

TÜRKİYE'NİN KARBONSUZLAŞMA YOL HARİTASI

SEKTÖREL FAYDA MALİYET ANALİZİ (2020-2030)

OSMAN BÜLENT TÖR, BORA KAT,
SAEED TEIMOURZADEH, KEMAL DEMİRKOL,
ARİF KÜNAR, EBRU VOYVODA,
ERİNÇ YELDAN,
ÜMİT ŞAHİN

İPM
İSTANBUL POLİTİKALAR MERKEZİ
SABANCI ÜNİVERSİTESİ
STIFTUNG MERCATOR GİRİŞİMİ

TÜRKİYE'NİN KARBONSUZLAŞMA YOL HARİTASI

SEKTÖREL FAYDA MALİYET ANALİZİ (2020-2030)

OSMAN BÜLENT TÖR, BORA KAT, SAEED TEIMOURZADEH,
KEMAL DEMİRKOL, ARİF KÜNAR, EBRU VOYVODA,
ERİNÇ YELDAN, ÜMİT ŞAHİN

Kasım 2022

İstanbul Politikalar Merkezi Hakkında

İstanbul Politikalar Merkezi (İPM) demokratikleşmeden iklim değişikliğine, transatlantik ilişkilerden çatışma analizi ve çözümüne kadar, önemli siyasal ve sosyal konularda uzmanlığa sahip, çalışmalarını küresel düzeyde sürdüren bir politika araştırma kuruluşudur. İPM araştırma çalışmalarını üç ana başlık altında yürütmektedir: İstanbul Politikalar Merkezi-Sabancı Üniversitesi-Stiftung Mercator Girişimi, Demokratikleşme ve Kurumsal Reform, Çatışma Çözümü ve Arabuluculuk. İPM, 10 yılı aşkın süredir, karar alıcılara, kanaat önderlerine ve paydaşlara uzmanlık alanına giren konularda tarafsız analiz ve yenilikçi politika önerilerinde bulunmaktadır.

www.ipc.sabanciuniv.edu

İPM-Sabancı Üniversitesi-Stiftung Mercator Girişimi Hakkında

İstanbul Politikalar Merkezi–Sabancı Üniversitesi–Stiftung Mercator Girişimi, Türkiye-Almanya ve Türkiye-Avrupa arasındaki akademik, politik ve sosyal bağları güçlendirmeyi hedeflemektedir. Ortaklığın kuruluş amacı, küreselleşen dünyada bilgi sahibi olma ve 21. yüzyılın koşullarıyla yüzleşebilmek için fikir ve insan alışverişinin önkoşul olduğu inancından kaynaklanmaktadır.

Editör:

Ümit Şahin, Dr., İPM

Araştırmacı ve Yazarlar:

Osman Bülent Tör, Doç. Dr., EPRA

Bora Kat, Dr., ODTÜ

Saeed Teimourzadeh, Dr., EPRA

Kemal Demirkol, GTE Carbon

Arif Künar, VENESCO

Ebru Voyvoda, Prof. Dr., ODTÜ

Erinç Yeldan, Prof. Dr., Kadir Has Üniversitesi

Ümit Şahin, Dr., İPM

İÇİNDEKİLER

YÖNETİCİ ÖZETİ 4

1. GİRİŞ 9

2. ELEKTRİK SEKTÖRÜ 10

2.1. ELEKTRİK ÜRETİM SEKTÖRÜ 10
2.1.1. GENEL GÖRÜNÜM 10
2.1.2. MODELLEME 12
2.1.3. SENARYO VE VARSAYIMLAR 15
2.1.4. SONUÇLAR 15

2.2. ELEKTRİK PİYASASI VE ŞEBEKE MODELİ 20
2.2.1. GİRİŞ 20
2.2.2. MODELLEME VE VARSAYIMLAR 20
2.2.3. SONUÇLAR 27

2.3. ENERJİ SEKTÖRÜNÜN SAĞLIK MALİYETİ 31

3. ULAŞIM SEKTÖRÜ 32

4. BİNALAR 37

4.1. METODOLOJİ 37
4.2. VARSAYIMLAR 37
4.3. SONUÇLAR 38

5. SANAYİ VE DİĞER ÜRETİCİ SEKTÖRLER 40

5.1. GENEL GÖRÜNÜM 40
5.2. SONUÇLAR 43

6. NET SIFIR SENARYOSUNUN MALİYETİ - ÖZET 49

REFERANSLAR 51

YÖNETİCİ ÖZETİ

Türkiye, 21 Eylül 2021'de Birleşmiş Milletler Genel Kurulu'nda Paris Anlaşması'na taraf olacağını ve 2053'te net sıfır emisyon hedefini kabul edeceğini ilan etmiş, Paris Anlaşması'nın Onaylanmasının Uygun Bulunduğuna Dair Kanun 6 Ekim 2021'de TBMM'de oybirliğiyle kabul edilmiştir. Bu tarihten itibaren Türkiye'nin "2053'te net sıfır" hedefi doğrultusunda nasıl bir yol izleyeceği tartışmaları iklim politikalarının tasarımı konusunda önemli bir gündem oluşturmuştur.

Bu tartışmalarda önemli yer edinen ve yine Ekim 2021'de yayımlanan "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporu, Sabancı Üniversitesi İstanbul Politikalar Merkezi tarafından 2020 yılında başlatılan bir araştırmanın sonuçlarını bir araya getirmekteydi.[1] Araştırma, Türkiye'nin Paris Anlaşması'nı onaylaması ve 2050'de Net Sıfır hedefini kabul etmesi halinde nasıl bir ekonomik dönüşümden geçmesi gerektiğini ortaya koyacak bir yol haritası hazırlamayı amaçlıyordu. "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: Sektörel Fayda-Maliyet Analizi" raporu ise, bu çalışmada ortaya konan Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosunun 2020-2030 dönemi varsayımlarından yola çıkarak, Net Sıfır Senaryosunun bu dönemde gerçekleşmesi durumunda ortaya çıkacak maliyetleri ve faydaları analiz etmeyi ve tartışmayı amaçlamaktadır.

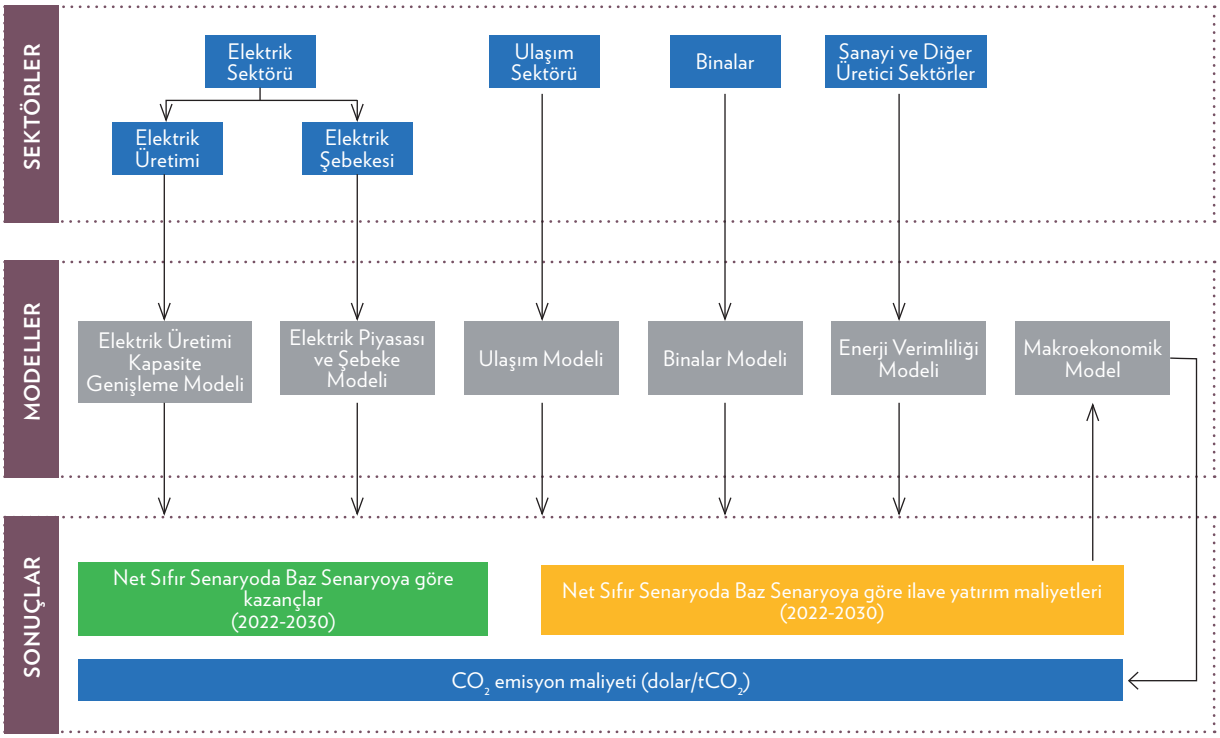
Bu çalışmada, "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda detaylı olarak ele alınan sektörler için (Elektrik, Ulaşım, Binalar, Sanayi ve Diğer Üretici Sektörler) fayda-maliyet analizleri yer almaktadır.

Araştırmada her sektör için fayda-maliyet analizleri, Türkiye'nin 2018 yılındaki ekonomik göstergelerini ve emisyonlarını temel alarak "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda tasarlanan Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosunun 2020-2030 dönemini kapsamaktadır. Araştırmada elektrik sektörü, ulaşım sektörü, binalar ve sanayiden kaynaklanan enerji kaynaklı karbondioksit (CO_2) emisyonlarıyla sanayi proseslerinden kaynaklanan CO_2 emisyonları ele alınmıştır. Net Sıfır Senaryosunda 2020-2030 dönemi için belirlenen CO_2 emisyonları patikasının Baz Senaryodan farklı olarak gerektirdiği dönüşümü oluşturan bileşenlerin maliyetleri hesaplanmakta ve ayrıca Baz Senaryoya göre elde edilen ek kazanımlar da analize dahil edilmektedir.

Bu araştırmanın temelini oluşturan modelleme çalışması, "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporu için tasarlanan modelleme çerçevesini 2020-2030 dönemi için kullanmaktadır. Bunun yanında, bu çalışma, Türkiye'nin ulusal CO_2 emisyonlarında en büyük paya sahip olan elektrik sektörü için, "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporundaki analitik çerçeveye ek olarak, elektrik üretimi ve elektrik şebekesini ayrı ayrı modellemektedir. Çalışmada kullanılan modellerin ve çıktıların akış şeması Şekil 1'de gösterilmiştir.

1 İstanbul Politakalar Merkezi, "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" https://ipc.sabanciuniv.edu/Content/Images/CKeditorImages/20211026-23105368.pdf

Şekil 1. Çalışmada kullanılan modellerin ve çıktıların akış şeması



BAŞLICA SONUÇLAR

Elektrik üretimi

Net Sıfır Senaryosunda, güneş ve rüzgâr santrallerinin elektrik üretimi için giderek artan bir ivme ile sisteme entegre olması öngörülmektedir. Böylece yenilenebilir kaynakların elektrik üretimindeki payı, Net Sıfır Senaryosunda 2030'da Baz Senaryodaki %45 düzeyinin üzerine çıkarak %69'a yükselmektedir. Kesikli teknolojilerin sistemdeki payındaki bu önemli artış nedeniyle depolama kapasitesi de kayda değer bir şekilde artarak 2030'da 5,67 GW'ye ulaşmaktadır. Bu gelişmelere paralel olarak, 2020-2030 döneminde Net Sıfır Senaryosu kapsamında gerçekleşen kısmi dönüşümün kümülatif CO_2 salımlarında %31'lik düşüşle 587,7 milyon ton azaltım sağladığı görülmektedir.

Net Sıfır Senaryosunda elektrik üretimi için 2020-2030 döneminde, Baz Senaryoya göre 35 milyar dolar düzeyinde ek üretim ve depolama kapasite yatırımı gerekeceği hesaplanmıştır. Buna karşılık Net Sıfır senaryosunda öngörülen dönüşüm, operasyon ve bakım giderleri ile yakıt maliyetlerini de içermektedir. Burada, kömür ve linyit santrallerindeki azalma sonucunda elde edilen yakıt ve işletme tasarrufunun bir kısmı 2030'a kadar doğal gaz santrallerindeki artıştan kaynaklanan yakıt ve işletme maliyetleriyle dengelenmektedir. Yine de 2020-2030 dönemi için işletme ve bakım maliyetlerinden 1 milyar dolar,

yakıttan ise 6,4 milyar dolar tasarruf edileceği öngörülmektedir.

2020-2030 dönemi için kömür santrallerinin ömrünü tamamlamadan emekliye ayrılması veya erken terk edilmesinden kaynaklanan batık maliyetlerin üst limiti ise toplam yaklaşık 12,5 milyar dolar tahmin edilmektedir.

Elektrik şebekesi

Piyasa simülasyonu perspektifinden belirli bir teknolojiye sahip tüm enerji santralleri, aşamalı olarak kullanımdan kaldırılmaları açısından aynı düzeyde önceliğe sahiptir. Bunun ana nedeni, piyasa simülasyonunun iletim şebekesini ve sonuç olarak enerji santrallerinin coğrafi konumunu göz ardı etmesidir. Ancak şebeke açısından bakıldığında, elektrik santrallerinin şebeke içindeki dağılımı büyük önem taşımaktadır. 2020-2030 dönemi için Net Sıfır Senaryosu kapsamındaki şebeke simülasyonu için, aşamalı olarak kullanımdan kaldırılacak kömürle çalışan elektrik santraller belirli kriterler (kurulu güç, üretim teknolojisi, kurulum yılı, mülkiyet) çerçevesinde belirlenmiştir. Bu girdilere göre elektrik şebekesi modelinde iletim, üretimin dağıtımı ve yenilenebilir üretim kısıtlaması ile ilgili gereksinim ve maliyetler de hesaplanmıştır. Buna göre, Net Sıfır Senaryosunda, 2020-2030 dönemi için Baz Senaryoya göre şebeke işletme ek maliyeti (yük al & yük at talimatları ve yenilenebilir kesinti) toplam 180 milyon dolar, şebeke yatırım maliyeti ise toplam 1,32 milyar dolar olarak tahmin edilmiştir. Baz senaryoda 2020 ile 2030 yılları arasında yılda ortalama yaklaşık 800 km yeni 400 kV iletim hattın şebekeye ekleneceği varsayılmıştır. Bu yıllık ortalama yatırım miktarı önemli bir hedef gibi görünmekle birlikte, TEİAŞ'ın son yıllardaki ortalama yatırım miktarları ile kıyaslanabilir düzeydedir; dolayısıyla gerçekleştirilebilir. Net Sıfır Senaryosunda uluslararası toplam enterkoneksiyon hat kapasitesinin 2030 yılında 3,35 GW seviyelerine ulaşacağı ve enterkoneksiyonların sağladığı esnekliğin, piyasa birleştirme ve dengesizlik netleştirmesi dahil olmak üzere uygun piyasa mekanizmaları aracılığıyla maksimize edileceği varsayılmıştır.

Ulaşım

Bu çalışmada ulaşım sektörü için temel yatırım kalemi olarak, elektrifikasyon altyapı yatırım maliyeti ele alınmıştır. Yatırım maliyetleri hesaplarında, Net Sıfır Senaryosunda 2020-2030 dönemi için ilave elektrifikasyon altyapısı ihtiyacı için temel referans olarak, Dünya Bankası Grubu tarafından 2022 Haziran ayında yayınlanmış olan "Ülke İklim ve Kalkınma Raporu - Türkiye" raporu kullanılmıştır[2] Ulaşım sektörü için Net Sıfır Senaryosu, Baz Senaryoya görece 2020-2030 döneminde toplam 171,7 milyon ton CO_2 emisyon azaltımı sağlamaktadır.

Ulaşım sektöründe 2020-2030 dönemi için Baz Senaryoya göre toplam 12,5 milyar dolar düzeyinde ek elektrifikasyon altyapı yatırım maliyeti öngörülmüştür. Buna karşılık, aynı dönemde Net Sıfır Senaryosu altında ulaşım sektöründe petrol kullanımının azaltılmasından kaynaklanan yakıt tasarrufu Baz Senaryoya göre 10,3 milyar dolar olarak tahmin edilmiştir.

Binalar

Binalar için yatırım ihtiyacı, konutlar ile ticari ve kurumsal binalar için, Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryoları altında 2020-2030 dönemini kapsayacak şekilde hesaplanmıştır. Yatırım ihtiyacı hesaplanırken, binalardaki dönüşüm gereksinimi yanında bina enerji performansına etki eden başlıklar ile yakıt dönüşümü, elektrikli ev/ofis aletleri gibi ek maliyetler de göz önünde bulundurulmuştur. Bu çerçevede, bina performansının iyileştirilmesi, kentsel dönüşüm, elektrifikasyon (ısı pompası), yakıt dönüşümü (kömürden doğal

2 World Bank Group, "Country Climate and Development Report – Turkey" https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37521

gaza geçiş) ve sadece 2030 yılı için olmak üzere çok düşük miktarda hidrojen kullanımı ana yatırım kalemleri olarak öngörülmüştür. İlave hesaplar için binalarda nihai kullanıcılara yansıyan harcamalar ve yine nihai kullanıcıların ödediği elektrik/yakıt tarifeleri dikkate alınmıştır. Bina sektörü için Net Sıfır Senaryosu, 2020-2030 döneminde Baz Senaryoya göre toplam 248,2 milyon ton CO_2 emisyon azaltımı sağlamaktadır.

Bina sektöründe temel dönüşüm için gerekli yatırım maliyeti, Net Sıfır Senaryosu altında Baz Senaryoya görece 2020-2030 dönemi için toplam 99,4 milyar dolardır. Buna karşılık, Net Sıfır Senaryosunun elektrifikasyon, enerji verimliliği gibi bileşenlerinden kaynaklanan ek yakıt kazancı aynı dönem için 40,9 milyar dolar olarak hesaplanmıştır.

Sanayi ve Diğer Üretici Sektörler

Bu çalışmada tanımlanan Net Sıfır Senaryosunda enerjiden kaynaklanan CO_2 emisyonları için 2020-2030 izdüşümü, talep değişimi etkilerinin yanında, emisyonlarda azalmaya sebep olan enerji (ve proses) verimliliği, elektrifikasyon, yenilenebilir enerji (rüzgâr, güneş, biyokütle, jeotermal) doğrudan kullanımı gibi bileşenlerin etkilerini içermektedir. 2020-2030 dönemi için üretici sektörlerde enerji talebinden kaynaklı kümülatif CO_2 emisyonlarında, Net Sıfır Senaryosunda Baz Senaryoya göre %34,6'lık bir düşüş (toplam 258,6 milyon ton CO_2) öngörülmüştür. Proses emisyonlarında ise bu dönemde toplam 74,8 milyon ton CO_2 düzeyinde bir emisyon azaltımı söz konusudur.

Net Sıfır Senaryosu doğrultusunda 2020-2030 dönemi için CO_2 azaltımında en büyük katkıyı sunan enerji verimliliği uygulamaları, emisyon azaltım katkısı yanında yol açtıkları enerji tasarrufu oranında ek yarar da sağlamaktadır. Buna göre 2020-2030 dönemi için Net Sıfır Senaryosunun gerektirdiği enerji verimliliği yatırımlarının maliyeti 16,3 milyar dolar tahmin edilmiştir. Sanayide doğrudan yenilenebilir enerji kullanımının yatırım maliyeti ise bu dönem için 2 milyar dolar öngörülmüştür. Buna karşılık aynı dönem için verimlilik uygulamalarının yakıt maliyet kazancı ise 11,4 milyar dolar düzeyindedir.

Bu çalışmada Net Sıfır Senaryosu altında endüstriyel proseslerdeki azaltım, talep dinamiklerinin yanında özellikle çimento sektöründe klinker üretiminde yeni karbonsuz hammadde ve alternatif çimento kullanımından kaynaklanmaktadır. Bu azaltımın maliyeti ise toplam 2020-2030 dönemi için 4,7 milyar dolar olarak tahmin edilmiştir.

Sağlık Maliyetinden Kazanç

Bu çalışmada 2020-2030 dönemi için elektrik sektöründe ve ulaşımda fosil yakıt kullanımının azalmasından kaynaklanan sağlık maliyetinde azalma Net Sıfır Senaryosunda Baz Senaryoya göre 2020-2030 döneminde toplam 15,9 ve 26,2 milyar dolar olarak tahmin edilmiştir. Bu hesaplamalarda Türkiye için sağlık birim maliyeti 3 dolarcent/kWh varsayılmış olup, bu değer tüm Avrupa ülkeleri için hesaplanan en düşük değerdir.

Karbonun Sosyal Maliyeti

Makroekonomik modelin 2020-2030 dönemi için simülasyon sonuçları, Net Sıfır Senaryosu altında 2020-2030 dönemi için karbon fiyatını (karbonun sosyal maliyeti) ortalama 169,5 dolar/ton CO_2 olarak vermektedir.

