



T.C.
KONYA TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ



**ERMENEK ÇAYI ÜZERİNDE POMPAJ DEPOLAMALI
HİDROELEKTRİK SANTRAL SİSTEMLERİNİN
UYGULANABİLİRLİĞİNİN ARAŞTIRILMASI**

Büşra PINARKARA

YÜKSEK LİSANS

İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı

Haziran-2022
KONYA
Her Hakkı Saklıdır

TEZ KABUL VE ONAYI

Büşra PINARKARA tarafından hazırlanan “Ermenek Çayı Üzerinde Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Sistemlerinin Uygulanabilirliğinin Araştırılması” adlı tez çalışması .../.../... tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği / oy çokluğu ile Konya Teknik Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

Başkan

Prof. Dr. Mehmet Faik SEVİMLİ

Danışman

Dr. Öğr. Üyesi Mustafa ONÜÇYILDIZ

Üye

Doç. Dr: Alpaslan YARAR

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Prof. Dr. Saadettin Erhan KESEN
Enstitü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Bu tezdaki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

DECLARATION PAGE

I hereby declare that all information in this document has been obtained and presented in accordance with academic rules and ethical conduct. I also declare that, as required by these rules and conduct, I have fully cited and referenced all material and results that are not original to this work.

İmza

Büşra PINARKARA

Tarih:31.05.2022

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ERMENEK ÇAYI ÜZERİNDE POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRAL SİSTEMLERİNİN UYGULANABİLİRLİĞİNİN ARAŞTIRILMASI

Büşra PINARKARA

**Konya Teknik Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Hidrolik Anabilim Dalı**

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Mustafa ONÜÇYILDIZ

2022, 82 Sayfa

Sürekli olarak artan nüfus, yaşam şartlarındaki yükseliş endüstrinin sürekli büyümesi ve gelişimini zorunlu kılmaktadır. Ülke ekonomileri de bunlara bağlı olarak büyüme göstermektedir. Ekonomik büyüme, yanında nüfusun yaşam şartlarında yükseliş ve bu isteklerin devam edebilmesi enerjinin yeterli, güvenilir bir şekilde temininin yanında düşük maliyetle sağlanmasını da zorunlu hale getirmektedir. Dünyada enerji ihtiyacı artarken enerji kaynaklarının özellikle fosil yakıtların azalması ve bu kaynakların ülkeler arasında eşit olarak dağılmaması, ülkeleri enerji konusunda bağımlı duruma getirmektedir. Bu sebeple ülkeler ellerinde bulunan kaynakların ekonomik olup olmamasına bakmadan enerji üretmek zorunda kalmaktadır. Türkiye’de bu amaçla sahip olduğu yenilenebilir enerji kaynaklarına önem vermektedir. Türkiye’de özellikle rüzgâr, güneş santralleri ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi ve optimum kullanımlarının sağlanabilmesi için çalışmalar yapılmaktadır. Ancak yenilenebilir enerjinin kesintili yapısı, enerji tüketiminin günün çeşitli saatleri arasında farklılık göstermesi enerji depolamanın önemi ve gerekliliğini de beraberinde getirmektedir. Enerjide pik talebin karşılanmasında ülke kaynaklarının yetersiz kalması durumunda pompaj depolamalı hidroelektrik santrallere ihtiyaç duyulmaktadır. Bu santraller güç talebinin düşük olduğu zamanlarda suyu yüksekte bir haznede depolamak ve bu şekilde biriktirilen sudan pik zamanlarda hidroelektrik enerji elde etmek amacıyla planlanmaktadır. Bu tez çalışması, ülkemizin 17 nolu su toplama havzası olan Doğu Akdeniz Havzası’nın temel su kaynaklarından Ermenek Çayı üzerinde, yenilenebilir enerji sistemleri arasında yer alan, uzun yıllardır dünyada pik saatlerdeki enerji ihtiyacını karşılamak için kullanılan pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin (PDHES) uygulanabilirliğini araştırmak amacıyla gerçekleştirilecektir. Muhtemel bir PDHES’in teknik özellikleri, konumu, yaklaşık maliyeti ve modeli gibi pek çok sorunun cevaplanması hedeflenmektedir.

Anahtar Kelimeler: Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral, PDHES, Enerji Depolama, Yenilenebilir Enerji

ABSTRACT

MS THESIS

INVESTIGATION OF THE APPLICABILITY OF HYDROELECTRIC POWER PLANT SYSTEMS WITH PUMPAGE STORAGE ON ERMENEK RIVER

Büşra PINARKARA

**Konya Technical University
Institute of Graduate Studies
Department of Hydraulic**

Advisor: Dr. Öğr. Üyesi Mustafa ONÜÇYILDIZ

2022, 82 Pages

The constantly increasing population and the rise in living conditions necessitate the continuous growth and development of the industry. The economies of the countries also show growth depending on these. Economic growth, as well as the increase in the living conditions of the population and the continuation of these demands, make it necessary to provide energy in an adequate and reliable way as well as at low cost. While the world's energy needs are increasing, the decrease in energy resources, especially fossil fuels, and the unequal distribution of these resources among countries make countries dependent on energy. For this reason, countries have to produce energy regardless of whether the resources they have are economical or not. For this purpose, Turkey attaches importance to the renewable energy resources it has. In Turkey, studies are carried out to develop wind, solar power plants and other renewable energy sources and to ensure their optimum use. However, the discontinuous nature of renewable energy and the fact that energy consumption differs between various hours of the day bring the importance and necessity of energy storage. In case the country's resources are insufficient to meet the peak demand in energy, pumped storage hydroelectric power plants are needed. These power plants are planned to store water in a high reservoir when the power demand is low and to obtain hydroelectric energy from the water accumulated in this way at peak times. The aim of this thesis is to investigate the applicability of pumped storage hydroelectric power plants (PDHES), which is among the renewable energy systems and has been used for many years to meet the energy needs of the world at peak hours, on the Ermenek Stream, one of the main water resources of the Eastern Mediterranean Basin, which is the 17th catchment basin of our country. will be carried out. It is aimed to answer many questions such as the technical features, location, approximate cost and model of a possible PDHES.

Keywords: Pumped Storage Hydroelectric Power Plant, PDHES, Energy Storage, Renewable Energy

ÖNSÖZ

Her geçen gün artan enerji ihtiyacını, temiz enerji ile karşılamak ve enerjinin az kullanıldığı saatlerde üretilen enerjiyi depolayarak günün belli saatlerinde talebin fazla olması sebebi ile artan fiyatların dalgalanmasını önlemek için enerji depolamak zorunluluk haline gelmiştir. Hem maliyet hem de çevreye verilecek zararın en aza indirilmesi hedeflenerek ülkemiz hidroelektrik kaynaklarının pompaj depolamalı hidroelektrik kaynaklara çevrilmesi ya da yapılacak yeni santrallerinin planlama ve fizibilite çalışmalarının bu gayeyle yapılmasının önemi büyüktür.

Yenilenebilir enerjinin kesintili yapısı, enerji tüketiminin günün çeşitli saatleri arasında farklılık göstermesi enerji depolamanın önemi ve gerekliliğini de beraberinde getirmektedir. Enerjide pik talebin karşılanmasında ülke kaynaklarının yetersiz kalması durumunda pompaj depolamalı hidroelektrik santrallere ihtiyaç duyulmaktadır. Bu santraller güç talebinin düşük olduğu zamanlarda suyu yüksekte bir haznede depolamak ve bu şekilde biriktirilen sudan pik zamanlarda hidroelektrik enerji elde etmek amaçlanmaktadır.

Bu çalışmayı tamamlamamda yaşanan tüm olumsuzluklar ve pandemi sürecine rağmen, sabırla ve tüm bilgi birikimiyle çalışmaya yön gösteren kıymetli danışmanım Dr. Öğr. Üyesi Mustafa ONÜÇYILDIZ'a, yardımlarını esirgemeyen DSİ 4. Bölge Müdürlüğü çalışanlarına, DSİ 4. Bölge Müdürlüğü Kalite Kontrol ve Laboratuvar Şube Müdürü İbrahim PINARKARA'ya ve Barajlar ve HES Şube Müdürü Erman PLATİN'e, gece gündüz her türlü desteğiyle yanımda olan annem Fatma PINARKARA'ya, tüm aileme ve ÖZEL ailesine teşekkürü borç bilirim.

Büşra PINARKARA
KONYA-2022

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
ÖNSÖZ	vi
İÇİNDEKİLER.....	vii
ÇİZELGELER LİSTESİ	ix
ŞEKİLLER LİSTESİ	xi
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xiv
1. GİRİŞ.....	1
2. KAYNAK ARAŞTIRMASI	4
2.1. Hidroelektrik Santraller (HES)	4
2.2. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller (PDHES)	5
2.2.1. PDHES’lerin Dünyada ve Türkiye’deki Yeri.....	11
2.3. Türkiye’nin Elektrik Sistemi	12
2.3.1. Kurulu Güç Analizi.....	12
2.3.2. Elektrik Üretimi ve Tüketimi.....	13
2.3.3. Talep Gelişimi.....	16
2.3.4. Kapasite Faktörü	18
2.3.5. İletim ve Dağıtım	19
2.3.6. Talep Tahminleri.....	21
2.3.7. Emreamade Kapasite	24
3. MATERYAL VE YÖNTEM.....	26
3.1. Ermenek Havzası	26
3.1.1. Ermenek barajı.....	27
3.1.2. Gezende barajı	29
3.2. Türkiye Elektrik Piyasası.....	30

3.2.1. Türkiye'nin Elektrik Piyasası	32
3.2.1.1. Gün öncesi piyasası (GÖP).....	33
3.2.1.2. Gün içi piyasası (GİP).....	34
3.2.1.3. Dengeleme güç piyasası (DGP).....	35
3.2.1.4. Uzlaştırma.....	35
3.3. Elektrik Fiyatlarının Analizi	36
3.3.1. Elektrik fiyatlarının saatlik analizi.....	40
3.3.2. Elektrik fiyatlarının aylık analizi	42
3.3.3. Elektrik fiyatlarının yıllık analizi.....	44
3.4. Hidroelektrik Santrallerinin Kurulu Kapasitesinin Belirlenmesi.....	45
3.4.1. Sistemdeki yük kayıpları	47
3.4.1.1. Yersel yük kayıpları.....	48
3.4.2. Verimlilik.....	48
3.5. Ermenek Çayı Üzerindeki HES'lerin Kapasitesinin Belirlenmesi	49
3.5.1. Pompalama Kapasitesinin Hesaplanması	54
3.5.2. Pompalama ve Üretim Modları.....	54
4. ARAŞTIRMA SONUÇLARI VE TARTIŞMA.....	57
4.1. 2012 – 2021 Yılları Ermenek PDHES'in Senaryoları ve Sonuçları	64
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	72
5.1 Sonuçlar	72
5.2 Öneriler	73
KAYNAKLAR	74
EKLER	76

ÇİZELGELER LİSTESİ

Çizelge 2.1. Değişik tipteki santrallerin üretime ara verildikten sonra çalışma ve tam kapasiteye ulaşma süreleri	7
Çizelge 2.2. Ülkelerin işletmedeki pompaj depolamalı HES potansiyeli.....	11
Çizelge 2.3. EİE pompaj depolamalı hidroelektrik santral projeleri.....	12
Çizelge 2.4. 2015-2019 Yılları Arasındaki Santrallerin Ortalama Çalışma Oranları (%).....	18
Çizelge 2.5. Türkiye elektrik iletim sistemi enerji iletim hava hat uzunluklarının gelişimi.....	20
Çizelge 2.6. Talep tahmini referans (baz) talep.....	21
Çizelge 2.7 Talep tahmini (yüksek) talep.....	22
Çizelge 2.8 Talep tahmini (düşük) talep.....	23
Çizelge 3.1. Cebri boru ve tünel tasarımı için Manning Pürüzlülük katsayısı.....	47
Çizelge 3.2. Bir PDHES'in döngüsel verimliliği.....	49
Çizelge 3.3. Ermenek Barajı HES mansabında bulunan HES sistemlerinin temel özellikleri.....	49
Çizelge 3.4. Ermenek Barajı HES mansabında bulunan HES sistemlerinin temel özellikleri.....	50
Çizelge 3.5. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde farklı çalışma modları.....	55
Çizelge 3.6. Ermenek PDHES'in tek ünite kapasite çalışması halinde farklı çalışma modları.....	56
Çizelge 4.1. Ermenek PDHES'in tek ünite çalışması halinde 2012 – 2014 yılları arasında senaryo I verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları.....	64
Çizelge 4.2. Ermenek PDHES'in tek ünite çalışması halinde 2015 – 2021 yılları arasında senaryo I verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları.....	65
Çizelge 4.3. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2012 – 2020 yılları arasında senaryo I verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları.....	66
Çizelge 4.4. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2021 yılı senaryo I verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları.....	67
Çizelge 4.5. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2012 - 2014 yılları arasında senaryo II verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları.....	67
Çizelge 4.6. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2015 - 2021 yılları arasında senaryo II verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları.....	68

- Çizelge 4.7. Ermenek PDHES'in tek ünite kapasite çalışması halinde 2012 - 2021 yılları arasında senaryo III verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları...69
- Çizelge 4.8. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2012 - 2014 yılları arasında senaryo III verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları...69
- Çizelge 4.9. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2015- 2020 yılları arasında senaryo III verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları...70



ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 2.1. PDHES'in çalışma sistemi ve elemanları.....	7
Şekil 2.2. PDHES'lerin Pompa ve Türbin olarak çalışma Şematiği.....	8
Şekil 2.3. Depolamalı sistemler için yük profili.....	9
Şekil 2.4. RES'leri ile PDHES'lerinin hibrit olarak çalıştırılmasına genel şeması.....	10
Şekil 2.5. 2021 Aralık ayı kurulu güç dağılımı.....	12
Şekil 2.6. 2021 yılı birincil kaynak bazında elektrik üretimi.....	13
Şekil 2.7. 2011 - 2021 yılları arasında hidroelektrik, doğal gaz ve kömürün toplam elektrik paylarının %'lik olarak değişimi.....	14
Şekil 2.8. Yıllara göre elektrik enerjisi talebi ve artış oranı (GWh - %).....	15
Şekil 2.9. Yıllara göre elektrik pik talep ve artış oranı.....	15
Şekil 2.10. 2019 yılı tertiplenmiş yük eğrisi.....	16
Şekil 2.11. 2019 yılı elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günde (1 Ağustos 2019) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları.....	17
Şekil 2.12. 2019 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (4 Haziran 2019) santrallerin enerji ağı türlerine göre çalışma durumları.....	17
Şekil 2.13. 2015 – 2019 yılları arasındaki santrallerin çalışma oranlarının gelişimi.....	19
Şekil 2.14. Temel üretim istasyonlarından tüketiciye iletim örneği.....	19
Şekil 2.15. Talep tahmini referans (baz) talep.....	22
Şekil 2.16. Talep tahmini (yüksek) talep.....	23
Şekil 2.17. Talep tahmini (düşük) talep.....	24
Şekil 2.18. Emreamade kapasitenin toplam kurulu güce oranı (aylara göre en yüksek ve en düşük oranı).....	25
Şekil 2.19. 2009 - 2023 Yılları arasındaki emreamade kapasite oranları (%).....	25
Şekil 3.1. Türkiye su toplama havzaları haritası.....	26
Şekil 3.2. Doğu Akdeniz havzası haritası.....	27
Şekil 3.3. Ermenek Barajı hacim-alan eğrileri.....	28
Şekil 3.4. Gezende Barajı hacim-satıh eğrileri.....	29
Şekil 3.5. Gezende Barajı haritası.....	30
Şekil 3.6. Türkiye'nin Kurulu Gücünün Yıllara Göre Gelişimi.....	31
Şekil 3.7. 2010 - 2020 Yılları için birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye kurulu gücü.....	32
Şekil 3.8. Türkiye'deki elektrik piyasası operatörleri.....	33

Şekil 3.9.a. Gün öncesi piyasası mekanizmasındaki adımları.....	34
Şekil 3.9.b. Gün öncesi piyasası mekanizmasındaki adımları.....	34
Şekil 3.10. PTF ve SMF düzenlemesi.....	35
Şekil 3.11. Elektrik ticareti süreci.....	36
Şekil 3.12. 2020 yılı PTF' ve gerçek zamanlı tüketim ortalaması.....	37
Şekil 3.13. 2020 Yılı saatlere göre PTF ortalaması.....	38
Şekil 3.14. 2021 Yılı saatlere göre PTF ortalaması.....	39
Şekil 3.15. Piyasa takas fiyatlarının saatlik ortalaması.....	41
Şekil 3.16. Sistem marjinal fiyatının saatlik ortalaması.....	41
Şekil 3.17. GİP Ağırlıklı Ortalama fiyatının saatlik ortalaması.....	42
Şekil 3.18. PTF'nin yıllara göre aylık ortalaması.....	43
Şekil 3.19. SMF'nin yıllara göre aylık ortalaması.....	44
Şekil 3.20. Yıllık ortalama PTF, SMF ve Ağırlıklı Ortalama Fiyatları.....	45
Şekil 3.21. Ermenek PDHES ve Gezende Barajı enerji tüneli hattı.....	50
Şekil 3.22. Ermenek Çayı boykesiti.....	52
Şekil 3.23. Ermenek Çayı boykesiti.....	53
Şekil 4.1. 2012 – 2021 yılları arası PTF (USD) fiyatlarının aylık ortalamaları.....	57
Şekil 4.2. 2012 – 2021 yılları arası PTF TL fiyatlarının aylık ortalamaları.....	58
Şekil 4.3. 2021 yılı aylarının PTF (USD) fiyatlarının günlük ortalamaları.....	59
Şekil 4.4. 2021 yılı aylarının PTF fiyatlarının günlük ortalamaları.....	59
Şekil 4.5. 2021 yılı Aralık ayının 17 – 31. Günleri arasındaki günlerin PTF (USD) fiyatlarının saatlik verileri.....	60
Şekil 4.6. 2012 - 2021 yılları arası aylık ortalama dolar kuru.....	61
Şekil 4.7. 2022 Mart ayında üç tarifeli ve sabit tarifeli faturalar.....	62
Şekil 4.8. Doğalgaz ortalama birim fiyatları.....	62
Şekil 4.9. Ortalama kömür fiyatları (Yılmaz).....	62
Şekil Ek-2.1. 2020 – 2021 yılları Ocak ayı PTF fiyatları.....	77
Şekil Ek-2.2. 2020 – 2021 yılları Şubat ayı PTF fiyatları.....	77
Şekil Ek-2.3. 2020 – 2021 yılları Mart ayı PTF fiyatları.....	78
Şekil Ek-2.4. 2020 – 2021 yılları Nisan ayı PTF fiyatları.....	78
Şekil Ek-2.5. 2020 – 2021 yılları Mayıs ayı PTF fiyatları.....	79
Şekil Ek-2.6. 2020 – 2021 yılları Haziran ayı PTF fiyatları.....	79
Şekil Ek-2.7. 2020 – 2021 yılları Temmuz ayı PTF fiyatları.....	80
Şekil Ek-2.8. 2020 – 2021 yılları Ağustos ayı PTF fiyatları.....	80

Şekil Ek-2.9. 2020 – 2021 yılları Eylül ayı PTF fiyatları.....	81
Şekil Ek-2.10. 2020 – 2021 yılları Ekim ayı PTF fiyatları.....	81
Şekil Ek-2.11. 2020 – 2021 yılları Kasım ayı PTF fiyatları.....	82
Şekil Ek-2.12. 2020 – 2021 yılları Aralık ayı PTF fiyatları.....	82



SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

Q	: Su debisi (m^3/s)
P	: Pompaj depolamalı hidroelektrik santralin kurulu gücü (MW)
ρ	: Suyun yoğunluğu (kg/m^3)
g	: Yerçekimine bağlı ivme (m/s^2)
η_g	: Toplam üretim verimi
H_{net}	: Net yük (m)
H_g	: Brüt yük (m)
h_f	: Sürtünme kayıpları
h_m	: Su taşıyan kanallardaki küçük yük kayıpları
Q_p	: Pompalanan su debisi (m^3/s)
H_p	: Pompalama kotu (m)
η_p	: Toplam pompalama verimi
V	: Su hacmi (m^3)
E_{gen}	: Elektrik üretimi (MWh)
E_p	: Pompalama sırasındaki elektrik üretimi (MWh)
η_{rt}	: Pompaj depolamalı hidroelektrik santralinin gidiş-dönüş verimi
R	: Hidrolik yarıçap (m)
n	: Manning pürüzlülük katsayısı
s	: Enerji eğim çizgisinin eğimi
A	: Akışın enine kesit alanı (m^2)
P	: Kanalın ıslak çevresi (m)
L	: Tünel veya borunun uzunluğu (m)
f	: Boyutsuz Darcy sürtünme faktörü
D	: Kanalın çapı (m)
v	: Ortalama Akış Hızı (m/s) (Hacimsel akış ile birim zamanda ıslanan alan oranı)
g	: Yerçekimi ivmesi (m/s^2)
$\frac{\varepsilon}{D}$: Rölatif pürüzlülük
Re	: Reynolds sayısı
ν	: Suyun kinematik viskozitesi (m^2/s)
Δh_a	: Ani genişleme yük kaybı
Δh_g	: Hazneye giriş yük kaybı
Δh_d	: Ani daralma yük kaybı
$\Delta h_{\check{c}}$: Hazneden çıkış yük kaybı
Δh_v	: Orifis ve vana yük kaybı
Δh_{dir}	: Dirsek yük kaybı

η_{pt}	: Pompa türbininin verimi
η_{gm}	: Jeneratör motorunun verimi
η_{wc}	: Su iletkenlerinin verimi
η_{tr}	: Transformatörün verimi

Kısaltmalar

DGP	: Dengeleme Güç Piyasası
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EPDK	: Enerji Piyasaları Denetleme Kurumu
EPIAŞ	: Türkiye Elektrik Piyasa İşletmesi A.Ş.
GES	: Güneş Enerji Santralleri
GİP	: Gün İçi Piyasası
GÖP	: Gün Öncesi Piyasası
HES	: Hidroelektrik Santraller
MW	: Megawatt
PDHES	: Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
Reg.	: Regülatör
RES	: Rüzgar Santralleri
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

1. GİRİŞ

İnsanoğlu varoluşundan bu güne gıda, temiz su, barınma, ulaşım, iklimlendirme gibi en temel ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla enerjinin farklı şekillerine ihtiyaç duymaktadır. Bu sebeple nüfus ve insanların gelir seviyesindeki artış enerji tüketiminin artmasının temel etkeni olarak karşımıza çıkmaktadır. İnsanoğlu enerjiyi ilk olarak fosil yakıtlardan, su gücünden ve güneşin ısıtma gücünden elde etmiştir. Fosil yakıtlar, taşıma ve depolama esnekliği ile planlama ve denetimi kolaylaştırmakla birlikte, çevreyi olumsuz etkilemesi ve tükenebilir olması sebebiyle günümüzde kullanımı azaltılarak terk edilmeye çalışılmaktadır. Gelişen dünya yaşamında fosil yakıtlar yerini giderek artan seviyede alternatif ve yenilenebilir enerji kaynaklarına bırakmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının ön plana çıkanları su, güneş ve rüzgâr olarak kabul edilmektedir. Bu kaynaklardan sağlanan enerji üretimi iklim şartlarına bağlı olduğundan süresiz olmaktadır. Su, güneş ve rüzgârın olmadığı zaman dilimlerinde ihtiyaç duyulan enerji diğer kaynaklardan sağlanmak zorundadır. Ayrıca su, güneş ve rüzgâr kaynaklarından günlük ve mevsimlik enerji üretiminde önemli farklılıklar oluşmaktadır. Bunların yanında üretimi yapan kişi ve kuruluşların kendi menfaatlerini dikkate almaları da üretim dalgalanmasına sebep olmaktadır.

Türkiye’de elektrik üreten santraller hem devlet hem de özel firmalar tarafından işletilmektedir. Özellikle özel sektör fiyatın düşük olduğu saatlerde üretim yapmamayı tercih etmektedir. Bu tesislerde sadece fiyatın yüksek olduğu saatlerde üretim gerçekleşmektedir. Bu anlayış üretim dalgalanmasına sebep olurken bazı dönemlerde fiyatların aşırı yükselmesini meydana getirmektedir. Devlet arz-talep güvenliğini sağlamak zorundadır. Bunun için de fiyatların düşük olduğu zamanlarda üretilen enerjiyi alıp kullanmak veya depolamak ve fiyatların aşırı yükselmesini önlemek gereklidir.

Kesintili olan güneş ve rüzgâr enerjisi gibi kaynakların enerji açığıнын kapanması ve enerji talebindeki dalgalanmaların hızlı bir şekilde karşılanmasında etkisini artırmak için üretilen elektrik enerjisinin depolanması gereklidir. Böylelikle şebeke daha duyarlı hale getirilerek yedek enerji santrallerine olan ihtiyacı azaltılmaktadır. Bir enerji depolama sisteminin etkinliği; tepki süresi, enerji kayıp oranı ve enerji depolama yoğunluğu gibi kısıtlar göz önüne alınarak değerlendirilmelidir (Dinçer ve Ezan, 2020).

