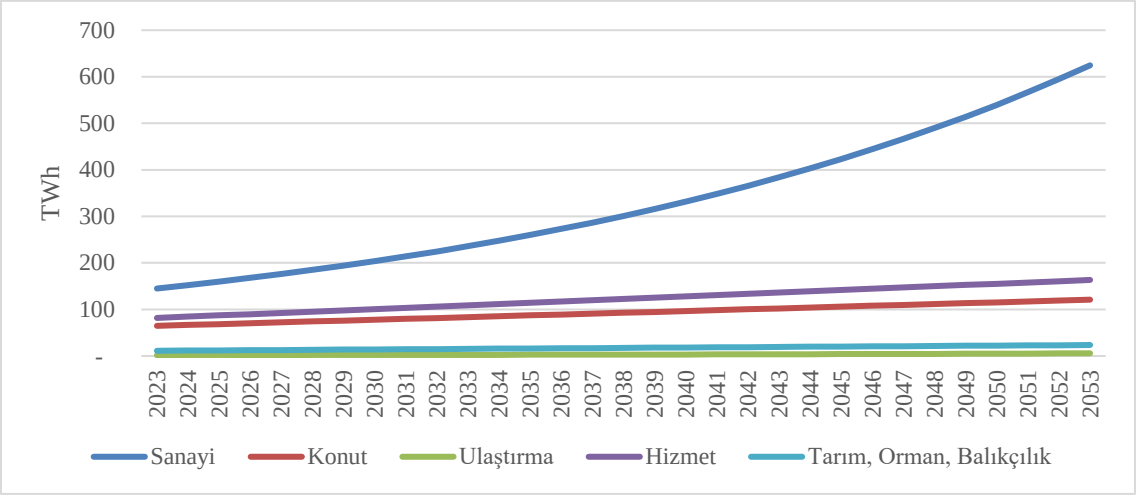
5.2.5. Verimlilik senaryosu

Bu senaryo, konut sektöründe enerji verimliliği politikalarının etkin bir şekilde uygulanacağı ve elektrik iletim ve dağıtım kayıplarının 2035 yılına kadar OECD ülkelerinin ortalama kayıp değeri olan %6'ya (World Bank, 2024) düşeceği varsayımıyla oluşturulmuştur.

Talep tahmini

Verimlilik senaryosunda, yenilenebilir enerji ve SMR senaryolarındaki talep tahminlerinden farklı olarak, konut sektöründe enerji verimliliği politikalarının etkisiyle elektrik talebinin üstel artış yerine lineer bir büyüme göstereceği varsayılmıştır. Diğer sektörlerin talep tahmini varsayımlarında ise herhangi bir değişiklik yapılmamıştır.

Modelleme sonuçlarına göre, verimlilik senaryosunda toplam nihai elektrik talebi yıllık ortalama %3,8 oranında artarak 2053 yılında 938,1 TWh seviyesine ulaşacaktır (Şekil 5.26).



Şekil 5.26. Verimlilik senaryosu, nihai elektrik talebi

Nihai elektrik talebinin tarihsel ve projeksiyon dönemindeki yıllık büyüme oranlarına ilişkin veriler Çizelge 5.16'da sunulmaktadır.

Çizelge 5.16. Verimlilik senaryosu, elektrik talebinin yıllık ortalama büyüme oranları

	Tarihsel (2000-22)	Senaryo (2023-53)	Toplam (2000-53)
Sanayi	4,80%	5,00%	5,00%
Konut	4,40%	2,10%	3,10%
Ulaştırma	3,90%	4,50%	3,90%
Hizmet	5,80%	2,30%	3,90%
Tarım, Orman, Balıkçılık	6,90%	2,50%	3,90%
Toplam	5,00%	3,80%	4,40%

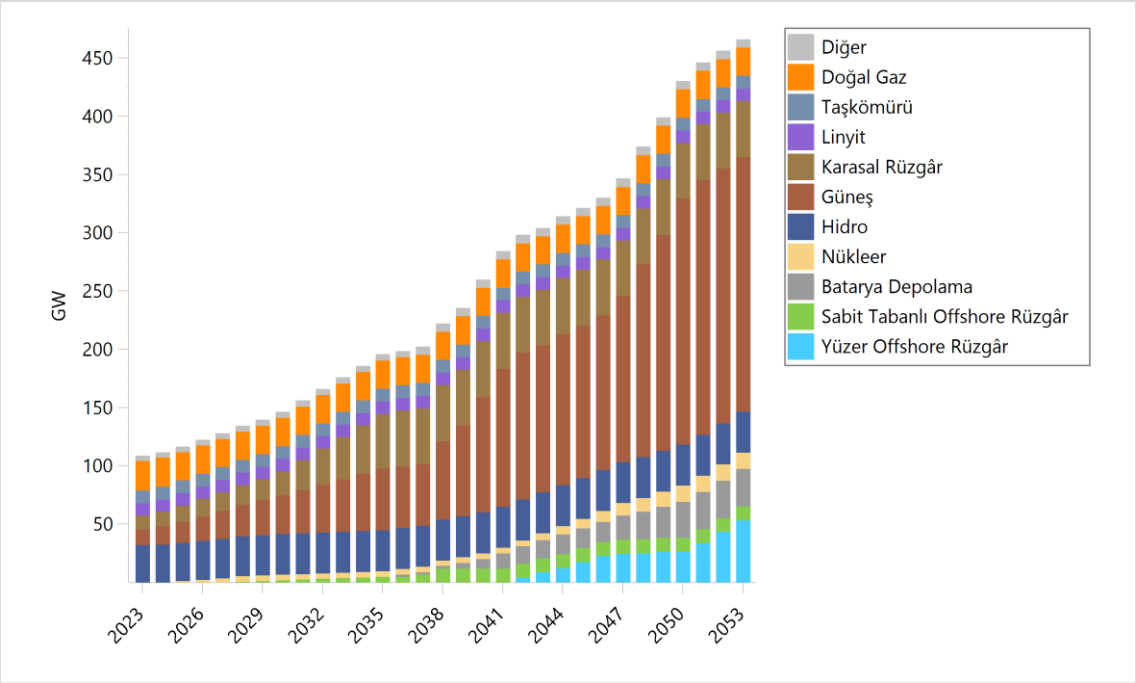
Kapasite verileri

Bu senaryoda, SMR teknolojilerinin kurulumunun gerçekleşmeyeceği varsayılmış ve maksimum kapasite kısıtı sıfır olarak belirlenmiştir.

Sonuçlar

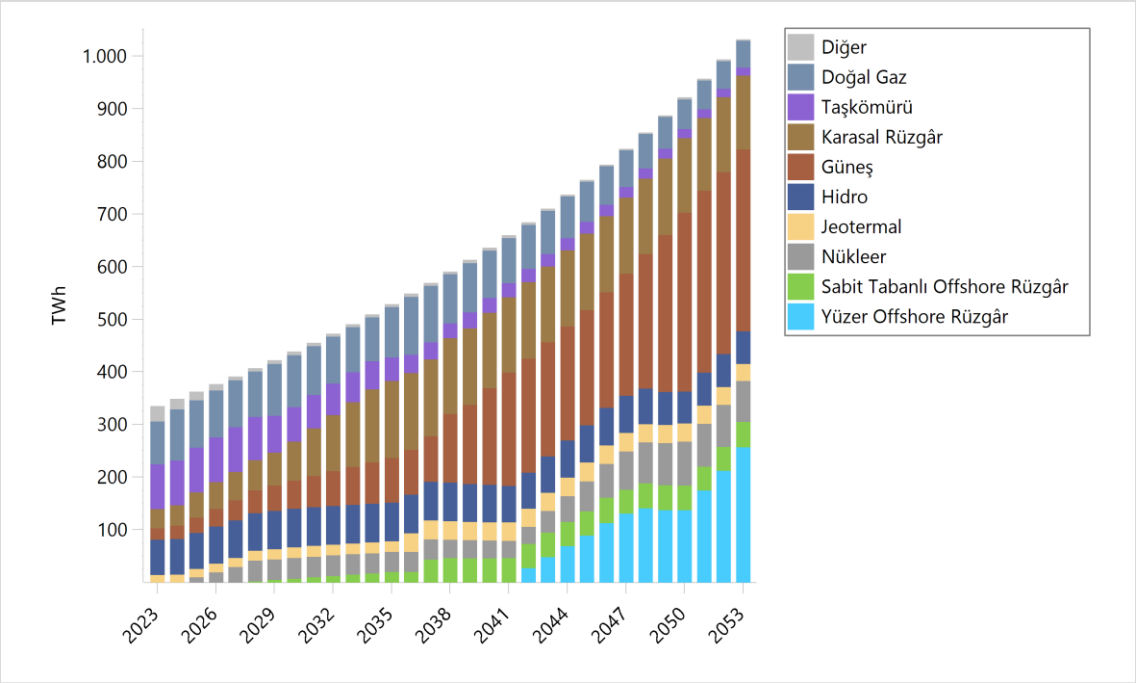
Model sonuçlarına göre, 2053 yılında Türkiye'nin kurulu gücü 433,9 GW'ye, batarya depolama kapasitesi 32,1 GW'ye ulaşmıştır. Batarya depolama teknolojileri 2036 yılından itibaren devreye girmeye başlamıştır.

2053 yılı itibarıyla güneş enerjisi santralleri toplam kurulu gücün %51,6'sını oluştururken, yüzer offshore rüzgâr santralleri %10,2, karasal rüzgâr %11,3, hidroelektrik %8,3, doğal gaz %5,7, kömür %5,1 ve nükleer santraller %3,2 pay almıştır. Fosil yakıtlı santrallerin toplam kurulu güç içindeki payı %10,6'ya gerilemiştir. Toplam kurulu gücün %76'sı kesintili kaynaklardan oluşmakta olup yenilenebilir enerji kaynaklarının payı toplamda %85,9'a ulaşmıştır. Karasal ve sabit tabanlı offshore rüzgâr santrallerinin projeksiyon dönemi boyunca tamamının devreye alındığı, nükleer kapasitenin 14,1 GW, yüzer offshore rüzgâr kapasitesinin 53,4 GW ve güneş enerjisi kapasitesinin ise 218,6 GW olduğu hesaplanmıştır (Şekil 5.27).



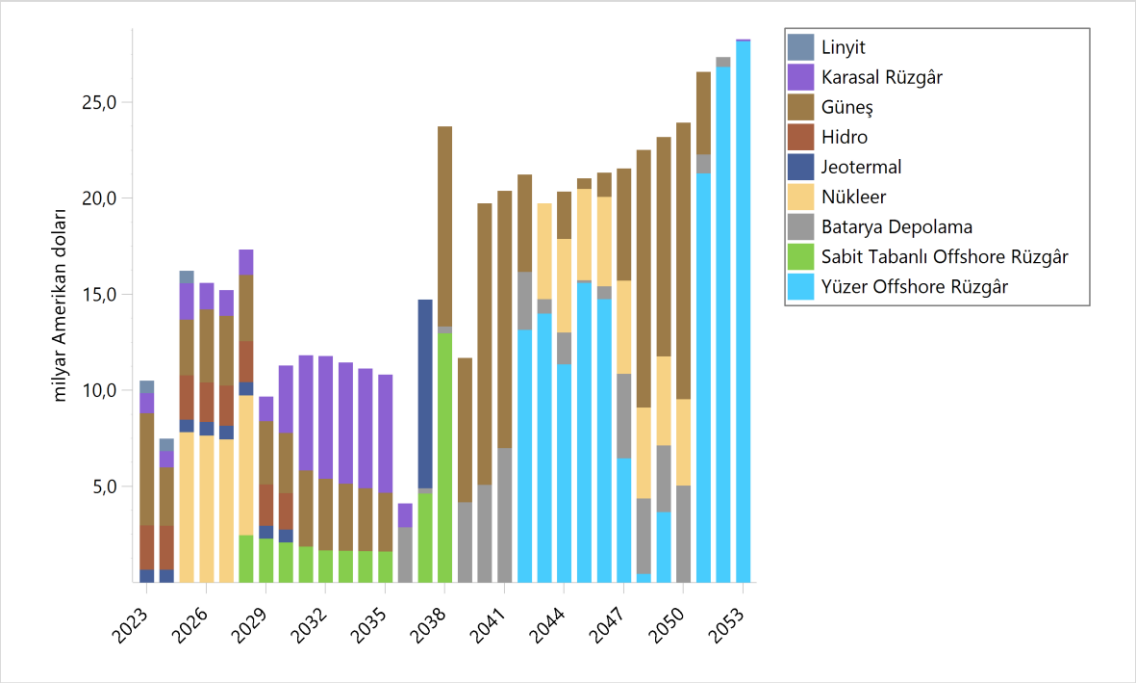
Şekil 5.27. Verimlilik senaryosu, kaynak bazında kurulu güç

2053 yılında toplam elektrik üretimi 998 TWh olarak gerçekleşmiş, kaynakların elektrik üretimindeki payları sırasıyla; güneş %35,3, yüzer offshore rüzgâr %21,7, karasal rüzgâr %14,1, nükleer %7,8, doğal gaz %5,1, kömür %1,7 olmuştur. Fosil yakıtların elektrik üretimindeki payı %6,8'e düşerken, yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %85,3'e çıkmıştır (Şekil 5.28).



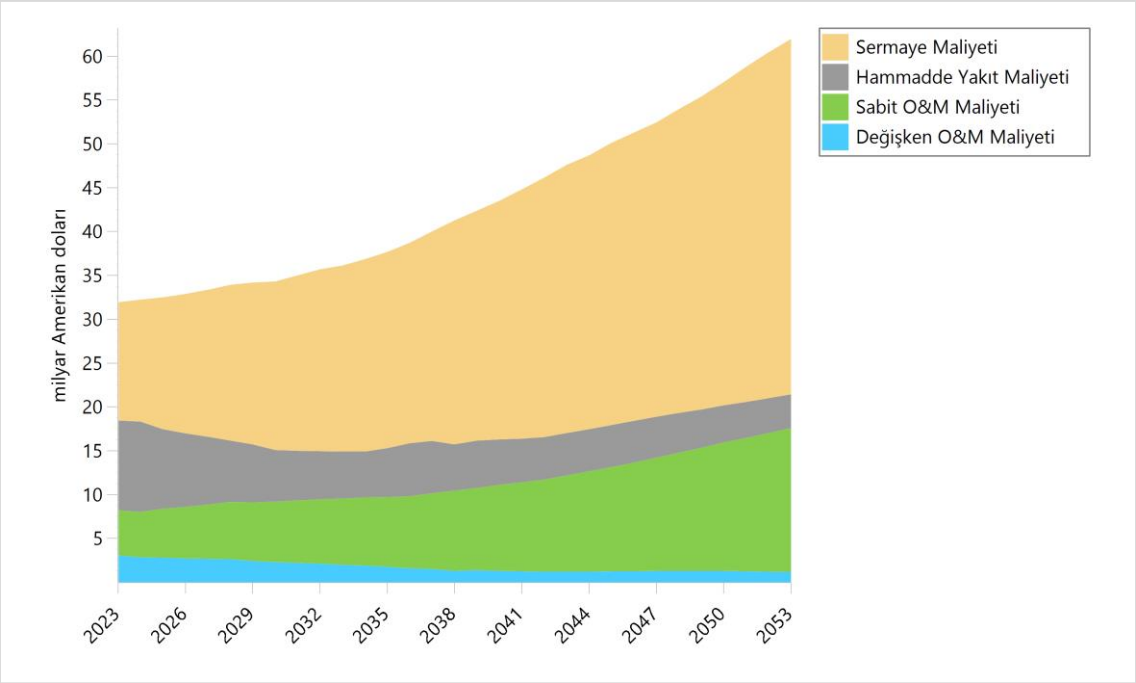
Şekil 5.28. Verimlilik senaryosu, kaynak bazında elektrik üretimi

Projeksiyon dönemi boyunca toplam yatırım ihtiyacı 531,6 milyar Amerikan doları olarak hesaplanmış, en büyük yatırım ihtiyaçları 155,8 milyar Amerikan doları ile yüzer offshore rüzgâr santrallerine, 155,1 milyar Amerikan doları ile güneş santrallerine ve 68,2 milyar Amerikan doları ile nükleer santrallerine olmuştur. Yıllar itibarıyla yatırım maliyetinin teknoloji bazında gelişimi Şekil 5.29'da yer almaktadır.



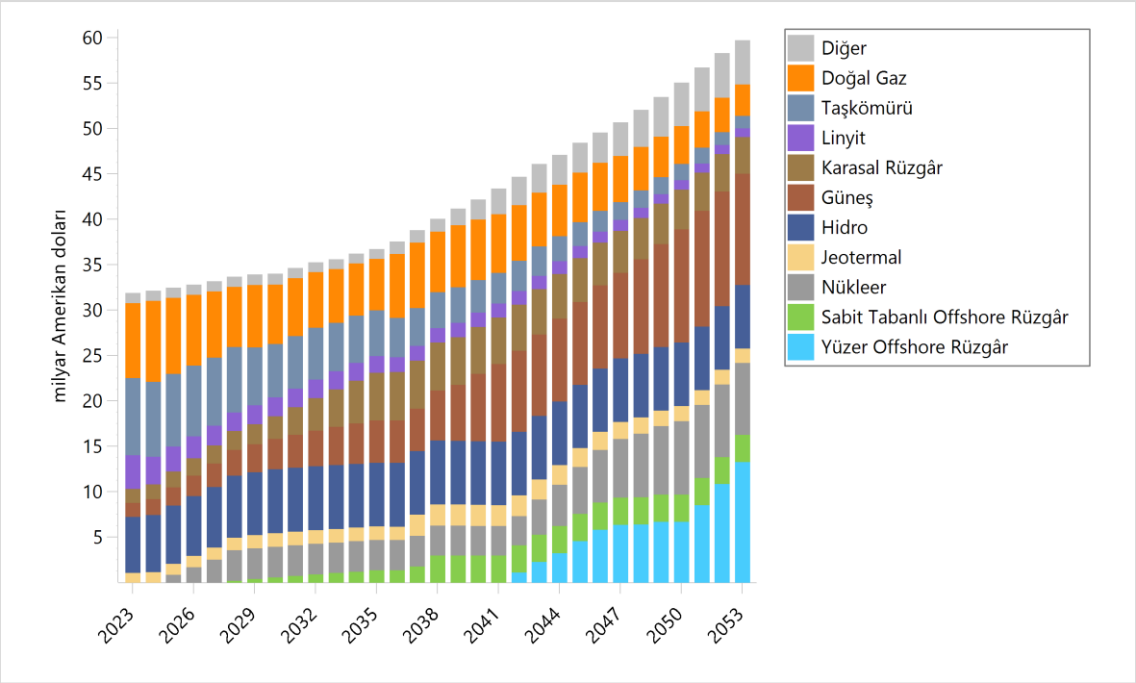
Şekil 5.29. Verimlilik senaryosu, kaynak bazında yatırım maliyetleri

2053 yılında toplam 59,7 milyar Amerikan doları üretim maliyeti oluşacağı hesaplanmıştır. 2023 yılından 2053 yılına gelindiğinde kurulu güçteki artışa bağlı olarak sermaye ve sabit işletme bakım maliyetlerinde artış yaşanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güçteki payının yükselmesiyle hammadde yakıt ve değişken işletme bakım maliyetlerinde düşüş gözlenmiştir (Şekil 5.30).