Sonuçlar - Özet

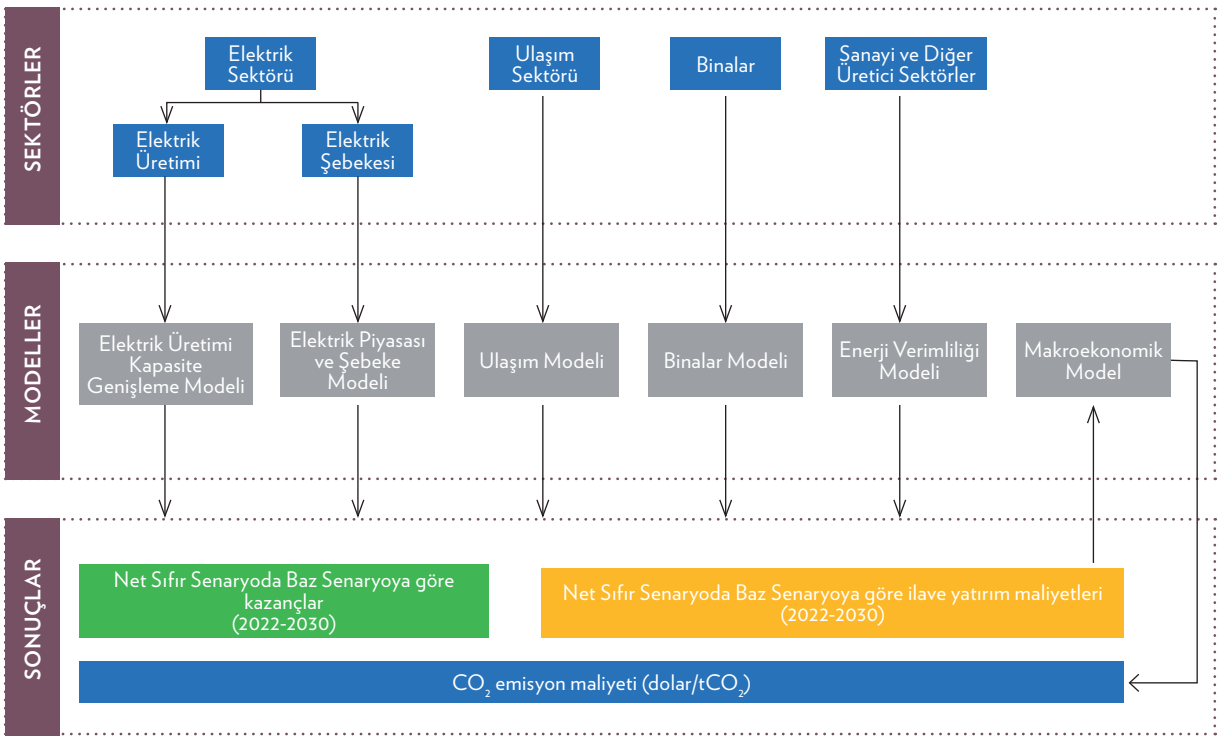
Yatırım, İşletme-Bakım ve Yakıt Maliyetleri	2020-2030 Dönemi Kümülatif (Net Sıfır Senaryosunda Baz Senaryoya Göre)	
Sektörler	**Maliyet (Milyar Dolar)**	**Co_2 Emisyonu (Milyon Ton)**
ELEKTRİK SEKTÖRÜ		
Üretim ve depolama kapasiteleri yatırımları maliyeti	+35,04	**-587,66**
İşletme ve bakım maliyeti	-1,02	
Yakıt maliyeti	-6,38	
Şebeke işletme maliyeti (yük al & yük at ve yenilenebilir kesinti)	+0,18	
Şebeke yatırımları maliyeti	+1,32	
Toplam yatırım, işletme-bakım ve yakıt maliyeti	**+29,1**	
ULAŞIM SEKTÖRÜ		
Elektrifikasyon maliyeti	+12,50	**-171,68**
Brent petrol maliyeti	-10,30	
Toplam maliyet	**+2,2**	
BİNALAR		
Yatırım Maliyeti	+99,35	**-248,18**
Yakıt + Elektrik Maliyeti	-40,94	
Toplam maliyet	**+58,4**	
SANAYİ VE DİĞER ÜRETİCİ SEKTÖRLER – ENERJİ		
Enerji verimliliği yatırımları maliyeti (tüm üretici sektörler için)	+16,3	**-258,60 (talep değişim etkisi dahil)**
Yenilenebilir enerji yatırımları maliyeti	+2,00	
Yakıt maliyeti	*-11,40*	
(İthal yakıt)	*(-8,50)*	
Toplam maliyet	**+6,9**	
SANAYİ VE DİĞER ÜRETİCİ SEKTÖRLER – PROSESLER		
Toplam maliyet (Klinker üretiminde karbonsuz hammadde ve alternatif çimento)	**+4,7**	**-74,82 (talep değişim etkisi dahil)**
TÜM SEKTÖRLER – YATIRIM, İŞLETME, BAKIM, YAKIT		
Toplam maliyet	**171,4**	**-1.340,94**
Toplam kazanç	**70,0**	
SAĞLIK MALİYETİ/KAZANCI		
Enerji sektörü	-15,93	
Ulaşım sektörü	-26,20	
Toplam sağlık maliyeti/kazancı	**-42,1**	

KARBONUN SOSYAL MALİYETİ – Enerjiden kaynaklı CO_2 emisyonları için karbon fiyatı (Dolar/ton CO_2)	**169,45**

1. GİRİŞ

Bu raporda İstanbul Politikalar Merkezi'nin "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" (2021) raporunda[3] yer alan Net Sıfır Senaryosunun gerçekleştirilmesi için gereken ilave maliyetler ve faydalar (Baz Senaryoya göre) 2020-2030 dönemi için sektörel bazda hesaplanmıştır. Çalışmamıza elektrik sektörü, ulaşım sektörü ve binalar ile sanayi ve diğer üretici sektörler dahil edilmiştir. Türkiye'nin ulusal CO_2 emisyonlarında en büyük paya sahip olan elektrik sektörü için, "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" adlı çalışmadan farklı olarak, elektrik üretimi ve elektrik şebekesi ayrı ayrı modellenmiştir. Net Sıfır Senaryosunda Baz Senaryoya göre elde edilecek faydalar yakıt, sağlık ve işletme maliyetlerinde azalmaya karşılık gelmektedir. İlave maliyetler arasında ise dönüşüm için gerekli yatırım ve işletme maliyetleri yer alır. Çalışmada kullanılan modellerin ve çıktıların akış şeması Şekil 1'de gösterilmiştir.

Şekil 1. Çalışmada kullanılan modellerin ve çıktıların akış şeması



3 İstanbul Politakalar Merkezi, "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" https://ipc.sabanciuniv.edu/Content/Images/CKeditorImages/20211026-23105368.pdf

2. ELEKTRİK SEKTÖRÜ

2.1. ELEKTRİK ÜRETİM SEKTÖRÜ

2.1.1. Genel Görünüm

Elektrik sektörü Türkiye'de CO_2 emisyonlarının %35'inden sorumludur ve bütün dünyada en yüksek azaltım potansiyeline sahip sektör olarak kabul edilmektedir.[4] Bir dönüşümün arifesinde olan Türkiye elektrik sektöründe son yıllarda önemli değişimler gözlenmektedir. Elbette bu değişim ve dönüşümü ekonomik ve çevresel gelişmelerden bağımsız ele almak mümkün değildir. Tablo 1, 1990-2020 yılları arasında elektrik sektörüne yönelik göstergeleri ve ekonomi, enerji ve çevre alanındaki temel göstergeleri özetlemektedir. Bu tablodan da görüldüğü gibi, elektrik sektörü diğer tüm göstergelerin ötesinde bir büyüme göstermiştir. 2017-2020 yılları arasında gerçekleşen ulusal ve uluslararası ekonomik gelişmelere ek olarak bu periyodun sonunda ortaya çıkan pandeminin de etkisiyle 300 TWh civarında takılı kalan üretim, 2021 yılındaki normalleşme ile birlikte 330 TWh değerine yaklaşmıştır. Aynı dönemdeki kurulu güç değerleri ise, üretimin aksine anlamlı bir şekilde artmaya devam etmiştir. Bu artışta, Şekil 2 ve Şekil 3'de görüldüğü gibi, güneş ve rüzgâr santrallerindeki kayda değer büyümenin payı önemlidir. Diğer yandan, yine son yıllarda linyit ve ithal kömür kaynaklı elektrik üretiminin de artması, toplam CO_2 emisyonlarının seviyesini korumasının başlıca nedenidir.

Tablo 1. Temel göstergeler: ekonomik, enerji ve çevre (1990-2020).

	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nüfus (milyon)[5]	56,5	67,8	73,7	78,7	79,8	80,8	82,0	83,2	83,6
GSYİH (sabit 2015 milyar dolar)[6]	288,7	413,8	614,2	864,3	893,0	960,0	988,6	997,4	1015,3
Toplam Birincil Enerji Arzı (milyon TEP)[7]	51,4	76,3	105,7	128,8	136,7	146,8	144,2	146,5	147,1
Elektrik Üretimi (TWh)[8]	57,5	124,9	211,2	261,8	274,4	297,3	304,8	303,9	306,7
Elektrik Kurulu Gücü (GW)[6]	16,3	27,3	49,5	73,1	78,5	84,5	88,5	91,3	95,9
Sera Gazı Emisyonları (Mt CO_2e)[3]	219,7	299,0	398,7	474,5	500,8	528,3	524,0	508,1	523,9

4 Emissions Gap Report 2017 https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/22105/EGR_2017_ch_4.pdf?isAllowed=y&sequence=1

5 TurkStat, http://www.tuik.gov.tr/UstMenu.do?metod=kategorist

6 World Bank, https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=TR

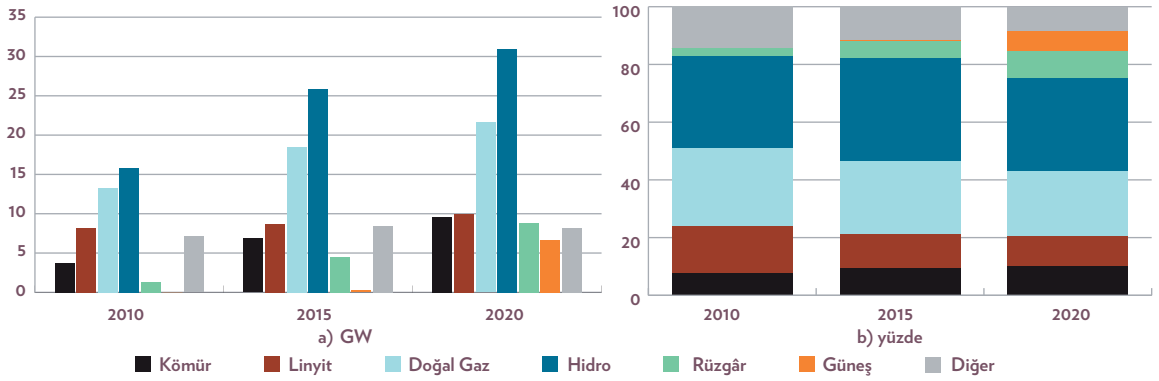
7 IEA, https://www.iea.org/countries/turkey

8 MENR of Turkey, Turkish Electricity Transmission Corporation (TEİAŞ), https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf

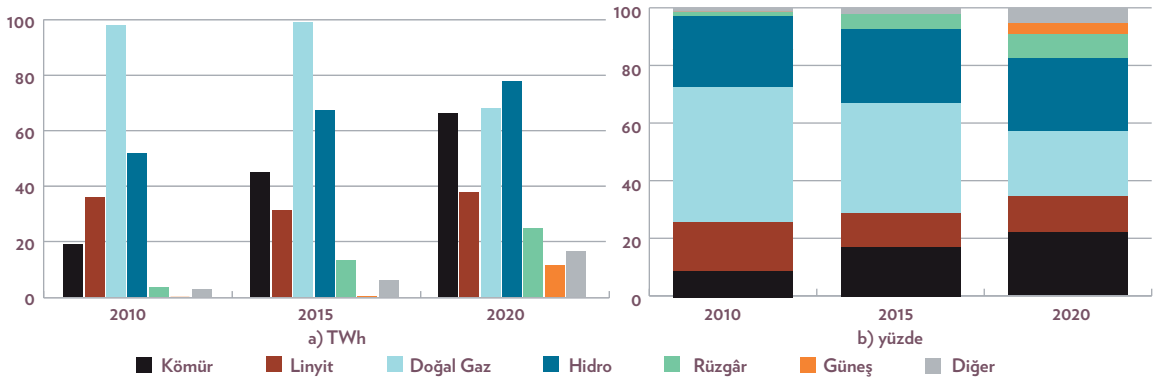
Doğal gaz santrallerinin payı 2000'lerin ikinci on yıllık döneminde giderek azalsa da 2020'de hem kurulu güç hem de üretilen elektrik miktarı açısından hâlâ ikinci sırada yer almaktadır. Ayrıca, fosil yakıtlardan üretilen toplam elektrik miktarı tüm üretimin %57'sini oluşturmaktadır.

Bu durum, 2053'te net sıfır hedefine ulaşmak için izlenecek dönüşüm patikası için özellikle kömür ve linyit santrallerinin mümkün olduğunca erken ve planlı bir şekilde devreden çıkarılmasının önemine işaret etmektedir.

Şekil 2. Teknoloji bazında kurulu güç: 2010, 2015, 2020. Kaynak: TEİAŞ



Şekil 3. Teknoloji bazında elektrik üretimi: 2010, 2015, 2020. Kaynak: TEİAŞ.



2.1.2. Modelleme

Bu çalışmada, İstanbul Politikalar Merkezi tarafından hazırlanan "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda yer alan iki temel senaryoya dayalı modelleme çalışmasından elde edilen sonuçların uygulanması için 2020-2030 döneminde ihtiyaç duyulan maliyetler analiz edilmiştir. Bu bölümde, geliştirilen modelleme çerçevesinde kullanılan üç alt model (elektrik üretimi kapasite genişleme modeli, elektrik piyasası simülasyon modeli ve makroekonomik model) ve bu modellerin nasıl bütünleşik bir şekilde kullanıldığı özetlenecektir. Diğer taraftan, bu bölümde genel çerçevesi ve enerji modelleri ile ilişkisi sunulan makroekonomik model, sadece elektrik sektörü ile değil, diğer tüm ekonomik sektörlerle de bütünleşik bir yapıda kurgulanmış olup, modelin varsayımları ve detayları ilgili çalışma raporunda yer almaktadır.

2.1.2.1. Elektrik Üretimi Kapasite Genişleme Modeli (TR-Power)

Çalışmada kullanılan üretim kapasitesi genişleme modeli, TR-Power optimizasyon modelinin (Kat, 2021) geliştirilmiş bir versiyonudur. Bu kapsamda depolama teknolojilerinin entegre edildiği modele, sınır ötesi enterkoneksiyon hatları da dahil edilmiştir. Model, üretim kapasitesinin genişlemesini ve operasyonel planlamayı içeren büyük ölçekli bir doğrusal programlama metodolojisine dayalıdır. Modelin amacı, toplam güç sisteminin toplam indirgenmiş maliyetini minimize etmektir. Yıllık yatırım, işletme ve yakıt maliyetleri ile elektrik kesinti maliyetleri dikkate alınmaktadır. Teknik parametreler ve maliyet parametrelerinde literatürdeki çalışmalar referans alınmıştır (Aksoy ve ark., 2020; Kat, 2021). Makroekonomik modelden, ulaşım ve bina modellerinden gelen verilerle talep projeksiyonları netleştirilmektedir. Üretim kapasite genişleme modelinin sonuçlarının rasyonelliği elektrik piyasası simülasyon modelinde test edilmiştir. Piyasa simülasyonu modeli sonuçlarına göre üretim kapasite genişleme modelinde iteratif olarak gerekli düzeltmeler yapılmıştır.

2.1.2.2. Elektrik Piyasası Simülasyon Modeli

Üretim kapasite genişleme modelinin çıktıları göz önüne alınarak, enerji sisteminin arz-talep dengesi, genel işleyişi, varsayımları ve girdi-çıktı ilişkileri Şekil 4'te gösterilen yöntem ile hedef yılı boyunca saatlik olarak minimum üretim maliyeti üzerinden karşılanır. Türkiye gün öncesi enerji ticareti piyasasıyla tutarlı kalmak adına, modelde şebeke güvenliği ve güvenilirlik kısıtları ihmal edilmiş ve bu kısıtlar şebeke simülasyonlarında göz önüne alınmıştır (detaylar raporun Elektrik Piyasası ve Şebeke Modeli adlı bölümünde açıklanmıştır). Model çıktısına yönelik olarak 48 saatlik bir planlama örneği Şekil 5'te sunulmuştur. Piyasa simülasyonu modelinin detayları Shura Enerji Dönüşüm Merkezi tarafından yayımlanan "Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Kaynakların Artan Payı: İletimde Genişleme ve Esneklik Seçenekleri" raporunda (Godron ve ark., 2018) ve modeli geliştiren uzmanların yayımladığı bilimsel makalede (Cebeci ve ark., 2019) yer almaktadır.

2.1.2.3. Makroekonomik Model

Çalışmada makroekonomik model olarak uygulanabilir bir genel denge modeli (*Applied General Equilibrium, AGE*) geliştirilmiş ve ana veri kaynağı olarak GTAP (*Global Trade Analysis Project)* 10 Veri Tabanı (Aguiar ve ark., 2019) kullanılmıştır. Bu veri tabanındaki sektörler, çalışma kapsamında ayrı ayrı ele alınan diğer sektörlerle entegre olacak şekilde 5 ana sektör altında (yüksek enerji yoğunluklu sanayi, düşük enerji yoğunluklu sanayi, tarım, hizmetler ve enerji) 17 sektörde toplulaştırılmıştır.

Şekil 4. Piyasa simülasyonu modeli: Anahtar girdiler, varsayımlar ve çıktılar

Anahtar Girdiler

- Saatlik çözünürlükte toplam talep zaman serisi
- Kurulu güç dağılımı (termik, doğal gaz, hidrolik, yenilenebilir, diğer)
- Kısa dönem marjinal maliyete dayalı üretim maliyet fayda sırası (*merit order*)
- Barajlı hidrolik santrallerin enerji üretim kısıtları (su akış kısıtları)
- Saatlik çözünürlükte yenilenebilir üretim zaman serisi
- Saatlik sıcak rezerv ihtiyacı
- Santrallerin teknik kısıtları (minimum maksimum üretim, minimum devreye girme ve devrede kalma saati vb.)

Piyasa Simulasyonu (saatlik çözünürlükte)

Çıktılar

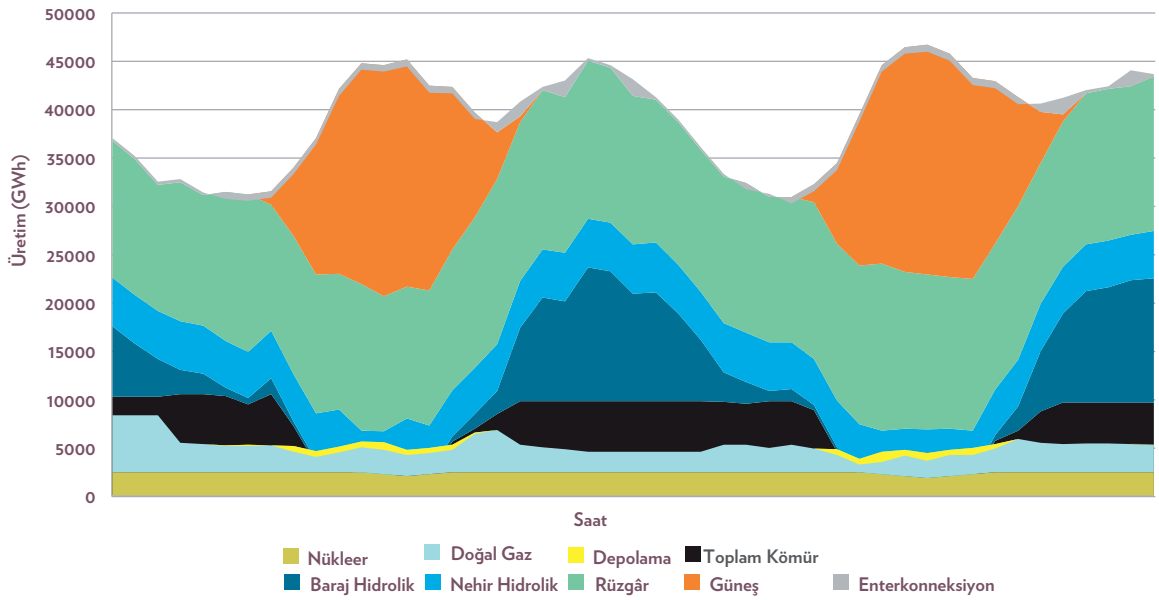
Senaryo bazlı:

- Konvansiyonel santrallerin saatlik çözünürlükte devrede olma durumları (*unit commitment*) ve üretim miktarları
- Sıcak rezervin santrallere dağılımı
- Yenilenebilir enerji üretiminden kesinti (gerekli ise) miktarı

Anahtar Varsayımlar

- Şebeke kısıtları ihmal edildi (gün öncesi piyasa modeli)
- Yenilenebilir santrallerin üretim projeksiyonunda geçmişteki bölgesel bazda yenilenebilir üretim miktarları referans alındı
- Barajlı hidrolik santrallerin enerji üretim kısıtları (su akış kısıtları) belirlenirken, geçmişteki haftalık üretim miktarları referans alındı
- Nükleer santrallerin dini bayram haftalarında bakıma gireceği varsayıldı
- Sistem saatlik toplam yük profili belirlenirken geçmiş dönem saatlik profillerden eskalasyon yapıldı
- Dağıtık üretim santralleri eksi yük olarak modellendi
- Enterkonneksiyon hatları Net Transfer Kapasitesi olarak modellendi ve enterkonneksiyon hatlarından esneklik sağlanabileceği varsayıldı (*market coupling*)
- Depolama sistemlerinin şebeke esneklik ihtiyacına göre çalıştırılacağı varsayıldı
- Sıcak rezerv ihtiyacının net yükteki (yük eksi yenilenebilir üretim) miktarına göre oransal olarak artacağı varsayıldı

Şekil 5. Piyasa simülasyonu modeli çıktılarına bir örnek (48 saat)



2.1.2.4. Bütünleşik Modelleme Çerçevesi

Bütünleşik modelleme çerçevesi, Şekil 6'da sunulmuştur. Bu şekilden de görüldüğü üzere, elektrik üretimi kapasite genişleme modeli merkezde yer alarak her iki modelle veri alışverişinde bulunmakta ve tüm modellerin belirli parametre ve değişkenler üzerinden uyumlaşmasını sağlamaktadır. Prosedür, bu modelin başlangıçtaki elektrik talebi üzerinden çözümü ile başlatılmakta, elektrik sektöründeki girdi değerleri, emisyonlar ve yatırım maliyetlerinin makroekonomik modele iletilmesi ile devam etmektedir. İletilen değerler altında çözülen makroekonomik modelin ürettiği yeni elektrik talep projeksiyonlarını kullanılarak elektrik üretimi kapasite genişleme modeli tekrar çözülmektedir. İteratif yapı iki model uyumlulaşana kadar devam etmektedir. Diğer taraftan, kapasite genişleme modelinin elde ettiği sonuçların daha detaylı teknik fizibilitesi, her iterasyonda, piyasa simülasyon modelinde kontrol edilmekte; detaylı teknik üretim ve iletim kısıtları altında koşulan piyasa modelinde olurlu çözüm elde edilene kadar alt iterasyonlar devam etmektedir.

Şekil 6. Bütünleşik modelleme çerçevesi



2.1.3. Senaryo ve Varsayımlar

Bu çalışma İstanbul Politikalar Merkezi tarafından hazırlanan "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda analiz edilen senaryolardan Baz Senaryoya ve Net Sıfır Senaryosuna odaklanmış; bu senaryolardan elde edilen sonuçların 2020-2030 dönemine ait maliyetleri, bileşenleri düzeyinde ele alınmış ve karşılaştırmalı analizler sunulmuştur. İki senaryoya ait temel varsayımlar Tablo 2'de sunulmuştur.

