

Artan Elektrik Fiyatları ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Piyasaya Etkisi





APLUS | ENERJİ

SEFiA, Türkiye'nin düşük karbonlu ekonomiye geçişi ve iklim değişikliği ile mücadelesi başta olmak üzere, sürdürülebilir ekonomi ve sürdürülebilirliğin finansmanı alanlarında bağımsız çalışmalar yapmak üzere kurulmuş, araştırma odaklı bir sivil toplum kuruluşudur. Ulusal ve uluslararası işbirlikleri yoluyla veri, bilgi ve araştırmacı kapasitesini geliştirmeyi hedefleyen SEFiA, düşük karbonlu ekonomi politikalarına katkı sağlamayı amaçlamaktadır.

APLUS Enerji, enerji piyasasında faaliyet gösteren tüm şirketlere, büyük ölçekli tüketicilere ve finans kuruluşlarına hizmet sunan bağımsız bir danışmanlık ve teknoloji geliştirme şirkettir. APLUS Enerji, geliştirmiş olduğu analitik ürünlerden faydalanarak, yerli ve yabancı yatırımcılar için stratejik danışmanlık hizmetleri sunmakta, elektrik üretim santrallerinin üretim ve gelir tahminlemesiyle birlikte santrallerin yatırım, finansman & re-f finansman ve alış/satış süreçlerinde piyasa danışmanı olarak yer almaktadır.

YAZARLAR

Zeynep Kantur, Başkent Üniversitesi & SEFiA
m: zeynepkantur@gmail.com

Bengisu Özenç, SEFiA
m: bengisu@sefia.org

Mustafa Eray Yücel, İhsan Doğramacı
Bilkent Üniversitesi & SEFiA
m: eray@bilkent.edu.tr

YAZARLAR






Gökşin Bavbek, APLUS Enerji
m: gbavbek@aplusenerji.com.tr

Meriç Tokyay, APLUS Enerji
m: mtokyay@aplusenerji.com.tr

Volkan Yiğit, APLUS Enerji
m: vyigit@aplusenerji.com.tr

Yayımlanma Tarihi: Aralık 2022

Tasarım: Algüz Duransoy & Civic Space Media

     @sefiaorg | www.sefia.org

İÇİNDEKİLER

Şekiller Listesi	5
Tablolar Listesi	5
Kısaltmalar	4
Yönetici Özeti	6
1.Enerji Piyasalarında Yaşanan Güncel Gelişmeler ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Etkisi	10
2.Yenilenebilir Enerji, İthal Kaynaklar ve Elektrik Fiyatları Arasındaki İlişki	23
2.1. Kullanılan Metodoloji	23
2.2. Senaryo Varsayımları	26
2.3. Model Sonuçları	29
2.3.1. Elektrik Üretimi	29
2.3.2. Sistem Maliyetleri ve Son Kullanıcı Elektrik Fiyatları Üzerine Etki	32
2.3.3. İthal Yakıt Maliyetleri	37
2.3.4. Karbon Emisyonları	40
3.Altı alternatif PTF Altında Enflasyon Tahminleri: Güneş ve Rüzgârın Payının Arttığı Senaryoda Fiyat Hareketleri Nasıl Olurdu?	42
3.1. Kullanılan Metodoloji	43
3.2. Projeksiyon Yaklaşımı	47
3.3. Çıkarımlar	49
4.Temel Çıkarımlar ve Sonuç Kaynaklar	53

KISALTMALAR

AUF: Azami Uzlaştırma Fiyatı

BOTAŞ: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi

CO₂: Karbon Dioksit

CO₂e: Karbon Dioksit EŞdeğeri

DGKÇ: Doğal Gaz Kombine evrim Santrali

EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

EPIAŞ: Enerji Piyasaları İŐletme Anonim Şirketi

ETKB: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

EÜAŞ: Elektrik retim Anonim Şirketi

GP: Gün ncesi Piyasası

GTŞ: Görevli Tedarik Şirketi

LNG: SıvılaŐtırılmıŐ Doğal Gaz (Liquified Natural Gas)

PTF: Piyasa Takas Fiyatı

TBMM: Türkiye Büyük Millet Meclisi

TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

TÜİK: Türkiye İstatistik Kurumu

TÜREB: Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği

YEKA: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı

YEKDEM: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması

YTBS: Yük Tevzi Bilgi Sistemi

Şekiller Listesi

Şekil 1. 2020 Yılından İtibaren Regüle Elektrik Tarifelerindeki Değişimler	12
Şekil 2. 2020 Yılından İtibaren Piyasa Takas Fiyatı ve YEKDEM Birim Maliyeti	15
Şekil 3. Yıllar İçinde Elektrik Talep Değişimi	16
Şekil 4. 4 Ağustos 2021 Elektrik Talebi vs Emre Amade Kapasite	16
Şekil 5. Yıllar İçinde Barajlı Hidroelektrik Kapasite Faktörleri	17
Şekil 6. 2021 Yılından İtibaren Küresel Emtia Fiyatları	18
Şekil 7. Elektrik Santralleri İçin Uygulanan BOTAŞ Doğal Gaz Tarifesi ve PTF	19
Şekil 8. Tamamlanan Rüzgâr YEKA İhaleleri	20
Şekil 9. Tamamlanan Güneş YEKA İhaleleri	21
Şekil 10. Türkiye Piyasası İçin Örnek Merit Order Gösterimi	23
Şekil 11. Fiyat Tahmin Modeli Akış Şeması	24
Şekil 12. Gerçekleşen ve Baz Senaryo İçin Model Tahmini PTF Kıyaslaması	26
Şekil 13. 2021 Ocak ve 2022 Haziran İçin Gerçekleşen ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında varsayılan Rüzgar ve Güneş Kurulu Gücü	28
Şekil 14. 2021 Yılı Gerçekleşen ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu Kaynak Bazlı Elektrik Üretimi (GWh)	30
Şekil 15. 2022 Yılı İlk Altı Ay İçin Gerçekleşen ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu Kaynak Bazlı Elektrik Üretimi (GWh)	30
Şekil 16. Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Hesaplanan Piyasa Takas Fiyatı ve YEKDEM Birim Maliyeti	35
Şekil 17. Gerçekleşen ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Tahmin Edilen Piyasa Takas Fiyatı ve YEKDEM Birim Maliyeti Toplamı	36
Şekil 18. Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Kaçınılan İthal Yakıt Maliyetleri	39
Şekil 19. İnceleme Dönemindeki Fiyat Değişimleri	44
Şekil 20. PTF, ÜFE ve TÜFE Etki-Tepki Fonksiyonları	47
Şekil 21. Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında ÜFE ve TÜFE Tahminleri	48

Tablolar Listesi

Tablo 1. Kaynaklara Göre Azami Uzlaştırma Fiyat Başlangıç Değerleri	14
Tablo 2. Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında 2021 ve 2022 Yıllarında Devreye Girmiş Olduğu Varsayılan Ek Kurulu Güç	27
Tablo 3. Gerçekleşen ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Tahmin Edilen Piyasa Takas Fiyatı ve YEKDEM Birim Maliyeti	32
Tablo 4. Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Kaçınılan İthal Yakıt Maliyetleri	38
Tablo 5. Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Hesaplanan Karbon Emisyonu Azaltımı (milyon ton CO ₂ eşdeğeri)	40
Tablo 6. Betimleyici İstatistikler	45

YÖNETİCİ ÖZETİ

Tüm dünyada devam eden enerji krizinin derinleşmesiyle birlikte Türkiye’de de artan elektrik faturaları kamuoyunun gündemindeki ana konulardan biri olmaya devam etmektedir. Artan faturalara karşı alınabilecek önlemler konusunda farklı kesimlerden pek çok farklı fikir öne sürülmüştür. Bu konuda devam eden ana tartışma konularından biri ise yenilenebilir enerji santrallerinin ve bu santrallere verilen teşviklerin piyasaya etkileri olmuştur. Bu tartışmada bir taraf rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji santrallerine verilen teşviklerin tüketici maliyetlerini artırdığını savunurken diğer taraf ise yakıt maliyeti bulunmayan yenilenebilir enerji santrallerinin piyasada fiyatları düşürücü bir etki yaptığını işaret etmektedir. Aslında bu iki argümanda da haklılık payı bulunmaktadır.

Bu noktada Türkiye’de serbest piyasadaki elektrik fiyatını oluşturan iki temel bileşen olarak piyasa takas fiyatı (PTF) ve YEKDEM birim maliyetinden bahsetmek gereklidir. Yenilenebilir enerji santrallerine sağlanan YEKDEM teşvikinin bedeli YEKDEM birim maliyeti üzerinden son kullanıcılara yansıtılırken, kurulumları tamamlandıktan sonra çok düşük marjinal maliyetle piyasada faaliyet gösteren bu santraller piyasa takas fiyatını düşürerek son kullanıcı tarifeleri üzerinde aşağı yönlü bir etki yapmaktadır. Bu santrallerin elektrik maliyetlerine etkisi göz önüne alınırken bu iki etkinin birlikte değerlendirilmesi gerekmektedir.

Fakat yenilenebilir enerjinin enerji sistemine etkileri sadece sistem maliyetleri üzerinden değerlendirilmemelidir. Yenilenebilir enerji üretiminin fosil yakıt ithalat maliyetlerini düşürme, karbon emisyonlarının azaltılması ve hava kirliliğinin azaltılması gibi önemli yan faydaları da bulunmaktadır. Yenilenebilir enerji politikaları ve hedefleri tartışılırken tüm bu faktörler bütüncül bir yaklaşımla ele alınmalıdır. Bu konularda kapsamlı ve şeffaf tartışmaların kamuoyu önünde yürütülmesi son derece önemlidir. Yenilenebilir enerji gibi konularda geçmiş politika tercihlerinin ve bu tercihlerin etkilerinin detaylı olarak analiz edilmesi gelecekte doğru politikaların uygulanması açısından yol gösterici olacaktır. Bir yandan enerji dönüşümü konusunda hızlı gelişmelerin yaşandığı bir yandan ise fosil yakıt maliyetlerinde üst üste rekorlar kırılmakta olan olağanüstü bir dönemden geçilmektedir. Ülkenin önümüzdeki on yıllarında enerji ve çevre konularında krizler yaşamaması adına doğru politika ve hedeflerin bugünden belirlenmesi önem taşımaktadır.

Kamuoyunda süregelen tartışmalardan hareketle hazırlanan bu çalışmada yenilenebilir enerji üretiminin Türkiye enerji piyasası üzerindeki etkilerinin bütüncül olarak değerlendirilmesi amaçlanmıştır. Bu amaçla 2021 ve 2022 yıllarını kapsayan bir Yenilenebilir Enerji Senaryosu oluşturulmuş ve bu senaryo altında geçtiğimiz dönemde lisans süreçlerinin zorluğu, ihalelerde çıkan düşük fiyat sonuçları ve iletim altyapısındaki yetersizlikler gibi çeşitli nedenlerle gerçekleştirilemeyen rüzgâr ve güneş yatırımlarının gerçekleştiği varsayılmıştır. Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda 2022 Haziran ayı sonunda gerçekleşene kıyasla yaklaşık 8 GW ek rüzgâr ve 8 GW ek güneş kapasitesinin devreye girmiş olacağı kabul edilmiştir. Modelleme çalışmasında saatlik merit order yapısı kullanılmış ve her saat için arz ve talep artan yenilenebilir enerji üretimine göre tekrar kesleştirilmiştir. Böylece fiyat oluşumu ve kaynak bazlı üretim, simülasyon periyodundaki her saat için modellenmiştir. Modelin sonuçları piyasa takas fiyatları, YEKDEM birim maliyeti, kaynak bazlı üretim ve karbon emisyonları gibi çıktıları içermektedir. Bütün bu çıktılar aynı dönem için gerçekleşen rakamlarla karşılaştırılmış ve artan yenilenebilir enerji üretiminin etkileri çok yönlü olarak incelenmiştir. Hesaplanan piyasa takas fiyatları üzerinden, ekonometrik bir modellemeyle alternatif enflasyon hesaplaması yapılmıştır.

Çalışmanın sonuçları 2021 yılına girilirken yenilenebilir enerji kurulu gücünde gerçekleşene kıyasla önemli bir artışın pek çok yönden büyük faydaları olacağını göstermiştir. Artan yenilenebilir enerji kurulu gücü özellikle enerji krizinin derinleştiği 2022 yılında sistem maliyetlerini önemli şekilde düşürücü bir rol oynamaktadır. Elektrik faturalarını düşürmesinin ve böylelikle tüketici enflasyonunu doğrudan ve dolaylı olarak iyileştirmesinin yanında yenilenebilir enerji kurulu gücündeki artışlar, ülkenin ithal yakıt maliyetlerini ve karbon emisyonlarını da önemli ölçüde azaltacaktır. Çalışmanın temel bulguları aşağıda özetlenmiştir.

TEMEL BULGULAR

- 2021 yılı ve 2022 yılı ilk yarısını kapsayan simülasyon döneminde YEKDEM birim maliyetlerinde bir artış görülse de toplam sistem maliyetlerinin gerçekleşen rakamlara kıyasla daha düşük olarak gerçekleşeceği anlaşılmıştır. Bu etki özellikle emtia fiyatlarında çok büyük artışlar gözlemlenen Rusya-Ukrayna savaşı sonrasında daha açık şekilde görülmektedir. **Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda serbest piyasadaki toplam elektrik fiyatı 2021 yılı için gerçekleşen değerlere kıyasla %3,5, 2022 yılının ilk altı ayı içinse %11,8 daha düşük hesaplanmıştır.**

Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında YEKDEM maliyetleri artsa da bu daha çok eski YEKDEM kapsamında devreye girmiş olup döviz bazlı alım garantisinden yararlanan santrallerden kaynaklanmaktadır. Eski YEKDEM altında devreye alınan santrallere uygulanan alım garantisi süresinin 10 yıl olduğu göz önüne alındığında, bu santraller YEKDEM'den çıktıkça yenilenebilir enerji üretiminin serbest piyasadaki elektrik fiyatına etkisinin daha yoğun olarak hissedileceği görülecektir.

Yenilenebilir enerji payındaki artışın, baskılanan elektrik fiyatları üzerinden toplam enflasyona etkisinin göz ardı edilemeyecek bir seviyede olduğu da ayrıca görülmektedir. **Yenilenebilir enerji üretiminin daha yüksek ve elektrik fiyatlarındaki artışın daha düşük olduğu Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında, Temmuz 2022 itibarıyla %144,61 olarak gerçekleşen yıllık ÜFE enflasyonunun %129,22, aynı dönemde %79,60 olarak gerçekleşen yıllık TÜFE enflasyonunun ise %72,39 olacağı öngörülmektedir.**

Artan yenilenebilir enerji üretimi merit order yapısı içinde öncelikle yüksek maliyetli doğal gaz ve ithal kömür üretimini ikame etmektedir. **Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında 2021 yılı için ülkenin ithal yakıt faturası 3,1 milyar USD, enerji krizinin derinleştiği 2022 yılının ilk altı ayı için ise 3,3 milyar USD miktarında düşecektir.** Yakıt ithalatının düşürülmesinin cari açığa ve döviz kuruna da olumlu katkıları olacağı hatırdta tutulmalıdır.

Özellikle karbon yoğun kaynakların ikame edilmesi yoluyla 2021 yılında 22,9 milyon ton CO₂ eşdeğeri, 2022 yılındaysa 13,4 milyon ton CO₂ eşdeğeri emisyon azaltımı yapılacağı görülmektedir. Burada 18 ay için hesaplanan toplam azaltım miktarı, 2020 yılı için açıklanan elektrik üretimi kaynaklı karbon emisyonlarının yaklaşık %28'ine denk gelmektedir.

Raporun içerisinde daha detaylı olarak yer verilen çıktılar, geçtiğimiz yıllarda yenilenebilir enerji kurulu gücünün artırılmasının çok yönlü faydaları olacağını ve ülkenin bu yolla küresel enerji krizinin etkilerinden bir miktar korunabileceğini göstermektedir. Yenilenebilir enerji üretiminin artırılmasının özellikle küresel emtia fiyatlarının arttığı dönemlerde son kullanıcı maliyetlerini düşürmede ve enflasyonu kontrol etmede etkili olacağı gözlemlenmiştir. Maliyetlere olan bu katkının yanı sıra yenilenebilir enerjinin ithal yakıt bağımlılığının azaltılması, arz güvenliğinin sağlanması ve karbon emisyonlarının düşürülmesi gibi çok yönlü faydalar getireceği görülmektedir.

Gelecekte de küresel emtia fiyatlarındaki şoklardan kaynaklanabilecek olumsuz etkilerin hafifletilmesi adına en uygun alternatifin rüzgâr ve güneş gibi yerli ve temiz kaynaklar olduğu görülmektedir. Bu açılardan piyasada hem maliyetlerin düşürülmesi hem de çok yönlü faydalardan yararlanılabilmesi için atılması gereken adım kapsamlı bir yenilenebilir enerji strateji ve hedeflerinin oluşturulmasıdır. Bu kapsamda geçmiş politikaların başarılı ve başarısız yönleri de tekrar incelenmeli ve buradan çıkarılacak dersler gelecek için yol gösterici olmalıdır.

1. ENERJİ PİYASALARINDA YAŞANAN GÜNCEL GELİŞMELER VE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ETKİSİ

Geçtiğimiz yıllarda dünya enerji piyasaları oldukça büyük çalkantılara sahne olmuştur. Öncelikle 2020 yılında hız kazanan COVID-19 salgınının dünya enerji piyasaları üzerinde çok önemli etkileri olmuş, salgının hızlı bir şekilde etkisini artırması ve alınan önlemlerle birlikte tüm dünyada elektrik talebinde ciddi gerilemeler gözlenmiştir. 2021 yılının sonlarına doğru vakaların azalması ile birlikte ise önlemlerin kademeli olarak kaldırılması enerji talebinde ve fiyatlarında ciddi bir artışa neden olmuştur. Bununla birlikte 2021 yılında dünya genelinde gözlemlenen ve iklim değişikliği ile de ilişkili olan kuraklığın etkisiyle fiyatlardaki artış ve başlamakta olan enerji arz krizi daha da belirgin hâle gelmiştir. Bu gelişmelerin ardından 2022 Şubat ayında başlayan Rusya'nın Ukrayna'yı işgal girişimi ise devam eden krizin önemli ölçüde derinleşmesine neden olmuştur. Dünyanın en büyük doğal gaz üreticilerinden biri olan Rusya'nın Ukrayna'yı işgal etmesi ve Rusya'ya uygulanan yaptırımlar neticesinde başta doğal gaz ve kömür gibi emtialar olmak üzere çeşitli yakıtların fiyatlarında hiç beklenmeyecek ölçüde hızlı artışlar gerçekleşmiştir. Bütün bu etkilerin neticesinde başta Avrupa olmak üzere tüm dünyada enerji fiyatları rekor düzeyde artmıştır. 2021 yılının sonlarına doğru başlayıp 2022 yılında derinleşen küresel enerji krizinin etkileri, tüm hızıyla hissedilmeye devam etmekte ve bu krizin ne zaman sonlanacağına ilişkin bir işaret henüz görünmemektedir.

Hâlihazırda içinden geçmekte olduğumuz küresel enerji krizinin etkileri Türkiye'de de yoğun bir şekilde hissedilmektedir. Artan elektrik talebi, emtia fiyatları ve kuraklığın etkisiyle ülkede serbest piyasadaki elektrik fiyatları önemli ölçüde artmış ve bu artış da özellikle 2022 yılının başından itibaren son kullanıcılara yansıtılmaya başlanmıştır. Serbest piyasadaki artan elektrik fiyatının diğer bir nedeni ise son yıllarda özellikle yenilenebilir enerji yatırımları konusunda bir duraksama yaşanması ve ülkedeki elektrik üretim kapasitesinin yeterince artırılamamasıdır.

Bunun yanında geçtiğimiz yıl içerisinde bazı dönemlerde elektrik ve doğal gaz talebinin karşılanması konusunda da sıkıntılar yaşanmıştır. Özellikle 2021 yılının yaz aylarında dönemsel olarak görülen sıradışı sıcaklıklar bazı saatlerde olağandışı yüksek elektrik talebine yol açmış ve bu saatlerde pek çok bölgesel elektrik kesintisi görülmüştür.