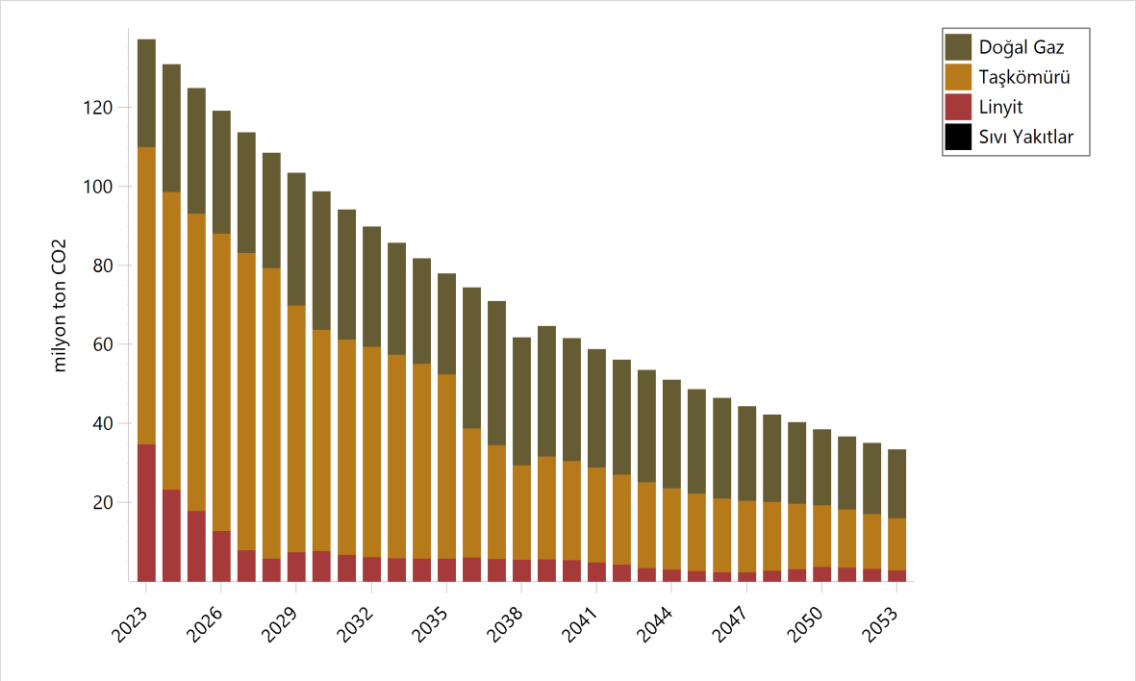
Şekil 5.30. Verimlilik senaryosu, maliyet türü bazında üretim maliyetleri

2053 yılında toplam üretim maliyetlerinin %22,3'ü yüzer offshore rüzgâr santrallerinden, %20,5'i güneş ve %13,3'ü nükleer santrallerden kaynaklanmıştır. Üretim maliyetlerinin yıllar itibarıyla kaynak türü bazında gelişimi Şekil 5.31'de yer almaktadır.



Şekil 5.31. Verimlilik senaryosu, kaynak bazında üretim maliyetleri

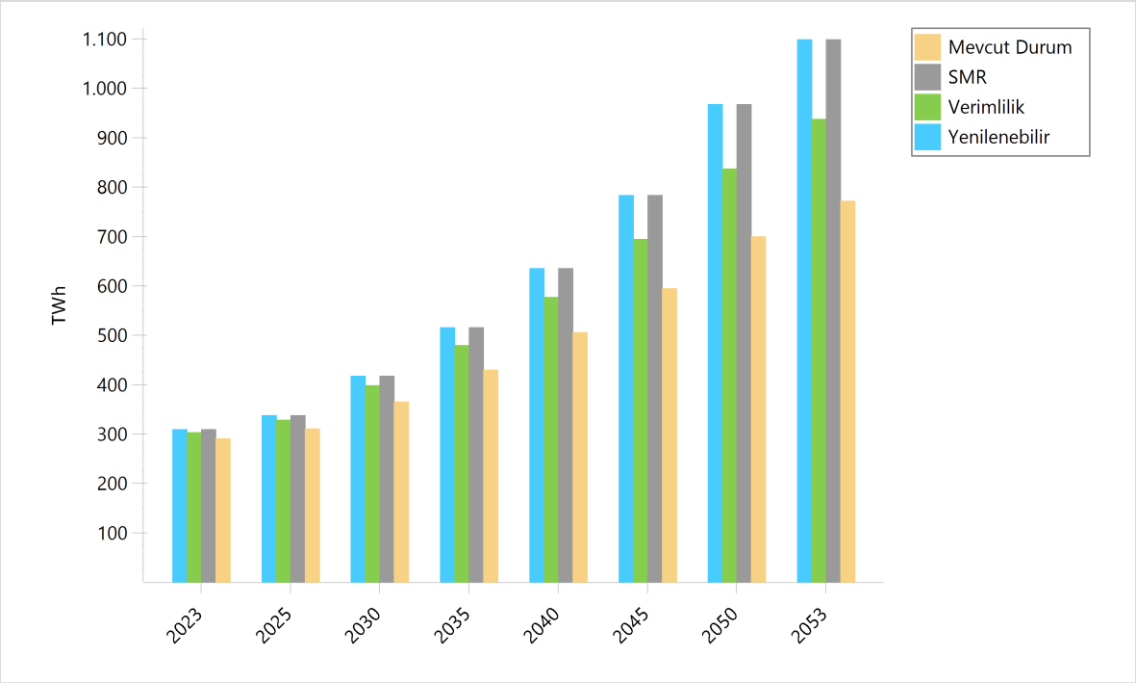
2053 yılında kömür yakıtlı santrallerinin elektrik üretimindeki payının %1,7'ye düşmesiyle kömür santrallerinin neden olduğu emisyonlar oldukça azalmıştır. Şekil 5.32'den de görüleceği üzere verimlilik senaryosunda, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payı artırılarak 2053 yılı için hedeflenen 33,4 milyon ton CO_2 emisyon değerine ulaşılmıştır.



Şekil 5.32. Verimlilik senaryosu, yakıt bazında emisyonlar

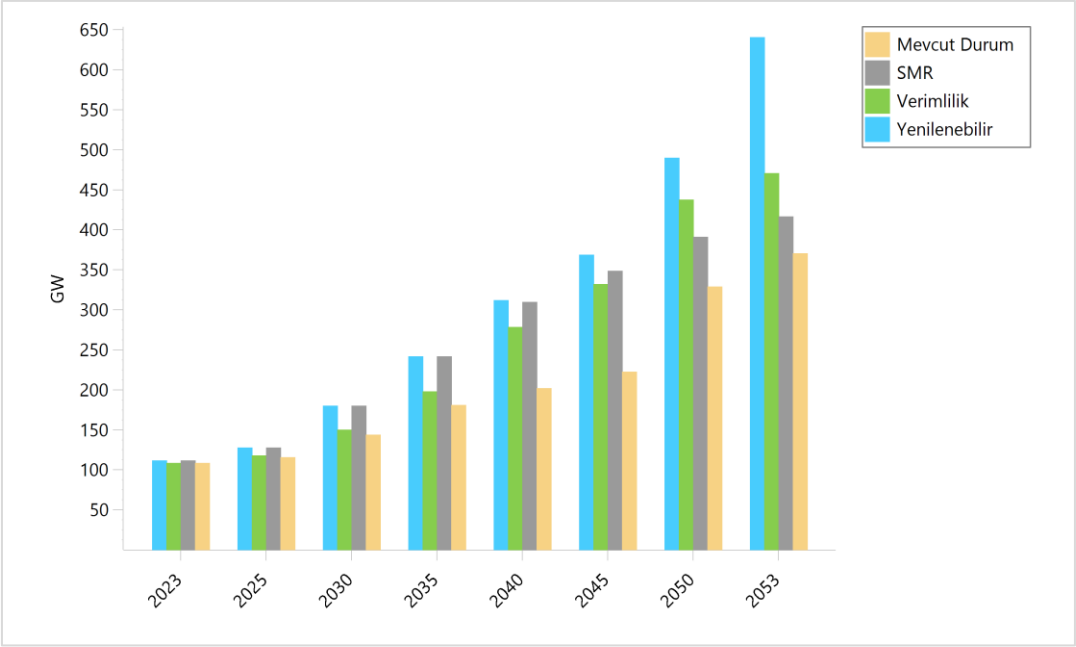
5.3. Senaryoların Değerlendirilmesi

Elektrik talebinin senaryolar bazındaki gelişimi Şekil 5.33'te sunulmuştur. İlgili bölümlerde açıklanan varsayımlar doğrultusunda, 2053 yılına ilişkin nihai elektrik talebi; mevcut durum senaryosunda 772,3 TWh, yenilenebilir ve SMR senaryolarında 1.099,5 TWh, verimlilik senaryosunda ise 938,1 TWh olarak hesaplanmıştır. Diğer taraftan, senaryolara ilişkin detaylı LEAP sonuçları, EK-4 ile EK-31 arasında yer alan çizelgelerde sunulmuştur.



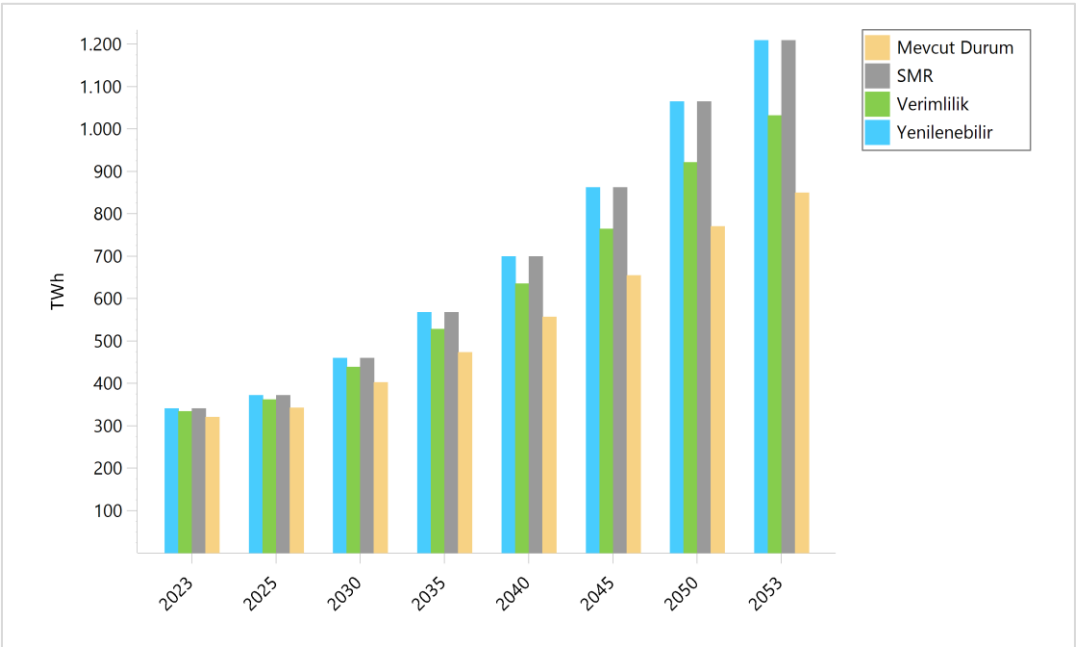
Şekil 5.33. Senaryo bazında nihai elektrik talebinin gelişimi

Model sonuçlarına göre 2053 yılında, mevcut durum senaryosunda kurulu güç 350,2 GW, batarya depolama kapasitesi 20,5 GW; yenilenebilir senaryosunda kurulu güç 587,6 GW, batarya depolama kapasitesi 53,3 GW; SMR senaryosunda kurulu güç 395 GW, batarya depolama kapasitesi 21,8 GW; verimlilik senaryosunda kurulu güç 433,9 GW, batarya depolama kapasitesi 32,1 GW olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlara göre, mevcut durum senaryosunda emisyon hedefi bulunmaması ve elektrik talebinin diğer senaryolara göre daha düşük öngörülmesi nedeniyle en düşük kurulu güç ihtiyacı hesaplanmıştır. Yenilenebilir ve SMR senaryolarında aynı talep projeksiyonu kullanılmasına rağmen, SMR senaryosunda toplam kurulu güç ihtiyacının daha az olması, yüksek kapasite faktörüne sahip SMR'nin toplam güç üretimindeki yüksek payına ve kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının daha düşük oranda kullanılmasına bağlanmaktadır. Verimlilik senaryosunda, yenilenebilir senaryosuyla benzer varsayımlar kullanılmış olmakla birlikte, daha düşük talep öngörüsü nedeniyle daha az kurulu güce ihtiyaç duyulmuştur. Tüm senaryolarda yüksek oranda kesintili yenilenebilir enerji kullanımı nedeniyle batarya depolama ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. Şekil 5.34, senaryolara göre batarya depolama dâhil kurulu güç gelişimini göstermektedir.



Şekil 5.34. Senaryo bazında kurulu gücün gelişimi

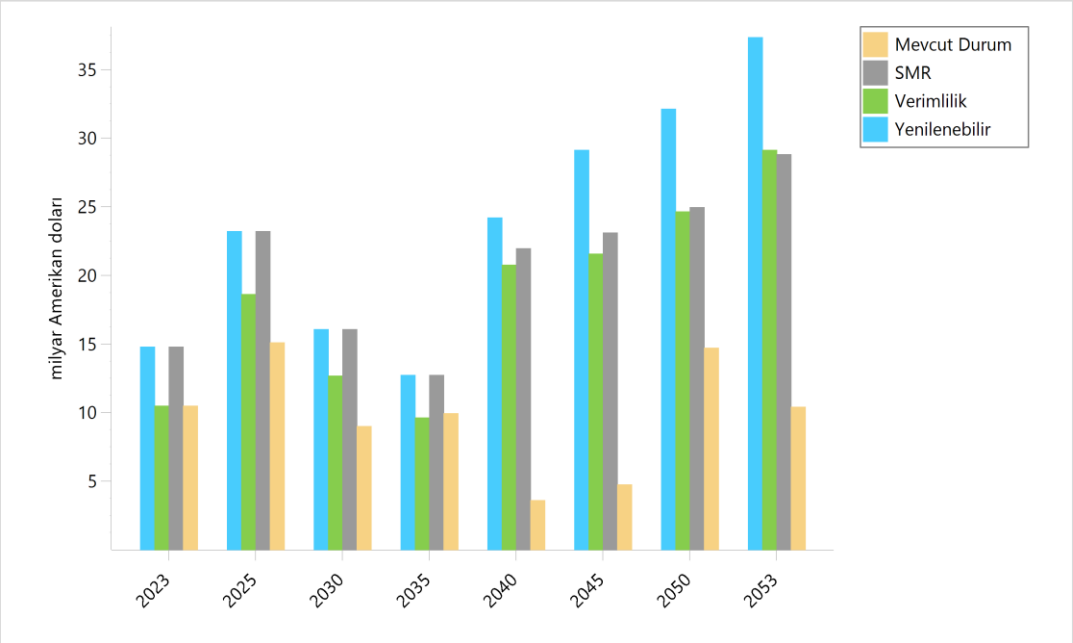
2053 yılında toplam elektrik üretimi mevcut durum senaryosunda 849,6 TWh, verimlilik senaryosunda 998 TWh, yenilenebilir ve SMR senaryolarında 1.209,6 TWh olarak hesaplanmıştır. Elektrik üretiminde fosil yakıtların payı mevcut durum senaryosunda %33,2, yenilenebilir senaryosunda %6,6, SMR senaryosunda %5,8 ve verimlilik senaryosunda %6,8 olarak hesaplanmıştır (Şekil 5.35).



Şekil 5.35. Senaryo bazında elektrik üretiminin gelişimi

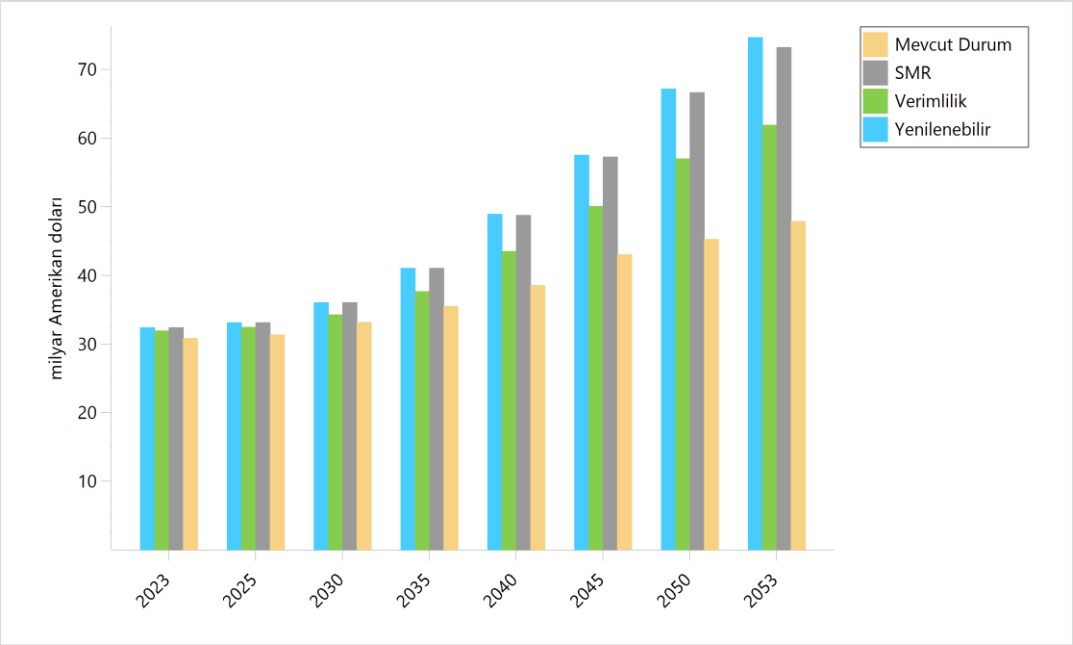
Projeksiyon dönemi boyunca toplam yatırım ihtiyacı; mevcut durum senaryosunda 293,5 milyar Amerikan doları, yenilenebilir senaryosunda 705,1 milyar Amerikan doları, SMR senaryosunda 629,5 milyar Amerikan doları ve verimlilik senaryosunda 531,6 milyar Amerikan doları olarak hesaplanmıştır.

Bu maliyet hesaplamaları, (NREL, 2024) tarafından sağlanan kapsamlı veri tabanında yer alan teknolojiler içerisinden her bir santral türü için orta maliyetli teknolojiler esas alınarak yapılmıştır. Bu bağlamda, farklı teknoloji seçimlerinin toplam yatırım maliyetleri üzerinde önemli ölçüde etkili olabileceği göz önünde bulundurulmalıdır. Modelde kullanılan maliyet verileri, tüm projeksiyon dönemi boyunca aynı varsayımlara dayandığı için senaryolar arası karşılaştırma açısından önem taşıdığı değerlendirilmektedir. Şekil 5.36'da yatırım maliyetlerinin yıllar itibarıyla gelişimi gösterilmektedir.