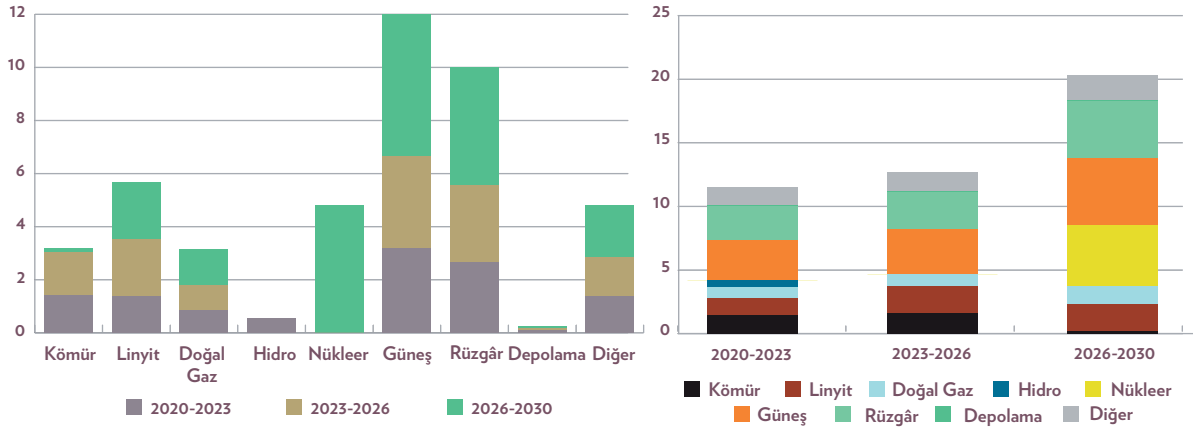
2.1.4. Sonuçlar

Bu bölümde, elektrik sektörü için "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda ele alınan iki senaryonun (Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu) 2020-2030 dönemine ait maliyetlerine ait detaylar sunulacak ve NSS için ihtiyaç duyulan toplam ve alt bileşenlere ait ek maliyetler ortaya konulacaktır.

Tablo 2. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu için temel varsayımlar.

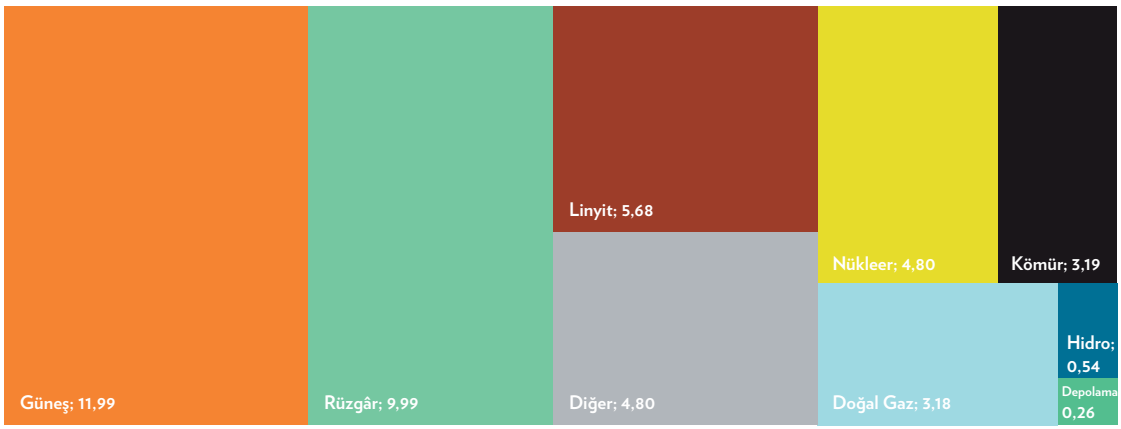
Baz Senaryo (BS)	Net Sıfır Senaryosu (NSS)
• Depolama teknolojilerinin sisteme düşük seviyede (0,26 GW) entegre olması • Uluslararası enterkoneksiyon hat kapasitesinin düşük seviyede (2,18 GW) artışı • 2030 elektrik talebinin 461 TWh olması • Doğal gaz kurulu gücünün artışında (yıllık 0,25 GW'den başlayarak artan) sıkı kısıtlar (tight constraints) • Güneş ve rüzgâr kurulu gücünde görece düşük artış hızı (yıllık 1 GW'nin altından başlayarak artacak şekilde) • Toplamda 4,8 GW olan ve 4 üniteden oluşan Akkuyu Nükleer Santralinin 2026-2030 yılları arasında kademeli olarak devreye alınması.	• Depolama teknolojilerinin sisteme yüksek seviyede (5,67 GW) entegre olması • Uluslararası enterkoneksiyon hat kapasitesinin yüksek seviyede (3,35 GW) artışı • 2030 elektrik talebinin 472 TWh olması • Doğal gaz kurulu gücünün artışında (yıllık 0,50 GW'den başlayan) gevşek kısıtlar (loose constraints) • Güneş ve rüzgâr kurulu gücünde görece yüksek artış hızı (yıllık 1 GW'nin üzerinden başlayarak artacak şekilde) • 2020-2023 arasında devreye alınan 1,32 GW'lık santral dışında sisteme yeni kömürlü termik santral eklenmemesi ve mevcut kömürlü santrallerin 2030 sonrasında devreden çıkması. • Deniz üstü rüzgâr santrallerinin ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisi teknolojilerinin 2026 yılından itibaren düşük seviyeden başlayarak sisteme entegre olması • Toplamda 4,8 GW olan ve 4 üniteden oluşan Akkuyu Nükleer Santralinin 2026-2030 yılları arasında kademeli olarak devreye alınması.

Şekil 7. Baz Senaryo



a) Teknoloji bazında sisteme eklenen kurulu güç, GW

b) Yıllar bazında sisteme eklenen kurulu güç, GW

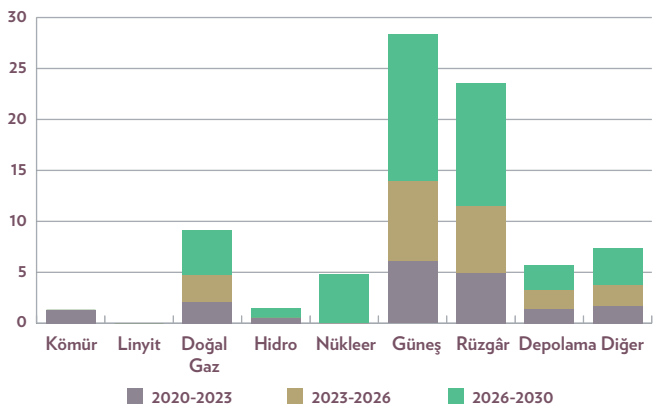


c) Teknoloji bazında sisteme eklenen kurulu güç, GW (2020-2030)

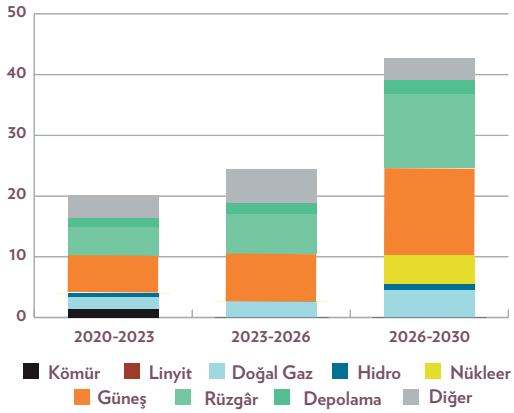
Baz Senaryo kapsamında 2020-2030 döneminde elektrik üretim sektörüne eklenen kurulu güç değerleri Şekil 7'de özetlenmektedir. Görüldüğü gibi ilgili dönemde en yüksek artış rüzgâr ve güneş santrallerinde gerçekleşmekte, yaklaşık 12 GW yeni güneş ve yaklaşık 10 GW yeni rüzgâr santrali devreye alınmaktadır. Yıl aralıklarına göre bakıldığında, 2020-2023 ve 2023-2026 dönemlerinde 10-15 GW aralığında gerçekleşen artış, sonraki dönemde 20 GW'ı geçmiştir. Ancak, bu sıçramanın nedeni, dört ünitesinin de ilgili dönemde devreye alındığı varsayılan nükleer santralden kaynaklanmaktadır. Diğer taraftan, son on yıllık dönemde olduğu gibi kömür ve linyit santrallerindeki artışın devam ettiği görülmektedir. Ayrıca, fosil yakıtlı santraller arasında ilk sırada yer alan doğal gaz santrallerinde de 3,18 GW'lik bir artış yer almaktadır.

Fosil yakıt santrallerindeki artışın ve nükleer santralin devreye alınmasının baz yük ihtiyacının karşılanması noktasında ortaya çıkabilecek risk-

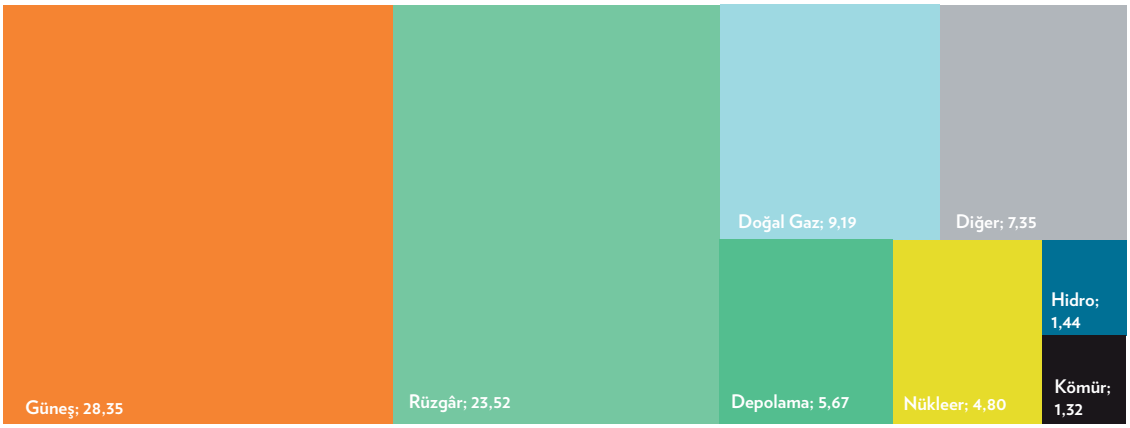
Şekil 8. Net Sıfır Senaryosu



a) Teknoloji bazında sisteme eklenen kurulu güç, GW



b) Yıllar bazında sisteme eklenen kurulu güç, GW

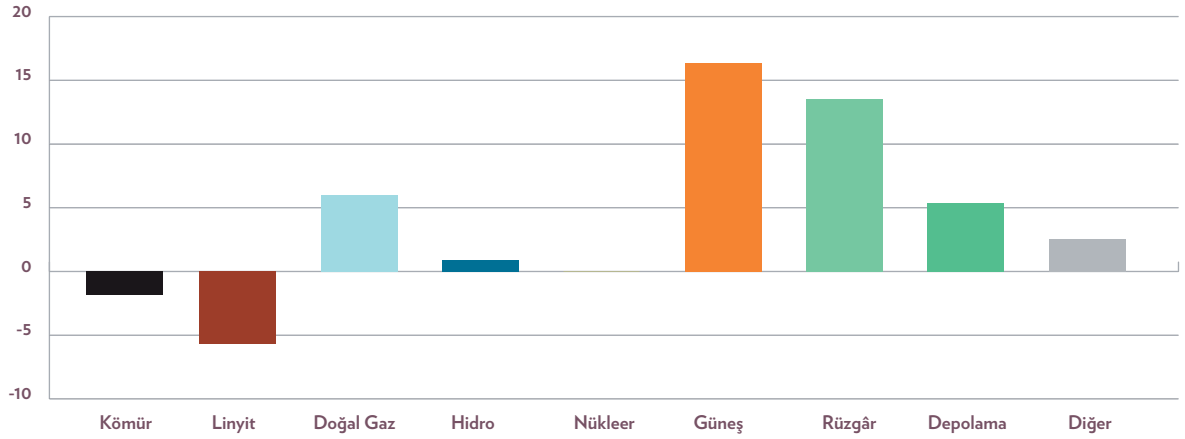


c) Teknoloji bazında sisteme eklenen kurulu güç, GW (2020-2030)

leri önemli derecede giderdiği, bu nedenle artan kesikli teknolojilerin (güneş ve rüzgâr) dengelenmesine yönelik depolama ihtiyacının oldukça sınırlı seviyede kaldığı görülmektedir.

Net Sıfır Senaryosu kapsamında devreye alınan yeni kurulu güç değerleri ise Şekil 8'de özetlenmektedir. Bu senaryoda, güneş ve rüzgâr santrallerinin giderek artan bir ivme ile sisteme entegre olduğu görülmektedir. Kesikli teknolojilerin sistemdeki payındaki bu önemli artış nedeniyle depolama kapasitesi de kayda değer bir şekilde artmakta ve 2030 yılında toplamda 5,67 GW'ye ulaşmaktadır. Net Sıfır Senaryosunda, senaryo varsayımında da belirtildiği üzere yapımı tamamlanma aşamasına gelinmiş bir kömür santrali dışında yeni bir kömür veya linyit santrali sisteme dahil edilmemektedir. Net Sıfır Senaryosunun Baz Senaryodan farkı, Şekil 9'da daha net bir biçimde ortaya konmuştur. Güneş ve rüzgârdaki yaklaşık 30 GW'ye yakın artışın, depolama kapasitesi ile desteklendiği görülmektedir. Ayrıca, özellikle kömür ve

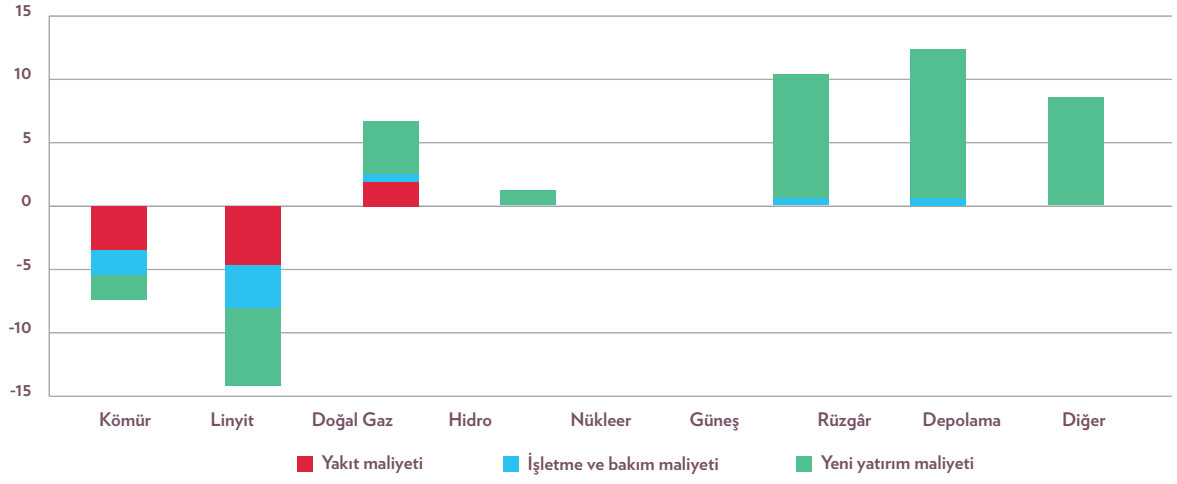
Şekil 9. Net Sıfır Senaryosu ve Baz Senaryo arasındaki teknoloji bazında, yeni eklenen kurulu güç farkları, GW, 2020-2030.



linyitin sistemden kısmen çıkışının ardından ortaya çıkan baz yük ihtiyacının bir kısmı da doğal gaz santrallerindeki artışla karşılanmaktadır.

Elektrik sektöründeki üretim teknolojileri profilindeki dönüşüm, temel olarak devreye alınan yeni santrallere yönelik yatırım maliyetleri üzerinden değerlendirilmekle birlikte, bu değişim aynı zamanda operasyon ve bakım giderlerini ve yakıt maliyetlerini de etkilemektedir. Şekil 9'daki Net Sıfır Senaryosu ve Baz Senaryo arasındaki kurulu güç farklarından kaynaklı yatırım maliyetlerine ek olarak bu iki maliyet kaleminin de yansıtıldığı toplam maliyet farkları Şekil 10'da sunulmaktadır. Yatırım maliyetleri ile kıyaslandığında görece düşük kalan bu maliyet bileşenlerine yakından bakıldığında, kömür ve linyit santrallerindeki azalma sonucunda elde edilen yakıt ve işletme tasarrufunun bir kısmının doğal gaz santrallerindeki artıştan kaynaklanan yakıt ve işletme maliyetleriyle kısmen dengelendiği görülmektedir.

Şekil 10. Net Sıfır Senaryosu ve Baz Senaryo arasındaki teknoloji bazında maliyet farkları, milyar dolar, 2020-2030.



Tablo 3. Net Sıfır Senaryosu ve Baz Senaryo kıyaslaması: temel göstergeler.

Gösterge	Birim	Dönem	Fark
Üretim ve depolama kapasiteleri yatırımı	milyar dolar	2020-2030	35,0
İşletme ve bakım maliyeti	milyar dolar	2020-2030	-1,0
Yakıt maliyeti	milyar dolar	2020-2030	-6,4
Yenilenebilir kaynaklardan üretim	%	2030	40,6%
Elektrik talebi	TWh	2030	11,7
Piyasa takas fiyatı	%	2030	-17,8%
Yük bastırma + İletim hattı maliyeti	milyar dolar	2020-2030	< 1
Kümülatif CO_2 salımları	Mton	2020-2030	-587,7

Net Sıfır Senaryosu kapsamında Baz Senaryoya göre ihtiyaç duyulan ek maliyetler ile birlikte elektrik üretimi, elektrik piyasa takas fiyatı ve emisyon gibi temel göstergelerdeki farklar Tablo 3'te özetlenmiştir. Şekil 10'da belirtilen 2020-2030 dönemindeki yatırım maliyetleri farklarının toplamı (jeotermal, biyokütle ve kojenerasyon teknolojileri ile birlikte) 35 milyar... dolar seviyesindedir. Baz Senaryo kapsamında nominal olarak yıllık ortalama yaklaşık 7 milyar dolar olan yatırım ihtiyacı Net Sıfır Senaryosunda 10 milyar dolara çıkmaktadır. Bu değerler, belirli bir politika faizi (örn. %6) ile indirgenerek hesaplandığında sırasıyla 5,6 ve 8,5 milyar dolar olarak gerçekleşmektedir. İşletme ve bakım maliyetlerindeki kısıtlı bir azalma olmakla birlikte, yakıt maliyetlerinde 6 milyar doların üzerinde bir düşüş görülmektedir. Burada, mevcut çalışmada sonuçları analiz edilen Şahin ve ark. (2021)'de yer alan modellerin baz yılının 2018 olduğunu ve 2020 yılına kadar gerçekleşen yakıt maliyetleri ile birlikte 2020-2030 dönemi için öngörülen projeksiyonların kullanıldığını not etmeliyiz (Aksoy ve ark., 2020; Kat, 2021). Dolayısıyla, yakıt maliyetlerindeki tasarrufun, (ilgili projeksiyonlardaki görece sabit trendin aksine) uluslararası enerji fiyatlarında son dönemde gerçekleşen olağanüstü artışların önümüzdeki dönemlerde de benzer şekilde devam etmesi beklentisi dikkate alındığında bu değerin birkaç kat aratarak 20 milyar dolar mertebelerine ulaşabileceği öngörülebilir.

Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu, toplam elektrik talebi ve bu talebin karşılanmasında yenilenebilir kaynakların payları açısından kıyaslandığında; 2030 yılı talebinin 460,6 TWh'den 472,3 TWh'ye, yenilenebilir kaynakların elektrik üretimindeki payının ise aynı yıl için %45'ten %69'a yükseldiği görülmektedir. Bu artışa paralel olarak, ele alınan 2020-2030 döneminde Net Sıfır Senaryosu kapsamında gerçekleşen kısmi dönüşümün kümülatif CO_2 salımlarında %31'lik düşüşle 587,7 milyon ton azaltım sağladığı gözlenmektedir.

Tabloda yer almayan ancak kömür santrallerinin ömrünü tamamlamadan emekliye ayrılması veya erken terk edilmesinden kaynaklanan batık maliyetler de dikkat çekilmesi gereken önemli bir husustur. Net Sıfır Senaryosunda 2020 yılında 19,6 GW olan toplam kömür ve linyit santrallerinin kapasitesi 2030 yılında 7,2 GW'a düşmektedir. 2020-2023 yılında devreye alınan 1,3 GW'lık kömür santrali de dikkate alındığında 13,6 GW'lık santralin devreden çıktığı görülmektedir. Batık maliyet bileşenlerinden biri olan geri dönüşü olmayan ilk yatırım maliyetinin (Zhang ve ark., 2022) devreden çıkan genç ithal kömür santrallerinden kaynaklanarak, yaklaşık 6,9 milyar dolar olacağı öngörülmektedir. Devreden çıkarma ve çevresel düzenleme maliyetleri ise kömür santraller için birim maliyetler kullanılarak (Raimi, 2017) 1,6 milyar dolar olarak öngörülmektedir. Diğer taraftan erken devreden çıkmadan kaynaklı kâr kayıplarının telafisi için tahmin edilen üst limit 4 milyar dolar olarak hesaplanmıştır (World Bank Group, 2022).

