

TÜRKİYE CUMHURİYETİ
ANKARA ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI

ELEKTRİK PİYASALARINDAKİ GETİRİLERİN TAHMİNİ: TÜRKİYE
UYGULAMASI

Doktora Tezi

Öykü YÜCEL

Ankara, 2024

TÜRKİYE CUMHURİYETİ
ANKARA ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI

ELEKTRİK PİYASALARINDAKİ GETİRİLERİN TAHMİNİ: TÜRKİYE
UYGULAMASI

Doktora Tezi

Öykü YÜCEL

Tez Danışmanı

Prof. Dr. Fazıl GÖKGÖZ

Ankara, 2024

TÜRKİYE CUMHURİYETİ
ANKARA ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI

ELEKTRİK PİYASALARINDAKİ GETİRİLERİN TAHMİNİ: TÜRKİYE
UYGULAMASI

Doktora Tezi

Tez Danışmanı

Prof. Dr. Fazıl GÖKGÖZ

TEZ JÜRİSİ ÜYELERİ

Adı ve Soyadı

- 1) Prof. Dr. Fazıl GÖKGÖZ**
- 2) Prof. Dr. Yalçın KARATEPE**
- 3) Prof. Dr. Kadir GÜRDAL**
- 4) Prof. Dr. Güray KÜÇÜKKOCAOĞLU**
- 5) Prof. Dr. Ayşe YILDIZ**

Tez Savunması Tarihi: 04.06.2024

T.C.
ANKARA ÜNİVERSİTESİ
Sosyal Bilimler Enstitüsü Müdürlüğü'ne,

Prof. Dr. Fazıl GÖKGÖZ danışmanlığında hazırladığım “Elektrik Piyasalarındaki Getirilerin Tahmini: Türkiye Uygulaması” (Ankara.2024) adlı doktora tezimdeki bütün bilgilerin akademik kurallara ve etik davranış ilkelerine uygun olarak toplanıp sunulduğunu, başka kaynaklardan aldığım bilgileri metinde ve kaynakçada eksiksiz olarak gösterdiğimi, çalışma sürecinde bilimsel araştırma ve etik kurallarına uygun olarak davrandığımı ve aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal sonucu kabul edeceğimi beyan ederim.

Tarih: 12.06.2024

Öykü YÜCEL

TEŞEKKÜR

Doktora eğitimimde ve tez yazım sürecimde beni desteğiyle hiç yalnız bırakmayan, her zaman yol gösteren ve yoğun çalışma temposu içerisinde bilgisini ve katkısını benden hiçbir zaman esirgemeyen değerli hocam Prof. Dr. Fazıl GÖKGÖZ'e çok teşekkür ederim.

Sevgili annem Tülin YÜCEL'e benim için yaptığı tüm fedakarlıklar için ne kadar teşekkür etsem azdır. Bana öğrettiği her şey için, tüm emekleri için, koşulsuz sevgisi ve şartlar ne olursa olsun asla vazgeçmemem gerektiğini gösterdiği için ona çok teşekkür ederim. Kendisini sevgi ve özlemle anıyorum. Sevgili babam Ergun YÜCEL'e bu süreçte karşılaştığım her zorlukta yanımda olduğu için, emekleri, desteği ve fedakarlıkları için çok teşekkür ederim. Sevgili dedem Vedat KOÇOĞLU'na beni hiçbir zaman yalnız bırakmadığı için, hep yol gösterdiği ve desteklediği için, üzerimdeki sonsuz emeği için çok teşekkür ederim. Onu da sevgi ve özlemle anıyorum. Çalışmamı hayatlarının son gününe kadar okumaktan ve üretmekten vazgeçmeyen canım annem ve Vedat dedeme ithaf ediyorum.

Her zaman yanımda duran, bugünlere gelmemde çok emeği olan tüm aileme ve süreçte yardımlarını esirgemeyen çalışma arkadaşlarıma destekleri için çok teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR.....	i
İÇİNDEKİLER.....	ii
KISALTMALAR.....	vii
TABLOLAR LİSTESİ	ix
ŞEKİLLER LİSTESİ	v
GİRİŞ.....	1
BİRİNCİ BÖLÜM.....	6
YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ GELİŞİMİ VE MERIT-ORDER KAVRAMINA İLİŞKİN ÇALIŞMALAR	6
1.1. Temel Çerçeve ve Enerji Dönüşümünde Güncel Kavramlar	6
1.2. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Sınıflandırılması.....	7
1.3. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Küresel Gelişimi.....	10
1.4. Merit-Order Kavramı	14
1.5. Merit-Order Kavramına İlişkin Literatür	20
1.5.1. Toplam YEK Üretiminin Etkisini İnceleyen Çalışmalar.....	20
1.5.2. Rüzgar veya Güneş Üretiminin Etkisini İnceleyen Çalışmalar	24
1.5.3. Rüzgar, Güneş, Nehir Tipi Hidroelektrik veya Diğer Programlanabilen Teknolojilerin Birlikte Üretiminin Etkisini İnceleyen Çalışmalar	29
İKİNCİ BÖLÜM	38
TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASALARINA GENEL BİR BAKIŞ VE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ PİYASA GELİŞİMİNDEKİ ROLÜ.....	38

2.1. Piyasa Aktörleri, İşleyiş Prensipleri ve Piyasa Takas Fiyatının Belirlenmesi...	38
2.1.1. Gün Öncesi Piyasası ve İkili Anlaşmalar	39
2.1.2. Gün İçi Piyasası	41
2.1.3. Dengeleme Güç Piyasası.....	42
2.2. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Destek Mekanizmaları ve Üretimdeki Yeri...	42
2.2.1.YEKDEM Sabit Fiyat Tarifesi	42
2.2.2. Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Gelişimi, Merit-Order Etkisi ve Güncel Hedefler	45
2.3. Türkiye’de Merit-Order Kavramına İlişkin Literatür	49
ÜÇÜNCÜ BÖLÜM.....	52
KANTİL REGRESYON ANALİZİNİN TEMEL ÖZELLİKLERİ VE ELEKTRİK PİYASALARINDAN ÖRNEK ÇALIŞMALAR.....	52
3.1. Kantil Regresyon Analizinin Temel Prensipleri	52
3.2. Kantil Regresyon Analiziyle Elektrik Piyasalarında Yapılmış Çalışmalar..	55
DÖRDÜNCÜ BÖLÜM.....	62
AMPİRİK ÇALIŞMA VE BULGULAR.....	62
4.1. Çalışmanın Amacı ve Literatüre Katkısı	62
4.2. Veri Seti	63
4.3. Modeller ve Yöntem.....	67
4.4. Analiz Sonuçları.....	73
4.4.1. Birinci Model İçin Sonuç ve Tartışmalar	74
4.4.2. İkinci Model İçin Sonuç ve Tartışmalar	81
4.4.3. Üçüncü Model İçin Sonuç ve Tartışmalar	91

BEŞİNCİ BÖLÜM.....	102
SONUÇ VE DEĞERLENDİRME	102
KAYNAKÇA.....	106
ÖZET	122
ABSTRACT	123



KISALTMALAR

AB: Avrupa Birliği

ABD: Amerika Birleşik Devletleri

ADF: Augmented Dickey–Fuller Testi

ARDL: Gecikmesi Dağıtılmış Otoregresif Sınır Testi

AR-GE: Araştırma ve Geliştirme

BM: Birleşmiş Milletler

BOTAŞ: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi

DGP: Dengeleme Güç Piyasası

DYE: Değişken Yenilenebilir Enerji

DOLS: Dinamik En Küçük Kareler Yöntemi

EPDK: Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu

EPIAŞ: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi

EÜAŞ: Elektrik Üretim Anonim Şirketi

FMOLS: Tam Düzeltilmiş En Küçük Kareler Yöntemi

GARCH: Genelleştirilmiş Otoregresif Koşullu Değişen Varyans Yöntemi

GİP: Gün İçi Piyasası

GMM: Genelleştirilmiş Momentler Yöntemi

GÖP: Gün Öncesi Piyasası

GWh: Gigawatt Saat

KGÜP: Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı

KPSS: Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin Testi

MOE: Merit-Order Etkisi

MWh: Megawatt Saat

OLS: En Küçük Kareler Yöntemi

PRG: Programlanabilir Yenilenebilir Enerji

PTF: Piyasa Takas Fiyatı

SDG: Sürdürülebilir Kalkınma Hedefi

TEAŞ: Türkiye Elektrik Anonim Şirketi

TEDAŞ: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi

TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

TEK: Türkiye Elektrik Kurumu

TETAŞ: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi

TÜİK: Türkiye İstatistik Kurumu

UEP: Ulusal Enerji Planı

UKB: Ulusal Katkı Beyanı

VAR: Vektör Otoregresyon Yöntemi

VECM: Vektör Hata Düzeltme Modeli

YEK: Yenilenebilir enerji kaynakları

YEKDEM: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması

TABLÖLAR LİSTESİ

Tablo 1. 2021 Yılı Öncesi ve Sonrası YEKDEM Sabit Fiyat Tarifeleri	43
Tablo 2. 2023 Yılı İtibariyle YEKDEM'den Yararlanan Santral Sayıları.....	44
Tablo 3. 2023 Yılı Güncel YEKDEM Sabit Fiyat Tarifesi	44
Tablo 4. 2023 Ocak Ayı İtibariyle Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Üretim Payları ve Kurulu Güç Kapasiteleri	45
Tablo 5. Tanımlayıcı İstatistikler.....	66
Tablo 6. PTF İçin Saat Bazlı Tanımlayıcı İstatistikler	67
Tablo 7. KPSS Testi Sonuçları	70
Tablo 8. 1. Model İçin Johansen Eşbütünleşme Testi p Değerleri	71
Tablo 9. 2. Model İçin Johansen Eşbütünleşme Testi p Değerleri	72
Tablo 10. 3. Model İçin Johansen Eşbütünleşme Testi p Değerleri	73
Tablo 11. 00:00-03:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları.....	74
Tablo 12. 04:00-07:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları.....	75
Tablo 13. 08:00-11:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları.....	76
Tablo 14. 12:00-15:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları.....	77
Tablo 15. 16:00-19:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları.....	78
Tablo 16. 20:00-23:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları.....	79
Tablo 17. 00:00-03:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları.....	82
Tablo 18. 04:00-07:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları.....	83
Tablo 19. 08:00-11:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları.....	84
Tablo 20. 12:00-15:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları.....	85
Tablo 21. 16:00-19:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları.....	86
Tablo 22. 20:00-23:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları.....	87
Tablo 23. 00:00-03:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları.....	92
Tablo 24. 04:00-07:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları.....	93

Tablo 25. 08:00-11:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları.....	94
Tablo 26. 12:00-15:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları.....	95
Tablo 27. 16:00-19:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları.....	96
Tablo 28. 20:00-23:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları.....	97



ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1. Enerji Kaynaklarının Sınıflandırılması	8
Şekil 2. 2022 Yılı için Ülkelerin Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretim Payları.....	10
Şekil 3. Dünya Geneline Elektrik Üretim Paylarının 2000-2022 Yılları Arasındaki Değişimi	11
Şekil 4. Dünya Geneline Seçilmiş Ülkeler İçin Elektrik Üretim Paylarının 2000-2022 Yılları Arasındaki Değişimi	12
Şekil 5. Dünya Geneline Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının 2000-2022 Yılları Arasındaki Değişimi	13
Şekil 6. Yenilenebilir Kaynakların Elektrik Üretimine Arz ve Talep Üzerindeki Etkisi	15
Şekil 7. Türkiye için Merit-Order Sıralaması.....	16
Şekil 8. Akkuyu Nükleer Santralinin Devreye Girmesiyle Türkiye için Öngörülen Merit-Order Sıralaması.....	17
Şekil 9. Türkiye Elektrik Piyasalarının Gelişimi	39
Şekil 10. Gün Öncesi Piyasasının İşleyişi	40
Şekil 11. Gün İçi Piyasasının İşleyişi.....	41
Şekil 12. 2019-2022 Dönemi İçin Türkiye’de Elektrik Üretimine Teknolojilere Göre Dağılımı.....	46
Şekil 13. Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının 2000-2022 Yılları Arasındaki Değişimi	47
Şekil 14. Türkiye Ulusal Enerji Planı Çerçevesinde Planlanan Kapasite Artışları	48
Şekil 15. Kantil Dağılım Fonksiyonu.....	52
Şekil 16. Asimetrik Kayıp Fonksiyonu	53
Şekil 17. 2019-2022 dönemi için Reel Piyasa Takas Fiyatı.....	65
Şekil 18. 2019-2022 dönemi için Programlanabilir Yenilenebilir Enerji Üretimi	65

Şekil 19. 2019-2022 Dönemi İçin Değişken Yenilenebilir Enerji Üretimi	66
Şekil 20. 2019-2022 Dönemi İçin Rüzgar, Nehir ve Güneş Enerjisi Üretimi.....	66
Şekil 21. Toplam Yenilenebilir Enerji Üretiminin Katsayı Grafiği	81
Şekil 22. Toplam Programlanabilir Yenilenebilir Enerji Üretiminin Katsayı Grafiği ...	88
Şekil 23. Toplam Değişken Yenilenebilir Enerji Üretiminin Katsayı Grafiği	90
Şekil 24. Rüzgar Enerjisi Üretiminin Katsayı Grafiği	98
Şekil 25. Nehir Tipi Üretim Katsayı Grafiği.....	100
Şekil 26. Güneş Üretim Katsayı Grafiği	101



GİRİŞ

Enerji sistemleri sürdürülebilir temiz enerji ve düşük karbon ayak izi hedefleri doğrultusunda ilerledikçe yenilenebilir enerji teknolojileri dünya çapında önem kazanmış ve enerji dönüşümü hızlanmıştır (Goodarzi vd., 2019). İklim değişikliği, döngüsel ekonomi, enerji yoksulluğu ve enerji güvenliği gibi kavramlar, ülkelerin endüstriyel stratejilerini temellendirmek için yenilenebilir enerji teknolojilerin geniş çapta benimsenmesini gerekli kılmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları (YEK), enerji ve çevre verimliliğinin artırılmasında, iklim değişikliğiyle mücadelede ve ekonomik dayanıklılığın desteklenmesinde kritik bir rol oynamaktadır (Pahle vd., 2016). Artan enerji tüketimi ve bazı yenilenebilir enerji teknolojilerinin kesintili doğası, enerji sürdürülebilirliğinin sağlanmasında önemli engeller oluşturabilmektedir (Gökgöz ve Güvercin, 2018). Bu doğrultuda yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik piyasasına entegrasyonunun doğru planlanması politika düzenleyiciler, sektör paydaşları ve araştırmacılar için büyük önem taşımaktadır.

Dünya genelinde düşük marjinal maliyete sahip yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminin artmasıyla birlikte fosil yakıtla çalışan santrallerinin arz eğrisindeki önem sırası değişmeye başlamıştır (Maniatis ve Milonas, 2022). Daha yüksek yakıt maliyetine sahip temel yük santralleri daha düşük maliyetli yenilenebilir enerji kaynaklarının arz eğrisinde yeterli üretim sağlamaları koşuluyla ilk sıralarda yer almasıyla birlikte piyasa fiyatının belirlenmesinde öncelik sıralarını kaybetmeye başlamışlardır (Acar vd., 2019). Bu durum yenilenebilir enerji kaynaklarının sık ve yeterli ölçüde kullanıldığı ülkelerde genel olarak elektrik piyasalarındaki piyasa takas fiyatının (PTF) düşmesine yol açmıştır. Bu olgu literatürde merit-order etkisi (MOE) olarak adlandırılmıştır (Loumakis vd., 2019; Maniatis ve Milonas, 2022; Sensfuß vd., 2008). Bununla birlikte, yenilenebilir enerji teknolojilerin yatırımını arttırmayı amaçlayan stratejiler büyük ölçüde tarife garantisi

sistemi ya da sabit fiyat tarifiesi (feed-in-tariff) üzerinden ilerlemektedir (Costa-Campi ve Trujillo-Baute, 2015). Bu sistemde elektrik piyasası regülatörleri yenilenebilir enerji üreticilerine belirli bir fiyat garantisi sunmaktadır. Diğer bir deyişle arz ve talebin belirlediği piyasa takas fiyatı sabit fiyattan düşük olsa bile teşvik alan üreticilere sabit fiyat üzerinden ödeme yapılmaktadır. Yeterli üretim olmadığı durumda bu sabit fiyat uygulaması beklenen merit-order etkisini azaltabilmekte veya yok etmekte ve tüketiciler üzerinde ek bir yük oluşturmaktadır (Fronde, 2011). Ek olarak, küresel örnekler yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji üretimine dahil edilmesinin yük sistemlerine ekstra maliyetler eklediğini ve bu operasyonel maliyetlerin yenilenebilir destek girişimlerinin karşılaştığı mali zorlukları arttırdığını göstermektedir (Fronde, 2011; Şirin ve Yılmaz, 2020). Türkiye’de de yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırım teşviği için sabit fiyat veya tarife garantisi sistemi uygulanmaktadır (Gözen, 2020). Bu kavramsal çerçeve içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarının regülasyon politikalarının dikkatli bir şekilde formüle edilmesi gerekmektedir. Yenilenebilir teknolojilere yatırım yapmanın cazibesi, eğer tarife garantisi gibi teşvikler yetersiz bir seviyede belirlenirse istenen seviyede olmayacaktır. Öte yandan, desteğin çok cömert olması durumunda yenilenebilir enerji kaynaklarına sağlanacak desteğin piyasa takas fiyatına yansması fiyatların artmasına yol açacaktır (Imcharoenkul ve Chaitusaney, 2022).

Piyasa takas fiyatına etki eden faktörlerin analizinde genellikle zaman serisi modellemesi, simülasyon ve optimizasyon teknikleri kullanılmaktadır (Bell vd., 2017). Gün öncesi piyasa takas fiyatlarını belirleyen arz ve talep eğrileri literatürde öngörülen talep, öngörülen yenilenebilir enerji üretimi, doğal gaz fiyatları gibi değişkenlerle açıklanmaktadır (Do vd., 2019; Maciejowska, 2020). Türkiye’de gün öncesi elektrik fiyatları, bir gün önce açıklanan Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı (KGÜP) ve saatlik elektrik talebi tahmin planları sonrasında alınan teklifler aracılığıyla arz ve talebin eşleştirilmesiyle bir gün önceden belirlenmektedir. Öngörülen talep ve arz miktarlarını

EPIAŞ eşleştirmektedir. KGÜP’te açıklanan öngörülen talep ve öngörülen elektrik üretim verileri gün öncesi piyasa takas fiyatının hesaplamasına temel oluşturmaktadır (EPIAŞ, 2023).

Yenilenebilir enerji kaynakları temel olarak değişken (variable renewable energy) ve programlanabilen (dispatchable) teknolojiler olarak ikiye ayrılmaktadır. Güneş, rüzgar, nehir tipi hidroelektrik üreten teknolojiler değişken yenilenebilir enerji kaynaklarına örnek verilebilir. Jeotermal, rezervuarlı hidroelektrik, biyokütle gibi teknolojiler ise programlanabilen teknolojilerdir (López Prol ve Schill, 2021). Burada programlanabilir olmaktan kasıt üretim miktarlarını piyasadaki talebe göre bir miktar da olsa ayarlayabilme imkanlarının olmasıdır. Fakat kesintili özelliğe sahip değişken teknolojiler üretim miktarlarını talebe göre değiştiremezler. Değişken yenilenebilir enerji (DYE) teknolojilerinin ne kadar elektrik üreteceği coğrafya ve iklim koşullarına bağlıdır (Mosquera-López vd., 2017). Henüz ülkemizde elektrik depolama sistemleri geniş çapta yaygınlaşmadığı için DYE teknolojileriyle üretilen elektrik saklanıp talebin yani fiyatın yüksek olduğu saatlerde sisteme arz edilememektedir. Bu durum değişken yenilenebilir enerji kaynaklarını programlanabilir kaynaklardan ayıran temel noktadır.

Bu çalışma, 2019-2022 dönemi için Türkiye gün öncesi piyasa takas fiyatının yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminden nasıl etkilendiğini, merit-order etkisi hipotezinin Türkiye gün öncesi piyasası için geçerli olup olmadığını kantil regresyon modelleri aracılığıyla incelemektedir. Çalışmada üç ayrı model oluşturulmuştur. Bu üç modelin her biri her saat için ayrı ayrı uygulanmıştır. Her modelde 0,1 ve 0,9 arasında değişen 9 ayrı kantil incelenmiştir. Toplamda 648 adet kantil regresyon analizi uygulanmıştır. Kantil regresyonun önemli bir avantajı değişkenler arasındaki ortalama ilişkiyi açıklamakla sınırlı bir yöntem olmamasıdır (Koenker ve Bassett Jr, 1978). Piyasa takas fiyatının farklı yüzdelik dilimlerinin açıklayıcı değişkenlerle olan ilişkileri farklılık gösterebilmektedir. Örneğin piyasa takas fiyatının yüksek olduğu durumda fiyatların

azalmasında rol oynayacak yenilenebilir enerji teknolojileriyle fiyatların düşük olduğu durumda fiyatların azalmasında rol oynayacak yenilenebilir enerji teknolojileri farklılık göstermektedir. Bu ayrıntılara dikkat çeken kapsamlı bir analiz piyasa düzenleyicileri için daha yararlı bilgiler sunmaya imkân sağlamaktadır.

İlk modelde temel açıklayıcı değişken, öngörülen toplam yenilenebilir enerji üretimi ile gecikmeli gün öncesi piyasa takas fiyatları, öngörülen talep ve gün öncesi doğal gaz fiyatlarıdır. İkinci modelde öngörülen toplam yenilenebilir enerji üretimi faktörü yerine öngörülen DYE üretimi ve öngörülen programlanabilir yenilenebilir enerji üretimi değişkenleri modele eklenmiştir. Daha önce literatürde Türkiye gün öncesi piyasasında DYE ve programlanabilir kaynakların merit-order etkisine katkısı karşılaştırılmamıştır. Bu çalışmayla hem bu konunun araştırılması hem de daha önce Türkiye için toplu olarak çalışılmayan programlanabilir enerji kaynaklarının incelenmesi hedeflenmiştir. Son modelde ise modele rüzgar, nehir tipi hidroelektrik ve güneş enerjisi öngörülen üretim değişkenleri eklenmiştir. Buradaki amaç kesintili özelliğe sahip olan yenilenebilir enerji kaynaklarının merit-order etkisinin araştırılmasıdır. Literatürde beklenen ve gerçekleşen merit-order etkisi arasında fark olan güneş enerjisinin rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik üretimiyle etkileşimi Türkiye gün öncesi piyasasında her saat için ayrı ayrı kantil regresyon dahil herhangi bir zaman serisi analizi yöntemiyle çalışılmamıştır. Bu bağlamda çalışmamız güneş enerjisinin piyasa takas fiyatlarının farklı dilimleri üzerindeki etkisi hakkında ürettiği çıktılarıyla güneş enerjisi teşviki için uygulanan sabit fiyat tarifesinin regülasyonuna dair önemli öneriler sunmaktadır. Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda 2035 yılına kadar olan hedeflerde en büyük kapasite artışının güneş enerjisi için planlandığı düşünüldüğünde çalışmamızın katkısı daha da önem kazanmaktadır.

Çalışmanın birinci bölümünde yenilenebilir enerji kaynaklarının gelişimi ve merit-order kavramına ilişkin literatür çalışmaları yer alırken ikinci bölümde Türkiye

elektrik piyasalarına genel bir bakış ve yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasa gelişimindeki rolü açıklanmaktadır. Üçüncü bölümde kantil regresyon analizinin temel özellikleri ve elektrik piyasalarından örnek çalışmalar yer almaktadır. Dördüncü bölümde çalışmanın amacı, literatüre katkısı, veri seti, yöntemi ve oluşturulan modeller açıklanmakta, analizlerin sonucunda elde edilen bulgular tartışılmaktadır. Son bölümde ise sonuçlar literatürle karşılaştırmalı olarak yorumlanmakta ve piyasa aktörleri için politika önerileri değerlendirilmektedir.



BİRİNCİ BÖLÜM

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ GELİŞİMİ VE MERIT-ORDER KAVRAMINA İLİŞKİN ÇALIŞMALAR

1.1. Temel Çerçeve ve Enerji Dönüşümünde Güncel Kavramlar

Dünya çapında önemli bir problem haline gelen küresel ısınma ve iklim krizi nedeniyle fosil yakıtlarla çalışan termik elektrik üretim teknolojileri günümüzde teknolojik altyapı, finansman ve iklim koşulları elverdiğince yerlerini yenilenebilir enerji kaynaklarına bırakmaya başlamıştır (Edenhofer vd., 2011). Birleşmiş Milletler (BM) İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne uygun olarak oluşturulan Paris Anlaşması'nın ortaya koyduğu küresel sıcaklık artışının 1,5°C seviyesinde tutulması hedefi dünya çapında tüm ülkelerin iş birliğini gerektirmekte ve yine global çerçevede yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji üretimi sürecine dahil edilmesini zorunlu kılmaktadır (REN21, 2023). Küresel ısınma özellikle fosil yakıtlarının doğaya yaydığı karbon dioksit gibi sera gazlarından kaynaklandığı için Paris Anlaşması'na dahil olan çoğu ülke ek olarak net sıfır hedefi belirlemiştir. Net sıfır hedefinin amacı sera gazı emisyonlarını sıfıra indirmektir (IRENA, 2023). Projeksiyonlara göre küresel sıcaklık artışını 1,5°C seviyesinde tutabilmek için on yıllık çerçevede emisyonların %40 azalması gerekmektedir (IRENA ve ILO, 2022). Bu durum yenilenebilir kaynakların önemini bir kez daha vurgulamaktadır.

BM iklim kriziyle başa çıkabilmek için 17 adet Sürdürülebilir Kalkınma Hedefi (SDG) belirlemiştir. 7. SDG “Herkes için satın alınabilir, güvenilir, sürdürülebilir ve çağdaş enerjiye erişimi sağlamak” olarak açıklanmıştır (Sachs vd., 2022). Bu doğrultuda yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonuna dair küresel bir dönüşüm kaçınılmaz görünmektedir.

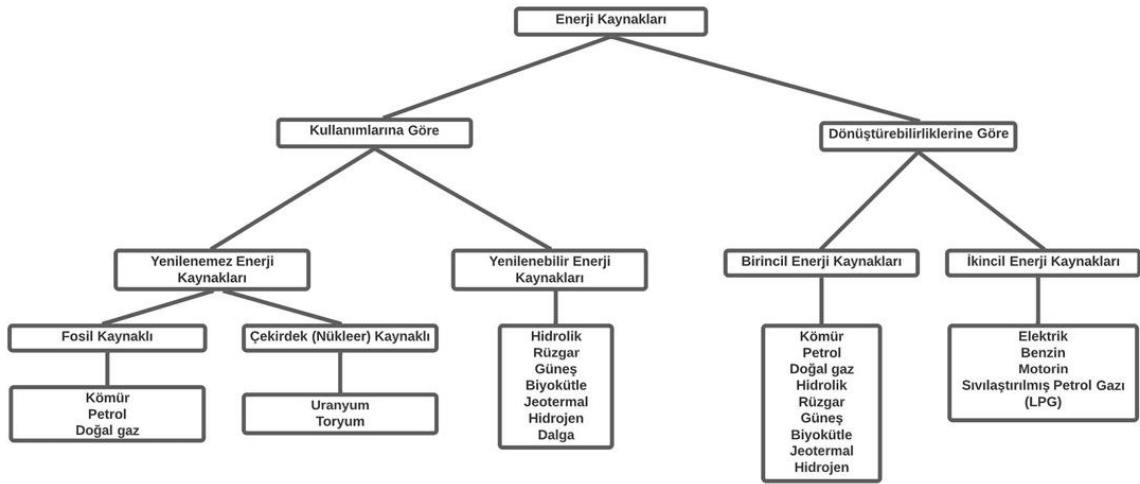
Tüm bu gelişmelerden doğan temiz enerji kavramı sadece sürdürülebilir kalkınma hedefleri için değil aynı zamanda Avrupa Birliği'nin yeşil mutabakat yol haritası için de önem taşımaktadır. 2019 tarihli Yeşil Mutabakat anlaşması iklim krizine karşı yaşanabilir bir dünya için çeşitli politikalar içermektedir (Fetting, 2020). Bu doğrultuda yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik ve ısı üretebilecek sistemler, elektrik ve ısı depolamaya imkân veren yeni teknolojiler, akıllı şehirlerde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, akıllı binalar gibi projelere araştırma ve geliştirme (AR-GE) desteği sağlanması önceliklidir (Claeys vd., 2019). Tüm bu gelişmelerin ve hedeflerin ışığında yenilenebilir kaynakların kullanımı sosyal ve ekonomik kalkınmaya, enerji erişimine, güvenli enerji arzına, iklim krizinin çözümüne katkıda bulunmaya, olumsuz çevresel ve sağlık etkilerinin azaltılmasına katkıda bulunmaktadır.

1.2. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Sınıflandırılması

Literatürde enerji kaynakları kullanımlarına ve dönüştürülebilirliklerine göre sınıflandırılmaktadır (Koç ve Kaya, 2015). Yenilenebilir ve yenilenemez enerji kaynaklarının en büyük farkı yenilenebilir kaynakların kullanıldıkça tüketilip bitebilen bir kaynağa bağlı olmamalarıdır. Ek olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının emisyonları yenilenemez kaynaklara göre oldukça azdır (UNICEF, 2023). Dönüştürülebilirliklerine göre sınıflandırıldığında birincil enerji kaynakları herhangi bir dönüşüme ihtiyaç duyulmadan kullanılırken ikincil kaynakları kullanabilmek için birincil kaynakların dönüşümüne ihtiyaç duyulmaktadır (Øvergaard, 2008).

Bu sınıflamaya ek olarak yenilenebilir enerji kaynakları kendi içlerinde değişken (variable renewable energy) ve programlanabilen (dispatchable) teknolojiler olarak ikiye ayrılmaktadır. Güneş, rüzgar, nehir tipi hidroelektrik üreten teknolojiler değişken yenilenebilir enerji kaynaklarına örnek verilebilir. Jeotermal, rezervuarlı hidroelektrik, biyokütle gibi teknolojiler ise programlanabilen teknolojilerdir (López Prol ve Schill,

2021). Burada programlanabilir olmaktan kasıt üretim miktarlarını piyasadaki talebe göre bir miktar da olsa ayarlayabilme imkanlarının olmasıdır. Fakat kesintili özelliğe sahip değişken teknolojiler üretim miktarlarını talebe göre değiştiremezler. DYE teknolojilerinin ne kadar elektrik üreteceği coğrafya ve iklim koşullarına bağlıdır (Mosquera-López vd., 2017). Henüz ülkemizde elektrik depolama sistemleri geniş çapta yaygınlaşmadığı için DYE teknolojileriyle üretilen elektrik saklanıp talebin yani fiyatın yüksek olduğu saatlerde sisteme arz edilememektedir. Bu durum DYE'leri programlanabilir kaynaklardan ayıran temel noktadır.



Kaynak: Koç ve Kaya (2015)

Şekil 1. Enerji Kaynaklarının Sınıflandırılması

Güneş enerjisi kullanarak hem termal enerji hem elektrik üretmek mümkündür. Güneş pilleri veya yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemleri ile elektrik üretimi yapılmaktadır. Fotovoltaik hücreler ışığı elektriğe dönüştürmektedirler (Kaufmann ve Vaid, 2016). Güneş enerjisi tarlaları gibi yoğunlaştırılmış sistemler güneş ışığını geniş bir alandan tek bir noktaya odaklamak için mercekler, aynalar ve güneş takip sistemlerini kullanmaktadır. Her ülke için değişiklik gösterse de güneş enerjisi aracılığıyla elektrik üretmenin marjinal maliyeti diğer yenilenebilir teknolojilere göre çoğunlukla daha düşüktür (Özbektaş vd., 2023).

Rüzgar enerjisi rüzgar türbinleri aracılığıyla üretilmektedir. Havanın hareketiyle açığa çıkan kinetik enerji türbin sayesinde mekanik enerjiye ve elektriğe dönüştürülür. Rüzgar türbinleri hem açık denizde hem de karada kurulabilir (Ederer, 2015). Kurulum maliyetleri güneş enerjisine kıyasla daha yüksek olsa da uygun iklimlerde türbinler günün her saati elektrik üretilmesinde kullanılabilecekleri için güneş panellerine göre görece daha avantajlıdır (De Miera vd., 2008).

Hidrolik enerji rezervuarlı ve nehir (akarsu) tipi olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Temel prensip suyun potansiyel veya kinetik enerjisini kullanarak türbinler aracılığıyla elektrik enerjisi üretmektir (Koç ve Kaya, 2015). Rezervuarlı hidrolik enerji teknolojileri programlanabilir yenilenebilir enerji teknolojileri iken, nehir tipi hidroelektrik santralleri suyu biriktirecek bir hazneye sahip olmadığı için değişken yenilenebilir enerji teknolojileri olarak sınıflandırılmıştır (López Prol ve Schill, 2021). Diğer bir deyişle nehir tipi santrallerde elektrik üretimi talebin seviyesine göre artırılıp azaltılamaz.

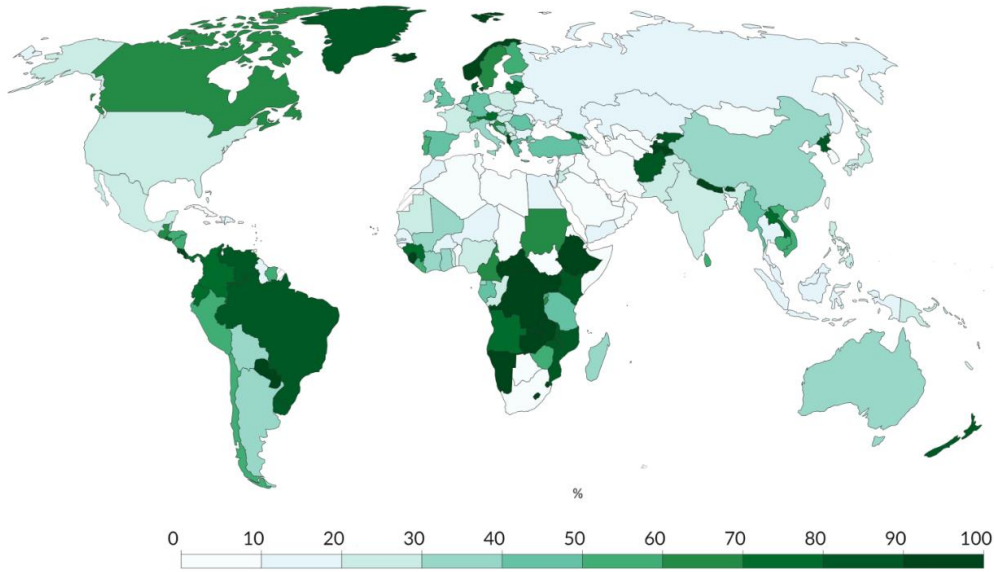
Biyokütle veya biyoenerji hayvansal, kentsel, tarımsal ve ormansal atıklar ile sıvı biyoyakıtlar gibi çeşitli organik maddelerin yanmasıyla veya oksijensiz ortamda fermentasyonuyla ısı ya da elektrik üreten teknolojilerdir (UNICEF, 2023). Üretim planlamasının mümkün olması nedeniyle biyokütle enerjisi programlanabilen bir enerji türüdür (López Prol ve Schill, 2021).

Jeotermal enerji, Dünya'nın oluşumunda gerçekleşen tektonik olayların sonucunda açığa çıkan yer kabuğunun çeşitli derinliklerinde hapsolmuş su, buhar veya gazdan elde edilen ısıdır (Özbektaş vd., 2023). Jeotermal santraller farklı çalışma sistemleriyle enerji üretmektedirler. Fakat temel prensip yer altındaki suyu buhara çevirmek ve daha sonra bu buharın yükselmesiyle türbinin çalışması ve elektrik üretmektir (Edenhofer vd., 2011). Bu süreçte ısıtma veya soğutma için kullanılan su yer altı rezervuarlarında depolanabildiği için jeotermal enerji programlanabilir bir

yenilenebilir enerji türüdür (López Prol ve Schill, 2021). Jeotermal santrallerin kurulum yatırımları diğer teknolojilere göre oldukça fazladır (IRENA, 2023).

1.3. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Küresel Gelişimi

Nüfus artışı, sürdürülebilir kalkınma modelleri ve iklim krizine yönelik önlemler nedeniyle yenilenebilir kaynaklardan enerji üretimi gelişmekte olan ülkelerde giderek önemli hale gelmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının küresel üretim payındaki artışı son beş yılda diğer teknolojilere oranla daha fazladır. Fosil yakıtlara göre daha düşük sera gazı emisyonuna neden olduğu bilinen doğal gaz teknolojileri, küresel üretim payındaki artış oranında yenilenebilir enerji kaynaklarının ardından ikinci sırada yer almaktadır (BP, 2022). Buna rağmen hala petrol ve kömür gibi fosil yakıtlarla çalışan santrallerin küresel üretim payı daha fazladır (UNICEF, 2023).

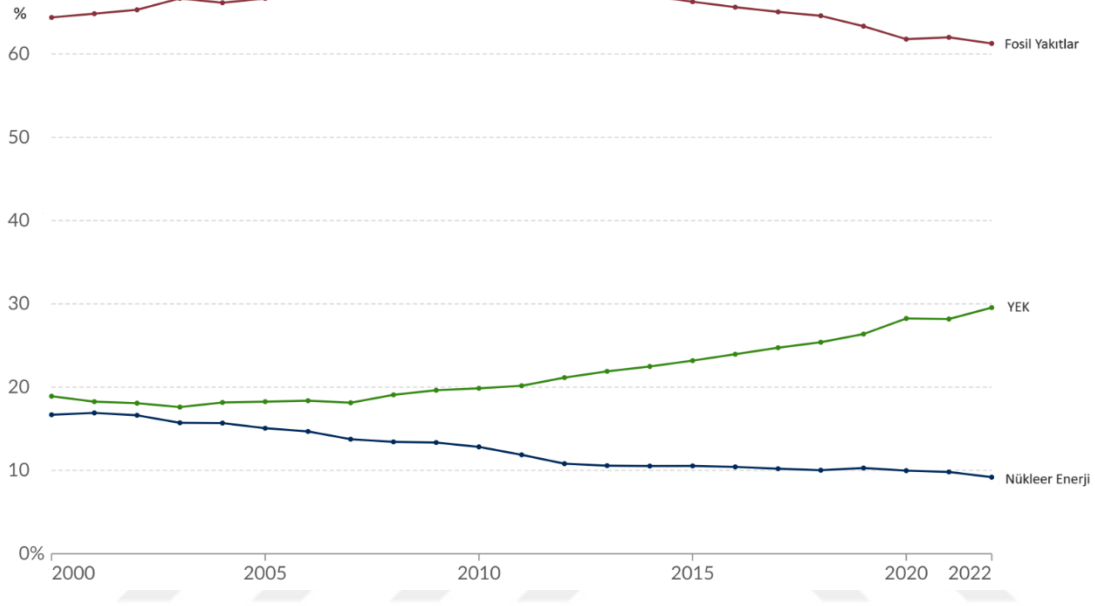


Kaynak: EMBER (2023)

Şekil 2. 2022 Yılı için Ülkelerin Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretim Payları

2022 yılında elektrik üretimini neredeyse tamamen yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlayan ülkeler Arnavutluk, Butan, Orta Afrika Cumhuriyeti, Nepal, İzlanda, Etiyopya, Norveç, Kosta Rika, Brezilya, Yeni Zelanda, Demokratik Kongo

Cumhuriyeti olarak sıralanabilir. Katar, Kuveyt, Türkmenistan, Libya gibi bazı ülkeler ise 2022 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak elektrik üretmemişlerdir. Yenilenebilir enerji kullanım oranı dünya ortalaması 2022 yılı için %29,55 olarak raporlanmıştır. Türkiye %41,98 ile dünya ortalamasının üzerinde yer almaktadır (EMBER, 2023).