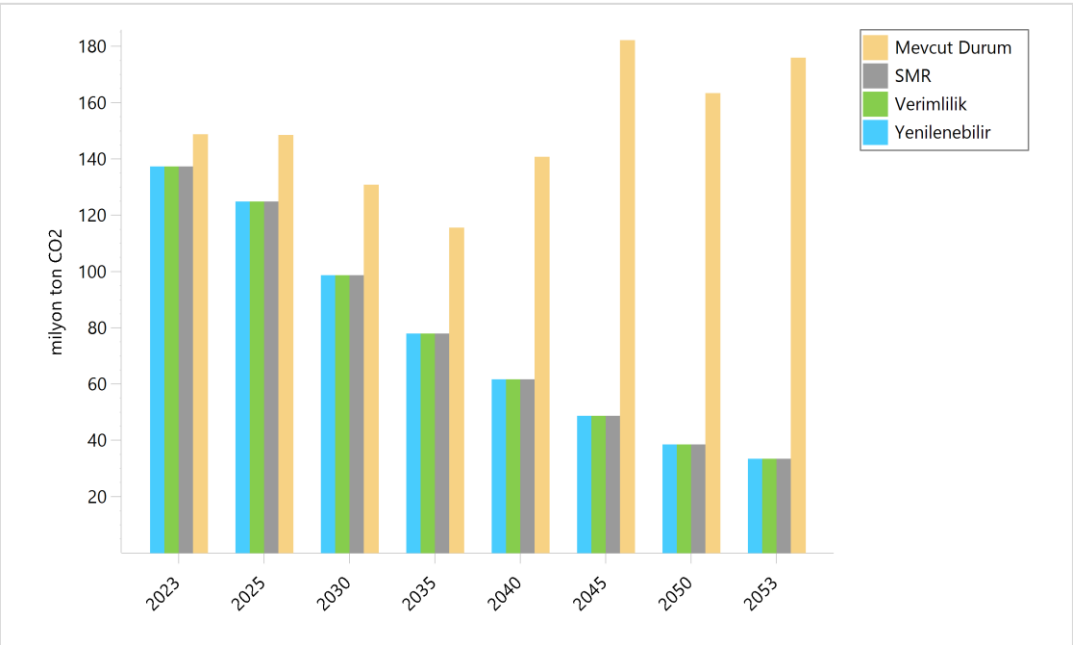
Şekil 5.36. Senaryo bazında yatırım maliyetlerinin gelişimi

Model sonuçlarına göre 2053 yılında; mevcut durum senaryosunda 47,9 milyar Amerikan doları, yenilenebilir senaryosunda 74,7 milyar Amerikan doları, SMR senaryosunda 73,3 milyar Amerikan doları ve verimlilik senaryosunda 59,7 milyar Amerikan doları üretim maliyeti oluşacaktır. Şekil 5.37'de senaryo bazında üretim maliyetlerinin gelişimi yer almaktadır.



Şekil 5.37. Senaryo bazında üretim maliyetlerinin gelişimi

Yenilenebilir, SMR ve verimlilik senaryoları, 2053 yılına kadar 33,4 milyon ton CO_2'ye ulaşmayı amaçlayan aynı emisyon yolunu takip etmektedir. Bu nedenle, Şekil 5.38'de bu üç senaryo için aynı emisyon değerleri görülmektedir. Mevcut durum senaryosunda ise herhangi bir emisyon hedefi bulunmadığından, 2053 yılında 176 milyon ton CO_2 emisyon oluşacağı hesaplanmıştır.



Şekil 5.38. Senaryo bazında emisyonların gelişimi

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Enerji sektörü Türkiye'nin toplam CO_2 emisyonlarının %86,6'sını oluşturmakta olup bu emisyonların yaklaşık üçte biri elektrik sektöründen kaynaklanmaktadır (TÜİK, 2024a). UEP'te, nihai enerji tüketimi içerisinde 2020 yılında %21,8 olan elektrik enerjisinin payının 2053 yılında %55,6'ya ulaşacağı öngörülmektedir (ETKB, 2022). Bu öngörü, küresel enerji tüketiminde 2022 yılında %20 olan elektriğin payının 2050 yılında %53'e ulaşacağını ve elektrifikasyonun tüm sektörlerde artacağını ortaya koyan WEO 2023 "2050'ye kadar net sıfır emisyon" senaryosu ile paralellik göstermektedir (IEA, 2023).

Bu veriler ve öngörüler doğrultusunda, Türkiye'nin 2053 net sıfır emisyon hedefine ulaşabilmesi için elektrik sektörünün öncelikli öneme sahip olduğu motivasyonu ile yola çıkılan bu çalışmada, Türkiye elektrik sektörü, LEAP-NEMO yazılımlarının entegrasyonu ile 2023-2053 dönemi için arz ve talep açısından analiz edilmiş ve bu hedef doğrultusunda alternatif senaryolar geliştirilmiştir. Her bir senaryo elektrik talebi, ilave kapasite ihtiyacı, elektrik üretimi, üretim maliyeti, yatırım ihtiyacı ve emisyonlar açısından karşılaştırılarak Türkiye'nin net sıfır hedefine en düşük maliyetle ulaşabilmesi için alternatif yollar değerlendirilmiştir.

YEKDEM, YEKA ve lisanssız santral teşvikleri ile Türkiye'nin yenilenebilir enerji kurulu gücünde son yıllarda önemli artışlar yaşanmıştır. Bu çalışmanın temel hedeflerinden biri de Türkiye'nin üretim portföyünde bulunmayan yeni teknolojilerin mevcut teknolojilerle ne şekilde entegre edilebileceğini araştırarak net sıfır emisyon hedefine ulaşılmasına katkı sağlamaktır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının doğası gereği üretim kapasitelerinin mevsimsel ve günlük olarak değiştiği bilinmektedir. Bu çalışmada, rüzgâr, güneş ve hidroelektrik kaynakların üretim profillerini daha gerçekçi bir şekilde modellemek amacıyla, baz yıl olarak belirlenen 2022 yılı verileri kullanılarak yıl 12 aya, her ay ise günün dört saat dilimine (öğleden önce, öğleden sonra, akşam, gece) ayrılmıştır. Böylelikle 48 farklı zaman dilimi için kullanılabilirlik değerleri hesaplanmış, yenilenebilir enerji kaynaklarının dönemsel değişimlerinin elektrik üretimi üzerindeki etkileri değerlendirilmiştir. Yapılan analizler sonucunda, güneş santrallerinin 2022 yılı ortalama yük faktörü %21,89, karasal rüzgâr

santrallerinin %42,33 ve hidroelektrik santrallerin %40,72 olarak bulunmuştur. Güneş santrallerinin sadece gündüz saatlerinde üretim yapabildiği, gece saatlerinde üretiminin sıfıra yakın olduğu, öğle saatlerinde ise kapasitenin en yüksek seviyeye ulaştığı ve kış aylarında kullanılabilirliğin azaldığı tespit edilmiştir. Karasal rüzgâr santrallerin kullanılabilirlik değerlerinde aylara göre dalgalanmalar olduğu gözlemlenmiştir. Hidroelektrik santrallerin üretim profilinin günün saatlerinden ziyade mevsimsel koşullardan etkilendiği, ilkbahar aylarında en yüksek kullanılabilirlik değerine ulaşıldığı, kış aylarına doğru ise bu değerin gittikçe düştüğü görülmüştür.

Bu analizler, yenilenebilir kaynakların elektrik üretim sistemine yüksek oranda dâhil edilmesi durumunda, saatlik ve mevsimsel arz ve talep dengesizliklerini telafi etmek için esnek yedek kapasite ihtiyacının artacağını göstermektedir. Literatürde tartışıldığı üzere, bu esneklik ihtiyacı enerji depolama sistemleri, talep yönetimi ve yüksek kapasite faktörüne sahip nükleer, kömür ve doğal gaz gibi santrallerle karşılanabilir.

Bu kapsamda, senaryolar bu eksende şekillendirilmiş olup elektrik sistemine esneklik katma ve yeni teknolojileri entegre etme odak noktasıyla belirlenmiştir. Mevcut durum, yenilenebilir, SMR ve verimlilik olmak üzere dört senaryo oluşturulmuştur. Tüm senaryolara depolama sistemleri dâhil edilmiş, Türkiye'nin teknoloji çeşitliliğini artırmak amacıyla karasal rüzgâr santrallerine ek olarak henüz Türkiye'nin mevcut sisteminde bulunmayan sabit tabanlı offshore ve yüzer offshore olmak üzere iki yeni rüzgâr santrali teknolojisi senaryolara eklenmiştir. Büyük nükleer santrallerin yüksek maliyeti ve kurulumunun zorluğu nedeniyle, Türkiye'nin enerji portföyünde gelecekte üstlenebileceği rol ve sağlayabileceği katkıları araştırmak amacıyla henüz gelişim aşamasında olan SMR teknolojileri de çalışma kapsamına alınmıştır. Literatürde Türkiye'nin net sıfır emisyon hedefine yönelik sınırlı sayıda çalışma bulunmakla birlikte bu yönleriyle bu çalışma literatürdeki diğer araştırmalardan farklılaşmaktadır.

Çalışmanın öne çıkan bulgular şu şekildedir:

- Mevcut durum senaryosunda, Türkiye'nin mevcut politikalarının devam etmesi durumunda, 2053 yılı itibarıyla emisyonların 176 milyon ton CO_2 seviyesine ulaşacağı hesaplanmıştır. Emisyon artışının, 2035 yılına kadar yenilenebilir enerji kapasitelerinin UEP doğrultusunda artırılması ve ilerleyen yıllarda yenilenebilir kurulum maliyetlerinde

yaşanan düşüş sayesinde sınırlı kaldığı değerlendirilmektedir. Ancak, bu senaryoda net sıfır emisyon hedefi bulunmadığından, Türkiye'nin iklim hedefleri açısından yetersiz kalmakla birlikte arz güvenliği açısından sürdürülebilir bir enerji yapısı sunmaktadır. Bu durum, yenilenebilir enerjiye yönelik artan yatırımların fosil yakıt bağımlılığını azaltma konusunda belirli düzeyde katkı sağladığını ancak tek başına yeterli olmadığını göstermektedir.

- Yenilenebilir senaryosunda elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının %87,7'lik paya ulaşması, fosil yakıt kullanımının asgari düzeye indirilerek net sıfır emisyon hedefine ulaşılabileceğini göstermektedir. Bu senaryoda, yüksek batarya depolama kapasitesi sayesinde yenilenebilir kaynakların kesintili üretim yapısı dengelenmiştir. Enerji depolama, özellikle güneş enerjisi üretiminin mevcut olmadığı saatlerde oluşan talebi karşılamak için büyük öneme sahiptir. Yenilenebilir enerji teknolojilerinin yaygınlaştırılması, temiz elektrik üretimi ve ithalat bağımlılığının azaltılması açısından önem arz etmekle birlikte senaryolar arasında en yüksek kurulu güç ve yatırım ihtiyacı gerektiren senaryo olması nedeniyle, finansman ihtiyacının yatırımcılar ve politika yapıcılar açısından bir zorluk oluşturabileceği değerlendirilmektedir.
- SMR senaryosunda, emisyon açısından temiz bir enerji kaynağı olan SMR'lerin optimizasyon sonuçlarına göre elektrik üretiminde %44,4'e ulaşan payı, nükleer enerjinin yüksek kapasite faktörüne sahip olması nedeniyle arz güvenliğini sağlama ve yenilenebilir kaynakların kesintili üretim yapısını dengeleme potansiyelini ortaya koymaktadır. Model sonuçları, ekonomik açıdan SMR teknolojisinin orta vadede Türkiye'nin enerji arz güvenliğini sağlamada önemli rol oynayabileceğini göstermiştir. Ancak, henüz gelişim aşamasında olan bu teknolojinin teknik kurulu güç potansiyeli, çevresel risk ve güvenlik konularının detaylı bir şekilde incelenmesinin gerektiği değerlendirilmektedir.
- Verimlilik senaryosu, talep yönetimi ve verimlilik politikalarının önemini ortaya koymaktadır. 2053 yılında elektrik talebinin yenilenebilir senaryosuna göre %17,2 oranında azaltılması durumunda, 173,5 milyar Amerikan doları daha düşük bir yatırım ihtiyacı oluşacağı hesaplanmıştır. Yenilenebilir senaryosuna göre 163,7 GW daha az kurulu güç ve 25,2 GW daha az batarya depolama kapasitesine ihtiyaç duyulması, iklim hedeflerine ulaşırken verimlilik tedbirleri ile maliyetlerin düşürülebileceğini göstermektedir.

Sonuç olarak bu senaryolar, Türkiye'nin elektrik sektöründe ve elektrifikasyonun yaygınlaştırılması aracılığıyla diğer sektörlerde net sıfır emisyon hedefine ulaşılması için farklı stratejik yaklaşımlar sunmakta olup enerji verimliliği önlemlerinin, yenilikçi teknolojilerin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının bir arada kullanılmasının gerekliliğini ortaya koymaktadır. Enerji depolama sistemlerinin ve yüksek kapasite faktörüne sahip SMR gibi yeni ve emisyon açısından temiz teknolojilerin entegrasyonu, elektrik arz güvenliğini sağlamada ve yenilenebilir kaynakların kesintili üretim yapısını dengelemede önemli bir rol oynayacaktır.

Gelecek çalışmalar için öneriler:

- Kesintili yenilenebilir kaynakların yoğun olduğu bölgelerde iletim kısıtlarını yönetmek amacıyla batarya depolama tesislerinin bu bölgelerde kurulmasının önceliklendirilmesi üzerine çalışılabilir. Hangi bölgelere kaç saatlik depolama kapasitesi gerektiği gibi teknik analizler yapılarak depolama sistemlerinin optimum kurulum yerleri ve kapasiteleri belirlenebilir.
- SMR’lerin teknik, ekonomik ve çevresel açıdan Türkiye'ye uygunluğu kapsamlı bir şekilde araştırılabilir. SMR’lerin farklı kapasitelerdeki entegrasyonu ve yenilenebilir enerji kaynaklarıyla birlikte çalıştırılması gibi senaryolar geliştirilebilir. SMR’lerin yaygınlaşmasını teşvik edecek mekanizmalar araştırılabilir.
- Türkiye’nin 2053 net sıfır emisyon hedefi için sektörel bazda emisyon hedefleri belirlenebilir. Emisyonları nötrleme etkisine sahip AKAKDO sektörünün karbon tutma potansiyelinin artırılmasına yönelik çalışmalar yapılabilir. Ağaçlandırma projeleri ve ormanlık alanların genişletilmesi gibi çalışmaların karbon emisyonları üzerindeki etkisi araştırılabilir.
- Elektrik talebini esnek bir şekilde yönetmek ve aşırı talep dönemlerinde tüketimi azaltmak amacıyla, talep tarafı katılımı, dijitalleşme ve akıllı şebeke uygulamaları ayrıntılı olarak değerlendirilebilir. Yapay zekâ, nesnelerin interneti gibi teknolojilerle desteklenen senaryoların, elektrik sistemi üzerinde oluşturacağı etkiler incelenebilir.

KAYNAKLAR

Ayuketah, Y., Gyamfi, S., Diawu, F. A. (2022). Power generation expansion pathways: A policy analysis of the Cameroon power system. *Energy Strategy Reviews*, 44, 101004.

Calikoglu, U., Koksal, M. A. (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*, 179, 113653.

Cebulla, F., Naegler, T., Pohl, M. (2017). Electrical energy storage in highly renewable European energy systems: Capacity requirements, spatial distribution, and storage dispatch. *Journal of Energy Storage*, 14(1), 211-223.

Deng, X., Lv, T. (2020). Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models. *Journal of Cleaner Production*, 246, 118962.

Després, J., Hadjsaid, N., Criqui, P., Noirot, I. (2015). Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools. *Energy*, 80, 486-495.

Dönmezçelik, O., Koçak, E., Örkcü, H. H. (2023). Towards net zero emissions target: Energy modelling of the transport sector in Türkiye. *Energy*, 279, 128064.

Dönmezçelik, O., Koçak, E., Örkcü, H. H. (2024). Net Sıfır Emisyon Hedefine Doğru Türkiye Kara Yolu ve Demir Yolu Taşımacılığının Enerji Modellemesi (2025-2050). *Politeknik Dergisi*, 27(3), 931-946.

ETKB. (2022). *Türkiye Ulusal Enerji Planı.* Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.

ETKB. (2023). *Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası.* Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.

ETKB. (2024c). *Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ve II. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı (2024-2030).* Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.

Fleiter, T., Worrell, E., Eichhamme, W. (2011). Barriers to energy efficiency in industrial bottom-up energy demand models—A review,. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 3099-3111.

Hall, L. M., Buckley, A. R. (2016). A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation. *Applied Energy*, 169, 607-628.

Handayani, K., Overland, I., Suryadi, B., Vakulchuk, R. (2023). Integrating 100% renewable energy into electricity systems: A net-zero analysis for Cambodia, Laos, and Myanmar. *Energy Reports*, 10, 4849-4869.

Heaps, C. G. (2022). *LEAP: The Low Emissions Analysis Platform. [Software version: 2024.1.1.4]*. Somerville, MA, USA: Stockholm Environment Institute. https://leap.sei.org.

Hee, N. V., Peremans, H., Nimmegeers, P. (2024). Economic potential and barriers of small modular reactors in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 203, 114743.

İDB. (2024c). *İklim Değişikliği Azaltım Stratejisi ve Eylem Planı (2024-2030).* Ankara: Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı.

İDB. (2024d). *İklim Değişikliğine Uyum Stratejisi ve Eylem Planı (2024-2030).* Ankara: İklim Değişikliği Başkanlığı.

IEA. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity.* Paris: International Energy Agency.

IEA. (2023). *World Energy Outlook.* Paris: International Energy Agency.

IEA. (2024c). *World Energy Outlook 2024.* Paris: International Energy Agency.

IEAE. (2020). *Advances in Small Modular Reactor Technology Developments.* Avusturya: International Atomic Energy Agency.

İnternet: Boston Consulting Group. (2022). How Technology Can Tame the EU Carbon Tax on Imports. Boston Consulting Group. URL: https://www.bcg.com/publications/2022/navigating-the-european-green-deal, Son Erişim Tarihi: 10.05.2024.

İnternet: ÇŞİDB. (2024a). Kyoto Protokolü. İklim Değişikliği Başkanlığı. URL: https://iklim.gov.tr/kyoto-protokolu-i-35, Son Erişim Tarihi: 14.05.2024.

İnternet: ÇŞİDB. (2024b). Paris Anlaşması. Türkiye Cumhuriyeti Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı. URL: https://iklim.gov.tr/paris-anlasmasi-i-34, Son Erişim Tarihi: 11.06.2024.

İnternet: Dışişleri Bakanlığı. (2024a). Kyoto Protokolü. Türkiye Cumhuriyeti Dışişleri Bakanlığı: https://www.mfa.gov.tr/kyoto-protokolu.tr.mfa, Son Erişim Tarihi: 02.04.2024.

İnternet: Dışişleri Bakanlığı. (2024b). BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi. Türkiye Cumhuriyeti Dışişleri Bakanlığı. URL: https://www.mfa.gov.tr/bm-iklim-degisikligi-cerceve-sozlesmesi.tr.mfa, Son Erişim Tarihi: 02.04.2024.

İnternet: Dışişleri Bakanlığı. (2024c). Paris Anlaşması. Türkiye Cumhuriyeti Dışişleri Bakanlığı. URL: https://www.mfa.gov.tr/paris-anlasmasi.tr.mfa, Son Erişim Tarihi: 27.04.2024.

İnternet: Energy Institute. (2024). Statistical Review of World Energy. Energy Institute. URL: https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads, Son Erişim Tarihi: 12.06.2024.