2.2. ELEKTRİK PİYASASI VE ŞEBEKE MODELİ

2.2.1. Giriş

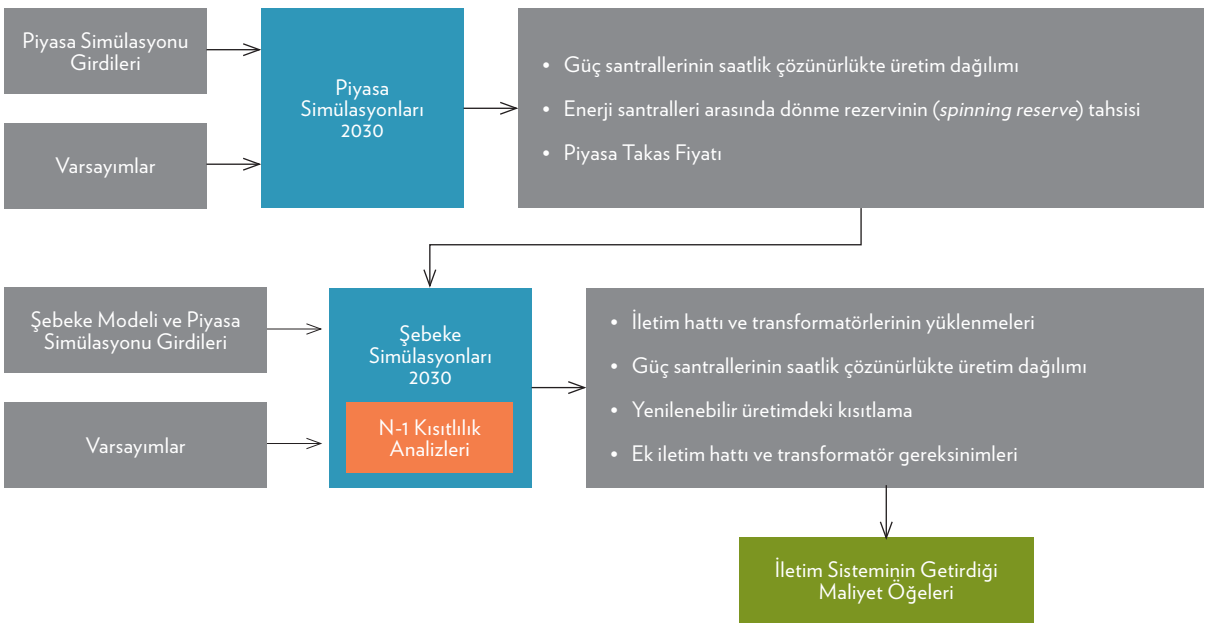
Bu bölümde, "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda ele alınan senaryolar 2030 yılına kadar takip edilerek, toplam faydalar (karbonun sosyal maliyeti yoluyla azaltılan emisyonlar ve diğer ekonomik ve sosyal faydalar) ve Net Sıfır Senaryosunun belirlenen karbonsuzlaştırma yolu ile ilişkili maliyetleri, Baz Senaryoya kıyasla değerlendirmektedir. Bu bölümün odak noktası, elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımındaki ana maliyet öğelerini belirlemektir. Raporda el alınan Türkiye'nin karbonsuzlaşma yol haritası, Türkiye'deki elektrik piyasasını simüle ederek elektrik sistemini makro düzeyde değerlendirmektedir. Piyasa simülasyonunun temel amacı, hedeflenen 2050 yılına kadar yük ve üretimdeki (yenilenebilir) değişimler dikkate alınarak Türkiye'nin elektrik üretim kapasitesinin yeterliliğinin araştırılmasıdır. Piyasa simülasyonuna dayalı analiz, Türkiye'nin üretim sisteminin durumu ve ilgili ihtiyaçlar hakkında uygun bir ilham kaynağı sağlamakla birlikte, kapasite sınırı olmayan ideal bir iletim sistemini varsaymaktadır. Bu nedenle, piyasa simülasyonu yalnızca karbonsuzlaşma yolundaki üretim sistemi maliyetlerini yansıtır. Ancak bu çalışmada ele alınan iletim ve dağıtım sistemlerinin getirdiği başka maliyet öğeleri de bulunmaktadır. Bunun için "Şebeke Simülasyonu" adı verilen çalışma yapılır. Metodoloji, varsayımlar ve yürütülen çalışmanın sonuçları ilerleyen bölümlerde yer almaktadır.

2.2.2. Modelleme ve Varsayımlar

2.2.2.1. Piyasa ve Şebeke Simülasyonları

İletim sistemi tarafından uygulanan maliyet öğelerinin hesaplanması için kullanılan metodolojinin ana hatları Şekil 11'de gösterilmektedir.

Şekil 11. Kullanılan metodolojinin genel akış şeması



Şekil 11'e göre ilk olarak piyasa simülasyonları yapılmalıdır. Piyasa simülasyon motoru, aşağıdaki girdileri alarak gün öncesi güç değişimi *(power exchange - PX)* elektrik piyasasını simüle eder:

- Sistemin saatlik çözünürlükte toplam yük profili
- Konvansiyonel santrallerin (kömür, linyit, gaz, nükleer) üretim kapasitesi
- Farklı üretim teknolojilerinin değer sırası *(merit order)*
- Hidroelektrik santrallerinin haftalık enerji kısıtlamaları
- Rüzgâr, güneş, nehir tipi hidro ve diğer yenilenebilir santrallerin üretim profilleri
- Gerekli sıcak rezerv *(spinning reserve)*
- Jeneratör kısıtlamaları (Pmaks/min, *ramp up/down* vb.)

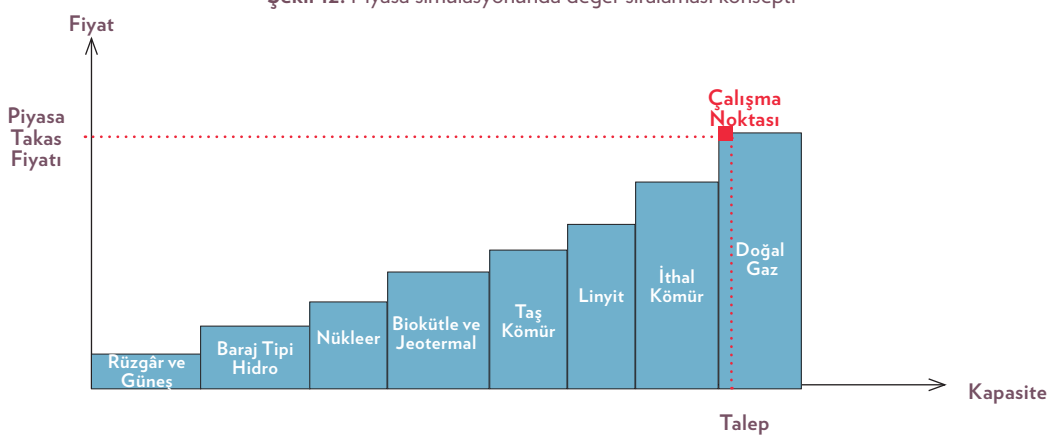
Santrallerin fayda sıralaması (*merit order*), artan fiyat sırasına (kısa vadeli marjinal üretim maliyetlerinin sırasını yansıtabilir) ve bazen de kirliliğe ve buna bağlı olarak üretilecek enerji miktarına dayalı olarak mevcut elektrik üretim teknolojilerini sıralamanın bir yoludur (bakınız Şekil 12). Piyasa simülasyonunda sıralama, marjinal maliyeti en düşük olanlar talebi karşılamak için ilk hizmete alınacak ve marjinal maliyeti en yüksek olan tesisler en son kullanılacak şekildedir. Üretimin bu şekilde dağıtılması (Ekonomik Güç Dağıtım) elektrik üretim maliyetini en aza indirir.

Piyasa simülasyon motoru, yukarıda bahsedilen girdi verilerini, bir dizi teknik kısıtlamaya tabi olan sistemin toplam işletme maliyetini en aza indirmeyi amaçlayan bir optimizasyon modeline yerleştirir. Burada ana kısıtlamalara örnek olarak, farklı enerji santrallerinin yük al/yük at hızı gereksinimi, jeneratörlerin minimum çalışma ve durma süreleri, jeneratörlerin izin verilen çalışma aralıkları, bakım gereksinimleri, hidroelektrik santrallerinin haftalık enerji kısıtlamaları verilebilir.

Piyasa simülasyonlarındaki varsayımlar:

- Şebeke kısıtlamaları ihmal edilmiştir.
- Rüzgâr, güneş ve nehir tipi hidroelektrik santralleri negatif yük (feed-in) olarak modellenmiştir.
- Baraj tipi hidroelektrik santrallerin haftalık enerji kısıtlamalarında tarihsel kayıtlar dikkate alınmıştır.

Şekil 12. Piyasa simülasyonunda değer sıralaması konsepti



Şekil 13 Şebeke simülasyonunun girdi, çıktı ve temel varsayımları



- Nükleer enerji santrallerinde bakım minimum talep periyotlarında gerçekleşmektedir.
- Sistem talep profili, yüzde olarak ortalama yıllık artış oranına göre ölçeklendirilerek oluşturulmuştur.
- Dağıtık yenilenebilir kaynaklar yüksek gerilim trafo merkezlerinde toplanmıştır.
- Sıcak rezerv gereksinimi yenilenebilir üretimdeki artış göz önüne alınarak ayarlanmıştır.

Piyasa simülasyonunun çıktıları:

- Farklı üretim teknolojilerinin saatlik üretim dağıtımları
- Farklı jeneratörlerin güç üretimleri
- Her bir saatteki marjinal jeneratör
- Her bir saatteki yenilenebilir kısıtlaması

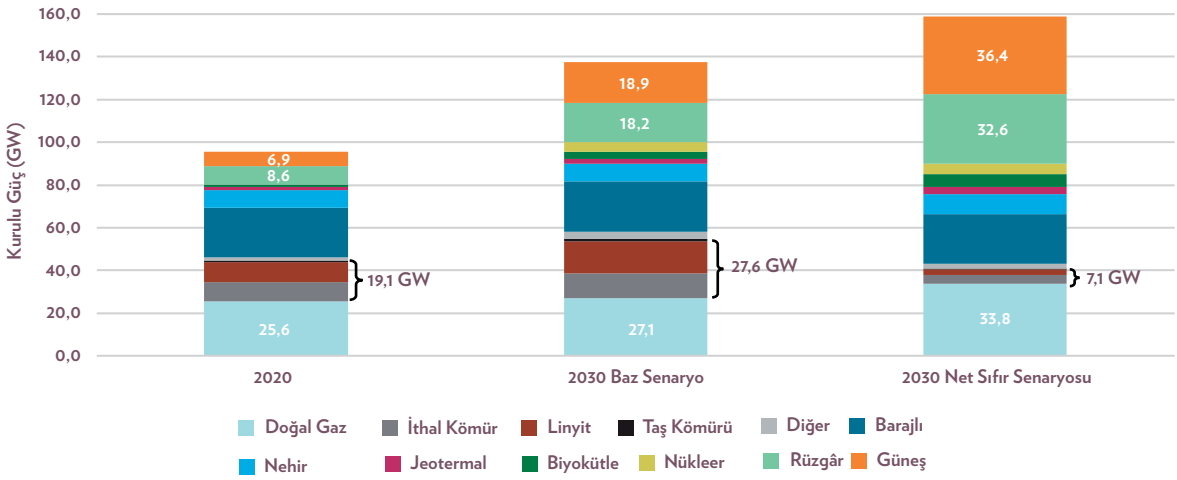
Piyasa simülasyonu gerçekleştirildikten sonra, iletim şebekesinin farklı teknolojilerin elektrik üretimi üzerindeki etkisini araştırmak için ilgili çıktılar şebeke simülasyonuna eklenir. Şebeke simülasyonu için girdiler, çıktılar ve temel varsayımlar Şekil 13'te sunulmaktadır.

Piyasa ve şebeke simülasyonlarının çıktılarını kullanarak şebekenin getirdiği maliyet öğeleri aşağıdaki gibidir:

- **Yeniden üretim dağıtımı (*redispatch*) gereksinimi:** "Yeniden üretim dağıtımı", şebeke kısıtlarının çözümü için konvansiyonel santrallere (doğal gaz, kömür ve linyit santralleri) verilen talimat miktarının yıllık toplamına karşılık gelir. Piyasa ve şebeke simülasyonu sonuçları arasındaki saat bazında farkların yıllık toplamı olarak hesaplanmıştır. Piyasa simülasyonları iletim şebekesini göz ardı ederek ideal çözümü (üretim dağıtımı) sunar. Öte yandan şebeke simülasyonu, iletim şebekesi kısıtlamalarının dikkate alındığı yeni çözümler (üretim dağıtımı) sunmaktadır. Piyasa çözümleri en düşük maliyetli çözüm olduğundan, yeniden üretim dağıtımı miktarı, iletim şebekesi kısıtlamalarının getirdiği ek maliyeti yansıtır. Yeniden üretim dağıtımı toplam maliyeti, yeniden üretim dağıtımı miktarının piyasa takas fiyatı ile çarpımlarının toplamıdır[9].

9 SHURA Energy Transition Center. Increasing the Share of Renewables in Turkey's Power System. May 2018 (https://www.shura.org.tr/increasing-the-share-of-renewables-in-turkeys-power-system/)

Şekil 14. 2030 Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryolarındaki üretim kapasiteleri



- **Yenilenebilir üretimin kısıtlanması:** Yenilenebilir üretimin kısıtlaması, yenilenebilir kapasitesi miktarının kullanımını yansıtan bir maliyet öğesidir. Yenilenebilir kaynaklar en düşük maliyetli üretim seçeneği olarak modellendiğinden, piyasa simülasyonunda saatlik bazdaki üretim kapasiteleri mümkün olan en üst seviyede kullanılır ve sadece toplam yenilenebilir üretim miktarının toplam tüketim miktarından büyük olduğu saatlerde yenilenebilir üretimde bu fark kadar kısıtlama yapılır. Ancak, şebeke simülasyonunda, iletim şebekesindeki kısıtlar nedeniyle de yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminde kısıtlamalar olabilir. Yenilenebilir enerji kısıtlanma maliyetleri, iletim şebekesi kısıtlamaları nedeniyle yaşanan üretim fırsat maliyetidir. Yenilenebilir üretim kısıtlanma maliyeti, kısıntı miktarının piyasa takas fiyatı ile çarpımlarının toplamıdır[10].

10 SHURA Energy Transition Center. Integration of Renewable Energy into the Turkish Electricity System. April 2022. https://shura.org.tr/en/integration-of-renewable-energy-into-the-turkish-electricity-system/

- **Ek şebeke yatırım gereksinimi:** Şebeke simülasyonunda iletim şebekesinin operasyonel kısıtlamaları dikkate alınır ve daha önce bahsedildiği gibi yeniden üretim dağıtım eylemi gerçekleştirilerek ihlaller hafifletilir. İhlallerin yeniden üretim dağıtımıyla giderilmemesi durumunda, ek şebeke yatırımı şebeke simülasyonu[7] tarafından belirlenecektir. Şebeke yatırımları, iletim hatları, iletim trafo merkezleri ve trafo yatırımları ile dağıtım hatları, dağıtım trafo merkezleri ve trafo yatırımlarını içermektedir.

2.2.2.2. Üretim Kapasitesi

Piyasa ve şebeke simülasyonlarının temel girdisi Şekil 14'te verilen 2030 Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu üretim kapasiteleridir. Şekil 14'te görüldüğü gibi, konvansiyonel üretim teknolojileri arasındaki temel fark, kömür yakıtlı elektrik santralleri ile ilgilidir. Mevcut politika paradigmasında, 2020'de 19,1 GW olan kömürlü termik santrallerin kurulu gücü 2030'da 27,6 GW'ye yükseltilecektir (Baz Senaryo). Ancak, 2050 Net Sıfır Senaryosu esas alındığında, kömürle çalışan santrallerin kurulu gücü 2030'da 7 GW'ye düşmektedir.

Piyasa simülasyonu perspektifinden belirli bir teknolojiye sahip tüm enerji santralleri, örneğin ithal kömür, aşamalı olarak kullanımdan kaldırılmak için aynı önceliğe sahiptir. Bunun ana nedeni, piyasa simülasyonunun iletim şebekesini ve sonuç olarak enerji santrallerinin coğrafi konumunu göz ardı etmesidir. Bu nedenle, eşdeğer bir temsili enerji santrali kullanılabilir. Ancak şebeke açısından bakıldığında, elektrik santrallerinin şebeke içindeki dağılımı büyük önem taşımaktadır. Net Sıfır Senaryosu kapsamındaki şebeke simülasyonu için, aşamalı olarak kullanımdan kaldırılacak kömürle çalışan elektrik santralleri aşağıdaki kriterlere göre seçilir:

- **Kurulu Güç:** Kurulu gücü 50 MW'nin altında olan kömür yakıtlı santraller önceliklidir.
- **Üretim Teknolojisi:** Öncelik sıralaması şöyledir: 1. Taşkömürü; 2. Linyit; 3. İthal Kömür. Bu önceliklendirme, kömür santrali teknolojilerinin ortalama verimliliğine ve emisyonuna dayalı olarak yapılmıştır.
- **Kurulum Yılı:** Eski santraller önceliklidir.
- **Mülkiyet:** Devlete ait olanlar önceliklidir.

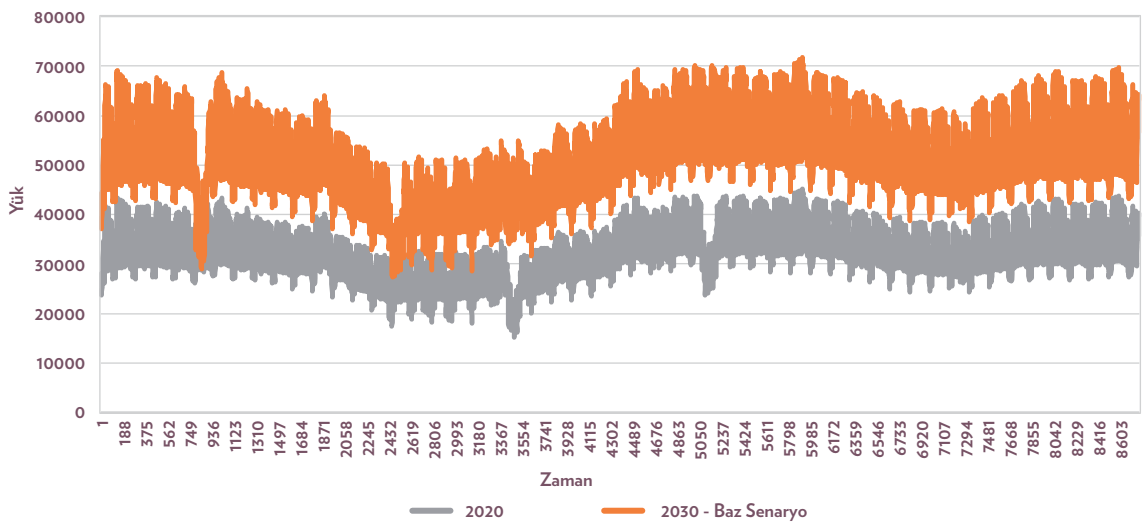
2.2.2.3. Sistem Yükü ve Yenilenebilir Üretim Profili

Toplam sistem yükü, ilgili profilin Şekil 15'te gösterildiği "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporundan alınmıştır.

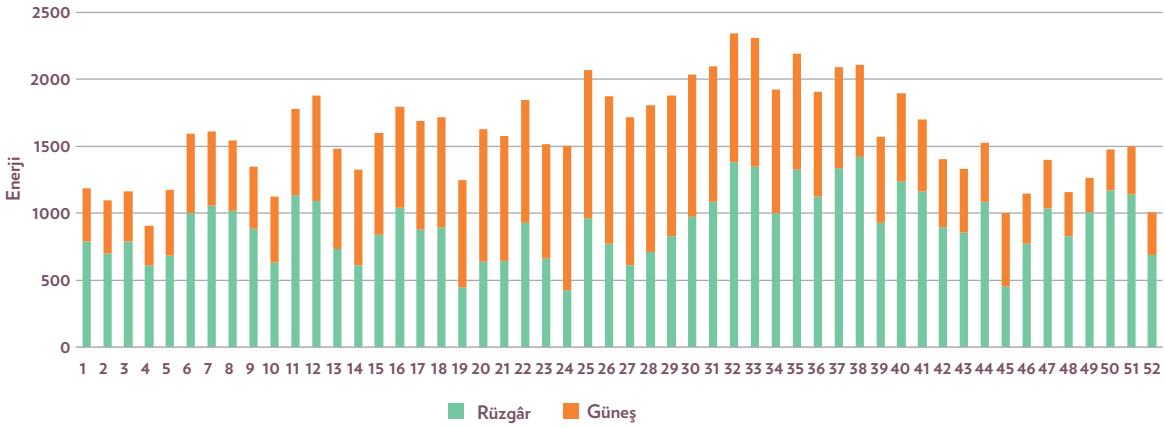
Bu çalışmada, "Türkiye Elektrik Sisteminde Yenilenebilir Enerjinin Payının Artırılması" raporundan[8] alınan yenilenebilir enerji üretim profilleri dikkate alınmıştır. Burada, yenilenebilir kaynakların dağıtımına yönelik sistem odaklı yaklaşım ele alınmaktadır. Rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin toplu enerji üretim profilleri Şekil 16'da gösterilmektedir (Baz Senaryo).

Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu kapsamındaki yıllık yük ve yenilenebilir enerji verileri Tablo 4'te gösterilmiştir.

Şekil 15. 2020 ve 2030 yıllarında Baz Senaryo için saatlik çözünürlükte toplam yük



Şekil 16. Rüzgâr ve güneş santrallerinin toplu üretim profilleri (haftalık çözünürlük) (Baz Senaryo)



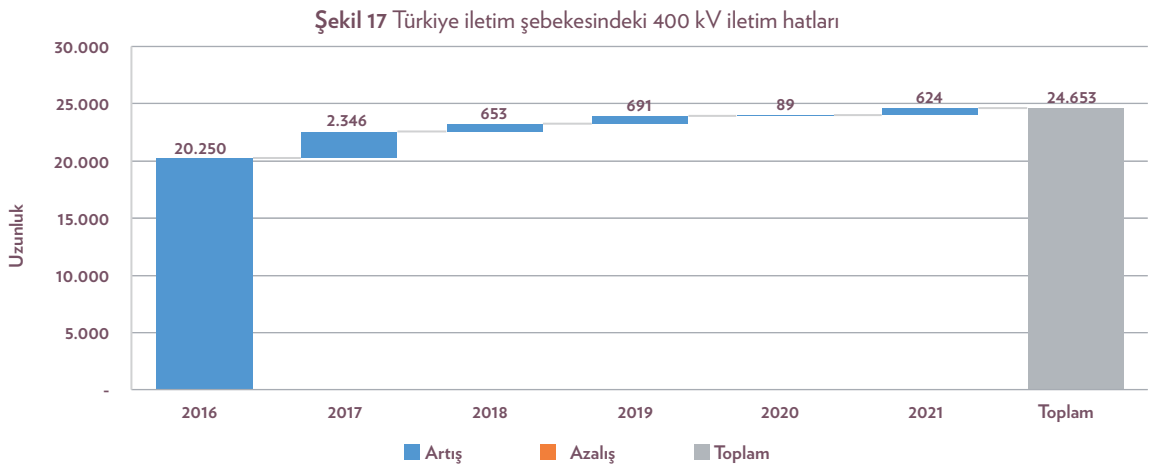
Tablo 4. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu kapsamında yıllık yük ve yenilenebilir enerji verileri

Yıl	YEK Kurulu Gücü (GW)		Yük (TWh)	
	Baz Senaryo	Net Sıfır Senaryosu	Baz Senaryo	Net Sıfır Senaryosu
2020	15,5	15,5	304,9	304,9
2021	17,5	19,9	321,0	321,8
2022	19,4	24,2	337,0	338,8
2023	21,3	28,5	353,1	355,8
2024	23,5	33,3	367,9	371,7
2025	25,6	38,1	382,7	387,6
2026	27,8	42,9	397,5	403,5
2027	30,1	49,5	413,1	420,7
2028	32,4	56,0	428,7	437,9
2029	34,8	62,5	444,4	455,1
2030	37,1	69,0	460,0	472,3

2.2.2.4. İletim Şebekesi

2016-2021 yılları arasındaki 400 kV şebeke yatırımı Şekil 17'de gösterilmektedir. Son şebeke haritasında belirtilen Türkiye'nin 400 kV şebeke yatırım planlarına göre, toplam 7.989 km yeni iletim hattı eklenmesi ve bu yatırımların 2030 yılına kadar tamamlanması beklenmektedir. Bu, 2020 ile 2030 yılları arasında yılda ortalama yaklaşık 800 km yeni iletim hattının eklenmesine karşılık gelmektedir. Bu yıllık ortalama yatırım miktarı yüksek bir hedef gibi görünmekle birlikte, TEİAŞ'ın yıllık ortalama yatırım miktarları ile kıyaslanabilir düzeydedir; dolayısıyla gerçekleştirilebilir.