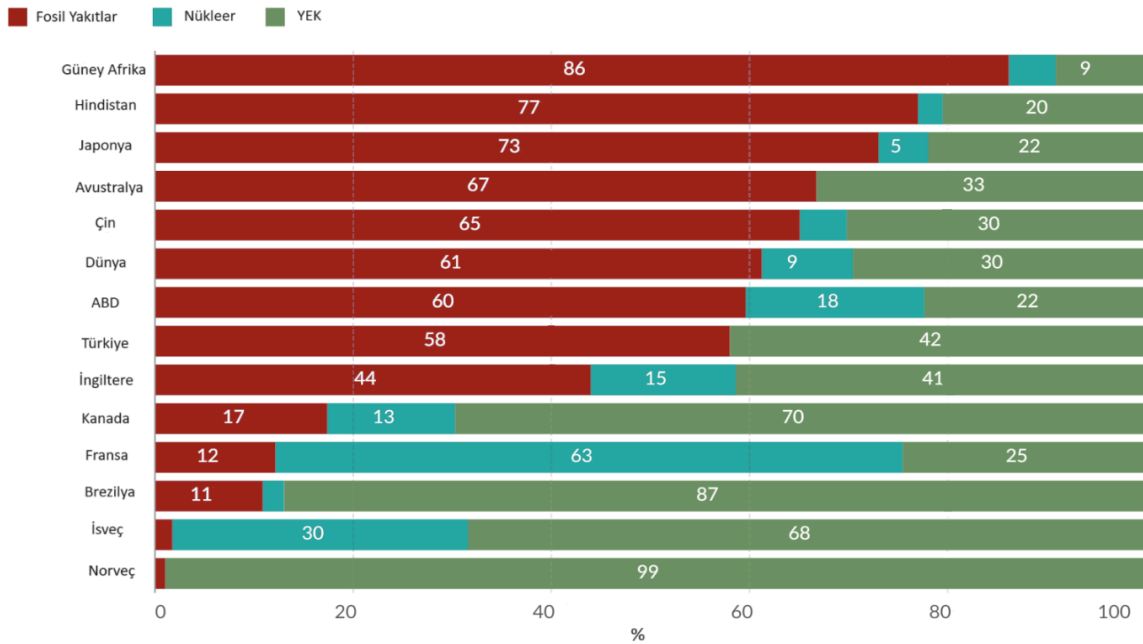


Kaynak: Energy Institute (2023)

Şekil 3. Dünya Geneline Elektrik Üretim Paylarının 2000-2022 Yılları Arasındaki Değişimi

Dünya genelinde son on yıllık dönem incelendiğinde yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim payları artarken, fosil yakıtla çalışan santrallerin ve nükleer enerji santrallerinin üretim paylarının azalmaktadır (REN21, 2023). Çalışmanın başlangıç noktası olan 2019 yılı incelendiğinde dünya genelinde fosil yakıtların elektrik üretiminde kullanım oranı %63,34’ken, 2022 yılında bu oran %61,27’ye gerilemiştir. 2019 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin oranı %26,38’ken, 2022 yılında bu oran %29,55’tir. 2019-2022 döneminde yenilenebilir enerji üretimini en fazla artıran ülkeler Letonya, Hollanda ve Venezüella olmuştur. Türkiye için 2022’de %41,98 olan

yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi 2019 yılında %43,68 olarak raporlanmıştır (Energy Institute, 2023). Diğer bir deyişle son dört yılda Türkiye'nin elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı azalmıştır. Bu durumda Türkiye'de YEK üretim oranı hala 2022 yılı için Avrupa Birliği (AB) ülkelerinin ortalaması olan %38,36 oranından fazladır. Çalışmanın 2. bölümünde Türkiye hakkında daha detaylı bilgi verilecektir ancak bu süreçte Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının kapasitesinin azalmadığının aksine arttığının altını çizmek önemlidir (EPİAŞ, 2023). 2022 yılındaki düşük üretim payı ülkemizde yenilenebilir enerji kaynaklarının büyük oranda rezervuarlı hidroelektrik kaynaklarından oluşması ve 2022 yılının daha kurak bir yıl olmasına bağlanabilir.

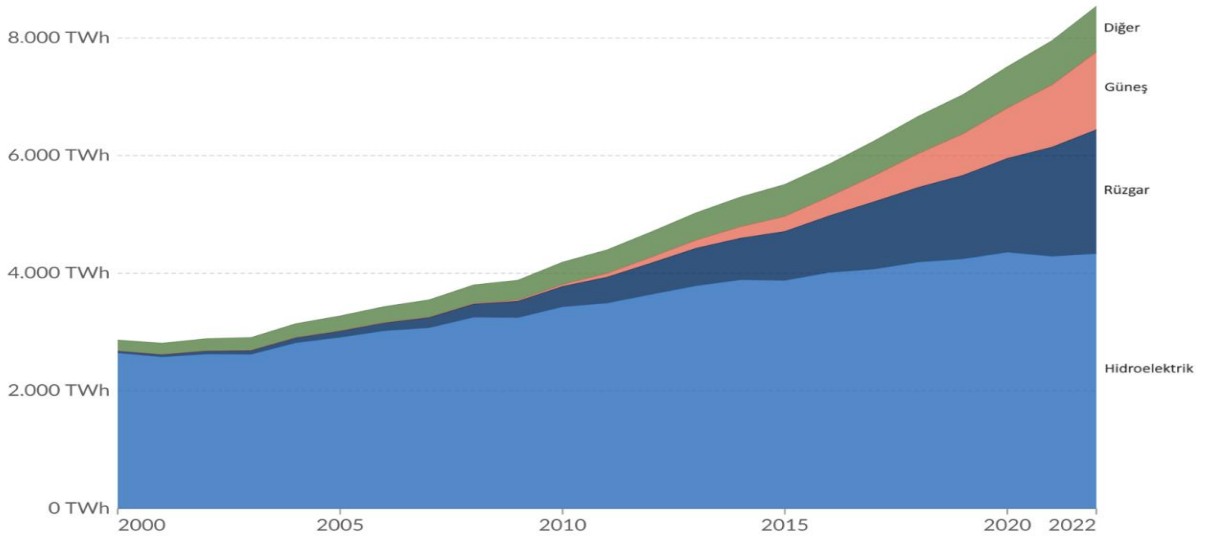


Kaynak: EMBER (2023)

Şekil 4. Dünya Geneline Seçilmiş Ülkeler İçin Elektrik Üretim Paylarının 2000-2022 Yılları Arasındaki Değişimi

2019-2022 yılları arasında fosil yakıt kullanımıyla elektrik üretimini en fazla arttıran ülkeler Uruguay, İran ve Peru'dur. Türkiye'nin 2019'da fosil yakıt kullanımıyla ürettiği elektrik payı %56,32'yken, bu oran 2022'de yenilenebilir kaynakların

kullanımının azalmasıyla %58,02'ye yükselmiştir (EMBER, 2023). Bu sonuçla Türkiye Dünya ortalamasının altında kalsa da hala AB ülkelerinin ortalamasının üstünde yer almaktadır. Dünya genelinde 2022 yılı itibariyle fosil yakıtlardan elektrik üretimi için en fazla petrol, en az doğal gaz kullanılmaktadır. Türkiye'de ise bu sıralama AB ülkelerine paralel olarak 2022 yılı için petrol, doğal gaz ve kömür olarak gerçekleşmiştir (IRENA, 2023). 2019-2022 yılları arasında petrol aracılığıyla elektrik üretimini en fazla arttıran ülkeler Meksika, Suudi Arabistan ve Birleşik Arap Emirlikleri olmuştur. Kömür kullanımındaki artış sıralamasına göre başı çeken ülkeler Çin, Hindistan ve Endonezya'dır. Kısmen diğer fosil yakıtlara göre daha az emisyonu açan doğal gaz kullanımındaki liderler ise Çin, ABD ve İran'dır (Energy Institute, 2023). Türkiye son dört yılda kömür kullanımını %1 oranında azaltsa da petrol kullanımı %5, doğal gaz kullanımı ise %18 artmıştır (TSKB, 2023b).



Kaynak: Energy Institute (2023)

Şekil 5. Dünya Genelinde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının 2000-2022 Yılları Arasındaki Değişimi

Bu değerler AB ülkelerindeki düşüşe kıyasla yetersiz kalmaktadır. Dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarının teknoloji bazlı elektrik üretim hacimleri

incelendiğinde en fazla hidroelektrik sistemlerin elektrik üretiminde kullanıldığı görülmektedir. Hidroelektrik sistemler hem programlanabilen rezervuarlı teknolojiyi hem de nehir tipi kesintili kaynakları kapsamaktadır. Elektrik üretiminde ikinci sırada rüzgar yer alırken güneş üretim hacmi üçüncü sırada yer almaktadır (Energy Institute, 2023).

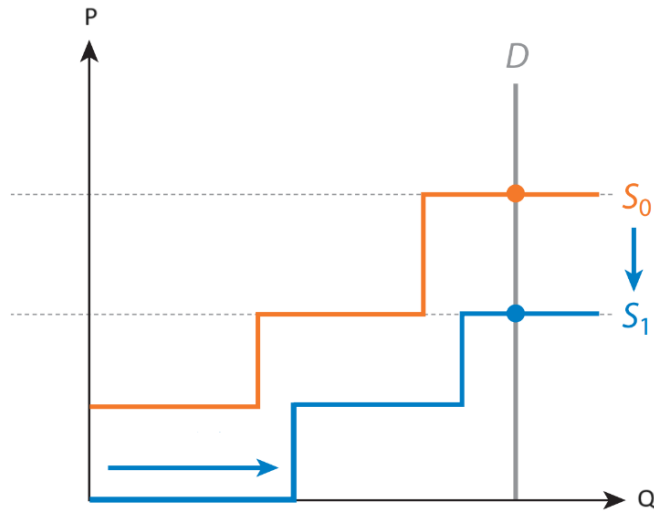
2022 yılında rüzgar enerjisinden en fazla elektrik üreten ülkeler Çin, ABD ve Almanya'dır. Güneş enerjisi için bu sıralama Çin, ABD ve Japonya olarak değişmektedir. 2022 yılında en fazla hidroelektrik üreten ülkeler ise Çin, Brezilya ve Kanada'dır (EMBER, 2023). 2019-2022 dönemi incelendiğinde rüzgar enerjisiyle elektrik üretimini en fazla arttıran ülkeler Çin, ABD ve Brezilya'dır. Güneş enerjisi için Çin, ABD ve Hindistan en yüksek artışı gösterirken, hidroelektrik için bu sıralama Çin, Vietnam ve Brezilya olarak değişmektedir. Çin hem fosil yakıt hem yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışla dikkat çekmektedir (IRENA, 2023). Türkiye ise yukarıdaki açıklamamıza paralel olarak son dört yılda hidroelektrik üretiminde düşüş yaşamıştır. Fakat güneş enerjisi daha belirgin olmak üzere hem güneş hem rüzgar enerjisinin elektrik üretimi için kullanımı artmıştır (EPIAŞ, 2023).

1.4. Merit-Order Kavramı

Dünya genelinde düşük marjinal maliyete sahip yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminin artmasıyla birlikte fosil yakıtla çalışan santrallerinin arz eğrisindeki önem sırası değişmeye başlamıştır (Maniatis ve Milonas, 2022). Daha yüksek yakıt maliyetine sahip temel yük santralleri daha düşük maliyetli yenilenebilir enerji kaynaklarının arz eğrisinde yeterli üretim sağlamaları koşuluyla ilk sıralarda yer almasıyla birlikte piyasa fiyatının belirlenmesinde öncelik sıralarını kaybetmeye başlamışlardır (Acar vd., 2019). Bu durum yenilenebilir enerji kaynaklarının özellikle değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının sık ve yeterli ölçüde kullanıldığı ülkelerde genel olarak elektrik piyasalarındaki piyasa takas fiyatının düşmesine yol açmıştır. Bu olgu literatürde merit-

order etkisi (MOE) olarak adlandırılmıştır (Loumakis vd., 2019; Maniatis ve Milonas, 2022; Sensfuß vd., 2008).

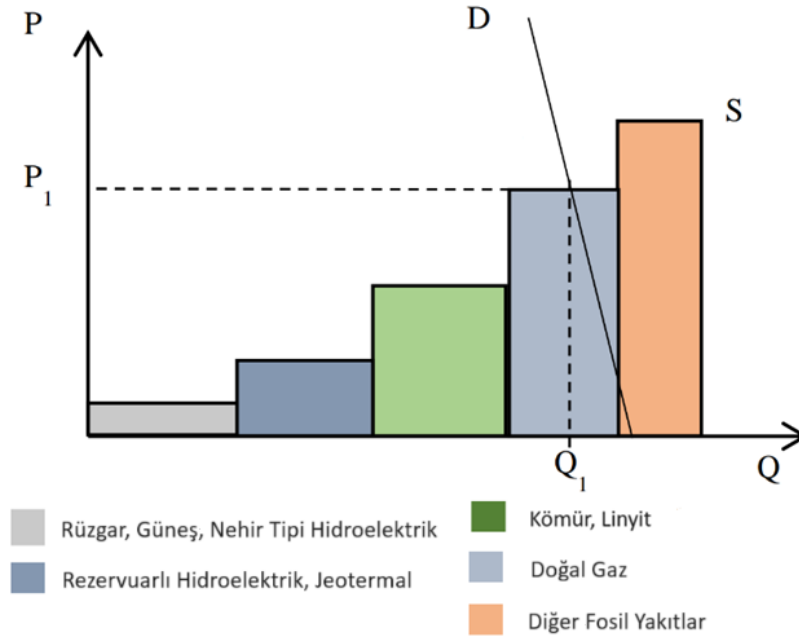
Gün öncesi elektrik piyasalarında piyasa takas fiyatı sistem operatörlerinin tekliflerin verildiği günün bir gün öncesinde arz ve talebi eşleştirmesiyle belirlenir (Peker ve Sivrikaya, 2023). Elektrik piyasalarında talep görece inelastiktir, genelde tüketiciler elektrik fiyatlarına göre elektrik tüketimlerini değiştiremezler. Elektrik piyasalarındaki arz eğrisi ise üreticilerin maliyetlerinin düşükten yükseğe doğru sıralanmasıyla belirlenmektedir (López Prol ve Schill, 2021; Wozabal vd., 2013). Marjinal maliyeti düşük olan yenilenebilir enerji kaynakları elektrik üretmeye başlayınca arz eğrisi sağa doğru kayar ve talep ve arzın yeni kesişme noktası yeni elektrik fiyatını belirler (Sakaguchi ve Fujii, 2021; Suliman ve Farzaneh, 2022). Talep inelastik olduğu için arz eğrisinin sağa kayması piyasa takas fiyatının düşmesine yol açar. Bu durumda marjinal maliyetleri yeni piyasa takas fiyatının altında olan tüm santraller, talebi karşılamak için devreye alınır (Wozabal vd., 2013; Zipp, 2017).



Kaynak: López Prol ve Schill (2021)

Şekil 6. Yenilenebilir Kaynakların Elektrik Üretiminin Arz ve Talep Üzerindeki Etkisi

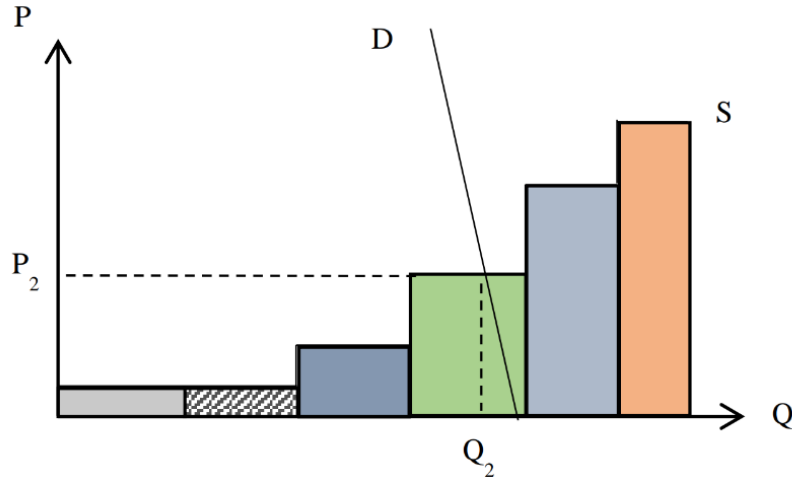
Değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının (rüzgar, güneş ve nehir) marjinal maliyeti en düşük olduğu için yeni arz sıralamasında en solda yani talebi karşılamak için ilk sırada yer alırlar (Hirth, 2013). DYE'lerin marjinal maliyetinin düşük olma nedeni yakıt kaynağının (rüzgar, güneş veya nehir) ücretsiz olması ve işletme maliyetlerinin termik fosil yakıt tabanlı enerji üretimine göre nispeten düşük olmasıdır (Tselika, 2022). Arz sıralamasında DYE'leri ikinci en düşük marjinal maliyete sahip olan rezervuarlı hidroelektrik ve nükleer enerji gibi programlanabilir yenilenebilir enerji kaynakları takip eder. Eğrinin en sağında marjinal maliyeti en fazla olan kömür ve doğalgaz gibi teknolojiler bulunmaktadır (Costa-Campi ve Trujillo-Baute, 2015). Bu sıralamalar ülkelere göre değişkenlik göstermekle birlikte değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının marjinal maliyetleri her zaman diğer yöntemlere göre görece daha düşüktür (Owolabi vd., 2023). Ancak, başlangıç sermaye yatırımı ve kesintili çalışma sorunları, DYE'lerin genel maliyet etkinliğini değerlendirirken dikkate alınması gereken önemli noktalardır (Ciarreta vd., 2014).



Kaynak: Gözen (2020)

Şekil 7. Türkiye için Merit-Order Sıralaması

Şekil 7 Türkiye için merit-order sıralamasını göstermektedir. Türkiye için en düşük maliyetli kaynaklar diğer ülkelere paralel olarak rüzgar, güneş ve nehir tipi hidroelektriktir. Bunun anlamı elektrik talebinin ilk önce bu kaynaklardan sisteme arz edilen üretimden karşılanacağıdır (Gözen, 2020). Şekil 7’de talep ve arzın doğal gaz seviyesinde kesiştiği görülmektedir. Bunun anlamı piyasa takas fiyatlarını belirlemekte doğal gaz fiyatlarının marjinal maliyetlerinin belirleyici olduğudur. Diğer bir deyişle talebi kesintisiz olarak sağlamak için yenilenebilir kaynaklara ek olarak kömür ve doğal gaz santrallerinin de devreye alınması gereklidir (Peker ve Sivrikaya, 2023). Yenilenebilir kaynakların üretimlerinin artmasıyla ve 2025 yılı için üretime başlaması planlanan Akkuyu nükleer santralinin devreye girmesiyle zaman içinde talebin bir basamak daha solda yer alan daha düşük marjinal maliyete sahip kömür santralleriyle karşılanması ve doğal gaz santrallerinin devreden çıkması söz konusu olacaktır (Korkmaz ve Önöz, 2022). Fakat bu sıralamanın dinamik olduğunu zaman içinde maliyetlere, enflasyona, kur oranına ve ekolojik hedeflere göre değişebileceği unutulmamalıdır.



Kaynak: Gözen (2020)

Şekil 8. Akkuyu Nükleer Santralinin Devreye Girmesiyle Türkiye için Öngörülen Merit-Order Sıralaması

Bu dönüşüm ve merit-order etkisi farklı aktörler için farklı sonuçlar doğurmaktadır. Değişken yenilenebilir kaynakların kesintili yapısı enerji güvenliğini olumsuz etkileyebilmektedir (Gökgöz ve Güvercin, 2018). DYE üretimi için enerji depolama sistemleri gelişmeye başlasa da bu sistemler henüz ülkemizde yaygın olarak kullanılmamaktadır. Bu nedenle talep ve arz dengesinin sağlanabilmesi için hala kömür, rezervuarlı hidroelektrik ve doğal gaz gibi temel yük santrallerine ihtiyaç duyulmaktadır (Karatekin ve Çelik, 2020). Nükleer enerji santrallerinin üretime başladığı AB ülkelerinde nükleer santraller temel yük santralleri olarak konumlanmaya başlamıştır (Würzburg vd., 2013).

Her ne kadar hala temel yük santralleri olarak üretim yapmalarına ihtiyaç duyulsa da yenilenebilir kaynakların üretime başlaması kömür, doğal gaz gibi termik üretim teknolojileri için talebi (residual demand) azaltmıştır (López Prol ve Schill, 2021). Bu durum termik üreticiler için daha düşük kar marjlarına yol açmaktadır (Wozabal vd., 2013). Yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygın kullanıldığı Almanya gibi ülkelerde piyasa takas fiyatlarının negatif olduğu zamanlar yaşanmıştır. Bu dönemlerde termik üreticilerin ürettikleri elektrikten elde ettikleri gelir, kullandıkları yakıt maliyetlerinden daha düşük olmuştur. Dolayısıyla merit-order sıralamasının sonlarında yer alan termik üreticiler daha karlı olacağı için üretimi durdurmaya tercih etmişlerdir. Bu durum literatürde “negative spark spread” olarak adlandırılmaktadır (Benhmad ve Percebois, 2018; Ederer, 2015; Ketterer, 2014; Sensfuß vd., 2008). Temel yükü karşılayan bu üreticilerin kar elde edemedikleri için üretimi durdurmaları enerji güvenliği için oldukça büyük bir sorun yaratmıştır. Ek olarak yenilenebilir enerji üreticilerinin daha fazla üretim yaptıkça fiyatları düşürerek kendi kar marjlarını da düşürmeleri söz konusudur. Bu durum da literatürde “cannibalization etkisi” olarak adlandırılmaktadır (Imcharoenkul ve Chaitusaney, 2022; Liebensteiner & Naumann, 2022; Ruhnau, 2022).

Yenilenebilir enerji üretiminin teşviği için dünyada ve ülkemizde büyük ölçüde tarife garantisi sistemi ya da sabit fiyat tarifesi (feed-in-tariff) uygulanmaktadır (Costa-Campi ve Trujillo-Baute, 2015). Bu sistemde elektrik piyasası regülatörleri yenilenebilir enerji üreticilerine belirli bir fiyat garantisi sunmaktadır. Diğer bir deyişle arz ve talebin belirlediği piyasa takas fiyatı sabit fiyattan düşük olsa bile teşvik alan üreticilere sabit fiyat üzerinden ödeme yapılmaktadır (Benhmad ve Percebois, 2018). Yeterli üretim olmadığı durumda bu sabit fiyat uygulaması beklenen merit-order etkisini azaltabilmekte veya yok etmekte ve tüketiciler üzerinde ek bir yük oluşturmaktadır (Ciarreta vd., 2014; Frondel, 2011). Bu kavramsal çerçeve içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarının regülasyon politikalarının dikkatli bir şekilde formüle edilmesi gerekmektedir. Yenilenebilir teknolojilere yatırım yapmanın cazibesi, eğer tarife garantisi gibi teşvikler yetersiz bir seviyede belirlenirse istenen seviyede olmayacaktır. Öte yandan, desteğin çok cömert olması durumunda yenilenebilir enerji kaynaklarına sağlanacak desteğin piyasa takas fiyatına yansması fiyatların artmasına yol açacaktır (Azofra, Jiménez, vd., 2014; Imcharoenkul ve Chaitusaney, 2022).

Her yenilenebilir enerji kaynağının kurulum ve operasyonel maliyetleri farklı olduğu gibi her teknolojinin seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (levelized cost of electricity) ülkeden ülkeye değişmektedir. Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti YEK üretim tesisinin üretim ömrü boyunca öngörülen yatırım ve operasyonel maliyetlerini üreteceği elektrik miktarına iskonto eden bir göstergedir (Öznazik, 2022). Ayrıca küresel örnekler yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji üretimine dahil edilmesinin yük sistemlerine yeni dengeleme ve şebeke maliyetleri eklediğini göstermektedir. Tüm bu maliyetler yenilenebilir YEK girişimlerinin mali zorluklarının arttırdığını göstermektedir (Frondel, 2011; Şirin ve Yılmaz, 2020). Bu durumda politika düzenleyiciler sabit fiyat sistemiyle sağladıkları teşviği YEK teknolojilerinin seviyelendirilmiş elektrik maliyetlerine göre düzenlemeyi tercih edebilirler (Özbektaş vd., 2023). Tüm bu bilgiler

ışığında Türkiye’de değişken ve programlanabilir yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretim sistemlerine entegrasyonu ve rüzgar, güneş ve nehir tipi hidroelektrik üretiminin merit-order etkisini incelemek literatüre önemli katkılar sunacaktır.

1.5. Merit-Order Kavramına İlişkin Literatür

1.5.1. Toplam YEK Üretiminin Etkisini İnceleyen Çalışmalar

Bode (2006) Almanya için piyasa takas fiyatının 2008 yılında yenilenebilir enerji üretiminden nasıl etkilenebileceğini simülasyon yöntemiyle analiz etmiştir. Çalışmanın sonucunda yenilenebilir enerji üretiminin fiyatları düşüreceği öngörülmüştür.

Sensfuß vd. (2008) simülasyon yöntemiyle Almanya gün öncesi piyasasında yenilenebilir enerji kaynaklarının merit-order etkisini 2004-2006 dönemi verilerini kullanarak analiz etmişlerdir. Kısa vadede yenilenebilir enerji üretiminin PTF’yi azalttığı görülmüştür. 2006 yılında merit-order etkisinin büyüklüğü yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi için tüketici tarafından ödenmesi gereken net destek ödemelerinden daha fazla gerçekleşmiştir.

Gelabert vd. (2011) çok değişkenli regresyon modeliyle 2005-2009 döneminde İspanya elektrik piyasası için yenilenebilir enerji kaynaklarının merit-order etkisini incelemişlerdir. Modelde talep ve doğal gaz fiyatları da bağımsız değişkenler olarak yer almıştır. Çalışmanın sonuçlarına göre 1 GWh’lık yenilenebilir enerji üretimi artışı, elektrik fiyatlarını ortalama 2€/MWh düşürmüştür.

Würzburg vd. (2013) çok değişkenli regresyon analizi yöntemiyle Avusturya gün öncesi piyasasında merit-order etkisini 2010-2012 dönemi için araştırmışlardır. Modelde açıklayıcı değişkenler olarak öngörülen yenilenebilir enerji üretimi, öngörülen talep, haftanın günleri ve aylar için kukla değişkenler yer almaktadır. Sonuçlar yenilenebilir enerji üretiminin PTF üzerindeki etkisinin her zaman negatif ve istatistiksel olarak anlamlı çıktığını göstermiştir..

Azofra Martínez vd. (2014) simülasyon ve karar ağacı modelleriyle İspanya’da 2012 yılının elektrik fiyatlarının biyokütle, güneş ve rezervuarlı hidroelektrik üretiminden nasıl etkilendiğini araştırmışlardır. Biyokütle ve rezervuarlı hidroelektrik üretiminin elektrik fiyatlarını sırasıyla 1,48€/MWh ve 1,45€/MWh olarak düşürdüğü görülmüştür. Bu azalışın son tüketiciye yansıyan fiyat tasarrufu 0,12€ ve 3,01€ olarak hesaplanmıştır. Güneş enerjisi PTF’yi 1,05€/MWh kadar azaltmıştır. Bu azalışın tüketiciye yansıması 12,39€ olmuştur.

Bobinaite ve Priedite (2015) Baltık ülkeleri için yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasa takas fiyatlarına olan etkisini analiz etmişlerdir. Çoklu regresyon modeliyle 2013-2014 yılları için yapılan analizin sonucunda Litvanya, Estonya ve Letonya’da yenilenebilir enerji üretiminin elektrik fiyatlarını düşürdüğü görülmüştür.

Gianfreda vd. (2016) İtalya’nın bölgesel gün öncesi elektrik fiyatları ile rüzgar, güneş, rezervuarlı hidroelektrik ve jeotermal enerji üretiminin uzun vadeli entegrasyonunu eşbütünleşme ve VECM modelleriyle 2012-2014 dönemi için incelemişlerdir. Analizlerin sonucunda değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının gün öncesi piyasa takas fiyatını düşürdüğü anlaşılmıştır.

Welisch vd. (2016) Avrupa Birliği üyesi ülkelerde yenilenebilir enerji üretiminin piyasa takas fiyatlarına olan etkisini 2008-2010 yılları için regresyon analiziyle araştırmışlardır. Tüm ülkeler için yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik fiyatlarını düşürdüğü görülmüştür.

Gugler vd. (2018) 25 Avrupa ülkesinin elektrik piyasalarının birbiriyle olan ilişkisini eşbütünleşme analiziyle incelemişlerdir. 2010-2015 yıllarını kapsayan çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarının oranı, piyasa eşleşmesi (market coupling) gibi değişkenler de göz önünde bulundurulmuştur. 2010-2012 yılları arasında piyasa entegrasyonunun en fazla olduğu, bu oranın 2015 yılında azaldığı görülmüştür.

Hirth (2018) simülasyon yöntemiyle Almanya ve İsveç gün öncesi elektrik piyasalarında 2008-2015 döneminde elektrik fiyatını belirleyen faktörleri araştırmıştır. Her iki ülke için yenilenebilir enerji üretimi elektrik fiyatları için belirleyici bir etken olarak bulunurken Almanya için doğal gaz ve emisyon fiyatlamasının da önemli olduğu görülmüştür. İsveç için yenilenebilir kaynaklar dışında talep miktarı da belirleyici bir faktördür.

Percebois ve Pommeret (2018), 2015 yılını temel alan çalışmalarında yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının Fransa gün öncesi piyasasında piyasa takas fiyatını düşürdüğünü bulmuşlardır. Zaman serisi analizi uygulanarak yapılan analizde sabit fiyat tarifi teşviği nedeniyle PTF'deki düşüşün kullanıcılara yansımadağı görülmüştür.

Lin ve Chen (2019) FMOLS ve DOLS modelleri kullanarak 2006-2016 döneminde Çin'deki piyasa takas fiyatı ve yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki uzun dönemli ilişkiyi analiz etmişlerdir.

Loumakis vd. (2019) regresyon analiziyle Yunanistan gün öncesi elektrik piyasasında yenilenebilir enerji üretiminden kaynaklanan merit-order etkisini modellemişlerdir. 2016-2018 dönemini içeren çalışmada elektrik talebi ve fiyat değişkenliği de modele eklenmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının PTF'yi azalttığı görülmüştür.

Perez ve Garcia-Rendon (2021) Kolombiya için yenilenebilir enerji üretiminin piyasa fiyatlarıyla ilişkisini GMM panel veri analizi ile modellemişlerdir. 2009-2018 dönemini kapsayan analizlerde piyasa takas fiyatında gözlenen 2,03\$/MWh'lik azalışın merit-order etkisi nedeniyle gerçekleştiğı ifade edilmiştir.

He vd. (2022) Çin elektrik piyasası için yenilenebilir enerji üretiminin piyasa işleyişini, piyasa dengelemesini ve elektrik fiyatlarını nasıl etkilediğini araştırmışlardır.

Yüksek oranda yenilenebilir enerji üretimiyle piyasa fiyatlarında bir azalış eğilimi olduğu görülmüştür.

Keles vd. (2020) İsviçre, Fransa ve Almanya spot elektrik piyasalarının entegrasyonunu regresyon ve Nash-Cournot denge modelleriyle analiz etmişlerdir. 2015-2017 dönemini kapsayan çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarının oranı, piyasa eşleşmesi (market coupling) gibi değişkenler de göz önünde bulundurulmuştur. Çalışmanın sonucunda İsviçre, Fransa ve Almanya spot elektrik fiyatlarının mevsimsel olarak birbirleriyle yüksek korelasyon gösterdiği ve fiyatların talep ve doğal gaz fiyatlarındaki artışa paralel olarak artış gösterdiği ifade edilmiştir.

Nibedita ve Irfan (2022) doğrusal olmayan otoregresif zaman serisi modellemesiyle Hindistan'da 2020-2021 yılları için yenilenebilir enerji kaynakları ve elektrik fiyatları arasındaki ilişkiyi araştırmışlardır. Çalışmalarında 15 dakikalık gün içi fiyatları kullanılmıştır. Çalışmanın sonuçları tüm yenilenebilir enerji kaynaklarıyla piyasa takas fiyatı arasında doğrusal olmayan eşbütünleşme ilişkisi olduğunu göstermiştir. Sonuçlara göre güneş ve rüzgar kaynaklarından gelen elektrik üretimindeki pozitif ve negatif şoklar piyasa takas fiyatını asimetrik olarak etkilemektedir. Elektrik üretimindeki negatif şokların, pozitif şoklara göre elektrik fiyatları üzerinde daha büyük ve uzun süreli bir etkiye sahip olduğu görülmektedir. Hidroelektrik kaynaklarının toptan elektrik fiyatları üzerindeki etkisi anlamsız bulunmuştur.

Suliman ve Farzaneh (2022) Japonya'da yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik piyasalarına etkisini 2016-2020 dönemi için panel regresyon, OLS ve iki aşamalı regresyon modelleriyle incelemişlerdir. Sonuçlara göre, nükleer, hidroelektrik, jeotermal, biyokütle, güneş veya rüzgar enerjisi teknolojilerindeki üretim artışının piyasa takas fiyatını düşürdüğü görülmüştür.

Talavera-Zabre (2022) çalışmasında 2017-2019 dönemi için Meksika'da yenilenebilir enerji kaynaklarının merit-order etkisini OLS modeliyle ölçmüştür. Modelde öngörülen yenilebilir enerji üretimi, öngörülen talep, PTF'nin gecikmeli değerleri, hafta sonları, tatiller ve mevsimler için kukla değişkenler yer almaktadır. Sonuçlar yenilenebilir enerji kaynaklarının her MWh üretimi başına piyasa takas fiyatında 0,10 Meksika dolarına denk gelen bir düşüşe yol açtığını göstermiştir. Bu düşüş ortalama yenilenebilir enerji üretimine ölçeklendirildiğinde, ortalama merit-order etkisi, ortalama elektrik fiyatının %13,5'ine denk gelmektedir. Merit-order etkisinin doğrusal olmadığı her teknoloji için farklılık gösterdiği görülmüştür.

Ma vd. (2023) iki aşamalı regresyon analiziyle, Tohoku'da üretilen yenilenebilir enerjinin Tokyo'nun spot fiyatı ve piyasa volatilitesi üzerindeki etkisini 2016-2020 dönemi için incelemişlerdir. Çalışmanın sonucunda elektrik spot piyasasının sadece bölgesel üretilen yenilenebilir enerjiden değil, aynı zamanda şehirler arası bağlantılar aracılığıyla iletilen yenilenebilir enerji üretimi tarafından da etkilendiği bulunmuştur. Ayrıca, yenilenebilir enerji üreticileri için özellikle talebin yüksek olduğu saatlerde uygulanan sabit fiyat tarifesiyile üretim için yeterli teşvik yaratılmadığı görülmüştür.

1.5.2. Rüzgar veya Güneş Üretiminin Etkisini İnceleyen Çalışmalar

De Miera vd. (2008) simülasyon yöntemiyle rüzgar üretiminin İspanya elektrik piyasasındaki fiyatları nasıl etkilediğini araştırmışlardır. Çalışmanın sonunda rüzgar enerjisine verilen teşvik ile piyasa takas fiyatı arasında mutlak bir negatif korelasyon olduğu gösterilmiştir. Sonuçlara göre yenilenebilir enerji destek maliyetlerinin artışı, toptan fiyatın kısa/orta vadeli düşüşüyle dengelenmektedir ve bu da perakende elektrik fiyatlarında bir düşüşe yol açmaktadır.

Delarue vd. (2009) tam sayılı programlama yöntemiyle 2006 yılında Belçika'da rüzgar enerjisi üretiminin gün öncesi piyasa takas fiyatları üzerindeki etkisini

araştırmışlar ve kurulu rüzgar enerjisi kapasitesi başına yılda 56 bin Euro'ya kadar maliyet azaltılmasının mümkün olduğunu göstermişlerdir.

Hu vd. (2010) regresyon yöntemiyle Danimarka gün öncesi elektrik piyasasında rüzgar üretimi ve piyasa takas fiyatı arasındaki ilişkiyi incelemişlerdir. 2004-2008 dönemi için artan rüzgar üretiminin fiyatları düşürdüğü bulunmuştur.

Cutler vd. (2011) simülasyon yöntemiyle Avustralya elektrik piyasasında rüzgar enerjisinin piyasa takas fiyatı üzerindeki etkisini 2008-2010 yılları için ölçmüşlerdir. Çalışmanın sonucunda yüksek rüzgar üretimi olan dönemler daha düşük piyasa fiyatlarıyla ilişkilendirilmiştir.

Green vd. (2011) İngiltere'de büyük miktarlarda kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının inşa edilmesi durumunda üretim kapasitesi dağılımının nasıl değişeceğini ve bu değişimin zaman içinde fiyat dağılımını nasıl etkileyeceğini piyasa denge modeliyle araştırmışlardır. Çalışma ortalamanın üzerindeki rüzgar hızının, PTF'yi ortalamanın altına düşüreceğini göstermiştir.

Nieuwenhout ve Brand (2011) zaman serisi modellemesiyle 2006-2009 dönemi için Hollanda gün öncesi piyasasında rüzgar enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatına etkisini incelemişlerdir. Rüzgar enerjisi üretiminin fiyatları %5 düşürdüğü sonucuna ulaşılmıştır.

O'Mahoney ve Denny (2011) OLS modeliyle 2009 yılı için saatlik veri kullanarak İrlanda elektrik piyasasında merit-order etkisini araştırmışlardır. Modelde açıklayıcı değişkenler olarak öngörülen rüzgar enerjisi üretimi, öngörülen talep, doğal gaz fiyatları, kömür fiyatları ve emisyon fiyatları yer almaktadır. Çalışmanın sonucunda rüzgar enerjisi üretiminin piyasa maliyetini %12 azalttığı bulunmuştur. Bu maliyet düşüşünün 2009 yılı için rüzgar enerjisi ile üretilen elektriğe verilen teşvikten önemli ölçüde daha fazla olduğu

hesaplanmış ve rüzgar enerjisi üretiminden elde edilen pozitif dışsallıkların teşvik maliyetini aştığını sonucuna ulaşılmıştır.

Traber ve Kemfert (2011) simülasyon yöntemiyle Almanya’da rüzgar enerjisi üretiminin doğalgazla çalışan enerji santrallerinin kurulumuna olan etkisini 2007-2008 dönemi için incelemişlerdir. Sonuçlar mevcut rüzgar arzı nedeniyle piyasa fiyatlarının %5’ten fazla azaldığını ve doğalgazla çalışan ünitelere yatırım yapma teşviklerinin büyük ölçüde azaldığını göstermiştir.

Woo vd. (2011) otoregresif zaman serisi modeliyle ABD’nin Texas eyaletindeki her 15 dakikada bir açıklanan gün içi piyasası elektrik fiyatlarının 2007-2010 dönemi için rüzgar üretiminden nasıl etkilendiğini incelemişlerdir. Çalışmanın sonucunda artan rüzgar enerjisinin spot fiyatları düşürme eğiliminde olduğu gösterilirken, aynı zamanda fiyat varyansını arttırdığı görülmüştür.

Guerci ve Sapio (2012) İtalyan elektrik piyasasında rüzgar kapasitesindeki önemli bir artışın ulusal düzeyde elektrik fiyatlarını nasıl etkileyebileceğini etmen (ajan) tabanlı modellemeyle simülasyonlar aracılığıyla incelemişlerdir. Çalışmanın sonuçları düşük maliyetli yenilenebilir enerjinin ortalama piyasa fiyatlarını düşürmede faydalı olduğunu doğrulamış, ancak rüzgar üretimindeki dalgalanmaların fiyat volatilitesi yarattığını göstermiştir.