Depolanan elektrik enerjisi talebin yüksek olduğu saatlerde talep ve arz ilişkisini daha güvenilir duruma getireceğinden önemlidir. Elektrik enerjisi üreten enerji santralleri

arz ve talebe uyum sağlamak için tüketicinin pik saatlerinde üretimi artırmak zorundadır. Aksi takdirde tüketicinin fazla ve az olduğu saatler arasında elektrik enerjisinin fiyatı aşırı dalgalanmaktadır. Elektrik talebinin düşük olduğu zaman diliminde fiyatlar da düşük olduğundan, talebin ve fiyatın düşük olduğu zaman dilimlerinde üretilen elektriğin depolanarak, talebin ve fiyatın artış gösterdiği zaman diliminde şebekeye arz edilmesi aşırı fiyat dalgalanmalarının önüne geçilerek esneklik sağlanması mümkün görülmektedir (Scrosati, 2011).

Elektrik enerjisinin depolanmasının maliyeti dikkate alındığında, elektrik enerjisinin depolanması yerine elektrik enerjisi üreten kaynak veya kaynakların depolanması araştırmacıların konusu olmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından güneş ve rüzgârın depolanması günümüzde imkansız olarak değerlendirilmektedir. Bu kaynaklardan elde edilecek elektriğin kısa süreli depolanması mümkün olmaktadır. Maliyetler dikkate alındığında üretilen elektriğin depolanması yerine elektrik üretiminde kullanılan kaynağın depolanması daha uygun görülmektedir. Bu değerlendirme sonucunda elektrik üretiminde ilk akla gelen yenilenebilir enerji kaynağı olan su, depolanması mümkün olan bir kaynak olarak değerlendirilmektedir.

Özellikle kurak dönemlerde suyun depolanmasının önemini ortaya koyan çalışmalara hız verilmektedir. Suyun depolanması için baraj yapılarına ihtiyaç duyulmaktadır. Barajlarda atmosfere açık olarak depolanan suyun buharlaşmasını azaltmak üzere ise yeraltı barajları planlanmaktadır. Bazı dönemlerde çeşitli sebeplerden dolayı, özellikle kurak zaman diliminde sulama ve içme suyu amaçlı su ihtiyacının karşılandığı barajlarda depolanan su, elektrik üretiminde yetersiz kalabilmektedir. 2019 yılında dünya çapında etkili olan Covid-19 pandemisinin su ve elektrik enerjisi tüketimini artırdığı bilinmektedir. Pandemi sebebiyle önce lojistik sektörünün daha sonra da diğer sektörlerin etkilenmesi ve hammadde fiyatlarının aşırı oranda artış göstermesi depolanan suyun elektrik enerjisi üretiminde tekrar kullanımını ön plana çıkartmıştır. Dolayısıyla elektrik üretiminde kullanılan suyun tekrar tekrar üretime sokulmasının önemi artmıştır.

Yüksek kottaki baraj rezervuarında bulunan suyun Hidroelektrik Santralinde (HES) elektrik enerjisi üretiminde kullanıldıktan sonra alçak kotta tutularak tekrar yüksek kota pompa ile basılması sayesinde suyun tekrar kullanımı söz konusu olmaktadır. 1930'lerden itibaren Amerika Birleşik Devletleri tarafından uygulanmaya başlayan Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller (PDHES) suyun tekrar kullanıldığı santraller olarak önem kazanmaktadır (Yasin Naman, 1930).

Devreye girip çıkma süresinin kısa olması esnekliğini sağlayabilecek temiz enerjiye, var olan yenilenebilir enerji kaynağının depolanmasına ve tekrar kullanımına olan ihtiyaç sebebiyle bu tarz projeler ve araştırmalar hız kazanmaktadır. Enerjinin farklı formlarının en verimli şekilde kullanılabilmesi için kapasitesi yüksek, ekonomik ve güvenilir enerji kaynaklarının depolama yöntemleri üzerine dünya genelinde mevcut olan halen de sürdürülen arayış devam etmektedir (Saraç, 2009).

Bu çalışmada ilk önce Türkiye elektrik piyasası, arz-talep ve fiyatlandırma açısından incelenmiştir. Daha sonra Ermenek Çayı üzerinde bulunan Ermenek Barajı, Ermenek HES, Gezende Barajı ve Gezende HES arasında bir PDHES planlamasının uygulanabilirliği araştırılmıştır. Araştırmada maliyetler yaklaşık olarak dikkate alınmıştır. Çalışmada pompalama esnasında tüketilen elektrik ve tekrar üretim yapılarak elde edilen elektrik fiyatlandırılarak sonuçlar değerlendirilmiştir. Ülkemizde uygulamada olan ve arz-talep durumuna göre fiyatın oluşturulduğu şeffaflık platformunda geçmiş dönemlerde inceleme yıllarına göre oluşan fiyatların ortalaması alınarak, en düşük ile en yüksek fiyatların oluştuğu saat dilimlerine göre çalışma Modları belirlenmiştir. Çalışma sırasında COVID-19 pandemisinin etkisi de araştırma sonuçları arasında incelenmiştir. Pompalama için gerekli olan enerjinin rüzgâr ve güneş enerji santrallerinden karşılanması sonucunda maliyetin düşeceği ve yapılabilirliğin artacağı da ortaya konulmuştur.

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

Yaşadığımız dünyada insanoğlunun günlük hayatta ihtiyaç duyduğu enerji, gün geçtikçe önemi artan bir nitelik taşımaktadır. İnsanlığın ekonomik ve sosyal yaşamını etkileyen bu ihtiyaç, devletler tarafından enerji talebinin karşılanmasını zorunlu kılar. Talebin karşılanması için enerji üretim yöntemleri, enerji kaynaklarının depolanması gibi konular geliştirilmelidir. Enerji tüketim oranı ülkelerde gelişmişlikle doğru orantılı olarak artmaktadır, gelişmekte olan ülkelerde bu değer %2 – %3 arasında iken gelişmiş ülkelerde %10 değerine kadar ulaşmaktadır (Bülbül ve Çokluk, 2017).

Ülkemizde hem sanayilerde hem günlük yaşamda enerji ihtiyacının önemli bir kısmı elektrik enerjisi ile karşılanmaktadır. Elektrik enerjisi farklı tesislerde farklı kaynaklar kullanılarak üretilmekte, bu kaynakların yenilenebilir kaynaklar olması temiz enerji elde edilmesinde önemli bir katkı sağlamaktadır. Güneş Enerji Santrallerinde (Ghorbani ve ark.) güneş ışınlarından, Rüzgâr Enerji Santrallerinde (RES) rüzgârdan, Hidroelektrik Santrallerde (HES) ise suyun potansiyel enerjisinden faydalanılarak elde edilen enerji ihtiyacın sadece bir kısmını karşılamaktadır. İhtiyacın tamamı temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanamaz, zorunlu olarak termik santrallerde kömür ve doğalgaz gibi fosil yakıtlar kullanılarak veya nükleer santraller ile enerji üretimine katkı sağlanmaktadır (Veli ve Fırat, 2020).

2.1. Hidroelektrik Santraller (HES)

Enerjinin korunumu prensibi dikkate alınarak suyun suni yâda doğal olarak yükseltilmesi ve belli bir kottan serbest bırakılarak türbin çarklarının potansiyel enerjiyi kinetik enerjiye dönüşmesiyle elektrik enerjisi elde edilir. Elektrik enerjisinin elde edildiği bu tesislere Hidroelektrik Santraller (HES) denir.

HES'ler barajlı yâda barajsız olarak iki gruba ayrılabilir. Barajlı yapılarda suyun tutulabilmesi için suyun akışını kesecek yapı olan baraj gövdesi inşa edilir baraj gövdesi sayesinde su biriktirilerek belli bir kota yükselmesi sağlanır. Barajsız yapılarda su seviyesini barajlara göre daha az yükselten fakat biriktirme yapmayan veya çok az biriktirme yapan kabartma yapıları yapılarak su kotu yükseltilir. Her iki durumda da suyun kazandığı potansiyel enerjiden faydalanılarak elektrik enerjisi üretilir.

Hidroelektrik enerji üretiminde yaklaşık 700 TWh güç ile Çin ilk sırada yerini almaktadır, Çin'i yaklaşık 400 TWh güç üretimi ile Brezilya ve Kanada takip etmektedir

(Tunç ve Artvin, 2017). Türkiye'nin HES'ler yardımı ile ürettiği enerji ise 2019 yılında 89 TWh, 2020 yılında 78 TWh, 2021 yılında 56 TWh olmuştur. Türkiye için HES'lerin toplam tüketimi karşılama oranı ise yaklaşık %25 civarındadır. (Anonim, 2021)

2.2. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller (PDHES)

Dünya üzerinde fosil yakıtların çevreye verdiği zararları konusunda bilinç arttıkça fosil yakıtların bulunduğu ülkelerden diğer ülkelere taşınması, pandeminin etkisi veya savaşlar sebebi ile fosil yakıtları pahalı bir kaynak durumuna getirmektedir. Çevre bilinci enerji üretiminde bağımsızlık ve daha ucuz olması dikkate alındığında elektriğin yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilme payı her geçen gün artış göstermektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları temiz enerji olmasından dolayı önem kazanırken kesintiye uğraması ve aralıklı doğası sebebiyle yeni sorunlar oluşturmakta sonuç olarak enerjinin veya enerji kaynaklarının depolanması büyük önem kazanmaktadır.

Enerjinin elektrik enerjisi olarak depolanması hem maliyetli hem de verimli olmayan bir yöntemdir. Rüzgâr ve güneş enerjisinin depolanması ise günümüzde mümkün değildir. Elektrik elde edilen en temel yenilenebilir ve temiz enerji kaynağı ise depolanması yapılabilmektedir. PDHES'ler ise büyük bir miktarda enerjiyi mekanik enerji şeklinde depolayabilmektedir (DSİ, 2015).

PDHES'ler ilk yatırım maliyeti yüksekliği ve inşa süresinin uzun olması gibi dezavantajlarına rağmen diğer depolama yöntemlerine ve elektrik enerjisi depolama şekillerine kıyasla depolama kapasiteleri, olumlu çevresel etkileri ve verimlilikleri bakımından daha avantajlıdır (Ayder, 2015).

Dünyada bu teknoloji 1930'lardan günümüze yaygın olarak kullanılmaktadır. Teknolojideki gelişmeler ve gelişen pompa sistemleri iki rezervuar arasında tersinir çalışır yani enerji üretilirken türbin, enerji depolanırken pompa olarak kullanılan modelleri planlamıştır. Böylelikle yatırım maliyeti azaltılabilmektedir. Tesis pompa modu ile çalışmasını fiyatın gün içerisinde en düşük olduğu saatlerde gerçekleştirirken, türbin modu ile çalışmasını ise fiyatın gün içerisindeki yüksek olduğu saatlerde gerçekleştirmektedir. Dolayısıyla pompalama sırasında tüketilen elektrik enerjisinin fiyatı gün içindeki elektrik fiyat farkları ile telafi edilmelidir. 1966 yılında Mosonyi'nin "*Hydroelectric Power Plants*" kitabında PDHES'ler için özel bir bölüm ayırarak konuya dikkat çekilmiştir (Mosonyi, 1966).

Ülkemizde ise Öziş 1968 yılında elektrik üretimi ile ilgili araştırma ve planlama çalışmalarında, PDHES'lerin gelecekte ülkemize sağlayacağı katkılar öngörerek ve PDHES'lerin birçok probleme çözüm olabilecek en ekonomik çözüm olduğu üzerinde durmuştur (Öziş, 1968; Karaçay, 2010).

Türkiye hidroelektrik kapasitesinin yüksek olması sebebi ile diğer birçok ülkeye kıyasla PDHES'e ihtiyaç duymamıştır. Fakat enerjiye yapılan yatırımların artması ve Akkuyu Nükleer enerji santralının 2023 yılında faaliyete geçecek olması enerji depolamanın önemini göz önüne çıkarmıştır (Barbaros, 2019). COVID-19 pandemisi ve Rusya ile Ukrayna arasında 2022 yılında ortaya çıkan savaş durumu tüm dünyada olduğu gibi ülkemizde de enerjinin ve üretim açısından yeterliliğinin ne kadar önemli olduğunu ispatlamıştır.

PDHES, enerji kaynağı olan suyu depolamak ve tekrar kullanarak elektrik üretmek için yıllardır kullanılan en uygun en verimli yöntem olarak değerlendirilmektedir. HES'lerde depolanan su türbin pompalarına belirli bir kottan düşürülerek elektrik enerjisi elde edilmektedir. PDHES'lerde ise HES'lerde enerji üretiminde kullanılan su, enerji fiyatlarının düşük olduğu saatlerde pompalar aracılığı ile alt rezervuardan üst rezervuara pompalanmakta, enerji talebinin ve fiyatının yüksek olduğunda saatlerde de HES gibi çalışarak enerji üretilmektedir. Türbinlerin tersinir olması PDHES ile HES arasındaki en önemli farktır, böylelikle yeni bir su kaynağına ihtiyaç duyulmadan tesis için gerekli olan enerji kaynağı suyun depolanmasını ve tekrar kullanımını sağlamaktadır (Ghorbani ve ark., 2019).

PDHES pompalama işlemi sırasında enerji tüketen bir tesistir ve tüketilen enerji miktarı, üretim modundayken üretilenden daha fazladır. Bununla birlikte, yoğun ve yoğun olmayan saatler arasındaki elektrik fiyatında gözlenen fark, PDHES'lerini karlı duruma geçirmektedir. Enerji tüketiminin fazla olduğu saatlerde enerjinin yüksek değere ulaşması sebebiyle PDHES'ler özellikle Çin, ABD, Japonya, Almanya ve Fransa gibi sanayileşmiş ülkelerde yaygın olarak kullanılmaktadır.

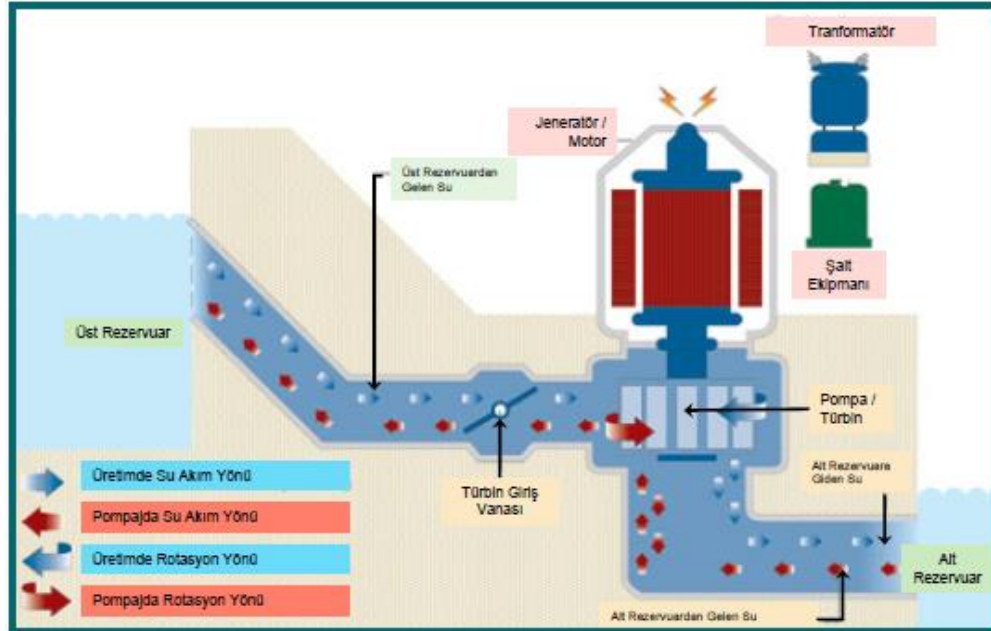
Tipik bir PDHES, ana unsurları rezervuarlar, su iletim hatları (cebri borular, tüneller) gibi ana yapılardan ve kontrol valfleri, türbin/pompa üniteleri gibi yardımcı ekipmanların bulunduğu santrallerdir. PDHES'lerin en önemli özelliklerinden bir tanesi de hızlı devreye girip tam kapasiteye kısa sürede ulaşmalarıdır. PDHES'ler 90 saniyede devreye girip 120 saniyede tam kapasite konumunda çalışabilmektedir. Değişik tipteki santrallerin üretime ara verildikten sonra çalışma ve tam kapasiteye ulaşma süreleri Çizelge 2.1'de verilmektedir. Türbin modundan pompa moduna ise 180-240 saniye

arasında geçiş yapabilmektedir (Botterud ve ark., 2014). Sistemin küresel verimliliği ise %75-%80 arasındadır (Zipparro ve Hasen, 1993).

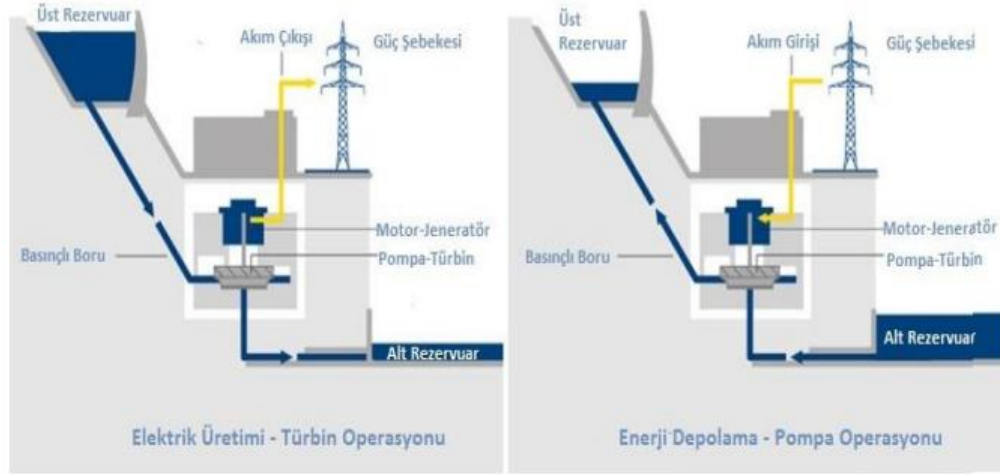
Çizelge 2.1. Değişik tipteki santrallerin üretime ara verildikten sonra çalışma ve tam kapasiteye ulaşma süreleri

Proje Tipi	Çalışma ve Tam Kapasiteye Ulaşma Süresi
Klasik Hidroelektrik Santraller	3 – 5 Dakika
Pompaj Depolamalı Santraller	3 – 5 Dakika
Fueloil Santraller	3 Saat
LNG – Doğalgaz Santraller	3 Saat
LNG – Çevrim Santraller	1 Saat
Kömür Santraller	4 Saat
Nükleer Santraller	5 Gün

PDHES'lerinin çalışma sistemi ve sisteme ait temel elemanlar genel olarak Şekil 2.1'de ayrıca Pompa ve Türbin olarak çalışma şematığı ise Şekil 2.2'de gösterilmektedir. Şekil 2.2'den anlaşılacağı gibi pompa operasyonu ile şebekeden akım çekilerek suyun alt rezervuardan üst rezervuara depolanması, türbin operasyonu ile de suyun üst rezervuardan alt rezervuara düşürülerek enerji dönüşümü sağlanmaktadır.



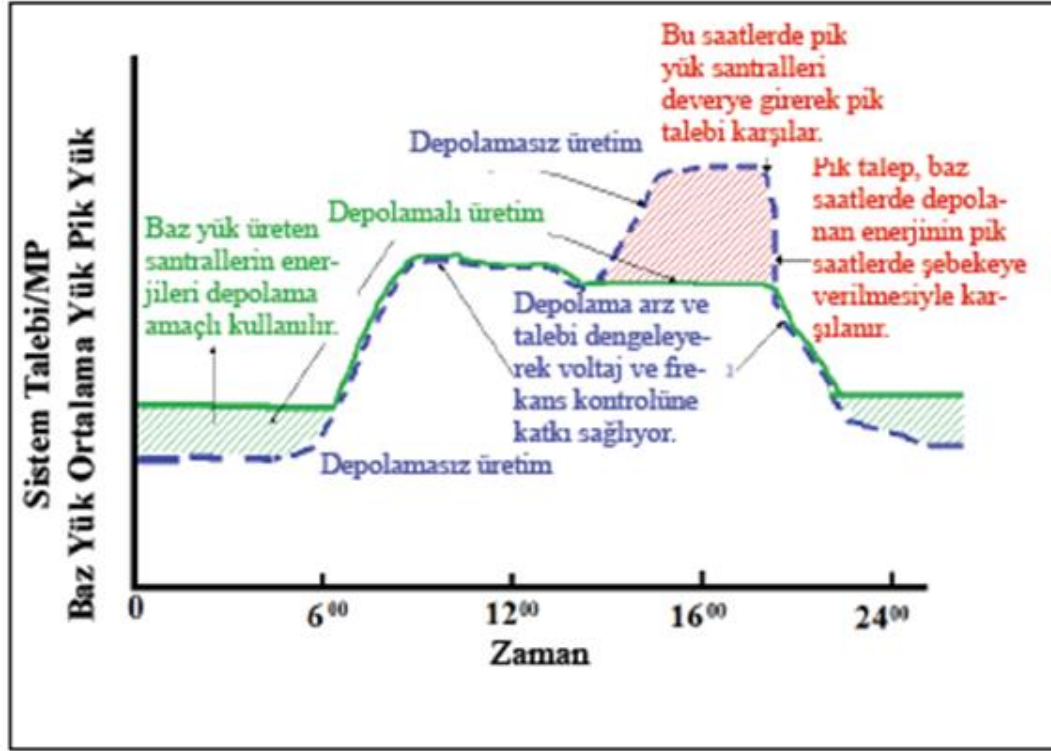
Şekil 2.1. PDHES'in çalışma sistemi ve elemanları (Gotti, 2014)



Şekil 2.2. PDHES'lerin Pompa ve Türbin olarak çalışma Şematiği (Gotti, 2014)

PDHES'ler günlük, haftalık ve mevsimsel olarak çalışabilmektedir (Warnick ve ark., 1984). Günlük uygulamalarda sabah erken saatlerde pompa modunda ve puant saatlerde yani enerji fiyatlarının pik yaptığı zaman diliminde türbin modunda çalıştırılmaktadır. Haftalık çalışmalarda üst rezervuar kademeli olarak, hafta sonları ise tamamen doldurulmakta ve hafta içi puant saatlerdeki pik yük karşılanmaktadır. Mevsimlik çalışmalarda hidroelektrik üretimindeki dengesizlikler ve mevsimler arası kurak ve yağışlı mevsim yağışları arasındaki farkı dengelenmektedir. Mevsimlik çalışma daha çok amazon bölgelerinde bulunan santrallerde kullanılmaktadır (Hunt ve ark., 2014).

PDHES'lerde ilk amaç elektrik üretmek değil sistem arz ve talebini dengelemek, sistemde oluşan aşırı fiyat yükselmesini düşürmektir. PDHES'ler, pompalama ve türbin modu arasındaki hızlı geçişlerle sistem frekansını sabit tutmak ve elektrik kesintilerini önlemektedir (Nielsen, 2013). Şekil 2.3'te depolamalı sistemler için yük profili ve çalışma şematiği verilmiştir.

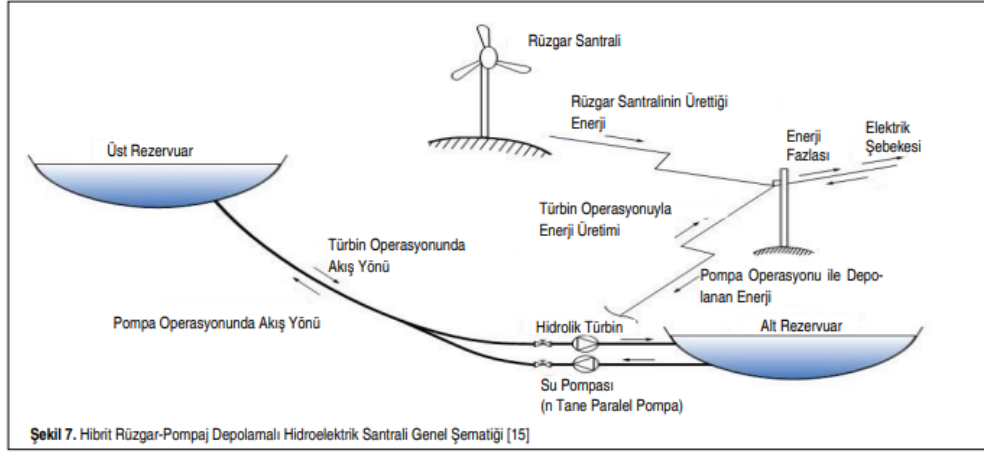


Şekil 2.1. Depolamalı sistemler için yük profili (Tanrıöven, 2013)

PDHES'lerin iki tipi mevcuttur bunlar:

- Saf veya kapalı döngü sistemler, enerji üretmek için üst rezervuara su pompalayan sistemdir. Rezervuarlardan biri akarsu üzerinde iken diğer rezervuar bu hattın dışında kalan göl, deniz yada nehir üzerinde bulunmaktadır (Tilahun, 2012).
- Birleşik HES'ler veya açık döngü sistemler ise geri pompalı santraller olarak da bilinmektedir. Suyu pompalayarak potansiyel enerji depolamak veya depolanan suyu bırakarak suyun kinetik enerjisinden faydalanarak elektrik üretmek için doğal akışlı suları kullanan sistemlerdir (Çiçek ve Özdemir, 2021).