Şekil 17 Türkiye iletim şebekesindeki 400 kV iletim hatları



2.2.2.5. Şebeke Esneklik Seçenekleri

Bu çalışmada kullanılan esneklik çözümleri, depolama sistemleri (pompajlı hidroelektrik santral ve batarya) ve piyasa bağlantısındaki enterkoneksiyonlardan gelen esnekliktir. Her senaryodaki esneklik seçenekleri Şekil 18'de gösterilmektedir.

2030 Net Sıfır Senaryosunda dikkate alınan depolama sistemleri, Gökçekaya HES'te 1 GW puant kapasiteli pompajlı hidroelektrik santral ve 154 kV trafo merkezlerine dağıtılan toplam 4,67 GW puant Li-ion pil kapasitesidir (nispeten daha büyük talebe sahip trafo merkezlerine öncelik verilmiştir). Depolama cihazlarının şarj/deşarj profilleri, piyasa ve şebeke simülasyonları ile belirlenmektedir.

Enterkoneksiyonlarla ilgili olarak, Türkiye şebekesi, Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı (ENTSO-E) şebekesi ile senkron bir ara bağlantıya ve Gürcistan şebekesi ile Yüksek Gerilim Doğru Akım Arka Arkaya (HVDC B2B) ara bağlantısına sahiptir. Net transfer kapasiteleri (NTC) sırasıyla 500 MW (minimum) ve 700

Şekil 18. Her bir senaryodaki esneklik seçenekleri



MW'dir (maksimum)[11]. Günümüzde, enterkoneksiyonlarda ticaret, NTC'lerin kapasite açık artırma mekanizması aracılığıyla paylaştırılmasına dayalıdır[12]. Planlı enerji işlemleri, TEİAŞ'ın otomatik üretim kontrol *(automatic generation control - AGC)* sistemi ile kontrol edilmektedir. Henüz komşu ülkelerdeki spot piyasalarla sabit bir piyasa bağlantısı olmadığı için enterkoneksiyon hatlarının esnekliği sınırlıdır. Çalışmada, enterkoneksiyonların sağladığı esnekliğin, piyasa birleştirme ve dengesizlik netleştirmesi dahil olmak üzere uygun piyasa mekanizmaları aracılığıyla maksimize edileceği varsayılmaktadır.

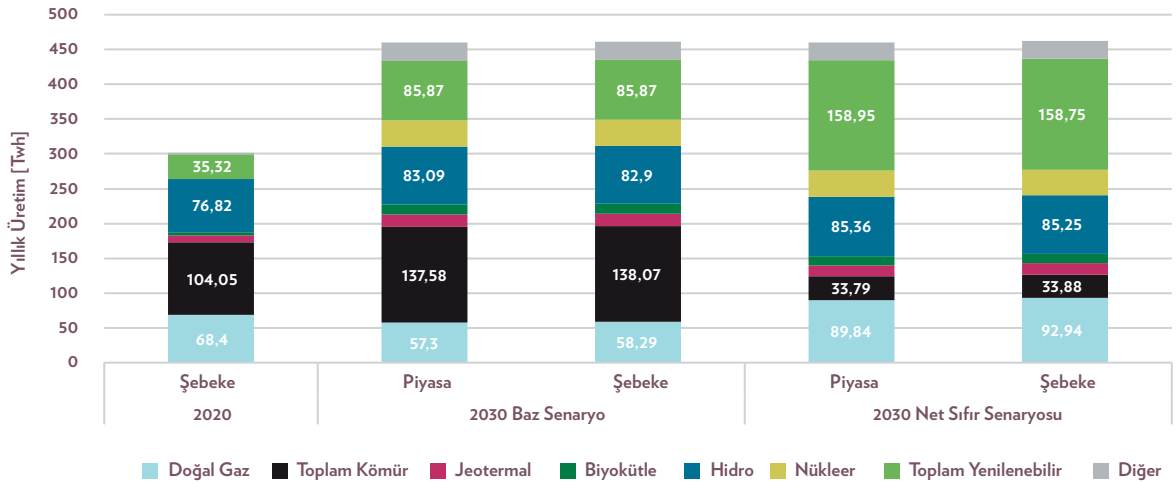
2.2.3. Sonuçlar

2.2.3.1. 2030 yılı için piyasa ve şebeke simülasyonu sonuçları

Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu altında 2030 yılı için piyasa ve şebeke simülasyon sonuçları Şekil 19'da gösterilmektedir. 2030 yılında şebeke simülasyonu sonuçlarının piyasa simülasyonu ile karşılaştırıldığında, doğal gazdan üretilen gücün Baz Senaryoda 1 TWh ve Net Sıfır Senaryosunda 3,1 TWh arttığını gözlenmektedir. Nispeten pahalı teknolojinin üretimindeki bu artış, şebeke kısıtlamalarından kaynaklanmaktadır.

Konvansiyonel santrallerin çalışma düzenini ifade eden yıllık kapasite faktörleri, piyasa ve şebeke simülasyonlarının rasyonelliğini değerlendirmek için Şekil 20'de gösterilmektedir. Görüldüğü gibi, Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryolarında ulaşılan değerler, 2020 yılında gerçekleşen değerlerle karşılaştırıldığında normal görünmektedir. Bu gözlem, yürütülen piyasa ve şebeke simülasyonlarının Türkiye'nin enerji sistemini temsil etmedeki başarısını teyit etmektedir.

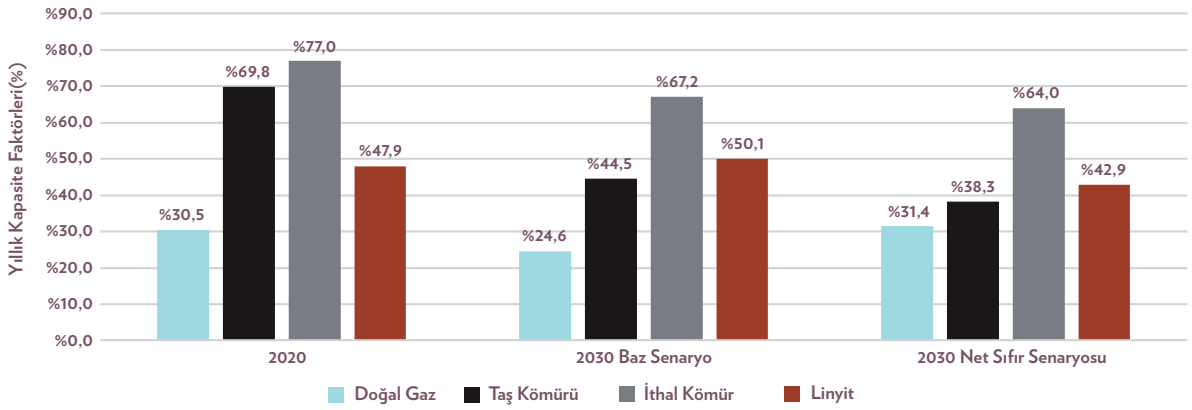
Şekil 19. 2030 yılında Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu için piyasa ve şebeke simülasyonları sonuçları



11 Gürcistan ile bağlantıda NTC, bölgedeki her iki ülkede de hidroelektrik satraller bazlı üretim nedeniyle mevsime bağlıdır ve ilkbahar ve yazın ilk dönemlerinde minimumdur.

12 TEİAŞ raporu: https://tcat.teias.gov.tr/

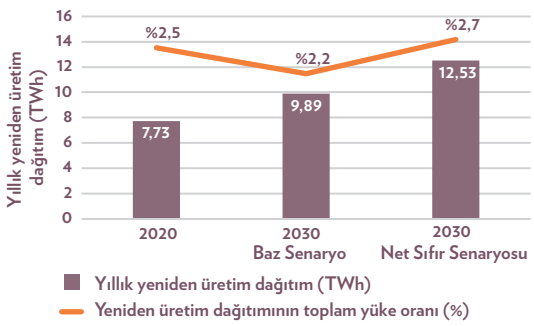
Şekil 20. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu için konvansiyonel güç santrallerinin yıllık kapasite faktörleri



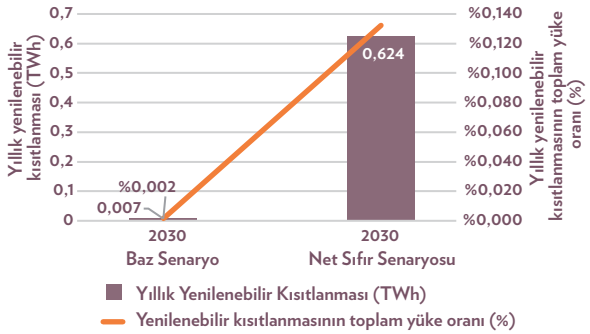
Bölüm 2.2.2.1'de bahsedildiği gibi, yeniden üretim dağıtımı ve yenilenebilir kısıtlanması, maliyet değerlendirmesi için piyasa ve şebeke simülasyonlarının ana çıktıları arasındadır. Şekil 21, 2050 Net Sıfır Senaryosunu dikkate alarak 2020 yılı, 2030 yılı baz senaryosu ve 2030 yılı için yıllık yeniden üretim dağıtım miktarlarını göstermektedir. Yıllık yeniden üretim dağıtım miktarı 2020 yılından 2030 yılına kadar artırılsa da farklı senaryolar altında sistemin toplam yüküne ilişkin oran hemen hemen aynıdır. Şekil 21'deki gözlemler, Net Sıfır Senaryosunun Türkiye'nin güç sistemine ek yeniden üretim dağıtım stresi getirmediğini ortaya koymaktadır. Farklı senaryolar altında yıllık yenilenebilir kısıtlama miktarı Şekil 22'de gösterilmektedir. Görüldüğü gibi yenilenebilir kısıntı miktarları ihmal edilebilecek düzeydedir.

Piyasa ve şebeke simülasyonundan elde edilebilecek bir diğer maliyet öğesi ise ek şebeke yatırım gereksinimidir. Şekil 23, 2030 Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryoları kapsamında 400 kV seviyesinde gereken ek yatırımları göstermektedir. Mevcut plan, 2030 yılına kadar 7.989 km ilave 400 kV iletim hattı yatırımı göstermektedir. Bu, 2020 ile 2030 yılları arasında yılda yaklaşık 800 km'ye

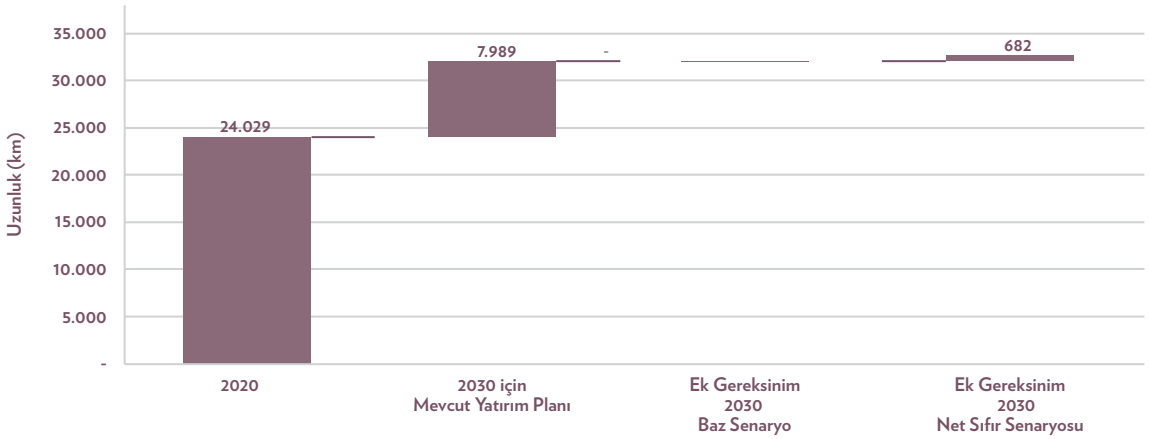
Şekil 21. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosunda yıllık yeniden üretim dağıtım



Şekil 22. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosunda yıllık yenilenebilir kısıtlanması



Şekil 23. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosunda 400 kV seviyesinde gerekli ek yatırım



karşılık gelmektedir. Bölüm 2.2.2.4'te tartışıldığı gibi, yıllık ortalama 400 kV iletim hattı yatırımı 2016'dan 2020'ye kadar her yıl yaklaşık 880 km'dir. Şekil 22'de gösterilen şebeke simülasyon sonuçlarına göre, planlanan yatırımlar 2030 yılı baz senaryosu için yeterlidir. Bununla birlikte, 2030 yılında, 2050 Net Sıfır Senaryosu 682 km daha fazla 400 kV iletim hattı yatırımı gerektirmektedir ve bu da 2030 yılı için mevcut yatırım planına %8,5 ilaveye karşılık gelir.

2.2.3.2. Şebeke Maliyetleri

İletim şebekesinin 2020'den 2030'a uyguladığı maliyet öğeleri, yeniden üretim dağıtımı ve yenilenebilir üretimin kısıtlanması, Tablo 5'te gösterilmiştir. Bölüm 2.1'de bahsedildiği üzere yeniden üretimin dağıtılması ve üretimin kısıtlanması maliyet öğeleri fırsat maliyeti olarak değerlendirilir ve yeniden üretimin dağıtımı ve kısıtlama miktarının piyasa takas fiyatı ile çarpılmasıyla hesaplanır. Tablo 5'e göre, 2020'den 2030'a kadar, yeniden üretim dağıtım ve yenilenebilir kısıtlanması bakış açısından, 2050 Net Sıfır Senaryosunun maliyeti, baz senaryodan toplamda 180 milyon dolar daha fazladır.

Şebeke ilave yatırım maliyetini hesaplamak için Şekil 23'teki sonuçlar kullanılmaktadır. Net Sıfır Senaryosunda 2030 yılında Baz Senaryoya kıyasla 682 km ilave 400 kV iletim hattı gerekecektir. Ancak, 682 km'lik ilave 400 kV hattı, 2020'den 2030'a kadar eklenen 400 kV iletim hattının kümülatif miktarıdır. Bunun nedeni, iletim şebekesi genişletme planlarının genellikle mevcut şebekeye eklenmesi ve 2020'den 2030'a hiçbir iletim hattının aşamalı olarak kaldırılmamasıdır. Burada dikkat edilmesi gereken bir diğer nokta ise, 400 kV seviyesindeki herhangi bir yatırımın daha düşük gerilim seviyelerinde de yatırımlara (154 kV seviyesindeki yatırımlar, 400 kV/154 kV trafo merkezi yatırımları dağıtım şebekesi ve dağıtım sistemleri ve daha düşük gerilim seviyelerinde de yatırımlar) yol açmasıyla sonuçlanmasıdır. Alt seviyedeki gerekli yatırımları hesaplamak için iletim ve dağıtım sistemleri seviyelerindeki son yatırım rakamları incelenebilir (bkz. Tablo 6).

Tablo 5. İletim şebekesinin 2020'den 2030'a uyguladığı maliyet öğeleri (Yeniden üretim dağıtım ve yenilenebilirin kısıtlanması)

Yıl	Yeniden Üretim Dağıtım (TWh)		YEK Kısıtlanması (TWh)		Yıllık Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (dolar/MWh)		Maliyet (milyon dolar)	
	Baz Senaryosu	Net Sıfır Senaryosu	Baz Senaryosu	Net Sıfır Senaryosu	Baz Senaryosu	Net Sıfır Senaryosu	Baz Senaryosu	Net Sıfır Senaryosu
2020	7,73	7,73	0	0	35,2	35.2	272,1	272,1
2021	7,98	8,27	0,0008	0,0708	40,4	38.6	322,3	322,0
2022	8,21	8,77	0,0016	0,1346	45,0	41.6	370,0	370,5
2023	8,42	9,21	0,0022	0,1923	49,3	44.4	415,2	417,2
2024	8,67	9,69	0,0030	0,2543	54,3	47.3	470,7	470,6
2025	8,72	10,12	0,0032	0,3113	55,2	50.1	481,5	522,5
2026	9,11	10,53	0,0045	0,3637	63,2	52.6	575,6	572,6
2027	9,32	11,09	0,0052	0,4368	67,6	56.1	630,8	646,2
2028	9,53	11,61	0,0058	0,5041	71,7	59.3	683,7	717,9
2029	9,71	12,09	0,0064	0,5663	75,5	62.2	734,4	787,6
2030	9,89	12,53	0,007	0,624	79,1	65	782,9	855,0
Toplam Maliyet (milyar dolar)							**5,78**	5,95
2050 Net Sıfır Yolu Üretim Dağıtım ve Üretim Kısıtlanma İlave Maliyeti (milyar dolar)							**+ 0,18**	

Tablo 6. İletim ve dağıtım sistemleri seviyelerinde son yıllardaki yatırım verileri

Yıl	İlave İletim Hatları (km)		İlave Trafo Merkezi Sayısı	İlave Trafo Sayısı	Yatırım (milyar euro)	İlave Dağıtım Hatları (km)		İlave Trafo Sayısı	Yatırım (milyar dolar)
	Gerilim Seviyesi					Tip			
	400 kV	154 kV				Havai Hat	Kablo		
2017	2.346	2.612	237	126	0,63	2.364	23.659	14.528	1,44
2018	653	1.265	0	101	0,51	18.889	16.731	17.928	0,87
2019	691	1.129	51	111	0,43	12.568	13.431	17.178	1,14
2020	89	985	2	0	0,42	399	14.411	13.803	1,09
2021	624	646	31	264	0,61	95.612	62.728	9.144	1,40

Tablo 6'daki verilere göre, 1km 400 kV iletim hattı ekleme maliyeti; gerekli 154 kV hat, 400 kV/ 154 kV trafo merkezi ve dağıtım sistemi gibi tüm aşağı akış yönündeki maliyetler dahil olmak üzere 1,94 milyon Euro'dur. Bu nedenle, 2050 net sıfır yolu için ihtiyaç duyulan ek iletim ve dağıtım sistemi yatırımı, Tablo 7'te belirtildiği gibi 1,32 milyar dolardır..

Tablo 7. 2050 Net Sıfır Senaryosu için iletim ve dağıtım sisteminde gerekli toplam yatırım

Net Sıfır Senaryosunda gerekli ilave 400 kV hat	1 km 400 kV iletim hattının eklemesi için alt seviye maliyetler dahil toplam maliyet	Net ıfır yolu için iletim ve dağıtım sisteminde gerekli toplam yatırım
682 km	1,94 milyon dolar	1,32 milyar dolar

2.3. ENERJİ SEKTÖRÜNÜN SAĞLIK MALİYETİ

Baz Senaryoya göre Net Sıfır Senaryosundan kaynaklanan sağlık maliyeti/tasarrufu, Tablo 8'de verilmektedir. Hesaplama, kömürlü termik santrallerin yıllık üretimleri kullanılarak ve sağlık maliyeti 3 dolar-cent/kWh olarak kabul edilerek[13,14] yapılmaktadır. Tablo 8'e göre, Baz Senaryodan Net Sıfır Senaryosuna geçilerek elde edilen toplam tasarruf 15,93 milyar dolardır..

Tablo 8. 2020'den 2030'a kadar sağlık maliyeti/tasarrufu

Yıl	Yıllık Üretim Baz Senaryo (TWh)			Yıllık Üretim 2050 Net Sıfır Senaryosu (TWh)			Toplam Kömürlü Üretim (TWh)			Birim Sağlık Maliyeti (Dolar Cent/kW)	İlave Sağlık Maliyeti (milyar dolar)
	Taş Kömür	İthal Kömür	Linyit	Taş Kömür	İthal Kömür	Linyit	Baz Durum	2050 Net Sıfır	Fark		
2020	3,892	56,905	42,436	3,892	56,905	42,436	103,2	103,2	0,0		0.00
2021	4,037	57,205	52,459	3,656	55,301	47,301	113,7	106,3	-7,4		-0.22
2022	4,181	57,506	62,481	3,420	53,696	52,165	124,2	109,3	-14,9		-0.45
2023	4,326	57,806	72,504	3,184	52,092	57,03	134,6	112,3	-22,3		-0.67
2024	4,443	56,882	75,893	3,051	46,106	54,453	137,2	103,6	-33,6		-1.01
2025	4,559	55,958	79,283	2,917	40,120	51,875	139,8	94,9	-44,9	3,0	-1.35
2026	4,676	55,034	82,672	2,784	34,134	49,298	142,4	86,2	-56,2		-1.68
2027	4,792	54,11	86,061	2,65	28,148	46,72	145,0	77,5	-67,4		-2.02
2028	4,975	52,203	86,139	2,100	23,506	36,618	143,3	62,2	-81,1		-2.43
2029	5,159	50,297	86,216	1,551	18,865	26,517	141,7	46,9	-94,7		-2.84
2030	5,342	48,39	86,294	1,001	14,223	16,415	140,0	31,6	-108,4		-3.25
										Toplam Sağlık Maliyeti (milyar dolar)	-15,93

13 1 Dolar= 1 EUR varsayılmıştır.