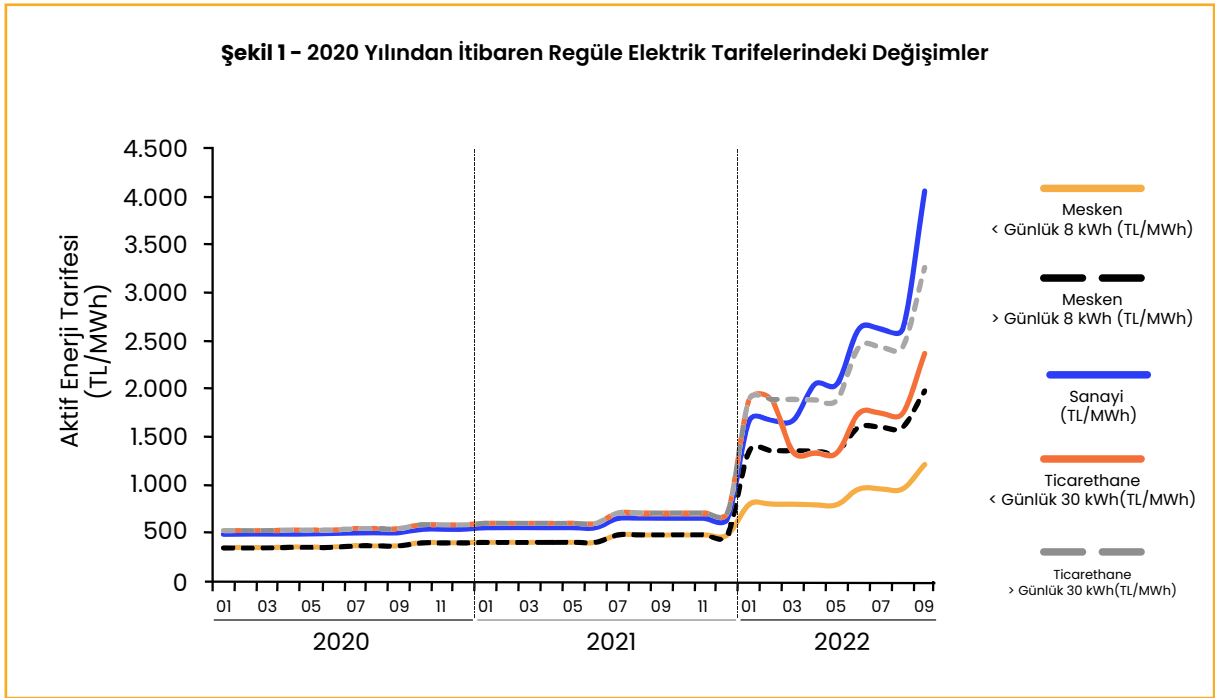
Bununla birlikte, iklim değişikliğinin etkileri sonucunda 2021 yılının yaz aylarında görülen aşırı sıcak hava dalgalarının düzenli hâle gelmesi beklenmektedir. 2022 yılı yaz aylarında Avrupa genelinde görülen rekor sıcaklıklar da bu beklentinin doğrulayıcısı olarak göze çarpmıştır. 2022 yılının ilk aylarında ise bu kez düşük sıcaklıklar ve İran gazı konusunda yaşanan sorunlardan kaynaklı olarak doğal gaz arzı konusunda sıkıntılar baş göstermiş ve pek çok sanayi bölgesi için belirli sürelerde doğal gaz ve elektrik kesintilerinin uygulanması gerekmiştir.

Enerji arzı sıkıntıları ve 2022 yılbaşıdan itibaren vatandaşların elektrik faturalarında görülen hızlı artışlarla birlikte enerji sektörü ülkedeki ana gündem maddelerinden biri hâline gelmiş ve bu durum elektrik sektörüyle ilgili pek çok farklı tartışmayı da beraberinde getirmiştir. Son dönemde kamuoyunda tartışılan başlıca konulardan birisi YEKDEM uygulaması ve bu uygulamanın elektrik faturalarına olan olası yansımalarıdır.

2010 yılından itibaren devreye girmiş olan YEKDEM kapsamında rüzgâr, güneş ve hidroelektrik gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına 10 yıllık süreyle döviz bazlı alım garantileri uygulanmış ve yenilenebilir enerji kurulu gücünde önemli artışlar gerçekleşmiştir. Döviz bazlı uygulama 2021 yılının ortasında sona ermiş olsa da 10 yıllık garanti süreleri devam etmekte olan santraller hâlen YEKDEM alım garantilerinden yararlanmaktadır. 2021 yılından sonra ise getirilen yeni TL bazlı YEKDEM uygulamasının hâlihazırda geniş çaplı bir uygulaması yoktur. Öte yandan devreye girmiş ve girecek olan YEKA projeleri altında belirlenen alım garantileri de YEKDEM kapsamında değerlendirilmektedir. YEKDEM altındaki santrallere ödenen alım garantisi miktarları ile piyasa fiyatları arasında oluşan fark ise YEKDEM birim maliyeti yoluyla piyasadaki tüketicilere fatura edilmektedir. Öte yandan bu santrallerin piyasada faaliyet göstermesi piyasa fiyatlarını düşürücü bir etki yaratmaktadır. Bu nedenle YEKDEM uygulamasının serbest piyasadaki elektrik fiyatlarında hem düşürücü hem de yükseltici iki ayrı etkiye neden olduğu söylenebilir. Son zamanlarda süregelen tartışmalarda ise genellikle bu santrallere ayrılan kaynağı elektrik faturalarını artırmada önemli bir paya sahip olduğu ve destek mekanizmalarının elektrik faturalarını yoğun miktarda artırdığı öne sürülmüştür.

Bu çalışmanın amacı YEKDEM santrallerinin 2021 yılı ve 2022 yılının ilk yarısı içerisinde yaşanan serbest piyasadaki elektrik fiyatı artışlarına etkisini ölçmek ve bugünküne kıyasla daha çok rüzgâr ve güneş kurulu gücünün olacağı bir durumda serbest piyasadaki elektrik fiyatlarının ne yönde değişeceğini analiz etmektir. 2010-2021 yılları arasında YEKDEM uygulaması kapsamında önemli kurulu güç artışları gerçekleşmiş olsa da bu dönemde çeşitli nedenlerle gerçekleştirilememiş pek çok yatırım mevcuttur. Bu çalışma kapsamında çeşitli politika değişiklikleri yoluyla devreye girememiş olan bu kapasitelerin erkenden devreye alınmış olacağı ve yenilenebilir enerji kurulu gücünün artmış olacağı bir senaryo oluşturulmuştur. Oluşturulan bu senaryo altında gerçekleşen verilere kıyasla piyasa takas fiyatı ve YEKDEM birim maliyetinin nasıl değişeceği, doğal

gaz ve ithal kömür maliyetlerinin ne kadar azaltılabileceği ve karbon emisyonlarında ne kadar azaltım yapılmış olacağı gibi sonuçlar analiz edilmiştir. Özellikle ithal yakıtlara bağımlı olarak işlemekte olan Türkiye elektrik piyasası için serbest piyasadaki elektrik fiyatlarının nasıl değişeceğinin yanı sıra ithal yakıt maliyetlerinin nasıl geliştiği de büyük öneme sahiptir. Küresel emtia krizlerinin yaşandığı dönemlerde ise enerji kaynaklarında dışa bağımlılığın etkisi daha da artmaktadır.



Şekil 1 'de 2020 yılından itibaren Türkiye'de uygulanmakta olan regüle elektrik tarifeleri farklı tüketici türleri bazında gösterilmiştir. Şekilden görülebileceği üzere 2020 ve 2021 yıllarında son kullanıcı elektrik tarifelerinde büyük çaplı bir artış gerçekleşmemiştir. 2022 yılı başındaysa serbest piyasadaki elektrik fiyatlarında bahsi geçen artışlara paralel olarak mesken kullanıcıları aktif enerji bedelinde %184'e, ticarethane kullanıcıları aktif enerji bedelinde %168'e, sanayi kullanıcıları aktif enerji bedelinde ise %157'ye varan bir zam yapılmıştır. Bu dönemde düşük tüketimli mesken kullanıcılarının korunması için farklı bir tarife yapısı geliştirilmiş olsa da bu tüketici grubu için dahi zam %68 seviyesine ulaşmıştır. Daha sonra tepkilerin artması üzerine Mart ayından itibaren ticarethane tarifelerinde de benzer bir ayrıma gidilmiştir. Haziran ayında ise meskenler için elektriğe ilave %15, ticarethane ve sanayi kullanıcıları için ise %25 ek zam gelmiştir. Haziran ayında yapılan bu zamların ardından Temmuz ve Ağustos aylarında tarifeler üzerinde herhangi bir düzenleme yapılmazken, Eylül ayında elektrik tarifelerine mesken abone grubu için %20, ticarethaneler için %30 ve sanayi kullanıcıları için ise %50 gibi yüksek oranlarda zamlar yapılmıştır (EPDK, 2022).

Son kullanıcı elektrik tarifelerindeki bu hızlı artış dahi elektrik üretiminin gerçek bedelini tamamen yansıtmamaktadır. 2022 yılının başından itibaren derinleşen krizin etkilerinin son kullanıcılara en az şekilde yansıtılması adına elektrik piyasasında temel bazı politika değişikliklerine gidilmiştir. Oluşan maliyet artışları nedeniyle elektrik tarifelerine yeniden yüklü bir zam yapılması ve Görevli Tedarik Şirketleri'nin (GTŞ) nakit akımlarının düzeltilmesi ihtiyacı doğmuştur. Buna karşın yüksek enflasyon nedeniyle sıkıntı yaşayan tüketicilerin elektrik tarifelerinin daha da yükseltilmesi tercih edilmemiş ve alternatif çözüm arayışları başlamıştır.

Bu amaçla tasarlanmış olan ilk uygulama yükselen fiyatlar nedeniyle eksi çıkmaya başlayan YEKDEM birim maliyetinin alışımlı şekilde tüketicilere yansıtılması yerine, regüle tarife ile elektrik tedarik eden müşterilerinin tüketimi oranında bir hespla, GTŞ'lere aktarılması olmuştur.¹ 2022 yılının şubat ayından itibaren hesaplamalarda geçerli olan bu değişikliğin ardından yüksek tüketime sahip olup da Son Kaynak Tedarik Tarifesi kapsamı altında elektriği özel şirketlerden tedarik eden ticarethane ve sanayicilerin faturaları oldukça artmış ve bu ek kaynak, meskenler ve küçük işletmelerde süregelen sübvansiyonun sürdürülebilmesi için kullanılmıştır. Ancak bu değişiklik de sorunun çözümü için yeterli olmamıştır.

Bu kapsamda tasarlanan ikinci yöntem ise EÜAŞ tarafından yapılacak bir elektrik tedarik ihalesi yoluyla sorunun çözümüne katkı sağlamayı amaçlıyordu. Bu amaca yönelik olarak Nisan 2022'den itibaren başta yerli kömür gibi nispeten düşük marjinal maliyetlere sahip üretim tesislerinden olmak üzere her yıl yaklaşık 75 TWh miktarında bir elektrik üretiminin 2025 yılına kadar yapılması hedeflenen uzun dönemli anlaşmalarla EÜAŞ tarafından satın alınması ve bu elektriğin GTŞ'lere ucuz bir fiyattan satılması planlanmıştır. EÜAŞ, 8 Mart 2022 tarihinde resmî sitesinden yaptığı duyuru ile çeşitli kaynaklardan sağlanacak ve Nisan 2022 - Aralık 2025 dönemi için geçerli olacak elektrik satın alım ihaleleri düzenleyeceğini belirtmiştir.

Ancak bu amaca yönelik olarak toplanan tekliflerin yeterli görülmemesi nedeniyle açılan ihale 28 Mart 2022 tarihinde iptal edilmiştir (Dünya Gazetesi, 2022). EÜAŞ ihalelerinin iptalinin hemen ardından ise 29 Mart 2022 tarihinde EPDK, elektrik piyasalarında uygulanacak yeni kaynak bazlı azami uzlaştırma fiyat uygulamasının ve üretim maliyeti artan santrallere verilecek destek mekanizmasının detaylarını duyurmuştur. Yeni düzenlemeye göre, maliyeti yüksek üreticiler ve/veya artan fiyatlardan negatif yönde etkilenen tüketicilere uygulanacak ek desteğe kaynak yaratılabilmesi için, marjinal maliyeti nispeten düşük olan santrallerin elektrik piyasasında elde edeceği gelire bir limit getirilmiştir.

1. 31765 Sayılı 1 Mart 2022 tarihli Resmî Gazete

Düzenleme kapsamında Gün Öncesi Piyasası genelinde uygulanacak olan azami fiyat limiti güncellenmiş, kaynak bazında Azami Uzlaştırma Fiyatları (AUF) belirlenmiş ve "Kaynak Bazında Destekleme Bedelinin Belirlenmesine ve Uygulanmasına İlişkin Usul ve Esaslar", 30 Mart 2022 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanarak son şeklini almıştır.²

Düzenlemeye göre elektrik piyasasında faaliyet gösteren farklı santraller arasında bir ayırım yapılarak her kaynak türü için ayrı bir azami uzlaştırma fiyatı tanımlanmıştır. Nispeten daha düşük maliyete sahip kaynaklar belirlenmiş olan azami uzlaştırma fiyatı ile piyasa takas fiyatı ya da ikili anlaşma fiyatı arasındaki farkı sistem işletmecisine geri ödeyecek ve bu miktar destekleme bedeli olarak toplanacaktır. Aşağıda verilen tesislere ilişkin üretim ise bu uygulamadan muaf tutulacaktır:

- YEKDEM altında alım garantileri devam eden santraller
- EÜAŞ Portföyü altındaki santraller
- EÜAŞ ile alım anlaşması yapmış olan santraller
- 8 Mart 2022 tarihinden önce Vadeli Elektrik Piyasası'nda yapılmış olan satış yönlü net pozisyonlara sahip üretim tesisi bazındaki miktarlar

Farklı kaynak türleri için belirlenen AUF değerleri her ay belirlenen formüle göre güncellenecektir. İthal kömür ve doğal gaz gibi yüksek maliyetli santraller için Nisan ayında ilk uygulama dönemi için AUF 2.500 TL/MWh, yenilenebilir ve yerli kömür kaynaklı santraller için ise 1.200 TL/MWh olarak belirlenmiştir.

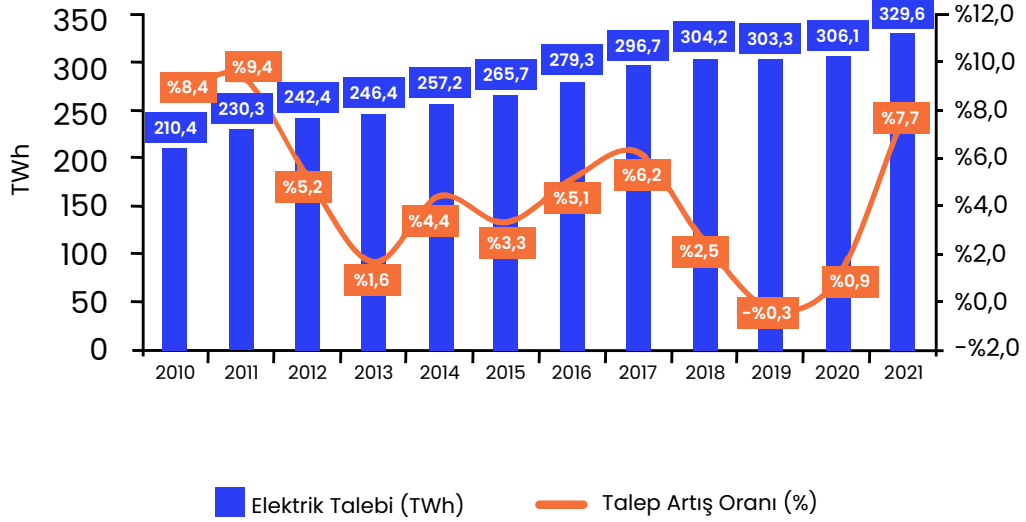
Uygulamanın en başta altı aylık bir dönem için geçerli olacağı ifade edilmiş olsa da ihtiyaca bağlı olarak bu sürenin uzayabileceği belirtilmiştir. Uygulama süresince maliyetleri düşük olan kaynaklardan toplanacak kaynakların GTŞ'lere aktarılması yoluyla regüle tarifelerde sübvansiyon uygulamasının devam etmesi mümkün olacaktır. Buna karşın uygulamanın regüle elektrik tarifelerinden elektrik alamayan büyük tüketicilerin elektrik faturalarına olumlu bir etkisi olmayacaktır. Diğer yandan, EPDK'nın 29 Eylül tarihli kurul kararları uygulamayı 01/10/2022 tarihinden itibaren altı ay süreyle uzatırken, kaynak tiplerine bağlı olarak belirlenen Azami Uzlaştırma Fiyat Başlangıç Değerleri'ni Tablo 1'deki gibi güncellemiş ve bu değerlerin güncellenmesine ilişkin formüllerde de bazı değişikliklere gidilmiştir.

Tablo 1. Kaynaklara Göre Azami Uzlaştırma Fiyat Başlangıç Değerleri

Kaynak Tipi	Azami Uzlaştırma Fiyatı Başlangıç Değeri (TL/MWh)
Yerli Kömür	2.050
İthal Kömür	2.750
Doğal Gaz/Fuel Oil/Nafta/LPG/Motorin	4.500
Diğer Kaynaklar	1.540

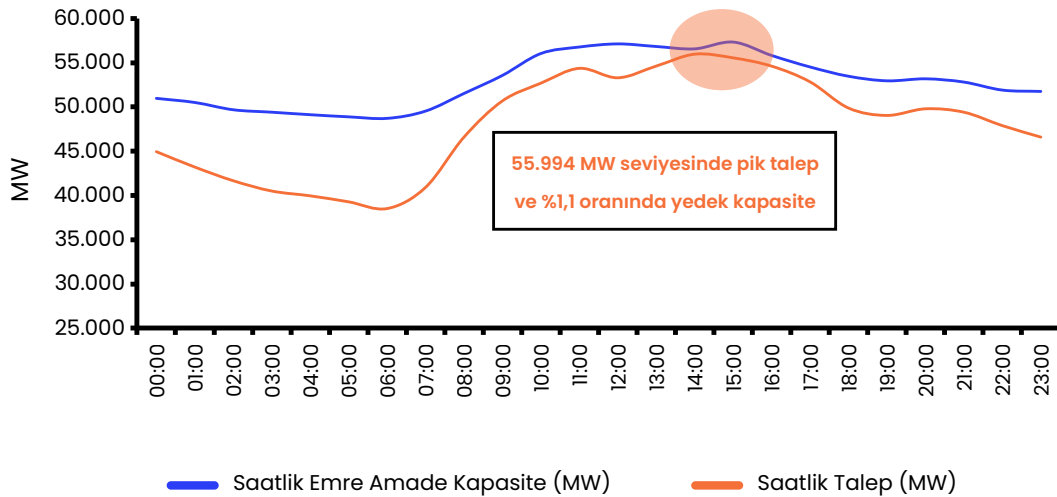
Kaynak: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/2-12806/epdkdan-yaklasan-kis-oncesi-onemli-karar--->

Şekil 3 - Yıllar içinde Elektrik Talep Değişimi

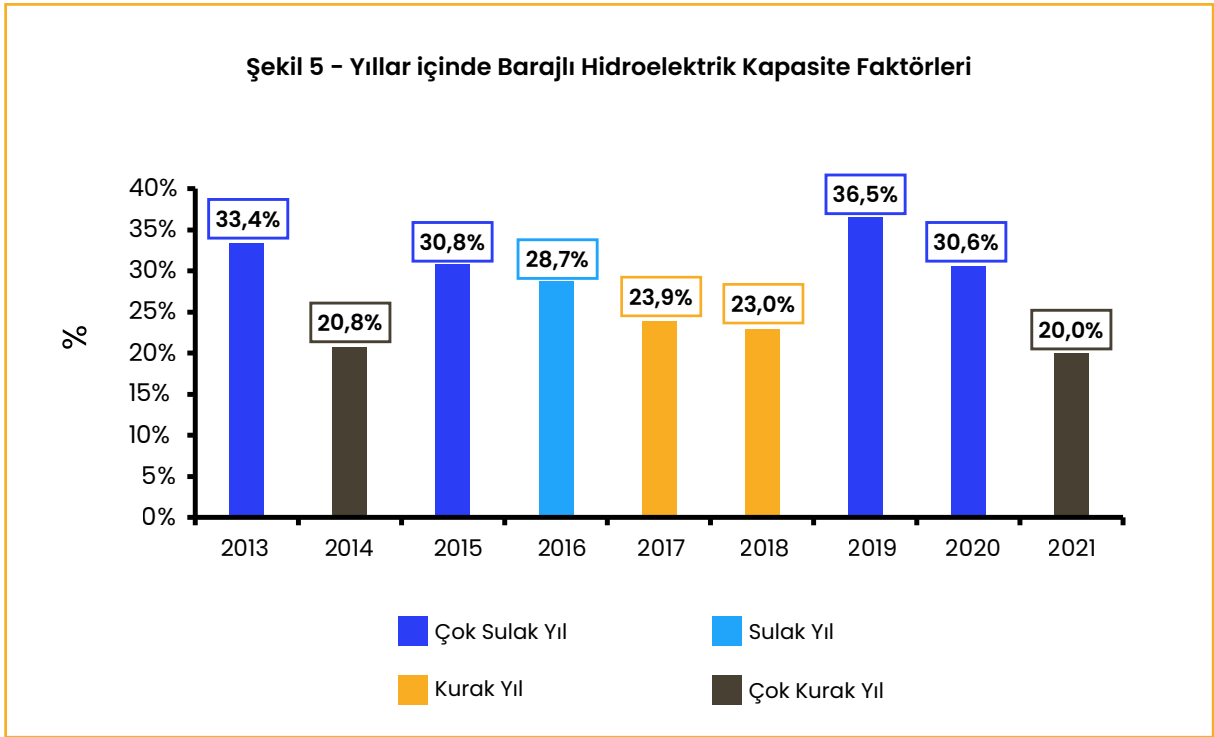


Piyasa fiyatlarının 2021 yılından itibaren artışında önemli bir etken, COVID-19 kısıtlamalarının azaltılmasıyla beraber elektrik talebinde görülen yükseliştir. TEİAŞ verilerine göre 2021 yılının ilk altı ayında gerçekleşen toplam elektrik talebi 156.684 GWh olarak gerçekleşirken bu değer 2022 yılının ilk altı ayında 161.300 GWh'e yükselmiştir (TEİAŞ, 2022). 2021 öncesinde ise ülkedeki elektrik talebi ekonomik duraksama, sanayi üretiminin düşmesi ve COVID-19 salgını gibi nedenlerle 3 yıl boyunca yatay bir seyir izlemiştir. Geçtiğimiz yıllardaki elektrik talebindeki değişimler Şekil 3'te verilmiştir.