İnternet: ETKB. (2024a). Ulusal Enerji Denge Tabloları. Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. URL: https://enerji.gov.tr/duyuru-detay?id=20407, Son Erişim Tarihi: 08.03.2024.

İnternet: ETKB. (2024b). Türkiye Elektrik Üretimi ve Elektrik Tüketim Noktası Emisyon Faktörleri. Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. URL: https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/EVCED/tr/%C3%87evreVe%C4%B0klim/%C4%B0klimDe%C4%9Fi%C5%9Fikli%C4%9Fi/EmisyonFaktorleri/TEUVETN_Emisyon_Fakt%C3%B6rleri_Bilgi_Formu.pdf, Son Erişim Tarihi: 26.03.2024.

İnternet: ETKB. (2024d). Enerji. Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. URL: https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji, Son Erişim Tarihi: 27.04.2024.

İnternet: ETKB. (2024e). Denizüstü RES Aday YEKA İlanı. Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. URL: https://enerji.gov.tr/duyuru-detay?id=20382, Son Erişim Tarihi: 04.06.2024.

İnternet: HMB. (2024). Ekonomik Göstergeler - I. Üretim ve Yatırım. Türkiye Cumhuriyeti Hazine ve Maliye Bakanlığı. URL: https://www.hmb.gov.tr/ekonomik-gostergeler, Son Erişim Tarihi: 12.06.2024.

İnternet: İDB. (2024a). Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi. İklim Değişikliği Bakanlığı. URL: https://iklim.gov.tr/bm-iklim-degisikligi-cerceve-sozlesmesi-i-33, Son Erişim Tarihi: 02.04.2024.

İnternet: İDB. (2024b). Sık Sorulan Sorular. İklim Değişikliği Başkanlığı. URL: https://iklim.gov.tr/sss/temel-kavramlar, Son Erişim Tarihi: 28.06.2024.

İnternet: İDB. (2024e). Türkiye Cumhuriyeti Güncellenmiş Birinci Ulusal Katkı Beyanı. İklim Değişikliği Başkanlığı. URL: https://iklim.gov.tr/db/turkce/dokumanlar/turkiye-cumhuriyeti--8230-102-20230512125223.pdf, Son Erişim Tarihi: 07.04.2024.

İnternet: IEA. (2024a). Energy system of Türkiye. International Energy Agency. URL: https://www.iea.org/countries/turkiye, Son Erişim Tarihi: 27.04.2024.

İnternet: IEA. (2024b). Energy Statistics Data Browser. International Energy Agency. URL: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel, Son Erişim Tarihi: 20.06.2024.

İnternet: İletişim Başkanlığı. (2024). Türkiye'deki Akkuyu Nükleer Santrali'nin ilk reaktörü 2025'te devreye girecek. Cumhurbaşkanlığı İletişim Başkanlığı. URL: https://www.iletisim.gov.tr/turkce/dis_basinda_turkiye/detay/turkiyedeki-akkuyu-nukleer-santralinin-ilk-reaktoru-2025te-devreye-girecek#:~:text=%C4%B0leti%C5%9Fim%20Ba%C5%9Fkanl%C4%B1%C4%9F%C4%B1-,T%C3%BCrkiye'deki%20Akkuyu%20N%C3%BCkleer%20Santrali'nin%2, Son Erişim Tarihi: 12.09.2024.

İnternet: LEAP. (2024). LEAP-Introduction. Low Emissions Analysis Platform. URL: https://leap.sei.org/default.asp?action=introduction, Son Erişim Tarihi: 18.05.2024.

İnternet: MTA. (2024). Kömür Arama Araştırmaları. Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü. URL: https://www.mta.gov.tr/v3.0/arastirmalar/komur-arama-arastirmalari, Son Erişim Tarihi: 24.06.2024.

İnternet: NREL. (2024). 2024 Annual Technology Baseline (ATB). National Renewable Energy Laboratory. URL: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data, Son Erişim Tarihi: 10.10.2024.

İnternet: TEİAŞ. (2022). *Türkiye Elektrik Üretim İletim İstatistikleri.* Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü. URL: https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri, Son Erişim Tarihi: 09.04.2024.

İnternet: Ticaret Bakanlığı. (2024). *Yeşil Mutabakat*. Türkiye Cumhuriyeti Ticaret Bakanlığı. URL: https://ticaret.gov.tr/dis-iliskiler/yesil-mutabakat, Son Erişim Tarihi: 08.04.2024.

İnternet: TMMOB. (2024). Türkiye Enerji Görünümü. TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu. URL: https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/gonderi_dosya_ekleri/TEG%202024%20TEMEL%20SUNUM%203.6.2024.pdf, Son Erişim Tarihi: 20.06.2024.

İnternet: TÜİK. (2024a). Sera Gazı Emisyon İstatistikleri, 1990-2022. Türkiye İstatistik Kurumu. URL: https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Sera-Gazi-Emisyon-Istatistikleri-1990-2022-53701, Son Erişim Tarihi: 19.06.2024.

İnternet: TÜİK. (2024b). Adrese Dayalı Nüfus Kayıt Sistemi Sonuçları, 2023. Türkiye İstatistik Kurumu. URL: https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Adrese-Dayali-Nufus-Kayit-Sistemi-Sonuclari-2023-49684, Son Erişim Tarihi: 28.04.2024.

İnternet: UNFCCC. (2015). Republic of Türkiye Intended Nationally Determined Contribution (INDC). United Nations Climate Change. URL: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/The_INDC_of_TÜRKİYE_v.15.19.30.pdf, Son Erişim Tarihi: 28.04.2024.

İnternet: UNFCCC. (2023). Republic of Türkiye Updated First Nationally Determined Contribution. United Nations Climate Change. URL: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2023-04/T%C3%9CRK%C4%B0YE_UPDATED%201st%20NDC_EN.pdf, Son Erişim Tarihi: 28.04.2024.

İnternet: World Bank. (2020). Offshore Wind Technical Potential in Türkiye. World Bank. URL: https://documents1.worldbank.org/curated/en/694551586852099074/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Türkiye-Map.pdf, Son Erişim Tarihi: 12.06.2024.

İnternet: World Bank. (2024). *Electric power transmission and distribution losses (% of output)*. World Bank. URL: https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS?end=2014&start=2014&view=bar, Son Erişim Tarihi: 18.06.2024.

IPCC. (2018). *Global Warming of 1.5°C*. Cenevre: Intergovernmental Panel on Climate Change.

IPCC. (2023). *Climate Change 2023 Synthesis Report*. Cenevre: Intergovernmental Panel on Climate Change.

Kaya, H. E. (2020). Kyoto'dan Paris'e Küresel İklim Politikaları. *Meriç Uluslararası Sosyal ve Stratejik Araştırmalar Dergisi*, 4(10), 165-191.

Koç, E., Şenel, M. C. (2013). Dünyada ve Türkiye'de Enerji Durumu - Genel Değerlendirme. *Mühendis ve Makina*, 54(639), 32-44.

Kumar, S. (2016). Assessment of renewables for energy security and carbon mitigation in Southeast Asia: The case of Indonesia and Thailand. *Applied Energy*, 163, 63-70.

Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M., Stolten, D. (2018). A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96,156-166.

Malka, L., Bida, F., Kuriqi, A., Jaku, A., Roçi, R., Gebremedhin, A. (2023). Energy system analysis with a focus on future energy demand projections: The case of Norway. *Energy*, 272, 127107.

Massaga, D. J., Kirkil, G., Çelebi, E. (2019). A Comparative Study of Energy Models for Turkish Electricity Market Using LEAP. *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, 1–4.

McPherson, M., Karney, B. (2014). Long-term scenario alternatives and their implications: LEAP model application of Panamaʻs electricity sector. *Energy Policy*, 68, 146-157.

Mirjat, N. H., Uqaili, M. A., Harijan, K., Walasai, G. D., Mondal, M. H., Sahin, H. (2018). Long-term electricity demand forecast and supply side scenarios for Pakistan (2015-2050): A LEAP model application for policy analysis. *Energy*, (165, Part B), 512-526.

NEI. (2023). *Nuclear Costs in Context.* Washington, DC: Nuclear Energy Institute.

OECD. (2021). *The Long Game: Fiscal Outlooks to 2060 Underline Need For Structural Reform.* Paris: Organisation for Economic Co-Operation and Development.

Özer, B., Görgün, E., İncecik, S. (2013). The scenario analysis on CO_2 emission mitigation potential in the Turkish electricity sector: 2006–2030. *Energy*, 49, 395-403.

Ringkjøb, H.-K., Haugan, P., 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*, 96, 440-459.

Rivera-Gonzalez, L., Bolonio, D., Mazadiego, L. F., Chapi, R. V. (2019). Long-Term Electricity Supply and Demand Forecast (2018–2040): A LEAP Model Application towards a Sustainable Power Generation System in Ecuador. *Sustainability*, 11(19), 5316.

Roche, M. Y., Verolme, H., Agbaegbu, C., Binnington, T., Fischedick, M., Oladipo, E. O. (2019). Achieving Sustainable Development Goals in Nigeria's power sector: assessment of transition pathways. *Climate Policy*, 20(7), 846–865.

SBB. (2023a). *On İkinci Kalkınma Planı (2024-2028)*. Ankara: Strateji ve Bütçe Başkanlığı.

SBB. (2023b). *Orta Vadeli Program (2024-2026)*. Ankara: Strateji ve Bütçe Başkanlığı.

Ticaret Bakanlığı. (2021). *Yeşil Mutabakat Eylem Planı.* Ankara: Türkiye Cumhuriyeti Ticaret Bakanlığı.

Ticaret Bakanlığı. (2022). *Yeşil Mutabakat Çalışma Grubu Yıllık Faaliyet Raporu.* Ankara: Türkiye Cumhuriyeti Ticaret Bakanlığı.

TEİAŞ. (2021). *Üretim Kapasite Projeksiyonu 2021-2025*. Ankara: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi.

TEİAŞ. (2023). *10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu (2023-2032)*. Ankara: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi.

TPAO. (2024). *2023 Yılı Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu.* Ankara: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı.

TTK. (2024). *2023 Yılı Taşkömürü Sektör Raporu.* Zonguldak: Türkiye Taşkömürü Kurumu.

TÜİK. (2018). *Nüfus Projeksiyonları, 2018-2080 Haber Bülteni*. Ankara: Türkiye İstatistik Kurumu.

TÜİK. (2023). *Turkish Greenhouse Gas Inventory 1990-2021*. Ankara: Türkiye İstatistik Kurumu.

van Beeck, N. (1999). *Classification of Energy Models*. (Internal Report no. FEW 777: Technical Report), Faculty of Economics, Tilburg University.

Wambui, V., Njoka, F., Muguthu, J., Ndwali, P. (2022). Scenario analysis of electricity pathways in Kenya using Low Emissions Analysis Platform and the Next Energy Modeling system for optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 168, 112871.

Wierzbowski, M., Lyzwa, W., Musial, I. (2016). MILP model for long-term energy mix planning with consideration of power system reserves. *Applied Energy*, 169, 93-111.

Yılmaz, F. (2022). Enerji Yönetimi ve Türkiye: Avrupa Yeşil Mutabakatı Çerçevesinde Bir Değerlendirme. *Akademia Doğa ve İnsan Bilimleri Dergisi,* 8(1), 19-37.

Zhou, W., Zhuang, G., Liu, L. (2023). Comprehensive assessment of energy supply-side and demand-side coordination on pathways to carbon neutrality of the Yangtze River Delta in China. *Journal of Cleaner Production,* (404), 136904.

EKLER

EK-1. Santral türlerine göre gecelik sermaye maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 1.1. Santral gecelik sermaye maliyetleri (Amerikan doları/kW), (NREL, 2024)

	Kömür (New)	Nükleer (Large)	Nükleer (Small)	Doğal Gaz (NG 2-on-1 Combined Cycle (H-Frame)	Karasal Rüzgâr (Class 5 - Technology1)	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr (Class4)	Yüzer Offshore Rüzgâr (Class11)	Güneş Utility PV - Class5)	Jeotermal (NF EGS / Flash)	Hidro (NPD 5)	Biyokütle (Dedicated)	Batarya (Utility-Scale Battery Storage - 6Hr)
2022	3 201			1 278	1 472	4 756		1 367	6 535	4 835	4 830	2 709
2023	3 184			1 266	1 585	4 602		1 435	6 378	4 835	4 663	2 681
2024	3 166			1 254	1 481	4 492		1 379	6236	4 835	4 497	2 481
2025	3 149			1 242	1 380	4 407		1 323	6 108	4 835	4 364	2 171
2026	3 131			1 230	1 350	4 339		1 267	5 990	4 904	4 283	2 095
2027	3 114			1 218	1 320	4 282		1 211	5 882	4 974	4 240	2 019
2028	3 096			1 206	1 289	3 961		1 155	5 783	5 043	4 212	1 943
2029	3 079			1 193	1 259	3 647		1 100	5 690	5 112	4 186	1 868
2030	3 061	5 750	8 000	1 181	1 228	3 337	6 099	1 044	5 604	4 532	4 161	1 792
2031	3 044	5 700	7 700	1 169	1 214	3 008	5 240	988	5 523	4 592	4 129	1 763
2032	3 026	5 650	7 400	1 157	1 201	2 688	4 609	932	5 448	4 653	4 099	1 734
2033	2 991	5 600	7 100	1 145	1 187	2 646	4 396	876	5 376	4 714	4 074	1 705
2034	2 974	5 550	6 800	1 133	1 173	2 609	4 236	820	5 309	4 774	4 048	1 676
2035	2 974	5 500	6 500	1 120	1 159	2 576	4 107	764	5 245	4 835	4 022	1 647
2036	2 945	5 350	6 250	1 111	1 145	2 554	3 824	751	5 219	4 835	3 993	1 618
2037	2 917	5 200	6 000	1 102	1 132	2 534	3 635	737	5 193	4 835	3 964	1 589
2038	2 888	5 050	5 750	1 093	1 118	2 514	3 495	723	5 167	4 835	3 938	1 560
2039	2 860	4 900	5 500	1 084	1 104	2 496	3 384	710	5 141	4 835	3 907	1 531
2040	2 831	4 750	5 250	1 074	1 090	2 479	3 294	696	5 116	4 835	3 880	1 502
2041	2 802	4 650	5 100	1 065	1 076	2 463	3 217	682	5 090	4 835	3 856	1 473
2042	2 774	4 550	4 950	1 056	1 062	2 448	3 151	669	5 065	4 835	3 828	1 444
2043	2 745	4 450	4 800	1 047	1 049	2 433	3 093	655	5 039	4 835	3 803	1 415
2044	2 717	4 350	4 650	1 038	1 035	2 420	3 041	641	5 014	4 835	3 776	1 386
2045	2 688	4 250	4 500	1 028	1 021	2 406	2 995	628	4 989	4 835	3 747	1 358
2046	2 660	4 150	4 400	1 019	1 007	2 394	2 953	614	4 964	4 835	3 719	1 329
2047	2 631	4 050	4 300	1 010	993	2 382	2 915	600	4 939	4 835	3 692	1 300
2048	2 603	3 950	4 200	1 001	979	2 370	2 880	587	4 915	4 835	3 663	1 271
2049	2 574	3 850	4 100	991	966	2 359	2 847	573	4 890	4 835	3 633	1 242
2050	2 545	3 750	4 000	982	952	2 349	2 817	559	4 866	4 835	3 588	1 214

EK-2. Santral türlerine göre sabit işletme ve bakım maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 2.1. Santral sabit O&M maliyetleri (Amerikan doları/kW-yıl) (NREL, 2024)

	Kömür (New)	Nükleer (Large)	Nükleer (Small)	Doğal Gaz (NG 2-on-1 Combined Cycle (H-Frame)	Karasal Rüzgâr (Class 5 - Technology1)	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr (Class4)	Yüzer Offshore Rüzgâr (Class11)	Güneş Utility PV - Class5)	Jeotermal (NF EGS / Flash)	Hidro (NPD 5)	Biyokütle (Dedicated)	Batarya (Utility-Scale Battery Storage - 6Hr)
2022	86,5			34,1	32,4	90,4		23,8	154,3	34,0	163,7	67,7
2023	86,1			33,8	32,1	87,3		22,2	153,2	34,0	163,7	67,0
2024	85,7			33,5	31,7	85,1		21,6	152,0	34,0	163,7	62,0
2025	85,3			33,2	31,3	83,5		21,0	150,9	34,0	163,7	54,3
2026	84,9			32,8	30,9	82,1		20,4	149,8	34,0	163,7	52,4
2027	84,5			32,5	30,5	81,0		19,8	148,6	34,0	163,7	50,5
2028	84,1			32,2	30,1	80,0		19,2	147,5	34,0	163,7	48,6
2029	83,7			31,8	29,7	79,1		18,6	146,4	34,0	163,7	46,7
2030	83,3	175,0	136,0	31,5	29,3	78,4	69,1	18,0	145,3	34,0	163,7	44,8
2031	82,9	175,0	136,0	31,2	29,1	77,3	67,1	17,4	144,1	34,0	163,7	44,1
2032	82,5	175,0	136,0	30,9	28,9	76,3	65,9	16,8	143,0	34,0	163,7	43,3
2033	81,7	175,0	136,0	30,5	28,7	75,5	65,1	16,2	141,9	34,0	163,7	42,6
2034	81,2	175,0	136,0	30,2	28,5	74,7	64,5	15,6	140,8	34,0	163,7	41,9
2035	81,2	175,0	136,0	29,9	28,3	74,1	64,0	15,0	139,6	34,0	163,7	41,2
2036	80,6	175,0	136,0	29,6	28,1	73,6	62,9	14,9	139,6	34,0	163,7	40,4
2037	79,9	175,0	136,0	29,4	27,9	73,2	62,2	14,7	139,6	34,0	163,7	39,7
2038	79,3	175,0	136,0	29,2	27,7	72,8	61,7	14,6	139,6	34,0	163,7	39,0
2039	78,6	175,0	136,0	29,0	27,5	72,5	61,2	14,4	139,6	34,0	163,7	38,3
2040	77,9	175,0	136,0	28,7	27,3	72,1	60,9	14,3	139,6	34,0	163,7	37,6
2041	77,3	175,0	136,0	28,5	27,1	71,8	60,6	14,1	139,6	33,0	163,7	36,8
2042	76,6	175,0	136,0	28,3	26,9	71,5	60,4	14,0	139,6	33,0	163,7	36,1
2043	75,9	175,0	136,0	28,1	26,7	71,2	60,1	13,8	139,6	33,0	163,7	35,4
2044	75,3	175,0	136,0	27,8	26,5	71,0	59,9	13,7	139,6	33,0	163,7	34,7
2045	74,6	175,0	136,0	27,6	26,3	70,7	59,8	13,5	139,6	33,0	163,7	33,9
2046	74,0	175,0	136,0	27,4	26,1	70,4	59,6	13,4	139,6	33,0	163,7	33,2
2047	73,3	175,0	136,0	27,2	25,9	70,2	59,5	13,2	139,6	33,0	163,7	32,5
2048	72,6	175,0	136,0	26,9	25,7	70,0	59,3	13,1	139,6	33,0	163,7	31,8
2049	72,0	175,0	136,0	26,7	25,5	69,8	59,2	12,9	139,6	33,0	163,7	31,1
2050	71,3	175,0	136,0	26,5	25,2	69,5	59,1	12,8	139,6	33,0	163,7	30,3

EK-3. Santral türlerine göre değişken işletme ve bakım maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 3.1. Santral değişken O&M maliyetleri (Amerikan doları/MWh), (NREL, 2024)