Yukardaki her iki sistemde diğer enerji kaynaklarıyla entegre edilerek hibrit sistem haline getirilebilir. Şekil 2.4'de Rüzgar enerjisi santralleri ile pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerinin hibrit olarak çalıştırılmasına ait şema verilmektedir.



Şekil 2.4. RES'leri ile PDHES'lerinin hibrit olarak çalıştırılmasına genel şeması (San Martín ve ark., 2011)

PDHES'lerin avantajları, yüksek kapasite imkânları ile sistemin hızlı devreye girip çıkarak sistem frekansını sabit tutması olarak sayılabilir. Bu sayede elektrik kesintileri ve voltaj düşüşlerindeki dalgalanmalar engellenmektedir. Uzun ömürlü, pratikte sınırsız çevrim ömrüne sahiptir. Enerji depolama yöntemleri arasında en verimli yöntemlerden olan PDHES'lerde konvansiyonel HES'lere kıyasla kavitasyon sınırları daha düşük olmaktadır (Tilahun, 2012).

Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla entegre edilerek hibrit olarak çalıştırılmaları durumunda, rüzgar ve güneş enerji santrallerinin üretim değişkenliklerini stabil hale getirerek üretim tüketim dengesini korumaktadır. PDHES'ler yenilenebilir enerji kaynaklarını daha verimli kullanarak bu kaynakların sisteme sağlayacağı katkıyı artırmaktadır.

PDHES sisteminin en önemli dezavantajı ise iki rezervuar arasında pompalama yapılacağı için ilk yatırımların standart HES'lere nazaran daha yüksek olmasıdır. Sistemin uzun ömürlü olması ve işletme, bakım-onarım gibi maliyetlerinin düşük tutulabilmesi amacıyla gerçekleştirilen her çalışma yatırım maliyetini artırmaktadır.

Ekonomik dezavantajlarının yanı sıra olumsuz çevresel etkileri de mevcuttur. Yapım aşamasında suyun yönünün değiştirilmesi veya tutulması, ekosistemi etkilerken suyun birçok kez kullanılması da canlı hayatı etkilemektedir.

Yapılacak bölgenin park ve sit alanları gibi koruma altına alınan bölgelerden uzak olması ve fay hatlarından en az 10 km uzak olması gereklidir (Tilahun, 2012). Bu durumda yer seçimini zorlaştıran bir etkidir.

2.2.1. PDHES'lerin Dünyada ve Türkiye'deki Yeri

İtalya ve İsviçre 1890'lı yıllarda PDHES'lerinin ilk kullanıldığı ülkeler olarak bilinmektedir (Cullen, 2013; Luo ve ark., 2015). Tersinir hidroelektrik türbinler 1930'larda kullanılmaya başlanılmıştır. Günümüzde ise Japonya kurulu güç olarak önde olsa da Çin'in hızla gelişen teknikler ile gelecek yıllarda ilk sıralarda olması beklenmektedir. Çeşitli ülkelerin işletmedeki PDHES potansiyeli aşağıda Çizelge 2.2'de gösterilmiştir.

Çizelge 2.2. Ülkelerin işletmedeki pompaj depolamalı HES potansiyeli

Sıra Numarası	Ülke Adı	Kurulu Güç (MW)	Sıra Numarası	Ülke Adı	Kurulu Güç (MW)
1	ABD	22047	15	Güney Afrika	1400
2	Japonya	15606	16	Rusya	1200
3	Ukrayna	5629	17	Çek Cumhuriyeti	1145
4	Fransa	4520	18	İran	1140
5	İtalya	4244	19	Belçika	1100
6	Çin	4200	20	Lüksemburg	1100
7	Almanya	3803	21	Portekiz	820
8	Avusturya	2877	22	Bulgaristan	800
9	İngiltere	2833	23	Slovakya	735
10	Tayvan	2620	24	Sırbistan	364
11	Avustralya	2240	25	İsveç	334
12	İspanya	2040	26	İrlanda	292
13	Polonya	1738	27	Kanada	174
14	Litvanya	1600	Toplam		86601

2021 aralık ayı itibarıyla elektrik üretim santrallerinin kurulu gücü 99.819,66 MW kapasiteye ulaşmıştır. Bu kapasitenin %21,7'si hidroelektrik santrallerinden karşılanmıştır. Ülkemizde arzın talebi karşılamaması sebebiyle üretimin az tüketimin çok olduğu bölgeler belirlenerek bu bölgelerde özellikle PDHES'ler kullanılarak arz güvenliği sağlanmak amacıyla EİE Genel Müdürlüğü tarafından PDHES çalışmalarına 2005 yılında başlanmıştır. EİE Genel Müdürlüğü tarafından 2009 yılında yapılan fizibilite çalışmaları ile tespit edilen toplam 13.700 MW kurulu güç ile 16 saha belirlenerek, nükleer enerji santralının devreye girmesi de göz önünde bulundurularak devreye alınacak PDHES'ler Çizelge 2.3'de verilmektedir.

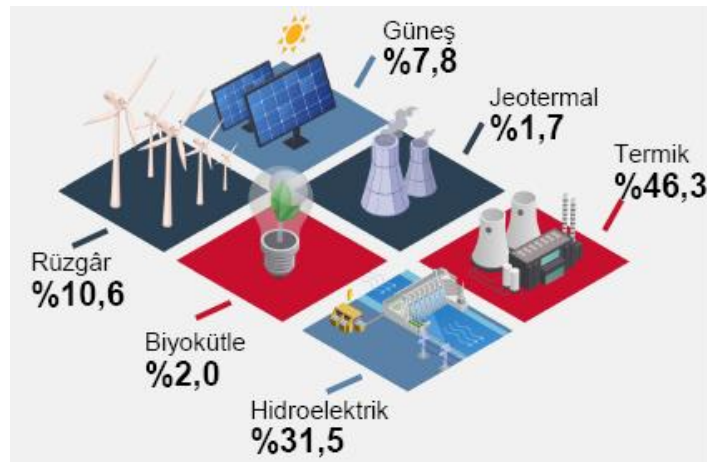
Çizelge 2.3. EİE pompaj depolamalı hidroelektrik santral projeleri (Anonim, 2020)

Tesis Adı	Kurulu Gücü (MW)	İli	Türü	Proje Debisi (m ³ /s)	Düşü (m)
İznik I PHES	1.500	Bursa	Tamamen Yeni Yatırım	687	255
Gökçekaya PHES	1.400	Eskişehir	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	193	962
Sarıyar PHES	1.000	Ankara	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	270	434
Bayramhacılı PHES	1.000	Kayseri	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	720	161
Hasan Uğurlu PHES	1.000	Samsun	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	204	570
Adıgüzel PHES	1.000	Denizli	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	484	242
Burdur PHES	1.000	Burdur	Tamamen Yeni Yatırım	316	370
Eğridir PHES	1.000	Isparta	Tamamen Yeni Yatırım	175	672
Kargı PHES	1.000	Ankara	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	238	496
Karacaören II PHES	1.000	Burdur	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	190	615
Yalova PHES	500	Yalova	Tamamen Yeni Yatırım	147	400
Yamula PHES	500	Kayseri	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	228	260
Oymapınar PHES	500	Antalya	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	156	372
Aslantaş PHES	500	Osmaniye	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	379	254
İznik II PHES	500	Bursa	Tamamen Yeni Yatırım	221	263
Demirköprü PHES	300	Manisa	Mevcut Baraj Gölüne Entegre	166	213

2.3. Türkiye'nin Elektrik Sistemi

2.3.1. Kurulu Güç Analizi

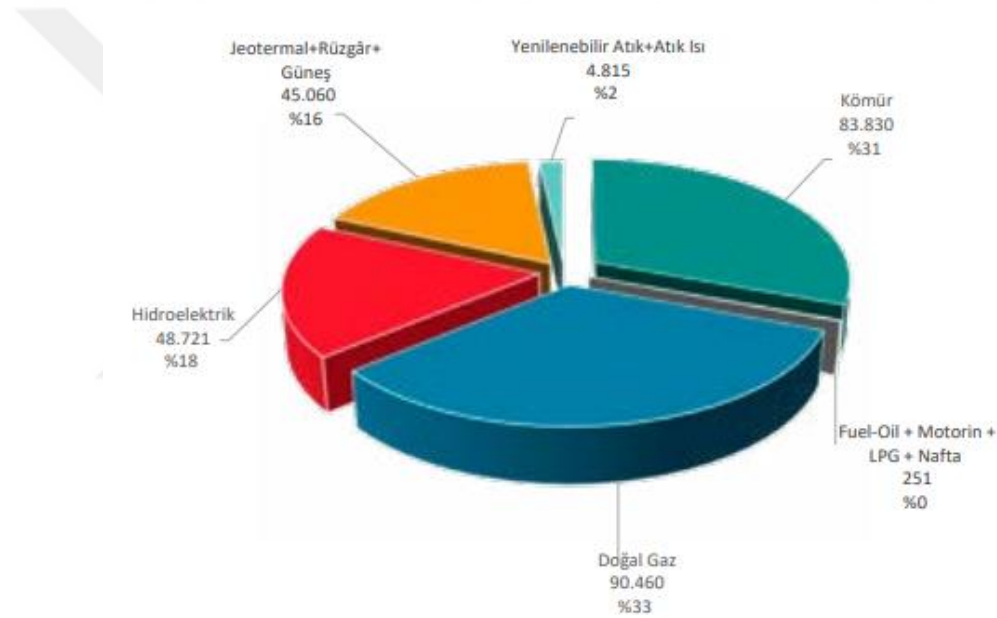
Türkiye'nin 2021 yılı sonu itibariyle kurulu elektrik üreten santrallerin %53,7'sini yenilenebilir enerji kaynaklarından üreten santraller oluşturmaktadır. Türkiye'de faaliyette bulunan elektrik santrallerinin kullandığı kaynaklar dikkate alındığında toplam kurulu gücün, % 46,3 termik santraller, % 31,5 hidroelektrik (HES), % 10,6 rüzgâr (RES), % 7,8 güneş (Ghorbani ve ark.), % 2 biyokütle, % 1,7 jeotermal olarak sıralanmaktadır bu sıralama Şekil 2.5'de de gösterilmektedir (TSKB, Ekonomik Araştırmalar 2021)



Şekil 2.5. 2021 Aralık ayı kurulu güç dağılımı (TEİAŞ, 2021)

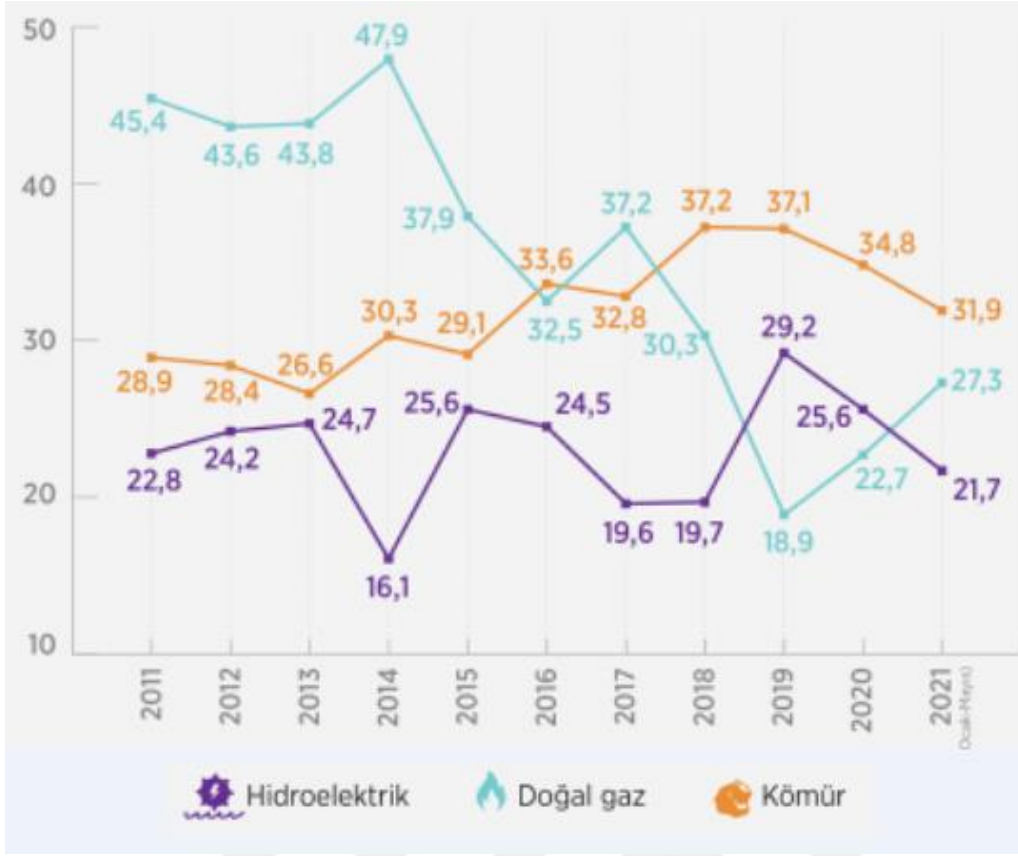
2.3.2. Elektrik Üretimi ve Tüketimi

Türkiye'nin elektrik üretimi 2021 yılında 331,7 TWh gerçekleşmiştir. Gerçekleşen toplam brüt elektrik üretiminin % 30,7'lik kısmı ithal ve yerli kömür santrallerinden sağlanırken, %33,1'lik kısmı doğalgaz santrallerinden temin edilmiştir. 2020 yılı dağılımı ile karşılaştırıldığında, kömür santrallerinden elde edilen elektrikte %3,6, hidroelektrik santrallerden elde edilen elektriğin payında ise %10,3 puanlık bir gerileme görülmüştür. Bu açığın %89'u (%12,4'lük artışla) doğalgaz santrallerinden karşılanmıştır. Gerilemelerin sebebi ise 2021 yılında yaşanan kuraklık ve ithal kömür fiyatlarındaki artış belirleyici olmuştur. (TSKB, 2021)



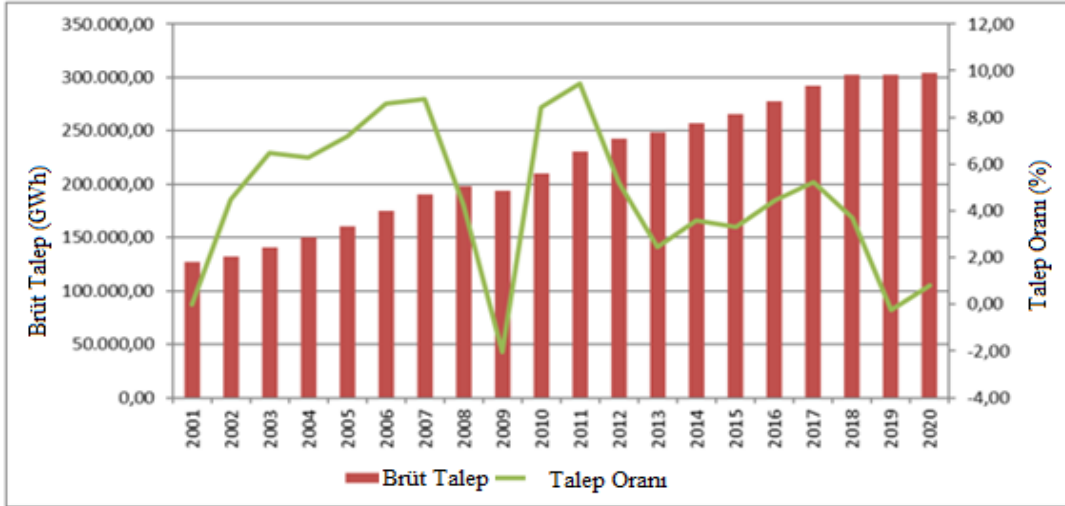
Şekil 2.6. 2021 yılı birincil kaynak bazında elektrik üretimi (TEİAŞ, EPDK ,TSKB 2021)

Ülkemizde termik santrallere yapılan yatırımlar daha uzun süreli ve geçmiş yıllara dayanmaktadır bu sebeple ithal kaynaklardan elde edilen enerjinin toplam elektrik üretimi içindeki payı fazladır. Şekil 2.7'de 2011 – 2021 yılları arasında elektrik üretiminde büyük pay sahibi olan hidroelektrik, doğal gaz ve kömürden elde edilen elektriğin %'lik olarak yıllara göre değişimi gösterilmektedir.



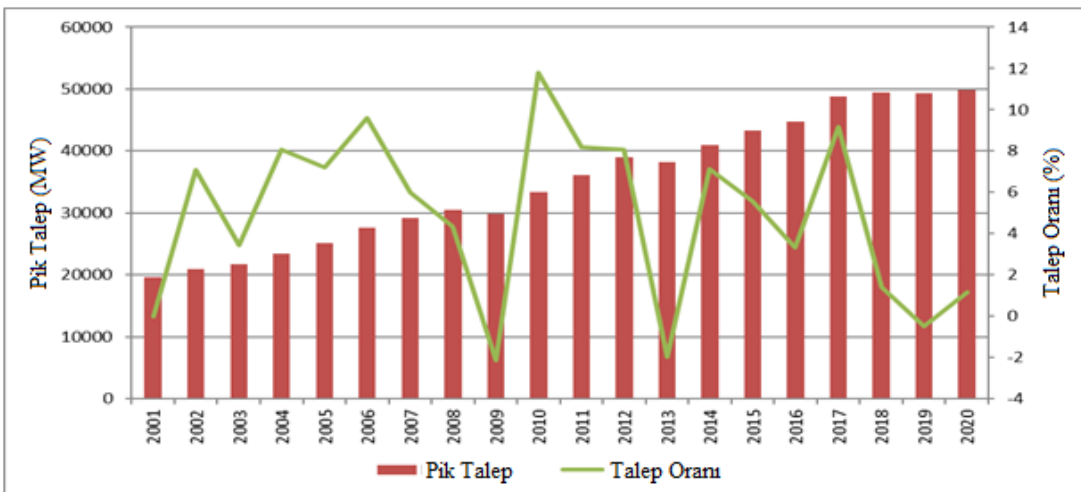
Şekil 2.7. 2011 - 2021 yılları arasında hidroelektrik, doğal gaz ve kömürün toplam elektrik paylarının %'lik olarak değişimi

Ülkemizde elektrik enerji talebi ve yıllara göre artış oranları Şekil 2.8'de gösterilmektedir. Şekilde 2.8'de görüldüğü gibi son 20 yılda elektrik enerjisi talebi 2009, 2013 ve 2019 yıllarında düşüş gösterirken 2020 yılında bir önceki seneye göre % 0,80 artış göstermiştir. (EPDK, 2020)



Şekil 2.8. Yıllara göre elektrik enerjisi talebi ve artış oranı (GWh - %) (EPDK, 2020)

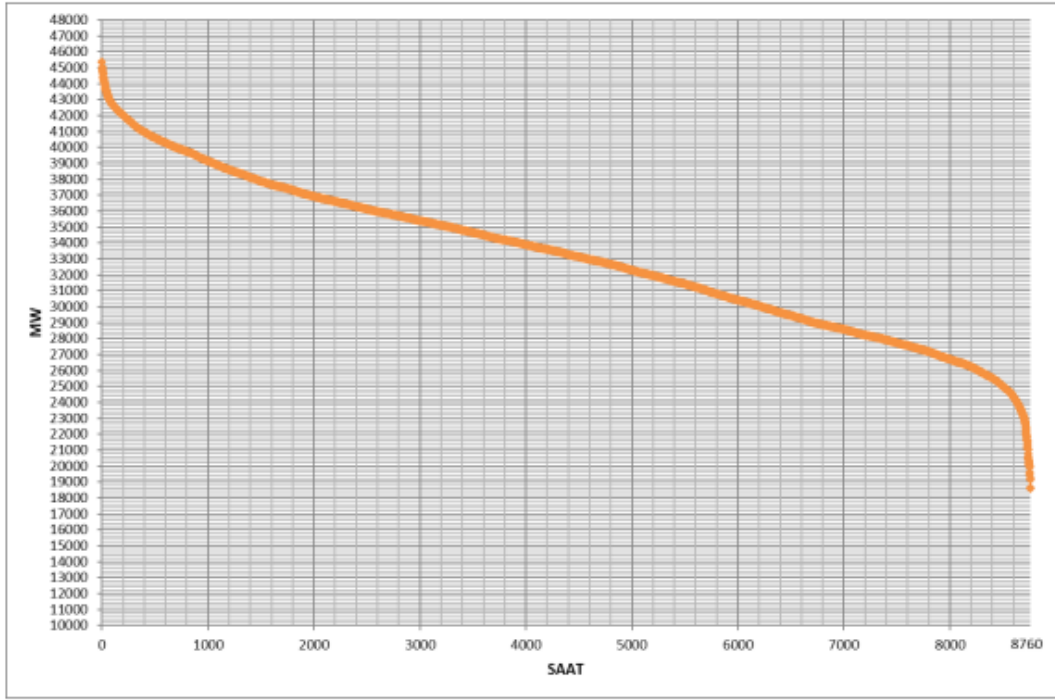
Pik yük, anlık olarak kaydedilen maksimum elektrik tüketimidir. Sistemin kesintisiz, aktif ve güvenilir şekilde tüketiciye ulaşması için maksimum yüke anında karşılık vermesi zorunludur. Santrallerin bu yüke yanıt verememesi halinde sistem frekansı düşer ve elektrik kesintileri meydana gelir. Elektrik kesintileri ülke ekonomisi için önemli kayıplara sebep olmaktadır ve maalesef bu kayıpların bir kısmının telafisi de mümkün değildir. Pik talebin yıllara göre gelişimindeki artış hızı Şekil 2.9'da görülmektedir. Pik talepteki değişim (Şekil 2.9), talep değişimine (Şekil 2.8) benzer şekilde eğilimler gösterse de daha değişken olduğu iki şeklin karşılaştırılmasından anlaşılmaktadır. 2020 yılında pik talebin bir önceki yıla göre % 1,16 oranında azaldığı izlenmektedir.



Şekil 2.9. Yıllara göre elektrik pik talep ve artış oranı (GWh - %) (EPDK, 2020)

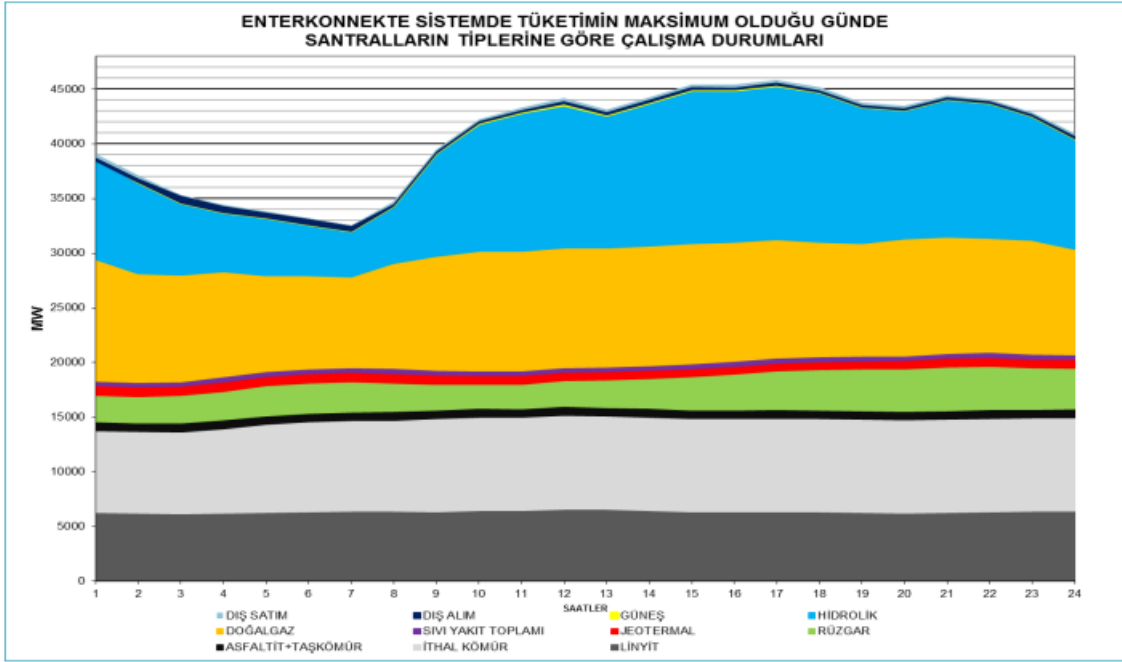
2.3.3. Talep Gelişimi

Yıllık yük süresi eğrisi yıl boyunca 8760 saatlik tüketimi en yüksekten en düşüğe sıralayarak oluşturulur. Bu eğri 8760 saat için en yüksek ve en düşük talep saatlerinin net olarak görülmesini sağlar. 2019 yılı yük süresi eğrisi Şekil 2.10.'da gösterilmektedir.