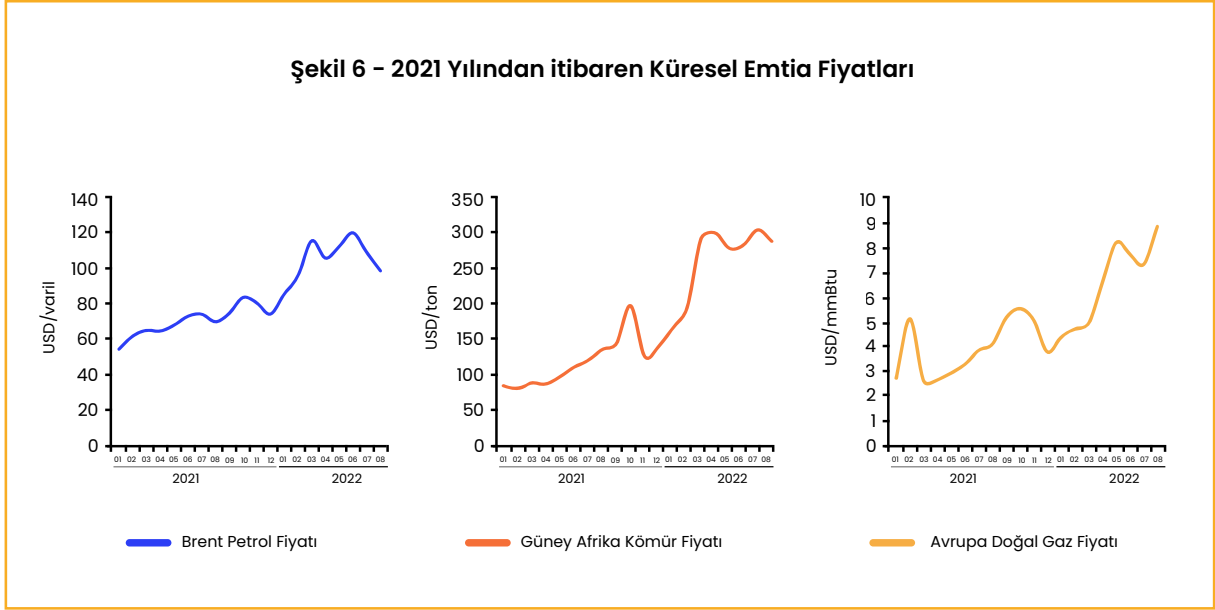
Şekil 4 - 4 Ağustos 2021 Elektrik Talebi vs Emre Amade Kapasite



2021 yılında talepte görülen genel artışın ve artan sıcaklıkların etkisiyle özellikle yaz aylarında elektrik talebi artmıştır. Ülkede günümüze kadar görülen en yüksek saatlik elektrik talebi 4 Ağustos 2021'de gerçekleşmiştir. İlgili gün içerisinde gerçekleşen saatlik elektrik talebiyle yedek kapasitenin bir karşılaştırması Şekil 4 'te verilmiştir. 55.994 MW'lık pik talebin olduğu saatte mevcut yedek kapasite oranı %1,1'lere kadar gerilemiştir (YTBS, 2022). Böylesi saatlerde elektrik talebinin karşılanmasında sıkıntılar yaşanmış ve bölgesel elektrik kesintilerinin uygulanması gerekli olmuştur. Bu saatler aynı zamanda en yüksek piyasa fiyatlarının da olduğu saatlerdir. Elektrik talebi ve emre amade kapasitenin gelişimine bağlı olarak 2022 ve 2023 yıllarında da benzer durumların yaşanması riski bulunmaktadır.



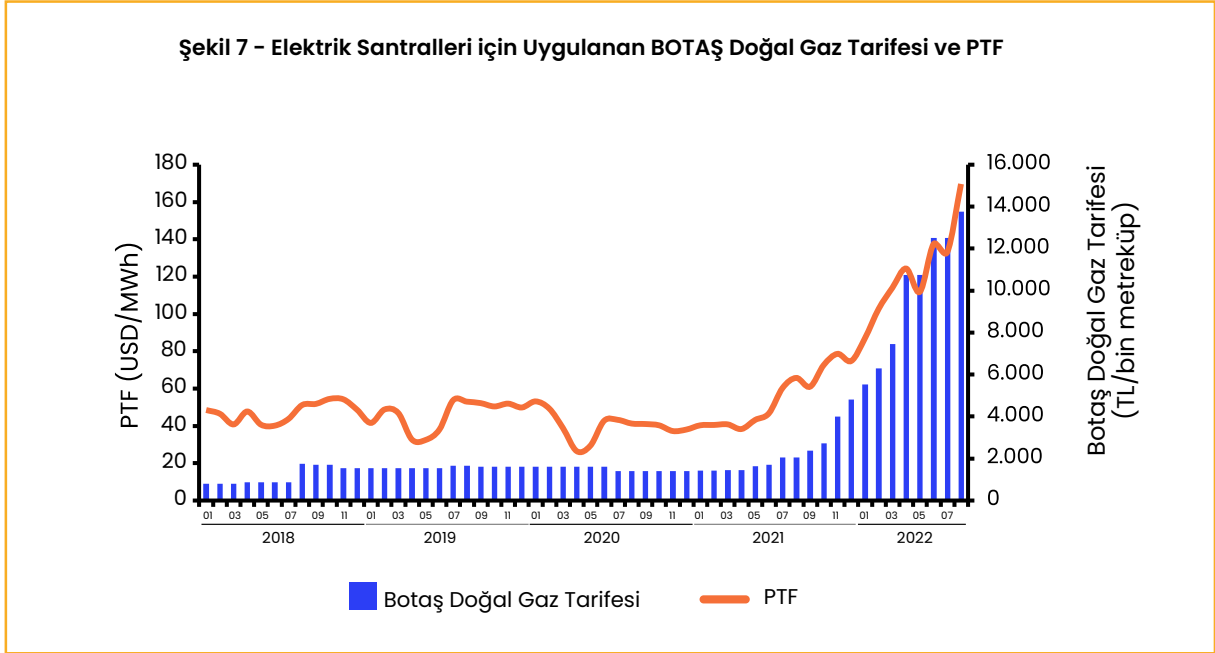
2021 yılında emre amade kapasitenin nispeten düşük olmasının bir nedeni ise bu yılda görülen kuraklık ve rekor düzeyde düşük hidroelektrik üretimidir. Şekil 5 'te verilen yıllık barajlı hidroelektrik kapasite faktörleri karşılaştırmasında görülebileceği gibi 2021 yılında barajlı hidroelektrik kapasite faktörü %20 civarında gerçekleşmiştir. Bu değer %26-27 civarında olan yıllık ortalama değerlerin oldukça altındadır. 2019 ve 2020 yıllarında ise aksi bir durum oluşmuş ve barajlı hidroelektrik üretimi çok yüksek seviyelerde gerçekleşmiştir (TEİAŞ, 2022). Elektrik talebinin de kayda değer oranlarda artmadığı bu yıllarda doğal olarak piyasa fiyatları düşük seyretmiş ve son yıllarda elektrik üretim kurulu gücünün önemli oranda artmamasının yaratabileceği riskler gölgelenmiştir.



Bahsi geçen bütün bu faktörlerin üzerine, küresel emtia fiyatlarında görülen artışlar ise 2021 yılının ikinci yarısı ve özellikle 2022 yılından itibaren ülkemizde de etkisini yoğun olarak göstermiştir. Şekil 6'da 2021 yılından itibaren küresel Brent petrol, kömür ve doğal gaz fiyatlarının gelişimi gösterilmiştir (Dünya Bankası, 2022).⁴ 2021 yılının başlarından itibaren bu üç emtianın fiyatlarında da hızlı yükselişler görülmüştür. Bunun gerçekleşmesinde en başta COVID-19 salgınından çıkışla birlikte artan enerji talebi etkili olmuş, 2022 Şubat sonrasında özellikle kömür ve doğal gaz fiyatlarında görülen artışta ise Rusya-Ukrayna Savaşı etkili olmuştur. Savaşın etkilerinin ne kadar bir süreye yayılacağı henüz belirsizliğini korumaktadır.

Türkiye'de elektrik üretiminin önemli bir kısmı ithal fosil yakıtlardan karşılanmaktadır. Yaşanan kuraklığın etkisiyle birlikte 2021 yılı içerisinde bu kaynakların üretim içindeki payı daha da artmıştır. TEİAŞ verilerine göre 2021 yılında üretilen elektriğin yaklaşık %32,7'si ithal doğal gaz, %16,5'i ise ithal kömür kaynaklıdır (TEİAŞ, 2022). İthal yakıtların üretimdeki bu yüksek payı sebebiyle küresel emtia piyasalarındaki gelişmeler Türkiye'de üretilen elektriğin fiyatını doğrudan etkilemektedir. Artan emtia fiyatlarının üzerine Türk lirasının da değersizleşmesi bu etkiyi daha da şiddetli hâle getirmiştir. Son iki yılda Türkiye elektrik piyasasında oluşan fiyatların seyri, küresel emtia piyasalarını doğrudan takip etmektedir.

4. Dünya Bankası 2022 Eylül raporunda 2022 Haziran ve Temmuz Güney Afrika kömür fiyatlarına yer verilmediği için bu rakamlar aynı kuruluşun 2022 Ağustos tarihli raporundan eklenmiştir.



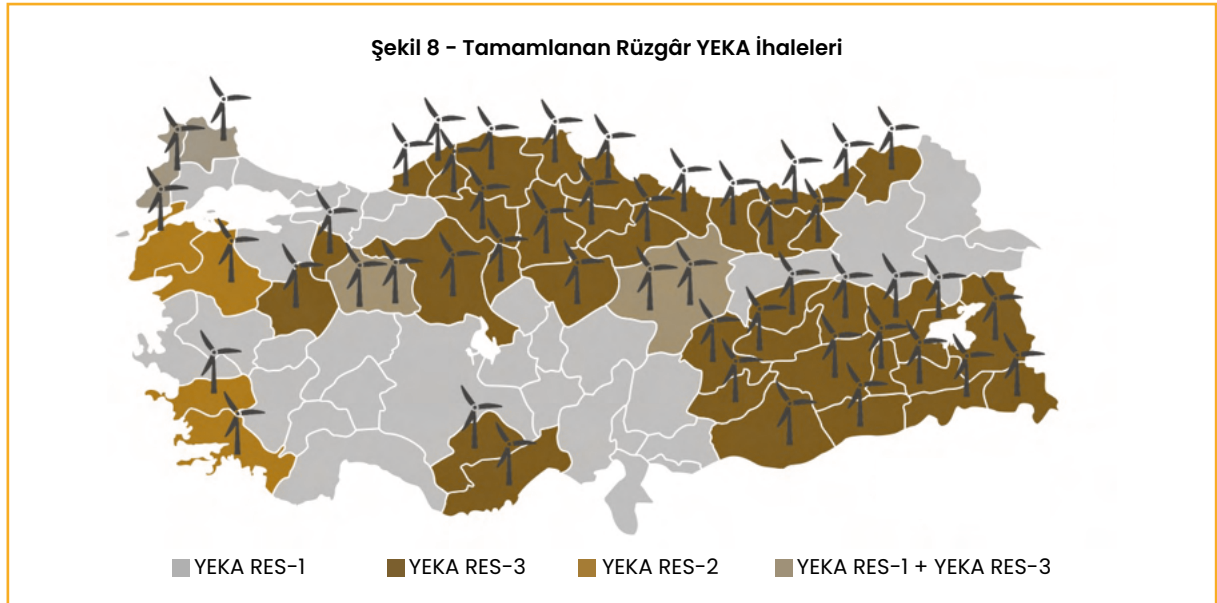
Türkiye’de elektrik üreticileri de dahil olmak üzere farklı kullanıcı türleri için geçerli olan doğal gaz tarifeleri BOTAŞ tarafından belirlenmektedir. Doğal gazı yurtdışından ithal eden bu kurumun maliyeti ise ülkenin çeşitli uzun dönem doğal gaz sözleşmelerinden ve LNG alımlarından kaynaklanmaktadır. Türkiye’nin uzun dönem sözleşmelerinin önemli bir kısmı Brent petrol fiyatlarına endekslidir. Geri kalan kısım ve LNG alımları ise yoğun olarak Avrupa doğal gaz fiyatlarından etkilenmektedir. Bu nedenle bu iki emtadaki fiyat artışlarının elektrik santrallerine uygulanan BOTAŞ tarifelerine yansıtılması kaçınılmaz olmuştur. Ülkedeki doğal gaz kombine çevrim santralleri (DGKÇ) fiyatın belirlenmesinde oldukça etkili olduğu için yaşanan zamlar doğrudan elektrik fiyatlarına da yansımaktadır. 2018 yılından itibaren uygulanan BOTAŞ tarifeleri Şekil 7’de PTF ile karşılaştırmalı olarak gösterilmiştir.

Bütün bu etkenlere bağlı olarak artan serbest piyasadaki elektrik fiyatlarının sınırlandırmasını sağlayabilecek temel etkenlerden biri ise yerli ve yenilenebilir kaynaklı üretimin artırılmasıdır. Bu konuda geçtiğimiz yıllarda yaşanan bazı sorunlar ise özellikle yenilenebilir enerji tarafındaki pek çok proje için gecikme ve iptallere yol açmıştır. Bunlara eski YEKDEM döneminde başlatılan bazı ihalelerde kazanan projelerin büyük bir bölümünün yapılamaması ve YEKA projelerinde yaşanan gecikmeler gibi örnekler verilebilir. Ayrıca özellikle büyük sanayici kuruluşlarının elektrik faturalarının geçtiğimiz dönemde sübvansede edilmesi sonucunda öz tüketime yönelik kurulan lisanssız tesislerin kurulu gücü de istenen düzeylere erişememiştir.

2011 yılından önce YEKDEM uygulaması açık artırma mekanizmasına ihtiyaç duymadan “ilk gelen alır” esasına göre işletilmiştir. Ancak zaman içinde belirli bölgelere yönelik rekabet ve talep arttıkça, kapasitelerin potansiyel yatırımcılara tahsis edilmesi için ek mekanizmalara ihtiyaç duyulmuştur. Bu noktadan sonra YEKDEM kapsamındaki rüzgâr ve güneş bağlantı kapasiteleri, düzenlenen ihaleler yoluyla tahsis edilmeye başlamıştır.

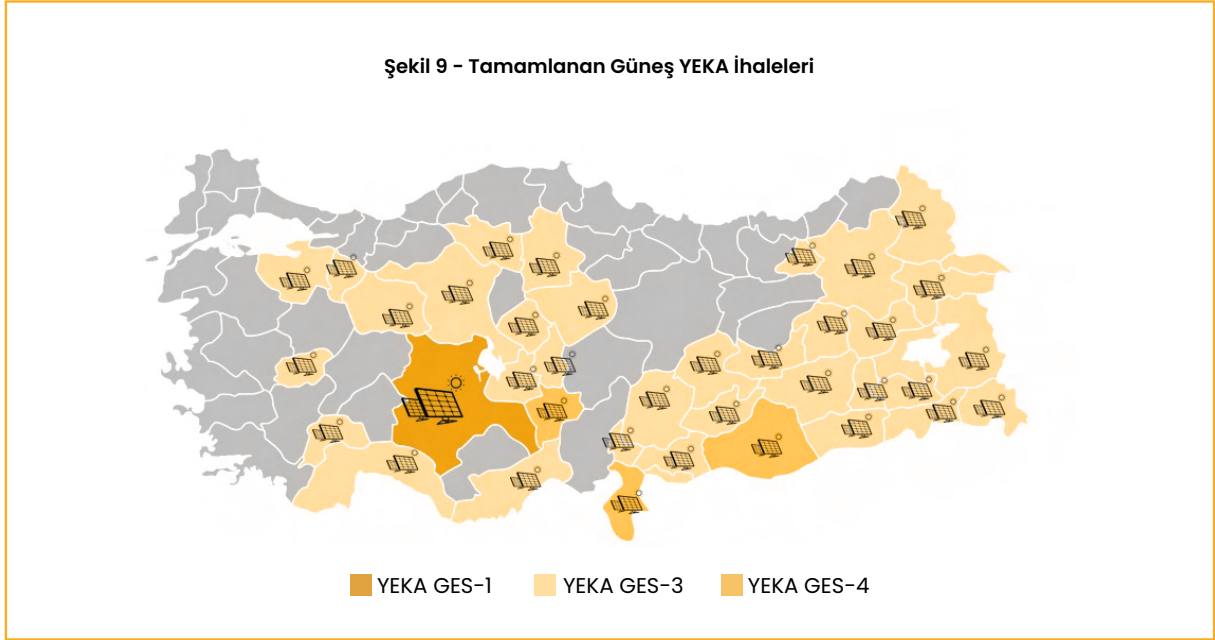
2011 yılında yapılan ilk rüzgâr ön lisans ihalesinde toplam 5.500 MW kapasite tahsis edilmiştir. İhale, alım garantili tarifieden düşülerek TEİAŞ'a ödenecek TL/kWh katkı payı teklifleri üzerinden yapılmıştır (TÜREB, 2022). Bu ihale büyük oranda başarılı olmuş olmasına karşın ihalede ön lisans alma hakkını kazanan yaklaşık 1.000 MW'lık bir proje kapasitesi 2021 yılında YEKDEM bitiş tarihi öncesinde kurulamamıştır.

2017 yılında ise, farklı bir ihale sistemi yöntemi kullanılarak 2.820 MW ön lisans kapasitesi tahsis edilmiştir. Yeni sistemde, teklif yapan şirketlere ABD doları/kWh bazında sabit satın alım garantisi veya PTF üzerinden düşülmek üzere eksi ABD doları/kWh fiyatı teklif etme seçenekleri sunulmuştur. 2017 yılında yapılan bu ihale büyük ölçüde başarısız olmuş ve PTF üzerinden eksi teklif yoluyla kazanan projeler devreye girememiştir. Bu ihale modelinin başarısız olmasında kazanan fiyat seviyelerinin oldukça düşük olması rol oynamıştır. Bu projelerin büyük çoğunluğu Aralık 2020'de tanınan hak ile teminat ödemelerini geri alarak ön lisanslarını EPDK'ya iade etmiştir.



YEKA projeleri tarafında ise ilk rüzgâr ihalesi 2017 yılında tamamlanan 1.000 MW'lık YEKA RES-1 olmuştur. İhale süreci 34,8 USD/MWh üzerinden bir alım garantisi ile tamamlanmıştır. 2019 ve 2022 yıllarında ise YEKA RES-1 ve YEKA RES-2 ihaleleri yapılmıştır. Rüzgâr YEKA ihalelerinin konumları Şekil 8 'de gösterilmiştir.