	Kömür (New)	Nükleer (Large)	Nükleer (Small)	Doğal Gaz (NG 2-on-1 Combined Cycle (H-Frame)	Karasal Rüzgâr (Class 5 - Technology1)	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr (Class4)	Yüzer Offshore Rüzgâr (Class11)	Güneş Utility PV - Class5)	Jeotermal (NF EGS / Flash)	Hidro (NPD 5)	Biyokütle (Dedicated)	Batarya (Utility-Scale Battery Storage - 6Hr)
2022	9,3			2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2023	9,3			2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2024	9,2			2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2025	9,2			2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2026	9,1			2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2027	9,1			2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2028	9,1			2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2029	9,0			2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2030	9,0	2,8	2,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2031	9,0	2,8	2,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2032	8,9	2,8	2,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2033	8,8	2,8	2,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2034	8,8	2,8	2,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2035	8,8	2,8	2,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2036	8,8	2,8	2,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2037	8,7	2,8	2,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2038	8,7	2,8	2,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2039	8,7	2,8	2,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2040	8,6	2,8	2,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2041	8,6	2,8	2,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2042	8,6	2,8	2,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2043	8,6	2,8	2,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2044	8,5	2,8	2,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2045	8,5	2,8	2,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2046	8,5	2,8	2,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2047	8,4	2,8	2,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2048	8,4	2,8	2,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2049	8,4	2,8	2,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0
2050	8,3	2,8	2,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0

EK-4. Mevcut durum senaryosu, elektrik talebinin gelişimi

Çizelge 4.1. Sektörlere göre nihai elektrik talebi (TWh)

	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Hizmet	Tarım	Toplam
2023	133,3	63,7	1,8	78,8	13,9	291,6
2024	137,7	65,9	1,9	81,4	14,3	301,2
2025	142,2	68,0	2,0	84,1	14,8	311,2
2026	146,9	70,3	2,0	86,9	15,3	321,4
2027	151,8	72,6	2,1	89,8	15,8	332,0
2028	156,8	75,0	2,2	92,7	16,3	343,0
2029	162,0	77,5	2,2	95,8	16,9	354,3
2030	167,3	80,0	2,3	98,9	17,4	366,0
2031	172,8	82,7	2,4	102,2	18,0	378,1
2032	178,5	85,4	2,5	105,6	18,6	390,6
2033	184,4	88,2	2,6	109,1	19,2	403,4
2034	190,5	91,1	2,6	112,7	19,8	416,8
2035	196,8	94,1	2,7	116,4	20,5	430,5
2036	203,3	97,2	2,8	120,2	21,2	444,7
2037	210,0	100,4	2,9	124,2	21,9	459,4
2038	216,9	103,7	3,0	128,3	22,6	474,6
2039	224,1	107,2	3,1	132,5	23,3	490,2
2040	231,5	110,7	3,2	136,9	24,1	506,4
2041	239,1	114,4	3,3	141,4	24,9	523,1
2042	247,0	118,1	3,4	146,1	25,7	540,4
2043	255,2	122,0	3,5	150,9	26,6	558,2
2044	263,6	126,1	3,7	155,9	27,4	576,6
2045	272,3	130,2	3,8	161,0	28,3	595,6
2046	281,3	134,5	3,9	166,3	29,3	615,3
2047	290,6	139,0	4,0	171,8	30,2	635,6
2048	300,1	143,5	4,2	177,5	31,2	656,6
2049	310,1	148,3	4,3	183,4	32,3	678,2
2050	320,3	153,2	4,4	189,4	33,3	700,6
2051	330,9	158,2	4,6	195,7	34,4	723,7
2052	341,8	163,4	4,7	202,1	35,6	747,6
2053	353,1	168,8	4,9	208,8	36,7	772,3

EK-5. Mevcut durum senaryosu, kurulu gücün gelişimi

Çizelge 5.1. Kaynak bazında kurulu güç (GW)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	25,5	11,0	10,3	12,1	13,5	32,0	-	-	-	4,3	108,7
2024	24,8	11,0	10,5	12,6	15,7	32,5	-	-	-	4,4	111,6
2025	24,2	11,0	10,7	13,2	17,9	33,0	1,2	-	-	4,5	115,7
2026	24,2	11,0	10,7	14,2	20,9	33,4	2,4	-	-	4,6	121,4
2027	24,2	11,0	10,7	15,2	23,9	33,8	3,6	-	-	4,7	127,1
2028	24,2	11,0	10,7	16,2	26,9	34,3	4,8	-	0,6	4,8	133,5
2029	24,2	11,0	10,7	17,2	29,9	34,7	4,8	-	1,3	4,9	138,6
2030	24,2	11,0	10,7	18,2	32,9	35,1	4,8	-	1,9	5,0	143,8
2031	24,2	11,0	10,7	19,5	36,9	35,1	4,8	-	2,5	5,0	149,7
2032	24,2	11,0	10,7	20,8	40,9	35,1	4,8	-	3,1	5,0	155,6
2033	24,2	11,0	10,7	23,3	44,9	35,1	4,8	-	3,8	5,0	162,7
2034	24,2	11,0	10,7	27,7	48,9	35,1	4,8	-	4,4	5,0	171,7
2035	24,2	11,0	10,7	32,2	52,9	35,1	4,8	-	5,0	5,0	180,9
2036	24,2	11,0	10,7	37,9	52,9	35,1	4,8	-	5,0	5,0	186,6
2037	24,2	11,0	10,7	43,8	52,9	35,1	4,8	-	5,0	5,0	192,4
2038	24,2	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	0,7	5,0	5,0	197,3
2039	24,2	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	3,0	5,0	5,0	199,7
2040	24,2	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	5,4	5,0	5,0	202,1
2041	26,1	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	6,8	5,0	5,0	205,3
2042	30,0	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	7,0	5,0	5,0	209,5
2043	34,1	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	7,2	5,0	5,0	213,7
2044	38,3	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	7,4	5,0	5,0	218,2
2045	42,6	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	7,7	5,0	5,0	222,7
2046	43,2	11,0	10,7	48,0	74,9	35,1	4,8	9,9	5,0	5,0	247,5
2047	45,9	11,0	10,7	48,0	85,7	35,1	4,8	11,1	5,0	5,0	262,3
2048	47,8	11,0	10,7	48,0	102,6	35,1	4,8	12,9	5,0	5,0	282,8
2049	49,2	11,0	10,7	48,0	122,8	35,1	4,8	14,9	5,0	5,0	306,5
2050	49,2	11,0	10,7	48,0	142,6	35,1	4,8	18,0	5,0	5,0	329,3
2051	53,3	11,0	10,7	48,0	152,0	35,1	4,8	18,8	5,0	5,0	343,7
2052	57,6	11,0	10,7	48,0	159,8	35,1	4,8	19,6	5,0	5,0	356,6
2053	62,1	11,0	10,7	48,0	168,6	35,1	4,8	20,5	5,0	5,0	370,7

EK-6. Mevcut durum senaryosu, elektrik üretiminin gelişimi

Çizelge 6.1. Kaynak bazında elektrik üretimi (TWh)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	48,3	85,0	47,9	36,7	21,7	67,0	-	-	14,2	320,8
2024	50,9	85,0	48,8	38,4	25,3	68,0	-	-	15,0	331,4
2025	45,1	85,0	48,5	40,1	28,8	69,0	9,8	-	15,9	342,3
2026	39,5	85,0	46,0	43,2	33,6	69,9	19,6	-	16,8	353,6
2027	34,4	84,4	43,9	46,2	38,5	70,8	29,3	-	17,7	365,3
2028	28,9	82,8	41,1	49,2	43,3	71,7	39,1	2,5	18,7	377,3
2029	30,5	82,0	40,6	52,3	48,1	72,5	39,1	5,0	19,6	389,8
2030	32,4	81,0	40,4	55,3	53,0	73,4	39,1	7,5	20,6	402,6
2031	34,8	79,5	39,9	59,3	59,4	73,4	39,1	10,0	20,6	415,9
2032	37,5	78,1	39,3	63,2	65,8	73,4	39,1	12,5	20,7	429,7
2033	38,3	76,1	38,1	70,8	72,3	73,4	39,1	14,9	20,8	443,8
2034	35,5	73,5	36,4	84,2	78,7	73,4	38,5	17,4	20,8	458,5
2035	33,3	70,7	34,9	97,8	85,2	73,4	37,5	19,9	20,8	473,6
2036	31,9	70,7	35,0	115,3	85,2	73,4	37,5	19,9	20,4	489,2
2037	30,5	70,7	35,0	133,1	85,2	73,2	37,4	19,5	20,8	505,4
2038	30,9	72,5	35,8	145,5	85,2	73,4	38,0	19,9	20,8	522,1
2039	36,9	78,6	39,8	146,0	85,2	73,4	38,7	19,9	20,8	539,3
2040	46,4	83,0	43,3	146,0	85,2	73,4	39,1	19,9	20,8	557,1
2041	59,7	84,4	47,0	146,0	85,2	73,4	39,1	19,9	20,8	575,5
2042	75,6	84,9	49,6	146,0	85,2	73,4	39,1	19,9	20,8	594,5
2043	93,9	85,0	50,7	146,0	85,2	73,4	39,1	19,9	20,8	614,1
2044	113,7	85,0	51,2	146,0	85,2	73,4	39,1	19,9	20,8	634,3
2045	134,4	85,0	51,4	146,0	85,2	73,4	39,1	19,9	20,8	655,3
2046	122,0	84,8	50,3	146,0	120,5	73,4	39,1	19,9	20,8	676,9
2047	127,7	84,3	49,9	146,0	138,0	73,4	39,1	19,9	20,8	699,2
2048	126,9	83,2	47,8	146,0	165,2	73,4	39,1	19,9	20,8	722,3
2049	123,9	81,4	45,3	146,0	197,7	72,8	38,3	19,9	20,8	746,1
2050	121,3	78,7	44,0	145,8	229,5	71,8	38,3	19,9	21,4	770,8
2051	133,1	78,1	43,6	146,0	244,7	71,8	38,3	19,9	20,8	796,2
2052	146,6	78,3	43,8	144,2	257,3	73,4	38,3	19,5	21,1	822,5
2053	160,0	78,3	43,8	143,5	271,4	73,4	38,2	19,9	21,0	849,6

EK-7. Mevcut durum senaryosu, yatırım maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 7.1. Kaynak bazında yatırım maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Doğal Gaz	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	-	1,0	5,8	2,3	-	-	-	1,3	10,5
2024	-	0,8	3,0	2,3	-	-	-	1,3	7,5
2025	-	0,8	2,9	2,3	7,8	-	-	1,3	15,1
2026	-	1,3	3,8	2,1	7,7	-	-	0,7	15,6
2027	-	1,3	3,6	2,1	7,5	-	-	0,7	15,2
2028	-	1,3	3,5	2,1	7,3	-	2,5	0,7	17,3
2029	-	1,3	3,3	2,1	-	-	2,3	0,7	9,7
2030	-	1,2	3,1	1,9	-	-	2,1	0,7	9,0
2031	-	1,6	4,0	-	-	-	1,9	-	7,4
2032	-	1,6	3,7	-	-	-	1,7	-	7,0
2033	-	2,9	3,5	-	-	-	1,7	-	8,1
2034	-	5,2	3,3	-	-	-	1,6	-	10,1
2035	-	5,3	3,1	-	-	-	1,6	-	10,0
2036	-	6,5	-	-	-	-	-	-	6,5
2037	-	6,6	-	-	-	-	-	-	6,6
2038	-	4,7	-	-	-	1,1	-	-	5,8
2039	-	-	-	-	-	3,6	-	-	3,6
2040	-	-	-	-	-	3,6	-	-	3,6
2041	2,0	-	-	-	-	2,0	-	-	4,0
2042	4,1	-	-	-	-	0,3	-	-	4,5
2043	4,2	-	-	-	-	0,3	-	-	4,6
2044	4,3	-	-	-	-	0,3	-	-	4,7
2045	4,4	-	-	-	-	0,3	-	-	4,8
2046	0,6	-	13,5	-	-	2,9	-	-	17,1
2047	2,7	-	6,5	-	-	1,6	-	-	10,9
2048	1,8	-	9,9	-	-	2,2	-	-	14,0
2049	1,4	-	11,6	-	-	2,6	-	-	15,5
2050	-	-	11,1	-	-	3,7	-	-	14,7
2051	4,1	-	5,3	-	-	1,0	-	-	10,3
2052	4,2	-	4,4	-	-	1,0	-	-	9,6
2053	4,4	0,1	4,9	-	-	1,1	-	-	10,4
Toplam	38,5	43,6	113,8	17,2	30,2	27,6	15,3	7,4	293,5

EK-8. Mevcut durum senaryosu, kaynaklara göre üretim maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 8.1. Kaynak bazında üretim maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	5,9	8,5	5,0	1,5	1,5	6,2	-	-	-	2,2	30,9
2024	5,9	8,2	5,0	1,6	1,8	6,3	-	-	-	2,2	31,0
2025	5,2	8,0	4,9	1,7	2,0	6,4	0,9	-	-	2,3	31,4
2026	4,7	7,8	4,6	1,8	2,3	6,6	1,7	-	-	2,4	31,7
2027	4,2	7,5	4,3	1,9	2,6	6,7	2,5	-	-	2,4	32,2
2028	3,8	7,2	4,0	2,0	2,8	6,8	3,4	-	0,2	2,5	32,7
2029	3,7	6,9	3,9	2,1	3,1	6,9	3,4	-	0,4	2,5	33,0
2030	3,7	6,6	3,8	2,2	3,3	7,0	3,4	-	0,6	2,6	33,2
2031	3,8	6,6	3,7	2,4	3,6	7,0	3,4	-	0,8	2,6	33,8
2032	3,9	6,5	3,7	2,5	3,9	7,0	3,4	-	0,9	2,6	34,4
2033	4,0	6,1	3,6	2,7	4,2	7,0	3,4	-	1,1	2,6	34,7
2034	3,9	6,0	3,5	3,2	4,4	7,0	3,4	-	1,2	2,6	35,2
2035	3,8	5,8	3,3	3,7	4,7	7,0	3,3	-	1,4	2,6	35,6
2036	3,8	5,8	3,1	4,2	4,7	7,0	3,3	-	1,4	2,5	35,8
2037	3,7	5,8	3,1	4,8	4,7	7,0	3,3	-	1,4	2,5	36,3
2038	3,8	5,9	3,1	5,2	4,6	7,0	3,4	0,1	1,4	2,5	36,9
2039	4,1	6,0	3,3	5,2	4,6	7,0	3,4	0,4	1,4	2,5	37,8
2040	4,5	5,9	3,4	5,1	4,6	7,0	3,4	0,7	1,4	2,5	38,6
2041	5,3	5,8	3,6	5,1	4,6	7,0	3,4	0,9	1,4	2,5	39,5
2042	6,2	5,8	3,7	5,0	4,6	7,0	3,4	0,9	1,4	2,4	40,5
2043	7,4	5,8	3,7	4,9	4,6	7,0	3,4	1,0	1,4	2,4	41,5
2044	8,6	5,3	3,7	4,8	4,6	7,0	3,4	1,0	1,3	2,3	42,1
2045	9,9	5,2	3,6	4,8	4,6	7,0	3,4	1,0	1,3	2,2	43,1
2046	9,3	4,9	3,5	4,6	5,7	7,0	3,4	1,3	1,3	2,2	43,2
2047	9,9	4,6	3,4	4,5	6,0	7,0	3,4	1,4	1,3	2,1	43,6
2048	9,9	4,5	3,2	4,5	6,7	7,0	3,4	1,6	1,3	2,0	44,2
2049	9,8	4,4	3,0	4,4	7,6	7,0	3,4	1,8	1,3	1,9	44,6
2050	9,6	4,3	2,9	4,3	8,5	7,0	3,4	2,1	1,3	1,9	45,3
2051	10,4	4,2	2,9	4,1	8,9	7,0	3,4	2,2	1,3	1,9	46,3
2052	11,4	4,0	2,9	4,0	9,1	7,0	3,4	2,3	1,3	1,8	47,2
2053	12,1	4,0	2,8	4,0	9,2	7,0	3,4	2,4	1,3	1,8	47,9

EK-9. Mevcut durum senaryosu, maliyet türüne göre üretim maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 9.1. Maliyet türü bazında üretim maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Sermaye Maliyeti	Hammadde Yakıt Maliyeti	Sabit O&M Maliyeti	Değişken O&M Maliyeti	Toplam
2023	13,5	8,7	5,1	3,5	30,9
2024	13,9	8,4	5,2	3,5	31,0
2025	14,8	7,6	5,5	3,5	31,4
2026	15,7	6,7	5,8	3,5	31,7
2027	16,6	6,0	6,1	3,5	32,2
2028	17,6	5,3	6,4	3,4	32,7
2029	18,2	4,9	6,6	3,4	33,0
2030	18,7	4,4	6,7	3,4	33,2
2031	19,2	4,5	6,8	3,3	33,8
2032	19,6	4,6	6,9	3,3	34,4
2033	19,8	4,6	7,1	3,2	34,7
2034	20,5	4,4	7,2	3,0	35,2
2035	21,0	4,3	7,4	2,9	35,6
2036	21,1	4,2	7,6	2,9	35,8
2037	21,5	4,2	7,7	2,9	36,3
2038	21,9	4,3	7,8	2,9	36,9
2039	22,0	4,8	7,9	3,2	37,8
2040	21,8	5,4	7,9	3,4	38,6
2041	21,9	6,1	7,9	3,6	39,5
2042	21,9	6,9	8,0	3,7	40,5
2043	21,9	7,7	8,1	3,8	41,5
2044	21,5	8,5	8,2	3,8	42,1
2045	21,4	9,4	8,4	3,9	43,1
2046	21,8	8,9	8,7	3,8	43,2
2047	21,8	9,1	8,9	3,8	43,6
2048	22,3	9,0	9,2	3,7	44,2
2049	22,8	8,7	9,6	3,5	44,6
2050	23,4	8,6	9,8	3,4	45,3
2051	23,7	9,1	10,1	3,5	46,3
2052	23,7	9,7	10,4	3,5	47,2
2053	23,5	10,2	10,7	3,5	47,9

EK-10. Mevcut durum senaryosu, emisyonların gelişimi

Çizelge 10.1. Yakıt bazında emisyonlar (milyon ton CO_2)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Toplam
2023	16,4	75,3	57,0	148,8
2024	17,3	75,3	58,1	150,7
2025	15,4	75,3	57,8	148,5
2026	13,4	75,3	54,8	143,6
2027	11,7	74,7	52,3	138,8
2028	9,8	73,3	49,0	132,1
2029	10,4	72,6	48,4	131,4
2030	11,0	71,8	48,1	130,8
2031	11,8	70,4	47,5	129,8
2032	12,8	69,1	46,8	128,7
2033	13,0	67,4	45,4	125,8
2034	12,1	65,1	43,4	120,6
2035	11,3	62,6	41,6	115,6
2036	10,8	62,6	41,7	115,1
2037	10,4	62,6	41,7	114,6
2038	10,5	64,2	42,6	117,3
2039	12,6	69,6	47,4	129,5
2040	15,8	73,5	51,5	140,8
2041	20,3	74,7	55,9	151,0
2042	25,7	75,2	59,1	159,9
2043	32,0	75,3	60,3	167,6
2044	38,7	75,3	61,0	175,0
2045	45,7	75,3	61,2	182,3
2046	41,5	75,1	59,9	176,5
2047	43,5	74,7	59,5	177,6
2048	43,2	73,7	56,9	173,8
2049	42,2	72,1	54,0	168,3
2050	41,3	69,7	52,4	163,4
2051	45,3	69,2	52,0	166,4
2052	49,9	69,4	52,2	171,4
2053	54,5	69,3	52,2	176,0