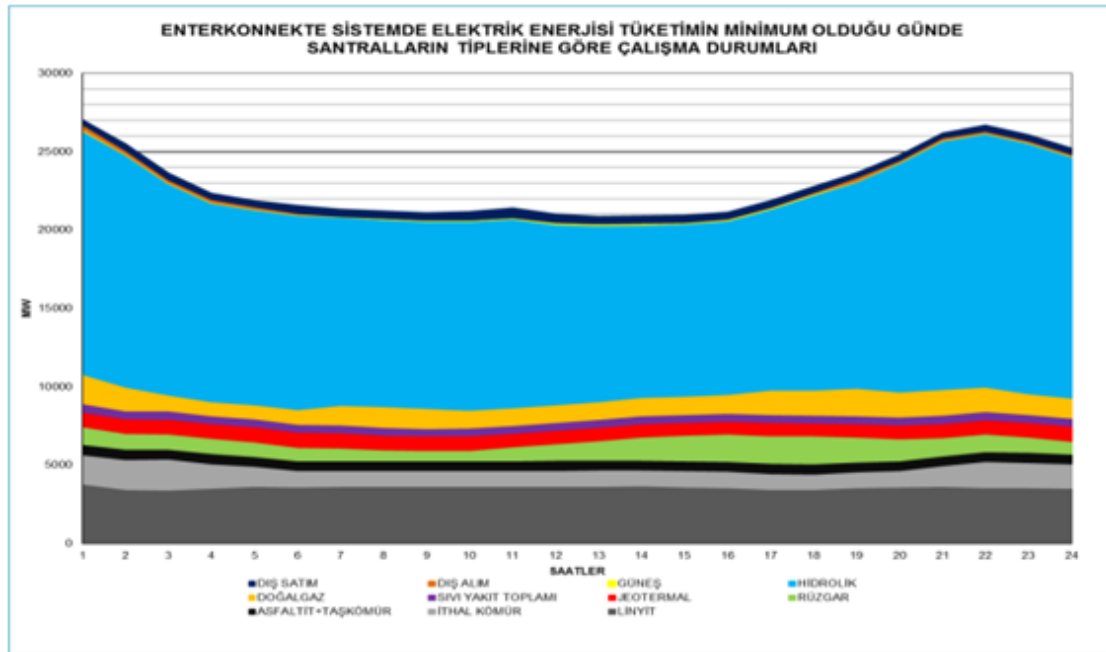


Şekil 2.10. 2019 yılı tertiplenmiş yük eğrisi (TEİAŞ, 2020)

Günlük yük eğrisi ise güç istasyonundaki yük değişiminin 24 saat boyunca gösterilmesi ile oluşturulmaktadır. 2019 yılında elektrik enerjisi talebinin maksimum ve minimum olduğu günlere ait yük eğrileri Şekil 2.11. ve Şekil 2.12'de verilmektedir. 2019 yılında tüketimin en yüksek olduğu günde puant talep lisanssız hariç 45.346 MW olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 2.11. 2019 yılı elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günde (1 Ağustos 2019) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları (TEİAŞ, 2020)



Şekil 2.12. 2019 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (4 Haziran 2019) santrallerin enerji ağı türlerine göre çalışma durumları (TEİAŞ, 2020)

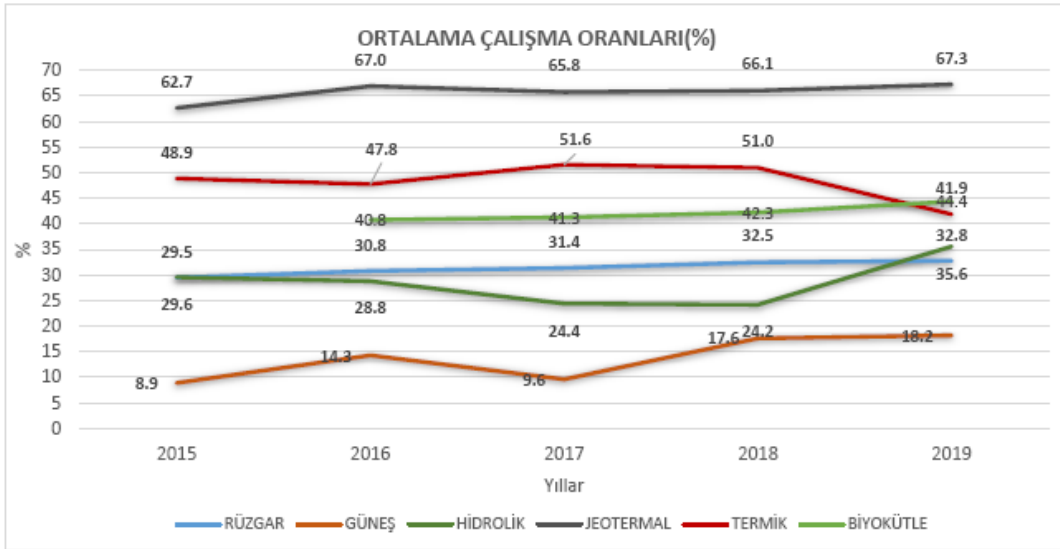
2.3.4. Kapasite Faktörü

Kapasite faktörü, bir enerji santralının belirli zaman aralığında aylık veya yıllık olarak yapılabilen, ürettiği güç miktarının, o zaman aralığının her saati tam kapasitede çalışarak üretebileceği güç miktarına bölümü olarak tanımlanır.

Santrallerin işletme şartları, enerji kaynağı, meteorolojik durum, santral tipi, mevsimsel değişimler vb. bağlıdır ve değişkenlik göstermektedir. Örneklendirilirse; rüzgâr santralleri için rüzgâr enerjisinin kesintili olması, nükleer enerji santralleri için yakıtın güç yoğunluğu, güneş santralleri için havanın bulutlu olması, hidroelektrik santraller için kuraklık gibi kapasite faktörünü azaltan faktörler vardır. Bunlara ek olarak sistem arızaları veya talep düşüklüğü ile üretim, maksimum seviyesinin altına düşebilmektedir. Güvenli bir sistem elde edebilmek için mevcut güç çıkışı önemlidir. 2015 yılından 2019 yılına kadar mevcut olan santrallerin 5 yıl için çalışma durumları analiz edilerek çalışma oranları Çizelge 2.4 ve Şekil 2.13’de gösterildi.

Çizelge 2.4. 2015-2019 Yılları Arasındaki Santrallerin Ortalama Çalışma Oranları (%) (TEİAŞ, 2020)

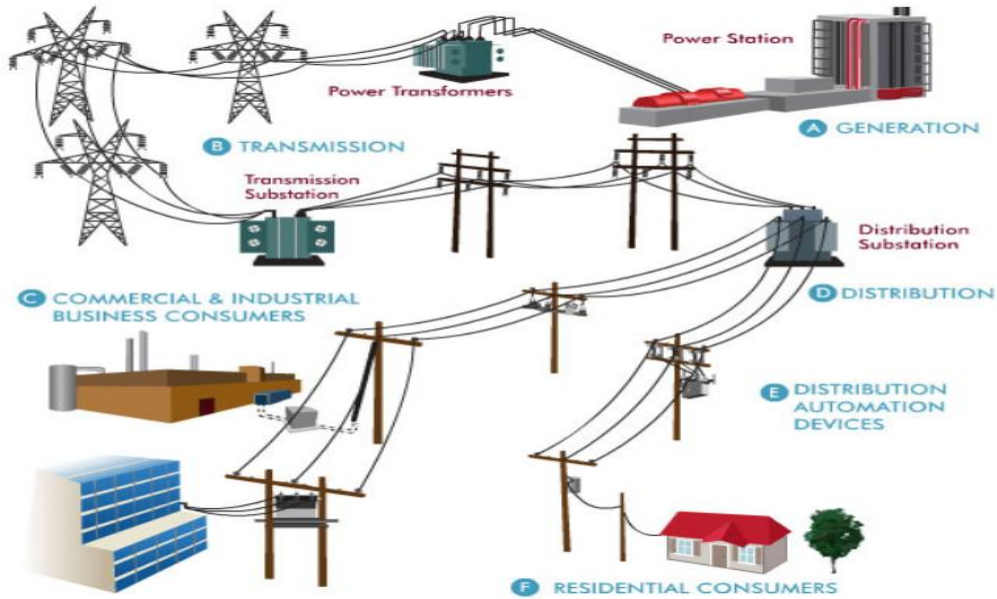
YILLAR	YENİLENEBİLİR ENERJİ										TERMİK		TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)
	RÜZGAR		GÜNEŞ		HİDROLİK		JEOTERMAL		BİYOKÜTLE		KURULU GÜÇ (MW)	ORTALAMA ÇALIŞMA ORANI (%)	
	KURULU GÜÇ (MW)	ORTALAMA ÇALIŞMA ORANI (%)	KURULU GÜÇ (MW)	ORTALAMA ÇALIŞMA ORANI (%)	KURULU GÜÇ (MW)	ORTALAMA ÇALIŞMA ORANI (%)	KURULU GÜÇ (MW)	ORTALAMA ÇALIŞMA ORANI (%)	KURULU GÜÇ (MW)	ORTALAMA ÇALIŞMA ORANI (%)			
2015	4.503	29,5	249	8,9	25.868	29,6	624	62,7			41.903	48,9	73.147
2016	5.751	30,8	833	14,3	26.681	28,8	821	67,0	488,7	40,8	44.412	47,8	78.497
2017	6.516	31,4	3.421	9,6	27.273	24,4	1.064	65,8	634,2	41,3	46.926	51,6	85.200
2018	7.005	32,5	5.063	17,6	28.291	24,2	1.283	66,1	811,17	42,26	46.909	51,0	88.551
2019	7.591	32,8	5.995	18,2	28.503	35,6	1.515	67,3	1163,34	44,39	47.663	41,9	91.267



Şekil 2.13. 2015 – 2019 yılları arasındaki santrallerin çalışma oranlarının gelişimi

2.3.5. İletim ve Dağıtım

Elektrik enerjisi, üretim istasyonlarından tüketiciye birbirine bağlı ağ sistemleri ile iletilmektedir. Ağlar ulusal şebeke, elektrik şebekesi vb. gibi farklı isimler almaktadır. Ana unsurlar; üretim istasyonları, trafolar, yüksek gerilim iletim hatları, dağıtım hatları ve tüketicilerdir (Şekil 2.14) (Keysan, 2019b).



Şekil 2.14. Temel üretim istasyonlarından tüketiciye iletim örneği (Keysan, 2019a)

Türkiye'nin elektrik şebekesi, üretim istasyonları ile tüketiciyi birbirine bağlamakta ve iletim ise bu ağ sisteminin önemli bir unsuru olmaktadır. Kamu kuruluşu olan TEİAŞ altyapı, yatırım, teşvik ve işletmesini üstlenmektedir. Türkiye enterkonnekte sistemdedir yani tüm ülkenin hatları birbirine bağlı olarak çalışmakta ve komşu ülkelerle de bağlantı kurulmaktadır. Ülkemizin enterkonnekte şeması EK-1'de verilmektedir. Bu şemadan görüldüğü gibi iletim hatları sanayi ve nüfus yoğunluğunun arttığı batıda yoğunlaşmaktadır.

İletim sistemleri üretilen elektrik enerjisinin iletimi için çok önemlidir. Ülkenin ekonomisi için büyük önem arz eden elektrik sistemlerinin yatırımları geniş araştırmalar ve ülkenin gelişimi için gerekli uzun soluklu tahminler ile yapılmaktadır. Bu sistemler oldukça pahalı yatırımlar gerektirmektedir. Ülkemizde 2019 yılı sonu verilerine göre 429,36 km 154 kV, 77,75 km 400 kV olmak üzere toplamda 507,11 km yeraltı kablosu; 15,96 km 400 kV denizaltı kablosu mevcuttur. Türkiye elektrik sisteminde gerilim seviyelerine göre hava hat uzunluklarının gelişimi yıllara göre Çizelge 2.5'de verilmiştir.

Çizelge 2.5. Türkiye elektrik iletim sistemi enerji iletim hava hat uzunluklarının gelişimi (TEİAŞ, 2020)

YILLAR	400 kV	220 kV	154 kV	66 kV	TOPLAM
2003	13.958	85	30.962	719	45.723
2004	13.970	85	31.006	719	45.780
2005	13.977	85	31.030	719	45.810
2006	14.307	85	31.163	477	46.033
2007	14.338	85	31.383	477	46.283
2008	14.420	85	31.654	509	46.667
2009	14.623	85	31.932	509	47.148
2010	15.734	85	32.906	509	49.234
2011	15.978	85	32.878	509	49.451
2012	16.344	85	33.481	509	50.418
2013	16.808	85	33.943	509	51.345
2014	17.683	85	35.132	509	53.409
2015	19.071	85	37.449	140	56.744
2016	21.029	85	38.682	139	59.934
2017	22.506	85	43.152	110	65.853
2018	23.159	85	44.369	110	67.723
2019	23.847	85	45.470	110	69.511

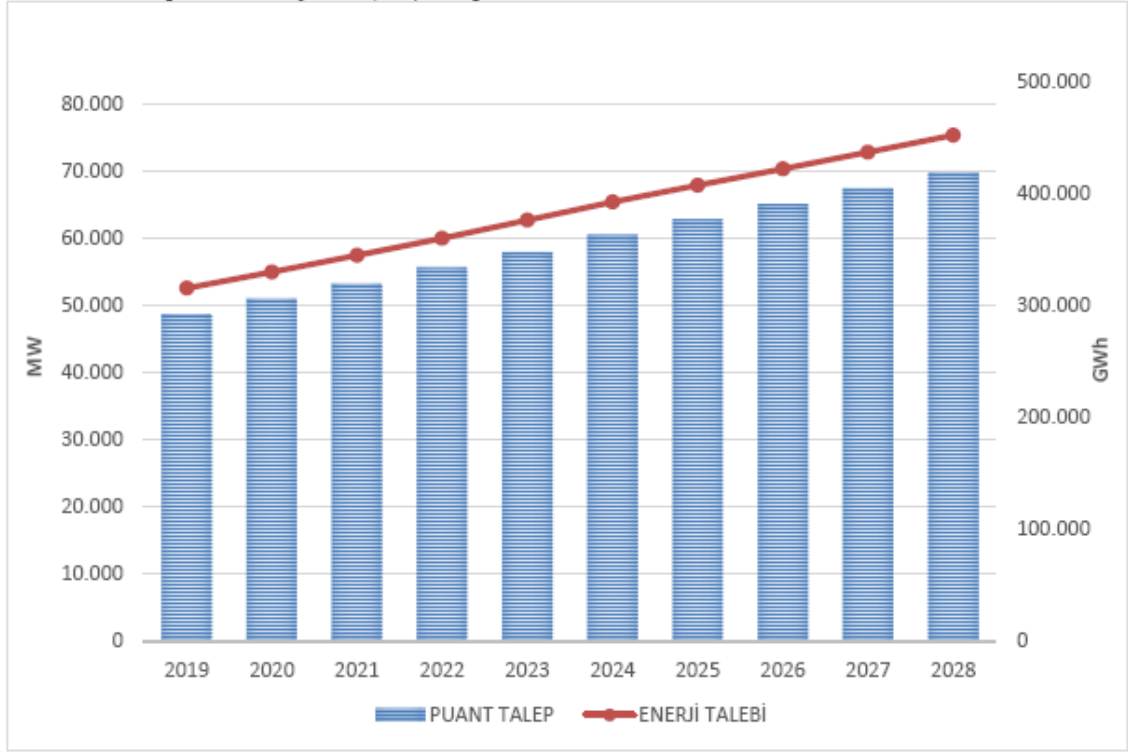
2.3.6. Talep Tahminleri

Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyon raporu iki yılda bir ETKB (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı) tarafından hazırlanmaktadır. Talep tahminleri ekonomik, sosyal, demografik, iklimsel, çevresel veriler ve tahmin edilmeye çalışılan değişkenlerin geçmiş verileri dikkate alınarak yapılmakta veya talep tahmin modelinin gerektirdiği diğer bölgesel verilerden oluşturulmaktadır.

ETKB tarafından belirlenen referans (baz), yüksek ve düşük talep tahminlerinde 10 yıllık ortalama artış; referans talep serisinde %3,9, yüksek talep serisinde %4,6 ve düşük talep serisinde %3,4 olarak hesaplanmıştır. Puant yük serileri ise yük eğrisinin değişmeyeceği kabulü ile TEİAŞ tarafından hesaplanır, bu veriler ise referans puant serisinde %3, yüksek puant serisinde %4,6 ve düşük puant serisinde %3,4'tür. Çizelge 2.6, Çizelge 2.7, Çizelge 2.8 ve Şekil 2.15, Şekil 2.16, Şekil 2.17 2019 – 2028 yılları arası talep tahminleri değerleri verilmiştir (TEİAŞ, 2020). TEİAŞ ve benzer kamu kurumları tahmin raporları ve yatırım planları için temel senaryoyu dikkate almaktadır (Kayadelen ve ark.).

Çizelge 2.6. Talep tahmini referans (baz) talep (TEİAŞ, 2020)

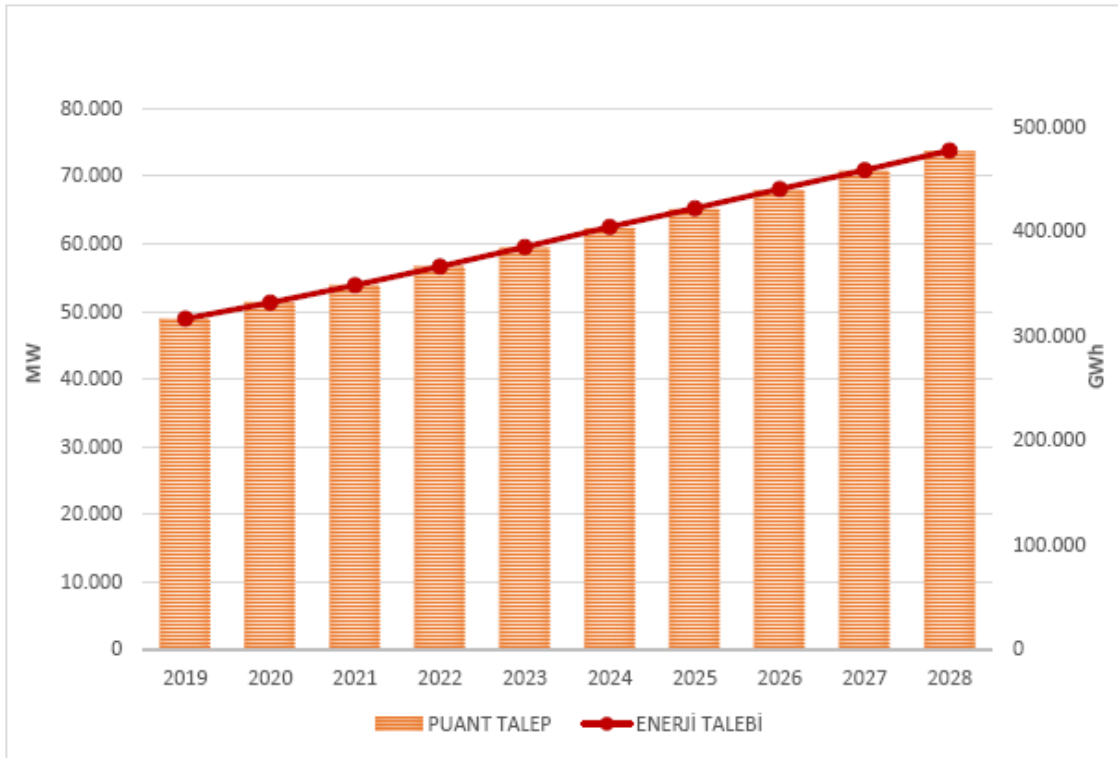
YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2019	48.621	5,3	315.182	5,0
2020	50.846	4,6	329.603	4,6
2021	53.129	4,5	344.407	4,5
2022	55.472	4,4	359.593	4,4
2023	57.976	4,5	375.821	4,5
2024	60.488	4,3	392.105	4,3
2025	62.776	3,8	406.939	3,8
2026	65.061	3,6	421.754	3,6
2027	67.357	3,5	436.632	3,5
2028	69.686	3,5	451.729	3,5



Şekil 2.15 Talep tahmini referans (baz) talep (TEİAŞ, 2020)

Çizelge 2.7 Talep tahmini (yüksek) talep (TEİAŞ, 2020)

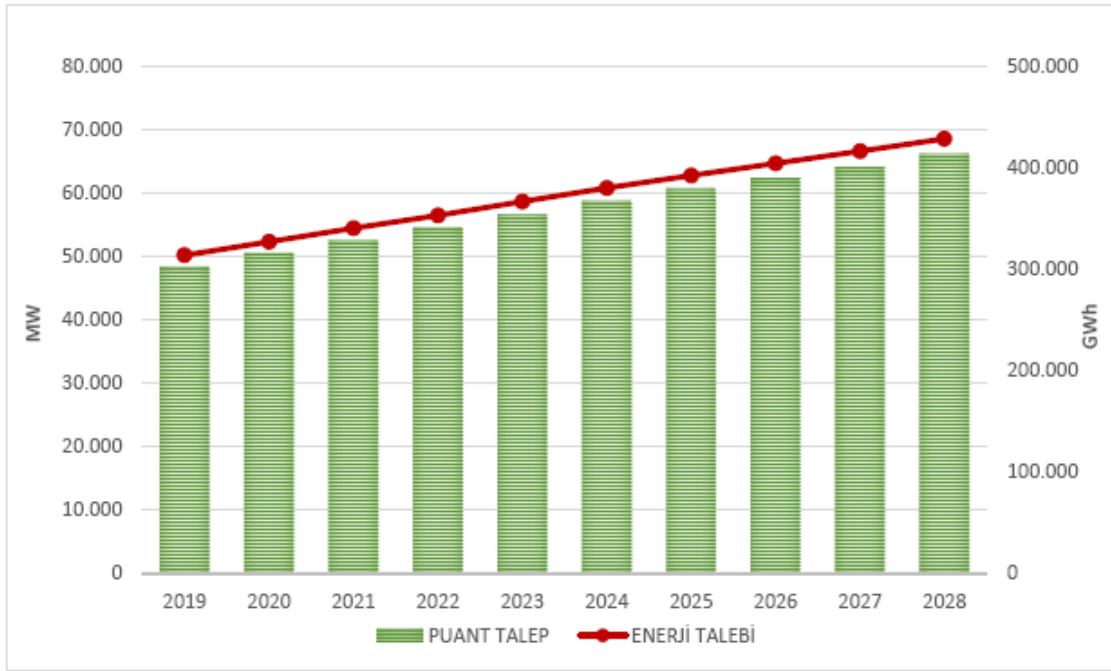
YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2019	48.825	5,8	316.503	5,5
2020	51.224	4,9	332.057	4,9
2021	53.786	5,0	348.662	5,0
2022	56.520	5,1	366.385	5,1
2023	59.419	5,1	385.177	5,1
2024	62.367	5,0	404.287	5,0
2025	65.146	4,5	422.303	4,5
2026	67.977	4,3	440.654	4,3
2027	70.794	4,1	458.917	4,1
2028	73.669	4,1	477.553	4,1



Şekil 2.16 Talep tahmini (yüksek) talep (TEİAŞ, 2020)

Çizelge 2.8 Talep tahmini (düşük) talep (TEİAŞ, 2020)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2019	48.413	4,9	313.832	4,6
2020	50.488	4,3	327.285	4,3
2021	52.529	4,0	340.511	4,0
2022	54.486	3,7	353.200	3,7
2023	56.579	3,8	366.767	3,8
2024	58.682	3,7	380.401	3,7
2025	60.565	3,2	392.610	3,2
2026	62.419	3,1	404.628	3,1
2027	64.269	3,0	416.619	3,0
2028	66.147	2,9	428.791	2,9

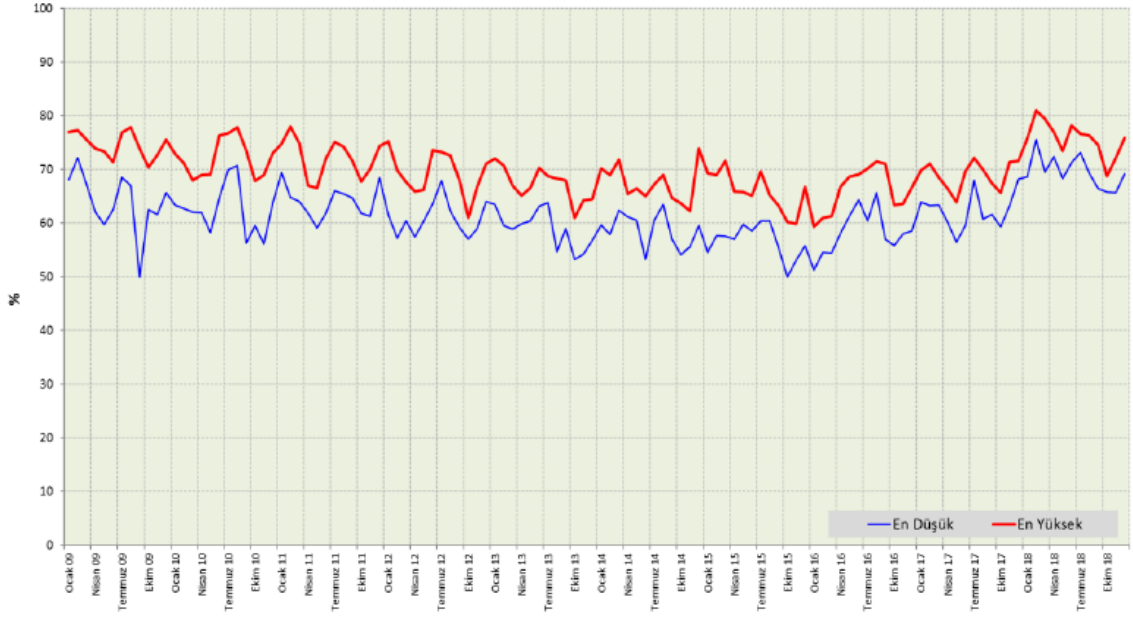


Şekil 2.17 Talep tahmini (düşük) talep (TEİAŞ, 2020)