YEKDEM kapsamındaki tek güneş enerjisi ön lisans ihalesi, 2015 yılında 600 MW'lık kapasite ile gerçekleştirilmiştir. İhalede TEİAŞ'a ödenecek TL/MW bazında katkı payı esas alınmıştır ve bu yolla ihaleyi kazanan katılımcılar YEKDEM kapsamında belirlenen alım garantisi seviyesinden yararlanmaya hak kazanmıştır (Yeni Enerji, 2015). Bu ihalenin sonucunda ön lisans almaya hak kazanan projelerin çoğu gerçekleşmiş olsa da YEKDEM bitişine yetiştirilemeyen yaklaşık 130 MW'lık bir proje kurulu gücü bulunmaktadır.



YEKA tarafında ise tamamlanan ilk güneş ihalesi 2017’de yılında Konya-Karapınar için düzenlenen 1.000 MW kurulu gücündeki YEKA GES-1’dir. Bu ihale 69,9 USD/MWh kazanan fiyat üzerinden tamamlanmıştır. Hâlihazırda proje büyük bir oranda devreye girmiştir, kalan kısımların ise 2022 içerisinde tamamlanması beklenmektedir. 1.000 MW kapasitenin dağıtılacağı Solar YEKA GES-2’nin ise 2019 yılında yapılması planlanmış ancak sonradan çeşitli nedenlerle bu ihale iptal edilmiştir. 2021 ve 2022 yıllarında ise Solar YEKA-3 ve Solar YEKA-4 ihaleleri tamamlanmıştır. Tamamlanmış olan Solar YEKA ihalelerinin gösterimi Şekil 9 ‘da verilmiştir.

Görülebileceği üzere geçtiğimiz on yıl içerisinde yenilenebilir enerji kurulu gücünde önemli artışlar gerçekleştirilmiş olsa da kaçırılan bazı fırsatlar da olmuştur. Yaşanan proje iptalleri ve gecikmelerin neticesinde son yıllarda yenilenebilir enerji yatırımlarında bir yavaşlama yaşanmış ve bu durum içinde bulunduğumuz arz sıkıntılarının baş göstermesinde etkili olmuştur. Geçtiğimiz yıllarda elektrik talebinde görülen yavaşlama ve 2019 ve 2020 yıllarında görülen yüksek hidroelektrik üretimi bir süreliğine bu gidişatı gizlemiş olsa da 2021 yılına gelindiğinde küresel enerji krizinin de etkisiyle birlikte enerji yatırımlarının duraksamasının olumsuz etkileri açıktan hissedilmeye başlanmıştır.

Geçtiğimiz yıllarda yenilenebilir enerji yatırımları daha başarılı bir şekilde gerçekleştirilebilseydi yaşamakta olduğumuz krizin etkileri de daha hafif atlatılabilir ve serbest piyasadaki elektrik fiyatları düşürülebilirdi. Raporun ilerleyen bölümlerinde yer verilen model sonuçları bu çıkarımı desteklemektedir. Küresel düzeyde artan emtia fiyatları aynı zamanda ülkenin enerji ithalatı faturasını da önemli derecede artırmıştır. Modelin sonuçları yenilenebilir enerjiden daha çok yararlanılmasının ithalat faturası üzerine etkilerini de göstermektedir. Ayrıca kurulan senaryo altında karbon emisyonlarının ne oranda azaltılabileceği de çalışma kapsamında incelenmiştir.

2021 yılında TBMM tarafından onaylanarak yürürlüğe giren Paris Anlaşması kapsamında ülkenin devam eden yükümlülükleri ve 2053 net sıfır karbon hedefinin açıklanmış olması ilerleyen yıllarda enerji sisteminde yenilenebilir enerji payının daha çok artırılması gerektiğine işaret etmektedir. Ayrıca Avrupa Birliği (AB) tarafından geçtiğimiz yıl detayları açıklanan Yeşil Mutabakat, 2026 yılında AB'ye yapılacak ihracat üzerinde sınırda bir karbon vergisi uygulamasını içermektedir. Uygulama devreye girdiği andan itibaren Türkiye gibi sınırları içinde bir karbon fiyatlandırma uygulamasına gitmeyen ülkelerin AB'ye yapılacak ihracatı bu vergiye maruz kalacaktır. Rusya-Ukrayna Savaşı'nın başlamasının ardından ise enerjide ithal kaynaklara bağımlılığın barındırdığı riskler pek çok Avrupa ülkesi tarafından açıkça görülmüştür. Krizin etkilerinin ardından pek çok ülke ithalat bağımlılığını en az seviyelere indirmek amacıyla uzun dönemli yerli ve yenilenebilir enerji stratejilerini yeniden kurgulamaya başlamıştır. Doğal gaz ve kömür başta olmak üzere fosil yakıtlarda görülen fiyat şoklarının etkileri ülkemizde de sert bir şekilde hissedilmektedir.

Tüm bu nedenlerden dolayı Türkiye'nin de uzun dönemli enerji planlarını güncelleyerek yenilenebilir enerji hedeflerini artırması ve 2053 net sıfır karbon hedefine uyumlu gerçekleştirilebilir bir strateji inşa etmesi gerekmektedir. Hâlihazırda bu yönde hazırlıkların olduğu da bilinmektedir. Bu çalışmayla bu sürece destek verilmesi ve artan yenilenebilir enerji üretiminin başta üretim maliyetleri olmak üzere enerji sistemine olan olası etkilerinin analiz edilmesi amaçlanmıştır.

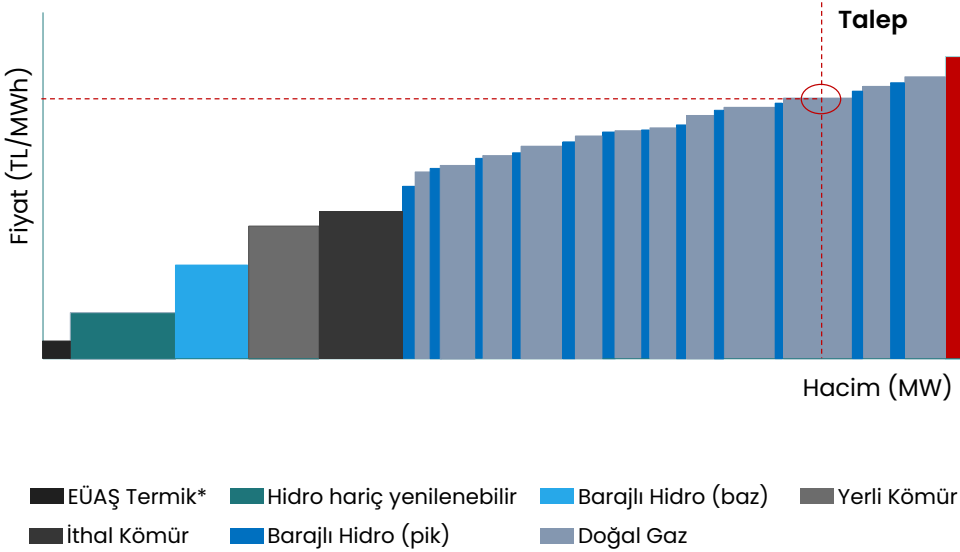
2. YENİLENEBİLİR ENERJİ, İTHAL KAYNAKLAR VE ELEKTRİK FİYATLARI ARASINDAKİ İLİŞKİ

2.1. Kullanılan Metodoloji

Çalışma kapsamında yapılan hesaplamalarda APLUS Enerji tarafından Türkiye Elektrik Piyasası için geliştirilmiş elektrik piyasası tahmin modeli AVIEW | MarketSim kullanılmıştır. Kullanılan tahmin modeli piyasa işleyişini temel hatlarıyla simüle ederek her saat için değişen parametrelerle arz ve talebi saatlik olarak kesiktirmektir. Bu amaçla her saat için bir merit order eğrisi oluşturulmaktadır.

Modelde bu amaçla kullanılan temel parametreler arasında elektrik talep tahmini, yenilenebilir enerji üretim tahmini, kamu santralleri üretim tahmini, net ithalat tahmini ve yakıt fiyat tahmini gibi girdiler yer almaktadır. Piyasa fiyatının oluşumuna etki eden temel faktörler ayrı ayrı modellenmekte ve piyasa dengesi varsayımı altında birleştirilmektedir. Tahminde bir merit order eğrisi kullanılmaktadır. Burada temel varsayım, her bir santralin piyasaya marjinal maliyeti ölçüsünde bir teklif verdiğidir.

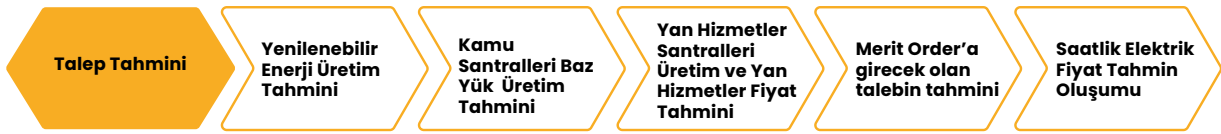
Şekil 10 - Türkiye Piyasası için Örnek Merit Order Gösterimi



*EÜAŞ portföyü altındaki termik santrallerin bir kısmı yüksek marjinal maliyetlerine rağmen belli dönemlerde baz yük olarak çalıştırılmaktadır.

Piyasadaki mevcut merit order yapısı Şekil 10'da verilmiştir. Buna göre piyasadaki tüm üreticiler kısa dönemli marjinal maliyetlerine ve emre amade kapasitelerine göre sıralanmaktadır. Artan marjinal maliyetlerine göre sıralanmış üreticiler arasından belli bir saatteki talebi karşılamak için çalışması gereken son üreticinin marjinal maliyeti, piyasa fiyatını oluşturmaktadır. Bu şekilde fiyatı belirleyen santrale aynı zamanda marjinal santral de denmektedir. Türkiye piyasası özelinde fiyatı belirleyen santraller genellikle doğal gaz santralleri veya pik saatlerde üretim yapan barajlı hidroelektrik santralleri olsa da yakıt fiyatlarındaki değişime bağlı olarak bazı dönemlerde ithal kömür yakıtlı santraller de fiyat belirleyici konuma gelebilmektedir.

Modelde temel akış şeması Şekil 11'de gösterilmektedir.



Şekil 11 . Fiyat Tahmin Modeli Akış Şeması

Modelde, elektrik talebinin inelastik olduğu kabul edilmektedir. Buna göre talep elektrik fiyatından etkilenen bir faktör olarak değil onu etkileyen bir faktör olarak modellenmektedir. Modelde ilk adım olarak simülasyonun kapsadığı zamanın her saati için toplam bir elektrik talep tahmini yapılmaktadır.

İkinci adım olarak her saat için yenilenebilir enerji üretim tahmini yapılmakta ve bu üretim her saat için toplam talepten düşülmektedir. Bu santraller hava şartlarına bağlı olarak üretim yapmaktadırlar. Marjinal maliyetleri sifıra yakın olan bu santrallerin fiyattan bağımsız olarak çalışacakları kabul edilmektedir. Bu tip santraller, depolama teknolojisinin olmadığı senaryolarda, üretimlerini doğrudan şebekeye satmaktadırlar.

Sonraki adımda saatlik net elektrik ithalatı da tahmin edilmekte ve arta kalan talepten düşülmektedir. Net ithalatın da düşülmesiyle birlikte elde kalan saatlik talep serisi, termik üretim santralleri tarafından karşılanması gereken üretim miktarıdır.

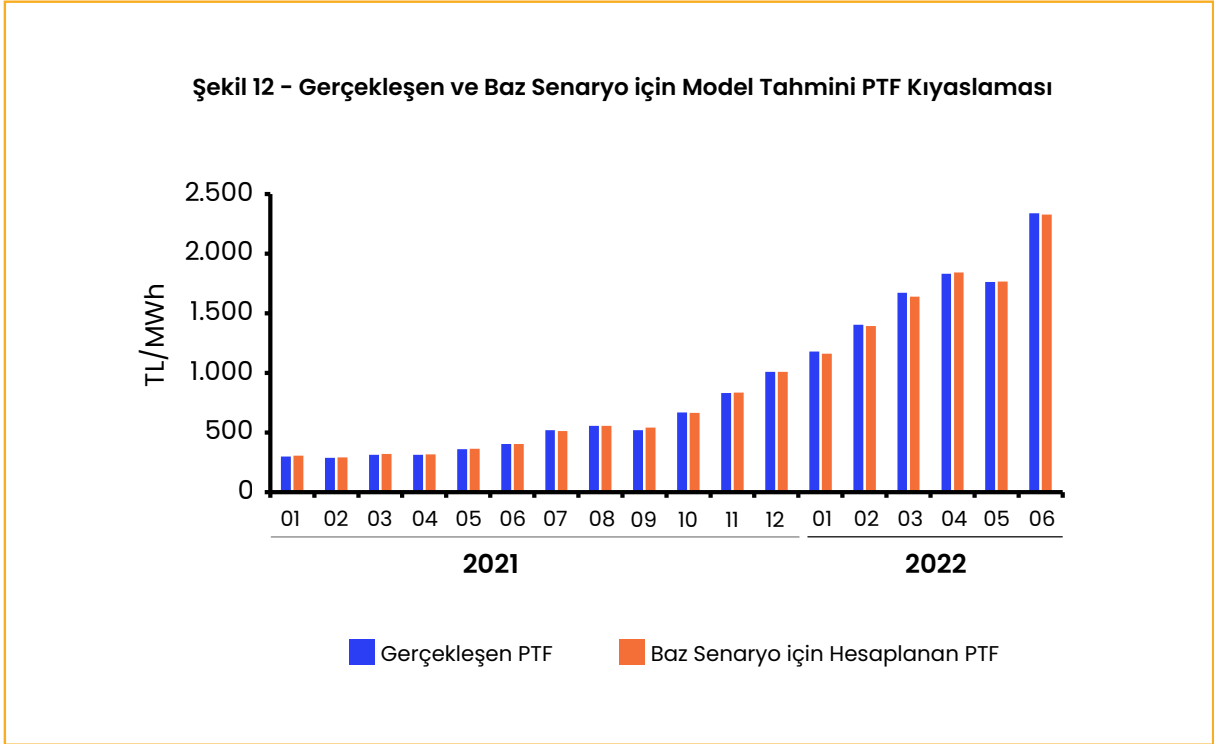
Böylece saatlik bazda merit order oluşturulurken elde termik santraller tarafından karşılanacak olan talep kalmaktadır. Oluşturulan arz eğrisi her saat için bu taleple keşştirilmekte, kesişen noktada ise piyasa fiyatı oluşmaktadır. Oluşturulan merit orderda termik santraller marjinal maliyetlerine göre sıralanmaktadır.

Bu çalışmadaki modelleme kapsamında geçmiş bir dönem üzerinden bir duyarlılık analizi yapıldığı için mümkün olduğu ölçüde gerçekleşen verilerden yararlanılmıştır. Bu kapsamda aşağıdaki veriler EPIAŞ Şeffaflık Platformu, TEİAŞ, BOTAŞ ve ICE Futures kömür kontratı raporları kullanılarak 2021 yılı ve 2022 yılının ilk altı ayı için derlenmiştir:

- Saatlik elektrik talebi
- Saatlik yenilenebilir enerji üretimleri
- Termik santral arıza ve bakımları
- Saatlik yan hizmetler talebi
- BOTAŞ doğal gaz tarifesi (elektrik santralleri için)
- İthal kömür fiyatları
- TEİAŞ iletim tarifesi
- Doğal gaz kesintisi oranları ve tarihleri

İlk adım olarak gerçekleşen bu veriler modele girilerek duyarlılık senaryosu için bir baz oluşturulmasına ve mümkün olduğunca gerçekleşen PTF ve kaynak bazlı üretim değerlerine yakın sonuçlar elde edilmesine çalışılmıştır. Baz senaryo olarak kurgulanan senaryonun aylık PTF sonuçları gerçekleşen rakamlarla karşılaştırmalı olarak Şekil 12'de verilmiştir. Burada aylık bazda bakıldığında gerçekleşen değerlerden sapma oranı %1,1 olmuştur.

Şekil 12 - Gerçekleşen ve Baz Senaryo için Model Tahmini PTF Kıyaslaması



İkinci adım olarak ise kurulan baz senaryonun üzerine artan yenilenebilir enerji senaryosu oluşturulmuştur. Burada rüzgâr ve güneş kaynakları için saatlik kapasite faktörleri hesaplanmış ve oluşturulan yeni senaryodaki kurulu güç ve saatlik kapasite faktörleri kullanılarak bu iki kaynak için yeni bir saatlik üretim serisi oluşturulmuştur. Diğer yenilenebilir enerji kaynakları için saatlik üretimler sabit bırakılmıştır. Model, artan rüzgâr ve güneş üretimiyle tekrar çalıştırılmış ve sonuçlar elde edilmiştir. Rüzgâr ve güneş üretimleri dışındaki girdilerdeki tek fark gerçek durumda gözlenen ve 2022 yılı Ocak ayından itibaren başlatılan doğal gaz kesintisinin yenilenebilir enerji senaryosunda alınmamasıdır. Bunun nedeni, model çalıştırdıktan sonra görülen doğal gaz kaynaklı üretimdeki düşüş nedeniyle artan yenilenebilir enerji üretimi olması durumunda böyle bir tedbire gerek kalmayacağı çıkarımıdır.

2.2. Senaryo Varsayımları

Daha önce de değinildiği üzere çalışma kapsamında oluşturulan senaryoda geçtiğimiz yıllarda devreye girmesi planlanan ama giremeyen önemli bir rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin 2021 yılı başında devreye girdiği, ayrıca lisanssız üretim yönetmeliği ve öz tüketim konularında daha erken yapılacak değişikliklerle birlikte lisanssız yenilenebilir enerji kapasitesinde önemli artışlar gerçekleşeceği varsayılmıştır. Olası kapasite artışları konusunda varsayılan temel değişiklikler Tablo 2'de özetlenmiştir.