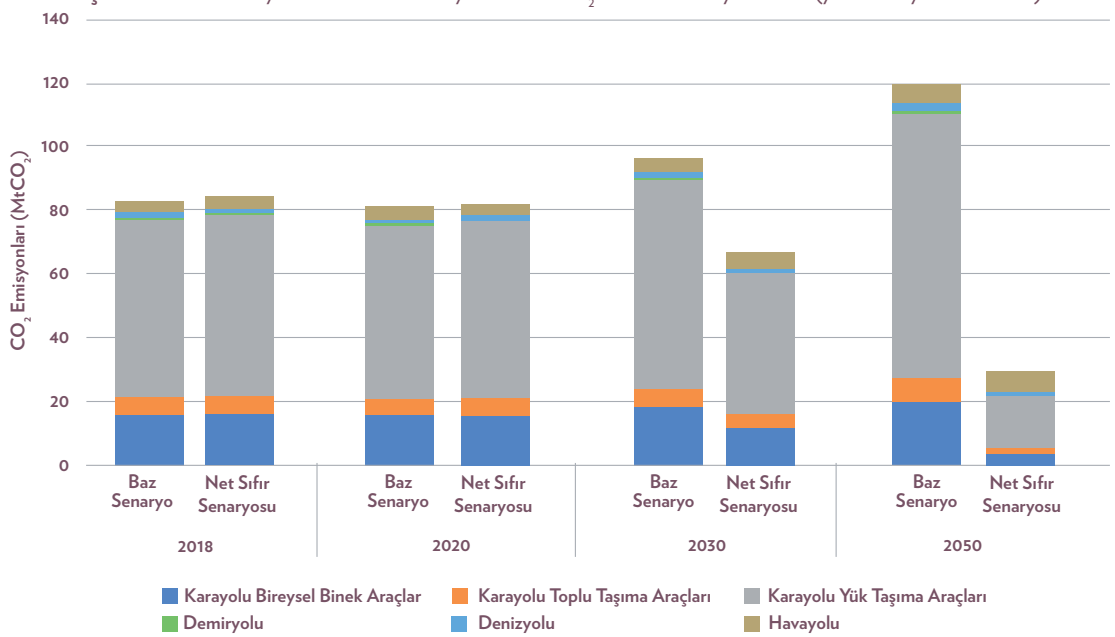
14 ATSE, "The Hidden Costs of Electricity: Externalities of Power Generation in Australia (https://www.atse.org.au/wp-content/uploads/2019/01/the-hidden-costs-of-electricity.pdf)

3. ULAŞIM SEKTÖRÜ

Raporun bu bölümünde ulaşım sektöründe uygulanan yöntem, varsayımlar, referanslar ve sonuçlar açıklanmıştır. Çalışmada, İstanbul Politikalar Merkezi'nin "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda yer alan Net Sıfır Senaryosu için Baz Senaryoya göre gerekli ilave maliyetler ve faydalar 2020-2030 dönemi için hesaplanmıştır. Ulaşım sektöründe yatırım maliyetleri hesaplanırken, Net Sıfır Senaryosunda 2030'a kadar Baz Senaryoya göre gerekli ilave elektrifikasyon altyapısı ihtiyacı için Dünya Bankası Grubu tarafından 2022 Haziran ayında yayınlanmış olan "Ülke İklim ve Kalkınma Raporu - Türkiye" adlı raporda[15] göz önüne alınan birim yatırım maliyetleri kullanılmıştır. Nitekim, Baz Senaryoda 2020-2030 dönemindeki varsayımlar ve emisyon sonuçları ile Dünya Bankası Grubu raporunda bulunan *"Business as Usual – BAU"* Senaryosunda 2030 yılına kadarki varsayımlar ve emisyon değerleri birbirine oldukça yakındır.

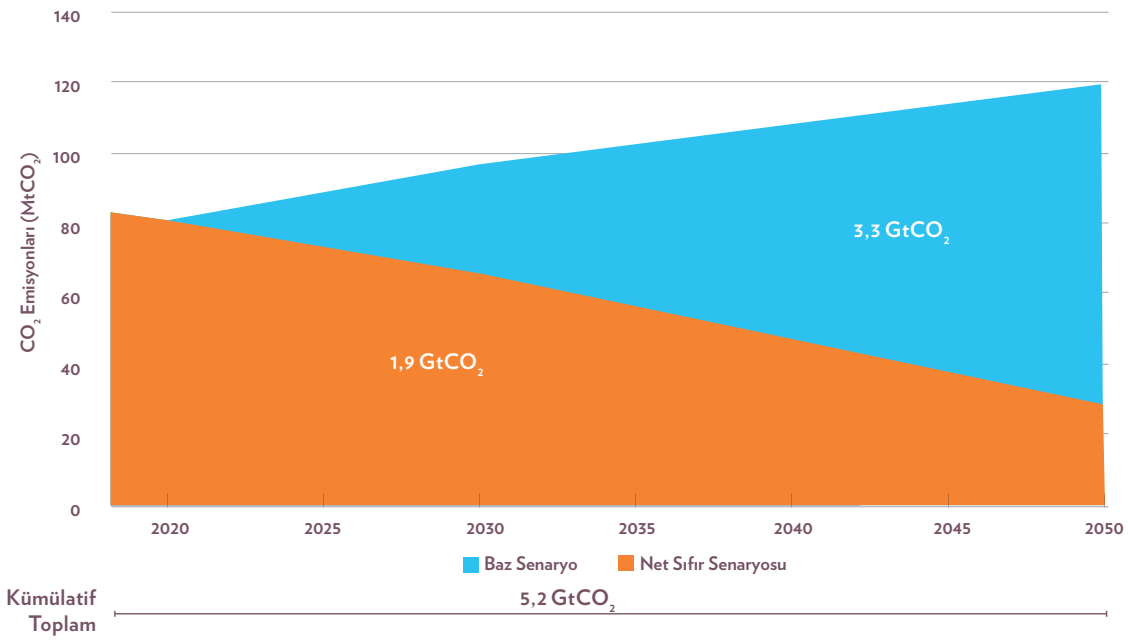
Ulaşım sektöründe Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosundaki CO_2 salımlarının yöntem, varsayımlar ve hesaplama detayları "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda açıklanmış olup, Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu arasındaki CO_2 salımlarının kıyaslaması Şekil 24'te gösterilmiştir.

Şekil 24. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosundaki CO_2 salımlarının kıyaslaması (yıllık emisyon miktarları)



15 World Bank Group, "Country Climate and Development Report – Turkey" https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37521

Şekil 25. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryodaki CO_2 salımlarının kıyaslaması (kümülatif emisyon miktarları)



Şekil 24'te de görüleceği üzere, ulaşım sektörünün yıllık bazda CO_2 emisyon miktarları 2030 yılında Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosunda sırasıyla 96,5 $MtCO_2$ ve 65,3 $MtCO_2$'dir. Ulaşım sektörünün 2030 yılına kadar kümülatif CO_2 emisyon miktarları Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosunda sırasıyla 1.139,3 $MtCO_2$ ve 967,6 $MtCO_2$'dir (Şekil 25). Ulaşım sektöründeki CO_2 emisyonlarında en büyük pay karayolu yük taşımacılığındadır. 2030 yılında karayolu yük taşımacılığının ulaşım sektöründeki toplam CO_2 emisyonlarındaki payı Baz Senaryo ve NS Senaryosunda sırasıyla %67 ve %56'dır.

Dünya Bankası Grubu'nun ilgili raporunda BAU Senaryoda ulaşım sektörünün 2030 yılındaki CO_2 emisyonları yaklaşık 98,0 $MtCO_2$, İPM raporunda Baz Senaryoda ulaşım sektörünün 2030 yılındaki CO_2 emisyonu ise 96,5 $MtCO_2$'dir.

Diğer yandan, her iki çalışmanın Net Sıfır Senaryo patikaları kıyaslandığında, Dünya Bankası Grubu raporunda ulaşım sektöründe 2030 yılına kadar daha az emisyon azaltımı öngörülmüştür (2030 yılı emisyonu Dünya Bankası Grubu raporunda yaklaşık 86 $MtCO_2$, İstanbul Politikalar Merkezi raporunda ise 65,32 $MtCO_2$'dir). Bu sonuçlarla uyumlu bir biçimde, 2030 yılında ulaşım sektöründeki elektrifikasyon nedeniyle Net Sıfır Senaryosunda Baz Senaryoya göre ilave elektrik yükü Dünya Bankası Grubu raporunda yaklaşık 14 TWh, İPM raporunda ise 26 TWh'dir.

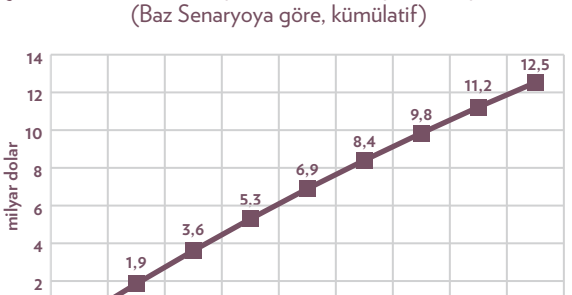
İPM raporunda Net Sıfır Senaryosu için 2030 yılında ulaşım sektörü için öngörülen elektrifikasyon seviyesine, Dünya Bankası Grubu raporundaki Net Sıfır Senaryosunda, yaklaşık 12,5 milyar dolar Baz Senaryoya göre ilave maliyet ile ancak 2036 yılında ulaşılacağı anlaşılmaktadır. Bu yaklaşım ile İPM raporunda Net Sıfır Senaryosu

için 2030 yılında ulaşım sektörü için öngörülen Baz Senaryoya göre ilave yatırım maliyetinin yaklaşık 12,5 milyar dolar olacağı öngörülmektedir (Tablo 2 ve Şekil 26). Bu ilave yatırım maliyetinin içerisinde Baz Senaryoya ilave olarak; yeni elektrikli tren hatları, elektrikli raylara dönüşüm, elektrikli lokomotifler ve hızlı elektrik şarj istasyonları dahildir.

Tablo 9. Net Sıfır Senaryosu - elektrifikasyon ilave yatırımlar (Baz Senaryoya göre, kümülatif)

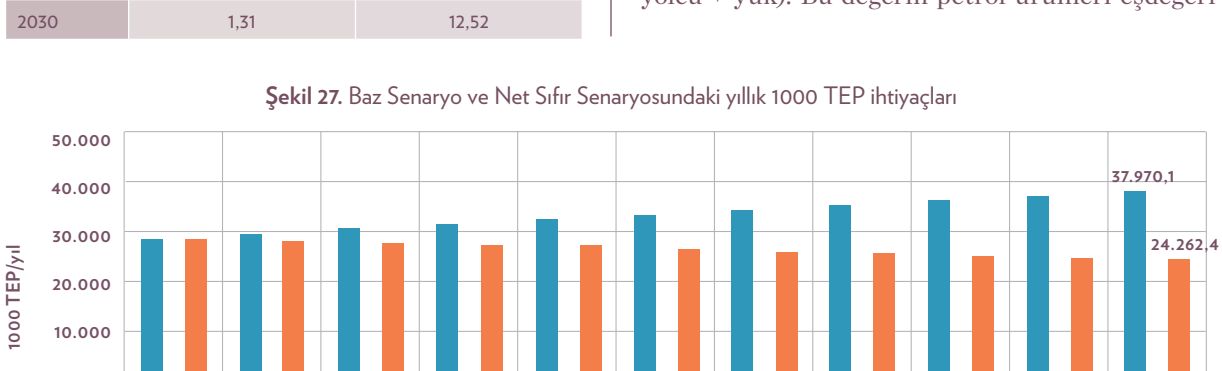
Yıl	Baz Senaryoya göre ilave yatırımlar (yıllık milyar dolar)	Baz Senaryoya göre ilave yatırımlar (kümülatif milyar dolar)
2022	-	-
2023	1,85	1,85
2024	1,76	3,61
2025	1,68	5,29
2026	1,59	6,89
2027	1,52	8,40
2028	1,44	9,84
2029	1,37	11,22
2030	1,31	12,52

Şekil 26. Net Sıfır Senaryosu - elektrifikasyon ilave yatırımlar (Baz Senaryoya göre, kümülatif)

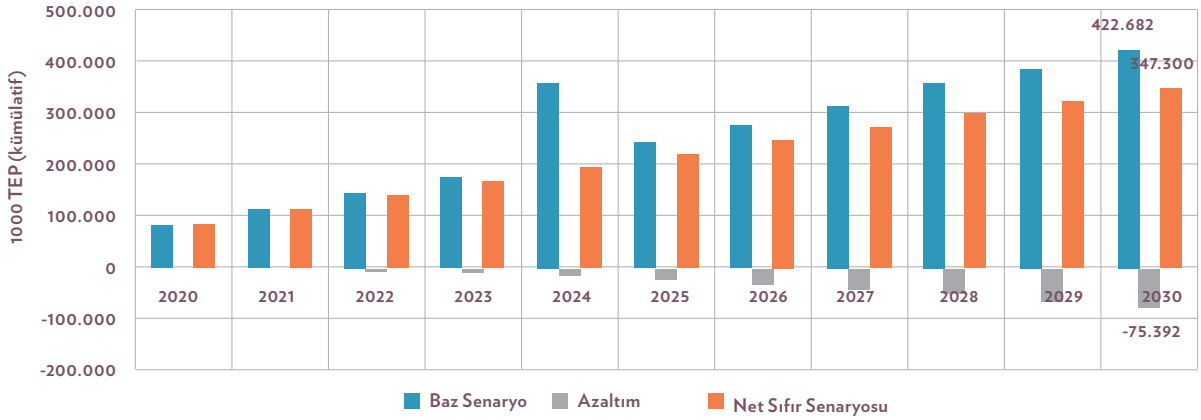


Ulaşım sektöründe 2030'a kadar Baz Senaryoya göre Net Sıfır Senaryosunda petrol ihtiyacındaki azalma 1000 TEP cinsinden yıllık bazda Şekil 18'de, kümülatif olarak ise Şekil 28'de verilmiştir. 2030 yılına kadar Baz Senaryoya göre Net Sıfır Senaryosundaki kümülatif azalma yaklaşık 75 milyon TEP'tir (Şekil 28). Şekil 29'da gösterildiği gibi, bu azaltım %92 oranında karayolları taşımacılığında gerçekleşmiştir (binek araç + toplu taşıma yolcu + yük). Bu değerin petrol ürünleri eşdeğeri

Şekil 27. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosundaki yıllık 1000 TEP ihtiyaçları



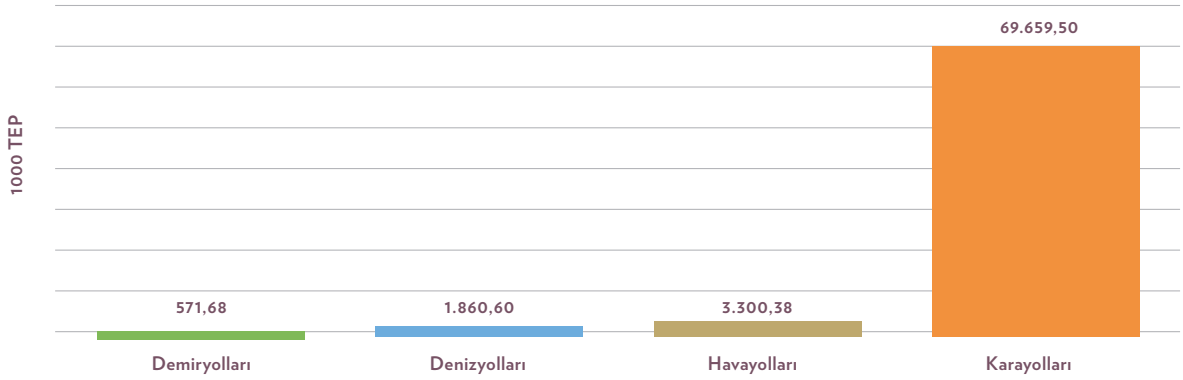
Şekil 28. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosundaki kümülatif 1000 TEP ihtiyaçları



yaklaşık 72 milyon tondur[16] (yaklaşık 103.000 varil petrol ürünü). Brent petrolün varili 100 dolar varsayılırsa, 2030'a kadar ulaşım sektöründe Net Sıdır Senaryosunda Baz Senaryoya göre toplam kazanç yaklaşık 10,3 milyar dolar etmektedir.

Baz Senaryoya göre Net Sıfır Senaryosunda en önemli kazanç sağlık maliyetlerindeki azalmadır. Enerji sektöründe sağlığa zararlı emisyonlar ile sağlık maliyetleri arasındaki ilişkiyi kurmak için öne çıkan yaklaşım, fosil yakıtların tüketilmesi ile üretilen kWh enerji başına hesaplanan birim sağlık maliyetidir. Bu birim maliyet ülkeler arasında farklılıklar göstermektedir. Farklı Avrupa ülkelerinde petrolü yakıt olarak kullanan enerji santrallerinde yapılan bir çalışmada elde edilen sonuçlar Tablo 10'da gösterilmiştir[17]. Tabloda da görüleceği üzere, en küçük birim sağlık maliyeti 3 euro-cent/kWh

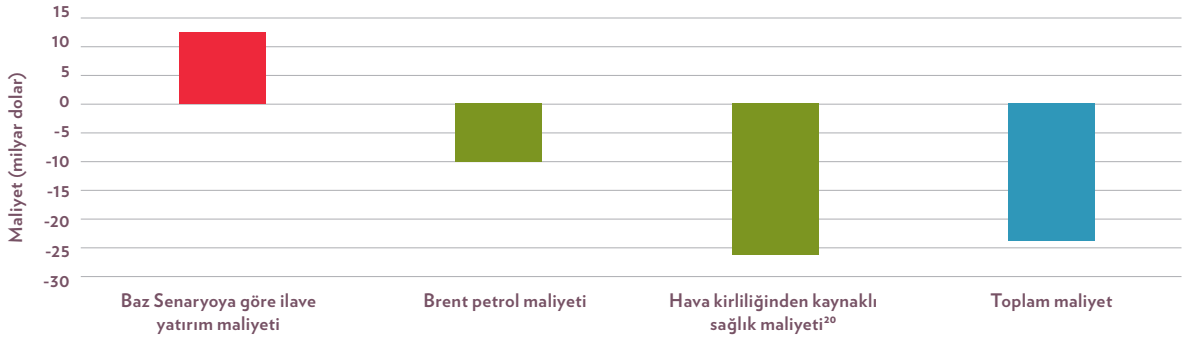
Şekil 29. Baz Senaryoya göre Net Sıfır Senaryosundaki 1000 TEP azaltımının sektör kategorilerine dağılımı



16 T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Denge Tabloları, 2020 (https://enerji.gov.tr/Preview/tr/63d0007a-f593-458b-9610-353eb2545897)

17 ATSE, "The Hidden Costs of Electricity: Externalities of Power Generation in Australia (https://www.atse.org.au/wp-content/uploads/2019/01/the-hidden-costs-of-electricity.pdf)

Şekil 30. Ulaşım sektörü için 2020-2030 dönemi fayda – maliyet özeti



olup[18], gelişmiş ülkelerde birim maliyet 11 euro-cent/kWh değerine çıkmaktadır. Ulaşım sektöründe Baz Senaryoya göre Net Sıfır Senaryosundaki kümülatif enerji talebi yaklaşık 75 milyon TEP azalmış olup, Türkiye için sağlık birim maliyeti 3 dolar-cent/kWh varsayıldığında, bunun ekonomik karşılığı yaklaşık 26 milyar dolardır[19].

Tablo 10. Farklı ülkelerde birim sağlık maliyetleri

Ülke	Birim sağlık maliyeti (euro-cent/kWh) (Petrole dayalı elektrik üretim)
Danimarka	5-8
Fransa	8-11
Yunanistan	3-5
İtalya	3-6
Birleşik Krallık	3-5

Ulaşım sektörünün fayda – maliyet hesaplama sonuçları Şekil 30'da gösterilmiştir. Hesaplamalarda enflasyon etkisi (*discount rate)* göz önüne alınmamıştır. Toplu taşımanın oranının artması ve raylı sisteme geçiş (modal shift) nedeniyle trafik sıkışıklığından kaynaklı kazançlar göz önüne alınmamıştır.

18 Birim sağlık maliyetine dahil olan faktörler: global ısınma, kamu sağlığı (public health), iş sağlığı (occupational health).

19 1 EUR = 1 ABD Doları, 1 TEP = 11.630 kWh varsayılmıştır.

20 Toplu taşımanın oranının artması ve raylı sisteme geçiş (*modal* shift) nedeniyle trafik sıkışıklığından kaynaklı kazançlar dahil edilmemiştir.

4. BİNALAR

4.1. METODOLOJİ

Bina sektöründe yatırım ihtiyacı, konut ve ticari kurumsal binalar için, "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda kullanılan senaryolar baz alınarak, 2030 yılına kadar gerekli yatırım ihtiyaçlarını kapsayacak şekilde hesaplanmıştır. Yatırım ihtiyacı hesaplanırken, bina enerji performansına etki eden başlıklar ve yakıt dönüşümü, elektrikli ev/ofis aletleri gibi kaynaklar dahil edilmiştir.

Çalışma kapsamında, Baz Senaryo olarak Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı tarafından 2021 yılında yayımlanan Bina Sektörü Enerji Verimliliği Teknoloji Atlası'nda tanımlanmış olan "S1-Olağan Durum Senaryosu" kabul edilmiştir. Net Sıfır Senaryosunda ise, baz senaryoya ek olarak ihtiyaç duyulabilecek yatırımlar hesaplanmıştır.

Bu çerçevede, bina performansının iyileştirilmesi, kentsel dönüşüm, elektrifikasyon (ısı pompası), yakıt dönüşümü (kömürden doğal gaza geçiş) ve 2030 yılı için çok az miktarda hidrojen kullanımı ana yatırım kalemleri olarak öngörülmüştür.

Yatırım ihtiyacı hesaplamalarında, bina sektörü için son kullanıcılara yansıyan harcamalar ve yine son kullanıcıların ödediği elektrik/yakıt tarifeleri dikkate alınmış, yatırım ve yakıt maliyetleri, 2030 yılına kadar hem baz senaryo hem de net sıfır senaryosu için kullanılmıştır.

4.2. VARSAYIMLAR

Çalışma kapsamında en önemli harcama kalemleri, elektrikli ev/ofis aletlerinde enerji performansı yüksek cihazlara geçiş, yakıt dönüşümü, elektrifikasyon (ısı pompası), kentsel dönüşüm ve bina performans iyileştirmeleri olarak belirlenmiştir.