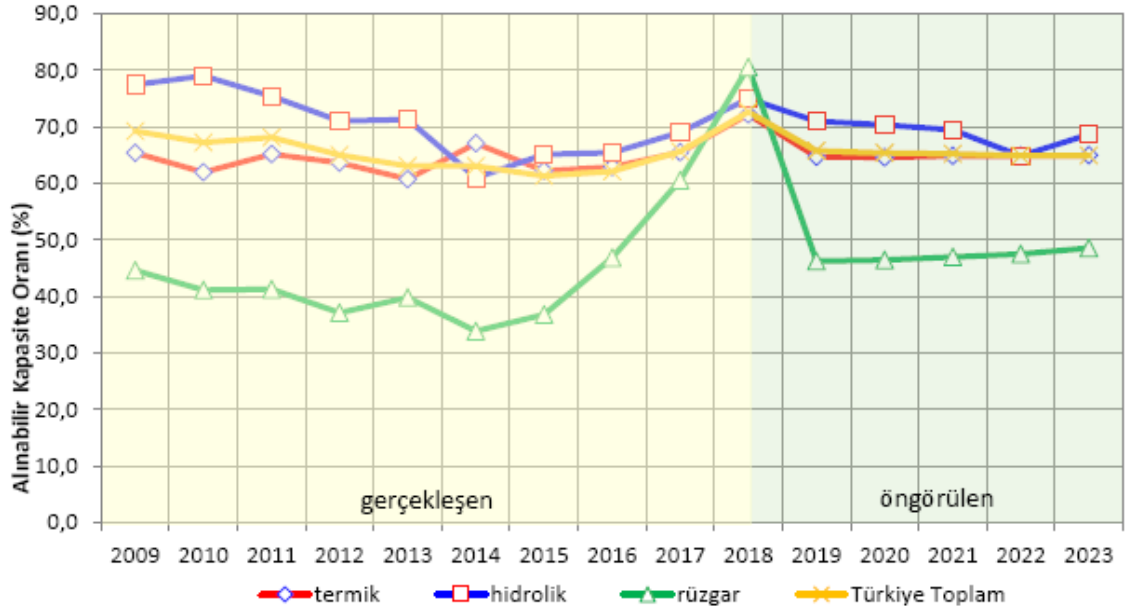
2.3.7. Emreamade Kapasite

Elektrik üretim santrallerinin yaşanılacak aksaklıklar santral arızaları sebebi ile çalışmaması yada düşük kapasitede çalışması dikkate alındığında her zaman kurulu güç seviyesinde çalışmamaktadır. Ülkemizde elektrik sisteminde termik, hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, güneş enerji ve biyokütle gibi çeşitli türde santraller mevcuttur. Santrallerin belirli zamanlarda arıza yapması yanında termik santrallerinde yakıt yetersizliği veya kalitesinin düşük olması; hidroelektrik santrallerinde su gelirindeki yetersizlik veya kuraklık; rüzgar santrallerinde yetersiz rüzgar esmesi veya hiç esmemesi; güneş enerji santrallerinde havanın bulutlu olması sebepleri ile kapasitelerinin altında üretim yapması mümkündür. Üretim kapasitesinden, üretim yapamayacak durumdaki kapasite düşüldükten sonra daimi üretim yapılabilecek kapasite Emreamade Kapasite olarak tanımlanmaktadır.

Şekil 2.18’de Emreamade kapasitenin toplam kurulu güce oranı (aylara göre en yüksek ve en düşük oranı) 2009 – 2018 yılları arasında gösterilmiştir. Şekil 2.19’da 2018 yılına kadar emreamedelik oranları değerleri gerçekleşmiş değerler olup 2019 yılından 2023 yılına kadar olan emreamade oranlarının hesaplanması, geçmiş on yıllık verilerin dikkate alınarak kayar ortalama tahmin metodu ile tahmin edilen değerlerdir.



Şekil 2.18. Emreamide kapasitenin toplam kurulu güce oranı (aylara göre en yüksek ve en düşük oranı) (TEİAŞ, 2020)



Şekil 2.19. 2009 - 2023 Yılları arasındaki emreamide kapasite oranları (%) (TEİAŞ, 2020)

3. MATERYAL VE YÖNTEM

3.1. Ermenek Havzası

Ermenek İlçesi Karaman iline bağlı, 36°58' Kuzey enlemi ile 32°53' Doğu boylamı arasında yer almakta, il merkezine 160 km uzaklığında ve deniz seviyesinden ortalama 1.250 m yüksekliğindedir. İlçenin, kuzeyinde Karaman, Konya ili Hadim ilçesi, güneyinde Antalya ili Gazipaşa ilçesi, Mersin ili Anamur ilçesi, batısında Sarıveliler, Başyayla ilçeleri ve doğusunda Mersin ili Mut, Gülnar ilçeleri bulunmaktadır. İlçenin yüzölçümü 1.222,9 km²'dir (Anonim, 2019).

Orta Torosların üzerinde yer alan Ermenek ilçesi birçok akarsu kaynaklarını, yaylaları, mesire yerlerini, tarihi ve tabii güzellikleri içerisinde barındırmaktadır. Bölgenin tüm sularını, bölgenin önemli akarsularından olan Ermenek Çayı toplamaktadır. Ermenek ve çevresinde ova olmamasına karşın vadiler arasında bir kısım genişçe düzlükler bulunmaktadır. Bölgenin en alçak yeri ve en geniş düzlüğünü oluşturan Sarıtaş Bucağı ile Çimene Kapızı alanına enerji amaçlı Ermenek Barajı ve HES göl sahası inşası yapılmasından dolayı geniş düzlükler yerini baraj sularına bırakmıştır (Anonim, 2019).

Ermenek çayı ülkemizin 17 nolu Doğu Akdeniz Havzasında Göksu alt havzasında yer almaktadır. Şekil 3.1.'de görülen Türkiye Su Toplama Havzaları haritası, Şekil 3.2.'de Doğu Akdeniz havzası'nın Türkiye üzerindeki konumu ve alt havzaları görülmektedir.



Şekil 3.1. Türkiye su toplama havzaları haritası (Şekkeli ve Keçecioglu, 2011)



Şekil 3.2. Doğu Akdeniz havzası haritası (Koçyiğit ve ark., 2021)

3.1.1. Ermenek barajı

Ermenek Barajı, Karaman İli, Ermenek İlçe merkezinin 11 km güneydoğusunda, Göksu Nehrinin Ermenek Çayı kolu üzerinde, Akdeniz bölgesinde yer almaktadır. Ermenek Çayı havzasının en yüksek kotu 2877 m'dir. Ermenek baraj yerindeki nehir yatağı kotu ise 500 m olup baraj yerinin yukarısındaki havzanın ortalama kotu 1600 m'dir.

Ermenek Projesi kapsamında gerçekleştirilen tesisler; Ermenek Barajı, Ermenek Kuvvet Tüneli, Ermenek Hidroelektrik Santrali, Erik Regülatörü, Erik Kuvvet Tüneli ve Erik HES'tir. Hidroelektrik santrallerde üretilen elektrik enerjisinin 380 kW'lık 2 adet enerji nakil hattıyla Seydişehir ve Akkuyu şalt sahasına ulaştırılarak enterkonnekte sisteme bağlanması planlanmıştır.

Ermenek Barajı çok dar bir boğaz olan Görmel Boğaz'ında inşa edilmiş olup, baraj arkasındaki göl ile mansaptaki Gezende Baraj rezervuarı arasında oluşan 361 m düşü, enerji üretimi amacıyla değerlendirilmektedir. Bu düşünün 194 m'si inşa edilen kemer baraj ile ilave 167 m'si ise 8064 m uzunluğunda inşa edilen kuvvet tüneli ve eğimli kuvvet şaftı ile sağlanmaktadır.

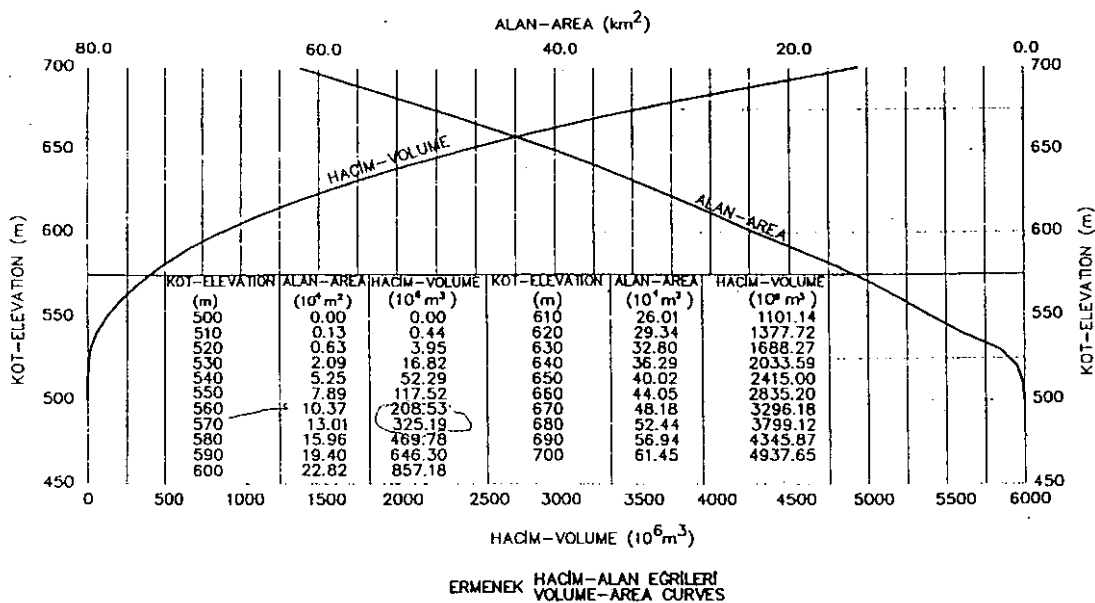
Ermenek Barajı, temel tabanından 210 m yükseklikte, ince beton kemer baraj olarak inşa edilmiştir. Barajda tutulan su, Ermenek Kuvvet Tüneli ile Ermenek HES'e çevrilmektedir. Erik Regülatörü ile Erik Kuvvet Tüneline çevrilen su ise önce Erik HES'te, daha sonra da Ermenek Kuvvet Tüneline aktarılarak Ermenek barajından gelen sular ile birlikte Ermenek HES'te ikinci defa enerjiye dönüştürülmektedir.

Ermenek HES'i, barajın 9 km akış aşağısında Çıkrıkçı Mevki yakınlarında Ermenek Çayı sahilindedir. 150 MW gücünde 2 üniteden oluşan santralde yılda ortalama 1100,82 GWh enerji üretilmektedir. Her biri 151,2 MW güce sahip olan 2 jeneratör vardır (EÜAŞ, 2012).

Erik Deresinin Ermenek Çayı ile birleştiği noktadan yaklaşık 4 km akış yukarısında kurulan Erik Regülatörü vasıtasıyla, Erik Deresinin suları, 4181 m uzunluğunda iletim tüneli ile 33,72 GWh yıllık enerji üretimine sahip Erik HES'e ulaşmaktadır.

Erik HES'ten çıkan su Ermenek Kuvvet Tüneline, tünelin 8. kilometresinde aktarılmakta, burada Ermenek Çayının suları ile birleşen Erik Deresinin suları Ermenek HES'te bir daha enerjiye dönüşecek ve yıllık toplam enerji üretimi 1134,54 GWh değerine yükselmektedir.

Devlet Su İşleri Barajlar ve HES Daire başkanlığı tarafından elde edilen verilere göre Ermenek Barajı'nın kot verilerine göre alan ve hacim grafik eğrisi Şekil 3.3'de verilmiştir.



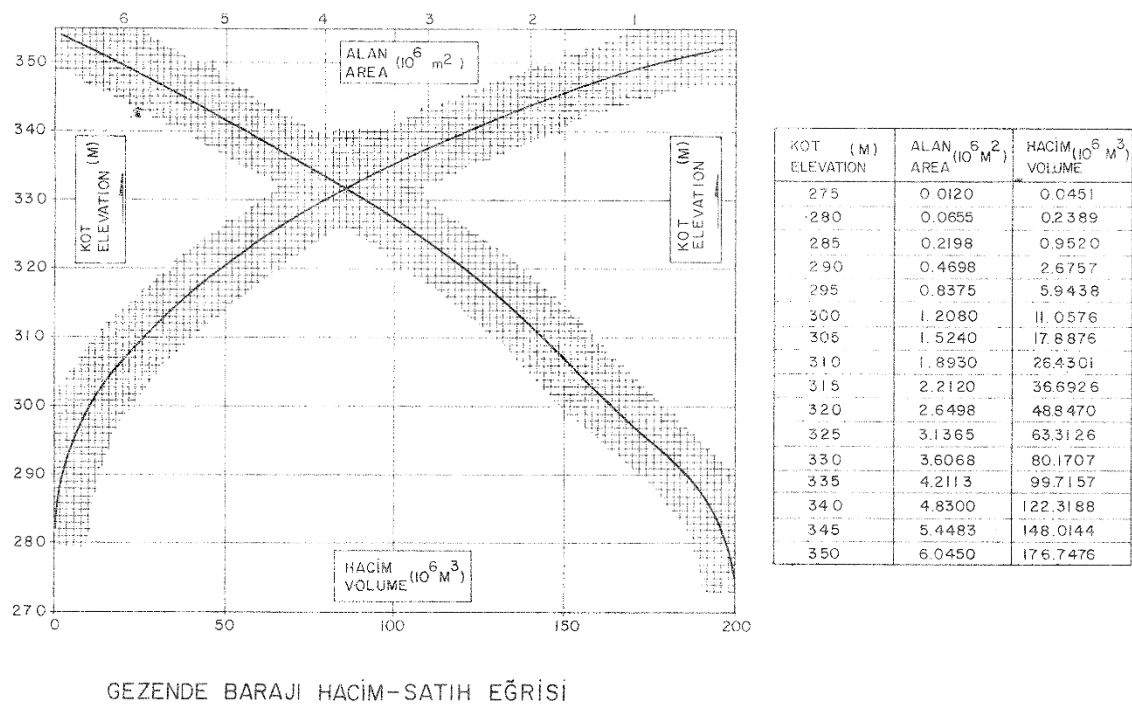
Şekil 3.3. Ermenek Barajı hacim-alan eğrileri (DSİ, 2022)

Ermenek Barajının akış aşağısında enerji amacıyla inşa edilip 1990 yılında işletmeye açılan Gezende Barajı bulunmaktadır.

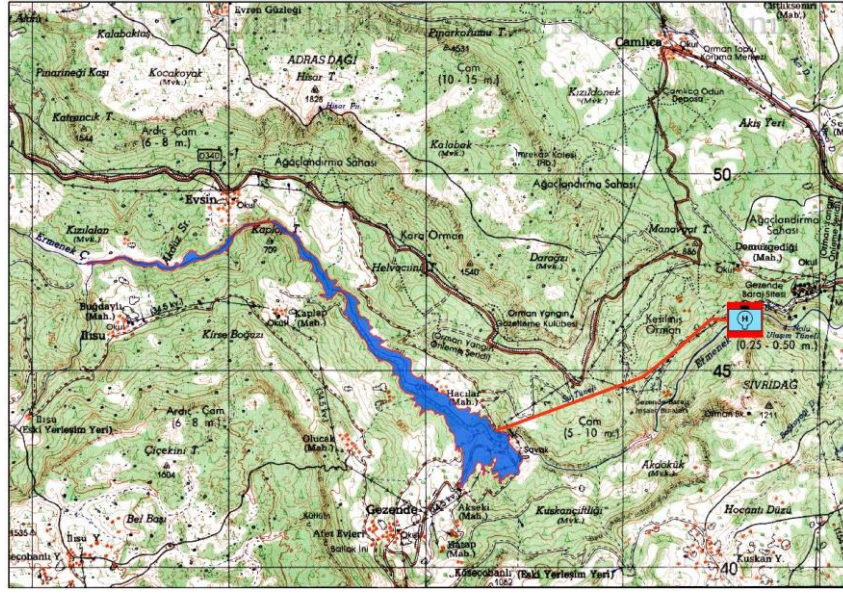
3.1.2. Gezende barajı

Gezende Barajı, Mersin'de, Mut ilçesinde Ermenek Çayı üstünde enerji üretmek amacıyla 1979-1990 yıllarında inşa edilmiş bir barajdır. Beton kemer gövde dolgu tipi olan barajın gövde hacmi 98.000 m^3 , akarsu yatağından yüksekliği $75,00 \text{ m}$, normal su kotunda göl hacmi $91,90 \text{ hm}^3$, normal su kotunda göl alanı $3,97 \text{ km}^2$ 'dir. Gezende Barajı ve Hidroelektrik Santrali her birinin gücü 53 MW olan üç tane (toplamda 159 MW) üniteden oluşmuştur. Senelik elektrik enerjisi imalatı 528 GWh 'tir.

Devlet Su İşleri Barajlar ve HES Daire başkanlığı tarafından elde edilen verilere göre Gezende Barajı'nın kot verilerine göre alan ve hacim grafik eğrisi Şekil 3.4.'de verilmiştir. Şekil 3.5.'de Gezende barajı haritası verilmiştir.



Şekil 3.4. Gezende Barajı hacim-satıh eğrileri (DSİ, 2022)



Şekil 3.5. Gezende Barajı haritası

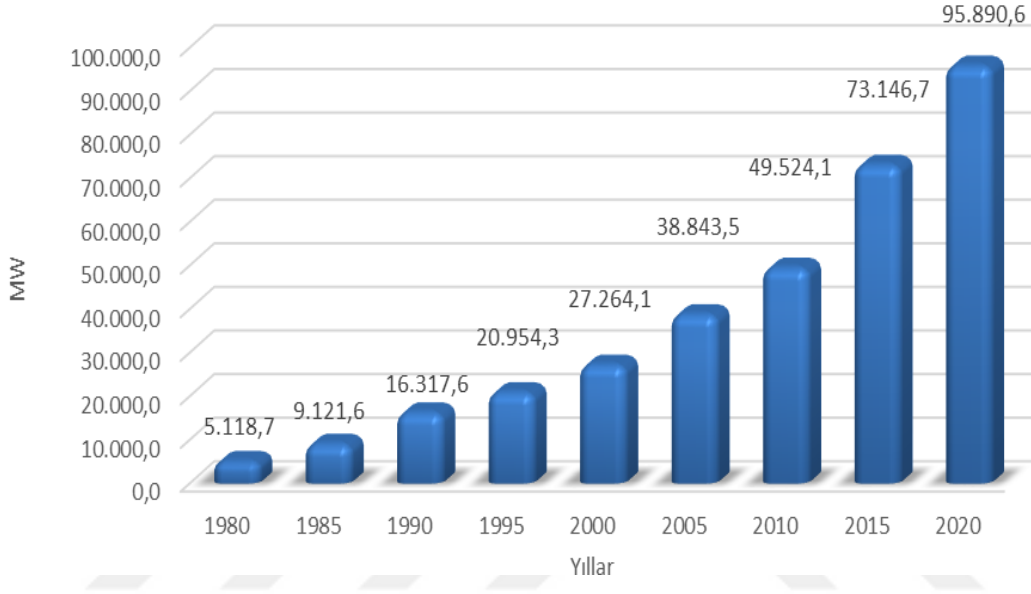
3.2. Türkiye Elektrik Piyasası

2020 ve 2021 yıllarında dünya çapında elektrik piyasaları Covid-19'un etkisinde daha önce maruz kalmadıkları büyüklükte gelişmeleri tecrübe ettiler. 2020 yılı, tam kapanma tedbirleri ve seyahat kısıtlamalarının ekonomik aktivite üzerindeki etkisiyle, elektrik tüketiminde azalış ve fiyatlarında düşüş yaşanan bir dönem olmuştur. 2021 yılında pandeminin hızının azalması ve alınan önlemler sayesinde ekonomik aktivite yeniden canlanmış ve baz etkisi ile beraber dünyanın her yerinde elektrik tüketimi ve fiyatları artış göstermiştir. Covid-19 ilk önce lojistik sektörünü etkiliyerek enerji kaynaklarının dolayısıyla enerji fiyatlarının artışında önemli rol oynamıştır. 2022 yılı başlarında Rusya ile Ukrayna arasında çıkan savaş ise enerji kaynaklarının özellikle kömür ve doğalgaz fiyatlarının olağanüstü artışına sebep olmuştur. Bu durum ülkelerin kendi enerji kaynaklarına yönelmesini ve enerji bağımsızlığının önemini ortaya çıkarmıştır. Bu dönemde küresel enerji politikaları çok daha net bir şekilde ele alınarak uygulanabilirliklerinin açıkça eleştirildiği ve sürdürülebilir bir gelecek inşası yönünde sahip olunan enerji kaynaklarının daha önce görülmemiş hızla kazanımlar elde etmesi ile karşılaşılmıştır.

Elektrik enerjisi diğer enerji türlerinden farklı olarak depolama maliyeti yüksek olduğundan, gereksinim duyulan yer ve zamanda, gereksinim duyulan miktarda üretilmek

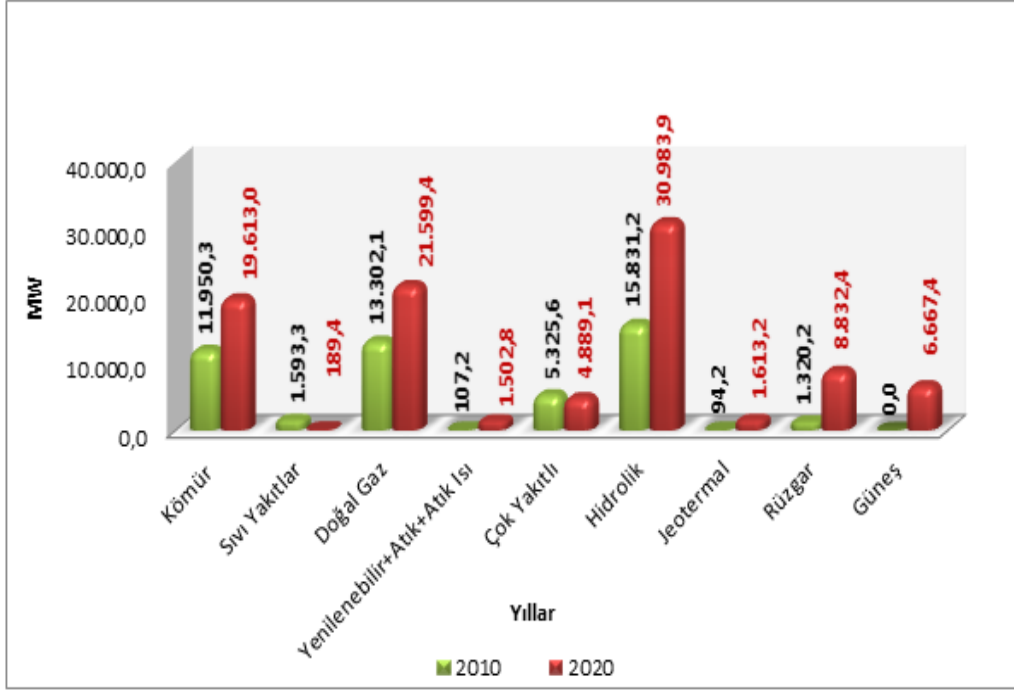
ve tüketilmek zorundadır. Bu özelliğiyle de elektrik enerji sistemleri diğer enerji ürün ve hizmetlerinde uygulanan sistemlerden farklılık gösterir.

Türkiye elektrik sistemini irdelemek için öncelikle bazı verilere ve istatistiksel değerlere göz atmak gerekmektedir. Türkiye’de TEİAŞ’ın verilerine göre, 2021 yılı kurulu güç toplamı 98 bin 492,7 MW’tır. Şekil 3.6.’da Türkiye’nin kurulu gücünün yıllara göre gelişimi gösterilmiştir.



Şekil 3.6. Türkiye'nin Kurulu Gücünün Yıllara Göre Gelişimi (Anonim, 2022b; TEİAŞ, Türkiye Elektrik İletim A.Ş.)

2010-2020 yılları için birincil enerji kaynakları baz alınarak Türkiye’nin kurulu gücü, Şekil 3.7.’de verilmiştir.