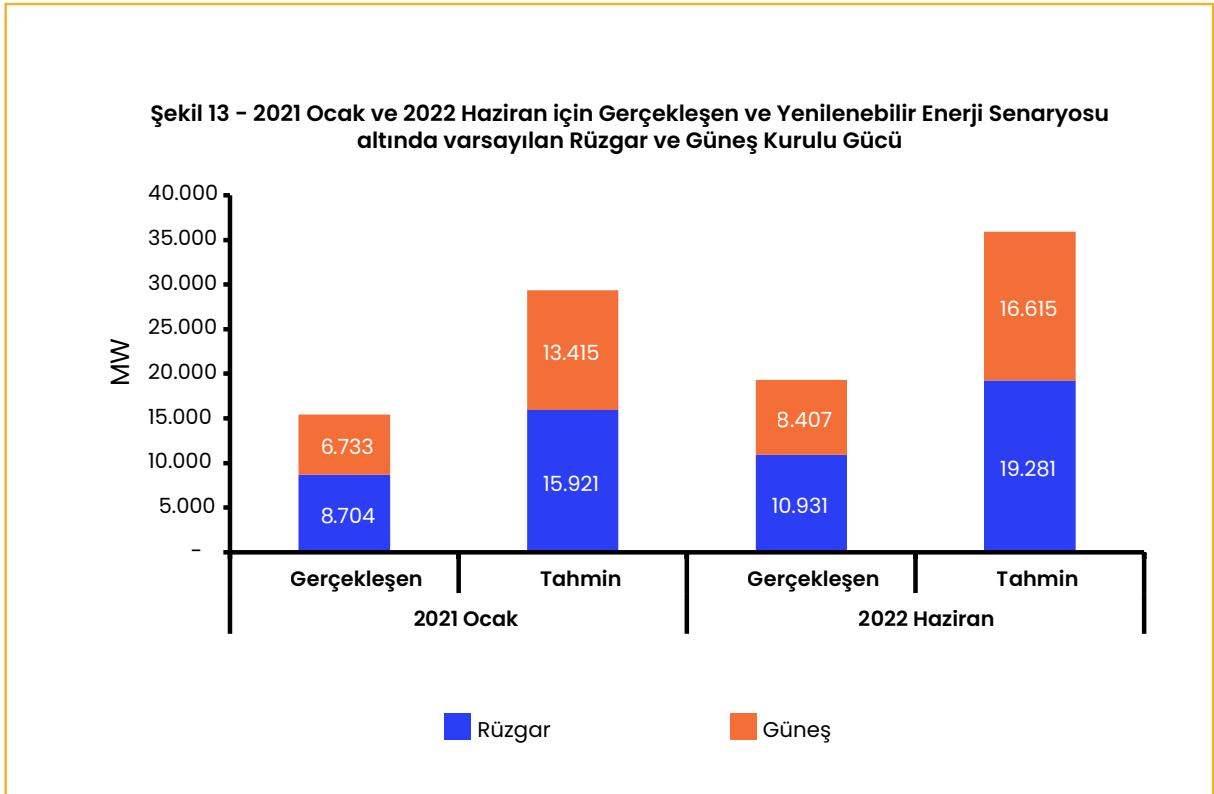
Tablo 2 . Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında 2021 ve 2022 Yıllarında Devreye Girmiş Olduğu Varsayılan Ek Kurulu Güç

Türü	Varsayılan Ek Rüzgâr Kapasitesi	Varsayılan Ek Güneş Kapasitesi
Lisanslı	<ul style="list-style-type: none"> ● 2011 rüzgâr ihalesi kapsamında tahsis edilmesine karşın operasyona alınamamış olan 1.000 MW kurulu güç (2021 başından itibaren) ● 2017 rüzgâr ihalesi kapsamında tahsis edilmesine karşın operasyona alınamamış olan 2.750 MW kurulu güç (2021 başından itibaren) ● 2017 YEKA RES-1 ihalesi kapsamında tahsis edilen ve henüz operasyona alınamamış olan 1.000 MW kurulu güç (2021 başından itibaren) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2022 Mayıs sonunda operasyona alınan toplam 468 MW'lık kurulu güce sahip 2015 önlisans ihalesi kapsamında tahsis edilen 600 MW kurulu gücün tamamı (2021 başından itibaren) ● YEKA GES-1 ihalesi kapsamında 1.000 MW'lık tahsis edilen kapasitesinin tamamı (2021 başından itibaren) ● 2019 YEKA GES-2 olarak ilan edilip daha sonra iptal edilen 1.000 MW'lık ihalenin tamamı (2021 başından itibaren)
Lisanssız	<ul style="list-style-type: none"> ● Lisanssız üretim yönetmeliği kapsamında daha erkenden yapılacak değişiklikler ile 2017- 2022 arasında yıllık 800 MW olmak üzere yaklaşık 3.600 MW ilave lisanssız rüzgâr kurulu gücü 	<ul style="list-style-type: none"> ● Lisanssız üretim yönetmeliği kapsamında daha erkenden yapılacak değişiklikler ile yıllık 1.500 MW olmak üzere 2017-2022 arasında toplam 6.750 MW lisanssız güneş kurulu gücü

Tabloda rüzgâr için görülen 2011 YEKDEM ihalesine bağlı olarak devreye girecek 1.000 MW ek kurulu gücün rüzgâr santralleri için belirlenmiş olan 73 USD/MWh tutarında alım garantisinden yararlanacağı varsayılmıştır. 2017 rüzgâr ihalesinde ise PTF üzerinden eksi teklif verip de ihaleyi kazanan ancak yapılamayan projelerin verdiği tekliflerin ağırlıklı ortalaması -15 USD/MWh civarındadır. Bu santrallerin yapılamamasının temel nedeni de zaten kazanan tekliflerin oldukça düşük olması ve bunların piyasa koşullarında yeterli kâr imkânı görememesidir. Bu nedenle bu projelerin yapılabileceği gerçekçi bir senaryo olması açısından buradan girecek ek kurulu gücün PTF-5 USD/MWh üzerinden bir alım garantisine tabi olması makul görülmüştür. 2017 YEKA RES-1 kapsamında devreye giren 1.000 MW kurulu gücün ise bu ihale sonucunda ortaya çıkmış olan 34,8 USD/MWh üzerinden bir alım garantisine tabi olacağı varsayılmıştır.

Güneş için ise 2015 ön lisans ihalesi altında ihaleyi kazanmasına rağmen kurulamayan kurulu gücün güneş santralleri için eski YEKDEM altında belirlenmiş 133 USD/MWh tutarında bir alım garantisine tabi olacağı varsayılmıştır. 2017 Solar YEK-1 kapsamında devreye erken giren kurulu güç ise yine bu ihale sonucunda belirlenmiş olan 69,9 USD/MWh miktarında alım garantisinden yararlanmıştı. İptal edilen Solar YEKA-2 ihalesinin ise iptal edilmeyip belirlenen zamanda yapılacağı ve ihaleyi kazanan projelerin hızlı bir şekilde yapılarak 2021 başına yetişeceği varsayılmıştır. Bu kapsamda Solar YEKA-2 için belirlenmiş kesin bir fiyat bulunmadığından o yıllardaki güneş kurulum maliyetleri ve sonraki YEKA'larda ortaya çıkan düşük fiyatlar dikkate alınarak alım garantisinin 50 USD/MWh seviyesinde uygulanacağı öngörülmüştür.

Lisanssız elektrik yönetmeliği kapsamında geliştirilecek ek kurulu gücün ise tamamen öz tüketime yönelik olacağı, bu nedenle elektrik sistemi üzerinde ek bir maliyet getirmeyeceği varsayılmıştır. Burada öz tüketim modeline göre yapılacak düzenlemelerin 2019 öncesinde yapılmış olacağı, farklı trafo bölgelerinde öz tüketim tesislerinin üretilmesinin önünün açılacağı ve özellikle büyük tüketicilerin elektrik faturaları üzerindeki sübvansiyonun daha erken bir tarihte sona erdirileceği gibi varsayımlar yapılmıştır.



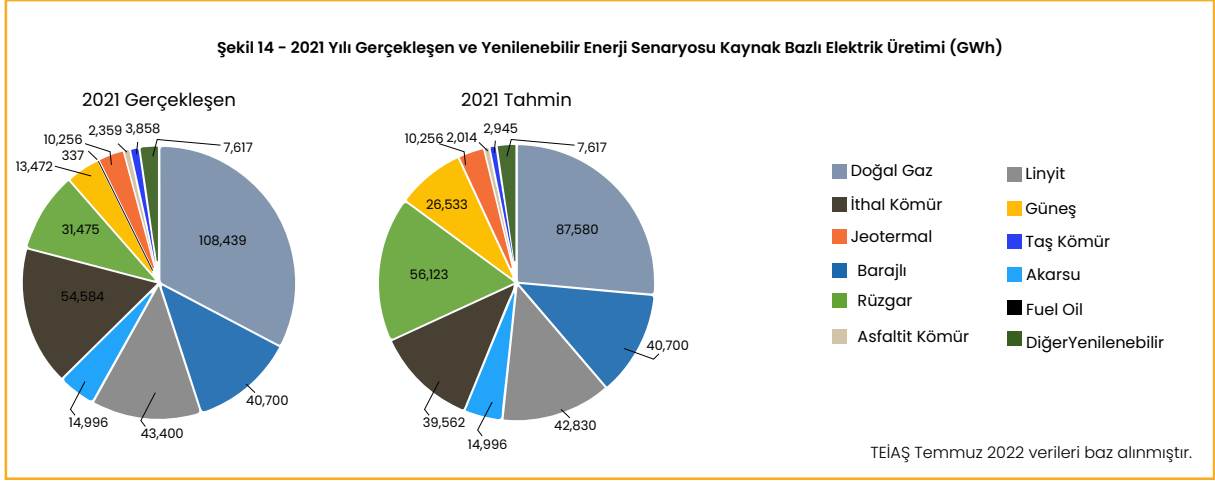
Bütün bu varsayımların sonucunda 2021 başı ve 2022 Haziran ayı için Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında varsayılan rüzgâr ve güneş kurulu güç değerleri gerçekleşen değerlerle karşılaştırmalı olarak Şekil 13'te verilmiştir. Yapılan varsayımlara göre gerçekleşen verilerle 2021 başında yaklaşık 14,4 GW olan toplam rüzgâr ve güneş kapasitesinin 29,3 GW olacağı, 2022 Haziran ayındaysa gerçekleşen 19,3 GW olan rüzgâr ve güneş toplam kurulu gücünün 35,9 GW olacağı durum incelenmiştir.

2.3. Model Sonuçları

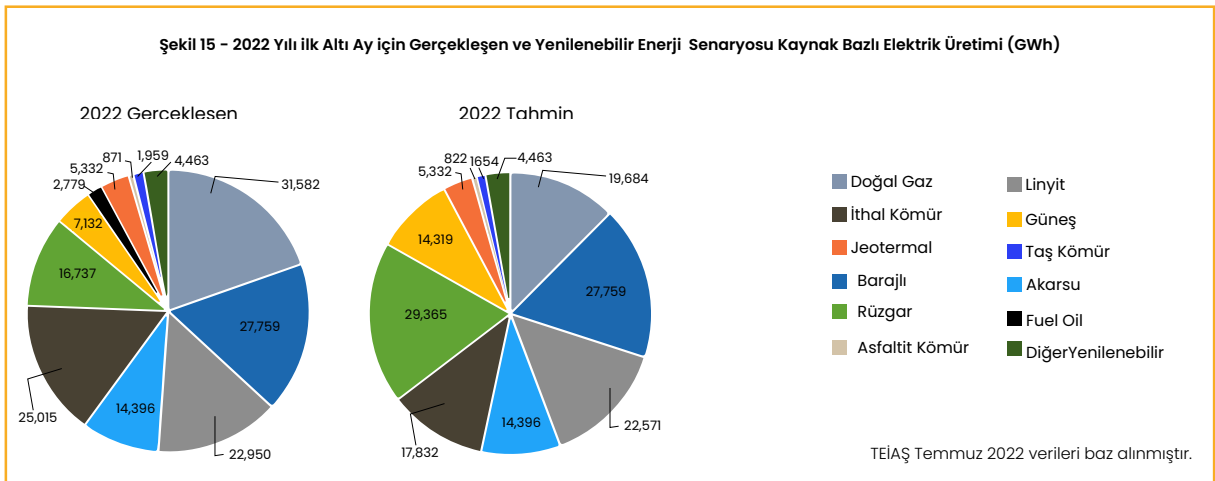
2.3.1. Elektrik Üretimi

Yapılan bu varsayımlara göre çalıştırılan Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun sonuçları öncelikli olarak kaynak bazlı üretimde kendini göstermiştir. Artan kurulu gücün etkisiyle bu senaryo altında 2021 yılı için rüzgâr ve güneş kurulu güç payı 2021 yılında gerçekleşen %13,6 seviyesinden %25,0 seviyesine kadar yükselmiştir. Bu yükselişin sonucunda payı düşen kaynaklar ise temelde nispeten yüksek marjinal maliyetlere sahip olan doğal gaz ve ithal kömür olmuştur. 2021 yılı için üretimdeki doğal gaz payı 20,8 TWh bir düşüşle %32,7'den %26,4 seviyesine gerilemiş, ithal kömürün üretimdeki payı ise 15,0 TWh bir düşüşle gerçekleşen veride %16,5'ken çalışılan senaryo altında %11,9 olmuştur. Linyit, taş kömürü ve asfaltit gibi yerli kömür kaynaklarının üretiminde ise bu kaynakların düşük üretim maliyetleri nedeniyle kısmi düşüşler gerçekleşmiştir.

Yenilenebilir enerji üretimindeki artışın öncelikle daha pahalı maliyetlerine sahip ithal kaynakların üretimini ikame ettiği görülmektedir. Yenilenebilir kaynakların kurulu gücündeki bu değişimin etkisiyle 2021 yılı için üretimde yenilenebilir kaynakların oranı %35,8'den %47,2'ye, yerli kaynakların oranı ise %50,7'den %63,1 seviyesine kadar yükselmiştir. Bu yıl için hidroelektrik üretiminin rekor düşük düzeylerde gerçekleştiği dikkate alınırsa yakalanan %47,2 seviyesinde yenilenebilir üretim payı ve %63,1 yerli üretim oranının önemi daha iyi anlaşılabilir. 2021 yılı için gerçekleşen ve tahmin edilen kaynak bazlı üretim dağılımının karşılaştırması Şekil 14'te verilmiştir.



2022 yılının ilk altı ayı için bakıldığında da benzer bir manzara görülmektedir. Burada gerçek durumda rüzgâr ve güneş toplamı, elektrik üretiminin %14,8'inden sorumluyken artan kurulu güç sonucunda Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda bu oran %27,6 seviyesine çıkmıştır. Özellikle küresel emtia krizinin etkilerinin arttığı bu dönemde üretimi düşen kaynaklar ise yine yoğunlukla doğal gaz ve ithal kömür olmuştur. Altı aylık dönem için doğal gazın üretimdeki payı 11,9 TWh bir düşüşle %12,4'ten %6,3'e gerilemiş, ithal kömürün payı ise 7,2 TWh bir düşüşle %15,5'ten %11,3'e gerilemiştir. 2022 yılı ilk altı ay için gerçekleşen ve tahmini üretim değerlerinin karşılaştırılmasına Şekil 15 'te yer verilmiştir.



2022 yılının ilk çeyreğinde aynı zamanda İran'dan gelen gaz akışındaki sorunlar nedeniyle sanayi sektörü ve elektrik santralleri için değişen oranlarda doğal gaz kesintisi yapılması gerekmiştir. Bu kesintinin etkisi ve artan ithal kömür maliyetleri nedeniyle özellikle yılın ilk 4 ayında normal zamanlarda pek görülmeyen ölçüde bir fuel oil kaynaklı üretim gerçekleşmiştir. Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında düşen doğal gaz tüketimi nedeniyle bu doğal gaz kesintisine ihtiyaç olmayacağı varsayılmıştır. Bu değişiklik ve artan yenilenebilir enerji üretimi neticesinde fuel oil kaynaklı elektrik üretimi yapılmasına da ihtiyaç kalmamıştır. Toplamda bakıldığında özellikle emtia fiyatlarının rekor seviyelere ulaştığı bu dönemde artan yenilenebilir enerji kaynaklı üretiminin bu kaynaklara olan ihtiyacı önemli oranda azalttığı görülmektedir. 2022 yılının ilk altı ayı için gerçekleşen yenilenebilir üretim payı %47,1 ve yerli üretim payı %63,1'ken bu paylar Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında sırasıyla %60,5 ve %76,3 seviyesine kadar yükselmiştir.

2.3.2. Sistem Maliyetleri ve Son Kullanıcı Elektrik Fiyatları Üzerine Etki

Gerçekleşen değerler ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında değişen üretim profilinin etkileri üretim maliyetleri üzerinde de kendini göstermiştir. Tablo 3 'te verilen karşılaştırmada görülebileceği gibi Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında tahmin edilen ek rüzgâr ve güneş üretimi sonucunda Gün Öncesi Piyasası'nda (GÖP) oluşan PTF değerleri gerçekleşen değerlerin oldukça altındadır. Bunun nedeni güneş ve rüzgâr kaynaklı üretimin fiyattan bağımsız olarak gerçekleşmesi ve merit order yapısı altına giren elektrik talebini düşürücü bir etki yapmasıdır. Bu düşürücü etki özellikle emtia fiyatlarının yükseldiği 2022 yılında kendisini göstermektedir. Artan yenilenebilir enerji üretiminin etkisiyle 2021 yılı için aylık PTF değerleri ortalama %9 civarında bir düşüş göstermiştir. Yüksek emtia fiyatlarının hâkim olduğu 2022 yılı için ise aynı rakam %17,7'dir.

Tablo 3. Gerçekleşen ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Tahmin Edilen Piyasa Takas Fiyatı ve YEKDEM Birim Maliyeti⁵

Ay	Gerçekleşen (TL/MWh)			Yenilenebilir Enerji Senaryosu (TL/MWh)		
	PTF	YEKDEM Birim Maliyeti	PTF + YEKDEM	PTF	YEKDEM Birim Maliyeti	PTF + YEKDEM
2021-1	297,7	107,5	405,2	276,6	125,2	401,9
2021-2	286,9	118,4	405,3	254,2	141,8	396,0
2021-3	311,4	133,1	444,5	284,8	153,9	438,7
2021-4	312,1	171,7	483,9	282,1	198,3	480,3
2021-5	360,6	158,8	519,4	320,2	188,8	509,0
2021-6	402,0	114,9	516,9	388,9	128,6	517,5
2021-7	518,4	94,0	612,4	455,4	120,8	576,2
2021-8	557,4	67,2	624,6	493,2	86,6	579,7
2021-9	520,9	81,5	602,3	498,1	91,4	589,5

5. 2022 Şubat ayından itibaren gerçekleşen YEKDEM birim maliyeti için açıklanan rakamlar değil regülasyon değişikliğinden önceki yöntemle hesaplanan rakam kullanılmıştır. Hesaplama toplam YEKDEM tutarı faturalanan tüketime bölünerek tüm tüketiciler için tek bir maliyet ortaya çıkmıştır. Bu yöntemle hesaplanan piyasa takas fiyatı ve YEKDEM birim maliyeti piyasada birim elektrik üretim maliyetini ifade etmektedir. Bu yaklaşım, Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında ortaya çıkan rakamlarla karşılaştırmanın yapılabilmesi için uygulanmıştır.

Tablo 3. Gerçekleşen ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Tahmin Edilen Piyasa Takas Fiyatı ve YEKDEM Birim Maliyeti⁵

2021-10	669,9	66,5	736,5	584,7	91,6	676,3
2021-11	831,0	52,6	883,6	775,0	62,3	837,3
2021-12	1.008,6	71,2	1.079,9	919,9	91,0	1.010,9
2022-1	1.178,0	27,5	1.205,5	1.046,9	59,1	1.106,0
2022-2	1.404,5	-30,4	1.374,1	1.223,0	16,8	1.239,8
2022-3	1.670,8	-114,2	1.556,7	1.450,1	-45,1	1.405,0
2022-4	1.830,6	-187,7	1.642,8	1.365,7	31,4	1.397,1
2022-5	1.763,0	-96,9	1.666,1	1.281,8	126,2	1.408,0
2022-6	2.340,1	-244,7	2.095,4	1.958,4	-124,1	1.834,2

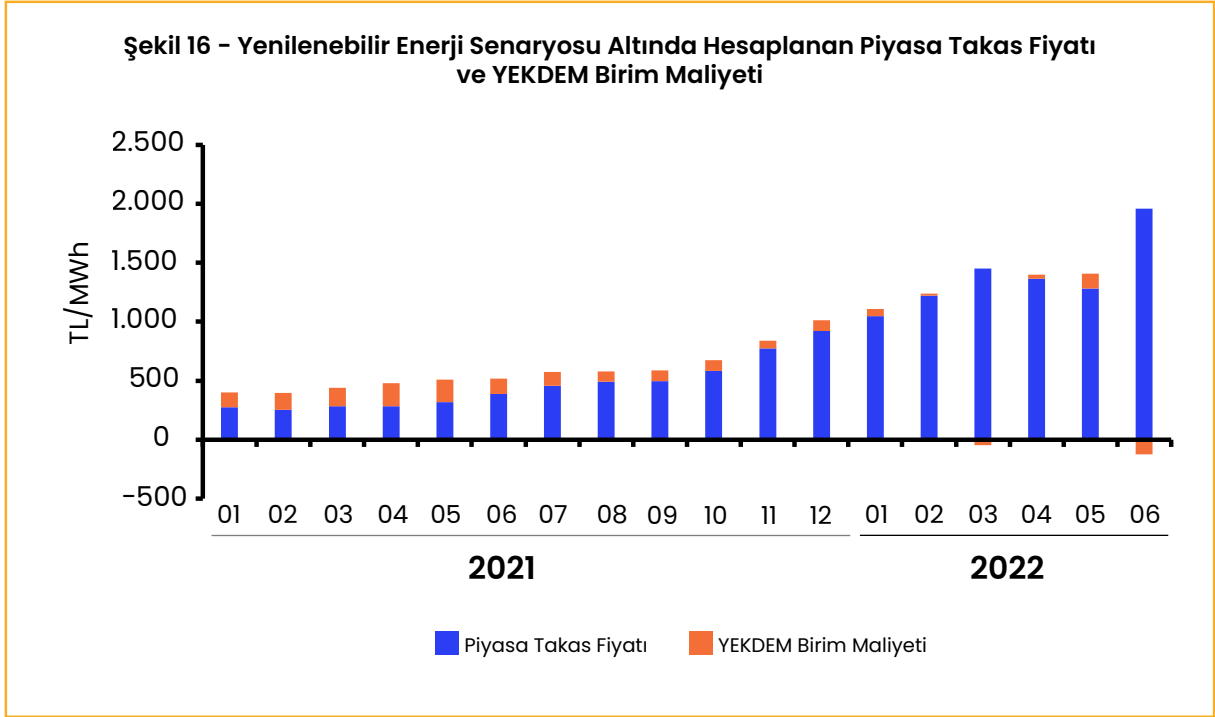
Öte yandan güneş ve rüzgâr kaynaklı üretimin artması kaçınılmaz olarak hesaplanan YEKDEM birim maliyetini artırmaktadır. Bu etki, iki temel nedene bağlı olarak gelişmektedir. Öncelikle YEKDEM birim maliyetinin hesaplanmasında PTF ile YEKDEM alım garantisi farkı baz alındığı için PTF’de görülen düşüşler kaçınılmaz olarak mevcut YEKDEM santrallerine aktarılan kaynak miktarını artırmakta ve böylelikle YEKDEM birim maliyetini artırmaktadır. Burada hesaplanan YEKDEM birim maliyetinde gerçekleşen YEKDEM üretimleri baz alınmış ve girdiler arasından yalnızca saatlik PTF değerleri değiştirilerek Yenilenebilir Enerji Senaryosu için var olan santrallerden kaynaklı YEKDEM birim maliyeti hesaplanmıştır. İkinci olarak ise senaryo kapsamında farklı alım garantileri altında devreye alınan

ek rüzgâr ve güneş santralleri de YEKDEM birim maliyeti hesabını etkilemektedir. Farklı proje türleri için varsayılan alım garantileri altında saatlik PTF değerleri ve alım garantisi değerleri arasındaki fark saatlik olarak hesaplanmış ve bulunan maliyet kurulduğu varsayılan ek kapasiteden kaynaklı üretimle çarpılmıştır. Böylelikle devreye girdiği varsayılan ek yenilenebilir enerji kapasitesi için toplam YEKDEM maliyeti hesaplanmış ve bu maliyet aylık olarak açıklanan uzlaştırmaya esas tüketim miktarına bölünerek ek yenilenebilir enerji kurulu gücü için YEKDEM birim maliyeti de hesaplanmıştır. Var olan santraller ve devreye gireceği varsayılan yeni santrallerin YEKDEM birim maliyetleri toplanarak Yenilenebilir Enerji Senaryosu için toplam YEKDEM birim maliyeti hesaplanmaktadır.