Elektrikli aletlerle ilgili yatırım kalemleri hesaplanırken, Net Sıfır Senaryosu hedefleri, piyasada yaygın şekilde satılan ve kullanılan elektrikli aletlerin enerji performansı ve bir üst enerji etiketine sahip ürünlere geçiş için gerekli ek harcama miktarı (fiyat farkı) ve yıllık sağlanacak verimlilik dikkate alınmıştır. Bu başlık altında, konutlarda, kurumsal ve ticari binalarda kullanılan elektrikli aletler hesaplamaya dahil edilmiştir.

Yakıt dönüşümü harcamaları için hesaplamalar, özellikle kömürden doğal gaza geçiş senaryosunda, merkezi sistem ve bireysel ısınma için ortalama yatırım maliyetleri belirlenerek ve doğal gaza geçişte sağlanacak verim artışı dikkate alınarak yapılmıştır.

Isı pompasına geçiş için gerekli harcamaların hesaplanmasında, birim ısınma ihtiyacı için gerekli yatırım miktarı ile mevcut durumda ısı pompası yatırım maliyetleri esas alınmıştır. 2030 yılına kadar, ısı pompası maliyetlerinin ortalama %22 azalacağı öngörülmüştür. (NESTA , Şubat 2022)[21]

Kentsel dönüşüm (yenilenen binalar) ve bina performansı iyileştirmelerinde güncel ortalama maliyetler baz alınmış ve 2030 yılına kadar sabit kalacağı varsayılmıştır. Kentsel dönüşüm projelerinde, 2030'a kadar yapılacak binaların ortalama enerji performanslarının, mevcut binalara göre %50-65 daha iyi olacağı, bina performans iyileştirmelerinin ise 2030'a kadar mevcut binalara göre %35-48 arası iyileştirme sağlayacağı varsayılmıştır. Kentsel dönüşüm/yenilenen binalar, esas olarak depreme karşı dayanıklılık vb. amaçlarla yapılsa da bu çalışma kapsamında söz konusu yatırımların tamamının emisyon azaltım amaçlı olduğu varsayılmıştır.

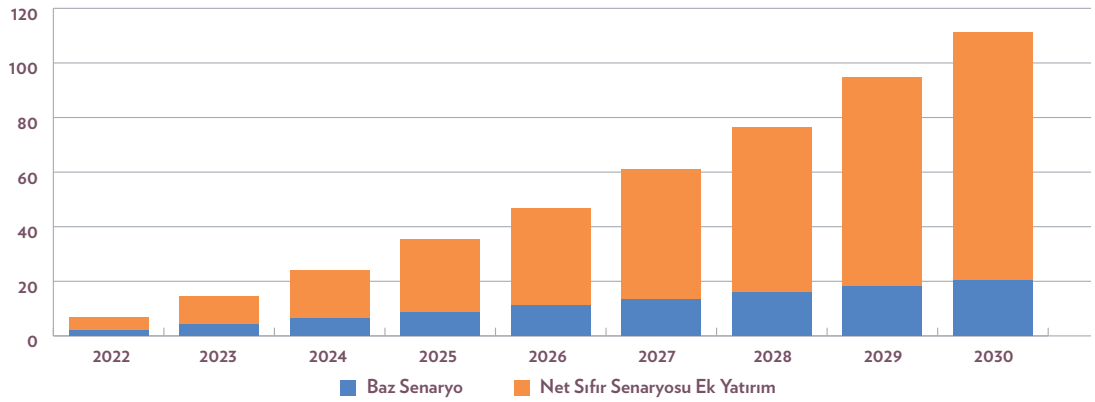
21 How to reduce the cost of heat pumps, Şubat 2022

Çalışma kapsamında, hidrojen kullanımının 2030 yılından itibaren başlayabileceği öngörüldüğünden, çok az miktarda hidrojen üretimi amaçlı yatırım ihtiyacı da sadece 2030 yılı için eklenmiştir.

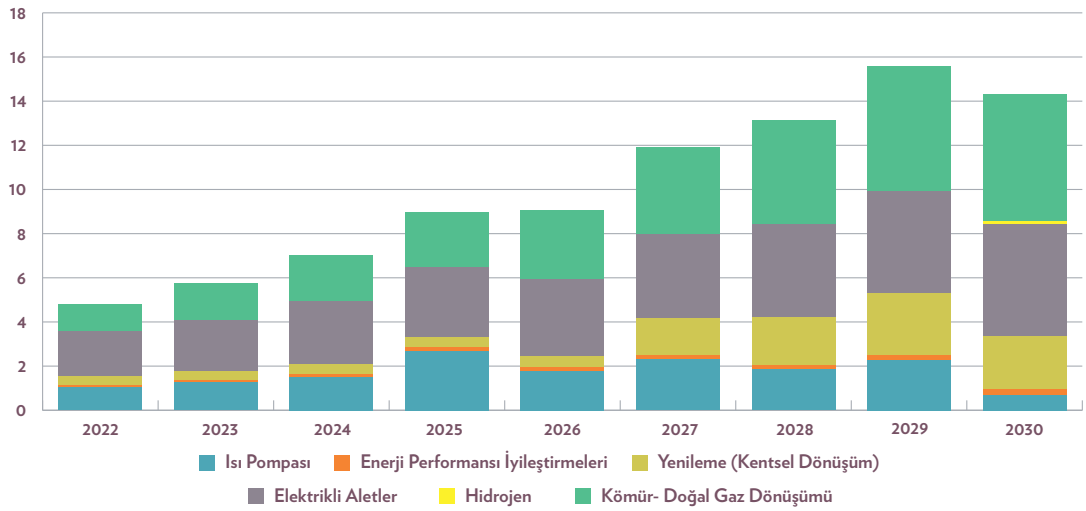
4.3. SONUÇLAR

Bu çalışmada , Baz Senaryo olarak kabul edilen Bina Sektörü Enerji Verimliliği Teknoloji Atlası *S1-Olağan Durum Senaryosu'na* göre, 2022-2030 arası bina sektöründe 20,5 milyar euro civarı yatırım yapılacağı öngörülmektedir. Net Sıfır Senaryosunda ise, aynı dönemde Baz Senaryoda yapılacak yatırımlara ek olarak, yaklaşık 90 milyar dolar yatırım yapılması gerekeceği öngörülmüştür. Net sıfır emisyon hedefi için 2030'a kadar toplam yapılması gereken kümülatif yatırım miktarı ise yaklaşık 110 milyar dolar olacaktır (Şekil 31). Baz senaryoda öngörülen yatırım miktarı, bina performansına etki etmemesi nedeniyle, elekt-

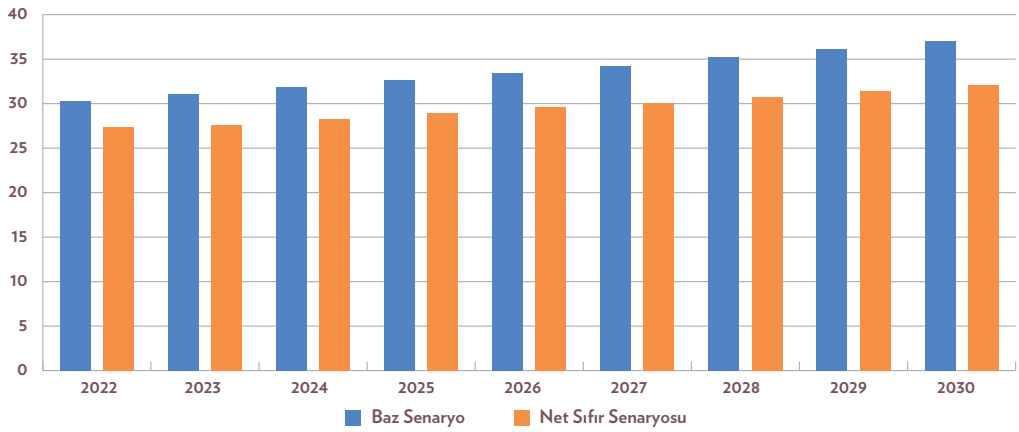
Şekil 31. Net Sıfır Emisyon Patikası Yatırım Bedeli (milyar dolar)



Şekil 32. Net Sıfır Senaryosu Ek Yatırım İhtiyacı (milyar dolar)



Şekil 33. Baz Senaryoda ve Net Sıfır Senaryosunda yakıt+ elektrik maliyetleri karşılaştırması.(milyar dolar)



rikli aletleri içermemektedir. Net sıfır hedefleri doğrultusunda ihtiyaç duyulacak ek yatırımların dağılımı ise Şekil 32'de verilmiştir.

Net Sıfır Senaryosunda, Baz Senaryoya göre binalarda enerji + elektrik için ödenen bedellerde, ortalama olarak yılda yaklaşık 4,5 milyar dolar düşüş öngörülmektedir. 2022-2030 dönemi için ise toplam enerji maliyetlerindeki düşüşün 35 milyar dolar civarı olabileceği öngörülmektedir (Şekil 33).

5. SANAYİ VE DİĞER ÜRETİCİ SEKTÖRLER

5.1. GENEL GÖRÜNÜM

Türkiye'de sanayiden kaynaklanan emisyonlar ile tarım ve hizmetler gibi diğer üretici sektörlerde enerji talebinden kaynaklanan CO_2 emisyonları ve sanayideki proses emisyonları, toplam emisyonların yaklaşık %35'ini oluşturmaktadır. Bu çalışmaya temel oluşturan "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda yer alan makroekonomik modelleme çerçevesinde tanımlanan ve belirli bir toplulaştırma çerçevesinde 17 sektör olarak temsil edilen üretici sektörlerin genel görünümü Tablo 11'de sunulmaktadır.

Tablo 11. Toplam GSYİH'yi üreten 5 başlık altında ve 17 sektörde toplulaştırılmış ekonomik faaliyetler

Başlıca Sektörler	Sektör Kodu	Sektörler	GTAP 2014 Sektör Kodu	NACE REV. 2 Sektör Kodu
Yüksek Enerji Yoğunluklu Sanayi (YES)	eint	Enerji Yoğun Üretici Sektörler: Kimyasal, kauçuk, plastik ürünler; Metal ürünler, Metaller	33, 36, 37	20-22, 24.4-24.4, 25
	nmm	Metal Harici Madenler: Çimento, alçı, kireç, taş, beton	34	23
	irst	Demir-Çelik: temel üretim ve döküm işleri	35	24.1-24.3
Düşük Enerji Yoğunluklu Sanayi (DES)	othr	Diğer Üretici Sektörler: Gıda, tekstil, giyim, motorlu taşıtlar, elektronik, diğer ulaşım araçları	19-30, 38-42,	C 10-12
	tran	Ulaşım	59-61	49-51
	ppp	Kağıt ürünleri, yayıncılık	31	17-18
	otmn	Diğer Madencilik: Metal cevherler, uranyum, kıymetli taşlar, diğer madenler ve taşocakları	18	07-08
Tarım (TAR)	agri	Tarım ve Hayvancılık, Ormancılık, Balıkçılık	1-14	A 1-3
Hizmetler (HİZ)	serv	Hizmet Sektörü	56-58, 62-68	35.2, 35.3, 36, 37, 38, 39, 41, 42, 43, 45, 46, 47, 52, 53, 55, 56, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U
Enerji (ENE)	oil	Petrol: Ham petrol ve doğal gaz çıkarma	16	06.1
	gas	Gaz: Ham petrol ve doğal gaz çıkarma, gaz dağıtımı	17, 55	06.2
	coal	Kömür: taş kömürü, linyit ve turba madenciliği ve aglomerasyonu	15	05
	roil	Petrol ve kömür ürünleri	32	19
	NucE	Nükleer Elektrik	44	35,11
	RnwE	Yenilenebilir Elektrik	47, 48, 50, 52, 54	
	FosE	Fosil Yakıt Kaynaklı Elektrik	45, 46, 49, 51, 53	
	TnD	İletim ve Dağıtım	43	35.12-35.14

Tablo 12. Üretici sektörlerin 2018 yılında toplam üretim ve ihracat içindeki payları, enerji yoğunluğu, enerji kullanımında yakıtların payı ve CO_2 emisyonları

Başlıca Sektörler		Üretimdeki Payı (%)	İhracattaki Payı (%)	Enerji Yoğunluğu: Enerji (TEP)/Üretim (2018 TL)	Sektörün Enerji Tüketiminde (TEP) Yakıtların Payı (%)						Üretici Sektörlerin CO_2 Emisyonları (Mt)		
					Kömür	Petrol	Doğal Gaz	Elektrik	Diğer	Toplam	Enerji Tüketiminden Kaynaklanan	Endüstriyel Proseslerden Kaynaklanan	Toplam
Yüksek Enerji Yoğunluklu Sanayi (YES)	Metaller Harici Madenler: Çimento, vb.	2,2	2,5	57,5	26,7	35,7	17,7	11,6	8,4	100,0	30,0	43,9	73,9
	Demir-Çelik	3,2	7,3	35,3	54,5	0,1	14,5	27,1	3,8	100,0	4,2	12,8	17,0
	Enerji Yoğun Üretici Sektörler	8,7	15,7	7,8	10,8	0,3	49,6	32,0	7,3	100,0	11,2	1,8	13,0
Düşük Enerji Yoğunluklu Sanayi (DES)		24,9	56,9	5,1	11,7	1,3	27,5	36,8	22,7	100,0	18,1	1,4	19,5
Tarım (TAR)*		10,2	7,7	5,6		65,1	3,8	17,4	13,7	100,0	9,4	0	9,4
Hizmetler (HİZ)*		47,7	7,8	3,7	7,1	6,5	29,7	52,8	4,0	100,0	9,2	0	9,2
Enerji (ENE)**		3,1	2,0	-	-	-	-	-	-	-	8,0	0	8,0
Toplam		100,0	100,0								90,2	59,8	150,0

* Sadece enerji tüketimi ve enerjiden kaynaklanan CO_2 emisyonları** Sadece enerji sektörünün kendi enerji tüketiminden kaynaklanan CO_2 emisyonları

Yine "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda yer aldığı hali ile 5 ana başlık altında toplanan üretici sektörlerin 2018 yılındaki toplam üretim ve ihracat içindeki payları ile enerji yoğunluğu ve CO_2 emisyonları Tablo 12'de gösterilmiştir.

Üretici sektörlerin enerji talebinden ve endüstriyel proseslerden kaynaklanan CO_2 emisyonlarının Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu altında 2018-50 döneminde izlemesi öngörülen seyri ile ilgili varsayımlara detaylı olarak "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda yer verilmiştir (sayfa 105-117). Bu çalışmada tanımlanan Net Sıfır Senaryosu patikasının enerjiden kaynaklanan CO_2 emisyonları için 2020-30 izdüşümü, talep değişimi etkilerinin yanında, emisyonlarda azalmaya sebep olan enerji (ve proses) verimliliği, elektrifikasyon, yenilenebilir enerji (rüzgâr, güneş, biyokütle, jeotermal) doğrudan kullanımı gibi bileşenlerin etkilerini içermektedir. Tablo 13, bu etkilerin Net Sıfır Senaryosu altında 2020-30 dönemi için bir özetini sunmaktadır.

Tablo 13. Net Sıfır Senaryosu - üretici sektörler için etkiler

	Baz Senaryo		Net Sıfır Senaryosu	
	2020	2030	2020	2030
TALEP DEĞİŞİMİ ENDEKSİ (2020:1.00)				
YES				
Metal-harici mineraller (Çimento vb.)	1,00	1,29	1,00	1,12
Demir-çelik	1,00	1,34	1,00	1,18
Enerji-yoğun üretici sektörler	1,00	1,34	1,00	1,32
	2020-30		2020-30	
ENERJİ VERİMLİLİĞİ YILLIK ARTIŞ ORANI (%)				
YES	0,62		1,73	
DES	0,34		3,37	
TAR	0,24		4,22	
HİZ	0,00		3,93	
ELEKTRİFİKASYON (Toplam enerji talebi içinde elektrik payı, %)	2020	2030	2020	2030
YES	23,2	23,3	23,2	24,0
DES	47,2	49,3	47,2	50,0
TAR	20,2	20,5	20,2	25,0
HİZ	55,9	57,7	55,9	60,0
YENİLENEBİLİR ENERJİ KULLANIMI (%)				
DES	8,0	8,0	8,0	12,0
TAR	14,0	14,0	14,0	16,0
HİZ	4,1	4,1	4,1	5,0

2020-30 dönemi için üretici sektörlerde enerji talebinden kaynaklı kümülatif CO_2 emisyonlarında, Net Sıfır Senaryosunda Baz Senaryoya göre %34,6'lık bir düşüş öngörülmüştür (2020-2030 Baz Senaryo altında kümülatif olarak 1.070 milyon ton CO_2'den Net Sıfır senaryosu altında 700 milyon ton CO_2'ye). Tablo 13, Net Sıfır Senaryosu altında sanayi ve diğer üretici sektörlerde enerji tüketiminden kaynaklanan emisyonlardaki azalmanın hangi bileşenlerden oluştuğu konusunda da detaylı bilgi sunmaktadır. Buna göre, 2030 yılında Net Sıfır Senaryosunda emisyonların Baz Senaryoya

göre azalmasında en önemli pay %67,6 ile enerji verimliliği artışlarından kaynaklanmaktadır. Bu değeri, %15,7 ile yenilenebilir enerji kullanımı ve %13,6 ile yüksek enerji yoğunluklu sanayi sektörlerinde talep değişikliği izlemektedir (Tablo 14). 2030 için oldukça düşük oranda gerçekleşebileceği öngörülen elektrifikasyonunun CO_2 emisyonları azaltımı içindeki payı %3,06'dır.

Tablo 14. Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosunda CO_2 Emisyonları

	Baz Senaryo		Net Sıfır Senaryosu	
CO_2 Emisyon (Mt)	2020	2030	2020	2030
YES	43,4	53,6	43,4	40,0
DES	22,2	28,4	22,2	15,9
TAR	10,9	12,8	10,9	5,9
HİZ	8,7	11,3	8,7	5,00
TOPLAM – Enerji	85,2	106,1	85,2	66,8
TOPLAM – Enerji (Ticari Binalar Hariç)	69,2	99,3	69,2	60,06
Endüstriyel Proseslerden Kaynaklanan	55,3	73,9	55,3	61,8

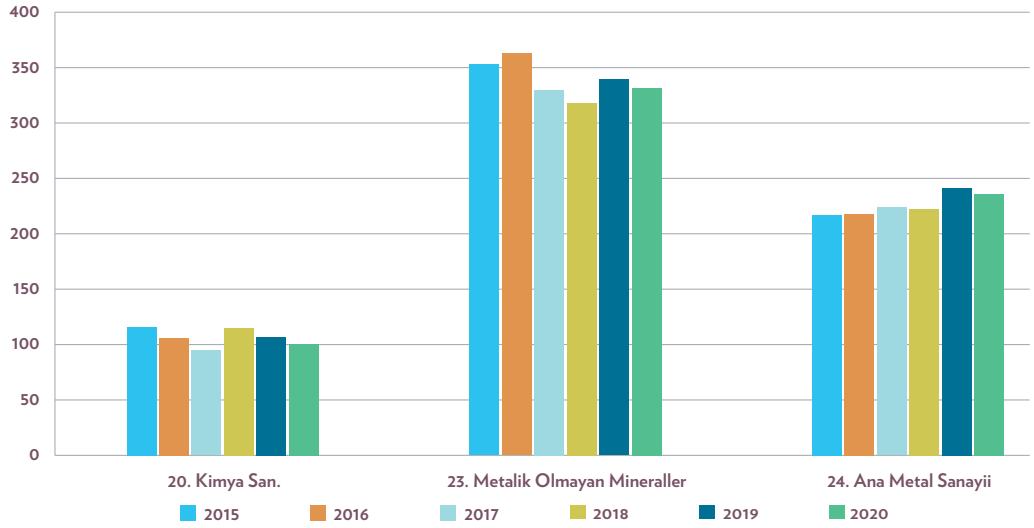
5.2. SONUÇLAR

Bu bölümde, "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda ele alınan senaryolar bağlamında (Baz Senaryo ve Net Sıfır Senaryosu) 2020-2030 dönemine ait temel bileşenlerin maliyetleri üzerine bir değerlendirme sunulacaktır. Böylece sanayi ve diğer üretici sektörler açısından Net Sıfır Senaryosu ile bağlantılı olarak olası ek maliyetler ve kazançların toplamda ve alt bileşenler bakımından hangi mertebelerde olabileceğine dair bir öngörü elde edilmiş olacaktır.

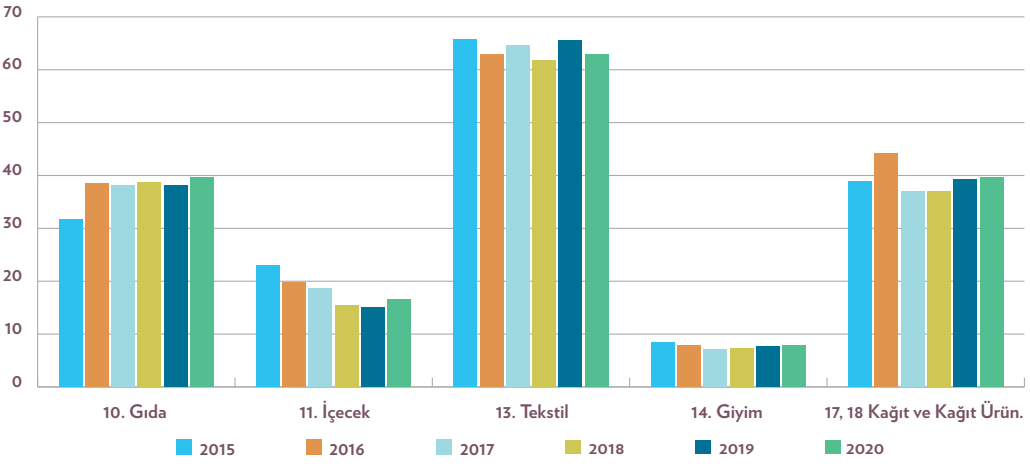
2020-30 dönemi için öngörülen Net Sıfır Senaryosu için talep değişimi etkisini dışarıda bırakırsak en önemli bileşen enerji verimliliği artışı olarak öne çıkmaktadır (talep değişimi haricinde 2030 yılındaki toplam azaltımın %78,2'si). Bu nedenle Tablo 13'te verildiği hali ile Net Sıfır Senaryosu altında enerji verimliğinde öngörülen yıllık artış oranlarını gerçekleştirmenin yaklaşık maliyetini ortaya koymak önemli görünmektedir.