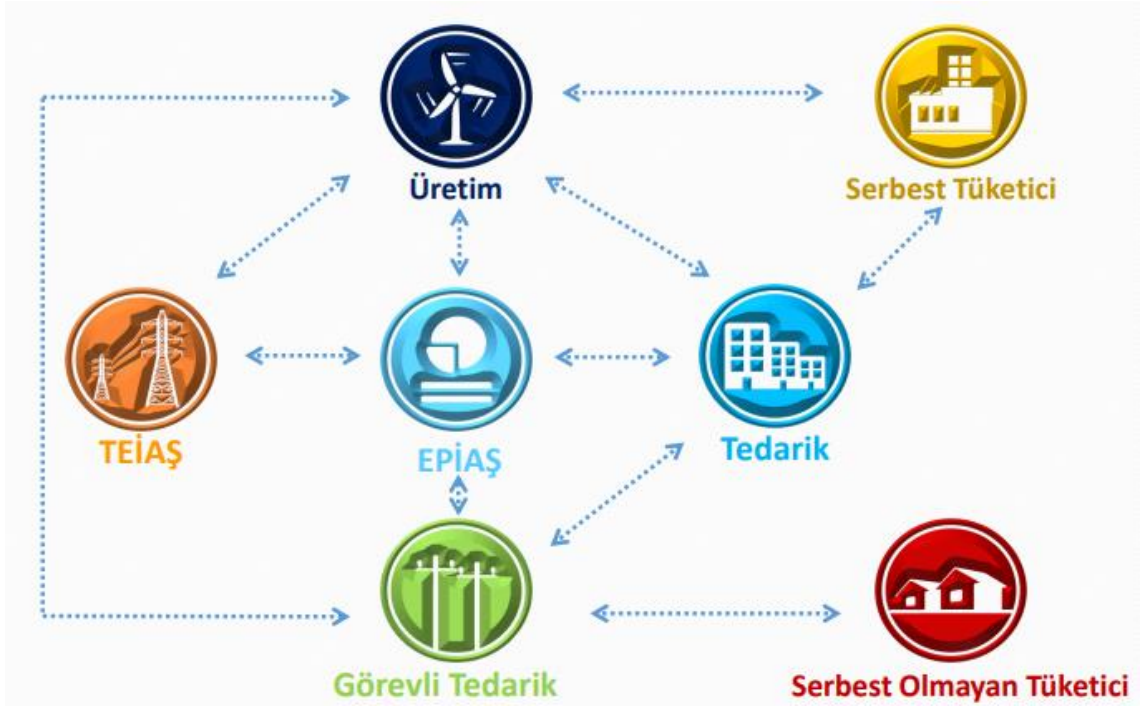
Şekil 3.7. 2010 - 2020 Yılları için birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye kurulu gücü (Anonim)

3.2.1. Türkiye'nin Elektrik Piyasası

Türkiye'de toptan satış piyasası üç ana pazardan oluşmaktadır:

1. Gün Öncesi Piyasası (GÖP)
2. Gün İçi Piyasası (GİP)
3. Dengeleme Güç Piyasası (DGP)

GÖP elektrik teslimat gününden bir gün öncesinde, GİP ise elektriğin teslimat saatinden en az 90 dakika önce, elektrik ticareti ve dengeleme faaliyetleri için kullanılır her ikisini de piyasa işletmecisi olan EPIAŞ işletmektedir. DGP elektriğin teslimat saatinde arıza veya tahmin sapmalarını dikkate alarak, arz ile talebi dengelemekte, TEİAŞ tarafından işletilmektedir. Türkiye'nin elektrik piyasası operatörlerini gösteren şema Şekil 3.8'de verilmiştir.



Şekil 3.8. Türkiye'deki elektrik piyasası operatörleri (Yazıtış, 2018)

3.2.1.1. Gün öncesi piyasası (GÖP)

GÖP'ün amacı piyasa katılımcılarına üretim ve tüketim ihtiyaçları ile sözleşmeye bağlanmış yükümlülüklerini gün öncesinden dengelemektir. Bunun yanı sıra elektrik enerjisi referans fiyatını (Piyasa Takas Fiyatı – PTF) belirleyerek sistem işletmecisine gün öncesinde dengelenmiş bir sistem sağlamaktır. Piyasa katılımcıları ikili sözleşmelerin yanı sıra bir sonraki gün için elektrik alım satımı da yapabilirler. Piyasa katılımcıları saatlik, blok ya da esnek teklif verebilirler. Piyasa takas fiyatının belirlenmesi aşağıda Şekil 3.9.a ve 3.9.b'de şema olarak verilmektedir.



Şekil 3.9.a. Gün öncesi piyasası mekanizmasındaki adımları (Yazıtaş, 2018)



Şekil 3.9.b. Gün öncesi piyasası mekanizmasındaki adımları (Yazıtaş, 2018)

3.2.1.2. Gün içi piyasası (GİP)

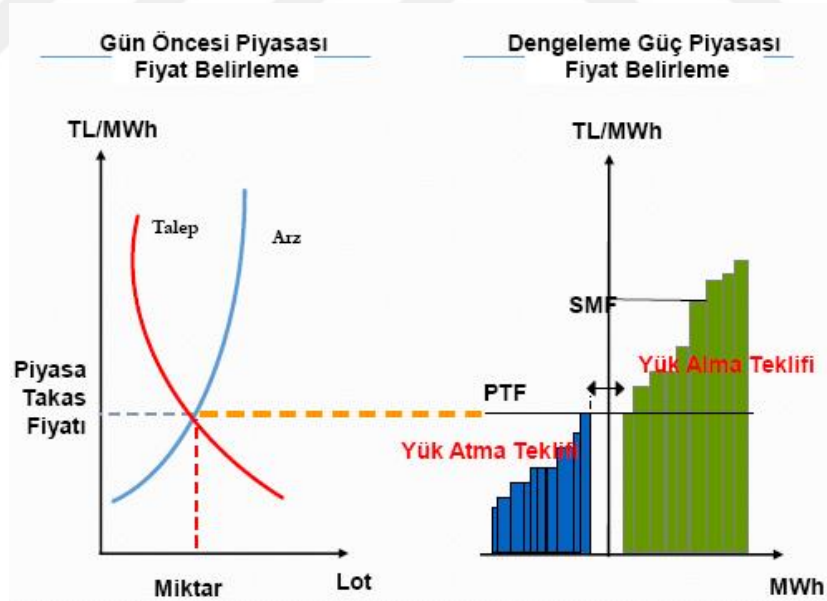
GİP, GÖP ve DGP arasında bir köprü görevi görerek elektrik piyasasının dengelenmesine ve sürdürülebilirliğine katkıda bulunur. GİP yardımı ile santral arızaları, yenilenebilir enerji kaynaklarındaki dalgalanmalar gibi dengesizliğe neden olan unsurlar

ortadan kaldırılabılır. GİP günün içinde katılımcıların yaşayacağı olumsuzlukların enerji piyasasında oluşturacağı dengesizliklerin oluşmasını engeller aynı zamanda katılımcılara GÖP kapandıktan sonra, katılımcıların kullanılmayan kapasitelerini kullanarak ek ticaret zemini oluşturur.

3.2.1.3. Dengeleme güç piyasası (DGP)

Teorik olarak GÖP ve GİP üretim ve tüketim dengesini sağlamış olsa da uygulamada çeşitli aksaklıklar olması mümkündür. Bu durumda dengeyi sağlamak için Dengeleme Güç Piyasası'na sunulmuş teklifler kullanılarak dengeleme sağlanır. Sistem Marjinal Fiyatı (SMF), öngörülemeyen arz ve talep sapmalarını yansıtır.

Bağımsız olarak 15 dakikalık sürede min. 10 MW yük alabilen veya yük atabilen dengeleme birimleri DGP'ye katılmakla yükümlüdür. DGM, GÖP veya GİP'e kıyasla daha fazla risk içerdiğinden ticaret için değil daha çok sistemi dengelemek için tasarlanmıştır (Karık ve ark., 2017). Piyasa Takas Fiyatları ile Sistem Marjinal Fiyatları kullanılarak dengelemenin nasıl yapıldığı grafik olarak Şekil 3.10.'da gösterilmiştir.

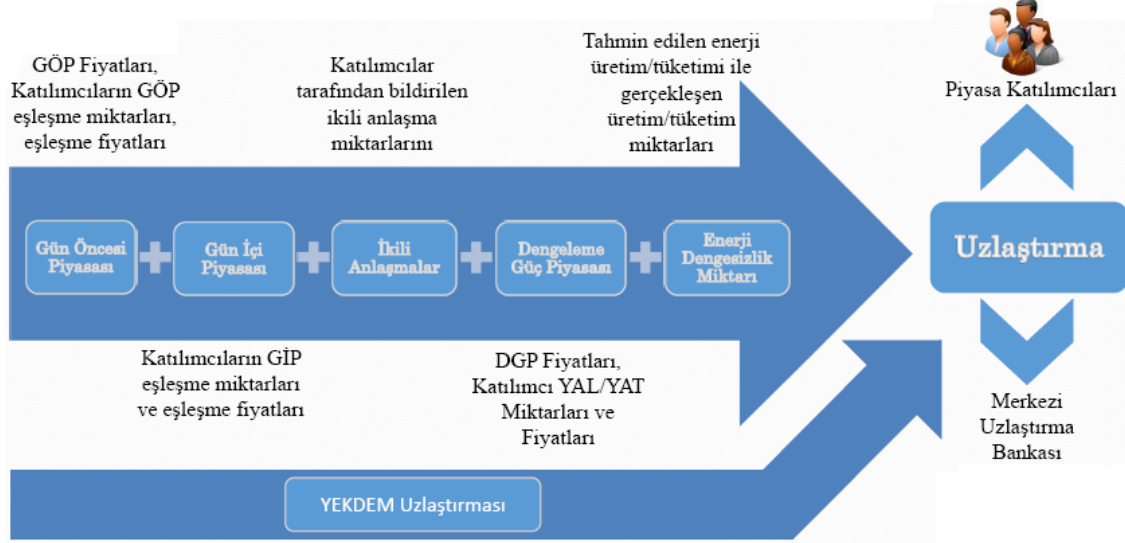


Şekil 3.10 PTF ve SMF düzenlemesi

3.2.1.4. Uzlaştırma

Uzlaştırma GÖP, GİP, DGP ve enerji dengesizliğinden doğan alacak ve borç miktarlarının hesaplanmasını sağlar. Bu işlem piyasa işletmesi EPIAŞ tarafından hızlı,

tarafsız ve şeffaf bir şekilde gerçekleştirilir. Piyasa işletmecisinin bu işlemde kâr veya zarar etmemesi esas alınır. Bu süreç Şekil 3.11.'de verilmektedir.



Şekil 3.11. Elektrik ticareti süreci (Barbaros, 2019)

Elektrik ticareti ikili anlaşmalarla veya spot piyasalarda yapılabilir. Hem üreticiler hem de tüketiciler ikili anlaşmalarında elektrik fiyatlarına karar verirler ancak bu spot piyasalardaki fiyatı etkilemez. PTF tarafından belirlenir. Ancak Rusya ile Ukrayna arasındaki savaş sebebi ile enerji fiyatlarındaki aşırı artışı önlemek üzere Türkiye Cumhuriyeti 1 Nisan 2022 tarihinden itibaren üst fiyat sınırlamasına gitmiştir.

3.3. Elektrik Fiyatlarının Analizi

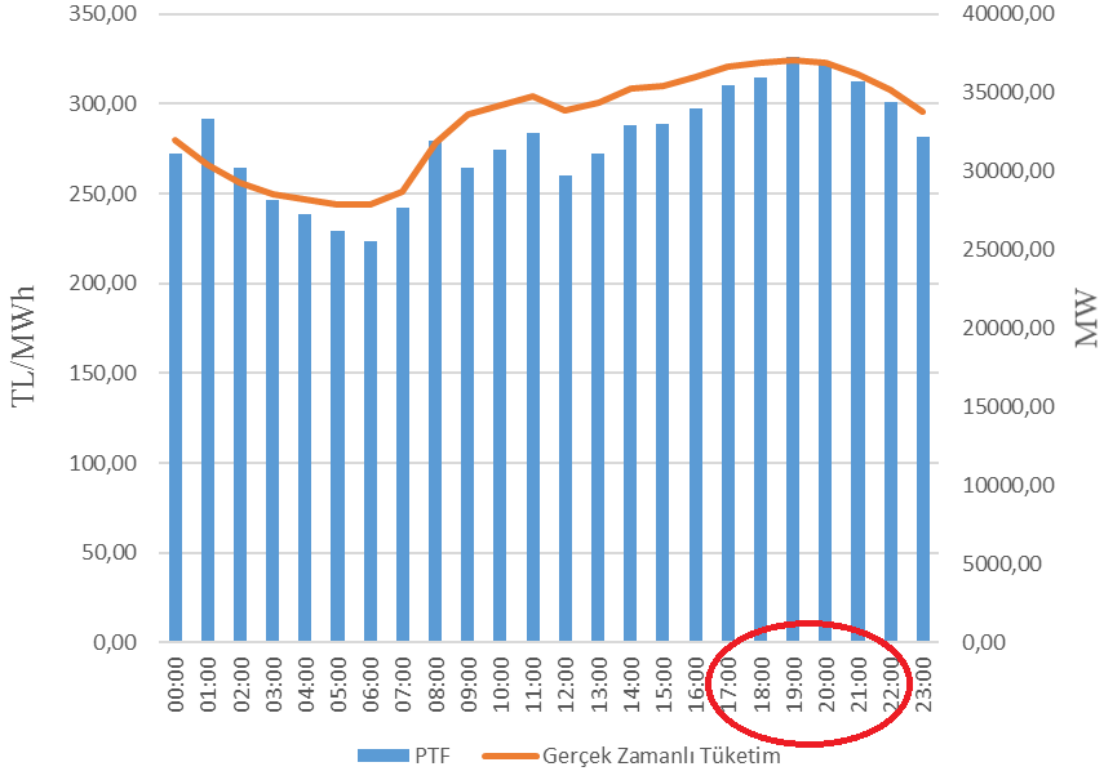
Elektrik fiyatları, enerji arz ve talebine bağlıdır. Yeterli enerjinin üretilip üretilmemesi, artan elektrik talebi karşısında fiyatları etkilemektedir. Fosil yakıtlarının; kömür, doğalgaz veya benzin gibi hammadde maliyetlerindeki değişim, afet salgın ve küresel savaşlar fiyatlar üzerinde etkilidir.

Araştırmada Şeffaflık Platformu EXİST'ten 2012-2021 yıllarında oluşan saatlik fiyatlar dikkate alınmıştır.

Bu etkenlerin Şekil 3.12, Şekil 3.13 ve Şekil 3.14'da yıllara göre fiyatlarının değişimi görülmektedir.

Şekil 3.12'de 2020 yılı PTF' ve gerçek zamanlı tüketim ortalaması saatlik verilerle gösterilmiştir. Arz talep ilişkisi grafikte gözükmemektedir. Gece geç saatlerde ve sabah

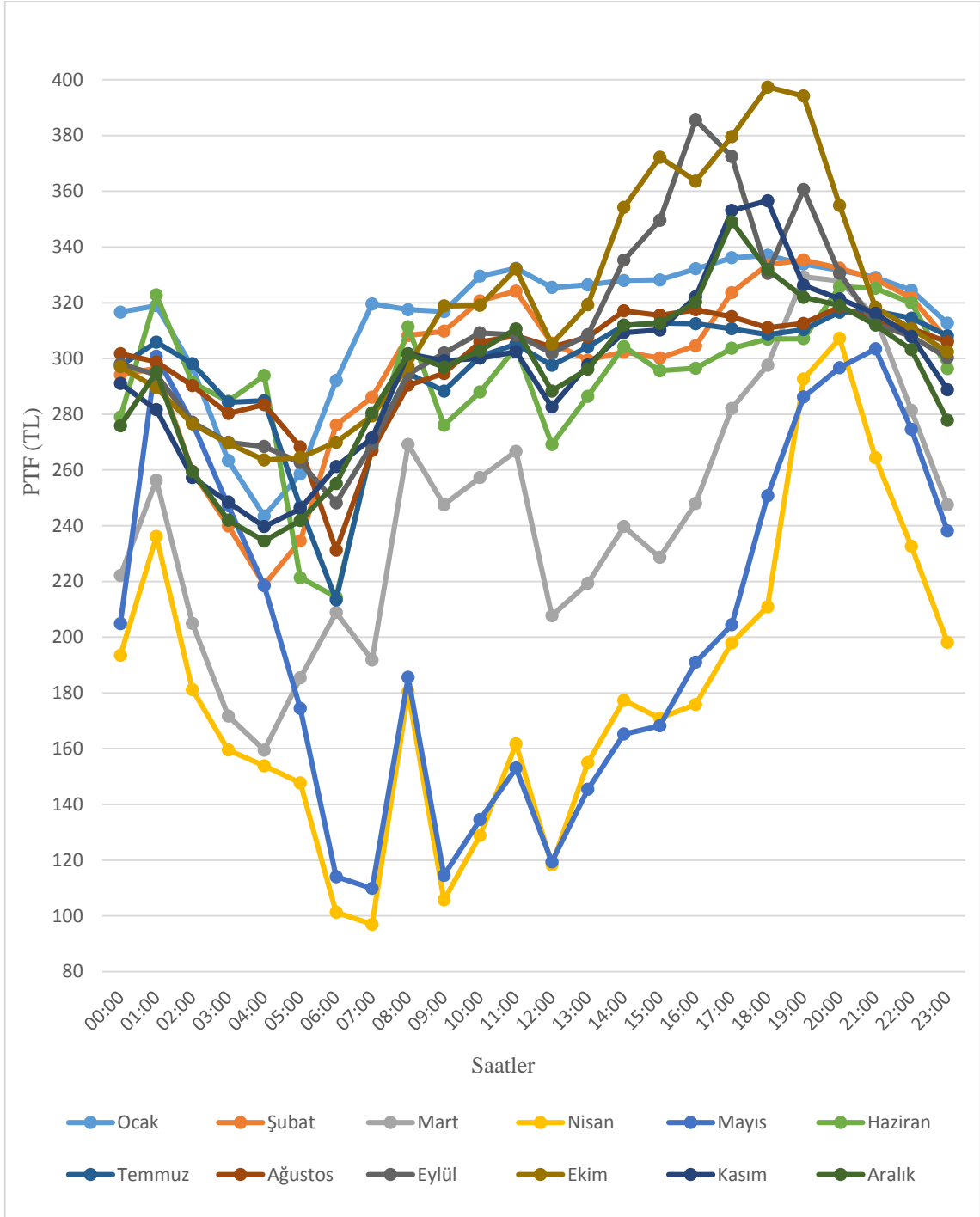
erken saatlerde elektrik tüketimi az olduğu için düşük fiyatlar görülür. Saat 17:00 ile 22:00 arasındaki puant saatlerde elektrik talebinin artması ile piyasa takas fiyatları maksimum seviyelerdedir.



Şekil 3.12. 2020 yılı PTF' ve gerçek zamanlı tüketim ortalaması (Veriler EPIAŞ ve TEİAŞ'tan derlenmiştir.)

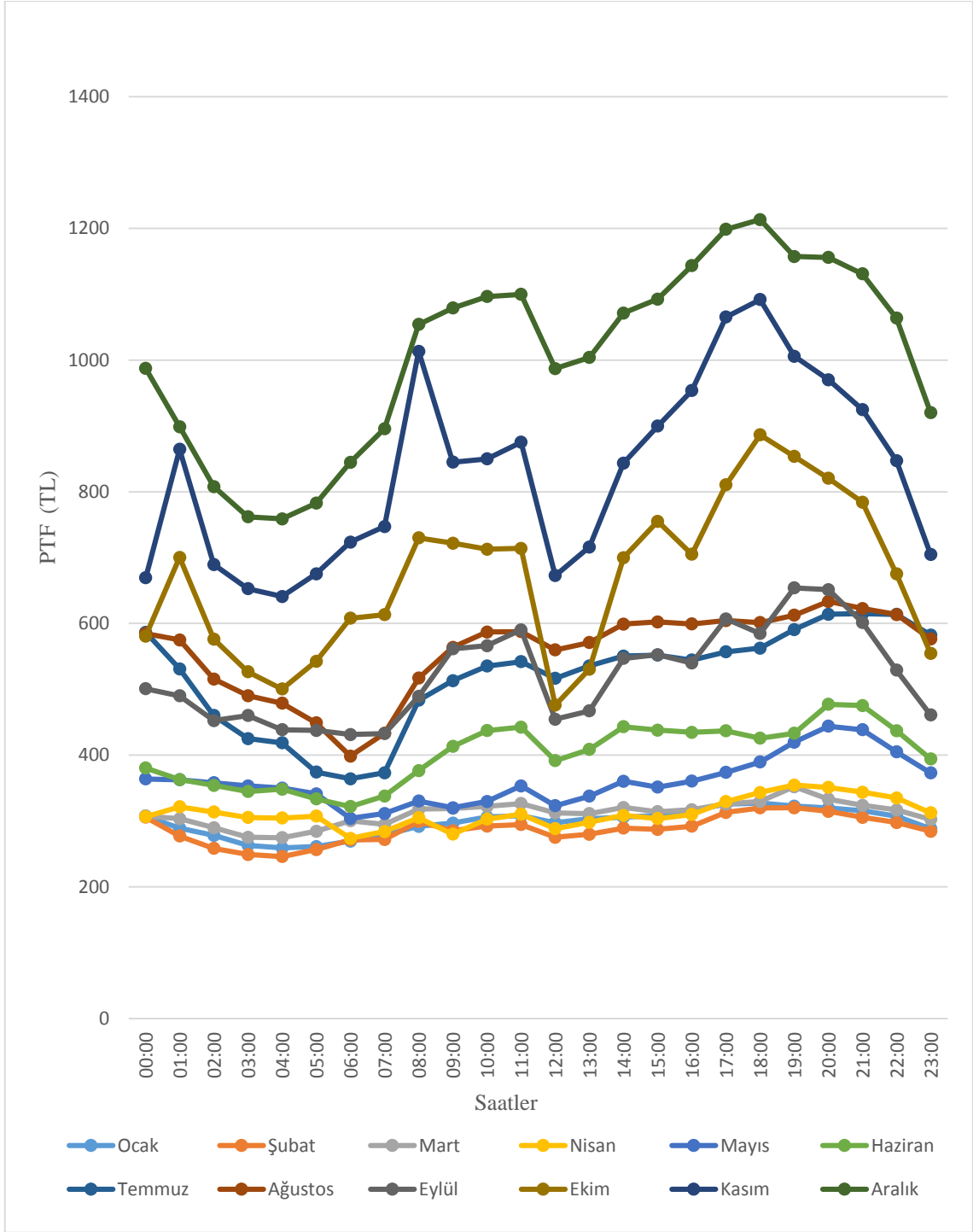
2020 yılında oluşan saatlik fiyatlar dikkate alınarak PTF' ve gerçek zamanlı tüketim ortalaması grafik olarak Şekil 3.12'de verilmektedir. 2020 – 2021 yılları için her aya ait saatlik PTF ortalamaları Ek-2'de verilmiştir.

Fosil yakıtlarının; kömür, doğalgaz veya benzin gibi hammadde maliyetlerindeki değişim, afet salgın ve küresel savaşların fiyatlar üzerindeki etkisini görmek için 2020 ve 2021 yılları incelendi. Covid19 Salgınının PTF'ye etkisi 2020 yılı verilerinde Şekil 3.13'te görülmektedir. 11 Mart 2020 yılında ülkemizde görülmeye başlanan salgının etkisi Nisan ve Mayıs aylarında sokağa çıkma yasakları sebebiyle talebin düşmesi ile PTF değerlerinde düşüş oldu. GÖP' ün PTF fiyatları aylık ortalaması Mart 244,36 (TL/MWh), Nisan 181,16 (TL/MWh), Mayıs 203,22 (TL/MWh) olarak kaydedildi.



Şekil 3.13. 2020 Yılı saatlere göre PTF ortalaması (Veriler EPIAŞ ve TEİAŞ'tan derlenmiştir.)

2021 yılında Türk Lirası'nın ABD Doları karşısında değer kaybetmesi ile ithal hammaddenin fiyat artışından kaynaklı PTF fiyatların da artış oldu. (Şekil 3.14) Sonuç olarak GÖP'ün PTF fiyatları aylık ortalaması Ekim 669,93 (TL/MWh), Kasım 830,96 (TL/MWh), Aralık 1008,64 (TL/MWh) olarak kaydedildi.



Şekil 3.14. 2021 Yılı saatlere göre PTF ortalaması (Veriler EPIAŞ ve TEİAŞ'tan derlenmiştir.)

Yukardaki grafikler enerji hammaddesinden, savaş, pandemi lojistik kriz gibi birçok sebepten kaynaklanan enerji piyasa takas fiyatlarındaki dalgalanmaların önüne geçebilmek Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) elektrik alım fiyatlarına müdahalede bulunma yetkisi verilmiştir. EPIAŞ tarafından işletilen Borsadaki enerji fiyatlarının maliyet bazlı fiyatlandırılmasına ilişkin EPDK'ye yetki verilecektir.