Daha önce değinildiği üzere EPDK tarafından yapılan değişiklikle birlikte 2022 Şubat ayından itibaren eksi çıkan YEKDEM birim maliyetleri tüketicilerin tümüne yansıtılmakta, bu yolla toplanan miktar görevli tedarik şirketlerine aktarılarak regüle tarife altındaki tüketicilerin sübvansede edilmesi amacıyla kullanılmaktadır. Fakat bu çalışma kapsamında hem gerçekleşen YEKDEM birim maliyeti hem de Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında YEKDEM birim maliyeti hesaplanırken bu maliyetin yönetmelik değişikliği öncesindeki hâliyle tüm tüketicilere yansıtıldığı bir durum gösterilmiştir. Böylesi bir hesaplama elektrik üretiminin birim maliyetini daha net olarak gösterecek ve gerçekleşen ile tahmini değerler arasında daha doğru bir karşılaştırmaya olanak verecektir. Burada karşılaştırılan elektrik üretiminin tüketime eşit şekilde dağıtılmış birim maliyetidir. Bu maliyetin hangi müşteri gruplarına ne şekilde ve ne kadar yansıtılacağı ise politika yapıcıların karar vermesi gereken ayrı bir konudur.

Tablodan da görülebileceği üzere bu yolla hesaplanan Yenilenebilir Enerji Senaryosu YEKDEM birim maliyetleri gerçekleşen verilere oranla daha yüksek olmuştur. Özellikle 2022 yılının ilk yarısında artan PTF değerleriyle birlikte bazı aylarda eksiye dönen YEKDEM birim maliyeti değerlerinin Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında artı değerlere ulaştığı görülmektedir. Buna karşın artan YEKDEM maliyetlerinin etkisi PTF'deki düşüşten daha az etkili olmuş ve artan YEKDEM maliyetine rağmen Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında hesaplanan toplam elektrik üretim maliyeti gerçekleşen değerlerin kayda değer bir oranda altında kalmıştır.

Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında hesaplanan aylık PTF ve YEKDEM birim maliyeti değerlerinin bir karşılaştırması Şekil 16'da verilmiştir. Şekilde görüleceği üzere Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında hesaplanan YEKDEM birim maliyeti düşen PTF değerlerinin etkisiyle özellikle 2022 yılının ikinci yarısında gerçekleşen değerlerin oldukça üzerine çıkmıştır. Ancak YEKDEM birim maliyetindeki bu artışa rağmen düşen PTF, toplam elektrik üretim maliyetini düşürmede daha etkilidir.

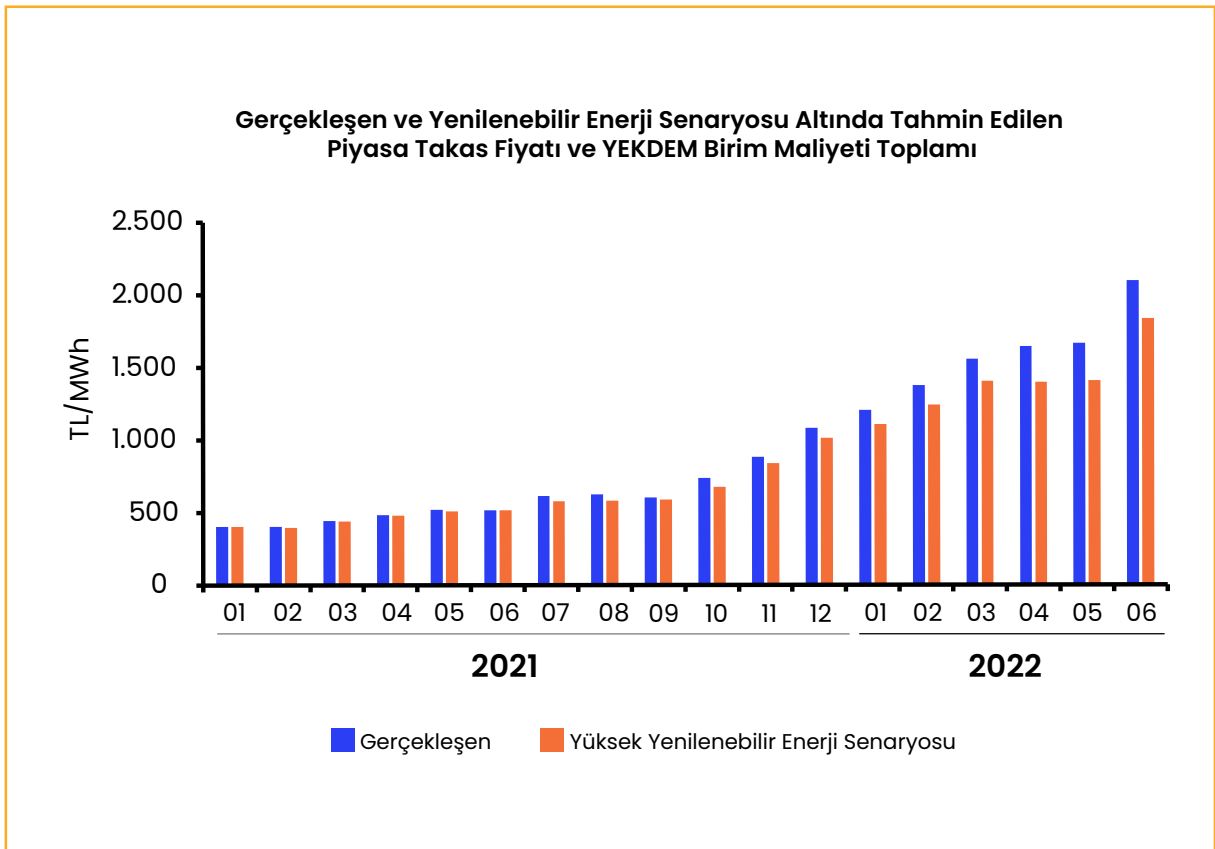


Öte yandan YEKDEM birim maliyeti hesabında dikkate alınmayan ancak YEKDEM santrallerinin elektrik sistemine katkı sunduğu başka hususlardan da bahsetmek faydalı olacaktır. 2011 YEKDEM rüzgâr ve 2015 YEKDEM güneş ihalesi kapsamında ihaleleri kazanan santraller TEİAŞ'a belirli bir katkı payı ödemeyi kabul etmişlerdir. Bu katkı payı YEKDEM birim maliyeti hesabına dâhil edilmemesine rağmen TEİAŞ için kayda değer bir gelir de yaratmaktadır. Bu bakımdan TEİAŞ'a ayrılan bu kaynakların piyasa fiyatlarına doğrudan yansıyan TEİAŞ iletim bedellerinin ve dolayısıyla toplam elektrik üretim maliyetlerinin düşürülmesine de sayısallaştırılması zor bir oranda katkı sağladığı söylenebilir.

Değinilmesi gereken başka bir konu ise bahsi geçen YEKDEM maliyetlerinin yalnızca alım garantilerinin belirlenmiş süreleri altında etkili olacak olmasıdır. Bu hesaplamada Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında YEKDEM birim maliyetlerinin artmasına sebep olan temel faktör, eski YEKDEM altında devreye girmiş nispeten yüksek ve dolar bazlı alım garantilerine⁶ sahip olan santrallerdir. Bu santrallerin alım garantileri 10 yıllık bir süre için geçerlidir. Santrallerin alım garanti süreleri dolduktan sonra sisteme ek bir maliyetleri olmayacak, yürüttükleri fiyattan bağımsız üretimle piyasa fiyatlarını aşağı çekmeye katkı sağlayacaklardır. Yeni devreye girecek rüzgâr ve güneş santralleri ise geçtiğimiz yıllarda hızlı bir şekilde düşen kurulum maliyetleri nedeniyle piyasa fiyatlarının altında alım garantileriyle yapılabilir hâle gelmiştir. Bu nedenle yüksek alım garantilerine ihtiyaç duymayacak bu santrallerin elektrik üretim maliyetlerini artırmayacağı, aksine bu maliyetlerin düşmesinde önemli bir etkiye sahip olacakları görülmektedir.

6. Hidroelektrik ve Rüzgar için 73,0 USD/MWh, Jeotermal için 105 USD/MWh, Güneş ve Biyokütle için 133,0 USD/MWh. Her bir kaynak için ayrıca 5 yıllık yerli bileşen katkı payı geçerli olmuştur.

Değınildiği üzere PTF ve YEKDEM birim maliyeti elektrik üretim maliyetini ve dolayısıyla nihayetinde son kullanıcılara yansıtılan elektrik birim maliyetlerini etkileyen iki temel unsurdur. Bu nedenle iki durum arasındaki elektrik üretim maliyeti incelenirken bu iki faktörün bir arada ele alınması gerekmektedir. Gerçekleşen PTF ve YEKDEM birim maliyeti toplamının Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında hesaplanan rakamlarla aylık karşılaştırılması Şekil 17’de gösterilmiştir. Şekilde görülebileceği üzere artan YEKDEM birim maliyetlerine karşın PTF’de yaşanan düşüş, toplam elektrik üretim maliyetinin Yenilenebilir Enerji Senaryosu’nda gerçekleşene oranla daha düşük olmasını sağlamaktadır. Bu etki emtia fiyatlarının nispeten daha düşük seviyelerde olduğu 2021 yılının ortalarına kadar daha düşük, emtia fiyatlarında rekor artışlar görülen 2022 yılında ise yenilenebilir enerji üretiminin elektrik üretim maliyetlerini azaltmadaki etkisi çok daha gözle görülür olmuştur. 2021 yılında ortalama aylık elektrik üretim maliyeti Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında gerçekleşene oranla %3,5 daha düşük gerçekleşirken aynı rakam 2022 yılı ilk altı ay için %11,8 seviyesine yükselmiştir. Son üç ayda ise fark daha da belirgin hâle gelmiş ve Nisan, Mayıs ve Haziran ayları için maliyetlerde hesaplanan düşüş sırasıyla %15,0, %15,5 ve %12,5 olmuştur.



Bu durum, zaman zaman gündeme gelen yenilenebilir enerji santrallerinin elektrik üretim maliyetlerini artırdığı iddiasının gerçeği yansıtmadığını göstermektedir. Aksine, çalışmanın sonuçları özellikle günümüzdeki gibi yakıt fiyatlarından büyük artışların gerçekleştiği dönemlerde artan yenilenebilir enerji üretiminin elektrik üretim maliyetlerini önemli oranda düşürebileceğini göstermektedir. Bu özellikle Türkiye gibi elektrik üretiminde ithal yakıtlara önemli oranda bağımlı hâle gelmiş ve dış fiyat şoklarına karşı duyarlı ülkeler için oldukça kritik bir konudur. İçinden geçmekte olduğumuz enerji krizi yerli ve yenilenebilir enerjinin artırılmasının ne kadar hayati bir konu olduğu konusunda önemli bir hatırlatma olmuştur.

2.3.3. İthal Yakıt Maliyetleri

Önceki bölümde görüldüğü üzere yenilenebilir enerji kurulu gücünün artırılması elektrik üretim maliyetlerinin artmasına yol açmayacak, tersine bu maliyetleri düşürücü bir rol oynayacaktır. Fakat artan yenilenebilir enerji üretiminin ekonomiye olan katkıları bununla sınırlı değildir. Gerçekleşen ve tahmin edilen üretim karşılaştırılmasında görüldüğü üzere yenilenebilir enerji üretim artışları yoğun olarak ithal yakıt kaynaklı elektrik üretimini ikame etmektedir. Bunun sonucunda ülkenin toplam ithalatında önemli bir rol oynayan yakıt ithalatında önemli bir düşüş sağlanabilecektir. Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında gerçekleşen değerlere kıyasla hesaplanan doğal gaz ve ithal kömür maliyetlerindeki düşüş Tablo 4'te verilmiştir. Tabloda görülebileceği üzere Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında 2021 yılı için 2,5 milyar USD doğal gaz kaynaklı ve 0,6 milyar USD ithal kömür kaynaklı olmak üzere toplam 3,1 milyar USD ithal yakıt ithalatından tasarruf edilmiştir. Özellikle Rusya-Ukrayna Savaşı'nın etkisiyle doğal gaz ve ithal kömür fiyatlarında hızlı artışlar yaşanan 2022 yılının ilk altı ayı için ise tasarruf edilen miktarlarda artışlar gözlemlenmiştir. Yalnızca altı ayı içeren bu dönemde 2,6 milyar USD doğal gaz kaynaklı, 0,7 milyar USD ise ithal kömür kaynaklı olmak üzere çalışılan senaryoda ithal yakıt maliyeti olarak toplam 3,3 milyar USD'lik bir tasarruf gerçekleşeceği hesaplanmıştır. Bununla birlikte 18 aylık dönem için enerji ithalatından toplamda 6,4 milyar dolarlık bir tasarruf yapılabildiği görülmektedir.

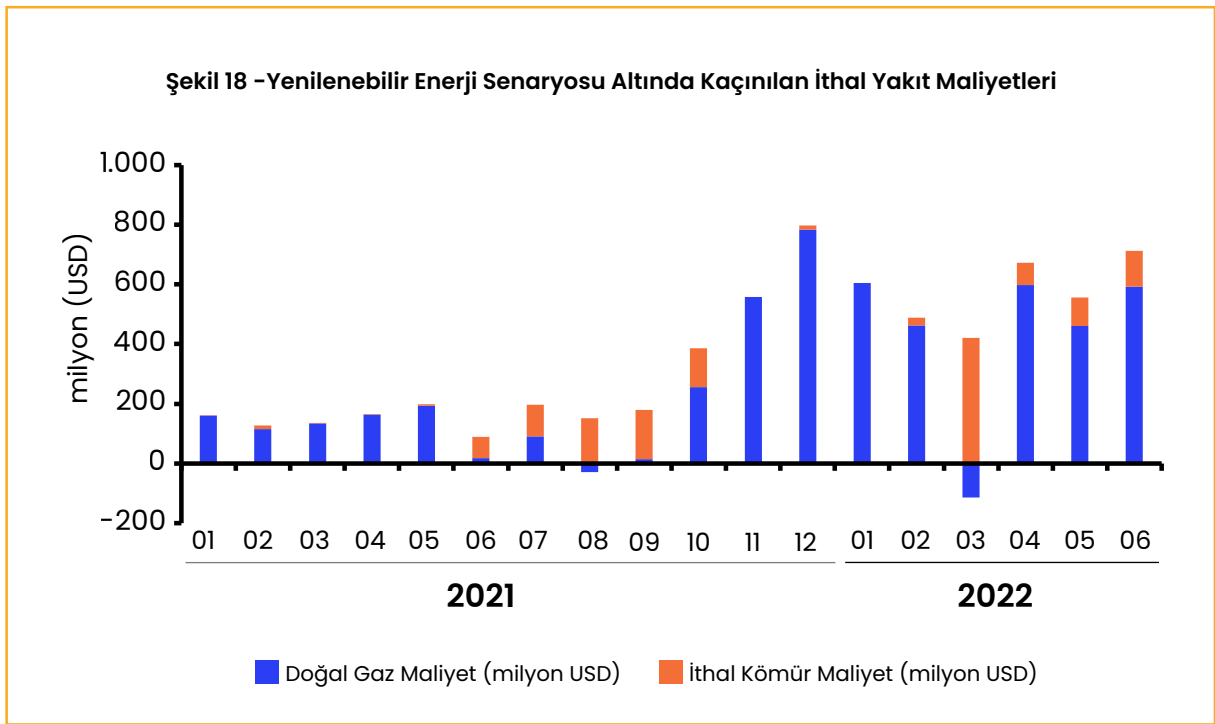
Hesaplamalarda ICE futures piyasasında oluşan aylık kömür fiyatları ve aylık TTF doğal gaz fiyatları baz alınmıştır. Türkiye piyasasında doğal gaz pek çok ayrı kaynaktan sağlanmakta ve boru gazı, LNG gibi farklı kaynaklar ve ülkelerden sağlanan doğal gazın ağırlıklı ortalama fiyatı BOTAŞ'ın ortalama maliyetini oluşturmaktadır. Buna karşın, BOTAŞ'ın doğal gaz talebini karşılarken en başta nispeten daha ucuz olan uzun dönemli sözleşmeleri kullandığı, bunların yeterli görülmediği durumlarda ise LNG ithalatına başvurduğu bilinmektedir. LNG ithalatı yapılırken fiyatta esas alınan kaynak ise Avrupa doğal gaz fiyatlarının belirlendiği Hollanda TTF piyasasıdır. Geçtiğimiz yıllarda ise COVID-19 salgınından çıkışın ve sonrasında Rusya-Ukrayna Savaşı'nın etkisiyle bu piyasada oluşan fiyatlar çok büyük oranda bir artış göstermiştir.

Bu nedenle ülkenin doğal gaz talebi arttıkça doğal gaz ithalatına ödenen birim maliyetin de arttığı söylenebilir. Bu nedenle Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında düştüğü hesaplanan doğal gaz tüketiminin de LNG tarafından yapılacak olan ithalatı azaltacağı ve böylelikle ülkenin maruz kaldığı birim doğal gaz maliyetini düşüreceği varsayılmıştır.

Tablo 4. Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Kaçınılan İthal Yakıt Maliyetleri

Ay/Yıl	Kaçınılan İthal Doğal Gaz Maliyeti (milyon USD)	Kaçınılan İthal Kömür Maliyeti (milyon USD)	Toplam (milyon USD)
2021-1	160,1	1,8	161,9
2021-2	116,0	10,7	126,7
2021-3	134,9	0,9	135,8
2021-4	163,1	0,3	163,4
2021-5	192,5	5,6	198,1
2021-6	18,9	69,8	88,7
2021-7	91,2	106,1	197,2
2021-8	-29,2	152,1	122,9
2021-9	14,0	165,1	179,1
2021-10	255,1	131,3	386,4
2021-11	557,7	-2,7	555,0
2021-12	783,9	13,0	796,9
2022-1	605,0	-2,9	602,1
2022-2	461,9	25,6	487,5
2022-3	-113,0	420,6	307,6
2022-4	596,9	75,9	672,8
2022-5	460,3	96,5	556,8
2022-6	593,0	119,5	712,5
2021 Toplam	2.458,3	654,0	3.112,3
2022 (ilk 6 ay)	2.604,0	735,2	3.339,2

Şekil 18’de Yenilenebilir Enerji Senaryosu’nda gerçekleşen değerlere kıyasla hesaplanan doğal gaz ve ithal kömür maliyetlerindeki düşüş aylık olarak gösterilmiştir. Şekilde görüleceği üzere doğal gaz maliyetlerindeki azaltımın eksi olduğu, yani doğal gaz üretiminin arttığı bazı aylar da bulunmaktadır. Bu aylar ithal kömür maliyetlerinin özellikle yüksek olduğu dönemleri içermektedir. Böylesi aylarda artan yenilenebilir üretimi ve düşen PTF değerleri, marjinal maliyetleri yükselen ithal kömür santrallerinin çalışmasını oldukça güç bir hâle getirmiş ve azalan bu ithal kömür kaynaklı üretim yoğunlukla yenilenebilir enerji yoluyla karşılanırsa da doğal gaz kaynaklı üretimde de bir miktar artışa yol açmıştır.