Azofra Jiménez vd. (2014) simülasyon yöntemiyle 2012 yılında İspanya’daki piyasa fiyatlarına rüzgar enerjisinin etkisini araştırmışlardır. Sonuçlar, 2012 yılının daha az rüzgarlı olduğu ve rüzgar enerjisi üretiminin gerçek üretimin %90’ı olduğu durumda, enerji fiyatlarında 7.42€/MWh’lik bir düşüş olacağını ve sistemin 128,2 milyon € tasarruf edeceğini göstermiştir.

Ketterer (2014) GARCH yöntemiyle 2006-2012 dönemi için Almanya’daki rüzgar enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatı üzerindeki etkisini analiz etmiştir. Modelde

açıklayıcı değişkenler olarak öngörülen rüzgar enerjisi üretimi ve öngörülen talep yer almaktadır. Çalışma sonucunda rüzgar enerjisi üretiminin sadece piyasa takas fiyatını düşürmekle kalmayıp aynı zamanda volatilitelerini arttırdığı gösterilmektedir. Fiyat düşüşü sebebiyle merit-order etkisi olduğu ifade edilse de bu etkinin zaman içinde azaldığı görülmüştür.

Ederer (2015) simülasyon yöntemiyle 2006-2014 dönemi için Almanya'daki rüzgar enerjisi üretiminin merit-order etkisi üzerindeki etkisini analiz etmiştir. Çalışmada rüzgar tribünleri karada ve açık denizde kurulmuş olmalarına göre ayrı ayrı incelenmiştir. Çalışmanın sonucunda kaynaklarından bağımsız olarak rüzgar enerjisinin PTF'yi azalttığı bulunmuştur. Karada kurulu rüzgar tribünlerinden kaynaklanan üretimin fiyat volatilitelerini daha az etkilediği görülmüştür.

Pereira ve Rodrigues (2015) ARX-EGARCH modeliyle Portekiz gün öncesi piyasasında günlük veri kullanarak 2007-2014 yıllarında rüzgar enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatı üzerindeki etkisini araştırmışlardır. Rüzgar enerjisi üretiminin fiyatları düşürdüğü fakat fiyat volatilitelerini arttırdığı görülmüştür.

Swinand ve O'Mahoney (2015) zaman serisi analizi yöntemiyle İrlanda'da rüzgar enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatı üzerindeki etkisini incelemişlerdir. 2008-2012 dönemi için her yarım saatte güncellenen elektrik fiyatlarıyla yapılan çalışmanın sonucunda rüzgar enerjisi üretimindeki her %1 artışın PTF'yi %0,06 kadar azalttığı görülmüştür.

De Marcos vd. (2016) VEC modeliyle İspanya'da piyasa takas fiyatı ve rüzgar üretimi arasındaki uzun vadeli eşbütünleşme ilişkisini tahmin etmişlerdir. Çalışmanın sonucunda rüzgar enerjisinin piyasa takas fiyatını azalttığı bulunmuştur.

Kaufmann ve Vaid (2016) zaman serisi modellemesiyle 2010-2012 yılları için ABD'nin Massachusetts eyaletinde çatı tipi güneş enerjisi üretiminin piyasa takas

fiyatıyla ilişkisini incelemişlerdir. PTF'nin üretim kapasitesi başına 0,26\$/MWh ve 1,86\$/MWh arasında azaldığı ifade edilmiştir.

Bell vd. (2017) 2010-2012 dönemini temel yıllar olarak kabul ederek 2014-2025 dönemi için simülasyon yöntemiyle Avustralya elektrik piyasasında rüzgar enerjisinin farklı seviyeleri için toptan ve perakende elektrik fiyatlarını tahmin etmişlerdir. Çalışmanın sonucunda rüzgar penetrasyonunun artmasıyla toptan fiyatların azaldığı görülürken, perakende fiyatlar artmıştır.

Craig vd. (2018) çoklu doğrusal regresyon yöntemiyle, ABD'nin Kaliforniya eyaleti için güneş enerjisi üretimine bağlı olarak elektrik fiyatlarında meydana gelen düşüşleri tahmin etmişlerdir. 2013-2015 yıllarını kapsayan çalışmanın sonucunda kısa vadede, güneş enerjisi üretimine bağlı olarak elektrik fiyatlarındaki düşüşün tüketici maliyetlerini \$100-120/kW kadar azalttığı ifade edilmiştir.

Frade vd. (2018) İber (MIBEL) elektrik piyasasında rüzgar enerjisinin gün içi fiyatlarına etkisini 2015-2017 yılları için simülasyon yöntemiyle araştırmışlardır. Rüzgar enerjisinin gün öncesi fiyatları gibi gün içi fiyatları da azalttığı sonucuna ulaşılmıştır.

Wen vd. (2022) mekânsal Durbin modeli aracılığıyla Yeni Zelanda'da rüzgar enerjisinin piyasa takas fiyatlarına etkisini 2011 ve 2012 yılları için incelemişlerdir. Yeni Zelanda'nın hidroelektrik üretimine olan bağımlılığı ve ilgili yıllarda yağış paterninin düzensiz olması nedeniyle yazarlar bu iki yılı seçmişlerdir. Çalışmanın sonuçları, rüzgar penetrasyonundaki %10'luk bir artışla ilişkili fiyat düşüşünün mevsimlere göre değiştiğini göstermiştir. Bu değişim, 2012 kışında MWh başına 0,48\$ ile başlayıp, ilkbaharda 3,05\$a kadar çıkmıştır. Fakat özellikle kurak mevsimlerde rüzgar enerjisinin fiyat volatilitisini arttırdığı görülmüştür.

Shimomura vd. (2024) Japonya elektrik piyasasında güneş enerjisi üretiminin etkisinin makine öğrenmesi (machine learning) yöntemiyle 2016-2021 dönemi için

araştırmışlardır. Güneş ışıını yoğunluğunun fazla olduğu saatlerde güneş enerjisi üretiminin elektrik fiyatlarını düşürdüğü görülmüştür. Talebin yüksek güneş enerjisi üretiminin az olduğu saatlerde elektrik fiyatları artış eğilimi göstermiştir.

1.5.3. Rüzgar, Güneş, Nehir Tipi Hidroelektrik veya Diğer Programlanabilen Teknolojilerin Birlikte Üretiminin Etkisini İnceleyen Çalışmalar

Ferkingstad vd. (2011) VAR ve VECM modelleri kullanarak 2002-2008 dönemi için Almanya elektrik piyasasındaki piyasa takas fiyatının rüzgar ve hidroelektrik üretimiyle olan uzun dönemli ilişkisini incelemişlerdir. Çalışmanın sonuçları rüzgar enerjisinin piyasa takas fiyatını düşürdüğünü ve uzun dönemde elektrik fiyatlarının bir denge fiyat seviyesine ulaştığını göstermektedir. Ayrıca doğal gaz fiyatlarının elektrik fiyatlarıyla uzun dönemli ilişkisi olduğu görülmüştür.

Hirth (2013) Avrupa ülkeleri için değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasa takas fiyatları üzerindeki etkisini regresyon analiziyle 2001-2010 dönemi için incelemiştir. Hem rüzgar hem güneş üretiminin fiyatları düşürdüğü ama rüzgar üretiminin bu düşüşte daha fazla etkili olduğu bulunmuştur.

Mulder ve Scholtens (2013) Hollanda elektrik piyasasında güneş enerjisi, rüzgar enerjisi ve hava durumu faktörlerinin piyasa takas fiyatı üzerindeki etkisini regresyon analizi yöntemiyle 2006-2011 dönemi için analiz etmişlerdir. Ortalama rüzgar hızının fiyatlar üzerinde negatif etkisi görülürken, güneş ışıını yoğunluğunun anlamlı bir etkisi bulunamamıştır.

Cludius vd. (2014) regresyon analizi yöntemiyle 2008-2016 dönemi için Almanya elektrik piyasasında merit-order etkisini güneş ve rüzgar enerjisi üretimi için araştırmışlardır. Modelde bağımsız değişkenler olarak öngörülen rüzgar enerjisi üretimi, öngörülen talep, haftanın günleri, aylar ve yıllar için kukla değişkenler yer almaktadır.

Çalışmanın bulgularına göre 2010'da rüzgar ve güneş enerjisi ile elektrik üretimi spot piyasa fiyatlarını 6€/MWh azaltırken, bu rakam 2012'de 10€/MWh'a yükselmiştir.

Paraschiv vd. (2014) regresyon analizi yöntemiyle 2010-2013 dönemi için Almanya gün öncesi elektrik piyasasında merit-order etkisini güneş ve rüzgar enerjisi üretimi için araştırmışlardır. Çalışmanın sonucunda güneş ve rüzgar üretiminin piyasa spot fiyatlarını düşürdüğü görülmüştür. Ancak, bu etkiye rağmen yenilenebilir enerji tarife garantisi sistemi nedeniyle son tüketiciler için fiyatlar genel olarak artmıştır.

Clò vd. (2015) İtalyan gün öncesi elektrik piyasasındaki merit-order etkisini incelemişlerdir. Çalışmada saatlik veri ve OLS yöntemi kullanılmıştır. Modelde açıklayıcı değişkenler olarak öngörülen rüzgar ve güneş enerjisi üretimi, öngörülen talep, doğal gaz fiyatları, haftanın günleri ve aylar için kukla değişkenler yer almaktadır. 2005-2013 dönemi için, güneş ve rüzgar enerjisindeki 1 GWh'lik artış, elektrik fiyatlarını güneş enerjisi için 2,3€/MWh rüzgar enerjisi için 4,2€/MWh düşürmüştür. Hem rüzgar hem güneş enerjisi üretimi fiyatların volatilitelerini artırmıştır.

Gulli ve Balbo (2015) simülasyon ve OLS yöntemlerini kullanarak kesintili enerji kaynaklarının tam rekabet ve eksik rekabet durumunda 2010-2013 dönemi için İtalyan elektrik piyasasında merit-order etkisine yol açıp açmadığını analiz etmişlerdir. Eksik rekabet durumunda potansiyel merit-order etkisinin azalabileceği sonucuna ulaşılmıştır.

Bublitz vd. (2017) doğrusal regresyon, dinamik regresyon ve simülasyon yöntemleriyle Almanya gün öncesi elektrik piyasasında rüzgar ve güneş enerjisi üretiminin fiyatlara etkisini 2011-2015 dönemi için araştırmışlardır. Modelde açıklayıcı değişkenler olarak öngörülen güneş ve rüzgar üretimi, öngörülen talep, doğal gaz fiyatları, kömür fiyatları, emisyon fiyatları, mevsimselliği temsil eden kukla değişkenler yer almaktadır. Karbon piyasalarının da gelişimiyle PTF'nin 2011'de 51€/MWh seviyesinden, 2015'te 31€/MWh seviyesine düştüğü görülmüştür.

Benhmad ve Percebois (2018) çalışmalarında Almanya gün öncesi elektrik piyasasında rüzgar ve güneş enerjisi üretiminin merit-order etkisini regresyon analiziyle incelemişlerdir. 2012-2015 dönemi için yapılan çalışmada rüzgar enerjisi ve güneş enerjisi üretim payının artmasının elektrik spot fiyatlarında keskin bir düşüşe neden olduğu doğrulanmaktadır. Ayrıca, bu etkinin günün 24 saati boyunca elektrik talebinin dinamiklerine bağlı olarak değiştiği görülmektedir.

Csereklyei vd. (2019) ARDL modeli aracılığıyla Avustralya elektrik piyasalarında merit-order etkisini 2010-2018 dönemi için araştırmışlardır. Çalışmanın sonucunda 1 GWh'lik üretim kapasitesi artışının rüzgar enerjisi için piyasa takas fiyatını 11 AUD/MWh, güneş enerjisi için ise 14 AUD/MWh düşürdüğü bulunmuştur. Bu duruma rağmen fiyatlarda görülen artış, artan doğal gaz fiyatlarına bağlanmıştır.

Figueiredo ve Da Silva (2019) İber elektrik piyasasında merit-order etkisini GARCH yöntemiyle 2008-2017 dönemi için modellemişlerdir. Talebin artmasıyla piyasa takas fiyatlarının arttığı, rüzgar ve güneş enerjisi üretimiyle de piyasa takas fiyatının azaldığı görülmüştür.

Pham (2019) Fransa gün öncesi elektrik fiyatlarının Almanya'da üretilen güneş ve rüzgar enerjisinden nasıl etkilendiğini GMM yöntemiyle 2009-2015 dönemi için analiz etmiştir. Sınır ötesi (cross-border) etkileri ölçmeyi amaçlayan bu çalışmanın sonucunda Almanya'da üretilen güneş ve rüzgar enerjisinin Fransa gün öncesi PTF'yi düşürdüğü görülmüştür.

Hosseini Imani vd. (2021) çoklu regresyon modeliyle İtalya'daki farklı bölgelerdeki gün öncesi piyasa takas fiyatlarının güneş ve rüzgar enerjisinden nasıl etkilendiğini incelemişlerdir. Modelde açıklayıcı değişkenler olarak öngörülen güneş ve rüzgar enerjisi üretimi, öngörülen talep, haftanın günleri ve aylar için kukla değişkenler yer almaktadır. 2015-2019 dönemini kapsayan çalışmanın sonucunda merit-order

etkisinin her bölge için geçerli olduğu ortaya konulmuştur. Bu etki rüzgar enerjisi için en fazla 6,14 €/MWh iken güneş enerjisi için 3€/MWh'dir.

Mills vd. (2021) Amerika'daki eyalet bazlı elektrik piyasalarındaki fiyatları arz eğrisi oluşturma yöntemiyle modellemiş ve 2008-2017 dönemi için rüzgar ve güneş enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatları üzerindeki etkisini araştırmışlardır. Çalışmanın sonucunda 2008'den beri rüzgar ve güneş enerjisindeki büyümenin ortalama yıllık elektrik fiyatlarını MWh başına 3\$'ın altına düşürdüğü görülmüştür. Buna karşın doğal gaz fiyatlarındaki düşüş, bölgeye bağlı olarak elektrik fiyatlarını MWh başına 7\$-53\$ aralığında düşürmüştür. Yazarlar ABD'deki termik santrallerin devre dışı kalmasının temel nedeninin rüzgar ve güneş enerjisinin üretiminin artmasından çok, düşük doğal gaz fiyatları olduğunu ifade etmişlerdir.

Mwampashi vd. (2021) EGARCH yöntemiyle Avustralya gün öncesi piyasası fiyatlarının rüzgar enerjisi üretimine göre değişimini 2011-2020 tarihleri için incelemişlerdir. Çalışmanın sonucunda rüzgar üretimindeki 1 GWh'lik artışın günlük fiyatları 1,3 AUD/MWh'a kadar azalttığı ve fiyat volatilitelerini %2'ye kadar arttırdığı görülmüştür. Talep ve doğal gaz fiyatlarının yanı sıra, rezervuarlı hidroelektrik üretiminin de elektrik fiyatlarını ve volatilitelerini arttırdığı bulunmuştur.

De Siano ve Sapio (2022) mekânsal Durbin modeli aracılığıyla İtalya'da rüzgar, güneş ve rezervuarlı hidroenerjinin merit-order etkisine katkısını 2009-2015 dönemi için üç alt periyotta araştırmışlardır. En tutarlı sonuçları üç değişkeni ve kontrol değişkenlerini içeren hibrit model sağlamıştır. Rüzgar, güneş ve hidroelektrik üretiminin piyasa takas fiyatını düşürdüğü sonucuna ulaşılmıştır.

Jain ve Shrimali (2022) Hindistan elektrik piyasasında güneş, rüzgar ve rezervuarlı hidroenerjinin 2019 yılında elektrik fiyatlarına etkisini 15 dakikalık yüksek frekanslı veriyle analiz etmişlerdir. Rüzgar üretimi 2,71 ¢/KWh ile en yüksek tasarrufu

sağlarken onu 2,56 ¢/KWh ile güneş ve 2,05 ¢/KWh ile rezervuarlı hidroenerji takip etmektedir.

Macedo vd. (2022) İspanya gün öncesi piyasasında rüzgar ve güneş enerjisinin merit-order etkisini 2015-2020 dönemi için SARMAX ve GARCH yöntemiyle incelemişlerdir. Çalışmanın sonucunda hem güneş hem rüzgar enerjisinin elektrik fiyatlarını düşürdüğü bulunmuştur.

Maniatis ve Milonas (2022) GARCH modeliyle Yunan elektrik piyasalarında güneş ve rüzgar enerjisinin etkisini 2012-2018 dönemi için incelemişlerdir. Sonuçlar merit-order etkisinin rüzgar enerjisi için daha yüksek olduğunu ortaya koymaktadır. Fiyat volatilitesi etkileyebilecek düzenleyici mekanizmalar kontrol edildiğinde, genel olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının fiyat volatilitesi azalttığı ancak rüzgar enerjisinin arttırdığı görülmüştür.

Stringer vd. (2024) saatlik veri kullanarak yaptıkları regresyon analizinde Kanada, Ontario'daki elektrik fiyatlarının 2015-2022 dönemi için rüzgar ve güneş enerjisi üretiminden nasıl etkilendiğini araştırmışlardır. Artan güneş ve rüzgar enerjisi üretiminin daha düşük elektrik fiyatlarına yol açtığı bulunmuştur.

Yukarıda belirtilen çalışmalar yenilenebilir enerji üretiminin piyasa takas fiyatlarını azalttığını doğrulamaktadır. Ancak literatürde güneş enerjisi üretimine ilişkin merit-order etkisinin kesin olmadığı örnekler de bulunmaktadır.

Milstein ve Tishler (2011) İsrail'de kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik fiyatları üzerindeki etkisini 2009 yılı için Cournot modeliyle incelemişlerdir. Analizlerin sonucunda güneş enerjisi üretiminin ortalama elektrik fiyatını arttırdığı görülmüştür. Güneş enerjisi üretimi ayrıca 2009 yılı için fiyat volatilitesinin artmasına da yol açmaktadır.

Böckers vd. (2013) İspanya gün öncesi piyasası için yapısal VAR modeli aracılığıyla rüzgar, güneş, nükleer ve diğer kaynaklardan elde edilen yenilenebilir enerji üretiminin merit-order etkisini 2008-2012 yılları için analiz etmişlerdir. Nükleer enerji için sonuçlar istatistiksel olarak anlamsız çıkmıştır. Rüzgar enerjisinin fiyatların düşüşünde en büyük paya sahip olduğu görülmüştür. Güneş enerjisi için pik saatlerde yeterli üretim olmadığından temel yükü karşılayan santrallerin üretimlerini arttırması gerekliliğiyle elektrik fiyatlarının artış gösterdiği ifade edilmiştir.

Mulder ve Scholtens (2013) çok değişkenli regresyon modeliyle Hollanda gün öncesi piyasa takas fiyatıyla yenilenebilir enerji kaynaklarının ilişkisini 2006-2011 dönemi için araştırmışlardır. Modelde rüzgar hızı, güneş ışıınımı yoğunluğu, nehir sularının ısısı gibi değişkenlerin yanı sıra hafta sonunu belirten kukla değişkenler de yer almaktadır. Çalışmanın sonucunda rüzgar enerjisi üretiminin PTF üzerinde negatif etkisi görülürken, güneş pillerinin kurulu kapasitesindeki artışın Hollanda'daki ortalama elektrik fiyatındaki değişimi etkilemediği görülmüştür.

Gullì ve Balbo (2015) OLS yöntemiyle İtalyan gün öncesi piyasasında rüzgar enerjisi ve güneş enerjisi üretimlerinin piyasa takas fiyatı üzerindeki etkisini incelemişlerdir. 2010-2013 yıllarını kapsayan çalışmada beklenenin aksine güneş enerjisi üretiminin fazla olduğu durumlarda elektrik fiyatlarının sadece belirli bir eşiğe kadar azaldığı, daha sonra fiyatların artış gösterdiği sonucuna ulaşılmıştır.

Luňáčková vd. (2017) Çek Cumhuriyeti'nde gün öncesi piyasa takas fiyatlarının güneş enerjisi ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla ilişkisini regresyon modelleriyle 2010-2015 dönemi için analiz etmişlerdir. Analize kontrol değişkenleri olarak hafta sonu, mevsimler ve tatiller için kukla değişkenler eklenmiştir. Çalışmanın sonucunda güneş dışındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretilmesinin elektrik fiyatlarını

azalttığı görülürken, güneş enerjisi üretiminin elektrik fiyatlarını yükselttiği sonucuna ulaşılmıştır.

Bushnell ve Novan (2018) çoklu regresyon analiziyle 2012-2016 dönemi için Kaliforniya'daki piyasa takas fiyatının güneş ve rüzgar enerjisi üretiminden nasıl etkilendiğini incelemişlerdir. Modelde öngörülen talep ve mevsimler için kontrol değişkenleri de bulunmaktadır. Çalışmanın sonucunda pik saatlerde ve pik saatlerin hemen önce ve sonrasında güneş enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatlarını arttırdığı görülmüştür.

Macedo vd. (2020) Portekiz gün öncesi piyasasında rüzgar ve güneş enerjisi üretiminin merit-order etkisi olup olmadığını 2011-2019 dönemi için günlük veriyle SARMAX ve EGARCH yöntemleriyle analiz etmişlerdir. Modelde bağımsız değişkenler olarak öngörülen güneş ve rüzgar enerjisi üretimi, hafta sonları ve tatiller için kukla değişkenler yer almaktadır. Rüzgar enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatını azaltmasına rağmen güneş enerjisinin uzun vadede PTF'yi arttırdığı görülmüştür.

Abban ve Hasan (2021) Avustralya elektrik piyasasında 2014-2018 dönemi için GARCH modeliyle rüzgar ve güneş enerjisinin piyasa takas fiyatına etkisini modellemişlerdir. Analize öngörülen talep ve doğal gaz fiyatları da dahil edilmiştir. New South Wales ve Victoria eyaletleri için güneş enerjisi üretimi arttıkça piyasa takas fiyatının da arttığı görülmüştür. Rüzgar üretimi tüm eyaletler için piyasa takas fiyatını düşürmektedir.

Gonçalves ve Menezes (2022) Avustralya elektrik piyasasında 2009-2020 yılları arasında güneş ve rüzgar enerjisi üretimiyle piyasa takas fiyatı arasındaki ilişkiyi regresyon analiziyle incelemişlerdir. Modele doğal gaz fiyatları, talep ve kömür fiyatları da eklenmiştir. Çalışmanın sonucunda güneş enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatları üzerinde pozitif bir etkisi olduğu görülmüştür. Yazarlar güneş enerjisi üretiminin fiyatları

arttırmasını yetersiz üretim durumunda güneş enerjisi teknolojileriyle ilgili giderlerin marjinal maliyetin düşüklüğünün sağlayacağı faydadan daha fazla olmasıyla açıklamışlardır.

Halužan vd. (2023) Yunanistan, Macaristan ve Romanya elektrik piyasalarında yenilenebilir enerji kaynaklarının etkisini 2015-2018 dönemi için regresyon analiziyle modellemişlerdir. Modelde piyasa takas fiyatının gecikmeli değeri, öngörülen talep ve mevsimler için kukla değişken de yer almaktadır. Analizlerin sonucunda Romanya elektrik piyasasında güneş enerjisi üretimi ile elektrik fiyatları arasında pozitif bir ilişki olduğu ortaya çıkmıştır.

Güneş enerjisi üretiminin belirli saatler için veya genel olarak tüm saatlerde piyasa takas fiyatına pozitif etkisinin olması temelde iki ana faktöre bağlanmıştır. Bunlardan ilki bazı coğrafyalarda ve bazı saatlerde yeterli güneş enerjisi üretiminin sağlanamamasıdır (Gonçalves ve Menezes, 2022). Güneş enerjisinin kesintili doğası nedeniyle üretildiği gibi kullanılması, talebe göre ayarlanamaması söz konusudur. Diğer bir deyişle güneş ışıınımı olduğu sürece talep seviyesinden bağımsız olarak güneş enerjisi üretilecektir. Talep az olduğunda daha az güneş enerjisi üretmek veya talep fazla olduğunda daha fazla güneş enerjisi üretmek mümkün değildir (Böckers vd., 2013). Dolayısıyla güneş enerjisinin yeterli üretilmediği durumlarda sistemde özellikle güneş enerjisi yatırımı teşviği için sabit fiyat tarifesi veya tarife garantisi sistemi uygulanıyorsa güneş enerjisi üretiminden sağlanması beklenen PTF azalışı faydası bu yüksek sabit fiyat tarifelerinin maliyeti karşısında yetersiz kalabilmekte ve son tüketiciye fiyat artışı olarak yansıyabilmektedir (Halužan vd., 2023; Milstein ve Tishler, 2011). Diğer bir deyişle güneş enerjisi üretiminin fiyatları arttırmasının ilk sebebi güneş enerjisi teknolojileriyle ilgili giderlerin (sabit fiyat tarifeleri dahil) yetersiz üretim olduğu durumda güneş enerjisinin marjinal maliyet düşüklüğünün sağlayacağı faydadan daha fazla olmasıdır (Luňáčková vd., 2017).

Güneş enerjisinin piyasa takas fiyatını arttırmasının ikinci temel nedeni özellikle pik saatlerde arz eğrisini merit-order sıralamasına göre düşündüğümüzde öncelikle üretime düşük marjinal maliyete sahip rüzgar ve güneş enerjisi gibi düşük maliyetli kaynakların dahil olmasıdır (Abban ve Hasan, 2021). Bu kaynakların talebi karşılamasının mümkün olmadığı durumlardan mecburen devreye genellikle daha maliyetli olan kömür veya doğal gaz gibi temel yük enerji santralleri girmektedir. Bu durumda da piyasa takas fiyatları beklenen düşüş eğilimini gösterememektedir (Böckers vd., 2013; Gulli ve Balbo, 2015; Macedo vd., 2020).

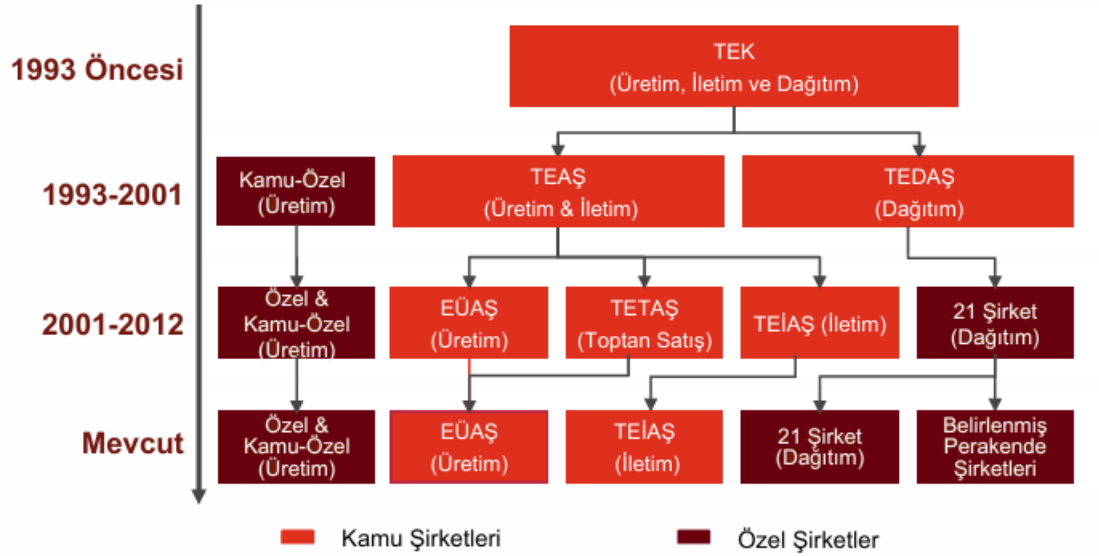
Türkiye’de de yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırım teşviği için sabit fiyat veya tarife garantisi sistemi uygulanmaktadır (Gözen, 2020). Rüzgar ve nehir tipi yenilenebilir enerji kaynaklarının saat bazlı etkisi kantil regresyonla incelenmiş olsa da literatürde beklenen ve gerçekleşen merit-order etkisi arasında fark olabilen güneş enerjisinin Türkiye gün öncesi piyasasında her saat için etkisi ayrı ayrı daha önce kantil regresyon dahil herhangi bir zaman serisi analizi yöntemiyle çalışılmamıştır. Kantil regresyonun bir avantajı değişkenler arasındaki ortalama ilişkiyi değil de PTF’nin farklı kantilleri için açıklayıcı değişkenlerle olan ilişkisinin nasıl değiştiğini analiz edebilmeye imkan sağlamasıdır. Bu bağlamda çalışmamızın sonuçları karar vericilerin yönetim politikaları için önemli öneriler içermektedir. Türkiye için yapılan literatür çalışmaları 2. Bölümde yer almaktadır.

İKİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASALARINA GENEL BİR BAKIŞ VE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ PİYASA GELİŞİMİNDEKİ ROLÜ

2.1. Piyasa Aktörleri, İşleyiş Prensipleri ve Piyasa Takas Fiyatının Belirlenmesi

2001'deki ekonomik krizin sonuçlarından biri olarak büyük bir liberalizasyon sürecine giren Türkiye elektrik piyasaları 1994 ve öncesinde Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) tarafından tek elden yönetilmekteydi. Bu süreçte üretim, iletim ve dağıtım tamamen TEK'in sorumluluğundaydı. 1994'te 3996 no'lu kanunla bazı yatırım ve işletmeler yap-işlet-devret modeline geçti. Bu süreçte TEK, TEAŞ ve TEDAŞ olarak iki ayrı kuruluş üzerinden faaliyetine devam etti (Hepbasli, 2005). TEAŞ üretim ve iletimden sorumluyken, TEDAŞ dağıtımdan sorumlu bir yapıydı. 2001'de Elektrik Piyasaları Kanunu'nun yürürlüğe girmesiyle Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kuruldu (Şirin ve Yılmaz, 2021). TEAŞ'ın görevleri EÜAŞ, TETAŞ ve TEİAŞ olarak üç ayrı kuruluşa paylaştırıldı. EÜAŞ üretimden sorumluyken, TETAŞ toptan satıştan, TEİAŞ ise iletimden sorumluydu (Gözen, 2020). Günümüzde hala TEİAŞ iletimden sorumlu kuruluştur. TETAŞ ise EÜAŞ bünyesine dahil olmuştur. EÜAŞ kamuya ait santrallerinden yapılan elektrik üretiminin ve toptan satış faaliyetlerinin düzenlenmesinden görevlidir. Sürecin dağıtım ayağında ise özel şirketler görev almaktadır (Çetin ve Oğuz, 2007). Elektrik piyasasındaki diğer bir önemli aktör ise EPIAŞ'tır. 2015'te kurulan EPIAŞ, gün öncesi, gün içi, dengeleme güç piyasaları ve vadeli piyasalardan sorumlu piyasa işletmecisidir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ise ülkenin ana enerji politikalarının belirlenmesinden sorumlu kamu kuruluşudur (Biçen, 2016).



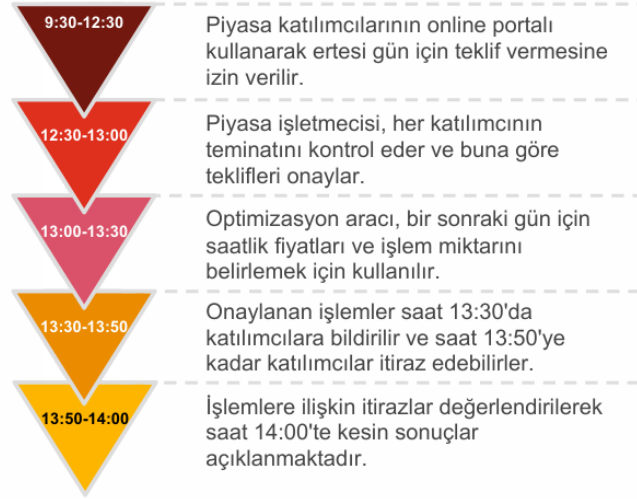
Kaynak: PWC (2023)

Şekil 9. Türkiye Elektrik Piyasalarının Gelişimi

Türkiye’de elektrik piyasaları gün öncesi, gün içi, dengeleme güç piyasası ve ikili anlaşmalar olarak dört alt başlıkta sınıflandırılmaktadır (Şirin ve Yılmaz, 2020).

2.1.1. Gün Öncesi Piyasası ve İkili Anlaşmalar

Gün Öncesi Piyasası (GÖP) işlemleri saatlik olarak günlük gerçekleştirilir. Piyasa katılımcıları her gün ertesi gün için arz tekliflerini saat 09:30’dan 12:30’a kadar sisteme girerler (EPIAŞ, 2023). Katılımcılar sadece ürettikleri elektriği satmak için değil, ihtiyaç varsa elektrik almak için de sistemde talep oluşturabilirler. Bu teklifler sisteme her saat için ayrı ayrı girilir (Peker ve Sivrikaya, 2023). EPIAŞ ertesi gün için talep tahminlerini de göz önünde bulundurarak her saat için iletilen arz ve talep miktarlarını eşleştirir. Bu eşleştirmelerin sonucunda her gün saat 14:00’te ertesi gün için geçerli olacak piyasa takas fiyatları ve eşleştirme miktarları her saat için ayrı ayrı 24 saati kapsayacak şekilde belirlenir ve duyurulur (Acar vd., 2019; Biçen, 2016).



Kaynak: EPİAŞ (2023)

Şekil 10. Gün Öncesi Piyasasının İşleyişi

Gün öncesi piyasasına katılım zorunlu değildir. Katılımcılar gün öncesi piyasası kapandıktan sonra işlemlerine gün içi piyasasından devam edebilirler (Peker ve Sivrikaya, 2023). Gün öncesi piyasasının temel amacı piyasa takas fiyatlarını belirlemek, isteyen katılımcıların elektrik ticareti yapabilmesine olanak sağlayan bir platform oluşturmaktır (EPİAŞ, 2023). Gün öncesi piyasasında saatlik teklifler, esnek teklifler ve blok teklifler yapılabilmektedir (Çetin ve Oğuz, 2007). Saatlik teklifler ertesi gün teklif verilen saat için arz veya talep miktarını ve bu miktara ilişkin önerilen fiyatı içerir. Sadece satış için kullanılabilen esnek teklifler saat bilgisi olmaksızın yalnızca miktar ve fiyat bilgisini içerir. Blok teklifler ise ardışık saatleri içeren üretim maliyeti yüksek santraller için oluşturulmuş bir sistemdir (Biçen, 2016). Bu santraller birbirini takip eden saatler için arz ve fiyat miktarlarını blok halinde EPİAŞ'a bildirirler (PWC, 2023; WEC, 2016).

İkili anlaşmalar tedarikçiler ve tüketiciler arasında yapılan sözleşmeyle koşulları belirlenen fiziksel alım satımın gerçekleştiği anlaşmalarıdır. Bu anlaşmalar doğrudan iki taraf arasında yapıldığı için ilgili miktarlar ve işlemler gün öncesi piyasasında belirlenen piyasa takas fiyatını etkilememektedir (Şirin ve Yılmaz, 2020, 2021). Bu sözleşmeler genellikle kısa vadeli. Uzun vadeli sözleşmelerde 2018 yılında görülen kur artışıyla

birlikte çoğu üretim santrali zarar edip, ikili anlaşmalarını fes etmiştir (WEC, 2018). Hem bu belirsizliklerin elektrik piyasasında yaratabileceği sıkıntıların önlenmesi hem de ikili anlaşmalara bir standart getirilmesi için 2021 yılında Vadeli Elektrik Piyasası (VEP) devreye girmiştir (PWC, 2023). Organize bir piyasa olan VEP kapsamında yapılan uzun vadeli sözleşmelerde EPIAŞ fiziki teslimatı ve ödemeyi garanti etmektedir. Dolayısıyla VEP kapsamına girmeyen ikili anlaşmaların sayısında düşüş görülmektedir (EPIAŞ, 2023).

2.1.2. Gün İçi Piyasası

Gün içi piyasası (GİP) gün öncesi piyasasında katılımcıların sisteme girdikleri teklifler ile gerçekleşen fiili üretim arasındaki farklılıkların en aza indirilmesi amacıyla kurulmuş bir piyasadır (Gözen, 2020). Gün öncesi piyasasıyla dengeleme güç piyasası arasında köprü görevi gören bu piyasada işlemler 24 saat devam etmektedir (Karatekin ve Celik, 2020). Gün içi piyasası, gün öncesi piyasasına destek görevi görerek alıcı ve satıcıların sipariş hacimlerini gerektiği gibi ayarlamalarına imkân sağlar. Böylelikle GİP katılımcıların yanlış tahminlerinden veya aksaklıklardan kaynaklanan dengesizliklerin azaltılmasına olanak tanır (Acar vd., 2019; Şirin ve Yılmaz, 2020).



Kaynak: EPIAŞ (2023)

Şekil 11. Gün İçi Piyasasının İşleyişi

Gün içi piyasasında tek tip bir fiyat belirlenmez; miktarlar teklif edilen fiyatlara göre eşleştirilir (WEC, 2018). Bu piyasada da saatlik teklifler ve blok teklifleri mevcuttur. Teklifler fiziki teslimatın öncesindeki bir saate kadar güncellenebilir veya iptal edilebilir. Saatlik teklifler tek bir saat için geçerliyken blok teklifler en az bir en fazla 24 saat için verilebilir. Blok tekliflerin tamamı ya kabul edilir ya da reddedilir (EPİAŞ, 2023).

2.1.3. Dengeleme Güç Piyasası

Dengeleme güç piyasası (DGP) toplam elektrik üretimini toplam taleple eşitlemeyi amaçlayan gerçek zamanlı bir piyasadır (Biçen, 2016). Dengeleme güç piyasası, gerek olduğunda sistemde maksimum 10MW'lık yukarı veya aşağı yönlü dengelemeyi yapabilmesi için her on beş dakikalık zaman aralığı için yedek kapasite bulundurmaktan sorumludur. Tesis bazında işlemler de yapılabilen dengeleme güç piyasasına sunulabilecek en küçük teklif 10MW olarak belirlenmiştir (EPİAŞ, 2023; PWC, 2023).

2.2. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Destek Mekanizmaları ve Üretimdeki Yeri

2.2.1. YEKDEM Sabit Fiyat Tarifesi

Yenilenebilir enerji kaynakları ülkemizde sabit fiyat tarifesi mekanizmasıyla desteklenmektedir (Gözen, 2020). Bu sistemde elektrik piyasası regülatörleri yenilenebilir enerji üreticilerine belirli bir fiyat garantisi sunmaktadır. Diğer bir deyişle arz ve talebin belirlediği piyasa takas fiyatı sabit fiyattan düşük olsa bile teşvik alan üreticilere sabit fiyat üzerinden ödeme yapılmaktadır (Karatekin ve Celik, 2020). Ülkemizde ilk defa bu sistem 2005 yılında kabul edilen Yenilenebilir Enerji Kanunu'yla uygulanmaya başlamıştır. Bu kanunla yürürlüğe giren Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması (YEKDEM) mevzuatı gereği yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılacak yatırımlar belirli oranlarda on yıl boyunca geçerli olacak sabit fiyatlarla

desteklenmektedir (Şirin ve Yılmaz, 2020). 30 Haziran 2021 tarihinde mevzuat revize edilmiş ve bu destekler hem farklı teknolojiler için farklılaşmış hem de artan kur nedeniyle ABD dolarından TL'ye çevrilmiştir (Öznazık, 2022). Diğer bir deyişle Temmuz 2021'den itibaren sisteme dahil olan yenilenebilir enerji üreticileri fiyat garantilerini on yıl süreyle eskisi gibi ABD doları üzerinden değil TL üzerinden alacaklardır.