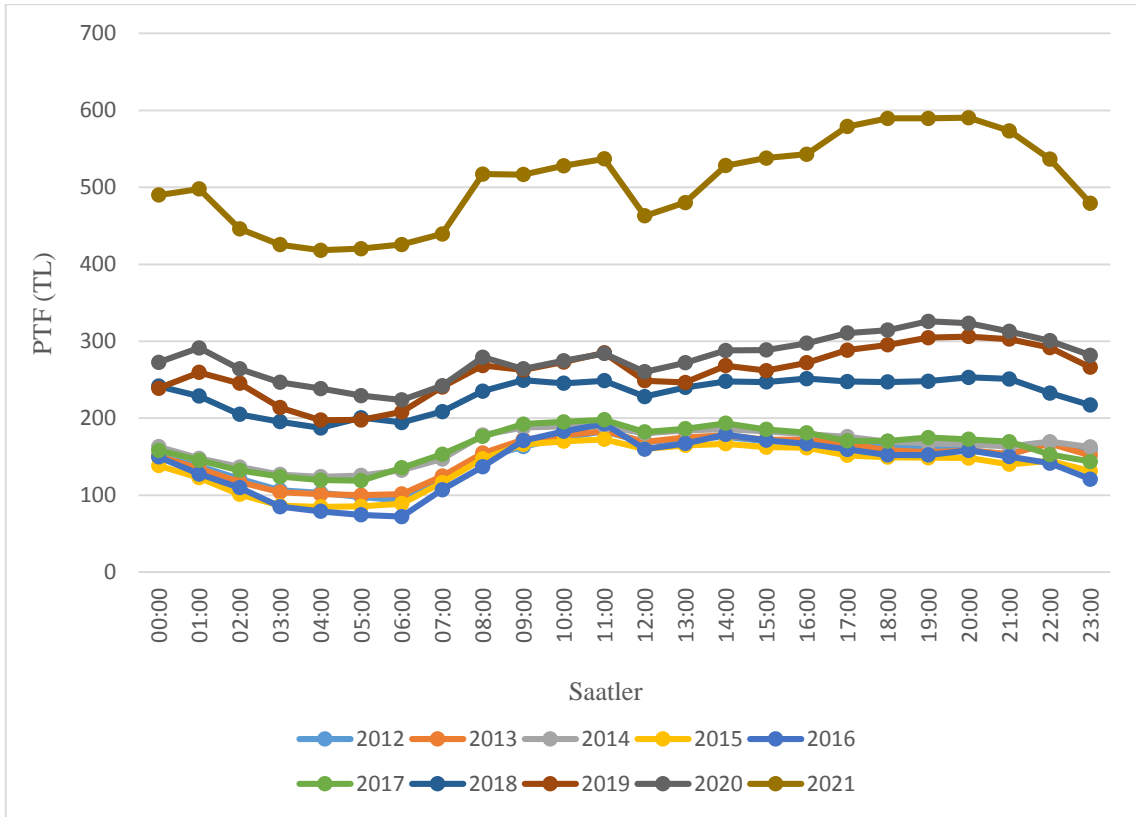
Tüm dünyada yaşanan hammadde fiyat yükselişleri enerji anlamında fiyat yükselişlerine sebep olmuştur. Covid salgını tedbirleri nedeniyle yaşanan kapanmaların yerini açılmalar ile artan sanayi, elektrik üretimi gibi sebeplerle gaz tüketimine olan talebin artırmıştır. Buna ek olarak Avrupa'daki karbon fiyatlarının 25 dolar seviyelerindeki fiyatların 50 dolar seviyelerine çekilmesi ile kömürden gaza geçişi hızlandırmıştır. Rusya – Ukrayna arasında yaşanan jeopolitik savaş, Libya - İtalya arasında gaz ithalatında yaşanan sürekli olarak anlaşmazlıklarda doğalgaz fiyatının artışını tetiklemiştir. Tüm bu sebepler ile artan fiyatların elektrik üretim maliyetleri düşen ve talebin arttığı ithal ya da yerli kömür, güneş, rüzgar, hidroelektrik, jeotermal gibi elektrik üretilen alanlara EPDK tavan fiyat uygulayacaktır.

Enerji borsasında PTF değerleri arz ve talebe göre saatlik olarak değişiklik gösterir. Yapılan yeni yasal düzenleme ile tüm üreticilerin enerji borsasındaki tavan fiyatlarını EPDK belirleyecektir.

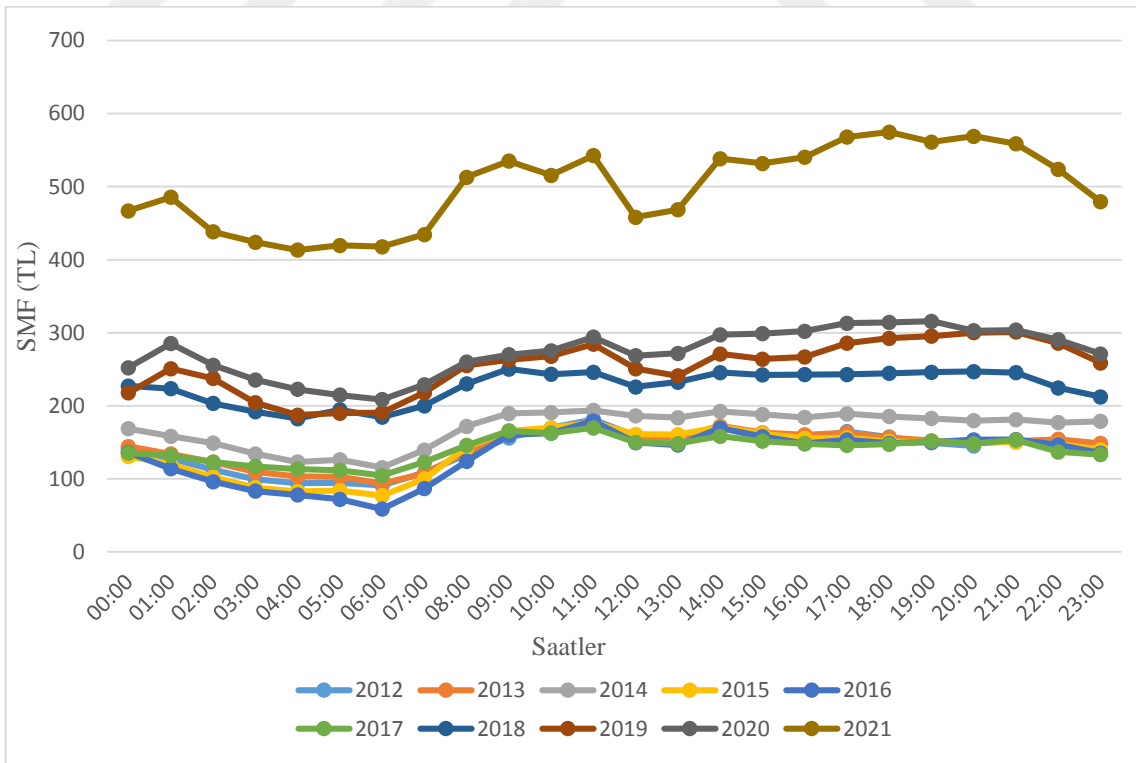
Kontrolün EPDK'nın elinde olması ile dağıtım şirketlerinin üreticiden alacağı fiyatlarda kontrol altına alınacak bu sayede hanelere ve sanayiye ulaşan elektrik fiyatlarının denetimi ile ani dalgalanmalara engel olunacaktır.

3.3.1. Elektrik fiyatlarının saatlik analizi

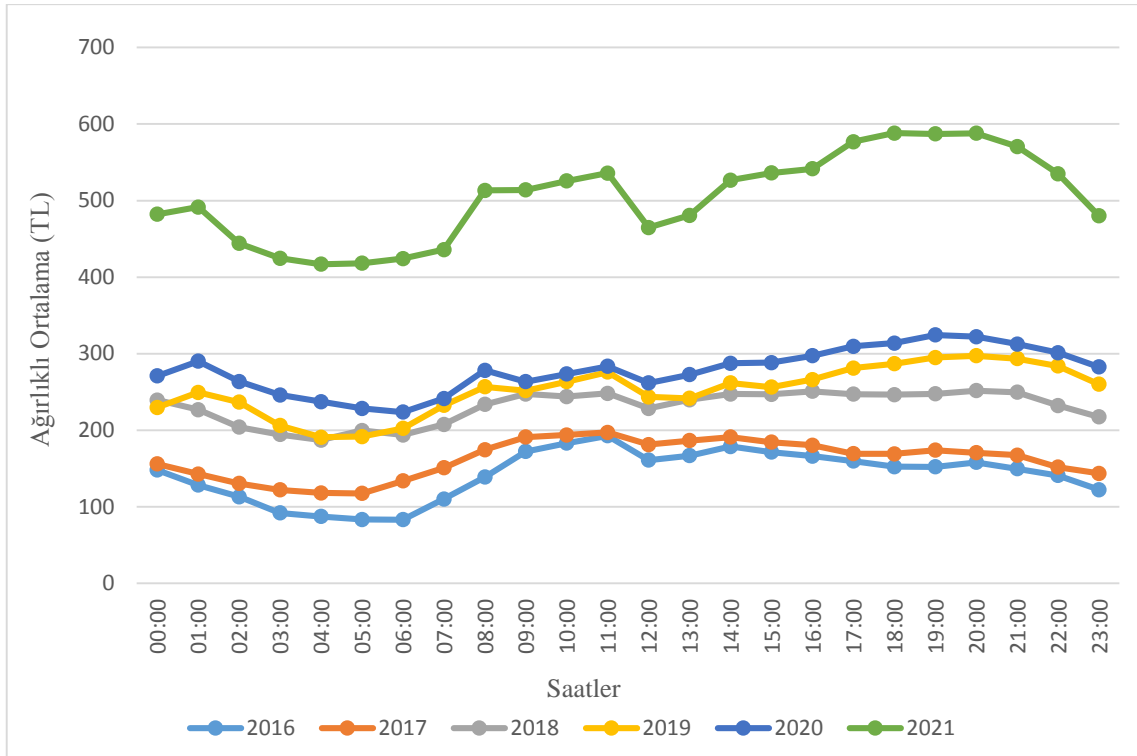
Gün Öncesi Planlama Mekanizması ve Saatlik fiyatlandırma ve uzlaştırma 2009 yılında devreye girdi. Dengeleme Güç Piyasası (DGP), Gün Öncesi Piyasası (GÖP) 2011'de ve Gün İçi Piyasası (GİP) ise 2015 yılında açıldı. Açılan bu üç piyasada da ilk 6 ay katılımcılar için alışma ya da eğitim süreci olarak düşünüldü ve bu fiyatlar dikkate alınmadı.



Şekil 3.15. Piyasa takas fiyatlarının saatlik ortalaması



Şekil 3.16. Sistem marjinal fiyatının saatlik ortalaması



Şekil 3.17. GİP Ağırlıklı Ortalama fiyatının saatlik ortalaması

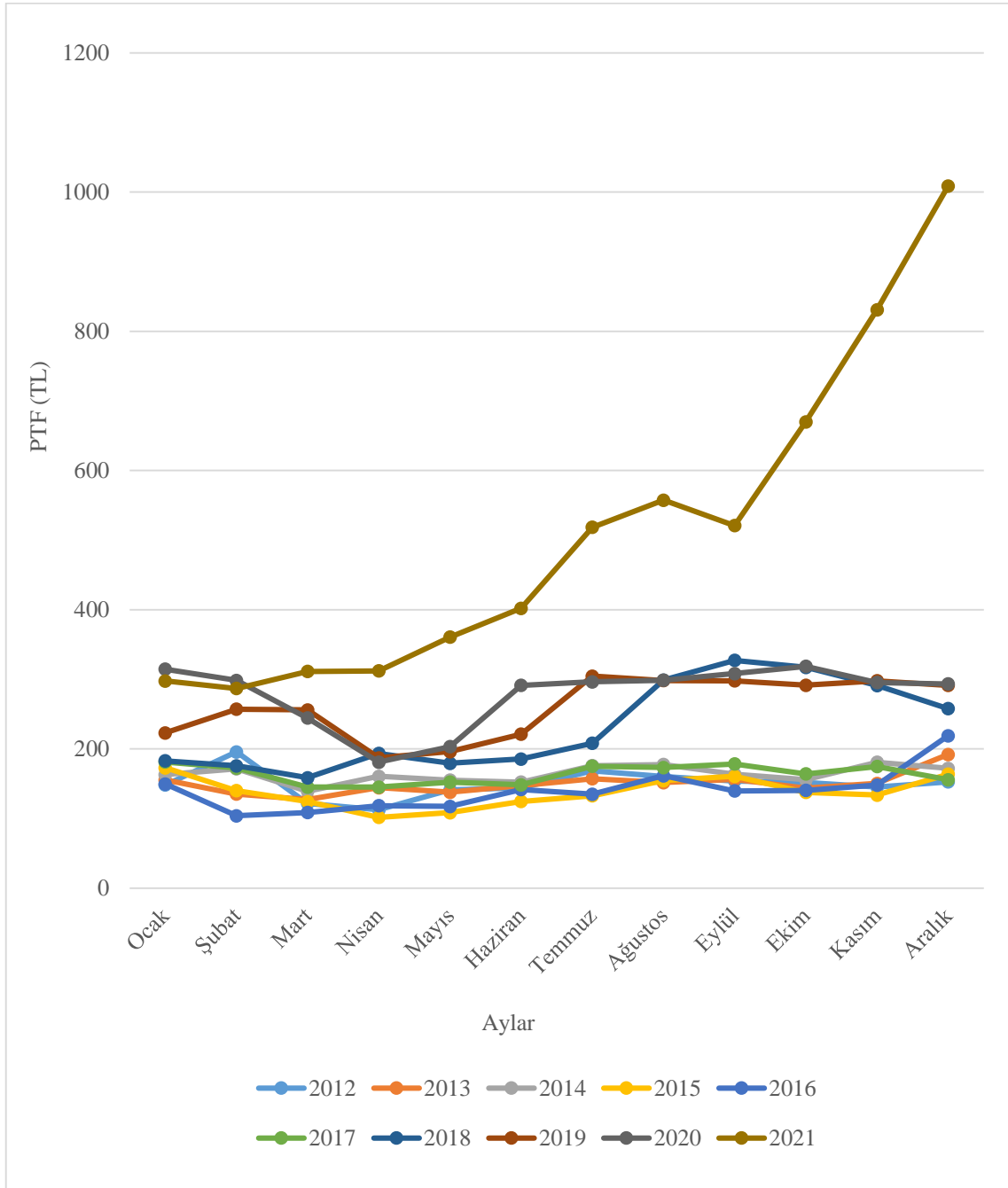
Şekil 3.15 , Şekil 3.16 ve Şekil 3.17 sırasıyla PTF, SMF ve GİP'in ağırlıklı ortalama fiyatları her biri için ortalama 365 gün 24 saat görülmektedir. 2021 yılı her üç grafikte de en yüksek olanıdır. Bunun esas sebebi pandemi ile birlikte 2020 yılında ticaret ve sanayi üretimindeki aksaklıklar nedeniyle küresel elektrik talebi geriledi. Gelişmiş ülkelerin bir kısmı 2020'nin ikinci yarısında kısmi olarak toparlanmaya başlasa da ekonomilerin salgın öncesindeki seviyelerine ulaşması 2021 yılı sonunu buldu.

Ortalamada en yüksek fiyatlar 2012 – 2017 yılları arasında 11.00 – 12.00 arasındaki zaman diliminde, ikinci en yüksek fiyatlar 14.00 – 15.00 saatleri arasındadır. 2018 – 2021 yılları arasında ise ortalamada en yüksek fiyatlar 19.00 – 20.00 arasındaki zaman diliminde, ikinci en yüksek fiyatlar 17.00 – 18.00 saatleri olarak değiştirildi.

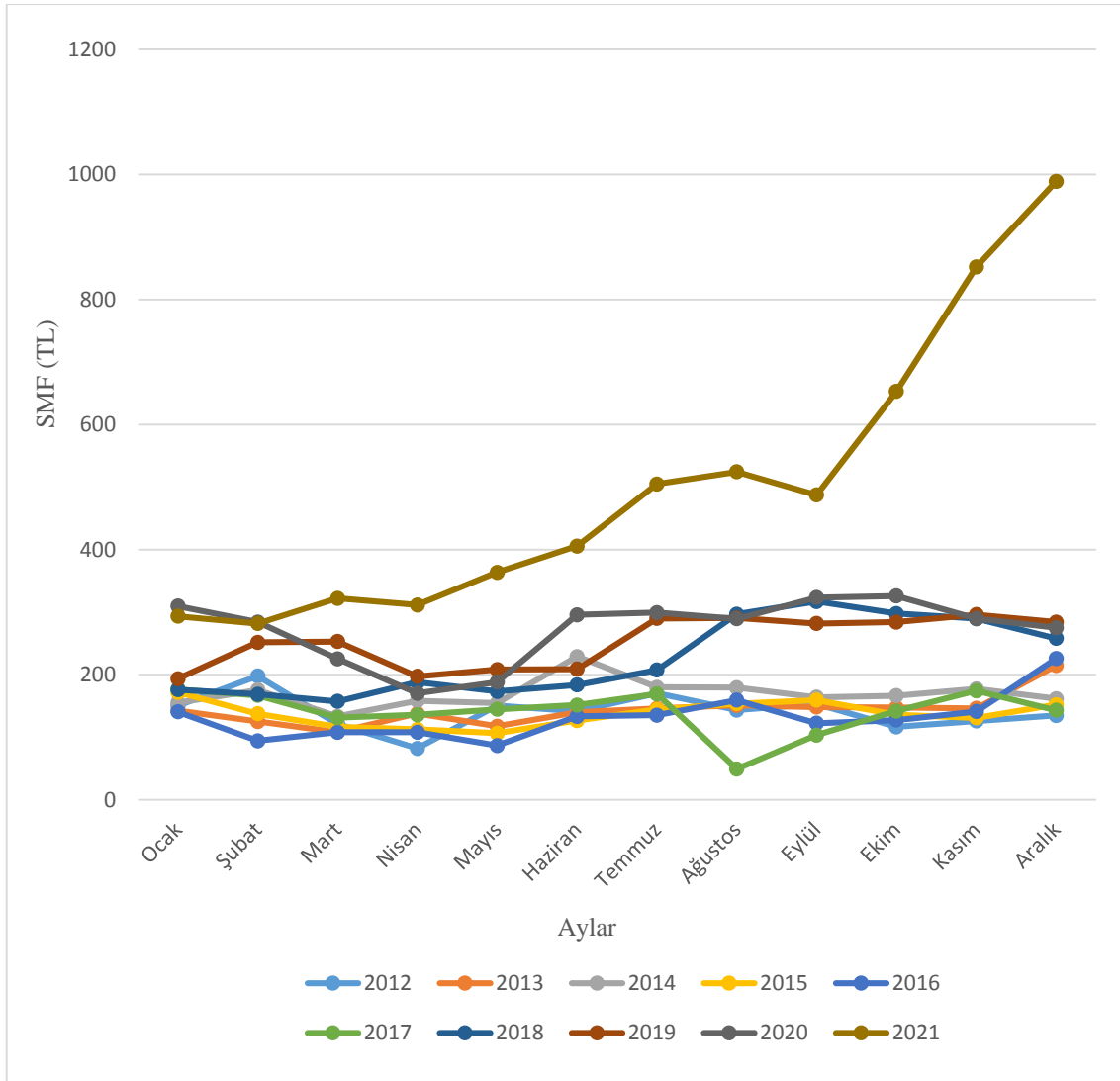
3.2.2. Elektrik fiyatlarının aylık analizi

Hidroelektrik kaynaklardan elde edilen elektrik sel mevsimi olması sebebiyle bahar aylarında artmaktadır. Bahar aylarında elektrik fiyatlarında düşüş görülür. Yaz aylarında artan sıcaklıklardan dolayı klima kullanımlarının artması buna ek olarak düşük hidroelektrik üretimiyle arz – talebin dengelenememesinin sonucu olarak elektrik fiyatları

yükselmektedir. Şekil 3.18 ve Şekil 3.19’da PTF ve SMF’nin yukardaki etkileri gözükmemektedir.



Şekil 3.18. PTF'nin yıllara göre aylık ortalaması



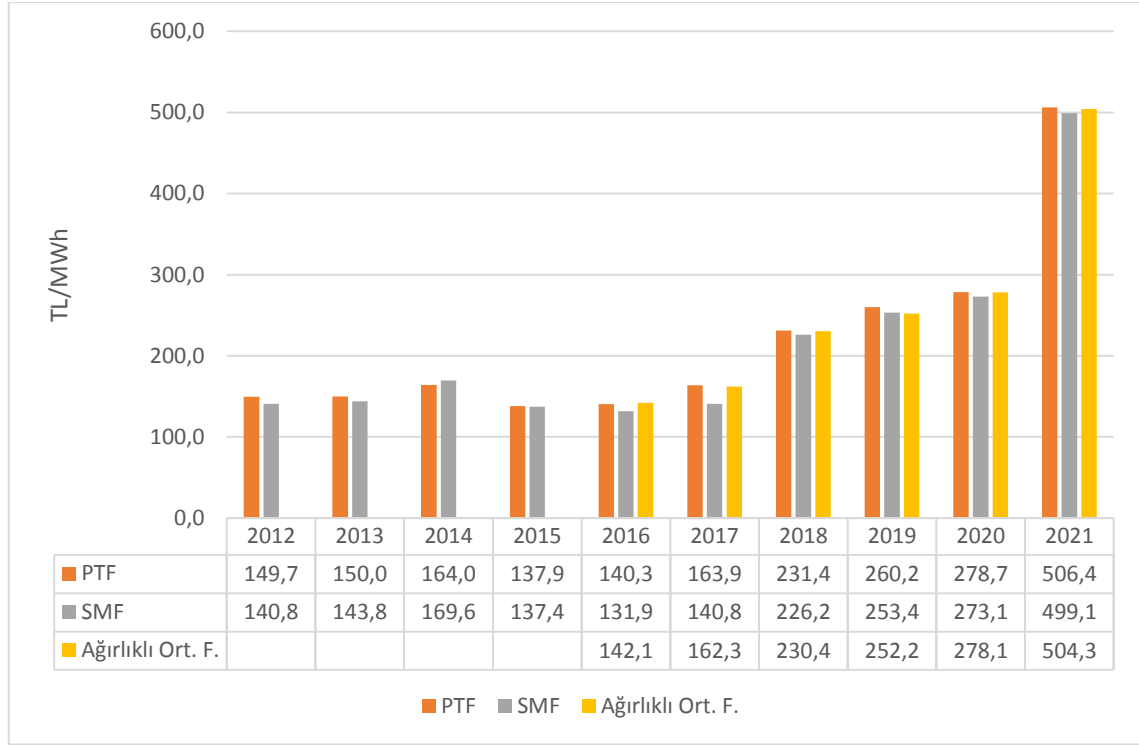
Şekil 3.19. SMF'nin yıllara göre aylık ortalaması

Doğalgaz santrallerinden üretilen enerji, 2012 – 2021 yılları arasında yaşanan kuraklıkların da sonucu olarak, elektrik üretiminde en büyük paylardan biri olarak %32,2'lik paya sahip oldu. Özellikle kış aylarında yaygın olarak ısınma amaçlı kullanılan doğalgazında elektrik fiyatları üzerinde etkisi görülür. Örnek verilecek olursa 2021 yılı Ekim ayından itibaren görülen normalin üstündeki elektrik fiyatları Rusya ve Ukrayna arasında yaşanan krizin ülkemizdeki doğalgaz teminine yansımalarının sonucudur.

3.2.3. Elektrik fiyatlarının yıllık analizi

Şekil 3.20'de 2012 – 2021 yılları arası Piyasa Takas Fiyatları (PTF), Sistem Marjinal Fiyatları (SMF) ve 2016 – 2021 yılları arası Ağırlıklı Ortalama Fiyatlarının yıllık

365 gün 24 saatlik ortalamaları alınarak verildi. Değerler incelendiğinde PTF, referans elektrik fiyatı önceki yıllarda en yüksek 2018 yılında bir önceki yıla göre %41,2 artmışken, 2021 yılında bu değer bir önceki yıla göre %81,7 artış gösterdi.



Şekil 3.20. Yıllık ortalama PTF, SMF ve Ağırlıklı Ortalama Fiyatları

3.4. Hidroelektrik Santrallerinin Kurulu Kapasitesinin Belirlenmesi

Hidroelektrik santrallerinin kurulu kapasitesinin hesaplanması türbinlerden geçen su debisi Q (m^3/s) ve pompanın basacağı kot H (m) ile ilgilidir. Pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri güç çıkışını hesaplamak için de aynı denklem kullanılmaktadır. Bir Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin kurulu gücü P (MW), aşağıdaki şekilde belirlenmektedir.

$$P = \rho \times g \times Q \times H_{net} \times \eta_g \times 10^{-6} \quad (3.1)$$

Denklem 3.1'de ρ (kg/m^3) suyun yoğunluğu, g (m/s^2) yerçekimine bağlı ivme ve η_g toplam üretim verimidir. Net yük H_{net} (m), brüt yük H_g (m) ve toplam yük kayıpları $h_f + h_m$ (m) arasındaki farktır. Üst ve alt rezervuar arasındaki kot farkı brüt yüke eşittir. h_f sürtünme kayıplarını, h_m ise su taşıyan kanallardaki küçük kayıpları ifade eder. (Denklem 3.2)

$$H_{net} = H_g - (h_f + h_m) \quad (3.2)$$

Denklem 1 incelendiğinde, pompalama kotu su akış hızı ve üretim verimliliği değiştirilebilir değişkenler olduğu görülmektedir. Pompalama kotu ile akıntı arasında önemli bir ilişki vardır. Pompalama kotu daha yüksekse su akışı ihtiyacı en aza indirilebilir ve bunun tersi de mümkündür.