İthal yakıt maliyetlerinin bu şekilde düşürülmesi ülkenin en önemli ekonomik sorunlarından olan cari açığın da düşürülmesi için kayda değer bir katkı yapacaktır. Türk lirasının yabancı para birimleri karşısında değer kaybetmesinin en önemli nedenleri arasında kronik cari açık sorununun bulunduğu bilinmektedir. Bu durumda Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında USD/TL kurunun da gerçekleşen oranla daha düşük bir değerde olacağı söylenebilir. Bu kapsamda özellikle eski YEKDEM döneminde döviz bazlı alım garantisi bulunan santrallere aktarılacak kaynağın TL bazında daha düşük olacağı ve YEKDEM birim maliyetinin bu çalışmada hesaplananın da altında olacağı varsayılabilir. Ayrıca ülkenin enerji sektöründeki döviz bazlı ithal yakıt bağımlılığı nedeniyle Türk lirasında yaşanacak nispi değerlenmeler, genel enerji maliyetleri konusunda da olumlu bir etki yaratacaktır. Böyle bir etkinin sayısallaştırılması oldukça güç olduğundan bu faktör modelleme çalışmasına dâhil edilmemiştir.

Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda LNG doğal gaz tedarikinin toplam içindeki oranının azalmasıyla düşen doğal gaz ithalat birim maliyetleri BOTAŞ'ı da mali açıdan rahatlatacaktır. 2021 yılı ve 2022 yılının ilk yarısı göz önüne alındığında BOTAŞ'ın belirlediği doğal gaz tarifelerine göre bu kurumun bu süre zarfında yalnızca elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz sübvansiyonu için yaklaşık 3,9 milyar USD bir maliyeti üstlendiği hesaplanmaktadır. Doğal gaz tüketiminin ve birim maliyetinin azaltılmasıyla birlikte doğal gaz tarifelerinde indirim yapılmadığı durumda bu sübvansiyon ihtiyacının yaklaşık 2,1 milyar USD kadar azalabileceği anlaşılmaktadır. Tasarruf edilen bu kaynak kamu maliyesi üzerindeki yükü önemli oranda hafifletecektir.

Çalışma sonuçlarından görülebileceği üzere yenilenebilir enerji santrallerinin enerji sistemine ve ekonomiye olan etkileri analiz edilirken enerji ithalatı ve kamu maliyesi üzerindeki yaratacağı faydalar ve bunun ekonomide yaratacağı ikincil olumlu etkiler de hesaba katılmalıdır.

2.3.4. Karbon Emisyonları

Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında artan yenilenebilir enerji üretimi yoluyla ikame edildiği gösterilen doğal gaz ve ithal kömür kaynakları, ithal kaynaklar olmalarının yanında ayrıca kayda değer oranda karbon emisyonlarına da yol açan kaynaklardır. Özellikle ithal kömür santrallerinden kaynaklanan elektrik üretimi oldukça karbon yoğun bir niteliğe sahiptir. Bu nedenle bu santrallerin üretiminde yaşanan düşüş aynı zamanda ülkenin karbon emisyonu azaltım çabalarını da olumlu etkileyecektir. Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında gerçekleşen değerlere kıyasla hesaplanan karbon azaltım değerleri Tablo 5 altında gösterilmiştir.

Tablo 5 . Yenilenebilir Enerji Senaryosu Altında Hesaplanan Karbon Emisyonu Azaltımı (milyon ton CO₂ Eşdeğeri)

Kaynak Türü	2021	2022 (İlk Altı Ay)	TOPLAM
Doğalgaz	7,9	4,5	12,3
İthal Kömür	12,8	6,1	19,0
Yerli Kömür	2,0	0,8	2,8
Fuel Oil	0,2	2,0	2,2
TOPLAM	22,9	13,4	36,3

Tabloda görülebileceği gibi artan yenilenebilir enerji üretimi neticesinde 2021 yılı için toplamda 22,9 milyon ton CO₂ eşdeğeri, 2022 yılının ilk altı ayı için ise toplam 13,4 milyon ton CO₂ eşdeğeri karbon azaltımı gerçekleştirilebileceği hesaplanmıştır. Bu miktarlar içinde ithal kömür kaynaklı azaltım toplam 19,0 milyon ton CO₂ eşdeğeri olarak hesaplanmışken doğal gaz kaynaklı azaltım 12,3 milyon ton CO₂ eşdeğeri olmuştur. Geri kalan miktar ise yerli kömür ve fuel oil kaynaklı azaltımdan kaynaklanmaktadır. 2020 yılı için elektrik üretimi kaynaklı emisyonların toplam 131,6 milyon ton CO₂ eşdeğeri olduğu göz önüne alındığında, tabloda belirtilen toplam azaltım değerinin 2020 yılı elektrik üretimi kaynaklı emisyonların yaklaşık %28'ine denk geldiği görülmektedir (TÜİK, 2022). Türkiye'nin 2053 net sıfır karbon hedefi ve Paris Anlaşması kapsamında yükümlülüklerinin yerine getirilmesinde yenilenebilir enerji üretiminin artırılmasının önemi büyük olacaktır. İlerleyen dönemde çeşitli karbon fiyatlandırma mekanizmalarının daha yoğun olarak ülkenin gündemine girmesiyle emisyon azaltımının değeri finansal olarak da ölçülebilecektir. Ülkede bir karbon fiyatlandırma mekanizmasının uygulandığı durumda yenilenebilir enerji kaynakları elektrik maliyetlerini düşürmede daha da etkili olacaktır. Bu nedenlerle yenilenebilir enerji üretiminin enerji sistemi üzerindeki olası etkileri analiz edilirken başarılan emisyon azaltımı miktarları da göz önünde bulundurulmalıdır.

3. ALTERNATİF PTF ALTINDA ENFLASYON TAHMİNLERİ

Dünyada enerji ve gıda fiyatları rekor seviyelerde artış gösterirken yüksek enflasyon da özellikle son bir yıldır kendini küresel bir sorun olarak göstermektedir. Avrupa Birliği'ndeki gıda ve alkolsüz içecekler enflasyonu Eylül ayı itibarıyla %15,4'e, enerji enflasyonu ise %40'a yükselmiştir. Bu gelişmeler AB'deki 12 aylık tüketici enflasyonunu %10'un üzerine taşıırken 40 yıllık bir rekor anlamına da gelmektedir. Benzer bir durum Amerika Birleşik Devletleri'nde de gözlemlenmiş ve tüketici fiyatlarındaki artış 1981 yılından bu yana en hızlı artış olarak kayıtlara geçmiştir. ABD'de Eylül ayında tüketici enflasyonu %8,2, enerji enflasyonu %19,8 ve gıda fiyatlarındaki enflasyon ise %11,2 olarak kaydedilmiştir.

Rusya-Ukrayna savaşıyla birlikte, doğal gaz ithalatının %41'ini (2020) Rusya'dan gerçekleştiren AB'de enerji bağımsızlığı bir kez daha önemli bir gündem maddesi olarak en üst sıraya çıkmıştır. Fosil yakıtlara bağımlılık ve fosil kaynaklardaki fiyat dalgalanmasından kaynaklı enerji enflasyonunun AB'deki toplam tüketici enflasyonuna %36 oranında katkı yaptığı hesaplanmaktadır. Bu veriler ışığında enerji dönüşümü hem enerji bağımsızlığı hem de enflasyonla mücadele açısından kritik bir araç hâline gelmiştir. Bu yaklaşımın en açık ifadesi ABD'de Eylül 2022'de Senato'da onaylanan ve iklim değişikliğiyle mücadeleyi merkeze alan Enflasyonu Düşürme Yasası'nda (Inflation Reduction Act - IRA) görülmektedir. IRA kapsamında hayata geçirilecek yatırımların %85'inin (370 milyar dolar) enerji güvenliği ve iklim değişikliğine aktarılarak, 2030 yılına kadar emisyonların 2005 seviyesine göre %43 oranında azaltılması hedeflenirken enflasyon sorununun da aşılması amaçlanmaktadır. Merkez ekonomilerde mevcut kriz konjonktüründe enerji dönüşümü ve enflasyon arasında kurulmakta olan bu bağlantı, yüksek enflasyonla mücadele eden Türkiye açısından da örnek teşkil edebilecektir.

Raporun önceki bölümlerinde enerji dönüşümü ve elektrik fiyat oluşumu arasındaki ilişki incelenmiş ve Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında artan yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik fiyatlarında düşüşe neden olacağı Türkiye verisiyle detaylı bir şekilde gösterilmiştir. Bu bölümde ise, Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun varsaydığı dönüşüm gerçekleşmiş olsaydı belli başlı iktisadi dinamiklerin ne kadar farklı gerçekleşebileceği sorusuna ekonominin fiyat dinamikleri özelinde cevap aranmaktadır.

Türkiye ekonomisinin enflasyon tecrübesinin inişli çıkışlı bir tabiatta gelişmesi ve özellikle 2021 yılından sonra enflasyonun yeniden kronikleşme eğilimine girmesi bu bölümdeki incelemenin konjonktürel bir nedeni olarak görülebilir. Enerjide dışa bağımlılık, fosil yakıtlardaki yüksek fiyat dalgalanmaları ve son zamanlarda yaşanan kur oynaklıkları, enerji fiyatlarının enflasyon üzerine geçişkenliğinin daha ayrıntılı bir şekilde incelenmesi için ortam oluşturmuştur. Nitekim, 24 Şubat 2022 tarihinden bu yana süren Rusya-Ukrayna Savaşının akut etkileri de fiyatların nasıl değiştiğinin incelenmesini zaruri hâle getirmektedir.

Ayrıca savaşın getirdiği enerji arz güvenliği tartışması ve yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişi hızlandırarak enerji bağımsızlığının sağlanması tartışmaları da bu bağlamda kayda değerdir. Elbette bu enerji dönüşümü kısa dönemde maliyetli ancak uzun vadede enerji fiyatlarını düşürerek veya kontrol altında tutarak enflasyon üzerine baskılayıcı bir rol oynayacaktır.

Bu bölümde cevaplanmaya çalışılan, geçmişte yenilenebilir enerjiye dönüşüme daha fazla ağırlık verilebilmiş olsaydı belli başlı iktisadi dinamiklerin ne kadar farklı gerçekleşebileceği sorusu, kurgusu gereği bir senaryo analizi sorusu olup; karşıolgusal (ing. counterfactual) bir düşünüş ve modelleme gerektirmektedir.

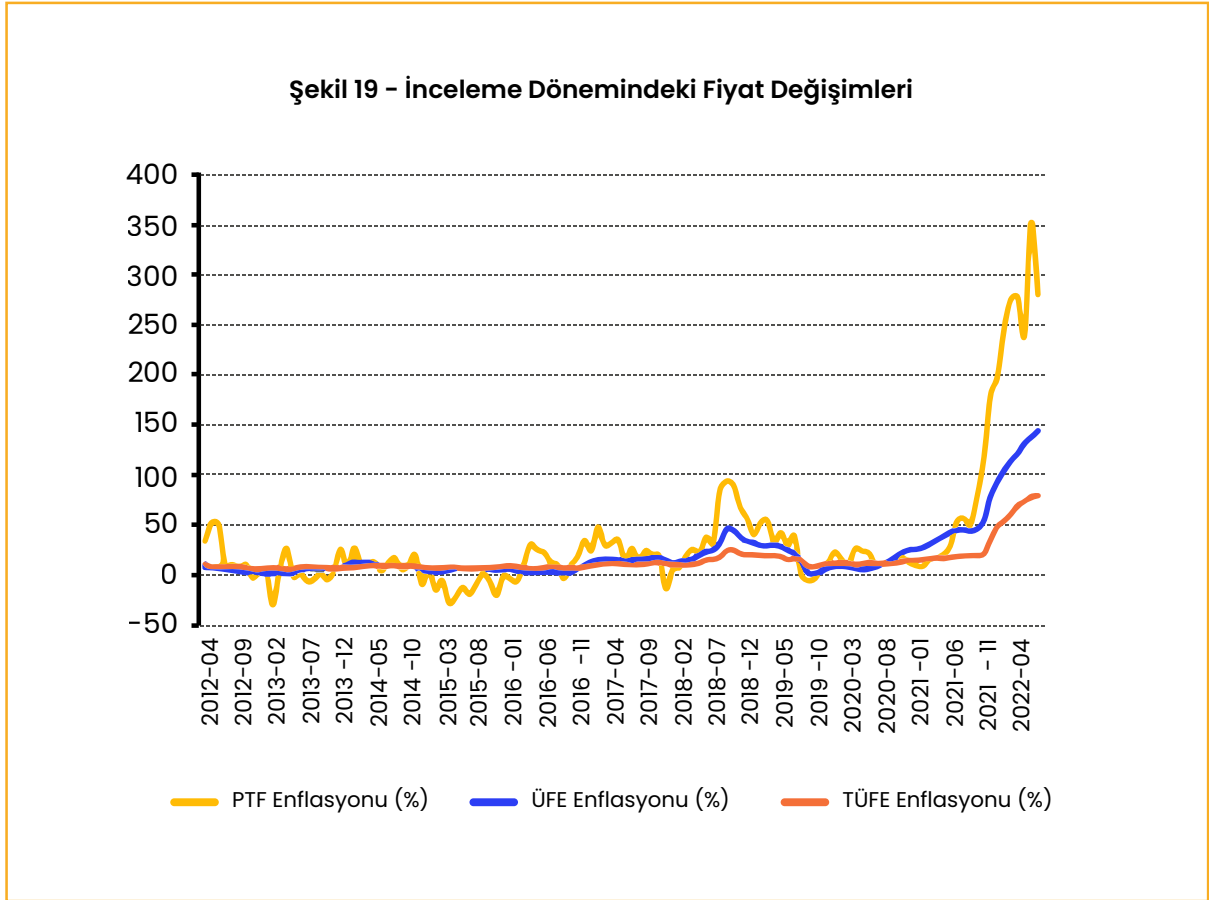
3.1. Kullanılan Metodoloji

Elektrik fiyatlarının, enflasyon üzerine hem ürünün fiyat endeksi içindeki payı ile orantılı olarak doğrudan hem de üretim maliyetleri kanalıyla dolaylı etkileri gözlemlenmektedir.⁷ Bu analizde, önce piyasada gerçekleşen elektrik fiyatının (PTF+YEKDEM) üretici ve tüketici fiyat enflasyonları üzerindeki etkileri incelenmiş, daha sonra bu analizden elde edilen parametreler kullanılarak Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında oluşan alternatif elektrik fiyatının gerçekleştiği durumda oluşacak üretici ve tüketici enflasyon serileri üretilmiştir. Bu sayede, yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışın hanehalkının alım gücünü nasıl etkileyeceği incelenmiştir.

7. Elektrik fiyatlarının TÜFE içindeki payı 2022 yılı için %2.31, ÜFE içindeki payı %8.29'dur.

Konutlarda tüketilen elektriğin fiyatı aktif hükümet politikalarıyla kontrol edilmekte ve piyasada oluşan fiyattan (PTF) farklılık göstermektedir. Diğer taraftan sanayinin (üreticinin) karşılaştığı fiyat, hanehalkının karşılaştığı fiyattan daha yüksek bir seviyede oluşan PTF+YEKDEM olarak hesaplanmaktadır.⁸ Dolayısıyla üretici maliyetleri PTF+YEKDEM'den etkilenmektedir. Elektrik fiyatlarındaki artış, üretim maliyetlerini artırarak dolaylı yoldan tüketici fiyatlarına geçmektedir. Bu sebeple, elektrik fiyatlarının tüketici fiyat enflasyonu üzerine etkilerine bakarken, üretici fiyatlarının da analize eklenmesi uygun olacaktır.

Fiyatlar arasındaki etkileşim elektriğin PTF+YEKDEM (PTF, Cari Türk lirası değeri), Üretici Fiyat Endeksi (ÜFE, 2003=100) ve Tüketici Fiyat Endeksi (TÜFE, 2003=100) özelinde incelenmektedir. Bu bölüme hâkim olan modelde değilse de ön incelemelerde döviz kuruna da (1 ABD dolarının Türk lirası cinsinden değeri) yer verilmiştir. Model örneklemini Nisan 2011'den Temmuz 2022'ye kadar olan dönemi aylık frekansta içermekte olup PTF, ÜFE ve TÜFE söz konusu örneklem dönemi mevsimsellikten arındırıldıktan sonra, önceki aya göre enflasyon oranları (sırasıyla P, Ü ve T) hesaplanarak modellenmiştir. İncelenen serilerin zaman içindeki gelişimi Şekil 19'da, betimleyici istatistikleri ise Tablo 6'da görülebilir.



8. Her üretici PTF+YEKDEM ödememektedir. Bir kısım üretici kontratla daha düşük fiyatla elektrik alabilmektedir.

Tablo 6. Betimleyici İstatistikler

	P (PTF Enflasyonu)	Ü (ÜFE Enflasyonu)	T (TÜFE Enflasyonu)
Ortalama	0,0265	0,0169	0,0126
Orta Değer	0,0208	0,0097	0,0086
En Yüksek	0,4243	0,1895	0,1318
En Düşük	-0,2911	-0,0261	-0,0154
Standart Sapma	0,1076	0,0271	0,0175
Çarpıklık	1,1442	2,9524	4,0448
Basıklık	6,4881	15,5233	23,7158
Jarque - Bera	100,07	1102,27	2843,85
Gözlem Sayısı	138	138	138
Not: Betimleyici istatistikler analize konu edilen mevsimsellikten arındırılmış aylık enflasyon serilerine aittir.			

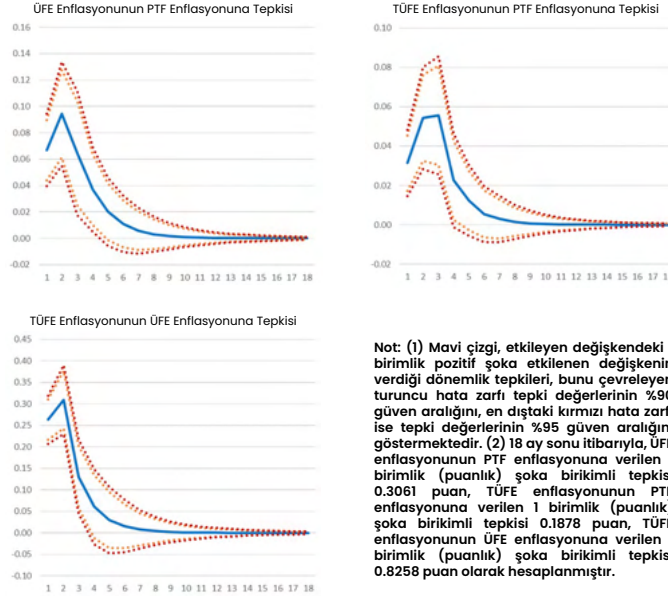
Hem değişkenler arasında zengin bir etkileşim yapısını hem de iktisadi açıdan makul görülen kısıtları mümkün kılması nedeniyle Vektör Özgecikmeli Regresyon (VAR, İng. Vector Autoregression) model ailesi, bu bölümdeki modelleme yaklaşımının omurgasını oluşturmaktadır. VAR model ailesinin ekonometrik analizlerde yaygın kullanımı ve esnek yapısı burada sunulan analizdeki model seçimini belirlemiştir. Bu çalışmanın, elektrik fiyatları ve enflasyon arasındaki ilişkinin alternatif modelleme yaklaşımları ile yeniden ele alınması için bir başlangıç noktası olacağı düşünülmektedir.

Kullanılan VAR modelinin içerdği etkileşimler şöyle sıralanabilir:

- P, Ü ve T değişkenlerinin en dışsaldan en içsele doğru eş zamanlı sıralaması (P, Ü, T) şeklindedir. Buna göre, aynı dönemde P değişkeni Ü ve T'yi ve Ü değişkeni T'yi etkileyebilmekte, ancak T değişkeni diğer değişkenleri etkileyememektedir.
- Sınırlandırılmamış bir VAR modelinde her değişkenin diğer model değişkenlerinden belli bir gecikme sayısı dâhilinde etkilenmesi söz konusu iken, mevcut modelde P değişkeni sadece kendi gecikmeli değerlerinden beslenmekte, Ü değişkeni kendisinin ve P değişkeninin gecikmeli değerlerinden beslenmekte, T değişkeni ise tüm model değişkenlerinin gecikmeli değerlerinden beslenmektedir.
- Modelde kullanılan gecikme sayısı, hem gecikme sayısı seçim kriterleri hem de iktisadi yapıya ilişkin uzman değerlendirmeleri ışığında 2 ay olarak tespit edilmiştir.