Tablo 1. 2021 Yılı Öncesi ve Sonrası YEKDEM Sabit Fiyat Tarifeleri

	Temmuz 2021'den önce (¢/kWh)	Temmuz 2021'den sonra (Kuruş/kWh)
Hidroelektrik	7,3	40
Rüzgar	7,3	32
Jeotermal	10,5	54
Biyokütle	13,3	45
Güneş	13,3	32

Kaynak: Öznazık (2022)

2021'deki değişiklikten sonra YEKDEM'den yararlanan üretici sayısında düşüş olmasıyla beraber Mayıs 2023'te fiyat tarifelerinde yeni düzenlemeler yapılmıştır (PWC, 2023). Mayıs 2023 itibariyle YEKDEM kapsamındaki sabit fiyat tarifeleri yine TL üzerinden devam etmek koşuluyla tavan ve taban fiyatlarıyla sınırlandırılmıştır. Bu tavan ve taban fiyatların ABD dolarına endeksli olmasına karar verilmiştir (TSKB, 2023b). Tüm bu düzenlemelerin ışığında 2023 yılı itibariyle YEKDEM kapsamında desteklenen santrallerin sayıları Tablo 2'de yer almaktadır. Güneş enerjisinin bu kadar düşük olmasının temel sebebi 2019'dan itibaren sadece lisanslı santrallerin YEKDEM'den yararlanabiliyor olmasına yönelik mevzuat değişikliğidir (TSKB, 2023b).

Tablo 2. 2023 Yılı İtibariyle YEKDEM'den Yararlanan Santral Sayıları

	Santral Sayısı
Hidroelektrik	310
Rüzgar	196
Jeotermal	55
Biyokütle	285
Güneş	36

Kaynak: EPIAŞ (2023)

Güncellenen YEKDEM tarifesinde taban tavan fiyat uygulamasının dışında yenilenebilir enerji teknolojileri detaylandırmış ve her teknolojinin fiyat desteği birbirinden 2021'deki gibi farklılaştırılmıştır (PWC, 2023). Örneğin güncel değişikliklerle nehir tipi hidroelektrikle rezervuarlı hidroelektrik üretimi aynı sabit fiyat garantisine sahip değildir. Ek olarak yeni düzenlemeyle deniz üstü rüzgar santralleri de teşvik kapsamına alınmış ve jeotermal santrallerin YEKDEM'den yararlanma süresi on yıldan on beş yıla uzatılmıştır.

Tablo 3. 2023 Yılı Güncel YEKDEM Sabit Fiyat Tarifesi

	Mayıs 2023'den sonra (Kuruş/kWh)
Rezervuarlı Hidroelektrik	144
Nehir Tipi Hidroelektrik	135
Rüzgar (Karasal)	106
Rüzgar (Deniz Üstü)	144
Jeotermal	202
Biyokütle	106
Güneş	106

Kaynak: PWC (2023)

2.2.2. Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Gelişimi, Merit-Order Etkisi ve Güncel Hedefler

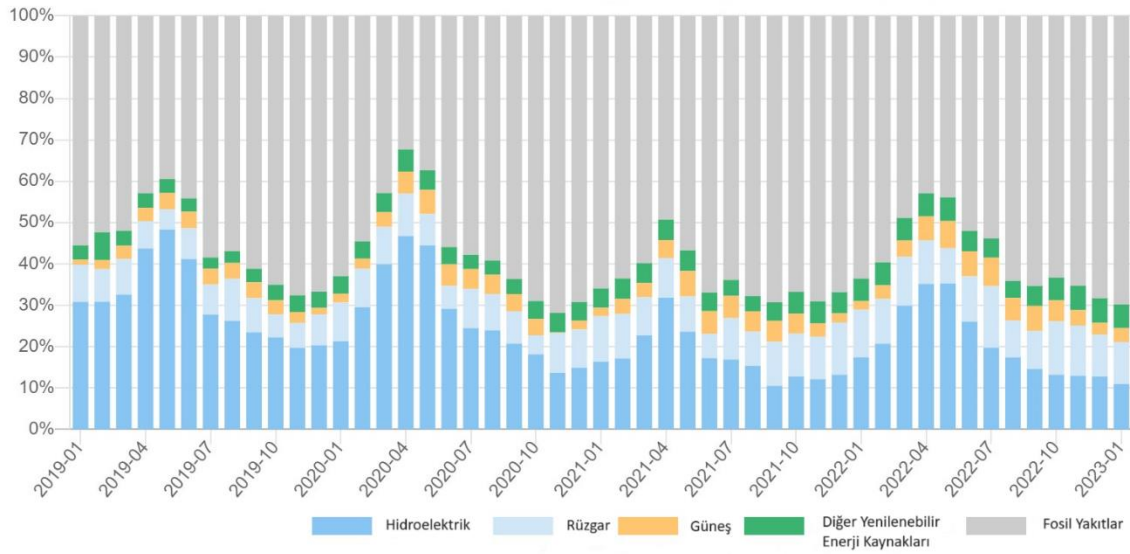
Birinci bölümde Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarının gelişiminden ve merit-order etkisinden bahsedilse de bu bölümde önemli noktalar kısaca özetlenip gelecek hedeflerinden bahsedilecektir. 2023 yılı ocak ayı itibariyle Türkiye’deki yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim payları ve kurulu güç kapasiteleri Tablo 4’te yer almaktadır. Elektrik üretimi için en fazla fosil yakıt olan ithal kömürün kullanıldığı, onu doğal gazın takip ettiği görülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları arasında ise en fazla rezervuarlı hidroelektrik ve rüzgar santralleri kullanılarak elektrik üretilmiştir (Energy Institute, 2023; EPDK, 2023). Kurulu güç oranlarıyla üretim oranları karşılaştırılınca rezervuarlı hidroelektrik üretiminin verimsiz olması birinci bölümde de bahsettiğimiz gibi 2022 yılının görece kurak geçmesine bağlanabilir.

Tablo 4. 2023 Ocak Ayı İtibariyle Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Üretim Payları ve Kurulu Güç Kapasiteleri

	Kurulu Güç		Üretim	
	MW	Oran (%)	GWh	Oran (%)
Doğal Gaz	25.310	24,43	6.455	24,43
Rezervuarlı Hidroelektrik	23.275	22,46	2.407	9,11
Rüzgar	11.366	10,97	2.596	9,83
Kömür	11.032	10,65	4.180	15,82
İthal Kömür	10.374	10,01	7.059	26,72
Nehir Tipi Hidroelektrik	8.288	8,00	857	3,24
Güneş	9.409	9,08	1.002	3,79
Biyokütle	1.838	1,77	704	2,67
Jeotermal	1.686	1,63	934	3,54
Diğer	1.044	1,01	225	0,85

Kaynak: EPDK (2023)

Şekil 11 çalışmanın kapsadığı 2019-2022 dönemi için Türkiye’de elektrik üretiminin teknolojilere göre dağılımını göstermektedir. Tablo 4’e paralel olarak 2019-2022 döneminde Türkiye’de elektrik üretimini fosil yakıt teknolojilerinin domine ettiği görülmektedir. Türkiye’nin 2019’da fosil yakıt kullanımıyla ürettiği elektrik payı %56,32’yken, bu oran 2022’de yenilenebilir kaynakların kullanımının azalmasıyla %58,02’ye yükselmiştir (EMBER, 2023). Bu sonuçla Türkiye Dünya ortalamasının altında kalsa da hala AB ülkelerinin ortalamasının üstünde yer almaktadır. Dünya genelinde 2022 yılı itibariyle fosil yakıtlardan elektrik üretimi için en fazla petrol, en az doğal gaz kullanılmaktadır. Türkiye’de ise bu sıralama AB ülkelerine paralel olarak 2022 yılı için petrol, doğal gaz ve kömür olarak gerçekleşmiştir (IRENA, 2023).

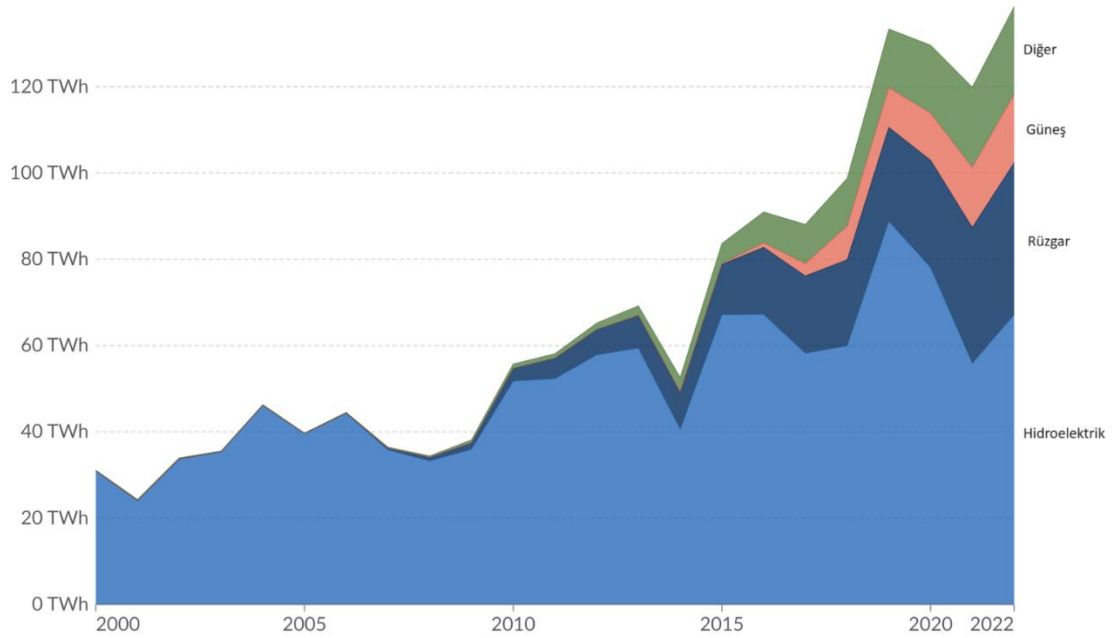


Kaynak: EPDK (2023)

Şekil 12. 2019-2022 Dönemi İçin Türkiye’de Elektrik Üretiminin Teknolojilere Göre Dağılımı

Yenilenebilir enerji kaynakları incelendiğinde 2019-2022 dönemi için en fazla elektrik üretim kaynağı rezervuarlı hidroelektriktir. Onu rüzgar ve diğer yenilenebilir enerji kaynakları (jeotermal ve biyokütle) takip etmektedir. En düşük üretim ise güneş

enerjisinden sağlanmaktadır (PWC, 2023). Türkiye için merit-order sıralaması birinci bölümde detaylı bahsedildiği gibi rüzgar, güneş ve nehir tipi hidroelektrik üretimiyle başlayıp, rezervuarlı hidroelektrik ve jeotermal üretimiyle devam etmektedir. Fosil yakıtlardan kömürün öncelikli olduğu sıralamada, kömürü doğal gaz takip etmektedir (Gözen, 2020; Korkmaz ve Önöz, 2022). Her ne kadar yenilenebilir enerji üretimi teşvik edilse ve ülkemiz coğrafi olarak uygun bir konumda olsa da ülkemizin yenilenebilir enerji teknolojilerinden yeterli derecede yararlanamadığı görülmektedir.

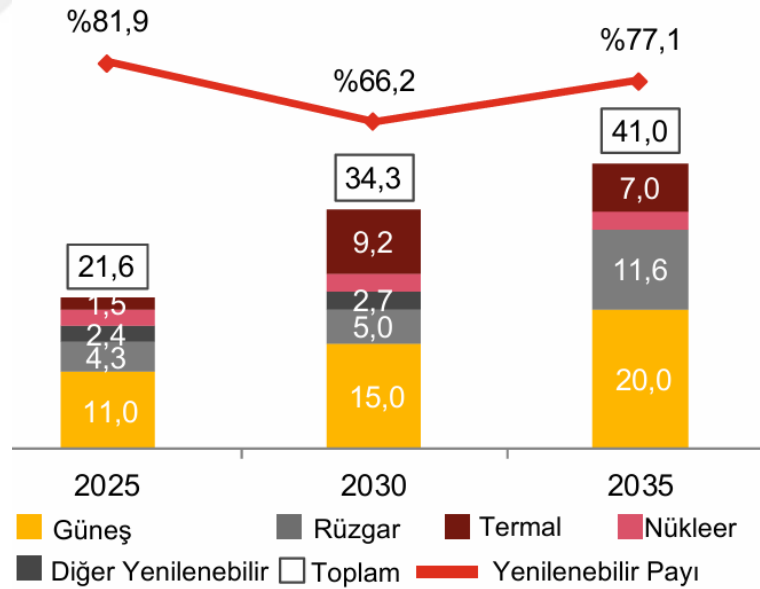


Kaynak: Energy Institute (2023)

Şekil 13. Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının 2000-2022 Yılları Arasındaki Değişimi

Türkiye, 7 Ekim 2021 tarihinde Paris Anlaşması’nı imzalamıştır. Bu sürecin doğal bir sonucu olarak 2053 yılına kadar sera gazı emisyonları için net sıfır hedefi belirlenmiştir (ETKB, 2022). Bu doğrultuda ilk Ulusal Katkı Beyanı (UKB) 2021 yılında yayınlanmış ve 2023 yılında revize edilerek güncel halini almıştır (PWC, 2023). Ek olarak AB ülkeleriyle ticaret yapmak isteyen Türk şirketlerinin Avrupa Yeşil Mutabakatı

doğrultusunda karbon ayak izlerini minimize ettiklerini belgelemeleri gerekmektedir (TSKB, 2023a). Tüm bu gelişmeler doğrultusunda Türkiye fosil yakıt bağımlılığını azaltmak için olası eylem planlarını 2022 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Yayınladığı “Türkiye Ulusal Enerji Planı” (UEP) çerçevesinde açıklamıştır. UEP’de 2035 yılı itibariyle YEK kurulu güç paylarını %70 oranına yükseltmek hedeflenmiştir (ETKB, 2022). Şekil 14’te görüleceği gibi bu artışta YEK içerisinde en büyük payın güneş enerjisinde olacağı öngörülmektedir. Güneş enerjisini %11,6’lık kapasite artışıyla rüzgar enerjisinin takip edeceği düşünülmektedir (ETKB, 2022). Öte yandan 2025 yılında faaliyete başlaması öngörülen Akkuyu nükleer santralının de YEK artışına katkısı olacaktır (Korkmaz ve Önöz, 2022). Ek olarak, 2030 yılında emisyonların %41 azaltılması hedeflenmektedir. Bu noktada önemli bir konu 2030 hedefleri belirlenirken doğal gaz ve kömür gibi termik santrallerin de kurulu güçlerinde artış planlanmasıdır. Hedef kurulu gücü arttırırken, kullanım oranını düşürmektir (ETKB, 2022).



Kaynak: ETKB (2022)

Şekil 14. Türkiye Ulusal Enerji Planı Çerçevesinde Planlanan Kapasite Artışları

Buradaki kurulu güç artışındaki temel neden değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili yapıları ve iklim şartlarına olan bağılıklarının talebi her zaman

karşılayamayacağı endişesidir. Türkiye'nin hızla yenilenebilir enerji kaynaklarını ve özellikle güneş kapasitesini arttırma hedefi bu kaynakların elektrik piyasalarında piyasa takas fiyatlarını nasıl etkileyeceğinin araştırılmasını önemli hale getirmiştir.

2.3. Türkiye’de Merit-Order Kavramına İlişkin Literatür

Literatürde Türkiye gün öncesi piyasasında rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik üretiminin merit-order etkisi araştırılmış olsa da DYE ve programlanabilir kaynakların merit-order etkisine katkısı karşılaştırılmamıştır. Bu çalışmayla hem bu konunun araştırılması hem de daha önce Türkiye için toplu olarak çalışılmayan programlanabilir enerji kaynaklarının incelenmesi hedeflenmiştir. Ayrıca üçüncü modelimizde rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik üretimine ek olarak güneş enerjisi öngörülen üretim değişkenleri eklenmiştir. Buradaki amaç kesintili özelliğe sahip olan yenilenebilir enerji kaynaklarının merit-order etkisinin araştırılmasıdır.

Literatürde beklenen ve gerçekleşen merit-order etkisi arasında fark olan güneş enerjisinin rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik üretimiyle etkileşimi Türkiye gün öncesi piyasasında her saat için ayrı ayrı kantil regresyon dahil herhangi bir zaman serisi analizi yöntemiyle çalışılmamıştır. Bu bağlamda çalışmamız güneş enerjisinin piyasa takas fiyatlarının farklı dilimleri üzerindeki etkisi hakkında ürettiği çıktılarıyla güneş enerjisi teşviki için uygulanan sabit fiyat tarifesinin regülasyonuna dair önemli öneriler içermektedir. Türkiye Ulusal Enerji Planı’nda 2035 yılına kadar olan hedeflerde en büyük kapasite artışının güneş enerjisi için planlandığı düşünüldüğünde çalışmamızın katkısı daha da önem kazanmaktadır. Türkiye elektrik piyasasında gerçekleştiren başlıca çalışmalar aşağıda yer almaktadır.

Acar vd. (2019) çalışmalarında Türkiye gün öncesi piyasasında piyasa takas fiyatının rüzgar ve nehir tipi yenilenebilir enerji kaynaklarından nasıl etkilendiğini 2012-2017 dönemi için OLS ve GARCH modelleriyle incelemişlerdir. Çalışmada talep ve

doğal gaz fiyatlarına ek olarak mevsimsellik ve haftanın günleri için kukla değişkenler kullanılmıştır. Doğal gaz fiyatları BOTAŞ'ın belirlediği serbest aylık tarifieden alınmıştır. Gün öncesi doğal gaz fiyatları kullanılmamıştır. Çalışma ortalama günlük piyasa takas fiyatı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Her saat için ayrı model oluşturulmamıştır. Çalışmanın sonucunda talep ve doğal gaz fiyatlarının piyasa takas fiyatıyla pozitif yönlü bir ilişkisi olduğu görülürken, rüzgar ve nehir tipi hidroenerji kaynaklarının piyasa takas fiyatını düşürdüğü görülmüştür.

Berk ve Torun (2019) 2011-2018 dönemi için rüzgar enerjisinin ortalama piyasa takas fiyatıyla ilişkisini Granger nedensellik testi aracılığıyla analiz etmişlerdir. Çalışma ortalama günlük piyasa takas fiyatı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Her saat için ayrı model oluşturulmamıştır. Çalışmanın sonucunda rüzgar enerjisinin merit-order sınıflandırmasına katkısı olduğu ve bu etkinin büyüklüğünün dönemlere göre farklılık gösterdiği ifade edilmiştir.

Kabak ve Tasdemir (2020) yapay sinir ağları aracılığıyla gün öncesi piyasasında kısa vadeli fiyat tahmin modeli oluşturmuşlardır. Çalışmada Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim 2017 ve arz ve talep değişkenleri ayın rastgele seçilmiş günleri için modele dahil edilmiş ve piyasa takas fiyatı tahmin edilmiştir. Arz ve talep eğrilerinin en fazla yenilenebilir enerji ve doğal gaz fiyatlarından etkilendiği görülüp modele bu faktörler eklenmiştir. Tahminler her saat için ayrı ayrı oluşturulmuştur. Rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik üretiminin piyasa takas fiyatını düşürdüğü görülmüştür.

Depren vd. (2022) ve Ertuğrul vd. (2022) 2019-2021 dönemi için farklı makine öğrenmesi yöntemlerinin gün öncesi piyasa takas fiyatını tahmin etme performanslarını karşılaştırmışlardır. Makine öğrenmesi algoritmalarının pandemi öncesi ve sonrası karşılaştırıldığında zaman serisi modellerine göre daha yüksek tahmin performansı

sunduğu ve yenilenebilir enerji kaynakların elektrik fiyatları üzerinde en etkili faktör olduğu sonuçlarına ulaşılmıştır.

Korkmaz ve Önöz (2022) 2025 yılında operasyona başlaması planlanan Akkuyu nükleer enerji santralinin gün öncesi piyasa takas fiyatlarında yaratacağı etkiyi farklı yenilenebilir enerji kaynaklarının olduğu üç farklı senaryoya göre simülasyon tekniğiyle incelemişlerdir. Çalışmanın sonucunda nükleer enerji santralinin çalıştığı durumda bile hala yenilenebilir enerji kaynaklarının merit-order sıralamasında daha öncelikli olduğu ifade edilmiştir. Diğer bir deyişle hala yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı nükleer enerjinin kullanımından daha büyük bir fiyat düşüşü sağlayacaktır.

Peker ve Sivrikaya (2023) 2016-2022 yılları arasında Türkiye'de nehir tipi hidroelektrik üretimi dışındaki değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının gün öncesi piyasa takas fiyatı üzerindeki toplu etkisini araştırmaktadır. Makine öğrenmesiyle yapılan çalışmada 2. dereceden polinom modeli kullanılmıştır. Modele talep seviyesi ve kukla değişkenler dahil edilmemiştir. Nehir tipi hidroelektrik üretimi dışındaki değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasa takas fiyatını düşürdüğü görülmüştür.

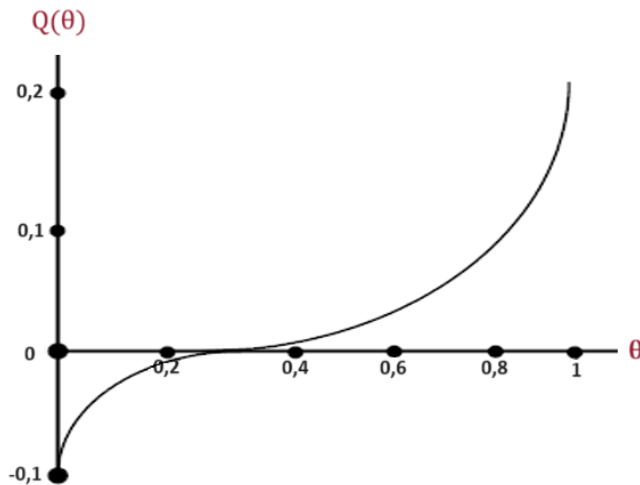
Türkiye gün öncesi elektrik piyasasında merit-order etkisini kantil regresyonla inceleyen sadece bir adet çalışma bulunmaktadır. Güneş enerjisi ve programlanabilir enerji değişkenlerini içermeyen bu çalışma 3. bölümde ilgili literatürle birlikte yer almaktadır.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

KANTİL REGRESYON ANALİZİNİN TEMEL ÖZELLİKLERİ VE ELEKTRİK PİYASALARINDAN ÖRNEK ÇALIŞMALAR

3.1. Kantil Regresyon Analizinin Temel Prensipleri

Koşullu ortalama modelleri hesaplama ve yorumlama kolaylığı açısından avantajlar sunarken, yalnızca değişkenler arasındaki ortalama ilişkiyi ölçtükleri için bu modellerin yetersiz kaldığı durumlar da bulunmaktadır (Maciejowska, 2020; Şirin ve Yılmaz, 2021). Koenker ve Bassett Jr (1978) tarafından geliştirilen kantil regresyon koşullu ortalama modellerinden farklı olarak bağımlı ve bağımsız değişkenler arasındaki ilişkiyi koşullu kantil dağılım fonksiyonlarına göre açıklamaktadır (Hagfors vd., 2016; Koenker, 2005). Kantil regresyon değişkenlerin koşullu kantillerine göre değişkenlerin aralarındaki ilişkiyi ölçmeyi hedeflemektedir (Do vd., 2019). Bağımlı değişkenlerdeki değişimin bağımsız değişkenin farklı kantillerinde nasıl değiştiğini analiz edebilmek özellikle uç gözlemlerin ve dağılımların söz konusu olduğu durumlarda daha doğru ve anlamlı sonuçların elde edilmesini sağlamaktadır (Goodarzi vd., 2019; Sapio, 2019).



Kaynak: Çınar (2019)

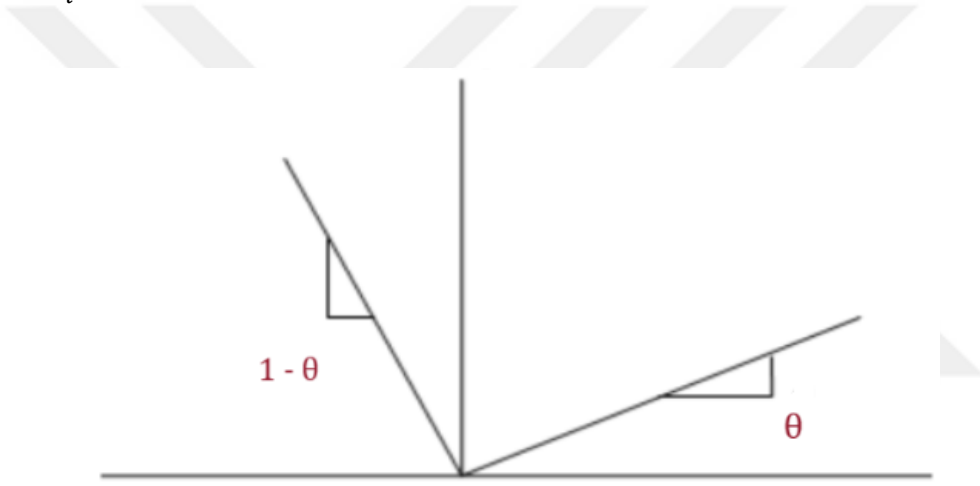
Şekil 15. Kantil Dağılım Fonksiyonu

Bir x bağımsız değişkeni için y bağımlı değişkeninin θ 'nıncı koşullu kantili aşağıdaki gibi ifade edilmektedir (Koenker ve Bassett, 1982).

$$Q_\theta = (y_i|x_i) = x_i'\beta_\theta \quad (1)$$

Bağımsız x değişkeninde meydana gelen bir birimlik değişimin y bağımlı değişkeninin θ 'nıncı koşullu kantilindeki etkisi aşağıdaki gibi gösterilmektedir (Koenker ve Bassett, 1982).

$$\frac{\delta Q_\theta(y_i|x_i)}{\delta x_i} \quad (2)$$



Kaynak: Altın Yavuz ve Gündoğan Aşık (2017)

Şekil 16. Asimetrik Kayıp Fonksiyonu

Kantil regresyon analizinde en küçük kareler değil en küçük asimetrik mutlak kayıp yöntemiyle tahmin modelleri oluşturulmaktadır (Çınar, 2019; Maciejowska, 2020). Belirlenen θ değerine göre seriler ağırlıklandırılır. θ değeri 0 ila 1 arasında değişmektedir. θ değerine göre ağırlıklandırılan hataların toplamının minimum olması hedeflenir (Durmuş vd., 2022; Koenker, 2005). Bu doğrultuda en küçük asimetrik mutlak kayıp değeri doğrusal programlama modeli olarak formüle edilir. Bu model simpleks yöntemiyle çözülüp regresyon katsayıları elde edilir (Koenker, 2005; Koenker ve Bassett, 1982). Şekil 16’da asimetrik kayıp fonksiyonu yer almaktadır. Bu fonksiyon θ ağırlığına

göre ağırlıklandırılan pozitif ve negatif hataları göstermektedir. Kantil regresyonun tahmin modeli bu ağırlıklandırılan hatalarından doğan kayıpların minimize edilmesiyle hesaplanmaktadır (Koenker, 2005; Sakaguchi ve Fujii, 2021; Şirin ve Yılmaz, 2021).

Bir kantil regresyon modeli matematiksel olarak aşağıdaki gibi gösterilmektedir (Koenker ve Bassett, 1982).

$$Q_{\theta}(y_i) = \beta_0^{\theta} + \beta_1^{\theta} x_1 + \beta_2^{\theta} x_2 + \beta_3^{\theta} x_3 + \dots + \beta_i^{\theta} x_i + \varepsilon_i \quad i = 1, \dots, n \quad (3)$$

Asimetrik mutlak kaybın minimizasyonun matematiksel gösterimi ise aşağıdaki gibidir (Koenker ve Bassett, 1982).

$$\min (\sum_i \theta |\varepsilon_i| + \sum_i (1 - \theta) |\varepsilon_i|) \quad (4)$$

Kantil regresyon yönteminde doğrusal regresyon yönteminde geçerli olan bağımsız değişkenlere ve hata terimlerine ait varsayımlar geçerli değildir (Şirin ve Yılmaz, 2020, 2021). Kantil regresyon analizinin uygulanabilmesi için değişkenlerin ve hata terimlerinin normal dağılıma ve homojen varyansa sahip olmaları gerekmemektedir. Ayrıca değişkenlerde ve hata terimlerinde doğrusallık ve bağımsızlık varsayımları da aranmaz (Bunn vd., 2016; Sapio, 2019). Bu esnek yapısıyla, uç dağılımların ve aykırı gözlemlerin modellenmesine olanak veren tekniğiyle, kantil regresyon doğrusal regresyona kıyasla daha sağlam (robust) kabul edilmektedir (Bunn vd., 2016; Hagfors vd., 2016; Maciejowska, 2020).

Bu doğrultuda kantil regresyonun doğrusal regresyon yöntemine göre temel avantajları her kantil değeri için bağımsız ve bağımlı değişkenlerin arasındaki ilişkinin açıklanmasına olanak sağlaması, dağılımın uç noktalar dahil tamamıyla ilgili çıkarım yapılabilmesine imkan vermesi, esnek varsayımlarıyla bazı çarpık ve basık zaman serilerinin analizini mümkün kılması ve dağılımlardaki uç değerlere karşı sağlam olması

olarak özetlenebilir (Altın Yavuz ve Gündoğan Aşık, 2017; Çınar, 2019; Huisman ve Stet, 2022; Koenker ve Bassett, 1982).

3.2. Kantil Regresyon Analiziyle Elektrik Piyasalarında Yapılmış Çalışmalar

Değişkenlerin arasındaki ilişkinin çeşitli kantil değerleri çerçevesinde karşılaştırılmasına olanak tanıyan kantil regresyon modelleri güncel literatürde elektrik fiyatlarının incelenmesinde sıklıkla kullanılmaktadır (Bunn vd., 2016). Yarı parametrik bir model olan kantil regresyonunun önemli bir katkısı tüm PTF dağılımları için yenilenebilir enerji üretiminin etkisini inceleyebilme imkânı sunmasıdır. Böylelikle uç dağılımlardaki ilişkinin farklılığı analiz edilebilmektedir (Maciejowska, 2020). Diğer bir deyişle kantil regresyon farklı yüzdelik dilimlerdeki katsayıların karşılaştırılmasına olanak tanımakta ve yenilenebilir enerji kaynaklarının daha önemli bir etkiye sahip olduğu piyasa koşullarının belirlenmesine yardımcı olmaktadır (Sapio, 2019).

Kantil regresyon yöntemiyle yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik piyasa takas fiyatının belirlenmesi ve merit-order etkisini inceleyen literatür çalışmaları aşağıda yer almaktadır.

Hagfors vd. (2016) saat bazlı günlük veri kullanarak İngiltere gün öncesi piyasa takas fiyatını etkileyen faktörleri kantil regresyon aracılığıyla 2005-2012 dönemi için incelemiştir. Yenilenebilir enerji üretiminin dahil edilmediği çalışmada PTF'yi gecikmeli değerlerinin, talebin, doğal gaz fiyatlarının, kömür fiyatlarının ve karbon (emisyon) fiyatlarının pozitif olarak etkilediği görülmüştür. Bu etkilerin büyüklüğü her kantil için değişiklik göstermiştir.

Mosquera-López vd. (2017) Nord Pool elektrik piyasasını oluşturan Norveç, İsveç, Danimarka, Finlandiya, Estonya, Litvanya ve Letonya'da rüzgar hızı, güneş ışınım yoğunluğu, hava sıcaklığı, yağış gibi iklim faktörlerinin gün öncesi piyasa takas fiyatını nasıl etkilediğini kantil regresyonla 2013-2016 yılları için araştırmışlardır. Hava durumu

faktörlerinin ana etkisi, elektrik fiyatlarının uç dağılımlarında, özellikle en yüksek ve düşük fiyatlar için görülmüştür. Bu bulgular, en düşük yüzdelik dilimlerin talebin yüksek elastikiyetinin olduğu durumlar olduğunu, en yüksek yüzdelik dilimlerin ise, alternatif maliyetlere sahip alternatif enerji üretim kaynaklarının fiyat dinamiklerinde kısa süreli ani yükselişler yaratabileceği arz sıkıntısı olan durumlar olduğunu göstermiştir.

Sapio (2019) İtalyan gün öncesi piyasasında rüzgar ve güneş enerjisi üretiminin merit-order etkisi yaratıp yaratmadığı kantil regresyon aracılığıyla analiz etmiştir. Modelde öngörülen rüzgar ve güneş üretiminin yanı sıra öngörülen talep, doğal gaz ve kömür fiyatları ve mevsimselliği kontrol edebilmek için mevsimleri, hafta sonunu ve tatilleri belirten kukla değişkenler de yer almaktadır. Sonuçlar hem güneş hem rüzgar için merit-order etkisinin varlığını göstermektedir. Güneşten kaynaklanan fiyat düşüşleri düşük kantillerde daha belirgindir.

Do vd. (2019) Almanya gün öncesi piyasasında piyasa takas fiyatına etki eden faktörleri 2005-2018 dönemi için kantil regresyon modelleriyle incelemişlerdir. Saatlik veri kullanılan çalışmada yenilenebilir enerji kaynakları olarak öngörülen güneş ve rüzgar üretimi modele dahil edilmiştir. Ayrıca modelde PTF'nin gecikmeli değerleri, öngörülen talep, doğal gaz ve kömür fiyatları, ayları ve tatilleri gösteren kukla değişkenler yer almaktadır. Çalışmanın sonucunda hem öngörülen güneş hem de rüzgar enerjisinin PTF'yi azalttığı görülmüştür. Öngörülen talep, PTF'nin gecikmeli değerleri, doğal gaz fiyatları PTF'yle pozitif yönde ilişkilidir. Güneş enerjisi üretiminin elektrik fiyatı üzerinde rüzgar üretimine göre daha az etkisi vardır. Bu durum toplam kurulu rüzgar üretim kapasitesinin daha fazla olmasıyla açıklanmıştır.

Goodarzi vd. (2019) Alman gün içi elektrik piyasasında rüzgar ve güneş enerjisi tahmin hatalarının dengesizlik hacimleri ve spot elektrik fiyatları üzerindeki etkisini kantil regresyon kullanarak araştırmışlardır. 2014 yılını kapsayan çalışmada çeyrek

saatlik veriler kullanılmıştır. Çalışmanın sonuçları, daha büyük rüzgar ve güneş enerjisi üretimi tahmin hatalarının mutlak dengesizlik seviyelerini arttırdığını ve spot fiyatlarını etkilediğini doğrulamaktadır. Bulgular, bu ilişkinin rüzgar enerjisi tahmin hataları açısından daha etkili olduğunu ve farklı risk kantillerine göre değiştiğini göstermektedir.

Maciejowska (2020) Almanya gün öncesi piyasasında rüzgar ve güneş enerjisinin merit-order etkisiyle ilişkisini 2015-2018 dönemi için doğrusal ve doğrusal olmayan kantil regresyon aracılığıyla incelemiştir. Modelde açıklayıcı değişkenler olarak öngörülen güneş ve rüzgar üretimi, öngörülen talep, PTF'nin gecikmeli değerleri, hafta sonları ve tatiller için kukla değişkenler yer almaktadır. Sonuçlar, hem rüzgar hem de güneş enerjisi üretiminin fiyat düşürücü etkisini doğrulamıştır. Ancak, rüzgarın fiyat dağılımının düşük kantillerinde daha güçlü bir azaltıcı etkiye sahip olduğu, güneş enerjisinin ise yüksek kantillerinde daha güçlü bir azaltıcı etkiye sahip olduğu ortaya çıkmıştır.

Şirin ve Yılmaz (2020) 2016-2019 dönemi için öngörülen rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik üretiminin gün öncesi piyasa takas fiyatı üzerindeki etkilerini kantil regresyon aracılığıyla incelemişlerdir. Modelde saatlik veri kullanılmıştır. Çalışmada öngörülen talep ve doğal gaz fiyatlarına ek olarak mevsimsellik ve hafta sonunu kontrol edebilmek için kukla değişkenler kullanılmıştır. Elektrik fiyatlarının haftalık ve günlük otokorelasyonunu kontrol edebilmek için modele PTF'nin gecikmeli değerleri eklenmiştir. Doğal gaz fiyatları BOTAŞ'ın belirlediği serbest aylık tarifieden alınmıştır. Gün öncesi doğal gaz fiyatları kullanılmamıştır. Çalışmanın sonucunda PTF'nin gecikmeli değerlerinin, öngörülen talebin ve doğal gaz fiyatlarının PTF'yle pozitif ilişkisi bulunurken, rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik üretiminin PTF'yi düşürdüğü görülmüştür. Bu etkinin büyüklüğünün hem rüzgar hem nehir için farklı saatler ve kantiller arasında değiştiği sonucuna ulaşılmıştır.

Rudolph vd. (2021) ABD'nin Teksas eyaletinin ERCOT elektrik piyasasındaki piyasa takas fiyatlarının rüzgar enerjisi üretiminden nasıl etkilendiğini kantil regresyon yöntemiyle analiz etmişlerdir. Araştırmanın sonucunda rüzgar üretiminin %10 arttığı durumda, ERCOT'un kuzey bölgesindeki ortalama fiyatların 03, 11 ve 16 saatleri için sırasıyla %1,47, %1,04 ve %1,24 düştüğü görülmüştür. Batı bölgesi için bu yüzdeler %1,86, %1,34 ve %1,73 olarak belirtilmiştir.

Sakaguchi ve Fuji (2021) 2016-2019 dönemi için Japonya gün öncesi elektrik piyasasında değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının etkisini kantil regresyonla araştırmışlardır. Modelde bağımsız değişkenler olarak öngörülen güneş ve rüzgar üretimi, öngörülen talep, PTF'nin gecikmeli değerleri, doğal gaz fiyatları, tatilleri ve hafta sonunu belirtmek için kukla değişkenler yer almaktadır. Çalışmanın bulguları rüzgarın üretiminin merit-order etkisine katkısının yıllar içinde arttığını gösterirken güneş enerjisinin katkısı azalmıştır.

Şirin ve Yılmaz (2021) 2016-2019 dönemi için Türkiye dengeleme güç piyasasının sistem fiyatını rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik üretimi birleşiminin nasıl etkilendiğini kantil regresyon modelleriyle araştırmışlardır. Modelde açıklayıcı değişkenler olarak gün öncesi piyasa takas fiyatı, talep miktarı, toplam rüzgar ve nehir üretimi, tahmin edilen ve gerçekleşen talep arasındaki sapma, tahmin edilen ve gerçekleşen rüzgar ve nehir üretimi arasındaki sapma ve tahmin edilen taleple gerçekleşen üretim arasındaki farkın gerçekleşen üretime oranı gibi değişkenler bulunmaktadır. Çalışmanın sonucunda değişken yenilenebilir enerji üretimindeki artışın, dengeleme güç piyasasında da daha düşük fiyatlara yol açtığı görülmüştür. Fakat değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili yapısı daha fazla üretim olduğunda dengesizliğin de artmasına sebep olmaktadır.

Westgaard vd. (2021) Kaliforniya, ABD elektrik piyasasında güneş ve rüzgar üretiminden kaynaklanan merit-order etkisini 2013-2016 dönemi için kantil regresyonla incelemişlerdir. Modelde öngörülen güneş ve rüzgar üretimi, öngörülen talep, PTF'nin gecikmeli değerleri, doğal gaz fiyatları ve emisyon fiyatları yer almaktadır. Çalışmanın sonucunda doğal gaz fiyatları, emisyon fiyatları ve talep seviyesinin elektrik fiyatlarını arttırdığı görülmektedir. Bu artış etkisi kantillerle birlikte artmaktadır. Buna karşılık, güneş enerjisi üretimi ve rüzgar üretiminin her ikisi de elektrik fiyatları üzerinde olumsuz etkiye sahiptir. Güneş üretiminin etkisi kantillerle artarken, rüzgar üretiminin etkisi azalmaktadır.

Huisman ve Stet (2022) Almanya gün öncesi piyasasına değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının etkisini panel kantil regresyonla 2015-2019 dönemi için araştırmışlardır. Modelde öngörülen değişken yenilenebilir enerji üretimi, talep ve geçmiş yakıt fiyatları kullanılmıştır. Çalışmanın sonucunda düşük ve yüksek piyasa takas fiyatlarının değişken yenilenebilir enerji arzındaki değişimlerden daha fazla etkilendiği görülmüştür. Genel olarak değişken yenilenebilir enerji üretiminin fiyatları azalttığı ifade edilmiştir.