EK-11. Yenilenebilir senaryosu, elektrik talebinin gelişimi

Çizelge 11.1. Sektörlere göre nihai elektrik talebi (TWh)

	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Hizmet	Tarım	Toplam
2023	144,9	70,5	1,5	81,7	11,2	309,9
2024	152,2	73,8	1,6	84,5	11,6	323,7
2025	159,8	77,3	1,7	87,2	12,0	338,0
2026	167,7	81,0	1,8	89,9	12,4	352,8
2027	176,1	84,8	1,8	92,6	12,8	368,2
2028	184,9	88,8	1,9	95,4	13,2	384,2
2029	194,1	93,0	2,0	98,1	13,7	400,9
2030	203,8	97,5	2,1	100,8	14,1	418,2
2031	214,0	102,1	2,2	103,5	14,5	436,2
2032	224,6	106,9	2,3	106,2	14,9	455,0
2033	235,8	112,0	2,4	109,0	15,3	474,5
2034	247,6	117,3	2,5	111,7	15,7	494,8
2035	260,0	122,8	2,6	114,4	16,1	515,9
2036	272,9	128,6	2,7	117,1	16,6	538,0
2037	286,6	134,7	2,8	119,9	17,0	560,9
2038	300,8	141,1	3,0	122,6	17,4	584,9
2039	315,9	147,8	3,1	125,3	17,8	609,8
2040	331,6	154,8	3,2	128,0	18,2	635,9
2041	348,2	162,1	3,4	130,7	18,6	663,0
2042	365,5	169,8	3,5	133,5	19,0	691,3
2043	383,8	177,8	3,7	136,2	19,4	720,9
2044	402,9	186,2	3,9	138,9	19,9	751,8
2045	423,0	195,0	4,0	141,6	20,3	784,0
2046	444,1	204,3	4,2	144,4	20,7	817,6
2047	466,3	213,9	4,4	147,1	21,1	852,8
2048	489,5	224,1	4,6	149,8	21,5	889,5
2049	514,0	234,7	4,8	152,5	21,9	927,9
2050	539,6	245,8	5,0	155,2	22,3	968,0
2051	566,5	257,4	5,2	158,0	22,8	1 009,9
2052	594,8	269,6	5,5	160,7	23,2	1 053,7
2053	624,5	282,4	5,7	163,4	23,6	1 099,5

EK-12. Yenilenebilir senaryosu, kurulu gücün gelişimi

Çizelge 12.1. Kaynak bazında kurulu güç (GW)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Yüzer Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	25,5	11,0	10,3	12,1	16,5	32,0	-	-	-	-	4,3	111,7
2024	24,8	11,0	10,5	12,6	21,7	32,5	-	-	-	-	4,4	117,6
2025	24,2	11,0	10,7	16,2	26,9	33,0	1,2	-	-	-	4,5	127,7
2026	24,2	11,0	10,7	17,8	32,9	33,4	2,4	-	-	-	4,6	137,0
2027	24,2	11,0	10,7	18,8	38,9	33,8	3,6	-	-	-	4,7	145,8
2028	24,2	11,0	10,7	22,5	44,9	34,3	4,8	-	0,6	-	4,8	157,8
2029	24,2	11,0	10,7	26,5	50,9	34,7	4,8	-	1,3	-	4,9	169,0
2030	24,2	11,0	10,7	30,5	56,9	35,1	4,8	0,1	1,9	-	5,0	180,3
2031	24,2	11,0	10,7	35,8	63,9	35,1	4,8	0,5	2,5	-	5,0	193,5
2032	24,2	11,0	10,7	41,1	70,9	35,1	4,8	0,9	3,1	-	5,0	206,8
2033	24,2	11,0	10,7	43,4	77,9	35,1	4,8	2,5	3,8	-	5,0	218,4
2034	24,2	11,0	10,7	45,7	84,9	35,1	4,8	4,3	4,4	-	5,0	230,1
2035	24,2	11,0	10,7	48,0	91,9	35,1	4,8	6,2	5,0	-	5,0	241,9
2036	24,9	11,0	10,7	48,0	94,9	35,1	4,8	8,9	5,0	-	5,1	248,4
2037	24,9	11,0	10,7	48,0	97,9	35,1	4,8	9,3	8,2	-	6,9	256,7
2038	24,9	11,0	10,7	48,0	118,6	35,1	4,8	12,5	12,0	-	6,9	284,5
2039	24,9	11,0	10,7	48,0	128,2	35,1	5,9	15,0	12,0	-	6,9	297,7
2040	24,9	11,0	10,7	48,0	136,4	35,1	7,0	17,1	12,0	3,0	6,9	312,2
2041	24,9	11,0	10,7	48,0	139,4	35,1	8,2	17,7	12,0	8,2	6,9	322,1
2042	24,9	11,0	10,7	48,0	142,4	35,1	9,3	18,6	12,0	13,5	6,9	332,4
2043	24,9	11,0	10,7	48,0	145,4	35,1	9,3	19,6	12,0	21,4	6,9	344,3
2044	24,9	11,0	10,7	48,0	148,4	35,1	9,3	20,0	12,0	29,9	6,9	356,2
2045	24,9	11,0	10,7	48,0	151,4	35,1	9,3	21,3	12,0	38,4	6,9	369,1
2046	24,9	11,0	10,7	48,0	154,4	35,1	9,3	21,4	12,0	47,9	6,9	381,6
2047	24,9	11,0	10,7	48,0	157,4	35,1	10,5	22,4	12,0	55,1	6,9	393,9
2048	24,9	11,0	10,7	48,0	166,6	35,1	11,7	22,4	12,0	61,9	6,9	411,2
2049	24,9	11,0	10,7	48,0	194,1	35,1	12,9	28,2	12,0	63,0	6,9	446,8
2050	24,9	11,0	10,7	48,0	229,7	35,1	14,1	34,6	12,0	63,0	6,9	489,9
2051	26,6	11,0	10,7	48,0	271,7	35,1	14,1	40,8	12,0	63,0	6,9	539,9
2052	32,4	11,0	10,7	48,0	310,9	35,1	14,1	46,4	12,0	63,0	6,9	590,4
2053	39,2	11,0	10,7	48,0	347,7	35,1	14,1	53,3	12,0	63,0	6,9	640,9

EK-13. Yenilenebilir senaryosu, elektrik üretiminin gelişimi

Çizelge 13.1. Kaynak bazında elektrik üretimi (TWh)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Yüzer Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	83,2	85,0	28,2	36,7	26,6	67,0	-	-	-	14,2	340,9
2024	94,9	85,0	19,6	38,4	34,9	68,0	-	-	-	15,2	356,1
2025	80,9	85,0	18,5	49,2	43,3	69,0	9,8	-	-	16,0	371,8
2026	74,2	83,6	16,7	54,2	53,0	69,9	19,6	-	-	17,0	388,1
2027	71,3	80,9	14,9	57,2	62,6	70,8	29,3	-	-	18,0	405,1
2028	55,3	75,7	19,0	68,4	72,3	71,7	39,1	2,5	-	18,8	422,7
2029	53,0	72,2	18,0	80,6	81,9	72,5	37,9	5,0	-	19,8	441,0
2030	52,4	68,9	16,7	92,8	91,6	72,8	36,6	7,5	-	20,8	460,1
2031	49,5	65,8	16,0	108,9	102,9	71,3	34,7	10,0	-	20,8	479,9
2032	47,6	63,2	14,8	124,1	114,1	71,0	33,6	11,7	-	20,4	500,5
2033	53,7	63,6	9,3	129,3	125,4	73,0	33,8	14,3	-	19,5	522,0
2034	61,1	61,9	5,2	136,7	136,7	70,9	34,1	17,4	-	20,4	544,3
2035	71,7	53,1	5,5	143,4	147,9	73,4	34,5	18,7	-	19,3	567,6
2036	102,5	34,2	7,7	143,8	152,8	73,3	35,6	19,9	-	22,0	591,8
2037	100,3	32,3	6,9	143,2	157,6	73,4	35,2	32,4	-	35,7	617,1
2038	91,5	27,9	4,9	143,3	190,9	70,6	33,7	46,7	-	34,0	643,4
2039	91,9	28,7	6,7	144,9	206,4	70,2	42,0	46,8	-	33,3	670,9
2040	89,1	27,2	6,0	142,3	219,6	71,8	49,6	46,0	12,4	35,5	699,5
2041	86,7	25,9	5,3	144,2	224,4	71,0	57,3	46,8	33,1	34,7	729,4
2042	84,1	24,6	4,7	146,0	229,3	69,0	65,2	47,4	55,4	34,7	760,5
2043	80,8	23,7	4,2	145,2	234,1	70,8	65,0	46,8	87,7	34,7	793,1
2044	77,8	22,9	3,6	144,5	238,9	72,0	63,8	45,8	122,3	35,5	827,0
2045	74,2	21,9	3,4	146,0	243,8	71,0	63,5	46,8	156,4	35,5	862,5
2046	71,1	20,8	3,2	144,1	248,6	71,7	62,1	47,8	194,6	35,5	899,5
2047	68,3	19,8	3,0	144,2	253,4	68,1	69,3	45,8	230,8	35,5	938,2
2048	65,4	18,7	2,9	143,2	268,2	64,7	73,6	47,8	259,5	34,5	978,6
2049	60,2	17,9	3,3	146,0	312,4	62,7	77,0	47,1	258,7	35,5	1 020,8
2050	54,8	17,2	3,9	142,6	369,7	59,8	78,7	46,1	259,1	33,1	1 064,9
2051	53,7	15,9	3,7	134,7	437,3	60,8	75,2	44,0	252,8	32,8	1 111,0
2052	61,5	11,9	3,0	132,6	500,3	59,0	72,3	43,2	242,9	32,6	1 159,2
2053	68,9	8,3	2,2	132,4	557,9	57,9	69,3	44,2	234,7	33,8	1 209,6

EK-14. Yenilenebilir senaryosu, yatırım maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 14.1. Kaynak bazında yatırım maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Doğal Gaz	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Yüzer Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	-	1,0	10,2	2,3	-	-	-	-	1,3	14,8
2024	-	0,8	7,2	2,3	-	-	-	-	1,3	11,6
2025	-	4,9	6,9	2,3	7,8	-	-	-	1,3	23,2
2026	-	2,2	7,6	2,1	7,7	-	-	-	0,7	20,2
2027	-	1,3	7,3	2,1	7,5	-	-	-	0,7	18,8
2028	-	4,7	6,9	2,1	7,3	-	2,5	-	0,7	24,2
2029	-	5,0	6,6	2,1	-	-	2,3	-	0,7	16,7
2030	-	4,9	6,3	1,9	-	0,3	2,1	-	0,7	16,1
2031	-	6,4	6,9	-	-	0,6	1,9	-	-	15,8
2032	-	6,4	6,5	-	-	0,7	1,7	-	-	15,3
2033	-	2,7	6,1	-	-	2,8	1,7	-	-	13,3
2034	-	2,7	5,7	-	-	3,0	1,6	-	-	13,1
2035	-	2,7	5,4	-	-	3,1	1,6	-	-	12,8
2036	0,8	-	2,3	-	-	4,3	-	-	0,7	8,1
2037	-	-	2,2	-	-	0,6	8,1	-	9,1	19,9
2038	-	-	15,0	-	-	5,1	9,6	-	-	29,7
2039	-	-	6,8	-	5,5	3,7	-	-	-	16,1
2040	-	-	5,7	-	5,3	3,2	-	9,9	-	24,2
2041	-	-	2,0	-	5,2	0,8	-	16,7	-	24,8
2042	-	-	2,0	-	5,1	1,4	-	16,6	-	25,2
2043	-	-	2,0	-	-	1,4	-	24,3	-	27,7
2044	-	-	1,9	-	-	0,5	-	26,1	-	28,5
2045	-	-	1,9	-	-	1,8	-	25,4	-	29,1
2046	-	-	1,8	-	-	0,1	-	28,0	-	29,9
2047	-	-	1,8	-	4,9	1,3	-	20,8	-	28,8
2048	-	-	5,4	-	4,7	-	-	19,7	-	29,9
2049	-	-	15,7	-	4,6	7,3	-	3,1	-	30,7
2050	-	-	19,9	-	4,5	7,7	-	-	-	32,1
2051	1,6	-	23,5	-	-	7,6	-	-	-	32,7
2052	5,7	-	21,9	-	-	6,7	-	-	-	34,3
2053	6,7	0,1	22,3	-	-	8,3	-	-	-	37,4
Toplam	14,8	46,0	243,7	17,2	70,1	72,4	33,0	190,8	17,2	705,1

EK-15. Yenilenebilir senaryosu, kaynaklara göre üretim maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 15.1. Kaynak bazında üretim maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Doğal Gaz	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Yüzer Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	8,5	1,5	1,9	6,2	-	-	-	-	14,3	32,4
2024	8,9	1,6	2,4	6,3	-	-	-	-	13,6	32,8
2025	7,5	2,0	3,0	6,4	0,9	-	-	-	13,3	33,2
2026	6,8	2,2	3,6	6,6	1,7	-	-	-	12,9	33,7
2027	6,3	2,3	4,1	6,7	2,5	-	-	-	12,4	34,4
2028	5,1	2,7	4,7	6,8	3,4	-	0,2	-	12,2	35,1
2029	4,8	3,2	5,2	6,9	3,3	-	0,4	-	11,7	35,6
2030	4,5	3,6	5,7	7,0	3,3	0,0	0,6	-	11,3	36,1
2031	4,4	4,2	6,2	7,0	3,3	0,1	0,8	-	11,1	37,1
2032	4,4	4,7	6,7	7,0	3,2	0,1	0,9	-	10,9	38,1
2033	4,6	5,0	7,2	7,0	3,2	0,4	1,1	-	10,3	38,9
2034	5,0	5,2	7,6	7,0	3,3	0,7	1,2	-	10,0	40,0
2035	5,5	5,4	8,0	7,0	3,3	0,9	1,4	-	9,5	41,1
2036	7,0	5,4	8,2	7,0	3,3	1,3	1,4	-	8,6	42,2
2037	7,0	5,4	8,4	7,0	3,3	1,4	2,1	-	9,3	43,8
2038	6,6	5,4	9,7	7,0	3,2	1,8	3,0	-	8,9	45,7
2039	6,7	5,3	10,2	7,0	3,9	2,2	3,0	-	8,9	47,3
2040	6,6	5,3	10,7	7,0	4,6	2,4	3,0	0,8	8,5	49,0
2041	6,5	5,2	10,8	7,0	5,2	2,5	3,0	2,2	8,3	50,7
2042	6,2	5,2	11,0	7,0	5,9	2,6	3,0	3,6	8,1	52,6
2043	5,9	5,1	11,1	7,0	5,9	2,7	3,0	5,7	8,0	54,4
2044	5,6	5,0	11,3	7,0	5,9	2,7	3,0	7,9	7,4	55,8
2045	5,4	4,9	11,4	7,0	5,9	2,9	3,0	10,0	7,1	57,6
2046	5,2	4,8	11,5	7,0	5,8	2,9	3,0	12,4	6,5	59,1
2047	5,1	4,7	11,4	7,0	6,5	3,0	3,0	14,2	6,1	60,9
2048	4,9	4,6	11,7	7,0	7,0	3,0	3,0	15,9	5,8	62,9
2049	4,5	4,6	13,0	7,0	7,6	3,6	3,0	16,1	5,6	65,0
2050	4,2	4,4	14,6	7,0	8,1	4,3	3,0	16,1	5,5	67,2
2051	4,2	4,3	16,6	7,0	8,0	5,0	3,0	16,1	5,6	69,7
2052	5,0	4,2	18,4	7,0	7,9	5,6	3,0	16,1	5,1	72,3
2053	5,6	4,1	19,6	7,0	7,8	6,3	3,0	16,1	5,1	74,7

EK-16. Yenilenebilir senaryosu, maliyet türüne göre üretim maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 16.1. Maliyet türü bazında üretim maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Sermaye Maliyeti	Hammadde Yakıt Maliyeti	Sabit O&M Maliyeti	Değişken O&M Maliyeti	Toplam
2023	13,8	10,4	5,2	3,1	32,4
2024	14,5	10,1	5,3	2,9	32,8
2025	15,9	8,7	5,8	2,8	33,2
2026	17,1	7,7	6,2	2,8	33,7
2027	18,2	7,0	6,5	2,7	34,4
2028	19,6	5,7	7,0	2,8	35,1
2029	20,7	5,0	7,2	2,6	35,6
2030	21,7	4,4	7,5	2,5	36,1
2031	22,7	4,2	7,8	2,4	37,1
2032	23,7	4,1	8,1	2,3	38,1
2033	24,3	4,2	8,3	2,1	38,9
2034	25,1	4,5	8,5	2,0	40,0
2035	25,8	4,8	8,7	1,8	41,1
2036	26,0	5,8	8,9	1,6	42,2
2037	27,3	5,7	9,4	1,5	43,8
2038	29,2	5,1	10,0	1,3	45,7
2039	30,0	5,4	10,4	1,4	47,3
2040	31,2	5,4	10,9	1,4	49,0
2041	32,5	5,4	11,4	1,4	50,7
2042	33,8	5,4	11,9	1,5	52,6
2043	35,4	5,2	12,4	1,4	54,4
2044	36,6	5,0	12,9	1,3	55,8
2045	38,1	4,8	13,4	1,3	57,6
2046	39,3	4,6	14,0	1,3	59,1
2047	40,4	4,6	14,6	1,3	60,9
2048	41,9	4,5	15,2	1,3	62,9
2049	43,4	4,3	16,0	1,3	65,0
2050	45,1	4,1	16,8	1,3	67,2
2051	46,8	4,2	17,5	1,2	69,7
2052	48,4	4,4	18,4	1,1	72,3
2053	49,6	4,8	19,3	1,0	74,7

EK-17. Yenilenebilir senaryosu, emisyonların gelişimi

Çizelge 17.1. Yakıt bazında emisyonlar (milyon ton CO_2)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Toplam
2023	28,3	75,3	33,6	137,3
2024	32,3	75,3	23,3	131,0
2025	27,5	75,3	22,1	124,9
2026	25,3	74,1	19,8	119,2
2027	24,3	71,6	17,8	113,7
2028	18,8	67,0	22,7	108,5
2029	18,0	63,9	21,5	103,5
2030	17,8	61,0	19,8	98,7
2031	16,9	58,3	19,0	94,2
2032	16,2	56,0	17,7	89,8
2033	18,3	56,3	11,1	85,7
2034	20,8	54,8	6,2	81,8
2035	24,4	47,0	6,6	78,0
2036	34,9	30,3	9,2	74,4
2037	34,1	28,6	8,2	71,0
2038	31,1	24,7	5,9	61,7
2039	31,3	25,4	7,9	64,6
2040	30,3	24,1	7,2	61,6
2041	29,5	22,9	6,4	58,8
2042	28,6	21,8	5,6	56,1
2043	27,5	21,0	5,0	53,5
2044	26,5	20,2	4,3	51,0
2045	25,2	19,4	4,1	48,7
2046	24,2	18,5	3,8	46,5
2047	23,2	17,5	3,5	44,3
2048	22,3	16,6	3,4	42,3
2049	20,5	15,9	3,9	40,3
2050	18,7	15,2	4,6	38,5
2051	18,3	14,1	4,4	36,7
2052	20,9	10,5	3,6	35,0
2053	23,4	7,3	2,7	33,4