Oluşturulan model Genelleştirilmiş En Küçük Kareler (GEKK, İng. GLS) yöntemiyle tahmin edilmiş ve tahmin edilen model katsayıları kullanılarak Etki-Tepki Fonksiyonları hesaplanmıştır. Etkileyen değişkene kendi cinsinden verilen pozitif bir standart sapmalılık şokun sistemdeki diğer bir değişkene (etkilenen değişken), şoku izleyen belli bir dönemde nasıl yansıdığını ölçen Etki-Tepki Fonksiyonunun şoku izleyen 18 aylık bir dönem için hesaplanması ile modellenmenin ilk aşaması tamamlanmaktadır. P'nin Ü'ye, P'nin T'ye ve Ü'nün T'ye etkilerini gösteren Etki-Tepki Fonksiyonları Şekil 20'de görülebilir. Şekil 20'ye göre söz konusu etkileşimlerin tümü pozitif işaretli ve istatistiksel açıdan anlamlıdır. İstatistiksel anlamlılık derecesini görmek için 1000 tekrarlı Monte Carlo simülasyonu ile elde edilen alternatif Etki-Tepki Fonksiyonu değerlerinin 2,5'nci ve 97,5'nci yüzdeleri kullanılarak oluşturulan ve Şekil 20'de kesikli kırmızı çizgilerle temsil edilen güven aralıklarına bakılabilir.

Şekil 20 – PTF, ÜFE ve TÜFE Etki – Tepki Fonksiyonları



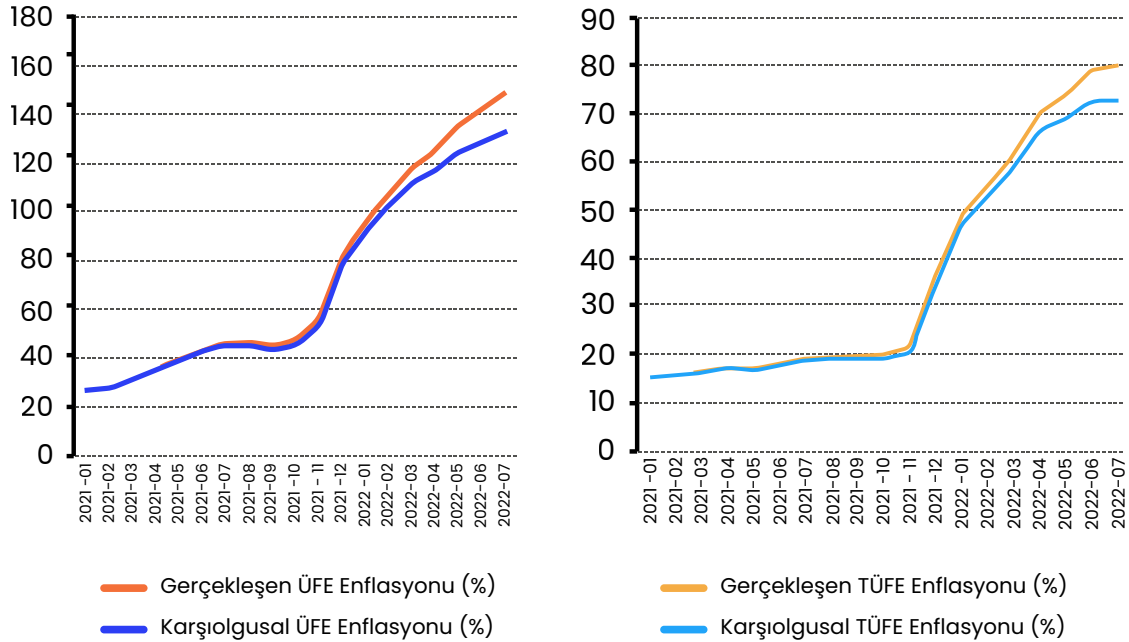
3.2. Projeksiyon Yaklaşımı

Başlangıçta da belirtildiği gibi, karşılığusal bir projeksiyonun hesaplanmasında çeşitli sınırlılıklar söz konusudur. Bunların ilki karşılığusal bir senaryoda model katsayılarının da değişmesi gereğinden kaynaklanmaktadır. Eldeki model temelinde düşünüldüğünde, bu sınırlılık en iyi biçimde 'alternatif bir PTF enflasyonu serisi hesaplanabilse bile, gerçekte bu seriyi gözleyerek herhangi bir iktisadi karar verilmemiş olması' üzerinden okunabilir. Diğer bir deyişle, kurgulanan ekonometrik hesap şemasında karşılığusal katsayılar ancak yargısal olarak ortaya konabilir. Projeksiyon hesabındaki ikinci sınırlılık ise, VAR modellerinde tanımını 'şok' olarak bulan etkinin kitabî anlamıyla mevcut olmamasından kaynaklanmaktadır. Söz konusu sınırlılıklar karşısında, bu bölümde benimsenen projeksiyon yaklaşımı aşağıdaki bileşenlerle tanımlanabilir:

- Öncelikle, uygun ve/veya nötral bir yaklaşım benimsenerek, orijinal VAR model katsayılarının karşılığusal senaryolar altında değişmeyeceği varsayılmaktadır.
- Raporun önceki bölümlerinde hesaplanan senaryo, Piyasa Takas Fiyatı (PTF) serisinin enflasyon oranı ile orijinal (gerçekleşen) PTF serisinin enflasyon oranı arasındaki farklar serisi 'şok serisi' olarak kullanılmaktadır. Buna göre senaryo PTF enflasyonu orijinal PTF enflasyonundan düşük olduğunda, bu durum hesaplamalara negatif bir şok olarak yansıtılmakta olup, bu şekilde hesaplanan şok değerleri Ocak 2021'den örneklem döneminin sonu olan Temmuz 2022'ye kadar uzanmaktadır.

- Şok serisindeki her değer, ait olduğu ayı izleyen 18 aya, VAR modelinin standartlaştırılmış Etki-Tepki Fonksiyonu değerleri (tepki değerlerinin etki eden değişkenin bir standart sapmasına oranı) ile çarpılarak yansıtılmakta; senaryo dönemindeki bir aya geçmişteki birden fazla şoktan kaynaklı etkiler yansiyorsa, bu etkiler toplanarak bileşke etkiye ulaşılmaktadır.
- Tanımlanan yöntemle, P değişkeni üzerinden geliştirilen alternatif PTF enflasyonu patikasının ima ettiği karşılığusal Ü ve T serileri hesaplanmakta, bunlara dayalı olarak mevsimsellikten arındırılmış ÜFE ve TÜFE senaryo sonuçları elde edilmekte, mevsimsellikten arındırmanın geri alınması ile orijinal ÜFE ve TÜFE cinsinden senaryo sonuçlarına ulaşılmaktadır.
- VAR modeline yansıtılan PTF senaryosu ve bu senaryo kapsamında oluşan karşılığusal ÜFE ve TÜFE enflasyon serileri Şekil 21'de gösterilmiştir.

Şekil 21 - Yenilenebilir Senaryosu Altında ÜFE ve TÜFE Tahminleri



3.3. Çıkarımlar

Analizin sonucuna göre, artan yenilenebilir enerji üretiminin baskılanan elektrik fiyatlarıyla enflasyon üzerine göz ardı edilmeyecek bir etkisi vardır. PTF enflasyonundaki 1 yüzde puanlık artışın, 18 aylık dönem sonunda ÜFE enflasyonuna 0,31 yüzde puan TÜFE enflasyonuna ise 0,19 yüzde puan etki ettiği hesaplanmaktadır. Yapılan karşılgusal analize göre Temmuz 2022 döneminde gözlemlenen TÜFE enflasyonu %79,6 iken Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında oluşan fiyatlarla elde edilen enflasyon %72,39 olmuştur. ÜFE enflasyonu ise %144,6 iken Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında oluşan fiyatlarla elde edilen enflasyon %129,2 olmuştur. Bu analizde yapılan varsayımlar, minimum etkiyi göstermektedir. Enerji kaynaklarında ithal bağımlılığının ortadan kaldırılması ile enerjideki kur etkisi ortadan kalkacak ve bu durum beklenen enerji enflasyonunun kontrol edilmesini sağlayacaktır. Diğer taraftan hükümetin hanehalkı için uyguladığı sübvansel fiyatın bütçe ve dolayısıyla vergiler üzerine yükü azalacak ve dolaylı yoldan alım gücü üzerine artırıcı etkisi olacaktır.

4. TEMEL ÇIKARIMLAR VE SONUÇ

Yapılan çalışmanın sonuçları yaygın kanının aksine YEKDEM uygulamasının ve artan yenilenebilir enerji üretiminin elektrik sektöründeki üretim maliyetlerini artırmadığını, aksine bu maliyetlerin sınırlandırılmasına ciddi bir katkı verdiğini göstermiştir. Tüm dünyada olduğu gibi ülkemizde de giderek derinleşen ve ne zaman sonlanacağı henüz belli olmayan enerji krizinin etkileri artan enerji maliyetleriyle kendini göstermektedir. Geçtiğimiz on yılda YEKDEM garantisi altında kurulmuş olan santraller ise bu krizin etkilerinin bir nebze daha hafif hissedilebilmesini sağlamıştır. Yürütülmüş olan bu çalışma küresel enerji krizi baş gösterdiği sıralarda eğer daha yüksek yenilenebilir enerji kurulu gücü yapılabilmiş olsaydı ülkedeki elektrik üretim maliyetlerinin daha düşük olacağını göstermiştir. Yenilenebilir enerji üretiminin maliyetlere olan düşürücü etkisi, eski YEKDEM santrallerinin alım garantisi süreleri sona erdikçe daha da gözle görülür olacaktır. Yeni kurulacak olan yenilenebilir santralleri ise düşen kurulum maliyetlerinden dolayı artık herhangi bir destek mekanizmasına ihtiyaç duymayacak ve ülkede elektrik üretim maliyetlerinin düşmesine ve böylelikle enflasyonun sınırlı da olsa kontrol altına alınmasına ciddi katkı sağlayacaklardır. Ayrıca sonuçlardan görüldüğü üzere yenilenebilir enerji üretiminin artırılmasının hem ülkenin enerji üretiminde dışa bağımlılığı ve ithalat maliyetlerini düşürmede, hem de karbon azaltımını sağlamada kritik etkileri olacaktır. Bu bağlamda çalışmadan çıkartılacak temel sonuçlar aşağıdaki şekilde özetlenmiştir.

2021 ve 2022 yılının ilk altı ayını kapsayan simülasyon döneminde daha çok yenilenebilir enerji santralının sistemde olması durumunda artan YEKDEM maliyetlerine rağmen toplam elektrik maliyetlerinde kayda değer bir düşüş yaşanabilecekti. Bu etkinin özellikle küresel enerji krizinin derinleştiği ve küresel emtia fiyatlarının şiddetli şekilde arttığı 2022 yılında daha şiddetli şekilde yaşanacağı hesaplanmıştır. Çalışma kapsamında oluşturulan Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda toplam elektrik üretim maliyetinin 2021 yılı için gerçekleşen değerlere kıyasla %3,5 daha düşük olacağı sonucuna ulaşılmıştır. 2022 yılı için ise maliyetlerdeki düşüş %11,8 seviyesindedir.

YEKDEM kapsamında devreye giren santrallerin sisteme maliyeti YEKDEM birim maliyeti üzerinden hesaplandığı için bu hesaplamalar bu santrallerin sisteme sağladıkları bazı faydaları göz ardı etmektedir. Önceki YEKDEM ihalelerinde pek çok kazanan projeye TEİAŞ'a değişen miktarlarda katkı payı ödemesi yapmayı taahhüt etmiştir. TEİAŞ tarafından toplanan bu katkı payları bu kurumun gelirlerinden bir kısmını oluşturarak TEİAŞ iletim tarifelerini düşürücü bir rol oynamaktadır. TEİAŞ iletim maliyetleri ise piyasa koşulları içerisinde doğrudan PTF'ye yansıtılmaktadır. Dolayısıyla TEİAŞ'a ödenen katkı bedellerinin piyasa fiyatlarını düşürücü ek bir etkiye sahip olduğu söylenebilir.

Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında YEKDEM maliyetleri artsa da bu daha çok eski YEKDEM kapsamında devreye girmiş olup döviz bazlı alım garantisinden yararlanan santrallerden kaynaklanmaktadır. Eski YEKDEM altında devreye alınan santrallere uygulanan alım garantisi süresinin 10 yıl olduğu göz önüne alındığında, bu santraller YEKDEM'den çıktıkça yenilenebilir enerji üretiminin üretim maliyetlerine etkisinin daha yoğun olarak hissedileceği görülecektir.

PTF, ÜFE ve TÜFE arasındaki ilişkiyi modelleyen ekonometrik analizin sonuçları artan yenilenebilir enerji üretiminin baskılanan elektrik fiyatları üzerinden toplam enflasyona göz ardı edilemeyecek bir etkide bulunacağını göstermektedir. PTF enflasyonundaki bir birimlik (%'lik) bir artışın ÜFE enflasyonuna doğrudan yansımaları 0,3061 yüzde puan, TÜFE enflasyonuna doğrudan yansımaları ise 0,1878 yüzde puandır. ÜFE enflasyondaki bir birimlik (%'lik) bir artışın TÜFE enflasyonuna yansımalarının 0,8258 yüzde puan olduğu da dikkate alındığında, PTF enflasyonundaki bir birimlik azalışın ÜFE enflasyonu üzerindeki azaltıcı etkisi -0,3061 puan, TÜFE enflasyonu üzerindeki azaltıcı etkisi ise -0,4405 puan olarak hesaplanmaktadır. Bu bulgular ışığında, yenilenebilir enerji üretiminin daha yüksek ve elektrik fiyatlarındaki artışın daha düşük olduğu bir senaryoda, Temmuz 2022 itibarıyla %144,61 olarak gerçekleşen yıllık ÜFE enflasyonunun %129,22, aynı dönemde %79,60 olarak gerçekleşen yıllık TÜFE enflasyonunun ise %72,39 olacağı öngörülmektedir.

Hesaba katılması gereken diğer bir nokta da yenilenebilir enerji üretiminin arz güvenliğine yaptığı katılardır. Özellikle 2021 yılının yaz aylarında mevsim ortalamalarının üzerinde sıcaklıkların yaşandığı kimi günlerde artan iklimlendirme talebi nedeniyle özellikle öğlen saatlerinde arz sıkıntıları yaşanmış ve bölgesel elektrik kesintilerinin uygulanması gerekmiştir. Özellikle güneş üretiminin yoğunlukla böylesi mevsim ve saatlerde gerçekleşeceği göz önüne alınırsa artan yenilenebilir enerji üretiminin arz sıkıntılarının çözülmesinde de önemli bir katkı sağlayacağı anlaşılabilir.

Artan yenilenebilir enerji üretiminin önemli bir etkisi de ithal yakıt maliyetlerinin azaltılmasında görülmüştür. Artan yenilenebilir enerji üretimi öncelikle yüksek maliyetli doğal gaz ve ithal kömür üretimini ikame etmektedir. Bunun sonucunda ise yenilenebilir üretiminin artmasıyla ithalat maliyetlerinde ciddi bir düşüş olmaktadır. Yapılan hesaplamalara göre Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında 2021 yılı için ülkenin ithal yakıt faturası toplamda 3,1 milyar USD azalacaktır. Küresel enerji krizinin derinleştiği 2022 yılının ilk altı ayı için ise aynı rakam 3,3 milyar USD olarak hesaplanmıştır. Ülkenin toplam ithalatını düşürecek bu miktarlar aynı zamanda cari açığın düşmesine de katkı sağlayacaktır. Bunun sonucunda ise Türk lirasının nispi değer kazanması hem YEKDEM hem de toplam elektrik üretim maliyetlerinin kısılmasında olumlu bir etki yapacaktır.

Tahmin edilen bu etkilerin olası en düşük etkiler olduğu dikkate alındığında yenilenebilir kaynaklara geçişin yararı daha iyi anlaşılabilir. Nitekim, güneş ve rüzgârın payının giderek artması ile enerji bağımsızlığının güçlendirilmesi sayesinde döviz kurunun olumsuz yansımalarının sınırlanacağı ve kamu bütçesi dinamiklerinin rahatlayacağı öngörülerinde, uzun vadede vergi yükünün azalacağı ve alım gücü üzerindeki dolaylı artırıcı etkilerin toplum refahını yükselteceği de söylenebilir.

Ülkenin 2053 net sıfır karbon hedefi ve Paris Anlaşması kapsamındaki taahhütleri bakımından karbon emisyon azaltımı da gittikçe daha önemli bir hâle geleceği görülmektedir. Karbon yoğun üretim kaynaklarının ikame edilmesi yoluyla 2021 yılında Yenilenebilir Enerji Senaryosu altında 22,9 milyon ton CO₂ eşdeğeri, 2022 yılındaysa 13,4 milyon ton CO₂ eşdeğeri emisyon azaltımı yapıldığı hesaplanmıştır. Bu azaltımın iklim değişikliği ve çevre kirliliği açısından büyük bir önemi vardır. Fakat bunun yanında özellikle AB Yeşil Mutabakatı'nın devreye girmesinin ardından karbon fiyatlandırma politikaları da Türkiye'nin gündemine girecektir. Elektrik sektöründe bir karbon fiyatının uygulandığı durumda yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim maliyetlerini düşürmedeki etkisi de daha net olarak hissedilecektir.

Bütün bu faktörler göz önüne alındığında yenilenebilir enerji üretiminin artırılmasının üretim maliyetlerinin düşürülmesi, enerjide ithalat bağımsızlığının azaltılması, arz güvenliğinin sağlanması ve karbon emisyonlarının düşürülmesi gibi pek çok konuda olumlu katkı vereceği görülmektedir. Bu açıdan enerji ve iklim hedeflerine ulaşılabilmesi için kapsamlı ve uzun dönemli bir yenilenebilir enerji stratejisinin hazırlanması gerekmektedir. Yenilenebilir enerji konusunda bugünlerde atılacak olumlu adımlar geçmişte yapılan bazı eksikliklerin tekrarlanmasını engelleyecek ve gelecekte oluşması muhtemel yeni enerji krizlerine karşı ülkenin enerji sistemini daha dayanıklı hâle getirecektir.

Kaynaklar

Avrupa Komisyonu (2022), "A European Green Deal", 24.08.2022 tarihinde https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en adresinden erişilmiştir.

Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (2022), 23.07.2022 tarihinde <https://www.botas.gov.tr/>

Dünya Bankası (2022), "Eylül 2022 Emtia Fiyatları", 17.09.2022 tarihinde <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets> adresinden erişilmiştir.

Dünya Gazetesi (2022), 24.08.2022 tarihinde <https://www.dunya.com/sectorler/enerji/euas-ozel-sektorden-elektrik-alimi-ihalesini-iptal-etti-haberi-653300> sitesinden erişilmiştir.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (2022a), 23.07.2022 tarihinde <https://www.epdk.gov.tr/Anasayfa/Anasayfa> adresinden erişilmiştir.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (2022b), "Nihai YEK Listesi 2022" EPIAŞ Şeffaflık Platformu (2022), 16.01.2022 tarihinde <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/> adresinden erişilmiştir.

Ticaret Bakanlığı (2021), "Yeşil Mutabakat Eylem Planı" Türkiye Cumhuriyeti (2016), "Ulusal Katkı Niyet Beyanı", 17.08.2022 tarihinde https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/-Turkey%20First/The_INDC_of_TURKEY_v.15.19.30.pdf adresinden erişilmiştir.

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (2022), 22.08.2022 tarihinde <https://www.teias.gov.tr/> adresinden erişilmiştir.

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Yük Tevzi Bilgi Sistemi (2022), 22.08.2022 tarihinde https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf adresinden erişilmiştir
Türkiye İstatistik Kurumu (2022), "Türkiye Sera Gazı Emisyon Envanteri 2020"
Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği, 22.08.2022 tarihinde <https://www.tureb.com.tr/eng/> adresinden erişilmiştir.

Yeni Enerji Dergisi (2015), May/June 2015 No:46, 10.08.2022 tarihinde <http://www.yenienerji.info/> adresinden erişilmiştir.

<https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/2-12806/epdkdan-yaklasan-kis-oncesi-onemli-karar--->



Sürdürülebilir Ekonomi ve Finans Araştırmaları Derneği (SEFiA)

Aralık 2022 | www.sefia.org