Tselika (2022) Danimarka ve Almanya gün öncesi piyasalarındaki rüzgar ve güneş enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatları üzerindeki etkisini 2015-2020 dönemi için kantil regresyonla araştırmıştır. Saatlik veri kullanılan analizde açıklayıcı değişkenler olarak öngörülen güneş ve rüzgar üretimi, öngörülen talep ve PTF'nin gecikmeli değerleri yer almaktadır. Sonuçlar, rüzgar ve güneş enerjisi üretiminin elektrik fiyat dağılımı üzerinde farklı etkilerinin olduğunu, her iki ülkede de merit-order etkisinin meydana geldiğini göstermektedir. Rüzgar üretiminin her iki ülke için düşük talep kantillerinde fiyat dalgalanmalarını arttırdığı görülmektedir.

Ajanaku ve Collins (2023) ABD'nin Pennsylvania, New Jersey ve Maryland eyaletlerinde rüzgar enerjisinin elektrik üreticilerinin birim karlarına nasıl etki ettiğini kantil regresyon aracılığıyla analiz etmişlerdir. 2016-2019 yıllarını kapsayan modelde kontrol değişkenleri olarak doğal gaz fiyatları, günleri ve ayları temsil eden kukla değişkenleri yer almaktadır. Rüzgar enerjisinden kaynaklanan merit-order etkisinin tüm kantiller için geçerli olduğu fakat büyüklüklerinin farklılık gösterdiği bulunmuştur. Her ilave 1GWh rüzgar enerjisi, rüzgar üreticilerinin karında 0,01\$/MWh ile 0,08\$/MWh arasında değişen bir azalışa yol açmıştır.

Cevik ve Ninomiya (2023) 24 Avrupa ülkesi için 2014-2021 yılları arasında güneş ve rüzgar enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatları üzerindeki etkisini panel kantil regresyon aracılığıyla incelemişlerdir. Kontrol değişkenleri olarak talep, aylık ortalama sıcaklık değeri ve ham petrol fiyatları modele dahil edilmiştir. Çalışmanın sonucunda yenilenebilir enerji üretimindeki her %1'lik artış için piyasa takas fiyatlarında ortalama %0,6'lık bir azalış görülmüştür. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik fiyatlarının volatilitesi üzerindeki etkisine ilişkin olarak yüksek fiyat kantillerinde yenilenebilir enerji üretimi arttıkça fiyat volatilitesinin de arttığı anlaşılmıştır.

Owolabi vd. (2023) değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının ABD'deki bağımsız sistem operatörleri üzerindeki etkisini 2014-2021 yıllarını kapsayacak şekilde kantil regresyonla analiz etmişlerdir. Değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminin artmasıyla fiyat volatilitesinin geçici olarak azaldığı görülmüştür.

Görüldüğü gibi Türkiye gün öncesi piyasasında yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasa takas fiyatı üzerindeki etkisini kantil regresyon aracılığıyla inceleyen sadece bir çalışma bulunmaktadır. Bu çalışmada da rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik kaynaklarının etkisi incelenmiştir. Bizim çalışmamızda bu çalışmada incelenmeyen güneş enerjisi ve

programlanamayan yenilenebilir enerji kaynaklarının PTF üzerindeki etkisi ve merit-order etkisi kantil regresyon yöntemiyle analiz edilmiştir.



DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

AMPİRİK ÇALIŞMA VE BULGULAR

4.1. Çalışmanın Amacı ve Literatüre Katkısı

Bu çalışma, 2019-2022 dönemi için Türkiye gün öncesi elektrik piyasasında piyasa takas fiyatının yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminden nasıl etkilendiğini, merit-order hipotezinin Türkiye gün öncesi piyasası için geçerli olup olmadığını kantil regresyon modelleri aracılığıyla incelemektedir. Çalışmada üç ayrı model oluşturulmuştur. Bu üç modelin her biri her saat için ayrı ayrı uygulanmıştır. Her modelde 0,1 ve 0,9 arasında değişen 9 ayrı kantil incelenmiştir. Toplamda 648 adet kantil regresyon analizi uygulanmıştır. Kantil regresyonun önemli bir avantajı değişkenler arasındaki ortalama ilişkiyi açıklamakla sınırlı bir yöntem olmamasıdır (Koenker ve Bassett Jr, 1978). Piyasa takas fiyatının farklı yüzdelik dilimlerinin açıklayıcı değişkenlerle olan ilişkileri farklılık gösterebilmektedir. Örneğin piyasa takas fiyatının yüksek olduğu durumda fiyatların azalmasında rol oynayacak yenilenebilir enerji teknolojileriyle fiyatların düşük olduğu durumda fiyatların azalmasında rol oynayacak yenilenebilir enerji teknolojileri farklılık göstermektedir. Bu ayrıntılara dikkat çeken kapsamlı bir analiz piyasa düzenleyicileri için daha yararlı bilgiler sunmaya imkân sağlamaktadır.

İlk modelde temel açıklayıcı değişken, öngörülen toplam yenilenebilir enerji üretimi ile gecikmeli gün öncesi piyasa takas fiyatları, öngörülen talep ve gün öncesi doğal gaz fiyatlarıdır. İkinci modelde öngörülen toplam yenilenebilir enerji üretimi faktörü yerine öngörülen DYE üretimi ve öngörülen programlanabilir yenilenebilir enerji üretimi değişkenleri modele eklenmiştir. Daha önce literatürde Türkiye gün öncesi piyasasında DYE ve programlanabilir kaynakların merit-order etkisine katkısı karşılaştırılmamıştır. Bu çalışmayla hem bu konunun araştırılması hem de daha önce

Türkiye için toplu olarak çalışılmayan programlanabilir enerji kaynaklarının incelenmesi hedeflenmiştir. Son modelde ise modele rüzgar, nehir tipi hidroelektrik ve güneş enerjisi öngörülen üretim değişkenleri eklenmiştir. Buradaki amaç kesintili özelliğe sahip olan yenilenebilir enerji kaynaklarının merit-order etkisinin araştırılmasıdır. Literatürde beklenen ve gerçekleşen merit-order etkisi arasında fark olan güneş enerjisinin rüzgar ve nehir tipi hidroelektrik üretimiyle etkileşimi Türkiye gün öncesi piyasasında her saat için ayrı ayrı kantil regresyon dahil herhangi bir zaman serisi analizi yöntemiyle çalışılmamıştır. Bu bağlamda çalışmamız güneş enerjisinin piyasa takas fiyatlarının farklı dilimleri üzerindeki etkisi hakkında ürettiği çıktılarıyla güneş enerjisi teşviki için uygulanan sabit fiyat tarifesinin regülasyonuna dair yönetim politikaları için önemli öneriler içermektedir. Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda 2035 yılına kadar olan hedeflerde en büyük kapasite artışının güneş enerjisi için planlandığı düşünüldüğünde çalışmamızın katkısı daha da önem kazanmaktadır.

4.2. Veri Seti

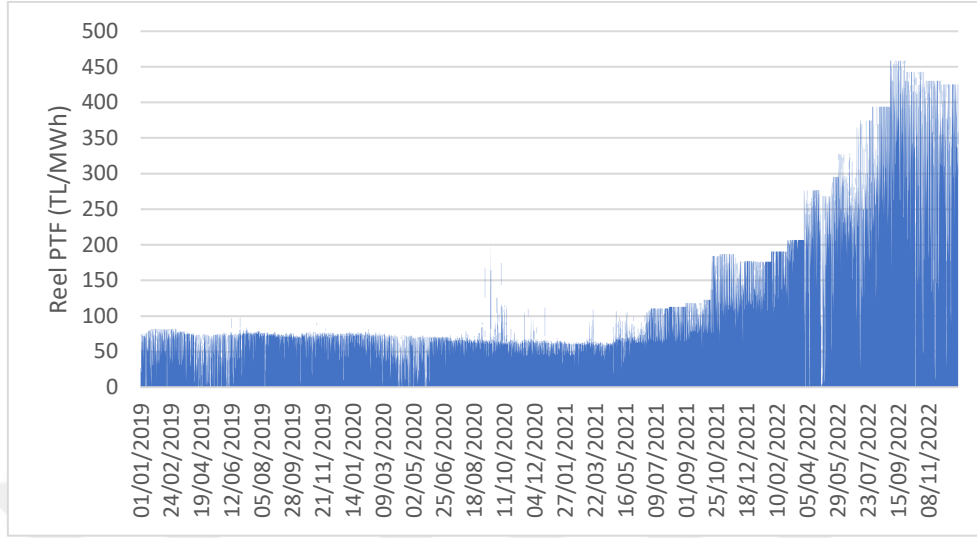
Gün öncesi piyasa takas fiyatlarını belirleyen arz ve talep eğrileri literatürde öngörülen talep, öngörülen yenilenebilir enerji üretimi, doğal gaz fiyatları gibi değişkenlerle açıklanmaktadır (Do vd., 2019; Maciejowska, 2020). Bazı çalışmalarda PTF'deki değişimde komşu ülkelerle sınır ötesi enerji ticareti de dikkate alınmaktadır (Gugler vd., 2018; Keles vd., 2020). Her ne kadar Türkiye elektrik ithalatı ve ihracatı için ihalelerde yer alıyor olsa da şu anda sınır ötesi piyasa eşleştirmesinde yer almamaktadır. Bu nedenle sınır ötesi elektrik ticareti gün öncesi PTF'yi etkilememektedir (Peker Sivrikaya, 2023). Bu bağlamda modellerde sınır ötesi işlemler dikkate alınmamaktadır. Ek olarak, 2023 yılı itibarıyla Türkiye'de operasyonel bir karbon piyasası bulunmadığından analizlerimiz karbon fiyatlarını içermemektedir.

Türkiye'de gün öncesi elektrik fiyatları, bir gün önce açıklanan Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı (KGÜP) ve saatlik elektrik talebi tahmin planları sonrasında alınan teklifler aracılığıyla arz ve talebin eşleştirilmesiyle bir gün önceden belirlenmektedir. Öngörülen talep ve arz miktarlarını EPIAŞ eşleştirmektedir. KGÜP'te açıklanan öngörülen talep ve öngörülen elektrik üretim verileri gün öncesi piyasa takas fiyatının hesaplamasına temel oluşturmaktadır (EPIAŞ, 2023).

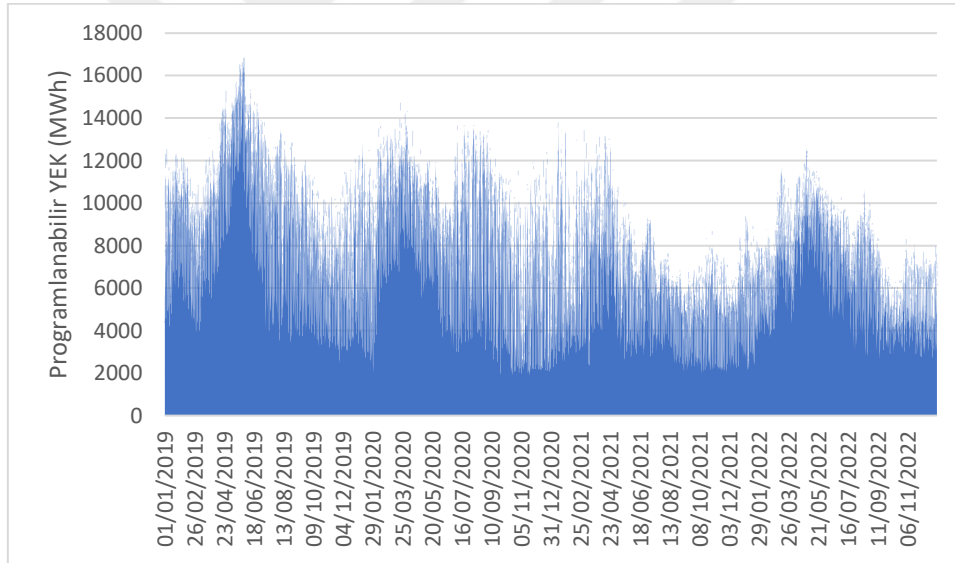
Sistem işletmecisi TEİAŞ, EPIAŞ Şeffaflık Platformu üzerinden online olarak erişilebilen gün öncesi talep tahminini hesaplamaktadır. Yine yenilebilir enerji kaynaklarının saatlik öngörülen üretim tahminlerine TEİAŞ'ın kesinleşmiş günlük üretim planı raporundan ulaşmak mümkündür. Bu tahminler halihazırda lisanssız üretime yönelik tahminleri kapsamakta olup, lisanssız üretimi temsil edecek ek değişkenlere olan ihtiyacı ortadan kaldırmaktadır (Acar vd., 2019). Ek olarak bu üretim tahminleri hava durumu değişkenleri göz önünde bulundurularak oluşturulmaktadır. Bu bağlamda çoklu bağlantı sorunu oluşmaması için hava durumu değişkenleri modellere dahil edilmemiştir (Şirin ve Yılmaz, 2020). Saatlik gün öncesi PTF de diğer veriler gibi EPIAŞ şeffaflık platformundan alınmıştır. Yakıt fiyatlarının etkisini de hesaba katmak amacıyla çalışmamıza EPIAŞ şeffaflık platformundan alınan günlük doğal gaz gün öncesi fiyatı dahil edilmiştir. Türkiye'de yerli kömür fiyatlarına ilişkin kamuya açık veri bulunmadığından, analizde kömür fiyatları dikkate alınmamaktadır. Enflasyonun etkisinden arındırmak için PTF ve doğal gaz fiyatları TÜİK tarafından açıklanan tüketici fiyat endeksi kullanılarak reel fiyatlara dönüştürülmüştür (Acar vd., 2019; Şirin ve Yılmaz, 2020, 2021). Bu doğrultuda çalışmada reel fiyatlar kullanılmıştır.

Çalışmada programlanabilir yenilenebilir enerji kaynakları olarak jeotermal, rezervuarlı hidroelektrik ve biyokütle üretimi modele dahil edilmiştir. Burada programlanabilir olmaktan kasıt üretim miktarlarını piyasadaki talebe göre bir miktar da olsa ayarlayabilme imkanlarının olmasıdır. Bu özelliğe sahip olmayan kesintili

yenilenebilir enerji kaynakları ise değişken yenilenebilir enerji kaynakları olarak modele eklenmiştir. Tüm bu veriler yukarıda belirtildiği gibi KGÜP planında yer almaktadır.

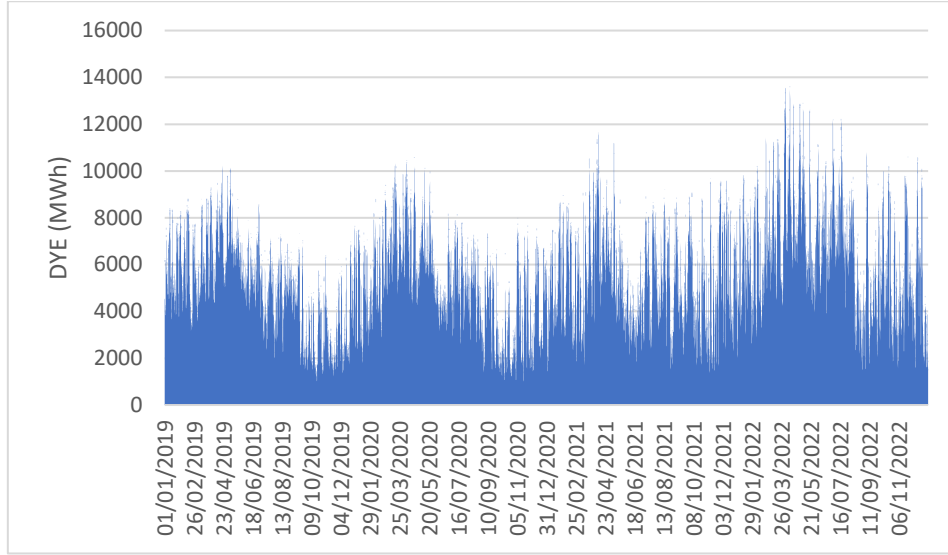


Şekil 17. 2019-2022 dönemi için Reel Piyasa Takas Fiyatı

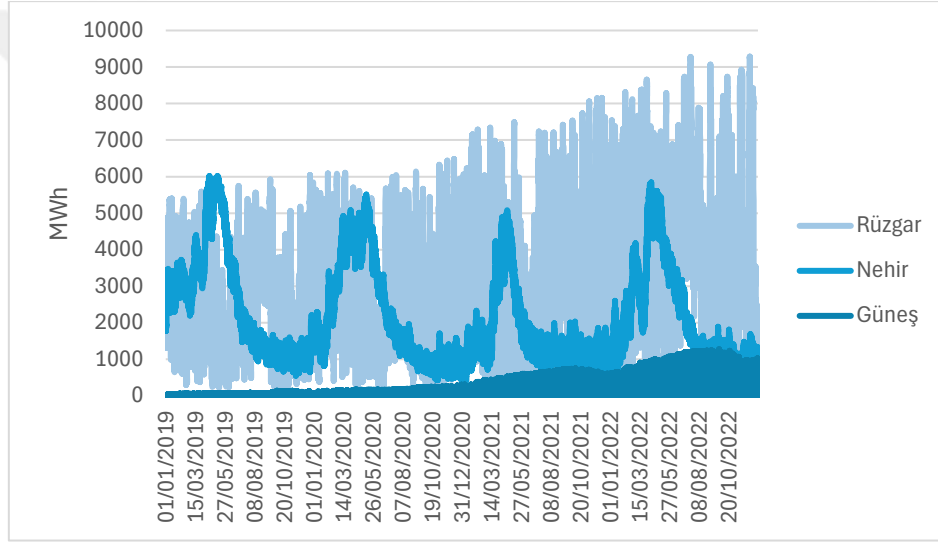


Şekil 18. 2019-2022 dönemi için Programlanabilir Yenilenebilir Enerji Üretimi

Tablo 5 değişkenlerin tanımlayıcı istatistiklerini gösterirken, Tablo 6 piyasa takas fiyatının saat bazlı tanımlayıcı istatistiklerini göstermektedir. PRG programlanabilir yenilenebilir enerji değişkeninin kısaltmasıyken, DYE değişken yenilenebilir enerji değişkeninin kısaltmasıdır. Bu bölümde yer alan şekiller ve tablolar KGÜP ve EPIAŞ şeffaflık platformundan toplanan veriler analiz edilerek oluşturulmuştur.



Şekil 19. 2019-2022 Dönemi İçin Değişken Yenilenebilir Enerji Üretimi



Şekil 20. 2019-2022 Dönemi İçin Rüzgar, Nehir ve Güneş Enerjisi Üretimi

Tablo 5. Tanımlayıcı İstatistikler

	Birim	Ortalama	Standart Sapma	Min.	%25	%75	Maks.
PTF	TL/MWh	115	96	0	61	136	458
Talep	MWh	34973	5643	17237	30700	39237	55243
YEK	MWh	12524	3980	3159	9547	15376	24852
PRG	MWh	7104	2892	1788	4787	9179	16912
DYE	MWh	5420	2180	867	3835	6876	13620
Rüzgar	MWh	3125	1842	107	1582	4377	9284
Nehir	MWh	2151	1369	335	1078	3092	6016
Güneş	MWh	264	271	0	30	434	1277
Gaz	TL/MWh	63	55	21	29	94	236

Tablo 6. PTF İçin Saat Bazlı Tanımlayıcı İstatistikler

	Ortalama	%25	Medyan	%75	Standart Sapma	Çarpıklık	Basıklık
0	116,60	60,16	70,69	138,28	99,74	1,62	1,66
1	111,63	61,96	70,97	133,34	85,37	1,66	1,97
2	101,53	59,42	68,35	115,73	77,68	1,70	2,27
3	96,92	49,56	64,87	112,50	78,69	1,66	2,14
4	94,44	47,33	63,83	107,46	78,21	1,59	1,79
5	94,94	47,53	62,16	114,56	79,70	1,57	1,67
6	95,26	48,68	63,07	116,45	82,86	1,76	2,71
7	100,15	54,61	67,71	122,85	83,89	1,73	2,48
8	119,54	62,98	72,92	155,78	104,81	1,74	2,21
9	119,86	62,70	73,77	156,01	107,38	1,68	1,95
10	119,81	63,49	74,08	150,01	100,73	1,63	1,83
11	121,00	64,50	74,49	155,83	98,40	1,61	1,71
12	102,08	59,69	70,91	117,50	78,44	1,57	1,97
13	108,49	60,94	71,59	122,87	88,60	1,66	2,09
14	120,01	63,41	73,46	145,36	100,51	1,65	1,78
15	120,46	62,89	73,54	152,25	103,01	1,69	1,98
16	124,95	63,83	74,05	171,72	107,17	1,67	1,82
17	130,71	66,00	75,38	176,22	109,58	1,65	1,69
18	132,62	66,70	75,61	177,15	110,01	1,68	1,75
19	134,33	69,00	75,53	176,49	107,92	1,69	1,81
20	136,26	69,88	75,27	176,22	108,54	1,59	1,32
21	132,91	68,35	74,38	176,06	104,89	1,54	1,13
22	123,02	65,33	73,20	152,40	94,42	1,59	1,45
23	110,17	62,00	71,16	123,00	83,66	1,62	1,73

4.3. Modeller ve Yöntem

Çalışmada kantil regresyon modelleri uygulanmıştır. Kantil regresyon uygulanmasının temel amacı piyasa takas fiyatının farklı yüzdelik dilimlerinin açıklayıcı değişkenlerle olan ilişkilerinin farklılık gösterebilmesidir. Literatür çalışması bölümünde açıklandığı üzere PTF'nin yüksek olduğu durumda fiyatlara etki edecek yenilenebilir enerji teknolojileriyle fiyatların düşük olduğu durumda fiyatlara etki edecek yenilenebilir enerji teknolojileri farklılık gösterebilmektedir. Ek olarak kantil regresyon analizinin uygulanabilmesi için değişkenlerin ve hata terimlerinin normal dağılıma ve homojen varyansa sahip olmaları gerekmemektedir. Değişkenlerde ve hata terimlerinde doğrusallık ve bağımsızlık varsayımları da aranmaz (Bunn vd., 2016; Sapio, 2019). Bu esnek yapıyla, uç dağılımların ve aykırı gözlemlerin modellenmesine olanak veren

teknikleriyle, kantil regresyon doğrusal regresyona kıyasla daha sağlam (robust) kabul edilmektedir (Bunn vd., 2016; Hagfors vd., 2016; Maciejowska, 2020).

Çalışmada üç ayrı model oluşturulmuştur. Bu üç modelin her biri her saat için ayrı ayrı uygulanmıştır. Her modelde 0,1 ve 0,9 arasında değişen 9 ayrı kantil incelenmiştir. Toplamda 648 adet kantil regresyon analizi uygulanmıştır. Tüm saatler için kantil regresyon sonuçları bu bölümde paylaşılmış olsa da literatüre paralel olarak EPDK'nın belirlediği kullanım süresi tarifleri doğrultusunda gece, sabah, öğlen, zirve (pik) ve geç zirveyi (pik) temsil eden beş döneme ait sonuçlar yorumlanacaktır (Şirin ve Yılmaz, 2020, 2021). Bu dönemlere karşılık gelen saatler sırasıyla 03:00, 08:00, 13:00, 19:00 ve 22:00'dir (Öznazik, 2022). Modellerin matematiksel gösterimleri aşağıda yer almaktadır. Güneş enerjisi değişkenini içeren model saat 07:00-19:00 periyodunda güneş enerjisi verisini içermektedir. Geriye kalan saatlerde modelde rüzgar ve nehir tipi üretim yer almaktadır.

$$Q_q(\ln PTF_{i,t}) = \alpha_i^q + \beta_{i,1}^q \ln PTF_{i,t-1} + \beta_{i,2}^q \ln PTF_{i,t-7} + \beta_{i,3}^q \ln Talep_{i,t} + \beta_{i,4}^q \ln YEK_{i,t} + \beta_{i,5}^q \ln GAZ_{i,t} + \beta_{i,6}^q D_{i,t} + \gamma_{i,t} \quad (5)$$

$$Q_q(\ln PTF_{i,t}) = \alpha_i^q + \beta_{i,1}^q \ln PTF_{i,t-1} + \beta_{i,2}^q \ln PTF_{i,t-7} + \beta_{i,3}^q \ln Talep_{i,t} + \beta_{i,4}^q \ln PRG_{i,t} + \beta_{i,5}^q \ln DYE_{i,t} + \beta_{i,6}^q \ln GAZ_{i,t} + \beta_{i,7}^q D_{i,t} + \gamma_{i,t} \quad (6)$$

$$Q_q(\ln PTF_{i,t}) = \alpha_i^q + \beta_{i,1}^q \ln PTF_{i,t-1} + \beta_{i,2}^q \ln PTF_{i,t-7} + \beta_{i,3}^q \ln Talep_{i,t} + \beta_{i,4}^q \ln Rüzgar_{i,t} + \beta_{i,5}^q \ln Nehir_{i,t} + \beta_{i,6}^q \ln Güneş_{i,t} + \beta_{i,7}^q \ln Gaz_{i,t} + \beta_{i,8}^q D_{i,t} + \gamma_{i,t} \quad (7)$$

$PTF_{i,t}$ t gününde i saatinin piyasa takas fiyatını ifade etmektedir. $PTF_{i,t-1}$ ve $PTF_{i,t-7}$ sırasıyla önceki günün ve haftanın gecikmeli fiyatlarıdır. Elektrik spot fiyatları haftalık ve günlük zaman ölçeklerinde mevsimsellik (seasonality) özellikleri göstermektedir (Bowden ve Payne, 2008; Janczura vd., 2013). Gün öncesi piyasalarındaki bu haftalık ve günlük mevsimsellik, önceki gün ve haftanın gecikmeli

fiyatları kullanılarak modellenmektedir (Do vd., 2019; Hagfors vd., 2016). Literatüre paralel olarak Türkiye için PTF verisinin ACF ve PACF grafikleri incelendiğinde $PTF_{i,t-1}$ ve $PTF_{i,t-7}$ değişkenlerinin modele dahil edilmesi anlamlıdır. $Talep_{i,t}$ t gününde i saati için öngörülen talebi ifade ederken $YEK_{i,t}$ t gününde i saati için öngörülen toplam yenilenebilir enerji üretimini, $PRG_{i,t}$ toplam programlanabilen yenilenebilir enerji üretimini, $DYE_{i,t}$ toplam değişken yenilenebilir enerji üretimini, $Rüzgar_{i,t}$ toplam rüzgar enerjisi üretimini, $Nehir_{i,t}$ toplam nehir tipi enerji üretimini, $Güneş_{i,t}$ toplam güneş enerjisi üretimini göstermektedir, $Gaz_{i,t}$ ise gün öncesi doğal gaz fiyatını göstermektedir. Literatürde PTF'nin modellenmesinde öngörülen taleple birlikte hafta sonu, resmi tatiller ve mevsimsel özelliklerin de rol oynadığı ve bu faktörlerin öngörülen talepteki sistematik değişiklikleri etkilemeleri nedeniyle kontrol değişkenleri olarak modele dahil edilmeleri gerektiği ifade edilmiştir (Bublitz vd., 2017; Bunn vd., 2016; Clò vd., 2015; Maciejowska, 2020). $D_{i,t}$ söz konusu kukla değişkenleri ifade etmektedir.

Gianfreda vd. (2023) çalışmalarında elektrik fiyat serisi gibi değişkenliği yüksek olan serilerde durağanlığın ölçülmesinde ADF testinin sıklıkla hatalı olarak durağan olmayan serileri durağan olarak tanımladığını göstermiştir. Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS) testinin elektrik fiyatlarının modellenmesinde daha uygun olması nedeniyle durağanlığın ölçülmesi için KPSS testi uygulanmıştır (Gianfreda vd., 2016). Bu testte H_0 hipotezi serilerin durağan olduğudur. Kritik değerler %10, %5 ve %1 dağılımları için sırasıyla 0,347, 0,463 ve 0,739'dur. Tablo 7'de görüldüğü gibi seriler durağan değildir. Bu aşamadan sonra kantil regresyon analizine başlamadan önce her üç modeldeki bağımlı ve bağımsız değişkenlerin arasında eşbütünleşme ilişkisi olduğu kanıtlanmalıdır. Bu nedenle modellere ayrı ayrı her saat için literatürde sıkça kullanılan Johansen eşbütünleşme analizi uygulanmıştır.

Tablo 7. KPSS Testi Sonuçları

	lnPTF	lnTalep	lnYEK	lnPRG	lnDYE	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş
0	3,74	1,14	1,45	1,04	1,27	2,93	4,54	-
1	3,60	1,23	1,37	1,74	1,25	2,89	4,56	-
2	3,49	1,34	1,32	1,62	1,25	2,90	4,55	-
3	3,53	1,47	1,32	1,68	1,24	2,86	4,55	-
4	3,54	1,53	1,34	1,74	1,23	2,82	4,57	-
5	3,25	1,51	1,37	1,85	1,24	2,82	4,57	-
6	2,37	1,32	1,43	1,07	1,26	2,78	4,59	-
7	2,55	1,28	1,37	1,15	1,40	2,34	4,61	1,75
8	3,36	1,57	3,21	2,24	1,79	2,52	4,52	1,65
9	3,28	1,73	4,12	2,76	1,17	2,66	4,49	1,57
10	3,20	1,94	4,37	2,72	1,11	2,68	4,51	1,58
11	3,36	2,05	4,46	2,71	1,09	2,64	4,55	1,58
12	3,04	2,11	4,50	2,34	1,80	2,61	4,61	1,67
13	3,29	2,10	4,50	2,43	1,84	2,61	4,61	1,78
14	3,42	2,06	4,46	2,58	1,92	2,62	4,58	1,88
15	3,50	1,89	4,36	2,65	1,93	2,58	4,57	1,90
16	3,45	1,65	3,79	2,75	1,97	2,48	4,53	1,83
17	3,51	1,35	1,84	2,79	1,01	2,36	4,50	1,85
18	3,58	1,20	1,69	2,61	1,01	2,32	4,48	1,90
19	3,62	1,19	1,74	2,25	1,87	2,31	4,45	1,91
20	3,53	1,21	1,75	1,91	1,31	2,94	4,44	-
21	3,52	1,18	1,59	1,55	1,29	2,93	4,47	-
22	3,49	1,17	1,38	1,97	1,26	2,93	4,52	-
23	3,54	1,17	1,32	1,73	1,25	2,94	4,55	-

Tablo 8, 9 ve 10'daki p değerlerinden görülebileceği üzere serilerde eşbütünleşme ilişkisi bulunmaktadır. Diğer bir deyişle bu modellerle kantil regresyon analizine devam etmek istatistiksel olarak uygundur. Literatüre paralel olarak modellerde logaritmik dönüşümünün kullanılma sebebi katsayıların daha kolay yorumlanmasıdır (Bunn vd., 2016; Hagfors vd., 2016; Westgaard vd., 2021).

Tablo 8. 1. Model İçin Johansen Eşbütünleşme Testi p Değerleri

	$r \leq 0$	1	2	3
0	0,000	0,000	0,001	0,505
1	0,000	0,000	0,001	0,506
2	0,000	0,000	0,000	0,504
3	0,000	0,000	0,000	0,506
4	0,000	0,000	0,000	0,496
5	0,000	0,000	0,000	0,483
6	0,000	0,000	0,000	0,459
7	0,000	0,000	0,000	0,439
8	0,000	0,000	0,001	0,417
9	0,000	0,000	0,001	0,420
10	0,000	0,000	0,001	0,433
11	0,000	0,000	0,001	0,441
12	0,000	0,000	0,001	0,448
13	0,000	0,000	0,001	0,442
14	0,000	0,000	0,001	0,441
15	0,000	0,000	0,001	0,434
16	0,000	0,000	0,001	0,429
17	0,000	0,000	0,001	0,437
18	0,000	0,000	0,001	0,429
19	0,000	0,000	0,003	0,421
20	0,000	0,000	0,008	0,440
21	0,000	0,000	0,010	0,438
22	0,000	0,000	0,009	0,467
23	0,000	0,000	0,005	0,482

Tablo 9. 2. Model İçin Johansen Eşbütünleşme Testi p Değerleri

	$r \leq 0$	1	2	3	4
0	0,000	0,000	0,000	0,147	0,529
1	0,000	0,000	0,000	0,170	0,554
2	0,000	0,000	0,000	0,262	0,556
3	0,000	0,000	0,000	0,235	0,580
4	0,000	0,000	0,000	0,249	0,550
5	0,000	0,000	0,000	0,180	0,557
6	0,000	0,000	0,000	0,099	0,625
7	0,000	0,000	0,000	0,121	0,504
8	0,000	0,000	0,000	0,041	0,432
9	0,000	0,000	0,000	0,041	0,437
10	0,000	0,000	0,000	0,032	0,455
11	0,000	0,000	0,000	0,029	0,468
12	0,000	0,000	0,000	0,044	0,458
13	0,000	0,000	0,000	0,041	0,444
14	0,000	0,000	0,000	0,022	0,454
15	0,000	0,000	0,000	0,019	0,451
16	0,000	0,000	0,000	0,019	0,453
17	0,000	0,000	0,000	0,014	0,493
18	0,000	0,000	0,000	0,031	0,494
19	0,000	0,000	0,000	0,103	0,447
20	0,000	0,000	0,000	0,217	0,457
21	0,000	0,000	0,000	0,214	0,449
22	0,000	0,000	0,000	0,137	0,485
23	0,000	0,000	0,000	0,122	0,494

Tablo 10. 3. Model İçin Johansen Eşbütünleşme Testi p Değerleri

	$r \leq 0$	1	2	3	4
0	0,000	0,000	0,000	0,348	0,574
1	0,000	0,000	0,000	0,372	0,552
2	0,000	0,000	0,000	0,354	0,565
3	0,000	0,000	0,000	0,376	0,560
4	0,000	0,000	0,000	0,386	0,560
5	0,000	0,000	0,000	0,413	0,546
6	0,000	0,000	0,000	0,399	0,518
7	0,000	0,000	0,000	0,012	0,250
8	0,000	0,000	0,000	0,038	0,254
9	0,000	0,000	0,000	0,117	0,444
10	0,000	0,000	0,000	0,190	0,562
11	0,000	0,000	0,000	0,255	0,604
12	0,000	0,000	0,000	0,285	0,601
13	0,000	0,000	0,000	0,279	0,610
14	0,000	0,000	0,000	0,213	0,619
15	0,000	0,000	0,000	0,155	0,636
16	0,000	0,000	0,000	0,112	0,550
17	0,000	0,000	0,000	0,058	0,466
18	0,000	0,000	0,000	0,004	0,136
19	0,000	0,000	0,000	0,002	0,151
20	0,000	0,000	0,000	0,635	0,484
21	0,000	0,000	0,000	0,556	0,486
22	0,000	0,000	0,000	0,519	0,538
23	0,000	0,000	0,000	0,454	0,581

4.4. Analiz Sonuçları

Tüm saatler için kantil regresyon sonuçları bu bölümde yer almaktadır. Literatüre paralel olarak EPDK'nın belirlediği kullanım süresi tarifleri doğrultusunda gece, sabah, öğlen, zirve (pik) ve geç zirveyi (pik) temsil eden beş dönem doğrultusunda sonuçlar yorumlanacaktır (Şirin & Yılmaz, 2020, 2021). Bu dönemlere karşılık gelen saatler sırasıyla 03:00, 08:00, 13:00, 19:00 ve 22:00'dir (Öznazik, 2022). Tablolarda yer kısıtından ötürü PTF_{t-1} , PTF_1 olarak gösterilmiştir. Benzer biçimde PTF_7 , PTF_{t-7} değişkenini temsil etmektedir. Kukla değişkenler her üç model için de anlamlı çıkarak modele katkı vermektedir. **: $p < \%5$ 'lik anlam düzeyini *: $p < \%10$ 'luk anlam düzeyini ifade etmektedir.