Türkiye'de enerji verimliliği uygulamalarına, maliyet ve kazançlarına dair önemli bir belge Mart 2018'de yayınlanan "Ulusal Enerji Verimliği Eylem Planı 2017-23"'dür. Buna göre 2017-23 dönemi için Türkiye'de öngörülen enerji verimliliği yatırımları toplam 10,9 milyar dolardır. Bu yatırımların, yine 2017-23 dönemi için toplam 23,901 kTEP enerji tasarrufuna yol açması beklenmektedir. Bununla birlikte son yıllara ait veriler, Türkiye'de enerjinin verimli kullanılması için ciddi bir potansiyelin varlığına işaret ederken bu potansiyelin (sektörler itibariyle) tam olarak gerçekleştirilemediğinin de altını çizmektedir. 2015-20 dönemi için yüksek enerji yoğunluklu sektörlerde (YES) üretimde enerji yoğunluğunu (bin TEP /2003 reel üretim değeri) gösteren Şekil 31 ve aynı değişkeni düşük enerji yoğunluklu sektörler için gösteren Şekil 34-35, UVEP döneminin bir kısmını da kapsayan bu dönem için Türkiye'de kayda değer bir verimlilik artışı olmadığının altını çizmektedir (Kaynak: TÜİK ve Enerji Bakanlığı Enerji Genel Denge Tabloları).

Şekil 34 Sektörel Enerji Yoğunlukları, YES (TEP/ Reel Üretim Değeri, 2003 TL)



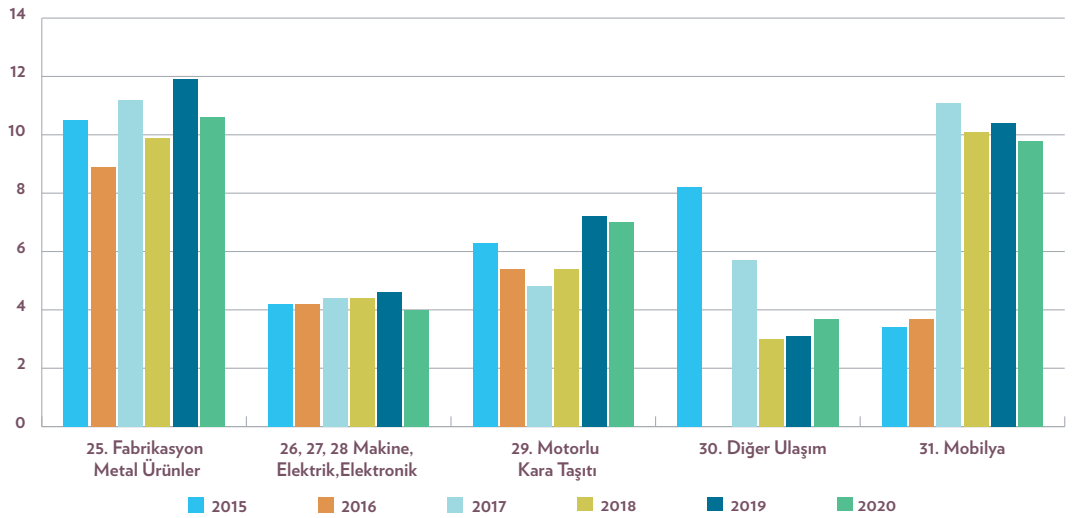
Şekil 35: Sektörel Enerji Yoğunlukları, DES (TEP/ Reel Üretim Değeri, 2003 TL)



Uluslararası Enerji Ajansı verilerine göre de 2015-20 döneminde Türkiye, seçilmiş ekonomiler içerisinde imalat sanayiinde enerji verimliliği artışı negatif olarak ayrışmaktadır. Şekil 36, bu ayrışmayı göstermektedir.

Dolayısı ile Türkiye için "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda yer aldığı hali ile 2020-30 arasında önemli düzeyde bir enerji verimliliği artış potansiyeli söz konusu olabilir. Net Sıfır Senaryosu için bu ilk on yıllık dönemde enerji verimliliği bileşeninin emisyon azaltım katkısının daha yüksek olduğu

Şekil 36. Sektörel Enerji Yoğunlukları, DES (TEP/ Reel Üretim Değeri, 2003 TL)



Şekil 37. İmalat Sanayii Enerji Verimliliği Artış Oranları
Kaynak: UEA (Enerji Verimliliği: MJ/PPP 2015 dolar)



ve bu katkının izleyen on yıllarda daha düşük bir tempoda gerçekleşeceği varsayılmıştır (UEA, 2021). Burada enerji verimliliği artışlarından kaynaklı CO_2 emisyon azaltımının Baz Senaryo üzerine getireceği ekstra maliyetin hesaplanması için yine UEA (*Energy Efficiency Indicators, World Energy Investment*) ve Dünya Bankası (*World Development Indicators*) veri tabanlarından yararlanılmıştır. Aşağıdaki Tablo 15, hesaplamalar için kullanılan veri ve metodun bir özetini sunmakta,

son olarak Tablo 16'da "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda tasarlanan Net Sıfır Senaryosu ile uyumlu maliyetler yıllık ve toplam olarak sunulmaktadır.

Tablo 15'te, dünya enerji verimliği yatırımlarının yaklaşık %60-65'inin gelişmiş ülkeler, kalan %35-40'ının ise Çin ve diğer gelişmekte olan ülkeler tarafından yapıldığı görülmektedir.

Tablo 15. Enerji Verimliliği ile ilgili seçilmiş göstergeler

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Toplam Enerji Verimliliği Yatırımları (milyar dolar, Cari)									
Dünya	264	295	281	266	289	260	328	367	
Gelişmiş Ülkeler	157	167	171	159	162	173	215	218	
(Avrupa)	89	98	94	91	88	101	127	129	
Gelişmekte Olan Ülkeler	59	66	56	57	75	31	54	86	
Çin	47	62	54	50	52	57	60	63	
Toplam Enerji Verimliliği Yatırımları (milyar dolar, Cari)									
Dünya	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Gelişmiş Ülkeler	59,6	56,5	60,8	59,7	56,0	66,4	65,3	59,5	
(Avrupa)	88,8	97,9	93,6	91,3	88,4	100,8	126,7	129,4	
Gelişmekte Olan Ülkeler	22,5	22,4	20,1	21,4	25,9	11,8	16,3	23,4	
Çin	17,9	21,1	19,2	18,9	18,1	21,7	18,4	17,1	
Sanayide Enerji Verimliliği Yatırımları (milyar dolar, Cari)									
Dünya		39	40	40	38	37	40	42	
Sanayide Enerji Verimliliği Yatırımları/Toplam Enerji Verimliliği Yatırımları (milyar dolar, Cari %)									
Dünya		13.2	14.0	15.1	13.0	14.4	12.2	11.3	
Toplam Enerji Verimliliği Yatırımları /GSYİH (Cari dolar, %)									
Dünya	0,35	0,39	0,35	0,31	0,33	0,31			
Gelişmiş Ülkeler	0,33	0,34	0,34	0,29	0,30	0,33			
(Avrupa)	0,47	0,51	0,47	0,42	0,42	0,49			
Gelişmekte Olan Ülkeler	0,09	0,10	0,08	0,08	0,10	0,04			
Çin	0,43	0,55	0,44	0,36	0,36	0,38			
TÜRKİYE									
GSYİH (milyar dolar, Cari)	864,3	869,7	859,0	778,5	761,0	720,0			
Enerji Verimliliği Yatırımları (UVEP, 2017-23, milyar dolar, Cari)			0,958	1,279	1,593	1,681	1,748	1,824	1,846
Enerji Verimliliği Yatırımları/GSYİH (%)			0,11	0,16	0,21	0,23			

Çin'deki yıllık enerji verimliği yatırımları global yatırımların yaklaşık %20'sini oluşturmaktadır. Enerji verimliliği yatırımlarının toplam dünya hasılası (GSYİH) içerisindeki payı %0,30-0,35 civarında seyretmektedir. 2015-20 döneminde bu oran Avrupa için ortalama %0,46 olarak kaydedilmiştir. Türkiye için ise UEVEP dokümanında öngörülen enerji verimliliği yatırımları/GSYİH oranı 2017-20 dönemi için %0,11 ile %0,23 arasında değişmekte olup ortalaması %0,18 civarındadır. Elbette bu yatırımların gerçekleşmiş olması durumunda elde edilen enerji verimliliği kazançları da Türkiye'nin bu dönemdeki enerji verimliliği karşılaştırmalı performansı açısından ayrıca değerlendirilmelidir. Bununla birlikte, üretici sektörlerde enerji kullanımı açısından önemli kazançlar sağlayabilecek ve Net Sıfır Senaryosunu nitelikli bir şekilde destekleyebilecek ilave yatırımların GSYİH'ye oranla yaklaşık %0,10 civarında olabileceği düşünülebilir (ekonomideki toplam enerji verimliliği yatırımları/GSYİH oranının %0,3 olarak öngörüldüğü senaryoda toplam enerji verimliliği yatırımlarının 1/3'ü). Bu varsayımlar altında, Net Sıfır Senaryosu için öngörülen ek maliyetlerin bir özeti Tablo 16'da bulunabilir. Buna göre 2021-30 dönemi için sanayi ve diğer üretici sektörlerde enerji verimliliği ek yatırımlarının kümülatif olarak 16,3 milyar dolar düzeyinde olması beklenebilir.

Net Sıfır senaryosu doğrultusunda 2020-30 dönemi için CO_2 azaltımında en büyük katkıyı sunan enerji verimliliği uygulamaları, emisyon azaltım katkısı yanında yol açtıkları enerji tasarrufu oranında ek yarar da sağlamaktadır. Burada Net Sıfır Senaryosu altında 2020-30 dönemi için enerji verimliliği artışları, kümülatif enerji ihtiyacını %21,6 oranında azaltmaktadır. Bu toplam azaltım altında gerek enerji maliyetinden toplam tasarruf, gerekse enerji ithalatı gereksiniminden tasarruf bileşenleri hesaplanabilir. Buna göre 2020-30 dönemi için enerji verimliliği uygulamalarının yaklaşık 10,9 milyar dolar

Tablo 16. Enerji Verimliliği – Net Sıfır Senaryosu Toplam Maliyet
Baz Senaryo / Net Sıfır Senaryosu GSYİH (2018-2050)

	GSYİH Reel Büyüme Oranı (%)	Toplam Üretici Sektörler Enerji Verimliliği Ek Yatırımları, milyar dolar (0.10%)
2022	4,12	0,82
2023	4,05	0,85
2026	3,98	0,96
2028	3,80	1,03
2029	3,74	1,07
2030	3,82	1,11
2021-30 Dönemi için Net Sıfır Senaryosu ile Uyumlu Toplam Yatırımlar		16.3

düzeyinde tasarruf katkısı öngörülmektedir. Bu toplam tasarrufu yerli ve ithal enerji bileşenlerine ayırdığımızda ise 2020-30 dönemi için yaklaşık 8,1 milyar dolar düzeyinde enerji ithalatı tasarrufu tahmin edilmektedir.

Sanayi ve diğer üretici sektörleri için 2020-30 döneminde Net Sıfır Senaryosu CO_2 emisyon azaltımı için en önemli diğer bileşen düşük enerji yoğunluklu sektörler (DES), tarım (TAR) ve hizmetler (HİZ) için doğrudan enerji tüketimini karşılamada yenilenebilir enerjiden (rüzgâr, güneş, biokütle, jeotermal) yararlanılmasıdır. Daha düşük oranda ise (talep değişimi haricinde 2030 yılında emisyon azaltımının toplamın %3,5'i) yine bu sektörlerde elektrifikasyon katkısından yararlanılabileceği öngörülmektedir. Halen bu sektörlerde toplam enerji talebinin doğrudan yenilenebilir kaynaklarca karşılanan oranlarının neredeyse tamamı jeotermal enerjiden kaynaklanmaktadır (bkz. Enerji Bakanlığı Genel Denge Tabloları). Özellikle DES sektörleri için sanayide doğrudan yenilenebilir enerji kullanımını ele alan

çalışmalar, bu sektörlerde çok yüksek sıcaklıklara çıkmayı gerektiren prosesler olmadığı için önemli potansiyele ve kazançlara dikkat çekmektedir. IRENA (2018) İmalat Sanayii sektörleri için 2030'a dek küresel ve bölgesel yenilenebilir enerji kullanım alternatiflerini maliyet ve kazançları ile ele alan analizler gerçekleştirmiştir. Buna göre, özelikle düşük enerji yoğunluklu sektörler için biyokütle (kalıntı) başta olmak üzere yenilenebilir enerji kullanımı fosil yakıt alternatifleri ile karşılaştırılabilir maliyetlerde enerji üretimi gerçekleştirme potansiyeline sahiptir.

DES sektörleri için 2030'da toplam enerji talebinin yaklaşık %12'sinin yenilenebilir kaynaklardan karşılanabilmesi için baz senaryoya (ve 2020 yılı düzeyine) kıyasla yaklaşık 4 puanlık bir kapasite artışına ihtiyaç vardır. 2021-30 dönemi için bu artışın jeotermal enerji hariç en uygun maliyetli yenilenebilir enerji kaynağı ile karşılandığı (çoğunlukla biyokütle) varsayımı altında toplam ek yatırım maliyeti yaklaşık 2 milyar dolar olarak tahmin edilmektedir (birim kwth için dolar bazında yatırım maliyetleri karşılaştırması için IRENA, 2018 verileri kullanılmıştır).

DES sektörleri için, fosil yakıt yerine yenilenebilir enerji kullanımının emisyon azaltımına ek olarak ortaya çıkaracağı tasarrufun değeri ise, 2021-30 dönemi için yaklaşık 0.5 milyar dolar civarında hesaplanmıştır.

DES, TAR ve HİZ sektörleri için 2020-30 dönemi cüzi elektrifikasyon artışlarına ait (Baz Senaryo yatırım patikasına görece) ek maliyetinin göz ardı edilebilir düzeyde ve bu sektörlerdeki enerji tasarrufu ile denk olabileceği varsayımı yapılmıştır.

TAR ve HİZ sektörleri için 2020-30 dönemi cüzi yenilenebilir artışlarının (baz senaryo yatırım patikasına görece) ek maliyetinin göz ardı edilebilir düzeyde ve bu sektörlerdeki enerji tasarrufu ile denk olabileceği varsayımı yapılmıştır.

YES sektörleri için Tablo 13'te özetlenen talep değişiminin ortaya çıkardığı etki, endüstriyel proseslerden kaynaklanan emisyonların Net Sıfır Senaryosu altında 2030'daki toplam azaltımının (Baz Senaryoda 73,9 $MtCO_2$'den Net Sıfır Senaryosunda 61,8 $MtCO_2$'ye) yaklaşık %75'ini oluşturmaktadır. 2030'daki bu değişimin yaklaşık %25'inin ise klinker üretiminde yeni karbonsuz hammadde ve alternatif çimento kullanımından kaynaklanması öngörülmüştür. Literatürde çimento sektöründeki karbonsuzlaşma maliyetleri bu sektör için yeni karbonsuz hammadde ve alternatif çimento kullanımı ile birlikte karbon yakalama ve gömme, enerji verimliliği, ısı geri kazanımı (heat recovery) için toplam birim maliyet olarak kaydedilmiştir (örneğin Fischedick vd. 2014, Bölüm 10, s. 768; de Pee vd. 2018, s. 51). Bu birim ise (üst sınır olarak) yaklaşık 190 ile 250 dolar/ton CO_2 olarak değişmektedir. Bu çalışmada Net Sıfır Senaryosu altında klinker üretiminde yeni karbonsuz hammadde ve alternatif çimento kullanımından kaynaklı emisyon azaltımları klinker üretimindeki toplam azaltımın yaklaşık %7-10'unu oluşturduğu için[22] bir üst limit olarak toplam birim maliyetin %25'i baz alınmıştır.

22 https://lowcarboneconomy.cembureau.eu/carbon-neutrality/our-2050-roadmap-the-5c-approach-clinker/

6. NET SIFIR SENARYOSUNUN MALİYETİ - ÖZET

Bu çalışmada kullanılan karbon fiyatı makro-ekonomik modelin (AGE modeli, bkz. Bölüm 1.3) "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda analiz edilen Net Sıfır Senaryosu ve Tablo 17'de özetlenen kümülatif CO_2 emisyon kazanımları ile uyumlu bir karbon fiyatlama patikasından hesaplanmıştır. 2022-2030 dönemi için ortalama 169,5 dolar/ton CO_2 olarak hesaplanan bu değer 2022 yılındaki azaltım hedefi ile uyumlu olarak bu yılda 124,7 dolar/ton CO_2 olarak hesaplanmakta, 2030 yılı için ise karbon fiyatı 192,9 dolar/ton CO_2'ye çıkmaktadır.

Tablo 17. Sonuçlar - Özet

Yatırım, İşletme-Bakım ve Yakıt Maliyetleri	2020-2030 Dönemi Kümülatif (Net Sıfır Senaryosunda Baz Senaryoya Göre)	
Sektörler	**Maliyet (Milyar Dolar)**	**Co_2 Emisyonu (Milyon Ton)**
ELEKTRİK SEKTÖRÜ		
Üretim ve depolama kapasiteleri yatırımları maliyeti	+35,04	-587,66
İşletme ve bakım maliyeti	-1,02	
Yakıt maliyeti	-6,38	
Şebeke işletme maliyeti (yük al & yük at ve yenilenebilir kesinti)	+0,18	
Şebeke yatırımları maliyeti	+1,32	
Toplam yatırım, işletme-bakım ve yakıt maliyeti	**+29,1**	
ULAŞIM SEKTÖRÜ		
Elektrifikasyon maliyeti	+12,50	-171,68
Brent petrol maliyeti	-10,30	
Toplam maliyet	**+2,2**	
BİNALAR		
Yatırım Maliyeti	+99,35	-248,18
Yakıt + Elektrik Maliyeti	-40,94	
Toplam maliyet	**+58,4**	

Tablo 17. Sonuçlar - Özet (devam)

Yatırım, İşletme-Bakım ve Yakıt Maliyetleri	2020-2030 Dönemi Kümülatif (Net Sıfır Senaryosunda Baz Senaryoya Göre)	
Sektörler	**Maliyet (Milyar Dolar)**	**Co_2 Emisyonu (Milyon Ton)**
SANAYİ VE DİĞER ÜRETİCİ SEKTÖRLER – ENERJİ		
Enerji verimliliği yatırımları maliyeti (tüm üretici sektörler için)	+16,3	**-258,60 (talep değişim etkisi dahil)**
Yenilenebilir enerji yatırımları maliyeti	+2,00	
Yakıt maliyeti	*-11,40*	
(İthal yakıt)	*(-8,50)*	
Toplam maliyet	**+6,9**	
SANAYİ VE DİĞER ÜRETİCİ SEKTÖRLER – PROSESLER		
Toplam maliyet (Klinker üretiminde karbonsuz hammadde ve alternatif çimento)	**+4,7**	**-74,82 (talep değişim etkisi dahil)**
TÜM SEKTÖRLER – YATIRIM, İŞLETME, BAKIM, YAKIT		
Toplam maliyet	**171,4**	**-1.340,94**
Toplam kazanç	**70,0**	
SAĞLIK MALİYETİ/KAZANCI		
Enerji sektörü	-15,93	
Ulaşım sektörü	-26,20	
Toplam sağlık maliyeti/kazancı	**-42,1**	

KARBONUN SOSYAL MALİYETİ – Enerjiden kaynaklı CO_2 emisyonları için karbon fiyatı (Dolar/ton CO_2)	**169,45**

REFERANSLAR

Aguiar, A., Chepeliev, M., Corong, E., Mcdougall, R., & van der Mensbrugghe, D. (2019). The GTAP Data Base: Version 10. *Journal of Global Economic Analysis*, *4*(1), 1–27. https://doi.org/10.21642/JGEA.040101AF

Aksoy, H., Korkmaz, O., Yiğit, V., Bavbek, K. G., Koyuncuoğlu Toma, E., & Rogner, M. (2020). *Optimum electricity generation capacity mix for Turkey towards 2030*.

Cebeci, M. E., Tor, O. B., Oprea, S. V., & Bara, A. (2019). Consecutive Market and Network Simulations to Optimize Investment and Operational Decisions under Different RES Penetration Scenarios. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *10*(4), 2152–2162. https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2881036

de Pee A., D. Pinner, O. Roelofsen, K. Somers, E. Speelman, ve M. Witteveen *Decarbonization of industrial sectors: the next frontier,* McKinsey&Company, 2018

Fischedick, M., J. Roy, A.Abdel-Aziz, A. Acquaye, J. Allwood, J. Ceron, Y. Geng, H. Kheshgi, A. Lanza, D. Perczyk, L. K. Price, E. Santalla, C. Sheinbaum, K. Tanaka, R. Clift, ve V. Nenov, "Chapter 10: Industry," içinde O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, J. C. Minx, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, ve Timm Zwickel, ed., *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge, United Kingdom, ve New York: Cambridge University Press, 2014.

Godron, P., Cebeci, M. E., Tör, O. B., & Saygın, D. (2018). *Increasing the Share of Renewables in Turkey's Power System: Options for Transmission Expansion and Flexibility*.

IRENA (2018) IRENA. (2018). Global Energy Transformation: A roadmap to 2050, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Kat, B. (2021). *Renewable energy transition in the Turkish power sector: A techno-economic analysis with a high-resolution power expansion model, TR-Power* (No. 346; MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change Report Series).

Raimi, D. (2017). *Decommissioning US Power Plants*. Resources for the Future.

Şahin, Ü., Tör, O. B., Kat, B., Teimourzadeh, S., Demirkol, K., Künar, A., Voyvoda, E., & Yeldan, A. E. (2021). *Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır*. İstanbul Politikalar Merkezi.

World Bank Group. (2022). *Türkiye Country Climate and Development Report*. Washington, DC: World Bank. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37521

Zhang, W., Ren, M., Kang, J., Zhou, Y., & Yuan, J. (2022). Estimating stranded coal assets in China's power sector. *Utilities Policy*, *75*, 101352. https://doi.org/10.1016/J.JUP.2022.101352

İPM
İSTANBUL POLİTİKALAR MERKEZİ
SABANCI ÜNİVERSİTESİ
STIFTUNG MERCATOR GİRİŞİMİ

ISBN: 978-625-6956-42-1

İstanbul Politikalar Merkezi
Bankalar Caddesi No: 2 Minerva Han 34420
Karaköy, İstanbul Türkiye

+90 212 292 49 39
+90 212 292 49 57
@ ipc@sabanciuniv.edu
w ipc.sabanciuniv.edu