EK-18. SMR senaryosu, elektrik talebinin gelişimi

Çizelge 18.1. Sektörlere göre nihai elektrik talebi (TWh)

	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Hizmet	Tarım	Toplam
2023	144,9	70,5	1,5	81,7	11,2	309,9
2024	152,2	73,8	1,6	84,5	11,6	323,7
2025	159,8	77,3	1,7	87,2	12,0	338,0
2026	167,7	81,0	1,8	89,9	12,4	352,8
2027	176,1	84,8	1,8	92,6	12,8	368,2
2028	184,9	88,8	1,9	95,4	13,2	384,2
2029	194,1	93,0	2,0	98,1	13,7	400,9
2030	203,8	97,5	2,1	100,8	14,1	418,2
2031	214,0	102,1	2,2	103,5	14,5	436,2
2032	224,6	106,9	2,3	106,2	14,9	455,0
2033	235,8	112,0	2,4	109,0	15,3	474,5
2034	247,6	117,3	2,5	111,7	15,7	494,8
2035	260,0	122,8	2,6	114,4	16,1	515,9
2036	272,9	128,6	2,7	117,1	16,6	538,0
2037	286,6	134,7	2,8	119,9	17,0	560,9
2038	300,8	141,1	3,0	122,6	17,4	584,9
2039	315,9	147,8	3,1	125,3	17,8	609,8
2040	331,6	154,8	3,2	128,0	18,2	635,9
2041	348,2	162,1	3,4	130,7	18,6	663,0
2042	365,5	169,8	3,5	133,5	19,0	691,3
2043	383,8	177,8	3,7	136,2	19,4	720,9
2044	402,9	186,2	3,9	138,9	19,9	751,8
2045	423,0	195,0	4,0	141,6	20,3	784,0
2046	444,1	204,3	4,2	144,4	20,7	817,6
2047	466,3	213,9	4,4	147,1	21,1	852,8
2048	489,5	224,1	4,6	149,8	21,5	889,5
2049	514,0	234,7	4,8	152,5	21,9	927,9
2050	539,6	245,8	5,0	155,2	22,3	968,0
2051	566,5	257,4	5,2	158,0	22,8	1 009,9
2052	594,8	269,6	5,5	160,7	23,2	1 053,7
2053	624,5	282,4	5,7	163,4	23,6	1 099,5

EK-19. SMR senaryosu, kurulu gücün gelişimi

Çizelge 19.1. Kaynak bazında kurulu güç (GW)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	SMR	Diğer	Toplam
2023	25,5	11,0	10,3	12,1	16,5	32,0	-	-	-	-	4,3	111,7
2024	24,8	11,0	10,5	12,6	21,7	32,5	-	-	-	-	4,4	117,6
2025	24,2	11,0	10,7	16,2	26,9	33,0	1,2	-	-	-	4,5	127,7
2026	24,2	11,0	10,7	17,8	32,9	33,4	2,4	-	-	-	4,6	137,0
2027	24,2	11,0	10,7	18,8	38,9	33,8	3,6	-	-	-	4,7	145,8
2028	24,2	11,0	10,7	22,5	44,9	34,3	4,8	-	0,6	-	4,8	157,8
2029	24,2	11,0	10,7	26,5	50,9	34,7	4,8	-	1,3	-	4,9	169,0
2030	24,2	11,0	10,7	30,5	56,9	35,1	4,8	0,1	1,9	-	5,0	180,3
2031	24,2	11,0	10,7	35,8	63,9	35,1	4,8	0,5	2,5	-	5,0	193,5
2032	24,2	11,0	10,7	41,1	70,9	35,1	4,8	0,9	3,1	-	5,0	206,8
2033	24,2	11,0	10,7	43,4	77,9	35,1	4,8	2,5	3,8	-	5,0	218,4
2034	24,2	11,0	10,7	45,7	84,9	35,1	4,8	4,3	4,4	-	5,0	230,1
2035	24,2	11,0	10,7	48,0	91,9	35,1	4,8	6,2	5,0	-	5,0	241,9
2036	24,2	11,0	10,7	48,0	94,9	35,1	4,8	9,1	5,0	-	5,3	248,2
2037	24,2	11,0	10,7	48,0	97,9	35,1	4,8	9,5	8,6	-	6,9	256,6
2038	24,2	11,0	10,7	48,0	119,5	35,1	4,8	13,1	12,0	-	6,9	285,3
2039	24,2	11,0	10,7	48,0	133,3	35,1	4,8	17,0	12,0	0,3	6,9	303,3
2040	24,2	11,0	10,7	48,0	136,3	35,1	4,8	17,1	12,0	4,1	6,9	310,1
2041	24,2	11,0	10,7	48,0	139,3	35,1	4,8	17,8	12,0	7,8	6,9	317,5
2042	24,2	11,0	10,7	48,0	142,3	35,1	4,8	18,6	12,0	11,7	6,9	325,2
2043	24,2	11,0	10,7	48,0	145,3	35,1	4,8	19,8	12,0	15,7	6,9	333,4
2044	24,2	11,0	10,7	48,0	148,3	35,1	4,8	20,1	12,0	20,1	6,9	341,1
2045	24,2	11,0	10,7	48,0	151,3	35,1	4,8	20,1	12,0	24,8	6,9	348,8
2046	24,2	11,0	10,7	48,0	154,3	35,1	4,8	20,2	12,0	29,7	6,9	356,8
2047	24,2	11,0	10,7	48,0	157,3	35,1	4,8	20,2	12,0	34,8	6,9	364,9
2048	24,2	11,0	10,7	48,0	160,3	35,1	4,8	20,2	12,0	40,1	6,9	373,3
2049	24,2	11,0	10,7	48,0	163,3	35,1	4,8	20,6	12,0	45,6	6,9	382,1
2050	24,2	11,0	10,7	48,0	166,3	35,1	4,8	21,2	12,0	51,2	6,9	391,3
2051	24,2	11,0	10,7	48,0	169,3	35,1	4,8	21,7	12,0	57,1	6,9	400,7
2052	24,2	11,0	10,7	48,0	172,3	35,1	4,8	21,8	12,0	63,3	6,9	410,1
2053	24,2	11,0	10,7	48,0	172,3	35,1	4,8	21,8	12,0	70,1	6,9	416,8

EK-20. SMR senaryosu, elektrik üretiminin gelişimi

Çizelge 20.1. Kaynak bazında elektrik üretimi (TWh)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	SMR	Diğer	Toplam
2023	83,2	85,0	28,2	36,7	26,6	67,0	-	-	-	14,2	340,9
2024	94,9	85,0	19,6	38,4	34,9	68,0	-	-	-	15,2	356,1
2025	80,9	85,0	18,5	49,2	43,3	69,0	9,8	-	-	16,0	371,8
2026	74,2	83,6	16,7	54,2	53,0	69,9	19,6	-	-	17,0	388,1
2027	71,3	80,9	14,9	57,2	62,6	70,8	29,3	-	-	18,0	405,1
2028	55,3	75,7	19,0	68,4	72,3	71,7	39,1	2,5	-	18,8	422,7
2029	53,0	72,2	18,0	80,6	81,9	72,5	37,9	5,0	-	19,8	441,0
2030	52,4	68,9	16,7	92,8	91,6	72,8	36,6	7,5	-	20,8	460,1
2031	49,5	65,8	16,0	108,9	102,9	71,3	34,7	10,0	-	20,8	479,9
2032	47,6	63,2	14,8	123,9	114,1	70,6	33,6	12,2	-	20,4	500,5
2033	53,7	63,6	9,3	131,5	125,4	70,5	33,8	14,6	-	19,5	522,0
2034	61,1	61,9	5,2	136,2	136,7	73,4	34,1	16,2	-	19,6	544,3
2035	71,7	53,1	5,5	145,5	147,9	71,0	34,5	18,7	-	19,6	567,6
2036	99,9	34,7	8,1	143,8	152,8	73,3	35,7	19,9	-	23,6	591,8
2037	97,7	32,8	7,3	143,6	157,6	73,4	35,2	34,1	-	35,4	617,1
2038	89,1	28,2	5,4	140,5	192,4	73,4	33,7	46,0	-	34,7	643,4
2039	89,3	29,0	7,2	142,0	214,5	72,7	34,0	47,6	2,2	32,5	670,9
2040	86,7	27,6	6,4	144,9	219,3	71,8	33,2	45,9	29,7	34,0	699,5
2041	84,3	26,3	5,7	146,0	224,2	71,8	33,0	46,8	57,1	34,2	729,4
2042	81,8	25,1	5,1	146,0	229,0	71,8	32,7	46,8	87,0	35,3	760,5
2043	78,7	24,0	4,6	146,0	233,8	72,3	32,8	46,8	118,5	35,5	793,1
2044	75,7	23,3	3,9	146,0	238,6	71,8	31,9	47,8	152,4	35,5	827,0
2045	72,7	22,2	3,6	146,0	243,5	73,3	30,7	46,8	188,2	35,5	862,5
2046	69,7	21,2	3,3	146,0	248,3	72,9	29,7	47,8	225,1	35,5	899,5
2047	67,1	20,1	3,1	146,0	253,1	73,4	28,7	47,8	263,3	35,5	938,2
2048	64,6	18,8	3,0	146,0	258,0	73,4	27,8	47,8	303,6	35,5	978,6
2049	62,2	17,6	3,0	146,0	262,8	73,4	27,1	47,8	345,4	35,5	1 020,8
2050	60,1	16,4	2,9	146,0	267,6	73,4	26,2	47,8	388,9	35,5	1 064,9
2051	58,1	15,2	2,9	146,0	272,5	73,4	25,5	47,8	434,1	35,5	1 111,0
2052	56,3	14,1	2,8	146,0	277,3	73,4	24,9	47,8	481,0	35,6	1 159,2
2053	54,8	12,9	2,8	146,0	277,3	73,4	24,7	47,8	534,2	35,7	1 209,6

EK-21. SMR senaryosu, yatırım maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 21.1. Kaynak bazında yatırım maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	SMR	Diğer	Toplam
2023	1,0	10,2	2,3	-	-	-	-	1,3	14,8
2024	0,8	7,2	2,3	-	-	-	-	1,3	11,6
2025	4,9	6,9	2,3	7,8	-	-	-	1,3	23,2
2026	2,2	7,6	2,1	7,7	-	-	-	0,7	20,2
2027	1,3	7,3	2,1	7,5	-	-	-	0,7	18,8
2028	4,7	6,9	2,1	7,3	-	2,5	-	0,7	24,2
2029	5,0	6,6	2,1	-	-	2,3	-	0,7	16,7
2030	4,9	6,3	1,9	-	0,3	2,1	-	0,7	16,1
2031	6,4	6,9	-	-	0,6	1,9	-	-	15,8
2032	6,4	6,5	-	-	0,7	1,7	-	-	15,3
2033	2,7	6,1	-	-	2,8	1,7	-	-	13,3
2034	2,7	5,7	-	-	3,0	1,6	-	-	13,1
2035	2,7	5,4	-	-	3,1	1,6	-	-	12,8
2036	-	2,3	-	-	4,7	-	-	1,9	8,8
2037	-	2,2	-	-	0,6	9,1	-	8,0	19,9
2038	-	15,7	-	-	5,6	8,5	-	-	29,8
2039	-	9,7	-	-	6,1	-	1,6	-	17,4
2040	-	2,1	-	-	0,0	-	19,9	-	22,0
2041	-	2,0	-	-	1,1	-	19,1	-	22,2
2042	-	2,0	-	-	1,1	-	19,3	-	22,4
2043	-	2,0	-	-	1,7	-	19,0	-	22,7
2044	-	1,9	-	-	0,4	-	20,5	-	22,9
2045	-	1,9	-	-	-	-	21,2	-	23,1
2046	-	1,8	-	-	0,2	-	21,4	-	23,4
2047	-	1,8	-	-	-	-	22,0	-	23,8
2048	-	1,8	-	-	-	-	22,4	-	24,2
2049	-	1,7	-	-	0,5	-	22,3	-	24,5
2050	-	1,7	-	-	0,7	-	22,6	-	25,0
2051	-	1,7	-	-	0,6	-	23,6	-	25,8
2052	-	1,7	-	-	0,2	-	24,7	-	26,6
2053	0,1	1,7	-	-	-	-	27,1	-	28,8
Toplam	46,0	145,1	17,2	30,2	33,9	33,0	306,8	17,2	629,5

EK-22. SMR senaryosu, kaynaklara göre üretim maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 22.1. Kaynak bazında üretim maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Doğal Gaz	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	SMR	Diğer	Toplam
2023	8,5	1,5	1,9	6,2	-	-	-	-	14,3	32,4
2024	8,9	1,6	2,4	6,3	-	-	-	-	13,6	32,8
2025	7,5	2,0	3,0	6,4	0,9	-	-	-	13,3	33,2
2026	6,8	2,2	3,6	6,6	1,7	-	-	-	12,9	33,7
2027	6,3	2,3	4,1	6,7	2,5	-	-	-	12,4	34,4
2028	5,1	2,7	4,7	6,8	3,4	-	0,2	-	12,2	35,1
2029	4,8	3,2	5,2	6,9	3,3	-	0,4	-	11,7	35,6
2030	4,5	3,6	5,7	7,0	3,3	0,0	0,6	-	11,3	36,1
2031	4,4	4,2	6,2	7,0	3,3	0,1	0,8	-	11,1	37,1
2032	4,4	4,7	6,7	7,0	3,2	0,1	0,9	-	10,9	38,1
2033	4,6	5,0	7,2	7,0	3,2	0,4	1,1	-	10,3	38,9
2034	5,0	5,2	7,6	7,0	3,3	0,7	1,2	-	10,0	40,0
2035	5,5	5,4	8,0	7,0	3,3	0,9	1,4	-	9,5	41,1
2036	6,8	5,4	8,2	7,0	3,3	1,4	1,4	-	8,7	42,2
2037	6,8	5,4	8,4	7,0	3,3	1,4	2,2	-	9,3	43,8
2038	6,4	5,4	9,7	7,0	3,2	1,9	3,0	-	8,9	45,7
2039	6,5	5,3	10,5	7,0	3,3	2,4	3,0	0,2	8,9	47,2
2040	6,4	5,3	10,7	7,0	3,2	2,4	3,0	2,2	8,5	48,8
2041	6,3	5,2	10,8	7,0	3,2	2,5	3,0	4,2	8,3	50,5
2042	6,0	5,2	11,0	7,0	3,2	2,6	3,0	6,2	8,2	52,3
2043	5,7	5,1	11,1	7,0	3,2	2,7	3,0	8,2	8,0	54,1
2044	5,5	5,0	11,3	7,0	3,2	2,8	3,0	10,4	7,4	55,5
2045	5,3	4,9	11,4	7,0	3,2	2,8	3,0	12,7	7,1	57,3
2046	5,1	4,8	11,5	7,0	3,2	2,7	3,0	15,1	6,6	58,9
2047	4,9	4,7	11,4	7,0	3,1	2,7	3,0	17,5	6,1	60,5
2048	4,8	4,6	11,4	7,0	3,1	2,7	3,0	20,0	5,9	62,5
2049	4,6	4,6	11,4	7,0	3,1	2,8	3,0	22,5	5,6	64,5
2050	4,3	4,4	11,5	7,0	3,1	2,8	3,0	25,1	5,5	66,7
2051	4,2	4,3	11,5	7,0	3,0	2,9	3,0	27,8	5,4	69,0
2052	4,0	4,2	11,5	7,0	3,0	2,9	3,0	30,6	5,0	71,3
2053	3,6	4,1	11,0	7,0	3,0	2,9	3,0	33,7	4,9	73,3

EK-23. SMR senaryosu, maliyet türüne göre üretim maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 23.1. Maliyet türü bazında üretim maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Sermaye Maliyeti	Hammadde Yakıt Maliyeti	Sabit O&M Maliyeti	Değişken O&M Maliyeti	Toplam
2023	13,8	10,4	5,2	3,1	32,4
2024	14,5	10,1	5,3	2,9	32,8
2025	15,9	8,7	5,8	2,8	33,2
2026	17,1	7,7	6,2	2,8	33,7
2027	18,2	7,0	6,5	2,7	34,4
2028	19,6	5,7	7,0	2,8	35,1
2029	20,7	5,0	7,2	2,6	35,6
2030	21,7	4,4	7,5	2,5	36,1
2031	22,7	4,2	7,8	2,4	37,1
2032	23,7	4,1	8,1	2,3	38,1
2033	24,3	4,2	8,3	2,1	38,9
2034	25,1	4,5	8,5	2,0	40,0
2035	25,8	4,8	8,7	1,8	41,1
2036	26,1	5,7	8,9	1,6	42,2
2037	27,3	5,6	9,4	1,5	43,8
2038	29,2	5,1	10,0	1,3	45,7
2039	30,2	5,2	10,4	1,4	47,2
2040	31,3	5,2	10,9	1,4	48,8
2041	32,6	5,2	11,3	1,4	50,5
2042	33,8	5,2	11,9	1,4	52,3
2043	35,0	5,2	12,4	1,5	54,1
2044	35,8	5,2	13,0	1,5	55,5
2045	36,9	5,2	13,6	1,5	57,3
2046	37,7	5,3	14,3	1,6	58,9
2047	38,6	5,3	15,0	1,6	60,5
2048	39,7	5,4	15,7	1,7	62,5
2049	40,9	5,5	16,4	1,8	64,5
2050	42,2	5,6	17,1	1,8	66,7
2051	43,4	5,7	18,0	1,9	69,0
2052	44,6	5,9	18,9	2,0	71,3
2053	45,3	6,1	19,8	2,1	73,3

EK-24. SMR senaryosu, emisyonların gelişimi

Çizelge 24.1. Yakıt bazında emisyonlar (milyon ton CO_2)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Toplam
2023	28,3	75,3	33,6	137,3
2024	32,3	75,3	23,3	131,0
2025	27,5	75,3	22,1	124,9
2026	25,3	74,1	19,8	119,2
2027	24,3	71,6	17,8	113,7
2028	18,8	67,0	22,7	108,5
2029	18,0	63,9	21,5	103,5
2030	17,8	61,0	19,8	98,7
2031	16,9	58,3	19,0	94,2
2032	16,2	56,0	17,7	89,8
2033	18,3	56,3	11,1	85,7
2034	20,8	54,8	6,2	81,8
2035	24,4	47,0	6,6	78,0
2036	34,0	30,8	9,6	74,4
2037	33,3	29,0	8,7	71,0
2038	30,3	25,0	6,4	61,7
2039	30,4	25,6	8,6	64,6
2040	29,5	24,5	7,6	61,6
2041	28,7	23,3	6,8	58,8
2042	27,8	22,2	6,0	56,1
2043	26,8	21,2	5,5	53,5
2044	25,8	20,7	4,6	51,0
2045	24,7	19,7	4,3	48,7
2046	23,7	18,7	4,0	46,5
2047	22,8	17,8	3,7	44,3
2048	22,0	16,7	3,6	42,3
2049	21,2	15,6	3,6	40,3
2050	20,5	14,5	3,5	38,5
2051	19,8	13,5	3,4	36,7
2052	19,2	12,5	3,4	35,0
2053	18,6	11,4	3,3	33,4