4.4.1. Birinci Model İçin Sonuç ve Tartışmalar

Tablo 11. 00:00-03:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları

0	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,705**	0,308**	0,703**	-0,433**	-0,023
%20	0,661**	0,223**	0,655**	-0,272**	0,081**
%30	0,672**	0,130**	0,406**	-0,171**	0,160**
%40	0,636**	0,083**	0,336**	-0,145**	0,236**
%50	0,491**	0,093**	0,273**	-0,149**	0,359**
%60	0,350**	0,108**	0,291**	-0,164**	0,479**
%70	0,260**	0,078**	0,313**	-0,167**	0,590**
%80	0,197**	0,047**	0,336**	-0,174**	0,692**
%90	0,089**	0,037**	0,366**	-0,186**	0,810**
1	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,651**	0,275**	0,570**	-0,269**	-0,001
%20	0,573**	0,236**	0,468**	-0,172**	0,120**
%30	0,525**	0,195**	0,317**	-0,139**	0,198**
%40	0,464**	0,181**	0,192**	-0,128**	0,282**
%50	0,386**	0,132**	0,176**	-0,113**	0,395**
%60	0,300**	0,084**	0,222**	-0,116**	0,519**
%70	0,238**	0,079**	0,231**	-0,137**	0,591**
%80	0,167**	0,060**	0,250**	-0,150**	0,674**
%90	0,103**	0,030**	0,315**	-0,191**	0,772**
2	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,666**	0,374**	0,660**	-0,328**	-0,072
%20	0,519**	0,199**	0,711**	-0,242**	0,165**
%30	0,544**	0,156**	0,533**	-0,176**	0,198**
%40	0,541**	0,087**	0,327**	-0,150**	0,280**
%50	0,417**	0,064**	0,285**	-0,153**	0,408**
%60	0,282**	0,056**	0,239**	-0,158**	0,546**
%70	0,230**	0,064**	0,126**	-0,145**	0,600**
%80	0,203**	0,048**	0,172**	-0,158**	0,645**
%90	0,143**	0,012	0,222**	-0,160**	0,734**
3	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,737**	0,427**	1,050**	-0,382**	-0,159
%20	0,594**	0,255**	0,770**	-0,290**	0,083**
%30	0,544**	0,157**	0,635**	-0,220**	0,219**
%40	0,464**	0,099**	0,545**	-0,211**	0,339**
%50	0,378**	0,081**	0,455**	-0,184**	0,436**
%60	0,256**	0,051**	0,424**	-0,176**	0,580**
%70	0,207**	0,034**	0,304**	-0,161**	0,654**
%80	0,150**	0,024**	0,231**	-0,142**	0,717**
%90	0,076**	0,012	0,344**	-0,151**	0,791**

Tablo 12. 04:00-07:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları

4	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,698**	0,518**	0,752**	-0,370**	-0,205
%20	0,686**	0,392**	0,455**	-0,248**	-0,083
%30	0,656**	0,210**	0,476**	-0,189**	0,097**
%40	0,582**	0,169**	0,389**	-0,157**	0,198**
%50	0,532**	0,123**	0,377**	-0,141**	0,280**
%60	0,380**	0,086**	0,302**	-0,158**	0,454**
%70	0,250**	0,047**	0,295**	-0,167**	0,618**
%80	0,180**	0,034**	0,222**	-0,154**	0,692**
%90	0,130**	-0,005	0,219*	-0,183**	0,773**
5	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,851**	0,374**	0,863**	-0,352**	-0,252
%20	0,805**	0,300**	0,611**	-0,224**	-0,115
%30	0,708**	0,178**	0,481**	-0,195**	0,080**
%40	0,674**	0,120**	0,381**	-0,162**	0,172**
%50	0,590**	0,061**	0,326**	-0,156**	0,302**
%60	0,374**	0,052**	0,353**	-0,180**	0,501**
%70	0,302**	0,029**	0,260**	-0,191**	0,596**
%80	0,177**	0,031**	0,330**	-0,215**	0,708**
%90	0,132**	0,016*	0,231**	-0,193**	0,775**
6	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,796**	0,374**	0,895**	-0,349**	-0,218
%20	0,778**	0,293**	0,678**	-0,272**	-0,101
%30	0,783**	0,170**	0,432**	-0,199**	0,021
%40	0,706**	0,148**	0,255*	-0,158**	0,119**
%50	0,624**	0,102**	0,160	-0,154**	0,235**
%60	0,534**	0,094**	0,052	-0,154**	0,326**
%70	0,366**	0,086**	0,062	-0,175**	0,483**
%80	0,301**	0,060**	0,024	-0,130**	0,569**
%90	0,169**	0,058**	0,109	-0,148**	0,704**
7	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,700**	0,484**	0,787**	-0,372**	-0,222
%20	0,658**	0,317**	0,496**	-0,294**	-0,014
%30	0,624**	0,250**	0,302*	-0,225**	0,085**
%40	0,515**	0,196**	0,157	-0,211**	0,227**
%50	0,476**	0,109**	0,079	-0,181**	0,343**
%60	0,381**	0,088**	0,027	-0,207**	0,442**
%70	0,247**	0,076**	0,092	-0,204**	0,583**
%80	0,178**	0,056**	0,105	-0,193**	0,671**
%90	0,096**	0,018*	0,226**	-0,183**	0,783**

Tablo 13. 08:00-11:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları

8	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,377**	0,768**	0,622*	-0,235	-0,216
%20	0,346**	0,561**	0,506**	-0,145**	0,027
%30	0,257**	0,534**	0,362**	-0,128**	0,147**
%40	0,137**	0,523**	0,321**	-0,140**	0,268**
%50	0,066**	0,464**	0,334**	-0,134**	0,390**
%60	0,043**	0,283**	0,415**	-0,159**	0,581**
%70	0,016	0,118**	0,501**	-0,187**	0,768**
%80	0,014**	0,038**	0,506**	-0,195**	0,864**
%90	0,008	0,009	0,462**	-0,204**	0,921**
9	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,311**	0,790**	1,118**	-0,141	-0,168
%20	0,199**	0,770**	0,719**	-0,121	-0,024
%30	0,181**	0,587**	0,544**	-0,158**	0,158**
%40	0,100**	0,541**	0,510**	-0,162**	0,277**
%50	0,028**	0,454**	0,548**	-0,156**	0,419**
%60	0,015	0,388**	0,549**	-0,147**	0,501**
%70	0,006	0,210**	0,708**	-0,173**	0,668**
%80	0,004	0,110**	0,778**	-0,172**	0,789**
%90	0,003	0,026**	0,821**	-0,170**	0,899**
10	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,306**	0,791**	0,731**	-0,154	-0,158
%20	0,274**	0,618**	0,492**	-0,119	0,027
%30	0,214**	0,549**	0,401**	-0,127**	0,152**
%40	0,208**	0,428**	0,416**	-0,119**	0,261**
%50	0,111**	0,341**	0,481**	-0,130**	0,417**
%60	0,056**	0,226**	0,553**	-0,156**	0,573**
%70	0,034**	0,124**	0,635**	-0,192**	0,698**
%80	0,018**	0,044**	0,683**	-0,192**	0,811**
%90	0,009	0,019**	0,672**	-0,202**	0,875**
11	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,320**	0,766**	0,561**	-0,119	-0,160
%20	0,240**	0,573**	0,492**	-0,123	0,092**
%30	0,165**	0,498**	0,422**	-0,113**	0,228**
%40	0,128**	0,395**	0,416**	-0,102**	0,351**
%50	0,089**	0,238**	0,482**	-0,134**	0,519**
%60	0,039**	0,134**	0,553**	-0,156**	0,658**
%70	0,010	0,074**	0,596**	-0,183**	0,762**
%80	0,005	0,025**	0,637**	-0,195**	0,812**
%90	0,005	0,002	0,667**	-0,194**	0,869**

Tablo 14. 12:00-15:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları

12	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,517**	0,661**	0,797**	-0,336**	-0,251
%20	0,412**	0,392**	0,686**	-0,256**	0,065
%30	0,378**	0,256**	0,587**	-0,192**	0,211**
%40	0,279**	0,169**	0,596**	-0,202**	0,351**
%50	0,150**	0,131**	0,628**	-0,216**	0,486**
%60	0,122**	0,128**	0,562**	-0,210**	0,527**
%70	0,092**	0,078**	0,587**	-0,237**	0,602**
%80	0,071**	0,035**	0,658**	-0,257**	0,674**
%90	0,063**	0,009	0,625**	-0,268**	0,727**
13	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,507**	0,666**	0,765**	-0,362**	-0,251
%20	0,484**	0,354**	0,607**	-0,171**	0,055
%30	0,304**	0,341**	0,584**	-0,166**	0,214**
%40	0,265**	0,248**	0,563**	-0,180**	0,328**
%50	0,142**	0,156**	0,612**	-0,216**	0,515**
%60	0,113**	0,130**	0,568**	-0,226**	0,572**
%70	0,065**	0,076**	0,600**	-0,247**	0,662**
%80	0,053**	0,041**	0,592**	-0,237**	0,716**
%90	0,038**	0,011	0,633**	-0,227**	0,772**
14	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,492**	0,524**	0,656**	-0,317**	-0,077
%20	0,400**	0,455**	0,381*	-0,241**	0,070*
%30	0,354**	0,285**	0,505**	-0,228**	0,248**
%40	0,164**	0,233**	0,579**	-0,253**	0,451**
%50	0,160**	0,159**	0,548**	-0,220**	0,524**
%60	0,083**	0,108**	0,589**	-0,220**	0,639**
%70	0,022**	0,052**	0,642**	-0,248**	0,753**
%80	0,026**	0,033**	0,621**	-0,233**	0,791**
%90	0,015*	0,004	0,664**	-0,201**	0,852**
15	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,399**	0,512**	0,606**	-0,387**	-0,004
%20	0,516**	0,278**	0,515**	-0,313**	0,119**
%30	0,368**	0,295**	0,512**	-0,270**	0,238**
%40	0,278**	0,226**	0,521**	-0,290**	0,378**
%50	0,208**	0,136**	0,561**	-0,286**	0,511**
%60	0,148**	0,088**	0,590**	-0,277**	0,612**
%70	0,091**	0,033**	0,648**	-0,297**	0,715**
%80	0,048**	0,017*	0,633**	-0,263**	0,793**
%90	0,038**	0,008	0,644**	-0,273**	0,834**

Tablo 15. 16:00-19:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları

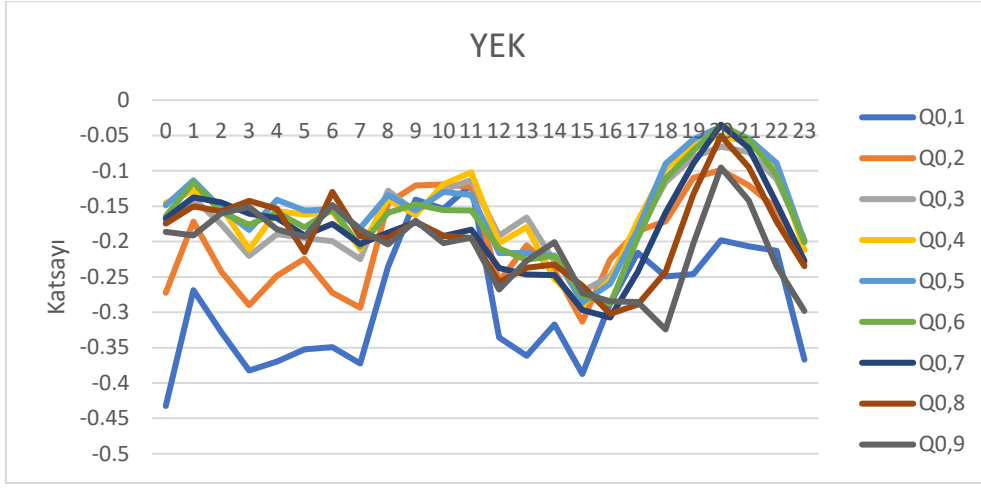
16	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,305**	0,584**	0,523**	-0,287**	0,050
%20	0,494**	0,443**	0,399**	-0,225**	0,009
%30	0,296**	0,464**	0,354**	-0,249**	0,166**
%40	0,262**	0,320**	0,373**	-0,254**	0,326**
%50	0,193**	0,244**	0,373**	-0,260**	0,453**
%60	0,105**	0,197**	0,447**	-0,288**	0,579**
%70	0,091**	0,071**	0,490**	-0,307**	0,714**
%80	0,046**	0,040**	0,544**	-0,302**	0,801**
%90	0,036**	0,031**	0,567**	-0,285**	0,830**
17	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,513**	0,372**	0,251	-0,216*	0,073
%20	0,478**	0,352**	0,339**	-0,185**	0,110**
%30	0,340**	0,383**	0,313**	-0,187**	0,210**
%40	0,313**	0,371**	0,240**	-0,171**	0,256**
%50	0,298**	0,282**	0,215**	-0,183**	0,354**
%60	0,222**	0,231**	0,242**	-0,195**	0,471**
%70	0,157**	0,113**	0,350**	-0,243**	0,643**
%80	0,085**	0,045**	0,505**	-0,289**	0,770**
%90	0,043**	0,030*	0,511**	-0,285**	0,833**
18	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,335**	0,392**	0,510**	-0,249**	0,161**
%20	0,357**	0,421**	0,369**	-0,171**	0,146**
%30	0,424**	0,390**	0,253**	-0,116**	0,136**
%40	0,463**	0,326**	0,123**	-0,097**	0,170**
%50	0,469**	0,280**	0,082**	-0,090**	0,214**
%60	0,381**	0,244**	0,145**	-0,110**	0,332**
%70	0,270**	0,161**	0,262**	-0,159**	0,511**
%80	0,150**	0,096**	0,353**	-0,243**	0,683**
%90	0,084**	0,066**	0,342**	-0,324**	0,766**
19	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,433**	0,109**	0,643**	-0,246**	0,290**
%20	0,584**	0,150**	0,273**	-0,110**	0,187**
%30	0,652**	0,164**	0,132**	-0,080**	0,142**
%40	0,669**	0,169**	0,082**	-0,065**	0,134**
%50	0,656**	0,181**	0,055**	-0,055**	0,142**
%60	0,627**	0,173**	0,060**	-0,071**	0,182**
%70	0,557**	0,184**	0,044	-0,089**	0,241**
%80	0,417**	0,171**	0,098	-0,133**	0,383**
%90	0,219**	0,171**	0,103	-0,202**	0,556**

Tablo 16. 20:00-23:00 Saatleri İçin İlk Modelin Sonuçları

20	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,559**	0,111*	0,392**	-0,198**	0,220**
%20	0,683**	0,131**	0,166**	-0,099**	0,133**
%30	0,753**	0,130**	0,077**	-0,066**	0,090**
%40	0,783**	0,128**	0,044**	-0,050**	0,072**
%50	0,806**	0,124**	0,024	-0,037**	0,059**
%60	0,790**	0,124**	0,013	-0,035**	0,080**
%70	0,738**	0,147**	-0,002	-0,035**	0,116**
%80	0,609**	0,196**	-0,025	-0,050*	0,201**
%90	0,466**	0,186**	-0,159	-0,095**	0,349**
21	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,444**	0,221**	0,369**	-0,207**	0,198**
%20	0,604**	0,177**	0,205**	-0,120**	0,152**
%30	0,677**	0,172**	0,112**	-0,074**	0,114**
%40	0,695**	0,179**	0,069**	-0,059**	0,101**
%50	0,714**	0,167**	0,047**	-0,054**	0,103**
%60	0,692**	0,186**	0,035	-0,056**	0,116**
%70	0,651**	0,189**	0,004	-0,068**	0,163**
%80	0,494**	0,216**	0,015	-0,095**	0,296**
%90	0,368**	0,242**	-0,228	-0,142**	0,393**
22	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,483**	0,207**	0,508**	-0,213**	0,158**
%20	0,594**	0,161**	0,385**	-0,153**	0,150**
%30	0,610**	0,181**	0,220**	-0,112**	0,152**
%40	0,614**	0,165**	0,150**	-0,095**	0,172**
%50	0,624**	0,146**	0,123**	-0,089**	0,195**
%60	0,584**	0,120**	0,136**	-0,106**	0,264**
%70	0,468**	0,109**	0,183**	-0,146**	0,383**
%80	0,325**	0,120**	0,182**	-0,172**	0,507**
%90	0,192**	0,118**	0,156**	-0,235**	0,628**
23	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnYEK	lnGaz
%10	0,580**	0,121**	0,951**	-0,367**	0,161**
%20	0,527**	0,149**	0,551**	-0,231**	0,203**
%30	0,493**	0,174**	0,424**	-0,197**	0,236**
%40	0,394**	0,174**	0,343**	-0,212**	0,334**
%50	0,306**	0,153**	0,311**	-0,200**	0,434**
%60	0,251**	0,115**	0,333**	-0,201**	0,522**
%70	0,184**	0,079**	0,404**	-0,227**	0,612**
%80	0,122**	0,064**	0,423**	-0,235**	0,685**
%90	0,065**	0,043**	0,454**	-0,298**	0,782**

Sonuçlar incelendiğinde PTF_{t-1} ve PTF_{t-7} değişkenlerinin neredeyse her saat ve kantil için PTF'yi pozitif etkilediği görülmektedir. Yine literatüre paralel olarak talep ve doğal gaz fiyatlarının da saatler ve kantiller arasında yaygın pozitif bir etkisi olduğu görülmektedir.

Toplam yenilenebilir enerji kaynaklarının tüm saatler ve kantiller için piyasa takas fiyatını düşürücü etkisi olduğu görülmektedir. Bu etki en fazla uç kantillerde görülmektedir. Bu durum dağılımın iki ucu için de geçerlidir. 00:00-07:00 saatlerinde YEK'in en fazla fiyat düşürücü etkisi %10 ve %20 kantillerinde görülmektedir. Daha üst kantillere ilerledikçe bu etkinin katsayısı azalmaktadır. 08:00-11:00 sabah saatlerinde YEK %10 ve %20 kantillerinde anlamlı değildir. Bu saatler için en büyük etki %70, %80 ve %90'da yani üst kantillerde görülmektedir. Bunun anlamı YEK üretimi gece saatlerinde en çok düşük PTF'nin daha da azalmasında rol alırken, sabah saatlerinde yüksek PTF değerlerinin azalmasına katkı sunmaktadır. Bu durumun temel sebebi YEK'in farklı saatlerde arz eğrisindeki merit-order sırasının farklı olmasıdır. Geriye kalan saatlerde yani öğlen, pik ve geç pik dönemlerinde YEK en fazla etkiyi dağılımın her iki ucunda göstermektedir. Bu dönemler için YEK %10 diliminden itibaren etki göstermeye başlamakta, medyana doğru bu etki azalmakta ve %60 diliminden itibaren merit-order etkisi tekrar artmaya başlamaktadır. Bu bulgular, elektrik talebinin yüksek olduğu öğlen, pik ve geç pik dönemlerinde YEK kullanımının GÖP fiyatlarının hem alt hem de üst uçları üzerinde en önemli etkiye sahip olduğunu göstermektedir. Şekil 21'den görülebileceği gibi merit-order etkisine en çok katkı sağlayıp YEK'in büyüklük olarak fiyatları en çok azalttığı kantil hemen hemen her saat için %10'dur. En büyük katkı 00:00'da %-0,433 olarak gerçekleşmiştir. YEK'in merit-order etkisine en az katkıda bulunduğu saat ise 20:00'dir. %-0,037 olarak gerçekleşen bu etki medyana aittir.



Şekil 21. Toplam Yenilenebilir Enerji Üretiminin Katsayı Grafiği

4.4.2. İkinci Model İçin Sonuç ve Tartışmalar

İlk modelde YEK'in merit-order etkisine katkısı anlaşıldıktan sonra ikinci modelde bu etkinin programlanabilir ve değişken yenilenebilir enerji kaynakları arasında nasıl dağıldığı analiz edilmiştir. İkinci modelin sonuçlarına göre ilk modele ve literatüre uygun olarak PTF_{t-1} ve PTF_{t-7} değişkenlerinin neredeyse her saat ve kantil için PTF'yi pozitif etkilediği görülmektedir. Yine literatüre paralel olarak talep ve doğal gaz fiyatlarının da saatler ve kantiller arasında yaygın pozitif bir etkisi olduğu görülmektedir. Programlanabilir kaynakların (PRG) PTF üzerindeki etkisi çoğunlukla eksi yönlü olsa da istatistiksel olarak anlamlılığı genellikle %70'ten itibaren başlayarak uç kantillerde ve %10'luk alt kantilde belirgindir. Diğer bir deyişle programlanabilir yenilenebilir enerji kaynaklarının PTF üzerindeki etkisi YEK kadar yaygın değildir. Bu durum programlanabilir kaynakların üretiminin piyasa şartlarına göre ayarlanabilmesinden kaynaklanmaktadır. Genel eğilim olarak yüksek PTF kantillerinde etkilerinin daha fazla olması programlanabilir kaynakların üreticilerinin fiyatlar yüksekken daha fazla üretim yapmak istemelerinden kaynaklanmaktadır. Programlanabilir enerji kaynaklarının en yaygın olarak anlamlı sonuçlar verdiği saatler 00:00, 15:00-17:00 aralığıdır.

Tablo 17. 00:00-03:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları

0	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,710**	0,307**	0,754**	-0,186**	-0,214**	-0,025
%20	0,660**	0,224**	0,639**	-0,092*	-0,145**	0,087**
%30	0,677**	0,132**	0,453**	-0,040	-0,096**	0,156**
%40	0,637**	0,091**	0,335**	-0,033	-0,085**	0,227**
%50	0,494**	0,103**	0,260**	-0,041*	-0,079**	0,348**
%60	0,358**	0,109**	0,293**	-0,050**	-0,082**	0,473**
%70	0,265**	0,080**	0,312**	-0,064**	-0,079**	0,586**
%80	0,203**	0,059**	0,317**	-0,077**	-0,081**	0,676**
%90	0,096**	0,039**	0,339**	-0,120**	-0,080**	0,804**
1	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,666**	0,282**	0,595**	-0,079	-0,170**	-0,012
%20	0,568**	0,265**	0,452**	-0,033	-0,114**	0,105**
%30	0,518**	0,230**	0,306**	0,003	-0,089**	0,183**
%40	0,449**	0,207**	0,217**	0,002	-0,084**	0,277**
%50	0,385**	0,145**	0,180**	-0,008	-0,083**	0,388**
%60	0,298**	0,108**	0,227**	-0,023	-0,078**	0,504**
%70	0,251**	0,082**	0,227**	-0,038**	-0,072**	0,576**
%80	0,176**	0,064**	0,241**	-0,058**	-0,077**	0,667**
%90	0,103**	0,031**	0,284**	-0,093**	-0,090**	0,770**
2	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,661**	0,355**	0,738**	-0,052	-0,189**	-0,076
%20	0,498**	0,192**	0,705**	-0,041	-0,172**	0,194**
%30	0,526**	0,159**	0,548**	-0,019	-0,127**	0,212**
%40	0,499**	0,093**	0,431**	0,018	-0,113**	0,302**
%50	0,390**	0,074**	0,408**	0,024	-0,118**	0,422**
%60	0,266**	0,064**	0,338**	0,009	-0,122**	0,546**
%70	0,222**	0,068**	0,252**	0,006	-0,119**	0,594**
%80	0,202**	0,059**	0,201**	-0,003**	-0,110**	0,634**
%90	0,147**	0,021*	0,239**	-0,029**	-0,102**	0,725**
3	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,730**	0,432**	1,048**	-0,142*	-0,222**	-0,160
%20	0,587**	0,243**	0,784**	-0,072	-0,170**	0,092**
%30	0,546**	0,158**	0,635**	-0,032	-0,148**	0,219**
%40	0,458**	0,096**	0,647**	-0,013	-0,143**	0,340**
%50	0,355**	0,091**	0,484**	0,029	-0,135**	0,443**
%60	0,260**	0,062**	0,489**	0,017	-0,140**	0,562**
%70	0,206**	0,050**	0,381**	-0,029**	-0,128**	0,628**
%80	0,149**	0,034**	0,333**	-0,017**	-0,115**	0,709**
%90	0,088**	0,016	0,363**	0,006	-0,114**	0,779**

Tablo 18. 04:00-07:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları

4	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,695**	0,497**	0,741**	-0,194*	-0,187**	-0,184
%20	0,684**	0,391**	0,513**	-0,117*	-0,141**	-0,079
%30	0,648**	0,226**	0,474**	-0,059	-0,111**	0,093**
%40	0,564**	0,175**	0,452**	-0,020	-0,104**	0,203**
%50	0,511**	0,136**	0,387**	0,002	-0,097**	0,286**
%60	0,367**	0,091**	0,332**	0,007	-0,111**	0,461**
%70	0,249**	0,071**	0,357**	-0,018**	-0,112**	0,584**
%80	0,185**	0,049**	0,264**	-0,029**	-0,109**	0,666**
%90	0,133**	0,011	0,276**	0,002	-0,117**	0,747**
5	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,833**	0,389**	0,838**	-0,190*	-0,187**	-0,246**
%20	0,801**	0,297**	0,607**	-0,091	-0,121**	-0,113**
%30	0,710**	0,184**	0,505**	-0,062	-0,111**	0,077**
%40	0,664**	0,120**	0,421**	-0,035	-0,106**	0,183**
%50	0,557**	0,075**	0,374**	-0,011	-0,097**	0,314**
%60	0,372**	0,068**	0,348**	-0,003	-0,112**	0,484**
%70	0,321**	0,035**	0,272**	0,002	-0,110**	0,564**
%80	0,189**	0,033**	0,354**	-0,008**	-0,127**	0,690**
%90	0,124**	0,022**	0,269**	-0,037**	-0,115**	0,779**
6	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,809**	0,368**	0,898**	-0,124	-0,205**	-0,214
%20	0,782**	0,291**	0,686**	-0,116*	-0,149**	-0,101
%30	0,791**	0,174**	0,496**	-0,028	-0,119**	0,017*
%40	0,699**	0,157**	0,350**	-0,010	-0,099**	0,117**
%50	0,631**	0,105**	0,238*	-0,014	-0,091**	0,225**
%60	0,541**	0,098**	0,093	-0,018	-0,096**	0,316**
%70	0,372**	0,086**	0,136	0,001	-0,110**	0,478**
%80	0,298**	0,066**	0,113	-0,043**	-0,108**	0,568**
%90	0,179**	0,058**	0,161	-0,027**	-0,114**	0,697**
7	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,702**	0,515**	0,806**	-0,100	-0,201**	-0,237
%20	0,668**	0,313**	0,527**	-0,098	-0,165**	-0,008
%30	0,628**	0,243**	0,337*	-0,067	-0,115**	0,088**
%40	0,513**	0,200**	0,190*	-0,050	-0,122**	0,230**
%50	0,463**	0,123**	0,121*	-0,041	-0,112**	0,342**
%60	0,363**	0,096**	0,044	-0,037**	-0,107**	0,452**
%70	0,236**	0,085**	0,099	-0,029**	-0,124**	0,589**
%80	0,178**	0,072**	0,138	-0,030**	-0,120**	0,662**
%90	0,109**	0,029**	0,237**	-0,031**	-0,122**	0,769**

Tablo 19. 08:00-11:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları

8	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,378**	0,773**	0,655**	-0,056	-0,112	-0,196
%20	0,381**	0,560**	0,455**	-0,030	-0,066	0,015
%30	0,260**	0,542**	0,371**	-0,033	-0,060*	0,147**
%40	0,124**	0,526**	0,355**	-0,041	-0,063**	0,280**
%50	0,066**	0,466**	0,317**	-0,059*	-0,064**	0,394**
%60	0,042**	0,286**	0,414**	-0,077*	-0,067**	0,582**
%70	0,017	0,130**	0,483**	-0,098**	-0,076**	0,757**
%80	0,015**	0,037**	0,504**	-0,124**	-0,074**	0,860**
%90	0,007	0,007	0,467**	-0,169**	-0,052**	0,906**
9	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,324**	0,808**	1,113**	0,006	-0,114	-0,160
%20	0,202**	0,769**	0,717**	-0,007	-0,091*	-0,002
%30	0,169**	0,596**	0,600**	-0,045	-0,097**	0,175**
%40	0,099**	0,543**	0,567**	-0,044	-0,090**	0,287**
%50	0,033**	0,456**	0,571**	-0,052*	-0,080**	0,423**
%60	0,019*	0,386**	0,578**	-0,056*	-0,075**	0,509**
%70	0,008	0,211**	0,706**	-0,081**	-0,082**	0,671**
%80	0,005	0,109**	0,787**	-0,106**	-0,076**	0,789**
%90	0,002	0,022**	0,822**	-0,117**	-0,061**	0,889**
10	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,288**	0,788**	0,894**	-0,019	-0,140*	-0,120
%20	0,265**	0,627**	0,578**	-0,003	-0,084*	0,051
%30	0,211**	0,587**	0,445**	-0,017	-0,076**	0,134**
%40	0,203**	0,427**	0,500**	-0,018**	-0,075**	0,274**
%50	0,113**	0,338**	0,503**	-0,042**	-0,065**	0,426**
%60	0,057**	0,228**	0,581**	-0,063**	-0,076**	0,574**
%70	0,036**	0,123**	0,664**	-0,081**	-0,083**	0,703**
%80	0,018*	0,044**	0,685**	-0,102**	-0,076**	0,815**
%90	0,010	0,016**	0,680**	-0,138**	-0,069**	0,865**
11	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,304**	0,769**	0,760**	0,019	-0,116	-0,118
%20	0,245**	0,584**	0,533**	-0,018	-0,080*	0,093**
%30	0,163**	0,511**	0,441**	-0,016	-0,070**	0,232**
%40	0,133**	0,383**	0,467**	-0,018**	-0,062**	0,368**
%50	0,088**	0,236**	0,536**	-0,041**	-0,058**	0,523**
%60	0,041**	0,138**	0,563**	-0,061**	-0,075**	0,659**
%70	0,016*	0,075**	0,599**	-0,080**	-0,081**	0,760**
%80	0,009	0,027**	0,644**	-0,096**	-0,075**	0,816**
%90	0,005	-0,004	0,667**	-0,125**	-0,065**	0,870**

Tablo 20. 12:00-15:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları

12	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,514**	0,629**	0,903**	-0,052	-0,221**	-0,173
%20	0,402**	0,363**	0,807**	-0,003	-0,159**	0,126**
%30	0,344**	0,247**	0,706**	-0,017	-0,148**	0,269**
%40	0,231**	0,171**	0,653**	0,002	-0,140**	0,414**
%50	0,133**	0,147**	0,648**	-0,049**	-0,150**	0,516**
%60	0,119**	0,131**	0,604**	-0,060**	-0,134**	0,547**
%70	0,090**	0,080**	0,618**	-0,050**	-0,131**	0,618**
%80	0,076**	0,040**	0,649**	-0,091**	-0,125**	0,682**
%90	0,064**	0,010	0,628**	-0,125**	-0,114**	0,734**
13	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,521**	0,701**	0,839**	-0,074	-0,260**	-0,241
%20	0,420**	0,463**	0,713**	-0,018	-0,144**	0,039
%30	0,311**	0,339**	0,686**	-0,015	-0,134**	0,237**
%40	0,247**	0,232**	0,625**	-0,036	-0,133**	0,377**
%50	0,152**	0,164**	0,620**	-0,062**	-0,129**	0,523**
%60	0,104**	0,133**	0,606**	-0,073**	-0,121**	0,589**
%70	0,081**	0,079**	0,601**	-0,079**	-0,103**	0,656**
%80	0,050**	0,040**	0,628**	-0,110**	-0,105**	0,728**
%90	0,038**	0,014*	0,591**	-0,123**	-0,094**	0,775**
14	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,487**	0,528**	0,805**	-0,084	-0,184**	-0,054
%20	0,395**	0,472**	0,524**	-0,058	-0,122**	0,075*
%30	0,352**	0,303**	0,536**	-0,094*	-0,108**	0,246**
%40	0,165**	0,229**	0,609**	-0,113**	-0,103**	0,459**
%50	0,149**	0,165**	0,566**	-0,113**	-0,096**	0,532**
%60	0,082**	0,110**	0,588**	-0,112**	-0,104**	0,643**
%70	0,024**	0,055**	0,638**	-0,127**	-0,108**	0,751**
%80	0,024**	0,034**	0,618**	-0,117**	-0,104**	0,800**
%90	0,016*	0,001	0,670**	-0,122**	-0,087**	0,852**
15	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,393**	0,546**	0,693**	-0,128	-0,214**	0,011
%20	0,503**	0,277**	0,658**	-0,129**	-0,156**	0,138**
%30	0,404**	0,295**	0,560**	-0,107**	-0,120**	0,217**
%40	0,281**	0,227**	0,541**	-0,139**	-0,127**	0,382**
%50	0,208**	0,134**	0,598**	-0,135**	-0,128**	0,519**
%60	0,159**	0,076**	0,590**	-0,137**	-0,127**	0,618**
%70	0,086**	0,034**	0,652**	-0,161**	-0,135**	0,727**
%80	0,047**	0,018*	0,639**	-0,154**	-0,117**	0,797**
%90	0,037**	0,009	0,653**	-0,168**	-0,109**	0,832**

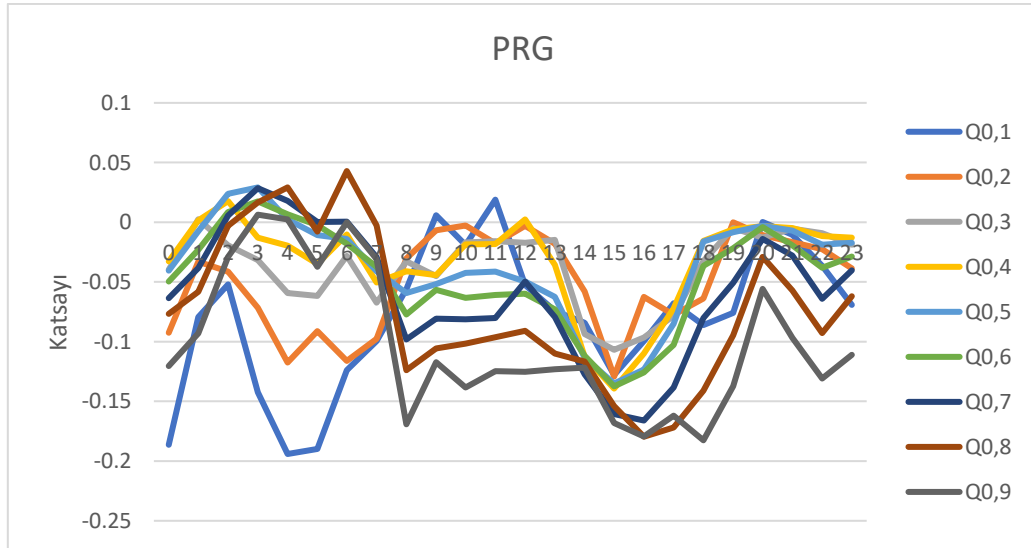
Tablo 21.16:00-19:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları

16	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,306**	0,581**	0,584**	-0,099*	-0,170**	0,072**
%20	0,494**	0,453**	0,441**	-0,062	-0,113**	0,018
%30	0,295**	0,486**	0,365**	-0,097**	-0,107**	0,160**
%40	0,262**	0,342**	0,355**	-0,110**	-0,110**	0,317**
%50	0,193**	0,243**	0,380**	-0,123**	-0,114**	0,464**
%60	0,111**	0,195**	0,458**	-0,126**	-0,112**	0,583**
%70	0,091**	0,072**	0,472**	-0,166**	-0,120**	0,718**
%80	0,046**	0,040**	0,512**	-0,180**	-0,122**	0,801**
%90	0,034**	0,030**	0,595**	-0,179**	-0,136**	0,833**
17	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,494**	0,374**	0,403*	-0,068	-0,106**	0,092*
%20	0,491**	0,349**	0,378**	-0,078*	-0,079**	0,110**
%30	0,329**	0,402**	0,293**	-0,078**	-0,080**	0,210**
%40	0,315**	0,376**	0,247**	-0,072**	-0,074**	0,256**
%50	0,295**	0,289**	0,210**	-0,085**	-0,076**	0,353**
%60	0,223**	0,230**	0,242**	-0,103**	-0,076**	0,477**
%70	0,154**	0,107**	0,345**	-0,138**	-0,097**	0,650**
%80	0,090**	0,046**	0,462**	-0,172**	-0,107**	0,767**
%90	0,041**	0,030**	0,496**	-0,162**	-0,146**	0,838**
18	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,288**	0,459**	0,526**	-0,086	-0,113**	0,168**
%20	0,361**	0,425**	0,372**	-0,064**	-0,073**	0,148**
%30	0,417**	0,406**	0,251**	-0,033*	-0,056**	0,137**
%40	0,473**	0,338**	0,132**	-0,016	-0,048**	0,160**
%50	0,443**	0,312**	0,091**	-0,016	-0,045**	0,217**
%60	0,401**	0,237**	0,133**	-0,037*	-0,047**	0,324**
%70	0,268**	0,179**	0,250**	-0,080**	-0,068**	0,501**
%80	0,155**	0,096**	0,346**	-0,141**	-0,091**	0,677**
%90	0,080**	0,061**	0,386**	-0,183**	-0,149**	0,769**
19	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,426**	0,138**	0,609**	-0,076	-0,135**	0,298**
%20	0,603**	0,154**	0,256**	0,004	-0,056**	0,177**
%30	0,648**	0,170**	0,142**	-0,005	-0,040**	0,145**
%40	0,696**	0,167**	0,087**	-0,006	-0,033**	0,119**
%50	0,660**	0,188**	0,080**	-0,008	-0,032**	0,137**
%60	0,636**	0,176**	0,084**	-0,022*	-0,032**	0,173**
%70	0,558**	0,187**	0,053	-0,051**	-0,035**	0,237**
%80	0,415**	0,167**	0,082	-0,095**	-0,048**	0,386**
%90	0,215**	0,154**	0,084	-0,137**	-0,079**	0,573**

Tablo 22. 20:00-23:00 Saatleri İçin İkinci Modelin Sonuçları

20	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,556**	0,170**	0,425**	0,003	-0,103**	0,198**
%20	0,711**	0,128**	0,167**	-0,011	-0,050**	0,121**
%30	0,746**	0,146**	0,084**	-0,013	-0,035**	0,084**
%40	0,783**	0,140**	0,069**	-0,003	-0,030**	0,064**
%50	0,800**	0,136**	0,037**	-0,003	-0,024**	0,056**
%60	0,786**	0,140**	0,024**	-0,004	-0,023**	0,069**
%70	0,739**	0,145**	0,009	-0,014**	-0,019**	0,117**
%80	0,607**	0,201**	-0,019	-0,029**	-0,026**	0,199**
%90	0,459**	0,192**	-0,152	-0,056*	-0,041**	0,350**
21	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,506**	0,274**	0,329**	-0,010	-0,123**	0,126**
%20	0,572**	0,234**	0,226**	-0,017	-0,061**	0,135**
%30	0,662**	0,209**	0,122**	-0,005	-0,042**	0,101**
%40	0,680**	0,214**	0,074**	-0,005	-0,034**	0,090**
%50	0,709**	0,182**	0,069**	-0,007	-0,032**	0,097**
%60	0,694**	0,194**	0,050**	-0,019**	-0,031**	0,111**
%70	0,642**	0,202**	0,023	-0,028**	-0,034**	0,160**
%80	0,494**	0,218**	0,004	-0,057**	-0,034**	0,296**
%90	0,382**	0,223**	-0,211	-0,097**	-0,045**	0,393**
22	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,525**	0,224**	0,463**	-0,036	-0,144**	0,141**
%20	0,554**	0,221**	0,347**	-0,023	-0,098**	0,152**
%30	0,583**	0,203**	0,238**	-0,009	-0,065**	0,163**
%40	0,613**	0,175**	0,175**	-0,012	-0,052**	0,170**
%50	0,617**	0,154**	0,138**	-0,019*	-0,047**	0,196**
%60	0,572**	0,130**	0,135**	-0,038**	-0,051**	0,268**
%70	0,477**	0,112**	0,176**	-0,064**	-0,061**	0,378**
%80	0,324**	0,121**	0,169**	-0,093**	-0,069**	0,508**
%90	0,189**	0,125**	0,144*	-0,131**	-0,084**	0,625**
23	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnPRG	lnDYE	lnGaz
%10	0,632**	0,136**	0,702**	-0,069	-0,227**	0,121**
%20	0,514**	0,144**	0,600**	-0,039	-0,155**	0,224**
%30	0,460**	0,181**	0,491**	-0,019	-0,120**	0,259**
%40	0,392**	0,187**	0,366**	-0,013	-0,111**	0,328**
%50	0,271**	0,180**	0,324**	-0,017**	-0,110**	0,444**
%60	0,231**	0,129**	0,393**	-0,029**	-0,116**	0,527**
%70	0,180**	0,091**	0,424**	-0,040**	-0,116**	0,609**
%80	0,123**	0,065**	0,458**	-0,062**	-0,120**	0,685**
%90	0,061**	0,046**	0,406**	-0,111**	-0,140**	0,777**

00:00-06:00 saatleri arasında yani gece döneminde her iki uçtaki kantillerde istatistiksel anlamlılık görülmektedir. En büyük merit-order etkisi ise alt uç kantillerden kaynaklanmaktadır. 07:00-11:00 saatleri arasında yani sabah döneminde anlamlılık %60 seviyesinden başlayıp üst kantillere doğru devam etmektedir. Saat 11:00'e kadar kademeli olarak anlamlılık aralığı genişlemiş, alt sınır %40 seviyesine ulaşmıştır. Sabah dönemi için büyüklük olarak en büyük fiyat düşürücü etki PTF'nin %70. kantilinde görülmektedir. 12:00-17:00 saatleri arasında %50 seviyesinden başlayıp üst kantillere doğru devam eden istatistiksel anlamlılık giderek genişlemiş ve saat 17:00'de %30'dan itibaren tüm üst kantillerde geçerli olmaya başlamıştır. 12:00-17:00 saatlerinde daha geniş bir anlamlılık seviyesi görülse de yine gece ve sabah dönemlerine paralel olarak büyüklük açısından merit-order etkisine en büyük katkı üst uç kantillerde görülmektedir. 18:00-21:00 saatleri arasında yani pik dönemde istatistiksel anlamlılık %60 civarından başlayıp üst kantillere doğru devam etmektedir. Diğer dönemlere paralel olarak en büyük fiyat azaltıcı merit-order etkisi en uç üst kantillerde görülmektedir. 22:00-00:00 geç pik döneminde de benzer sonuçlar görülmektedir.



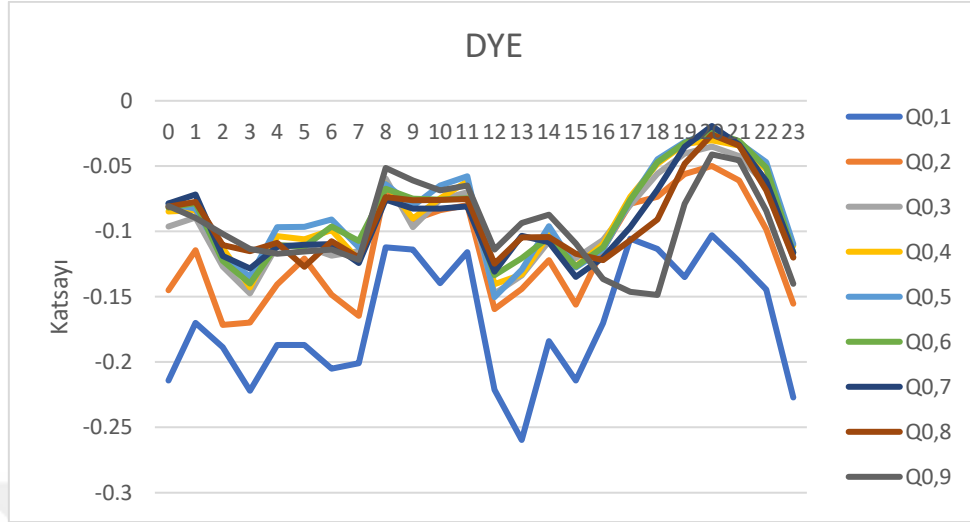
Şekil 22. Toplam Programlanabilir Yenilenebilir Enerji Üretiminin Katsayı Grafiği

Şekil 22 incelendiğinde merit-order etkisine en çok katkı sağlayıp PRG'nin büyüklük olarak fiyatları en çok azalttığı kantil 00:00-06:00 ve geriye kalan saatler için

farklılık göstermektedir. 00:00-06:00 döneminde merit-order etkisine en fazla %10. kantil katkıda bulunmaktadır. Diğer saatler için en büyük katkı %90. dilimde görülmektedir. Bu durum talebin daha yüksek olduğu saatlerde programlanabilir yenilenebilir enerji üreticilerinin daha fazla üretim yapmayı tercih ettiği anlamına gelmektedir. Daha fazla üretim yapıldıkça da yüksek dilimde yer alan piyasa takas fiyatlarının azalmasına katkı sunulmaktadır. Merit-order etkisine en büyük katkı saat 04:00'da %-0,194 olarak gerçekleşmiştir. Şekil 20'de bazı saatler için bazı kantillerde programlanabilir yenilenebilir enerji üretiminin PTF'yi arttırdığı görülse de bu değerler istatistiksel olarak anlamsız bulunmuştur.

DYE incelendiğinde tıpkı YEK gibi DYE'nin de hemen hemen tüm saatler ve kantiller için PTF üzerinde istatistiksel olarak anlamlı negatif etkisi olduğu anlaşılmaktadır. 00:00-06:00 gece döneminde bu etki büyüklük olarak en fazla %10 ve %20'lik kantillerde görülmektedir. Orta kantillere ilerledikçe bu etkinin katsayısı kademeli olarak azalmaktadır. Fakat orta kantillerden üst kantillere çıkıldıkça yine merit-order etkisinin büyüklüğü artmaktadır. 07:00-11:00 ve 14:00-15:00 dönemlerinde bu patern devam etse de 07:00-11:00 dönemi için %90'ıncı kantilin etkisi %80'den küçüktür. 14:00-15:00 dönemi için de %80 ve %90 kantillerinin etkisi %70'den küçüktür. Yine bu dönemlerde de merit-order etkisi en fazla alt uç kantillerdedir. 12:00-13:00 öğlen saatlerinde en büyük etki %10. kantilde görülmektedir. Öğlen saatlerinde merit-order etkisi büyüklük olarak yukarı kantillere doğru ilerledikçe azalmaktadır. 16:00-19:00 döneminde en fazla etki alt ve üst uç kantillerde görülmektedir. Gece dönemine paralel olarak orta kantillere ilerledikçe bu etkinin katsayısı kademeli olarak azalmaktadır. Fakat orta kantillerden üst kantillere çıkıldıkça yine merit-order etkisinin büyüklüğü artmaktadır. 20:00-23:00 geç pik döneminde de benzer sonuçlar elde edilmiştir. Merit-order etkisi büyüklük olarak en fazla alt ve üst uç kantillerde görülmektedir. Fakat karşılaştırmak gerekirse yine en büyük etkinin %10 diliminde görüldüğü söylenebilir.

Yani DYE üretimi genellikle tüm saatler için PTF'nin hali hazırda düşük olduğu durumlarda fiyatın daha da azalmasına yol açmıştır.



Şekil 23. Toplam Değişken Yenilenebilir Enerji Üretiminin Katsayı Grafiği

Şekil 23'ten de görülebileceği gibi merit-order etkisine en çok katkı sağlayıp DYE'nin büyüklük olarak fiyatları en çok azalttığı kantil hemen hemen her saat için %10'dur. En büyük katkı 13:00'da %-0,260 olarak gerçekleşmiştir. YEK'in merit-order etkisine en az katkıda bulunduğu saat ise 20:00'dir. %-0,019 olarak gerçekleşen bu etki %70. kantile aittir. DYE ve PRG karşılaştırıldığında DYE hem merit-order etkisinin büyüklüğü hem de istatistiksel olarak anlamlı olan kantil aralığı açısından daha geniş bir etkiye sahiptir. PRG enerji kaynakları ağırlıklı olarak piyasa takas fiyatlarının ve talebinin yüksek olduğu dönemleri etkilemektedir. Buna karşılık, DYE'ler piyasa takas fiyatları üzerinde daha eşit dağıtılmış bir etkiye sahiptir. DYE'lerin merit-order etkisi yoğun olmayan dönemleri de içermektedir. Diğer bir deyişle DYE'ler piyasa takas fiyatlarının daha düşük olduğu kantillerde de anlamlıdır ve fiyatların her seviyesi için fiyatları düşürmektedir. Öte yandan PRG'ler ise piyasa takas fiyatlarının yüksek olduğu zamanlarda fiyatların düşürülmesi için önemlidir. Bu ayırım, Türkiye'deki politika yapıcılar için önem taşımaktadır.

4.4.3. Üçüncü Model İçin Sonuç ve Tartışmalar

İkinci modelde DYE'nin PRG'ye kıyasla merit-order etkisine katkısının daha fazla ve kapsamlı olduğu anlaşıldıktan sonra bu etkinin rüzgar, nehir tipi hidroelektrik ve güneş enerjisi kaynakları arasında nasıl dağıldığı analiz edilmiştir. Üçüncü modelin sonuçlarına göre diğer modellere ve literatüre uygun olarak PTF_{t-1} ve PTF_{t-7} değişkenlerinin neredeyse her saat ve kantil için PTF'yi pozitif etkilediği görülmektedir. Yine literatüre paralel olarak talep ve doğal gaz fiyatlarının da saatler ve kantiller arasında yaygın pozitif bir etkisi olduğu görülmektedir.

Rüzgar üretiminin PTF üzerindeki negatif etkisi neredeyse her saat ve kantil için negatif ve istatistiksel olarak anlamlıdır. 00:00-06:00 saatlerinde saat 01:00 hariç rüzgarın negatif etkisi en fazla düşük kantillerde görülmekte ve üst kantillere doğru ilerledikçe büyüklük olarak azalmaktadır. Saat 01:00'de ise rüzgarın etkisi %70'inci kantile kadar azalmakta fakat daha üst kantillerde tekrar artmaktadır. Saat 07:00'de ise 01:00'e benzer olarak rüzgar üretiminin PTF'yi azaltıcı etkisi %60'inci kantile kadar azalmakta sonra tekrar artış göstermektedir. 08:00-10:00 saatlerinde %30 seviyesinde anlamlılığı başlayan rüzgar enerjisinin PTF üzerindeki negatif etkisi gece saatlerine paralel olarak en fazla anlamlı olduğu düşük kantillerde görülmekte ve üst kantillere doğru ilerledikçe büyüklük olarak azalmaktadır. Bu patern saat 11:00 için de geçerlidir fakat bu saatte rüzgar enerjisi tüm kantillerde anlamlıdır. 12:00-13:00 öğle saatlerinde en büyük etki %20 ve %40'ıncı kantillerde görülmektedir. Yine öğle saatlerinde de genel olarak üst kantillere doğru ilerledikçe etkinin azalması söz konusudur. 14:00-16:00 saatlerinde orta kantillere doğru azalan etki orta kantillerden üst kantillere ilerledikçe artış göstermektedir. Fakat bu saatler için hala en büyük etki en düşük kantillerde görülmektedir.

Tablo 23. 00:00-03:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları

0	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,721**	0,311**	0,902**	-0,127**	-0,125**	-0,046
%20	0,696**	0,228**	0,630**	-0,080**	-0,074**	0,050
%30	0,695**	0,131**	0,454**	-0,058**	-0,039**	0,136**
%40	0,643**	0,106**	0,312**	-0,051**	-0,035**	0,212**
%50	0,502**	0,109**	0,270**	-0,050**	-0,043**	0,337**
%60	0,370**	0,119**	0,281**	-0,050**	-0,044**	0,451**
%70	0,272**	0,093**	0,307**	-0,049**	-0,056**	0,571**
%80	0,201**	0,086**	0,294**	-0,048**	-0,050**	0,646**
%90	0,108**	0,042**	0,371**	-0,028**	-0,051**	0,781**
1	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,702**	0,315**	0,601**	-0,104**	-0,063	-0,056
%20	0,592**	0,273**	0,463**	-0,075**	-0,040	0,075**
%30	0,547**	0,222**	0,366**	-0,060**	-0,006	0,164**
%40	0,450**	0,200**	0,280**	-0,053**	-0,015	0,274**
%50	0,383**	0,158**	0,262**	-0,053**	-0,018	0,375**
%60	0,303**	0,109**	0,261**	-0,049**	-0,022*	0,491**
%70	0,269**	0,090**	0,260**	-0,046**	-0,029**	0,551**
%80	0,169**	0,085**	0,284**	-0,051**	-0,048**	0,648**
%90	0,105**	0,038**	0,349**	-0,054**	-0,051**	0,748**
2	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,699**	0,364**	0,888**	-0,130**	-0,036	-0,115
%20	0,548**	0,165**	0,833**	-0,110**	-0,046*	0,171**
%30	0,515**	0,164**	0,618**	-0,096**	-0,032*	0,221**
%40	0,501**	0,104**	0,490**	-0,079**	-0,013	0,288**
%50	0,395**	0,079**	0,433**	-0,079**	-0,014	0,407**
%60	0,272**	0,088**	0,393**	-0,080**	-0,023**	0,519**
%70	0,223**	0,078**	0,295**	-0,072**	-0,029**	0,578**
%80	0,208**	0,070**	0,187**	-0,065**	-0,048**	0,621**
%90	0,143**	0,041**	0,227**	-0,060**	-0,063**	0,711**
3	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,758**	0,419**	0,979**	-0,137**	-0,109*	-0,177
%20	0,589**	0,242**	0,934**	-0,131**	-0,065	0,091**
%30	0,541**	0,157**	0,786**	-0,105**	-0,035	0,216**
%40	0,477**	0,111**	0,721**	-0,103**	-0,024	0,315**
%50	0,338**	0,086**	0,651**	-0,100**	-0,008	0,453**
%60	0,267**	0,080**	0,590**	-0,094**	-0,018**	0,533**
%70	0,221**	0,057**	0,423**	-0,081**	-0,018**	0,611**
%80	0,149**	0,034**	0,381**	-0,075**	-0,025**	0,703**
%90	0,083**	0,020**	0,368**	-0,068**	-0,050**	0,780**

Tablo 24. 04:00-07:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları

4	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,734**	0,469**	0,689*	-0,127**	-0,114	-0,202
%20	0,697**	0,405**	0,560**	-0,095**	-0,075	-0,101
%30	0,639**	0,240**	0,582**	-0,086**	-0,039	0,083**
%40	0,563**	0,189**	0,541**	-0,080**	-0,012	0,189**
%50	0,507**	0,145**	0,497**	-0,075**	-0,003	0,281**
%60	0,368**	0,094**	0,472**	-0,082**	0,009	0,447**
%70	0,246**	0,084**	0,421**	-0,080**	-0,010*	0,571**
%80	0,184**	0,046**	0,375**	-0,074**	-0,010*	0,664**
%90	0,132**	0,009	0,346**	-0,074**	-0,041*	0,757**
5	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,834**	0,433**	1,006**	-0,128**	-0,053	-0,292
%20	0,800**	0,295**	0,832**	-0,096**	-0,029	-0,109
%30	0,726**	0,201**	0,611**	-0,078**	-0,032	0,043**
%40	0,671**	0,157**	0,427**	-0,074**	-0,036	0,143**
%50	0,553**	0,079**	0,437**	-0,066**	-0,019	0,304**
%60	0,373**	0,084**	0,386**	-0,071**	-0,025	0,463**
%70	0,313**	0,051**	0,324**	-0,068**	-0,038*	0,557**
%80	0,204**	0,036**	0,364**	-0,072**	-0,037*	0,672**
%90	0,122**	0,032**	0,287**	-0,064**	-0,057**	0,771**
6	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,817**	0,393**	0,970**	-0,128**	-0,099*	-0,247
%20	0,781**	0,317**	0,808**	-0,105**	-0,042	-0,126
%30	0,795**	0,181**	0,608**	-0,081**	-0,025	0,001
%40	0,697**	0,164**	0,442**	-0,067**	-0,018	0,106**
%50	0,634**	0,120**	0,251**	-0,058**	-0,025	0,207**
%60	0,543**	0,110**	0,154	-0,057**	-0,031	0,302**
%70	0,374**	0,086**	0,162	-0,066**	-0,039*	0,475**
%80	0,291**	0,070**	0,150	-0,062**	-0,030**	0,573**
%90	0,173**	0,056**	0,228	-0,052**	-0,053**	0,702**

7	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,703**	0,520**	0,727*	-0,115**	-0,094	-0,005	-0,241
%20	0,691**	0,328**	0,477*	-0,088**	-0,083	0,003	-0,045
%30	0,629**	0,246**	0,437**	-0,069**	-0,043	-0,005	0,082**
%40	0,519**	0,208**	0,277**	-0,062**	-0,045*	-0,008	0,220**
%50	0,475**	0,137**	0,121	-0,055**	-0,043*	-0,007	0,320**
%60	0,382**	0,100**	0,040	-0,054**	-0,049*	-0,008	0,439**
%70	0,244**	0,087**	0,108	-0,065**	-0,053**	-0,010	0,584**
%80	0,182**	0,073**	0,127	-0,060**	-0,057**	-0,010	0,665**
%90	0,109**	0,025**	0,251**	-0,059**	-0,063**	-0,007	0,769**

Tablo 25. 08:00-11:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları

8	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,367**	0,813**	0,870**	-0,061	-0,030	-0,031	-0,197
%20	0,403**	0,560**	0,504**	-0,033	-0,026	-0,009	0,003
%30	0,263**	0,550**	0,420**	-0,032*	-0,028*	-0,005	0,142**
%40	0,116**	0,539**	0,378**	-0,037**	-0,029**	-0,001	0,280**
%50	0,063**	0,471**	0,330**	-0,031**	-0,033**	0,003	0,393**
%60	0,049**	0,290**	0,393**	-0,031**	-0,024**	0,012*	0,564**
%70	0,018*	0,148**	0,446**	-0,033**	-0,036**	0,017*	0,732**
%80	0,020**	0,051**	0,458**	-0,029**	-0,049**	0,022**	0,845**
%90	0,007	0,017**	0,327**	-0,016*	-0,071**	0,027**	0,922**
9	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,327**	0,893**	1,336**	-0,069	-0,049	-0,056	-0,206
%20	0,193**	0,767**	0,855**	-0,047*	-0,057	-0,027	0,022
%30	0,172**	0,608**	0,643**	-0,044**	-0,060	-0,010	0,171**
%40	0,099**	0,550**	0,560**	-0,041**	-0,053**	-0,003	0,287**
%50	0,033**	0,456**	0,592**	-0,037**	-0,050*	-0,001	0,425**
%60	0,019*	0,388**	0,549**	-0,037**	-0,044*	0,006*	0,501**
%70	0,009	0,222**	0,651**	-0,036**	-0,053*	0,008*	0,663**
%80	0,006	0,109**	0,738**	-0,029**	-0,047*	0,021**	0,793**
%90	0,003	0,033**	0,748**	-0,021**	-0,057**	0,026**	0,887**
10	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,327**	0,893**	1,336**	-0,069	-0,049	-0,056	-0,206
%20	0,193**	0,767**	0,855**	-0,047*	-0,057	-0,027	0,022
%30	0,172**	0,608**	0,643**	-0,044**	-0,060	-0,010	0,171**
%40	0,099**	0,550**	0,560**	-0,041**	-0,053**	-0,003	0,287**
%50	0,033**	0,456**	0,592**	-0,037**	-0,050*	-0,001	0,425**
%60	0,019*	0,388**	0,549**	-0,037**	-0,044*	0,006*	0,501**
%70	0,009	0,222**	0,651**	-0,036**	-0,053*	0,008*	0,663**
%80	0,006	0,109**	0,738**	-0,029**	-0,047*	0,021**	0,793**
%90	0,003	0,033**	0,748**	-0,021**	-0,057**	0,026**	0,887**
11	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,278**	0,837**	1,010**	-0,052*	-0,091	-0,053	-0,129
%20	0,269**	0,637**	0,684**	-0,040*	-0,062	-0,029	0,053
%30	0,209**	0,599**	0,509**	-0,035**	-0,040	-0,014	0,134**
%40	0,201**	0,428**	0,512**	-0,034**	-0,043	-0,009	0,281**
%50	0,116**	0,336**	0,507**	-0,031**	-0,049*	-0,004	0,434**
%60	0,058**	0,241**	0,544**	-0,031**	-0,052*	0,003*	0,565**
%70	0,041**	0,124**	0,584**	-0,029**	-0,055**	0,011*	0,695**
%80	0,026**	0,050**	0,628**	-0,025**	-0,044**	0,018*	0,801**
%90	0,007	0,020**	0,595**	-0,029**	-0,062**	0,029**	0,872**

Tablo 26. 12:00-15:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları

12	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,406**	0,687**	0,708*	-0,073	-0,107	-0,052	-0,227
%20	0,449**	0,376**	0,711**	-0,052**	-0,098	-0,040	0,037
%30	0,321**	0,270**	0,679**	-0,048**	-0,114**	-0,040**	0,196**
%40	0,210**	0,169**	0,704**	-0,053**	-0,123**	-0,043**	0,334**
%50	0,123**	0,138**	0,670**	-0,053**	-0,126**	-0,041**	0,415**
%60	0,100**	0,099**	0,615**	-0,045**	-0,118**	-0,043**	0,474**
%70	0,082**	0,083**	0,581**	-0,044**	-0,119**	-0,036**	0,536**
%80	0,082**	0,049**	0,605**	-0,049**	-0,112**	-0,027**	0,587**
%90	0,065**	0,037**	0,571**	-0,036**	-0,084**	-0,019**	0,657**
13	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,476**	0,785**	0,511	-0,071	-0,154	-0,057	-0,357
%20	0,445**	0,496**	0,517**	-0,048*	-0,089*	-0,031*	-0,033
%30	0,342**	0,342**	0,503**	-0,043*	-0,085*	-0,030*	0,160**
%40	0,258**	0,197**	0,589**	-0,044**	-0,079**	-0,031**	0,297**
%50	0,133**	0,164**	0,565**	-0,042**	-0,103**	-0,034**	0,424**
%60	0,097**	0,136**	0,522**	-0,037**	-0,105**	-0,028**	0,510**
%70	0,082**	0,075**	0,508**	-0,035**	-0,110**	-0,024**	0,581**
%80	0,059**	0,054**	0,488**	-0,032**	-0,113**	-0,018**	0,658**
%90	0,038**	0,033**	0,433**	-0,022**	-0,059**	0,011	0,753**
14	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,485**	0,524**	0,907**	-0,080**	-0,088	-0,033	-0,034
%20	0,391**	0,472**	0,552**	-0,050*	-0,082	-0,016	0,088**
%30	0,359**	0,332**	0,438**	-0,040**	-0,066	0,002	0,225**
%40	0,168**	0,249**	0,506**	-0,044**	-0,077**	0,012	0,441**
%50	0,150**	0,176**	0,470**	-0,038**	-0,076**	0,009	0,531**
%60	0,085**	0,115**	0,462**	-0,041**	-0,085**	0,016*	0,641**
%70	0,031**	0,059**	0,500**	-0,040**	-0,080**	0,028**	0,732**
%80	0,030**	0,026**	0,411**	-0,038**	-0,085**	0,039**	0,786**
%90	0,021**	0,011	0,414**	-0,040**	-0,080**	0,050**	0,822**
15	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,393**	0,572**	0,733**	-0,091**	-0,108	-0,018	-0,001
%20	0,544**	0,274**	0,590**	-0,058**	-0,111*	-0,007	0,123**
%30	0,422**	0,300**	0,462**	-0,051**	-0,076**	0,004	0,208**
%40	0,295**	0,230**	0,391**	-0,049**	-0,089**	0,017	0,369**
%50	0,211**	0,148**	0,467**	-0,049**	-0,089**	0,017	0,515**
%60	0,148**	0,104**	0,446**	-0,047**	-0,098**	0,020**	0,603**
%70	0,073**	0,045**	0,471**	-0,052**	-0,098**	0,030**	0,717**
%80	0,042**	0,023**	0,430**	-0,051**	-0,105**	0,037**	0,790**
%90	0,041**	0,005	0,408**	-0,048**	-0,087**	0,059**	0,819**

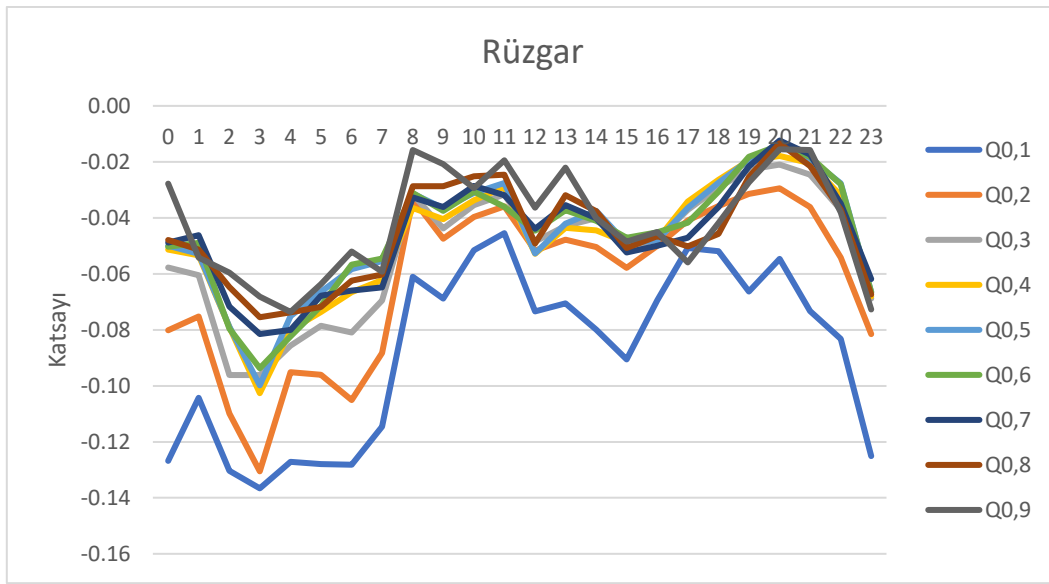
Tablo 27. 16:00-19:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları

16	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,311**	0,585**	0,463**	-0,069**	-0,128**	-0,003	0,073*
%20	0,496**	0,462**	0,405**	-0,050**	-0,076*	-0,006	0,023
%30	0,318**	0,478**	0,285**	-0,048**	-0,076**	0,000	0,167**
%40	0,288**	0,342**	0,212**	-0,048**	-0,083**	0,009	0,304**
%50	0,196**	0,256**	0,212**	-0,048**	-0,091**	0,013	0,456**
%60	0,105**	0,213**	0,254**	-0,045**	-0,095**	0,020**	0,573**
%70	0,070**	0,067**	0,308**	-0,050**	-0,131**	0,028**	0,743**
%80	0,037**	0,049**	0,309**	-0,047**	-0,148**	0,032**	0,811**
%90	0,037**	0,022**	0,301**	-0,045**	-0,141**	0,041**	0,846**
17	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,479**	0,378**	0,377	-0,051	-0,078	0,004	0,105**
%20	0,471**	0,361**	0,325**	-0,041**	-0,060*	0,006	0,123**
%30	0,312**	0,423**	0,238**	-0,037**	-0,067**	0,006	0,214**
%40	0,319**	0,390**	0,147**	-0,034**	-0,055**	0,005*	0,243**
%50	0,296**	0,320**	0,086*	-0,036**	-0,059**	0,009**	0,330**
%60	0,223**	0,217**	0,136**	-0,042**	-0,076**	0,012**	0,489**
%70	0,150**	0,132**	0,212**	-0,047**	-0,100**	0,022**	0,634**
%80	0,080**	0,063**	0,307**	-0,050**	-0,138**	0,029**	0,762**
%90	0,028**	0,030**	0,314**	-0,056**	-0,150**	0,032**	0,849**
18	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,290**	0,501**	0,566**	-0,052**	-0,044	-0,006	0,148**
%20	0,370**	0,438**	0,343**	-0,036**	-0,047**	-0,004	0,141**
%30	0,441**	0,392**	0,259**	-0,029**	-0,027**	-0,003	0,133**
%40	0,469**	0,344**	0,133**	-0,026**	-0,024**	-0,001	0,161**
%50	0,443**	0,303**	0,094**	-0,027**	-0,022**	0,002*	0,227**
%60	0,412**	0,234**	0,119**	-0,031**	-0,030**	0,005*	0,320**
%70	0,258**	0,222**	0,239**	-0,036**	-0,040**	0,008*	0,470**
%80	0,166**	0,108**	0,288**	-0,046**	-0,080**	0,013**	0,657**
%90	0,078**	0,052**	0,172	-0,042**	-0,164**	0,017**	0,789**
19	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGüneş	lnGaz
%10	0,443**	0,134**	0,649**	-0,066**	-0,049	0,002	0,278**
%20	0,599**	0,167**	0,249**	-0,031**	-0,014**	-0,003	0,171**
%30	0,657**	0,174**	0,151**	-0,023**	-0,009**	-0,001	0,135**
%40	0,689**	0,177**	0,112**	-0,020**	-0,007**	0,002*	0,115**
%50	0,663**	0,172**	0,103**	-0,019**	-0,012**	0,005**	0,147**
%60	0,606**	0,189**	0,091**	-0,018**	-0,015**	0,009**	0,187**
%70	0,555**	0,175**	0,069	-0,022**	-0,012**	0,013**	0,249**
%80	0,412**	0,188**	0,050	-0,025**	-0,034**	0,019**	0,370**
%90	0,289**	0,125**	0,032	-0,027**	-0,091**	0,022**	0,533**

Tablo 28. 20:00-23:00 Saatleri İçin Üçüncü Modelin Sonuçları

20	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,576**	0,158**	0,399**	-0,055**	-0,040	0,185**
%20	0,716**	0,136**	0,201**	-0,029**	-0,012**	0,110**
%30	0,748**	0,159**	0,115**	-0,021**	-0,009**	0,073**
%40	0,784**	0,144**	0,081**	-0,018**	-0,009**	0,060**
%50	0,801**	0,138**	0,054**	-0,014**	-0,006**	0,052**
%60	0,798**	0,137**	0,045**	-0,014**	-0,001	0,062**
%70	0,755**	0,149**	0,028	-0,012**	0,002	0,098**
%80	0,649**	0,197**	-0,005	-0,013*	0,001	0,166**
%90	0,474**	0,193**	-0,133	-0,015*	-0,022	0,338**
21	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,480**	0,317**	0,365**	-0,073**	-0,035	0,111**
%20	0,598**	0,225**	0,263**	-0,036**	-0,018**	0,121**
%30	0,672**	0,203**	0,144**	-0,025**	-0,010**	0,095**
%40	0,685**	0,216**	0,093**	-0,020**	-0,010**	0,083**
%50	0,700**	0,200**	0,089**	-0,019**	-0,011**	0,090**
%60	0,698**	0,204**	0,071**	-0,018**	-0,010	0,101**
%70	0,657**	0,210**	0,044	-0,017**	-0,012	0,141**
%80	0,511**	0,255**	0,028	-0,021**	-0,013	0,252**
%90	0,374**	0,243**	-0,166	-0,016	-0,035	0,391**
22	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,537**	0,211**	0,517**	-0,083**	-0,026	0,142**
%20	0,552**	0,234**	0,367**	-0,054**	-0,036*	0,141**
%30	0,594**	0,212**	0,234**	-0,037**	-0,022**	0,143**
%40	0,618**	0,189**	0,187**	-0,032**	-0,017**	0,153**
%50	0,628**	0,159**	0,155**	-0,028**	-0,020**	0,184**
%60	0,571**	0,151**	0,145**	-0,028**	-0,026**	0,250**
%70	0,473**	0,133**	0,170**	-0,035**	-0,041**	0,361**
%80	0,341**	0,123**	0,168**	-0,037**	-0,050**	0,491**
%90	0,202**	0,126**	0,183*	-0,038**	-0,067**	0,608**
23	lnPTF ₁	lnPTF ₇	lnTalep	lnRüzgar	lnNehir	lnGaz
%10	0,629**	0,136**	0,739**	-0,125**	-0,087*	0,114**
%20	0,547**	0,169**	0,605**	-0,082**	-0,058**	0,178**
%30	0,495**	0,186**	0,500**	-0,069**	-0,032*	0,224**
%40	0,404**	0,192**	0,416**	-0,068**	-0,028*	0,308**
%50	0,302**	0,192**	0,377**	-0,067**	-0,036**	0,405**
%60	0,235**	0,147**	0,388**	-0,067**	-0,042**	0,507**
%70	0,178**	0,108**	0,380**	-0,062**	-0,069**	0,597**
%80	0,122**	0,083**	0,412**	-0,067**	-0,084**	0,671**
%90	0,061**	0,066**	0,401**	-0,073**	-0,105**	0,760**

Saat 17:00 için de benzer bir patern olmasına rağmen 17:00'de en büyük negatif etki yüksek kantillerde özellikle %90'ıncı kantilde görülmektedir. Geriye kalan 18.00-23:00 saatleri için de en büyük etki alt kantillerde görülmekte, orta kantillere doğru bu etki azalmakta ve orta kantillerden üst kantillere gidildikçe yine rüzgarın PTF üzerindeki negatif etkisi artmaktadır. Özet olarak rüzgar enerjisinin merit-order etkisine katkısı DYE gibi tüm saatlerde tüm kantiller için geçerli olsa da genellikle fiyat dağılımının uçlarında daha etkili olmaktadır.



Şekil 24. Rüzgar Enerjisi Üretiminin Katsayı Grafiği

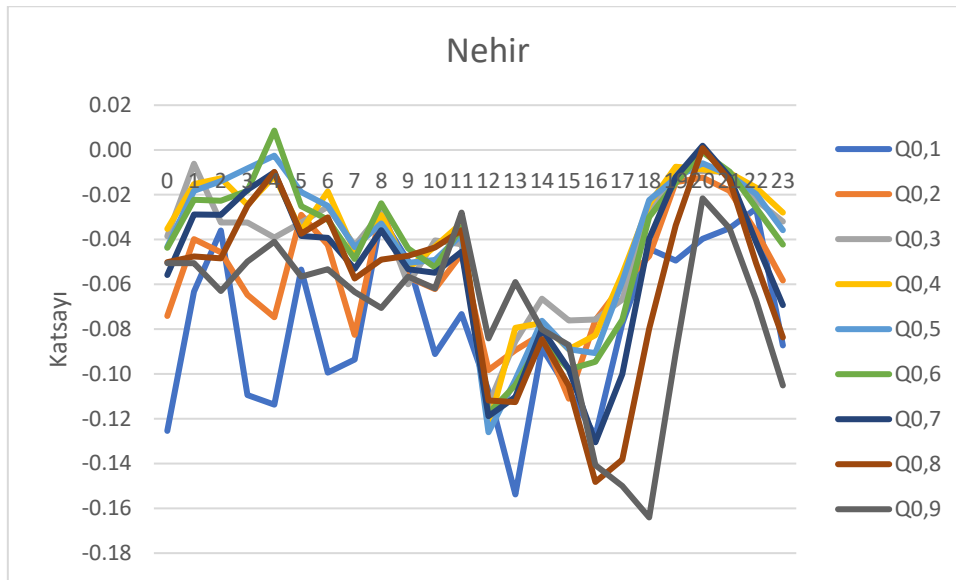
Şekil 24'te görüldüğü gibi rüzgar enerjisi katsayı grafiği toplam DYE üretiminin katsayı grafiğiyle benzer çıkmıştır. Rüzgar enerjisi için de en büyük merit-order etkisi neredeyse tüm saatler için %10 ve %20 gibi düşük kantillerde görülmektedir. Merit-order etkisine en büyük katkı saat 03:00'de -0,137'yle %10'uncu kantildedir. En düşük katkı ise -0,012 ile saat 20:00'de %70'inci kantildedir.

Nehir tipi üretiminin merit-order etkisine olan katkısının rüzgar enerjisi kadar yaygın olmadığı görülmektedir. Diğer bir deyişle nehir üretiminin PTF üzerindeki etkisi negatif olmasına rağmen bu etki her saat ve her kantilde istatistiksel olarak anlamlı değildir. 01:00-06:00 saatlerinde %60 seviyesinde anlamlı olmaya başlayan nehir üretimi

üst kantillere doğru ilerledikçe etkisini büyüklük olarak arttırmaktadır. Bu saatler için merit-order etkisine en büyük katkı en üst kantilde sağlanmaktadır. Saat 07:00-08:00'de bu patern devam etmekle birlikte sonuçlar %30'uncu kantilden itibaren istatistiksel olarak anlamlıdır. 09:00-11:00 saatleri arasında %40'dan itibaren başlayan etki giderek azalmakta sonra tekrar üst kantillere doğru artmaktadır. Bu aralıkta da gece ve sabah saatlerinde olduğu gibi merit-order etkisine en büyük katkı en üst kantilde görülmektedir. Saat 12:00'de merit-order etkisine en büyük katkı medyanda görülürken bu etki üst kantillere doğru giderek azalmaktadır. 13:00-16:00 arasında ise önce azalan sonra artan bir etki mevcuttur. Bu saatler için en büyük merit-order katkısı %80'inci kantildedir. 17:00-19:00 için de bu patern devam ederken PTF'deki düşüşe en büyük katkı en üst kantilde görülmektedir. 20:00-21:00 pik dönemde nehir üretiminin anlamlılığı %20 ve %50'inci kantiller arasıyla sınırlıdır. Pik dönemde en büyük katkı en düşük anlamlı kantilden sağlanmaktadır.

22:00-00:00 geç pik döneminde nehir üretimi neredeyse her kantil için anlamlıdır. Büyüklük olarak PTF üzerindeki negatif etki alt kantillerden orta kantillere doğru azalmakta ve üst kantillere doğru tekrar artmaktadır. 22:00-23:00 için en büyük katkı en üst kantilde görülürken, 00:00 için en büyük katkı en alt kantilde görülmektedir.

Şekil 25 incelendiğinde öğle saatlerine kadar en büyük merit-order katkısını %10'uncu kantil sağlıyormuş gibi görünse de bu saatlerde düşük kantillerin istatistiksel olarak anlamlı olmadığı unutulmamalıdır. Bu nedenle nehir tipi üretim için merit-order etkisine en büyük istatistiksel olarak anlamlı katkının %90'ıncı kantilden sağlandığını söylemek mümkündür. Yine saat 01:00, 04:00 ve 20:00'de görülen fiyatları arttırıcı etki istatistiksel olarak anlamlı değildir. En büyük merit-order katkısı -0,164 ile saat 18'de %90'ıncı kantilde gerçekleşirken, en düşük istatistiksel olarak anlamlı merit-order katkısı saat 20:00'de -0,006 ile medyanda gerçekleşmiştir.

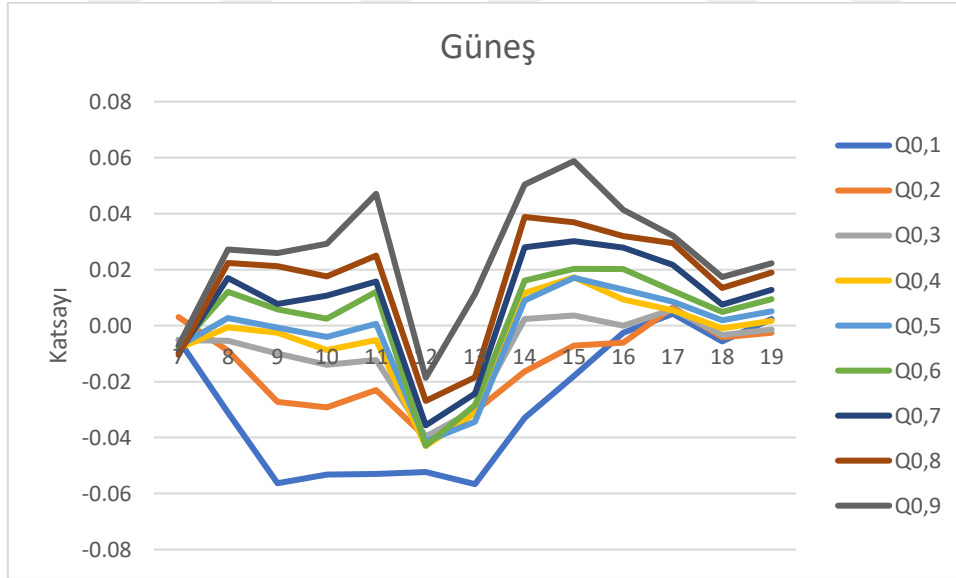


Şekil 25. Nehir Tipi Üretimin Katsayı Grafiği

Büyükölçölük olarak kıyaslandığında rüzgar ve nehir değışkenlerinin PTF üzerindeki negatif etkisi önemli farklar içermemektedir. Fakat saat ve kantil bazlı incelendiğinde 01:00-07:00 aralığında rüzgar enerjisinin fiyat azalışına katkısının daha fazla olduğu, 08:00-17:00 aralığında nehir tipi üretimin katkısının daha fazla olduğu görölmektedir. 18:00’da iki teknoloji arasında büyük bir fark bulunmazken 19:00-21:00 pik döneminde rüzgar enerjisinin merit-order katkısı daha fazladır. 22:00-00:00 geç pik döneminde her iki alternatif de eşit derecede katkı sağlarken nehir tipi üretim PTF’nin üst uç kantillerinde daha etkiliyken rüzgar alt uç kantillerinde daha etkilidir. Diğer bir deyişle rüzgar enerjisi PTF’nin görece düşük olduğu zamanlarda merit-order etkisine katkı sunarken nehir tipi üretim PTF’nin yüksek olduğu zamanlarda fiyatların düşmesine yol açmaktadır. Gerek PTF’nin dağılımda farklı uçlara olan etkileri gerek farklı saatlerde bir teknolojinin diğerine göre daha fazla fiyatların azalmasına rol oynamasıyla bu iki teknolojinin birbirine alternatif değil, birbirini tamamlayıcı olduklarını söylemek mümkündür.

Güneş enerjisi saat 07:00 ve 19:00 aralığında modele dahil edilmiştir. Saat 07:00 için istatistiksel olarak anlamlı olmayan güneş enerjisi 08:00-11:00 saatleri arasında %60’ıncı kantilden itibaren dağılımın üst kuyruğunda anlamlı pozitif bir etkiye sahiptir.

Diğer bir deyişle sabah saatlerinde güneş üretimi PTF'nin azalmasına değil artmasına yol açmaktadır. Saat 12:00 ve 13:00'te güneş ışıınımı en yüksek seviyedeyken güneş enerjisi en fazla sayıda kantilde istatistiksel olarak anlamlı ve negatiftir. Bu durumda yeterli güneş enerjisi üretimi olan saatlerde literatürde beklendiği gibi güneş enerjisi üretiminin PTF'yi azaltıp merit-order etkisine katkı sunduğu görülmektedir. Bu etki özellikle medyan çevresinde artmakta üst uçlara doğru gittikçe azalmaktadır. Yani öğle saatleri için güneş enerjisi üretimi fiyatların çok yüksek olduğu durumlarda fiyatların azalmasına daha az katkı sağlasa da özellikle fiyatların daha düşük olduğu durumlarda fiyatların azalışına katkı sunmaktadır. Bu katkı nehir ve rüzgar üretimine göre oldukça küçüktür. Geriye kalan saat 14:00-19:00 aralığında da güneş üretimi dağılımının üst kuyruğunda anlamlı pozitif bir etkiye sahiptir. Özet olarak, yeterli güneş ışıınımı olmadığı durumlarda güneş enerjisi üretiminin merit-order etkisinin tersine fiyatları arttırıcı özelliği olduğu ortaya çıkmıştır. Bu durumun nedenleri sonuç ve değerlendirme bölümünde tartışılmıştır.