EK-25. Verimlilik senaryosu, elektrik talebinin gelişimi

Çizelge 25.1. Sektörlere göre nihai elektrik talebi (TWh)

	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Hizmet	Tarım	Toplam
2023	144,9	64,8	1,5	81,7	11,2	304,2
2024	152,2	66,6	1,6	84,5	11,6	316,5
2025	159,8	68,5	1,7	87,2	12,0	329,1
2026	167,7	70,4	1,8	89,9	12,4	342,2
2027	176,1	72,2	1,8	92,6	12,8	355,7
2028	184,9	74,1	1,9	95,4	13,2	369,5
2029	194,1	76,0	2,0	98,1	13,7	383,8
2030	203,8	77,9	2,1	100,8	14,1	398,6
2031	214,0	79,7	2,2	103,5	14,5	413,9
2032	224,6	81,6	2,3	106,2	14,9	429,7
2033	235,8	83,5	2,4	109,0	15,3	446,0
2034	247,6	85,4	2,5	111,7	15,7	462,9
2035	260,0	87,2	2,6	114,4	16,1	480,4
2036	272,9	89,1	2,7	117,1	16,6	498,5
2037	286,6	91,0	2,8	119,9	17,0	517,2
2038	300,8	92,9	3,0	122,6	17,4	536,6
2039	315,9	94,7	3,1	125,3	17,8	556,8
2040	331,6	96,6	3,2	128,0	18,2	577,7
2041	348,2	98,5	3,4	130,7	18,6	599,4
2042	365,5	100,3	3,5	133,5	19,0	621,9
2043	383,8	102,2	3,7	136,2	19,4	645,3
2044	402,9	104,1	3,9	138,9	19,9	669,6
2045	423,0	106,0	4,0	141,6	20,3	694,9
2046	444,1	107,8	4,2	144,4	20,7	721,2
2047	466,3	109,7	4,4	147,1	21,1	748,6
2048	489,5	111,6	4,6	149,8	21,5	777,0
2049	514,0	113,5	4,8	152,5	21,9	806,7
2050	539,6	115,3	5,0	155,2	22,3	837,5
2051	566,5	117,2	5,2	158,0	22,8	869,7
2052	594,8	119,1	5,5	160,7	23,2	903,2
2053	624,5	120,9	5,7	163,4	23,6	938,1

EK-26. Verimlilik senaryosu, kurulu gücün gelişimi

Çizelge 26.1. Kaynak bazında kurulu güç (GW)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Yüzer Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	25,5	11,0	10,3	12,1	13,5	32,0	-	-	-	-	4,3	108,7
2024	24,8	11,0	10,5	12,6	15,7	32,5	-	-	-	-	4,4	111,6
2025	24,2	11,0	10,7	14,0	17,9	33,0	1,2	-	-	-	4,5	116,5
2026	24,2	11,0	10,7	15,0	20,9	33,4	2,4	-	-	-	4,6	122,2
2027	24,2	11,0	10,7	16,0	23,9	33,8	3,6	-	-	-	4,7	127,9
2028	24,2	11,0	10,7	17,0	26,9	34,3	4,8	-	0,6	-	4,8	134,3
2029	24,2	11,0	10,7	18,0	29,9	34,7	4,8	-	1,3	-	4,9	139,4
2030	24,2	11,0	10,7	20,8	32,9	35,1	4,8	-	1,9	-	5,0	146,4
2031	24,2	11,0	10,7	25,7	36,9	35,1	4,8	-	2,5	-	5,0	156,0
2032	24,2	11,0	10,7	31,0	40,9	35,1	4,8	-	3,1	-	5,0	165,9
2033	24,2	11,0	10,7	36,3	44,9	35,1	4,8	-	3,8	-	5,0	175,8
2034	24,2	11,0	10,7	41,6	48,9	35,1	4,8	-	4,4	-	5,0	185,7
2035	24,2	11,0	10,7	46,9	52,9	35,1	4,8	-	5,0	-	5,0	195,6
2036	24,2	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	1,8	5,0	-	5,0	198,4
2037	24,2	11,0	10,7	48,0	52,9	35,1	4,8	1,9	6,8	-	6,9	202,3
2038	24,2	11,0	10,7	48,0	67,3	35,1	4,8	2,2	12,0	-	6,9	222,1
2039	24,2	11,0	10,7	48,0	77,8	35,1	4,8	4,9	12,0	-	6,9	235,4
2040	24,2	11,0	10,7	48,0	98,9	35,1	4,8	8,3	12,0	-	6,9	259,8
2041	24,2	11,0	10,7	48,0	118,5	35,1	4,8	13,0	12,0	-	6,9	284,2
2042	24,2	11,0	10,7	48,0	126,0	35,1	4,8	15,1	12,0	4,2	6,9	298,0
2043	24,2	11,0	10,7	48,0	126,0	35,1	5,9	15,7	12,0	8,7	6,9	304,2
2044	24,2	11,0	10,7	48,0	129,8	35,1	7,0	16,9	12,0	12,4	6,9	314,0
2045	24,2	11,0	10,7	48,0	130,7	35,1	8,2	17,0	12,0	17,7	6,9	321,3
2046	24,2	11,0	10,7	48,0	132,7	35,1	9,3	17,5	12,0	22,6	6,9	330,0
2047	24,2	11,0	10,7	48,0	142,4	35,1	10,5	20,8	12,0	24,9	6,9	346,5
2048	24,2	11,0	10,7	48,0	165,3	35,1	11,7	23,9	12,0	25,0	6,9	373,8
2049	24,2	11,0	10,7	48,0	185,2	35,1	12,9	26,7	12,0	26,3	6,9	399,0
2050	24,2	11,0	10,7	48,0	210,9	35,1	14,1	30,9	12,0	26,3	6,9	430,0
2051	24,2	11,0	10,7	48,0	218,6	35,1	14,1	31,7	12,0	33,9	6,9	446,1
2052	24,2	11,0	10,7	48,0	218,6	35,1	14,1	32,1	12,0	43,4	6,9	456,0
2053	24,2	11,0	10,7	48,0	218,6	35,1	14,1	32,1	12,0	53,4	6,9	466,0

EK-27. Verimlilik senaryosu, elektrik üretiminin gelişimi

Çizelge 27.1. Kaynak bazında elektrik üretimi (TWh)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Yüzer Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	79,9	85,0	29,2	36,7	21,7	67,0	-	-	-	14,2	333,7
2024	95,0	85,0	19,6	38,4	25,3	68,0	-	-	-	15,0	346,3
2025	93,2	85,0	15,0	42,5	28,8	69,0	9,8	-	-	15,9	359,3
2026	91,3	85,0	10,7	45,6	33,6	69,9	19,6	-	-	16,8	372,5
2027	89,5	85,0	6,6	48,6	38,5	70,8	29,3	-	-	17,8	386,2
2028	85,3	83,1	4,9	51,6	43,3	71,7	39,1	2,5	-	18,7	400,2
2029	98,6	70,5	6,3	54,7	48,1	72,5	39,1	5,0	-	19,8	414,7
2030	102,7	63,2	6,5	63,3	53,0	73,4	39,1	7,5	-	20,8	429,5
2031	96,6	61,5	5,7	78,3	59,4	73,4	39,1	10,0	-	20,8	444,8
2032	89,3	60,1	5,2	94,4	65,8	73,4	39,1	12,5	-	20,8	460,6
2033	83,1	58,1	5,0	110,5	72,3	73,4	38,7	14,9	-	20,8	476,9
2034	78,1	55,7	4,9	126,7	78,7	73,4	38,1	17,4	-	20,6	493,7
2035	75,0	52,7	4,9	142,5	85,2	73,4	37,2	19,9	-	20,3	511,0
2036	104,7	36,9	5,1	145,9	85,2	73,4	38,3	19,9	-	20,8	530,3
2037	107,1	32,5	4,8	146,0	85,2	73,4	38,3	27,2	-	35,7	550,2
2038	94,7	27,1	4,6	145,9	108,3	72,6	35,1	47,7	-	35,0	570,9
2039	96,6	29,5	4,7	146,0	125,3	73,3	35,3	46,8	-	34,8	592,3
2040	91,4	28,3	4,6	143,5	159,1	71,8	34,3	46,0	-	35,6	614,6
2041	87,7	27,2	4,1	143,7	190,1	69,8	33,6	46,8	-	34,7	637,6
2042	85,1	25,8	3,6	145,5	202,9	66,9	33,2	46,8	17,1	34,7	661,6
2043	83,3	24,5	2,9	145,0	202,9	69,1	41,6	46,8	35,7	34,7	686,5
2044	80,5	23,2	2,6	144,7	209,0	71,1	49,6	45,8	50,5	35,5	712,4
2045	77,6	22,1	2,3	146,0	210,3	70,3	57,2	46,8	71,2	35,5	739,3
2046	74,6	21,1	2,0	144,8	213,6	71,2	64,8	47,7	91,9	35,5	767,3
2047	70,1	20,4	2,0	144,9	229,2	70,3	73,4	46,3	104,2	35,5	796,4
2048	64,9	19,6	2,4	143,2	266,0	66,5	76,6	47,8	104,9	34,7	826,6
2049	60,7	18,7	2,6	143,6	298,1	63,3	80,6	47,4	107,6	35,5	858,2
2050	56,3	17,6	3,2	141,7	339,5	60,4	84,2	46,3	107,9	34,0	891,0
2051	54,2	16,6	3,0	137,8	351,8	62,3	81,7	45,7	139,2	32,9	925,2
2052	52,4	15,7	2,7	142,1	351,8	62,5	79,9	45,7	175,3	32,7	960,9
2053	50,9	14,9	2,4	140,2	351,8	61,5	78,3	47,8	216,2	34,0	998,0

EK-28. Verimlilik senaryosu, yatırım maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 28.1. Kaynak bazında yatırım maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Yüzer Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	1,0	5,8	2,3	-	-	-	-	1,3	10,5
2024	0,8	3,0	2,3	-	-	-	-	1,3	7,5
2025	1,9	2,9	2,3	7,8	-	-	-	1,3	16,2
2026	1,3	3,8	2,1	7,7	-	-	-	0,7	15,6
2027	1,3	3,6	2,1	7,5	-	-	-	0,7	15,2
2028	1,3	3,5	2,1	7,3	-	2,5	-	0,7	17,3
2029	1,3	3,3	2,1	-	-	2,3	-	0,7	9,7
2030	3,5	3,1	1,9	-	-	2,1	-	0,7	11,3
2031	6,0	4,0	-	-	-	1,9	-	-	11,8
2032	6,4	3,7	-	-	-	1,7	-	-	11,8
2033	6,3	3,5	-	-	-	1,7	-	-	11,4
2034	6,2	3,3	-	-	-	1,6	-	-	11,1
2035	6,1	3,1	-	-	-	1,6	-	-	10,8
2036	1,2	-	-	-	2,9	-	-	-	4,1
2037	-	-	-	-	0,3	4,6	-	9,8	14,7
2038	-	10,4	-	-	0,3	13,0	-	-	23,7
2039	-	7,5	-	-	4,2	-	-	-	11,7
2040	-	14,6	-	-	5,1	-	-	-	19,7
2041	-	13,4	-	-	7,0	-	-	-	20,4
2042	-	5,0	-	-	3,0	-	13,2	-	21,2
2043	-	-	-	5,0	0,7	-	14,0	-	19,7
2044	-	2,4	-	4,9	1,7	-	11,4	-	20,3
2045	-	0,5	-	4,8	0,1	-	15,6	-	21,0
2046	-	1,3	-	4,6	0,7	-	14,8	-	21,3
2047	-	5,8	-	4,9	4,4	-	6,5	-	21,5
2048	-	13,4	-	4,7	3,9	-	0,4	-	22,5
2049	-	11,4	-	4,6	3,5	-	3,7	-	23,2
2050	-	14,4	-	4,5	5,0	-	-	-	23,9
2051	-	4,3	-	-	1,0	-	21,3	-	26,6
2052	-	-	-	-	0,5	-	26,9	-	27,3
2053	0,1	-	-	-	-	-	28,2	-	28,3
Toplam	44,8	151,1	17,2	68,2	44,3	32,9	155,8	17,2	531,6

EK-29. Verimlilik senaryosu, kaynaklara göre üretim maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 29.1. Kaynak bazında üretim maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Doğal Gaz	Karasal Rüzgâr	Güneş	Hidro	Nükleer	Batarya Depolama	Sabit Tabanlı Offshore Rüzgâr	Yüzer Offshore Rüzgâr	Diğer	Toplam
2023	8,3	1,5	1,5	6,2	-	-	-	-	14,4	31,9
2024	8,9	1,6	1,8	6,3	-	-	-	-	13,5	32,1
2025	8,3	1,8	2,0	6,4	0,9	-	-	-	13,1	32,4
2026	7,8	1,9	2,3	6,6	1,7	-	-	-	12,6	32,8
2027	7,3	2,0	2,6	6,7	2,5	-	-	-	12,1	33,2
2028	6,6	2,1	2,8	6,8	3,4	-	0,2	-	11,7	33,7
2029	6,9	2,2	3,1	6,9	3,4	-	0,4	-	11,0	33,9
2030	6,6	2,5	3,3	7,0	3,4	-	0,6	-	10,6	34,0
2031	6,4	3,0	3,6	7,0	3,4	-	0,8	-	10,4	34,6
2032	6,1	3,6	3,9	7,0	3,4	-	0,9	-	10,3	35,3
2033	5,9	4,2	4,2	7,0	3,4	-	1,1	-	9,9	35,6
2034	5,7	4,7	4,4	7,0	3,4	-	1,2	-	9,7	36,2
2035	5,7	5,2	4,7	7,0	3,3	-	1,4	-	9,4	36,7
2036	7,0	5,3	4,7	7,0	3,4	0,3	1,4	-	8,5	37,5
2037	7,2	5,3	4,7	7,0	3,4	0,3	1,8	-	9,2	38,8
2038	6,7	5,3	5,5	7,0	3,3	0,3	3,0	-	8,9	40,1
2039	6,8	5,2	6,2	7,0	3,3	0,7	3,0	-	8,9	41,1
2040	6,7	5,2	7,4	7,0	3,3	1,1	3,0	-	8,5	42,2
2041	6,5	5,1	8,5	7,0	3,2	1,8	3,0	-	8,2	43,4
2042	6,1	5,1	8,9	7,0	3,2	2,0	3,0	1,1	8,1	44,6
2043	5,9	5,0	8,9	7,0	3,9	2,1	3,0	2,3	7,9	46,1
2044	5,7	4,9	9,1	7,0	4,5	2,2	3,0	3,3	7,3	47,1
2045	5,5	4,8	9,1	7,0	5,2	2,2	3,0	4,6	7,0	48,4
2046	5,3	4,7	9,2	7,0	5,8	2,3	3,0	5,8	6,5	49,5
2047	5,1	4,6	9,4	7,0	6,5	2,7	3,0	6,4	6,1	50,6
2048	4,8	4,6	10,4	7,0	7,0	3,0	3,0	6,4	5,9	52,0
2049	4,5	4,5	11,3	7,0	7,6	3,3	3,0	6,7	5,6	53,4
2050	4,2	4,4	12,5	7,0	8,1	3,7	3,0	6,7	5,5	55,0
2051	4,0	4,2	12,8	7,0	8,0	3,8	3,0	8,6	5,4	56,7
2052	3,8	4,1	12,6	7,0	8,0	3,9	3,0	10,9	5,1	58,3
2053	3,4	4,1	12,2	7,0	7,9	3,9	3,0	13,3	4,9	59,7

EK-30. Verimlilik senaryosu, maliyet türüne göre üretim maliyetlerinin gelişimi

Çizelge 30.1. Maliyet türü bazında üretim maliyetleri (milyar Amerikan doları)

	Sermaye Maliyeti	Hammadde Yakıt Maliyeti	Sabit O&M Maliyeti	Değişken O&M Maliyeti	Toplam
2023	13,5	10,2	5,1	3,1	31,9
2024	13,9	10,1	5,2	2,8	32,1
2025	14,9	9,3	5,5	2,8	32,4
2026	15,8	8,5	5,8	2,7	32,8
2027	16,6	7,7	6,1	2,7	33,2
2028	17,6	6,9	6,5	2,6	33,7
2029	18,2	6,6	6,6	2,4	33,9
2030	18,9	6,0	6,8	2,3	34,0
2031	19,7	5,8	7,0	2,2	34,6
2032	20,4	5,5	7,2	2,1	35,3
2033	20,9	5,3	7,4	2,0	35,6
2034	21,6	5,1	7,6	1,9	36,2
2035	22,1	4,9	7,9	1,8	36,7
2036	22,1	5,9	7,9	1,6	37,5
2037	23,0	6,0	8,3	1,5	38,8
2038	24,6	5,3	8,9	1,3	40,1
2039	25,2	5,5	9,1	1,4	41,1
2040	26,1	5,3	9,5	1,3	42,2
2041	27,3	5,1	9,8	1,2	43,4
2042	28,4	4,9	10,2	1,2	44,6
2043	29,3	4,9	10,6	1,2	46,1
2044	29,9	4,9	11,1	1,2	47,1
2045	30,8	4,8	11,5	1,2	48,4
2046	31,5	4,8	12,0	1,3	49,5
2047	32,1	4,7	12,5	1,3	50,6
2048	33,1	4,5	13,1	1,3	52,0
2049	34,1	4,4	13,6	1,3	53,4
2050	35,3	4,2	14,2	1,3	55,0
2051	36,6	4,1	14,8	1,3	56,7
2052	37,8	4,0	15,4	1,2	58,3
2053	38,8	3,8	15,9	1,2	59,7

EK-31. Verimlilik senaryosu, emisyonların gelişimi

Çizelge 31.1. Yakıt bazında emisyonlar (milyon ton CO_2)

	Doğal Gaz	Taşkömürü	Linyit	Toplam
2023	27,2	75,3	34,8	137,3
2024	32,3	75,3	23,3	131,0
2025	31,7	75,3	17,9	124,9
2026	31,1	75,3	12,8	119,2
2027	30,5	75,3	7,9	113,7
2028	29,0	73,6	5,8	108,5
2029	33,6	62,4	7,5	103,5
2030	34,9	56,0	7,8	98,7
2031	32,9	54,5	6,8	94,2
2032	30,4	53,2	6,2	89,8
2033	28,3	51,5	5,9	85,7
2034	26,6	49,3	5,8	81,8
2035	25,5	46,6	5,8	78,0
2036	35,6	32,7	6,1	74,4
2037	36,5	28,8	5,8	71,0
2038	32,2	24,0	5,5	61,7
2039	32,9	26,1	5,6	64,6
2040	31,1	25,1	5,5	61,6
2041	29,9	24,1	4,9	58,8
2042	29,0	22,8	4,3	56,1
2043	28,4	21,7	3,5	53,5
2044	27,4	20,6	3,1	51,0
2045	26,4	19,6	2,7	48,7
2046	25,4	18,7	2,4	46,5
2047	23,9	18,0	2,4	44,3
2048	22,1	17,4	2,8	42,3
2049	20,6	16,6	3,1	40,3
2050	19,2	15,5	3,8	38,5
2051	18,4	14,7	3,6	36,7
2052	17,8	13,9	3,2	35,0
2053	17,3	13,2	2,9	33,4



Gazili olmak ayrıcalıktır