Şekil 26. Güneş Üretimin Katsayı Grafiği

BEŞİNCİ BÖLÜM

SONUÇ VE DEĞERLENDİRME

Bu çalışma 2019-2022 dönemi için Türkiye gün öncesi elektrik piyasasındaki piyasa takas fiyatının yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminden nasıl etkilendiğini ve merit-order hipotezinin programlanabilir, değişken yenilenebilir enerji kaynakları, rüzgar, güneş ve nehir tipi üretim kapsamında Türkiye gün öncesi piyasası için geçerli olup olmadığını kantil regresyon yöntemiyle araştırmıştır. Her saat ayrı ayrı modellenmiş ve toplam 9 kantil için 648 tane model oluşturulmuştur. İlk modelin sonuçlarına göre toplam YEK üretiminin literatüre paralel olarak PTF'yi düşürdüğü yani merit-order hipotezinin toplam YEK üretimi için geçerli olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Toplam YEK üretiminin merit-order etkisine katkısı anlaşıldıktan sonra ikinci modelde bu etkinin programlanabilir ve değişken yenilenebilir enerji kaynakları arasında nasıl dağıldığı analiz edilmiştir.

Hem programlanabilir hem değişken yenilenebilir enerji üretiminin PTF'yi negatif yönlü etkilediği yani programlanabilir ve değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının merit-order hipotezine uygun olduğu görülmüştür. Fakat bu iki teknolojinin istatistiksel olarak anlamlı oldukları PTF kantilleri farklılık göstermektedir. DYE ve PRG karşılaştırıldığında DYE'ler hem merit-order etkisinin büyüklüğü hem de istatistiksel olarak anlamlı olan kantil aralığı açısından daha geniş bir etkiye sahiptir. Programlanabilir yenilenebilir enerji kaynakları ağırlıklı olarak piyasa takas fiyatlarının ve talebinin yüksek olduğu dönemleri etkilemektedir. Buna karşılık, DYE'ler piyasa takas fiyatları üzerinde daha eşit dağıtılmış bir etkiye sahiptir. DYE'lerin merit-order etkisi yoğun olmayan dönemleri de içermektedir. Diğer bir deyişle DYE'ler piyasa takas fiyatlarının daha düşük olduğu kantillerde de anlamlıdır ve fiyatların her seviyesi için fiyatları düşürmektedir. Öte yandan PRG ise piyasa takas fiyatlarının yüksek olduğu

zamanlarda fiyatların düşürülmesi için önemlidir. Bu ayırım, Türkiye'deki politika yapıcılar için önem taşımaktadır.

İkinci modelde DYE'nin PRG'ye kıyasla merit-order etkisine katkısının daha fazla ve kapsamlı olduğu anlaşıldıktan sonra üçüncü modelde bu etkinin rüzgar, nehir tipi hidroelektrik ve güneş enerjisi kaynakları arasında nasıl dağıldığı analiz edilmiştir. Rüzgar ve nehir tipi üretim Türkiye gün öncesi piyasasında gerçekleştirilen önceki çalışmalara paralel olarak merit-order hipotezine uygun sonuçlar vermiştir (Acar vd., 2019; Şirin ve Yılmaz, 2020). Rüzgar enerjisinin merit-order etkisine katkısı DYE gibi tüm saatlerde tüm kantiller için geçerli olsa da genellikle fiyat dağılımının uçlarında daha etkili olmaktadır. Nehir tipi üretimin merit-order etkisine olan katkısının rüzgar enerjisi kadar yaygın olmadığı görülmektedir. Rüzgar enerjisi literatüre paralel olarak PTF'nin görece düşük olduğu zamanlarda daha fazla merit-order etkisine katkı sunarken nehir tipi üretim PTF'nin yüksek olduğu zamanlarda fiyatların düşmesine yol açmaktadır (Do vd., 2019; Maciejowska, 2020; Westgaard vd., 2021). Gerek PTF'nin dağılımında farklı uçlara olan etkileri gerek farklı saatlerde bir teknolojinin diğerine göre daha fazla fiyatların azalmasında rol oynamasıyla bu iki teknolojinin birbirine alternatif değil, birbirini tamamlayıcı olduklarını söylemek mümkündür. Saat ve kantil bazlı incelendiğinde gece döneminde rüzgar enerjisinin fiyat azalışına katkısının daha fazla olduğu, sabah ve öğlen saatlerinde nehir tipi üretimin katkısının daha fazla olduğu görülmektedir. 19:00-21:00 pik döneminde rüzgar enerjisinin merit-order katkısı daha fazladır. 22:00-00:00 geç pik döneminde her iki alternatif de eşit derecede katkı sağlarken nehir tipi üretim PTF'nin üst uç kantillerinde daha etkiliyken rüzgar alt uç kantillerinde daha etkilidir. Sabah, öğle ve geç pik dönem sonuçları daha önce Türkiye gün öncesi piyasasında yapılan tek kantil regresyon çalışması olan Şirin ve Yılmaz (2020) ile uyumludur. Gece ve pik dönemi için elde edilen bulgular ise güncellenen sabit fiyat tarifeleri doğrultusunda daha yakın bir zaman diliminde, Türkiye gün öncesi piyasasına ilişkin yeni bilgiler sunmaktadır.

Üçüncü modelde nehir tipi ve rüzgar enerjisi üretimine ek olarak literatürde beklenen ve gerçekleşen merit-order etkisi arasında fark olan ve daha önce kantil regresyon dahil herhangi bir zaman serisi analiziyle Türkiye gün öncesi piyasasında etkisi incelenmeyen güneş enerjisinin piyasa takas fiyatlarının farklı dilimleri üzerindeki etkisi de incelenmiştir. Gonçalves ve Menezes (2022), Luňáčková vd. (2017), Milstein ve Tishler (2011)'in çalışmalarına paralel olarak saat 12:00 ve 13:00'te güneş ışınlamı en yüksek seviyedeyken güneş enerjisinin merit-order hipotezine uygun olarak piyasa takas fiyatlarını düşürürken, yeterli güneş ışınlamı olmadığı durumlarda güneş enerjisi üretiminin merit-order etkisinin tersine fiyatları arttırıcı özelliği olduğu ortaya çıkmıştır. Bu katkısıyla çalışmamız güneş enerjisi teşviği için uygulanan sabit fiyat tarifesinin regülasyonuna dair önemli öneriler içermektedir. Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda 2035 yılına kadar olan hedeflerde en büyük kapasite artışının güneş enerjisi için planlandığı düşünüldüğünde çalışmamızın bu sonucunun katkısı daha da önem kazanmaktadır.

Bu durumun temel sebebi çalışmanın kapsadığı 2019-2022 döneminin büyük çoğunluğunu oluşturan Temmuz 2021 öncesinde kurulan güneş enerjisi santrallerinin on yıl boyunca tabii olduğu sabit fiyat tarifesinin ABD dolarına endeksli olması ve bu tarifenin diğer teknolojilere göre fazla olmasıdır. Tablo 1 ve 2'de görülebileceği gibi Türkiye'de 2021 öncesinde güneş enerjisi için belirlenen sabit fiyat tarifi rüzgar ve nehir tipi teknolojilerden daha yüksektir. 2021'den sonra ise nehir tipi üretim en yüksek tarifeyle sahiptir. Güneş ve rüzgar enerjisi eşit tarifelerle nehir tipi üretimi takip etmektedir. Güneş enerjisi üretiminin yeterli olmadığı dönemlerde nispeten düşük sabit fiyat tarifesine rağmen yeterli kurulu güç ve üretim olmayınca bu dönemde güneş enerjisinden beklenen merit-order etkisi sadece mevcut sınırlı kapasitenin maksimum üretim yapabildiği öğle saatlerinde görülmektedir. Bu bulgular doğrultusunda özellikle güneş enerjisi için YEKDEM maliyeti, beklenen fiyat etkisine göre yeniden değerlendirilmelidir. Üretimin sınırlı olduğu saatlerde verilen teşvik yani maliyet beklenen faydadan fazladır. Bu

durumun sonucu olarak güneş enerjisi üretiminin beklenen merit-order etkisine katkıda bulunabilmesi için güneş enerjisi sabit fiyatlarının nehir ve rüzgar sabit fiyatlarına göre azaltılması ve güneş enerjisi üretiminin piyasa takas fiyatına endeksli olmayan vergi avantajı gibi başka teşviklerle desteklenmesi gerekmektedir. Ek olarak teşvikler özellikle güneş enerjisinin coğrafi olarak yoğun olduğu bölgelere yoğunlaştırılmalıdır.

PTF'nin yüksek olduğu durumda yani PTF'nin üst uç kuyruğunda en yüksek fiyat düşürücü etkiyi nehir tipi teknolojilerden sağlandığı için güncel sabit fiyat tarifesinde en büyük teşviğin nehir tipi üretime verilmesi sonuçlarımızla uyumludur. Ek olarak, alt ve üst kuyruklar da dahil olmak üzere tüm yüzdelik dilimlerde tutarlı bir etki elde etmek için politika yapıcılarının rüzgar, nehir tipi ve güneş üretimini bir arada optimize etmesi gerekmektedir. Her teknolojinin tek başına etkisi, farklı saatlerde farklı yüzdelik dilimleri için büyüklük olarak değişiklik göstermektedir. Dolayısıyla bu teknolojiler birbirlerinin alternatifi değil, tamamlayıcılarıdır. Gün öncesi PTF, bir gün önce açıklanan Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı (KGÜP) ve saatlik elektrik talebi tahmin planları sonrasında alınan teklifler aracılığıyla arz ve talebin eşleştirilmesiyle bir gün önceden belirlenmektedir. Öngörülen talep ve arz miktarlarını EPIAŞ eşleştirmektedir. KGÜP'te açıklanan öngörülen talep ve öngörülen elektrik üretim verileri gün öncesi piyasa takas fiyatının hesaplamasına temel oluşturmaktadır. Bu sebeple çalışmamızda literatüre paralel olarak öngörülen üretim miktarları kullanılmıştır (Do vd., 2019; Maciejowska, 2020; Westgaard vd., 2021). Çalışmanın sağlamlığı açısından gerçekleşen üretim değerleri kullanılarak tüm analizler tekrarlanmış ve sonuçların benzer olduğu görülmüştür. Bu bağlamda çalışmamız öngörülen ve gerçekleşen üretim farklarına karşı sağlamdır.

KAYNAKÇA

- Abban, A. R., & Hasan, M. Z. (2021). Solar energy penetration and volatility transmission to electricity markets—An Australian perspective. *Economic Analysis and Policy*, 69, 434-449.
- Acar, B., Selcuk, O., & Dastan, S. A. (2019). The merit order effect of wind and river type hydroelectricity generation on Turkish electricity prices. *Energy Policy*, 132, 1298-1319.
- Ajanaku, B. A., & Collins, A. R. (2023). Does it matter when the wind blows? Differential impacts of wind generation on the PJM wholesale electricity market. *The Electricity Journal*, 36(6), 107303.
- Altın Yavuz, A., & Gündoğan Aşık, E. (2017). Quantile Regression. *Uluslararası Muhendislik Arastırma ve Gelistirme Dergisi*, 9(2), 137-146.
- Azofra, D., Jiménez, E., Martínez, E., Blanco, J., & Saenz-Díez, J. C. (2014). Wind power merit-order and feed-in-tariffs effect: A variability analysis of the Spanish electricity market. *Energy Conversion and Management*, 83, 19-27.
- Azofra, D., Martínez, E., Jiménez, E., Blanco, J., & Saenz-Díez, J. C. (2014). Comparison of the influence of biomass, solar-thermal and small hydraulic power on the Spanish electricity prices by means of artificial intelligence techniques. *Applied Energy*, 121, 28-37.
- Bell, W. P., Wild, P., Foster, J., & Hewson, M. (2017). Revitalising the wind power induced merit order effect to reduce wholesale and retail electricity prices in Australia. *Energy Economics*, 67, 224-241.
- Benhmad, F., & Percebois, J. (2018). Photovoltaic and wind power feed-in impact on electricity prices: The case of Germany. *Energy Policy*, 119, 317-326.

- Berk, İ., & Torun, E. (2019). Testing merit-order effect in Turkey's electricity market: The effect of wind penetration on day-ahead electricity prices. *Akdeniz İİBF Dergisi*, 19(1), 133-156.
- Biçen, Y. (2016). Türkiye elektrik enerjisi piyasası gelişim süreci: Gün öncesi ve dengeleme güç piyasası özellikleri. *Karaelmas Fen ve Mühendislik Dergisi*, 6(2), 432-438.
- Bobinaite, V., & Priedite, I. (2015). Res-E Support Policies in the Baltic States: Electricity Price Aspect (Part II). *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 52(2), 13-25.
- Bode, S. (2006). *On the impact of renewable energy support schemes on power prices*. HWWI Research Paper.
- Bowden, N., & Payne, J. E. (2008). Short term forecasting of electricity prices for MISO hubs: Evidence from ARIMA-EGARCH models. *Energy Economics*, 30(6), 3186-3197.
- Böckers, V., Giessing, L., & Rösch, J. (2013). *The green game changer: An empirical assessment of the effects of wind and solar power on the merit order*. DICE Discussion Paper.
- BP. (2022). BP Statistical review of world energy. Erişim Linki: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> Erişim Tarihi: 15 Kasım 2023.
- Bublitz, A., Keles, D., & Fichtner, W. (2017). An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame? *Energy Policy*, 107, 323-336.
- Bunn, D., Andresen, A., Chen, D., & Westgaard, S. (2016). Analysis and forecasting of electricity price risks with quantile factor models. *The Energy Journal*, 37(1).

- Bushnell, J., & Novan, K. (2018). *Setting with the sun: The impacts of renewable energy on wholesale power markets*. National Bureau of Economic Research.
- Cevik, S., & Ninomiya, K. (2023). Chasing the sun and catching the wind: Energy transition and electricity prices in Europe. *Journal of Economics and Finance*, 1-24.
- Ciarreta, A., Espinosa, M. P., & Pizarro-Irizar, C. (2014). Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market. *Energy Policy*, 69, 205-215.
- Claeys, G., Tagliapietra, S., & Zachmann, G. (2019). *How to make the European Green Deal work* (C. 13). JSTOR.
- Clò, S., Cataldi, A., & Zoppoli, P. (2015). The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 77, 79-88.
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F. C., & Graichen, V. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy economics*, 44, 302-313.
- Costa-Campi, M. T., & Trujillo-Baute, E. (2015). Retail price effects of feed-in tariff regulation. *Energy Economics*, 51, 157-165.
- Craig, M. T., Jaramillo, P., Hodge, B.-M., Williams, N. J., & Severini, E. (2018). A retrospective analysis of the market price response to distributed photovoltaic generation in California. *Energy policy*, 121, 394-403.
- Csereklyei, Z., Qu, S., & Ancev, T. (2019). The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia. *Energy Policy*, 131, 358-369.
- Cutler, N. J., Boerema, N. D., MacGill, I. F., & Outhred, H. R. (2011). High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market. *Energy Policy*, 39(10), 5939-5949.

- Çetin, T., & Oguz, F. (2007). The politics of regulation in the Turkish electricity market. *Energy Policy*, 35(3), 1761-1770.
- Çınar, U. K. (2019). En küçük kareler regresyonuna alternatif bir yöntem: Kantil regresyon. *Avrasya Uluslararası Araştırmalar Dergisi*, 7(18), 57-71.
- De Marcos, R. A., Reneses, J., & Bello, A. (2016). Long-term Spanish electricity market price forecasting with cointegration and VEC models. *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 1-7.
- De Miera, G. S., del Río González, P., & Vizcaíno, I. (2008). Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. *Energy policy*, 36(9), 3345-3359.
- De Siano, R., & Sapio, A. (2022). Spatial merit order effects of renewables in the Italian power exchange. *Energy Economics*, 108, 105827.
- Delarue, E. D., Luickx, P. J., & D'haeseleer, W. D. (2009). The actual effect of wind power on overall electricity generation costs and CO2 emissions. *Energy conversion and management*, 50(6), 1450-1456.
- Depren, S. K., Kartal, M. T., Ertuğrul, H. M., & Depren, Ö. (2022). The role of data frequency and method selection in electricity price estimation: Comparative evidence from Turkey in pre-pandemic and pandemic periods. *Renewable Energy*, 186, 217-225.
- Do, L. P. C., Lyócsa, Š., & Molnár, P. (2019). Impact of wind and solar production on electricity prices: Quantile regression approach. *Journal of the Operational Research Society*, 70(10), 1752-1768.
- Durmuş, B., Güneri, Ö. İ., & İncekırık, A. (2022). Sayma Verileri ile Kantil Regresyon: Aşırı Yayılım Veri Örneği. *Bilecik Şeyh Edebali Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi*, 9(1), 286-303.

- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S., & von Stechow, C. (2011). *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge University Press.
- Ederer, N. (2015). The market value and impact of offshore wind on the electricity spot market: Evidence from Germany. *Applied Energy*, 154, 805-814.
- EMBER. (2023). Yearly electricity data. Erişim Linki: <https://ember-climate.org/data-catalogue/yearly-electricity-data/> Erişim Tarihi: 10 Ekim 2023.
- Energy Institute. (2023). Statistical review of world energy. Erişim Linki: https://www.energyinst.org/__data/assets/pdf_file/0004/1055542/EI_Stat_Review_PDF_single_3.pdf Erişim Tarihi: 25 Eylül 2023.
- EPDK. (2023). 2023 Yılı Elektrik Piyasası Ocak Ayı Sektör Raporu. Erişim Linki: <https://www.epdk.gov.tr/detay/icerik/3-0-23/elektrikaylik-sektor-raporlar> Erişim Tarihi: 18 Ekim 2023.
- EPIAŞ. (2023). Elektrik Piyasaları Aylık Raporu Ocak/2023. Erişim Linki: <https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2023/02/Ocak-2023-Elektrik-Piyasaları-Raporu.pdf> . Erişim Tarihi: 29 Ekim 2023.
- Ertuğrul, H. M., Kartal, M. T., Depren, S. K., & Soytaş, U. (2022). Determinants of electricity prices in Turkey: An application of machine learning and time series models. *Energies*, 15(20), 7512.
- ETKB. (2022). Türkiye Ulusal Enerji Planı. Erişim Linki: https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/Türkiye_Ulusal_Enerji_Planı.pdf Erişim Tarihi: 13 Ocak 2024.
- Ferkingstad, E., Løland, A., & Wilhelmsen, M. (2011). Causal modeling and inference for electricity markets. *Energy Economics*, 33(3), 404-412.

- Fetting, C. (2020). The European green deal. *ESDN report*, 53. Erişim Linki: https://www.esdn.eu/fileadmin/ESDN_Reports/ESDN_Report_2_2020.pdf
Erişim Tarihi: 06 Ocak 2024.
- Figueiredo, N. C., & da Silva, P. P. (2019). The “Merit-order effect” of wind and solar power: Volatility and determinants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102, 54-62.
- Frade, P. M., Vieira-Costa, J. V., Osório, G. J., Santana, J. J., & Catalão, J. P. (2018). Influence of wind power on intraday electricity spot market: A comparative study based on real data. *Energies*, 11(11), 2974.
- Fronzel, M. (2011). Modelling energy and non-energy substitution: A brief survey of elasticities. *Energy Policy*, 39(8), 4601-4604.
- Gelabert, L., Labandeira, X., & Linares, P. (2011). Renewable energy and electricity prices in Spain. *Economics for Energy, working paper WP01*. Erişim Linki: <https://eforenergy.org/docpublicaciones/documentos-de-trabajo/WP01-2011.pdf>
Erişim Tarihi: 14 Eylül 2023.
- Gianfreda, A., Maranzano, P., Parisio, L., & Pelagatti, M. (2023). Testing for integration and cointegration when time series are observed with noise. *Economic modelling*, 125, 106352.
- Gianfreda, A., Parisio, L., & Pelagatti, M. (2016). The Impact of RES in the Italian Day-Ahead and Balancing Markets. *The Energy Journal*, 37(2_suppl), 161-184.
- Gonçalves, R., & Menezes, F. (2022). Market-Wide Impact of Renewables on Electricity Prices in Australia. *Economic Record*, 98(320), 1-21.
- Goodarzi, S., Perera, H. N., & Bunn, D. (2019). The impact of renewable energy forecast errors on imbalance volumes and electricity spot prices. *Energy Policy*, 134, 110827.

- Gökgöz, F., & Güvercin, M. T. (2018). Energy security and renewable energy efficiency in EU. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 226-239.
- Gözen, M. (2020). Comments on Main Factors Affecting Electricity Price Risk in Turkish Electricity Market. *Anemon Muş Alparslan Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*, 8(İktisadi ve İdari Bilimler), 189-204.
- Green, R., Vasilakos, N., & Kensington, S. (2011). The long-term impact of wind power on electricity prices and generating capacity. *University of Birmingham Economics Discussion Paper*, 11-09.
- Guerci, E., & Sapio, A. (2012). High wind Penetration in an Agent-Based Model of the Electricity Market 1: The Case of Italy. *Revue de l'OFCE*, 5, 415-447.
- Gugler, K., Haxhimusa, A., & Liebensteiner, M. (2018). Integration of European electricity markets: Evidence from spot prices. *The Energy Journal*, 39(Special Issue 2).
- Gullì, F., & Balbo, A. L. (2015). The impact of intermittently renewable energy on Italian wholesale electricity prices: Additional benefits or additional costs? *Energy Policy*, 83, 123-137.
- Hagfors, L. I., Bunn, D., Kristoffersen, E., Staver, T. T., & Westgaard, S. (2016). Modeling the UK electricity price distributions using quantile regression. *Energy*, 102, 231-243.
- Halužan, M., Verbič, M., & Zorić, J. (2023). The crowding out of conventional electricity generation by renewable energy sources: Implications from Greek, Hungarian, and Romanian electricity markets. *Environmental Science and Pollution Research*, 30(57), 120063-120084.
- He, Q., Chen, H., Dai, X., & Lin, Z. (2022). A Review and Outlook on the Participation of High Percentage of Renewable Energy in the Electricity Market. *2022 IEEE*

- 6th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), 1905-1911.
- Hepbasli, A. (2005). Development and restructuring of Turkey's electricity sector: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 9(4), 311-343.
- Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy economics*, 38, 218-236.
- Hirth, L. (2018). What Caused the Drop in European Electricity Prices? A Factor Decomposition Analysis. *The Energy Journal*, 39(1), 143-158.
- Hosseini Imani, M., Bompard, E., Colella, P., & Huang, T. (2021). Impact of Wind and Solar Generation on the Italian Zonal Electricity Price. *Energies*, 14(18), 5858.
- Hu, W., Chen, Z., & Bak-Jensen, B. (2010). The relationship between electricity price and wind power generation in Danish electricity markets. *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 1-4.
- Huisman, R., & Stet, C. (2022). The dependence of quantile power prices on supply from renewables. *Energy Economics*, 105, 105685.
- Imcharoenkul, V., & Chaitusaney, S. (2022). The impact of variable renewable energy integration on total system costs and electricity generation revenue. *IEEE Access*, 10, 50167-50182.
- IRENA ve ILO. (2022). *Renewable energy and jobs: Annual review 2022*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi ve International Labour Organization, Geneva.
- IRENA. (2023). Tracking SDG7: The energy progress report 2023. Erişim Linki: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/Tracking-SDG7-2023>
Erişim Tarihi: 06 Aralık 2023.
- Jain, S., & Shrimali, G. (2022). Impact of renewable electricity on utility finances: Assessing merit order effect for an Indian utility. *Energy Policy*, 168, 113092.

- Janczura, J., Trück, S., Weron, R., & Wolff, R. C. (2013). Identifying spikes and seasonal components in electricity spot price data: A guide to robust modeling. *Energy Economics*, 38, 96-110.
- Kabak, M., & Tasdemir, T. (2020). Electricity Day-Ahead Market Price Forecasting by Using Artificial Neural Networks: An Application for Turkey. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 45(3), 2317-2326.
- Karatekin, C., & Celik, H. (2020). The effects of renewable energy sources on the structure of the Turkish electricity market. *International Journal of Energy Economics and Policy*.
- Kaufmann, R. K., & Vaid, D. (2016). Lower electricity prices and greenhouse gas emissions due to rooftop solar: Empirical results for Massachusetts. *Energy policy*, 93, 345-352.
- Keles, D., Dehler-Holland, J., Densing, M., Panos, E., & Hack, F. (2020). Cross-border effects in interconnected electricity markets-an analysis of the Swiss electricity prices. *Energy Economics*, 90, 104802.
- Ketterer, J. C. (2014). The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy economics*, 44, 270-280.
- Koç, E., & Kaya, K. (2015). Enerji Kaynakları–Yenilenebilir Enerji Durumu. *Mühendis ve Makina*, 56(668), 36-47.
- Koenker, R. (2005). *Quantile regression* (C. 38). Cambridge university press.
- Koenker, R., & Bassett, G. (1982). Tests of linear hypotheses and l¹ estimation. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 1577-1583.
- Koenker, R., & Bassett Jr, G. (1978). Regression quantiles. *Econometrica: journal of the Econometric Society*, 33-50.
- Korkmaz, O., & Önöz, B. (2022). Modelling the potential impacts of nuclear energy and renewables in the Turkish energy system. *Energies*, 15(4), 1392.

- Liebensteiner, M., & Naumann, F. (2022). Can carbon pricing counteract renewable energies' cannibalization problem? *Energy Economics*, 115, 106345.
- Lin, B., & Chen, Y. (2019). Does electricity price matter for innovation in renewable energy technologies in China? *Energy Economics*, 78, 259-266.
- López Prol, J., & Schill, W.-P. (2021). The Economics of Variable Renewable Energy and Electricity Storage. *Annual Review of Resource Economics*, 13(1), 443-467.
- Loumakis, S., Giannini, E., & Maroulis, Z. (2019). Renewable Energy Sources Penetration in Greece: Characteristics and Seasonal Variation of the Electricity Demand Share Covering. *Energies*, 12(12), Article 12.
- Luňáčková, P., Průša, J., & Janda, K. (2017). The merit order effect of Czech photovoltaic plants. *Energy Policy*, 106, 138-147.
- Ma, T., Du, Y., Xu, T., & Chen, W. (2023). Cross-regional effects of renewable power generation on the electricity market: An empirical study on Japan's electricity spot market. *Applied Economics*, 55(18), 2070-2097.
- Macedo, D. P., Marques, A. C., & Damette, O. (2020). The impact of the integration of renewable energy sources in the electricity price formation: Is the Merit-Order Effect occurring in Portugal? *Utilities Policy*, 66, 101080.
- Macedo, D. P., Marques, A. C., & Damette, O. (2022). The role of electricity flows and renewable electricity production in the behaviour of electricity prices in Spain. *Economic Analysis and Policy*, 76, 885-900.
- Maciejowska, K. (2020). Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability—A quantile regression approach. *Energy Economics*, 85, 104532.
- Maniatis, G. I., & Milonas, N. T. (2022). The impact of wind and solar power generation on the level and volatility of wholesale electricity prices in Greece. *Energy Policy*, 170, 113243.

- Mills, A., Wiser, R., Millstein, D., Carvallo, J. P., Gorman, W., Seel, J., & Jeong, S. (2021). The impact of wind, solar, and other factors on the decline in wholesale power prices in the United States. *Applied Energy*, 283, 116266.
- Milstein, I., & Tishler, A. (2011). Intermittently renewable energy, optimal capacity mix and prices in a deregulated electricity market. *Energy Policy*, 39(7), 3922-3927.
- Mosquera-López, S., Uribe, J. M., & Manotas-Duque, D. F. (2017). Nonlinear empirical pricing in electricity markets using fundamental weather factors. *Energy*, 139, 594-605.
- Mulder, M., & Scholtens, B. (2013). The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands. *Renewable energy*, 57, 94-100.
- Mwampashi, M. M., Nikitopoulos, C. S., Konstandatos, O., & Rai, A. (2021). Wind generation and the dynamics of electricity prices in Australia. *Energy Economics*, 103, 105547.
- Nibedita, B., & Irfan, M. (2022). Analyzing the asymmetric impacts of renewables on wholesale electricity price: Empirical evidence from the Indian electricity market. *Renewable Energy*, 194, 538-551.
- Nieuwenhout, F., & Brand, A. (2011). The impact of wind power on day-ahead electricity prices in the Netherlands. *2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 226-230.
- O'Mahoney, A., & Denny, E. (2011). The merit order effect of wind generation on the Irish electricity market. Erişim Linki: <https://mpira.ub.uni-muenchen.de/id/eprint/56043> Erişim Tarihi: 28 Mart 2024.
- Øvergaard, S. (2008). Issue paper: Definition of primary and secondary energy. *Statistics Norway, Oslo*. Erişim Linki: http://mdgs.un.org/unsd/envAccounting/londongroup/meeting13/LG13_12a.pdf Erişim Tarihi 17 Şubat 2024.

- Owolabi, O. O., Schafer, T. L. J., Smits, G. E., Sengupta, S., Ryan, S. E., Wang, L., Matteson, D. S., Getmansky Sherman, M., & Sunter, D. A. (2023). Role of Variable Renewable Energy Penetration on Electricity Price and its Volatility across Independent System Operators in the United States. *Data Science in Science*, 2(1), 2158145.
- Özbektaş, S., Şenel, M. C., & Sungur, B. (2023). Dünyada Ve Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Durumu ve Kurulum Maliyetleri. *Mühendis ve Makina*, 64(711), 317-351.
- Öznazik, H. A. (2022). Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Elektrik Üretimine Verilen Fiyat Desteklerinin İncelenmesi: Karşılaştırmalı Bir Analiz. *Fiscaoeconomia*, 6(1), 161-188.
- Pahle, M., Schill, W.-P., Gambardella, C., & Tietjen, O. (2016). Renewable energy support, negative prices, and real-time pricing. *The Energy Journal*, 37(Sustainable Infrastructure Development and Cross-Border Coordination).
- Paraschiv, F., Erni, D., & Pietsch, R. (2014). The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. *Energy Policy*, 73, 196-210.
- Peker, M. Ç., & Sivrikaya, A. (2023). The Effects of Electricity Generation from Solar and Wind Energy on the Day Ahead Market-Clearing Prices and Price Volatility: The Turkish Case. *Fiscaoeconomia*, 7(2), 1067-1100.
- Percebois, J., & Pommeret, S. (2018). Cross-subsidies Tied to the Introduction of Intermittent Renewable Electricity: An Analysis Based on a Model of the French Day-Ahead Market. *The Energy Journal*, 39(3), 245-268.
- Pereira, J. P., & Rodrigues, P. M. (2015). The impact of wind generation on the mean and volatility of electricity prices in Portugal. *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1-5.

- Perez, A., & Garcia-Rendon, J. J. (2021). Integration of non-conventional renewable energy and spot price of electricity: A counterfactual analysis for Colombia. *Renewable Energy*, 167, 146-161.
- Pham, T. (2019). Do German renewable energy resources affect prices and mitigate market power in the French electricity market ? *Applied Economics*, 51(54), 5829-5842.
- PWC. (2023). *Türkiye elektrik piyasasına genel bakış Eylül 2023*. PWC Türkiye.
- REN21. (2023). *Renewables 2023 global status report collection, global overview*. Paris: REN21 Secretariat, ISBN 978-3-948393-11-3.
- Rudolph, M., Damien, P., & Zarnikau, J. (2021). An empirical study of the merit order effects in the Texas energy market via quantile regression. *International Journal of Advanced Operations Management*, 13(3), 258.
- Ruhnau, O. (2022). How flexible electricity demand stabilizes wind and solar market values: The case of hydrogen electrolyzers. *Applied Energy*, 307, 118194.
- Sachs, J. D., Kroll, C., Lafortune, G., Fuller, G., & Woelm, F. (2022). *Sustainable development report 2022*. Cambridge University Press.
- Sakaguchi, M., & Fujii, H. (2021). The impact of variable renewable energy penetration on wholesale electricity prices in Japan between FY 2016 and 2019. *Frontiers in Sustainability*, 2, 770045.
- Sapio, A. (2019). Greener, more integrated, and less volatile? A quantile regression analysis of Italian wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 126, 452-469.
- Sensfuß, F., Ragwitz, M., & Genoese, M. (2008). The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy policy*, 36(8), 3086-3094.
- Shimomura, M., Keeley, A. R., Matsumoto, K., Tanaka, K., & Managi, S. (2024). Beyond the merit order effect: Impact of the rapid expansion of renewable energy on

- electricity market price. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 114037.
- Sirin, S. M., & Yilmaz, B. N. (2020). Variable renewable energy technologies in the Turkish electricity market: Quantile regression analysis of the merit-order effect. *Energy Policy*, 144, 111660.
- Sirin, S. M., & Yilmaz, B. N. (2021). The impact of variable renewable energy technologies on electricity markets: An analysis of the Turkish balancing market. *Energy Policy*, 151, 112093.
- Stringer, T., Joanis, M., & Abdoli, S. (2024). Power generation mix and electricity price. *Renewable Energy*, 221, 119761.
- Suliman, M. S., & Farzaneh, H. (2022). Econometric analysis of pricing and energy policy regulations in Japan electric power exchange spot market. *Cleaner Engineering and Technology*, 9, 100523.
- Swinand, G. P., & O'Mahoney, A. (2015). Estimating the impact of wind generation and wind forecast errors on energy prices and costs in Ireland. *Renewable energy*, 75, 468-473.
- Talavera-Zabre, D. (2022). Market-value of Renewables in the Young Mexican Power Market. *Revista Mexicana de Economía y Finanzas Nueva Época REMEF*, 17(4), 795.
- Traber, T., & Kemfert, C. (2011). Gone with the wind?—Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply. *Energy Economics*, 33(2), 249-256.
- Tselika, K. (2022). The impact of variable renewables on the distribution of hourly electricity prices and their variability: A panel approach. *Energy Economics*, 113, 106194.

- TSKB. (2023a). Aylık enerji bülteni Ocak 2023. Erişim Linki: <https://www.tskb.com.tr/arastirma-raporlari/ekonomik-arastirmalar/enerji-bulteni> Erişim Tarihi: 15 Şubat 2024.
- TSKB. (2023b). YEKDEM’de yeni esaslar. Erişim Linki: <https://www.tskb.com.tr/arastirma-raporlari/ekonomik-arastirmalar/enerji-bulteni> Erişim Tarihi: 15 Şubat 2024.
- UNICEF. (2023). *Renewable energy: Emerging technologies and innovations, Insight Report No.2*. UNICEF Office of Innovation, New York.
- WEC. (2016). Türkiye enerji piyasasının görünümü başarılar, genel bakış ve fırsatlar. Erişim Linki: <https://www.dunyaenerji.org.tr/wp-content/uploads/2017/10/turkiye-enerji-piyasasinin-gorunumu.pdf> Erişim Tarihi: 25 Mart 2024.
- WEC. (2018). Türkiye enerji piyasaları araştırma raporu - Kısım 1 mevcut durum analizi. Erişim Linki: <https://www.dunyaenerji.org.tr/wp-content/uploads/2018/07/TEPG1.pdf> Erişim Tarihi: 25 Mart 2024.
- Welisch, M., Ortner, A., & Resch, G. (2016). Assessment of RES technology market values and the merit-order effect – an econometric multi-country analysis. *Energy & Environment*, 27(1), 105-121.
- Wen, L., Suomalainen, K., Sharp, B., Yi, M., & Sheng, M. S. (2022). Impact of wind-hydro dynamics on electricity price: A seasonal spatial econometric analysis. *Energy*, 238, 122076.
- Westgaard, S., Fleten, S.-E., Negash, A., Botterud, A., Bogaard, K., & Verling, T. H. (2021). Performing price scenario analysis and stress testing using quantile regression: A case study of the Californian electricity market. *Energy*, 214, 118796.

- Woo, C.-K., Horowitz, I., Moore, J., & Pacheco, A. (2011). The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience. *Energy Policy*, 39(7), 3939-3944.
- Wozabal, D., Graf, C., & Hirschmann, D. (2013). Renewable Energy and Its Impact on Power Markets. İçinde R. M. Kovacevic, G. Ch. Pflug, & M. T. Vespucci (Ed.), *Handbook of Risk Management in Energy Production and Trading* (C. 199, ss. 283-311). Springer US.
- Würzburg, K., Labandeira, X., & Linares, P. (2013). Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics*, 40, S159-S171.
- Zipp, A. (2017). The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets—an empirical analysis. *Renewable Energy*, 113, 1111-1121.

ÖZET

Yenilenebilir enerji kaynakları iklim değişikliğiyle mücadelede ve ekonomik dayanıklılığın desteklenmesinde kritik bir rol oynamaktadır. Dünya genelinde düşük marjinal maliyete sahip yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminin artmasıyla birlikte fosil yakıtla çalışan santrallerinin arz eğrisindeki önem sırası değişmeye başlamıştır. Merit-order etkisi olarak adlandırılan bu durum yenilenebilir enerji kaynaklarının yeterli ölçüde kullanıldığı ülkelerde genel olarak elektrik piyasalarındaki piyasa takas fiyatının düşmesine yol açmıştır. Bu çalışma 2019-2022 dönemi için Türkiye gün öncesi elektrik piyasasındaki piyasa takas fiyatının yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminden nasıl etkilendiğini ve merit-order hipotezinin programlanabilir, değişken yenilenebilir enerji kaynakları, rüzgar, güneş ve nehir tipi üretim kapsamında Türkiye gün öncesi piyasası için geçerli olup olmadığını kantil regresyon yöntemiyle araştırmıştır. Her saat ayrı ayrı modellenmiş ve toplam 9 kantil için 648 tane model oluşturulmuştur. Çalışmanın sonucunda programlanabilir ve değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının merit-order hipotezine uygun olduğu görülmüştür. Fakat bu iki teknolojinin istatistiksel olarak anlamlı oldukları fiyat kantilleri farklılık göstermektedir. Rüzgar enerjisinin merit-order etkisine katkısı tüm saatlerde tüm kantiller için geçerli olsa da genellikle fiyat dağılımının uçlarında daha etkili olmaktadır. Nehir tipi üretimin merit-order etkisine olan katkısının rüzgar enerjisi kadar yaygın olmadığı görülmektedir. Güneş enerjisi üretimi ise saat 12:00 ve 13:00'te güneş ışıınımı en yüksek seviyedeysen merit-order hipotezine uygun olarak piyasa takas fiyatlarını düşürürken, yeterli güneş ışıınımı olmadığı durumlarda piyasa takas fiyatını arttırıcı özelliği olduğu ortaya çıkmıştır.

Anahtar Kelimeler: Kantil Regresyon, Merit-Order Etkisi, Programlanabilir Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Değişken Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Türkiye Elektrik Piyasası.

ABSTRACT

Renewable energy sources play a critical role in increasing environmental efficiency, combating climate change, and supporting economic resilience. With the increasing production of renewable energy sources worldwide at low marginal costs, the ranking in the supply curve has begun to change. This situation, known as the merit-order effect, has led to a decrease in the market clearing prices in electricity markets in countries where renewable energy sources are used frequently and sufficiently. This study investigates how the market clearing prices in the day-ahead electricity market in Türkiye were affected by renewable energy sources and whether the merit-order hypothesis is valid for programable, variable renewable energy sources, including wind, solar, and run-of-river production for the period 2019-2022 via quantile regression models. Each hour was modeled separately, resulting in a total of 648 models for 9 quantiles. The findings reveal that programable and variable renewable energy sources align with the merit-order hypothesis. However, these two technologies differ in the price quantiles they affect. While the contribution of wind energy to the merit-order effect is generally effective across all hours and quantiles, it is particularly impactful at the extremes of the price distribution. The contribution of run-of-river production to the merit-order effect is not as widespread as wind energy. Solar energy production, on the other hand, reduces market clearing prices in line with the merit-order hypothesis when solar radiation is highest at 12:00 and 13:00, but it has a price-increasing effect when there is insufficient solar radiation.

Keywords: Quantile Regression, Merit-Order Effect, Dispatchable Renewable Energy Sources, Variable Renewable Energy Sources, Turkish Electricity Market.