Pompaj depolamalı hidroelektrik santralının pompalama kapasitesi P_p (MW), denklem 3.3'deki gibi belirlenir.

$$P_p = \rho \times g \times Q_p \times H_p \times 10^{-6} / \eta_p \quad (3.3)$$

Burada Q_p (m³/s) pompalanan suyun debisi, H_p (m) pompalama kotu ve η_p toplam pompalama verimliliğidir. Denklem 4'te gösterildiği gibi, pompalama kotu her zaman pompaj depolamalı hidroelektrik santralının kurulu kotundan daha yüksektir. Denklem 4'de kayıplar brüt yüksekliğe eklenmekte, denklem 2'de ise brüt yükseklikten çıkarılmaktadır. Bu nedenle H_{net} ve H_p farklıdır (Krivchenko, 1986).

Pompalama kotu aşağıda verilen denklem 4 ile bulunur.

$$H_p = H_g + (h_f + h_m) \quad (3.4)$$

Pompalama deşarjı elektrik üretim sırasındaki akış hızı ve pompa, türbin modlarının çalışma süresi ile ilgilidir. Q_p değerini hesaplamak için öncelikle türbin modu sırasındaki su hacmi (V, m³) hesaplanmalıdır.

$$V = Q \times \text{Saatlik Üretim} \times 3600 \quad (3.5)$$

Daha sonra, pompalama modu sırasındaki akış debisi denklem 6'dan hesaplanabilir.

$$Q_p = \frac{V}{\text{Saatlik Pompalama} \times 3600} \quad (3.6)$$

Elektrik üretimi E_{gen} (MWh) ve pompalama sırasındaki elektrik üretimi E_p (MWh) hesaplamaları, günlük, aylık veya yıllık dönemler için denklem 7 ve denklem 8'deki hesaplanacaktır.

$$E_{gen} = P \times \text{Saatlik Üretim} \times \text{Günlük Tekrarlama Sayısı} \quad (3.7)$$

$$E_p = P_p \times \text{Saatlik Pompalama} \times \text{Günlük Tekrarlama Sayısı} \quad (3.8)$$

Pompaj depolamalı hidroelektrik santralının gidiş-dönüş verimliliği, aynı dönemde üretilen enerjinin tüketilen enerjiye oranıdır. (Denklem 3.9)

$$\eta_{rt} = \frac{E_{gen}}{E_p} \quad (3.9)$$

Pompaj depolamalı hidroelektrik santralının gidiş-dönüş verimliliği %75-80 aralığındadır (Khartchenko, ve Diğ. 2013).

3.4.1. Sistemdeki yük kayıpları

Hidroelektrik santralının doğru kurulu kapasitesini belirlemek için üst ve alt rezervuarlar arasındaki yük kayıplarının hesaplanması önemlidir. Toplam kayıp, borulardaki sürtünme kaybı ile yerel kayıpların toplamı olarak düşünülmelidir. Bu çalışmada pompaj depolamalı hidroelektrik santralının pompalama sırasındaki su taşıma sistemindeki sürtünme kayıpları dikkate alınacaktır. Sürtünme kayıplarını hesaplamak için Manning ve Darcy-Weisbach denklemleri kullanılacaktır.

Manning Denklemi :

$$Q = \frac{A}{n} \times R^{2/3} \times s^{1/2} \quad (3.10)$$

$$R = \frac{A}{P} \quad (3.11)$$

Q (m^3/s) debi, R (m) hidrolik yarıçap, n Manning pürüzlülük katsayısı, s enerji eğim çizgisinin eğimi, A akışın enine kesit alanı (m^2), P kanalın ıslak çevresi (m).

Denklem 3.10 boru akışı için değiştirilirse, enerji eğimi denklem 3.12'deki gibi hesaplanabilir.

$$s^{1/2} = \frac{n \times 4^{2/3} \times Q}{\frac{\pi}{4} \times D^{5/3}} \quad (3.12)$$

Farklı malzemeler için Manning pürüzlülük katsayısı Çizelge 3.1.'de verilmiştir.

Çizelge 3.1. Cebri boru ve tünel tasarımı için Manning Pürüzlülük katsayısı (USBR, 1987)

	<i>Maximum</i>	<i>Minimum</i>
Beton boru veya yerinde dökme boru	0.014	0.008
Kaynaklı bağlantılara sahip çelik boru	0.012	0.008
Astarsız kaya tüneli	0.035	0.020

Sürtünmeden (h_f) kaynaklı yük kayıpları denklem 3.13'deki gibi hesaplanır.

$$h_f = s \times L \quad (3.13)$$

L (m) tünel veya borunun uzunluğudur.

Darcy-Weisbach Denklemi :

Darcy-Weisbach denklemi ise aşağıdaki gibidir.

$$h_f = f \times \frac{L}{D} \times \frac{V^2}{2g} = \frac{8 \times f \times L}{g \times \pi^2 \times D^5} \times Q^2 \quad (3.14)$$

$$f = f\left(\frac{\varepsilon}{D}, R_e\right) \quad (3.15)$$

$$R_e = \frac{VD}{\nu} \quad (3.16)$$

f boyutsuz Darcy sürtünme faktörü Moody diyagramı kullanılarak elde edilecektir, L (m) boru veya tünelin uzunluğu, D (m) kanalın çapı, ν (m/s) Ortalama Akış Hızı (Hacimsel akış ile birim zamanda ıslanan alan oranı), g (m/s²) yerçekimi ivmesi, $\frac{\varepsilon}{D}$ rölatif pürüzlülük, R_e Reynolds sayısı ve ν (m²/s) suyun kinematik viskozitesidir.

3.4.1.1. Yersel yük kayıpları

Bir boru sistemindeki sürtünme kayıplarına ek olarak, sıvı akışındaki bozukluklardan kaynaklanan küçük kayıplar vardır. Akışkan girişler, kıvrımlar, dirsekler, genişleme ve daralmalar, valfler, kapılar vb. içinden geçer ve bu kesintiler nedeniyle ek kayıplar oluşur. Bu kayıplar küçük kayıplardır ve ihmal edilecektir.

- Ani genişleme yük kaybı (Δh_a)
- Hazneye giriş yük kaybı (Δh_g)
- Ani daralma yük kaybı (Δh_d)
- Hazneden çıkış yük kaybı ($\Delta h_ç$)
- Orifis ve vana yük kaybı (Δh_v)
- Dirsek yük kaybı (Δh_{dir})

3.4.2. Verimlilik

Pompa türbinlerinin verimliliği, pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerden toplanan güç girişi veya çıkışı üzerinde büyük bir etkiye sahiptir. Aşağıdaki denklemler, üretim ve pompa modu verimliliklerinin elde edilmesini temsil eder. Çizelge 3.2'de PDHES bileşeninin verimlilik aralığı verilmektedir.

$$\eta_g = \eta_{pt} \times \eta_{gm} \times \eta_{wc} \times \eta_{tr} \quad (3.17)$$

$$\eta_p = \eta_{pt} \times \eta_{gm} \times \eta_{wc} \times \eta_{tr} \quad (3.18)$$

η_{pt} pompa türbininin verimliliği, η_{gm} jeneratör motorunun verimliliği, η_{wc} su iletkenlerinin verimliliği ve η_{tr} transformatörün verimliliğidir. Çizelge 3.2’de her PDHES bileşenlerinin verimlilik aralığını temsil etmektedir.

Çizelge 3.2. Bir PDHES’in dögüsel verimliliği

	<i>Low %</i>	<i>High %</i>
<i>Generating Components</i>		
Water conductors	97.40	98.50
Pump turbine	91.50	92.00
Generator motor	98.50	99.00
Transformer	99.50	99.70
Subtotal	87.35	89.44
<i>Pumping Components</i>		
Water conductors	97.60	98.50
Pump turbine	91.60	92.50
Generator motor	98.70	99.00
Transformer	99.50	99.80
Subtotal	87.80	90.02
Operational	98.00	99.50
Total	75.15%	80.12%

3.5. Ermenek Çayı Üzerindeki HES’lerin Kapasitesinin Belirlenmesi

Ermenek Çayı üzerinde bulunana barajlar hakkında temel özellikler Çizelge 3.3 ve Çizelge3.4’te verilmiştir.

Çizelge 3.3. Ermenek Barajı HES mansabında bulunan HES sistemlerinin temel özellikleri

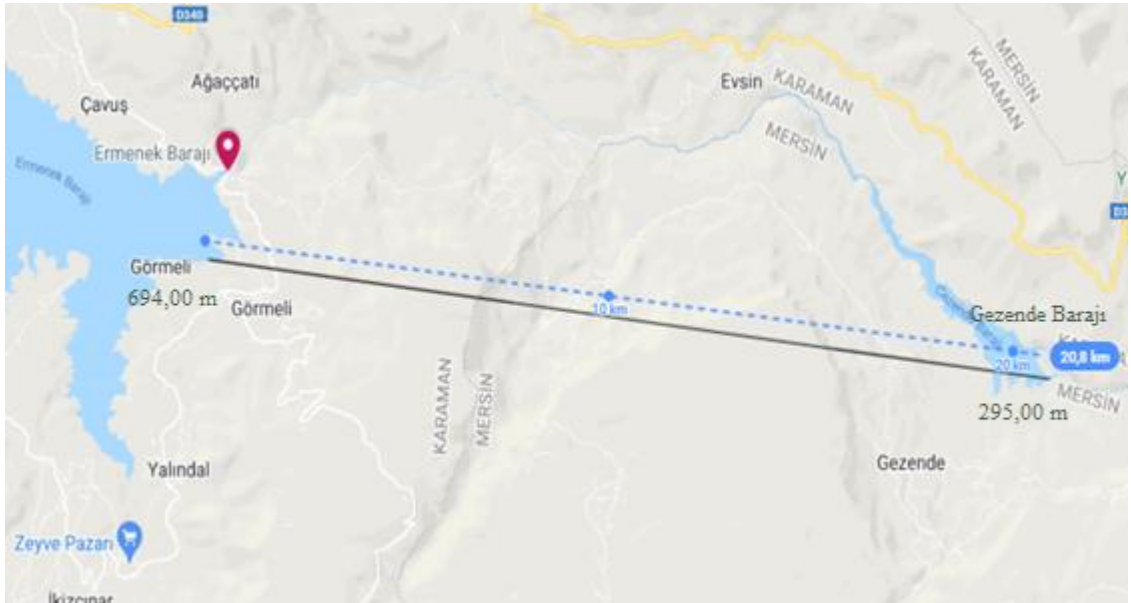
Tanım		Birim	Ermenek Barajı HES	Erik HES	Gezende Barajı HES	Azmak I HES	Azmak II HES	Azmak III HES
Hes	Max. Ünite Debisi	Q	106,24	3	35	Toplam Debi 117		
	Türbin Tipi		Düşey Francis	Kaplan (Uskur)	Düşey Francis	Kaplan (Uskur)	Kaplan (Uskur)	Kaplan (Uskur)
	Ünite Sayısı	adet	2	2	3	2	2	2
Kurulu Güç		MW	2x153,2=306,4	6,61	53x3=159	2 x 5,913 = 11,826	2 x 3,1705 = 6,341	2 x 3,12 = 6,24
Hazne	Baraj Tipi		Beton Kemer		Beton Kemer	Nehir Tipi Santral	Nehir Tipi Santral	Nehir Tipi Santral
	Yüksekliği	H	m	210	75	Ermenek Çayı'nın 144,25-120,00 kotları arasında konumlanmış		
	Kret Uzunluğu	L	m	123	120,7			
	Göl Hacmi	V	hm ³	4,582	91,9			
Göl Alanı	A	km ²	58,74	3,97				

Çizelge 3.4. Ermenek Barajı HES mansabında bulunan HES sistemlerinin temel özellikleri

Tanım	Birim	Balkusan Barajı HES I	Balkusan Barajı HES II	Daran I Reg. ve HES	Daran II Reg. ve HES	Günder Reg. ve HES	Yalnızardıç Barajı ve Berat HES
Kuru Güç	MW	25	13	19,18	47,7	28	32,4
Yıllık Elektrik Üretimi	GWh	79	41	50	118	73	73
Göl Hacmi	hm ³		15,45				130
Santralin Yeri		Karaman	Karaman	Karaman	Karaman	Karaman	Antalya

Yukarda özellikleri verilen HES'lerin Ermenek Çayı boy kesitinde (Şekil 3.22 ve Şekil 3.23) PDHES'e dönüştürülmesi halinde uygunluğu incelendi. Sırasıyla işletmedeki barajlara bakılırsa Yalnızardıç Barajı ve Berat HES Balkusan Barajı I, II ve HES'in PDHES yapılması halinde suyu depolayabileceği alan mevcut değildir. Daran I, II Reg. ve HES, Günder Reg. ve HES, Erig Reg. ve HES ise regülatör tipi santraller oldukları için su depolamaları mümkün değildir. Azmak 1,2,3 ve Kirpilik HES ise nehir tipi santraller olması sebebi ile PDHES yapılmaya uygun değildir. Bu sebeple Ermenek Barajı ve HES , Gezende Barajı ve HES bu tez kapsamında incelenecektir.

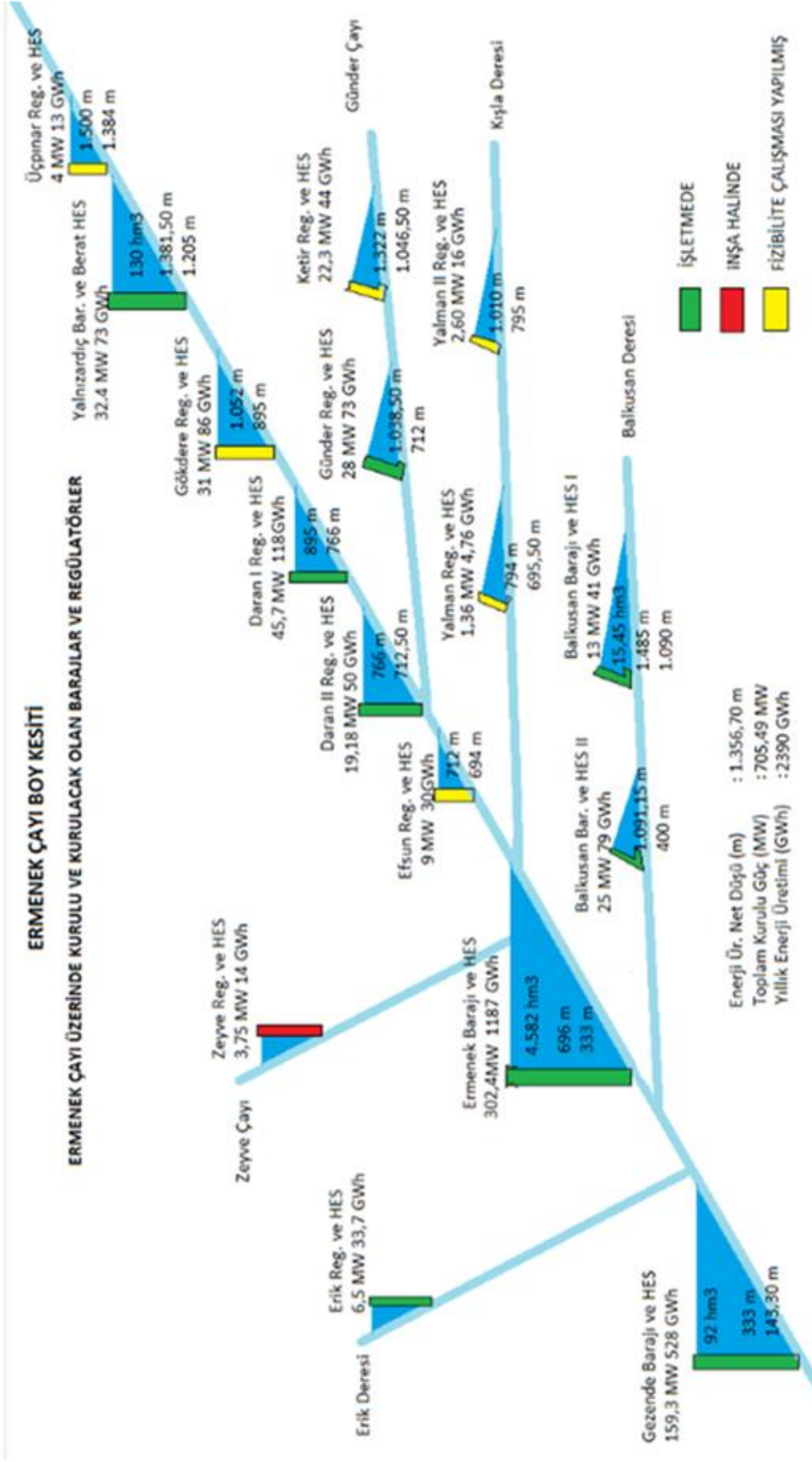
Şekil 3.21'de verilen güzergah haritası verilmiştir. Gezende barajı ekseninde 295,00 m kotundan su alma yapısından, Ermenek Barajı maksimum işletme kotuna 694,00 m 20,8 km bir hat çizilmiştir. Bu hat doğrultusunda oluşturulacak bir enerji tüneli kabulü yapılacaktır. Yersel yük kayıpları ve ön görülemeyen aksaklıkların olacağı var sayılarak bu mesafe 25 km olarak düşünülerek yük kayıpları hesaplanacaktır.



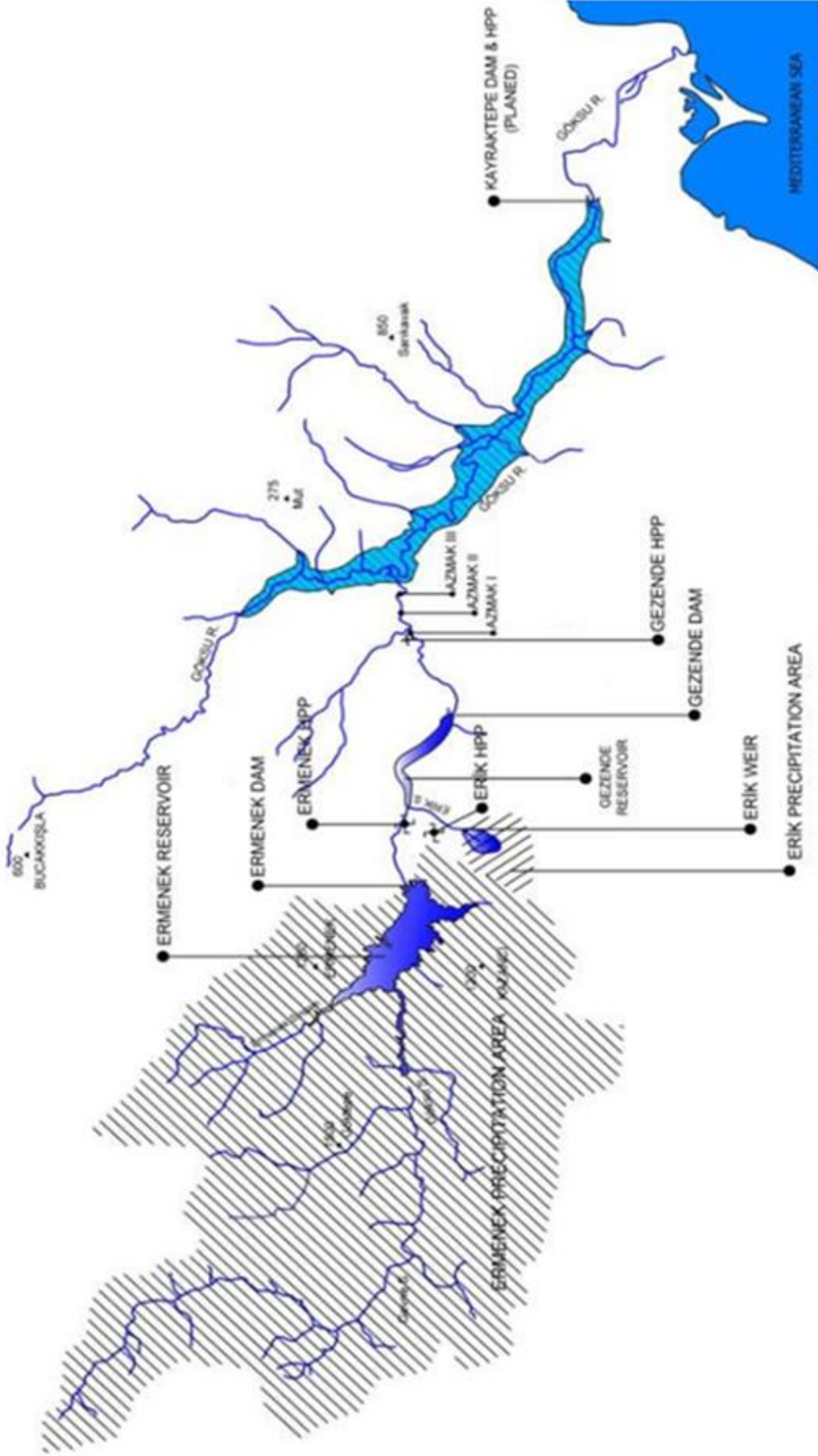
Şekil 3.21. Ermenek PDHES ve Gezende Barajı enerji tüneli hattı

PDHES'lerde genellikle sabit hızlı pompa türbinleri kullanılır. Fakat bu pompalar türbin modunda iken frekans regülasyonu sağlayabilirken, pompalama modunda sağlayamazlar bu sebeple değişken hızlı PDHES teknolojisi ile Japonların öncülüğünü yaptığı pompalar kullanıldığı var sayılacaktır. Bu sayede tesisin pompala işlemi sırasında frekans düzenlediği kabulü yapılacaktır.





Şekil 3.22. Ermenek Çayı boy kesiti (DSİ 4. Bölge Barajlar Şube Münd.)



Şekil 3.23. Ermenek Çayı boy kesiti (DSİ 4. Bölge Barajlar Şube Müd.)

3.5.1. Pompalama Kapasitesinin Hesaplanması

Ermenek PDHES'in pompalama kapasitesini belirleyebilmek için elektrik üretim sırasındaki türbin debisi ve pompalama debisine ihtiyaç vardır. Bu tezdeki örnek uygulamada Ermenek'in birleşik PDHES gibi çalıştığı var sayılacaktır. Fakat türbin modu sırasında Gezende barajının rezervuar kapasitesinin sınırlı olmasından kaynaklı günlük modlar çalışılmıştır. Bu sebepten buharlaşma ve su iletim hattından kaynaklanan kaçaklar dikkate alınmayacaktır. Üretim ve pompalama hacmi modların kendi içinde sabit sayılacaktır. Tüm bunlar dikkate alınarak örnek bir mod çözümlemesi aşağıda yapılmıştır. Bu moda göre 6 saatlik üretim için 8 saatlik pompalama yapılmıştır.

$$V = 212,48 \times 6 \times 3600 = 4.589.568 \text{ m}^3$$

$$Q_p = \frac{4.589.568}{8 \times 3600} = 159,36 \text{ m}^3/\text{s}$$

Q_p elde edildikten sonra pompalama yüksekliğini (H_p) bulabilmek sürtünme kaybı hesaplanmalıdır.

$$H_p = 399 + 37,16 = 436,16 \text{ m}$$

Su iletkenlerinin verimliliği (η_{wc}) Denklem 20'deki gibi hesaplanır.

$$\eta_{wc} = \left[1 - \frac{37,16}{399} \right] \times 100 = \%90,69$$

η_{pt} pompa türbininin verimliliği %92, η_{gm} jeneratör motorunun verimliliği %99, η_{wc} su iletkenlerinin verimliliği %95,6 ve η_{tr} transformatörün verimliliği %99,7 olarak alınmıştır. Çizelge 3.2'de her PDHES bileşenlerinin verimlilik aralığı verilmiştir. Ermenek PDHES üretim modu verimliliği η_p denklem 17'deki gibi bulundu.

$$\eta_p = 0,92 \times 0,99 \times 0,9069 \times 0,997 = 0,8235 = \%82,35$$

Ermenek PDHES'in 6 saatlik üretim ve 8 saatlik pompalama için pompalama kapasitesi Denklem 3'deki hesaplanır.

$$P_p = 1000 \times 9,81 \times 159,36 \times 436,16 \times \frac{10^{-6}}{0,8235} = 828 \text{ MW}$$

3.5.2. Pompalama ve Üretim Modları

PDHES'lerde sabit hızlı pompalar yaygın olarak kullanılsa da sistem frekansını ayarlayamadıkları için bu tezde ayarlanabilir devirli pompa kullanıldığı kabul edilmiştir. Bu pompalar ünitenin dönüş hızını ayarlayarak pompalama modu sırasında giriş gücünü ayarlama esnekliği sağlar. Seçilen pompanın maksimum pompalama yüksekliği 450 m,

minimum pompalama yüksekliği 400 m olarak kabul edilmiştir. Hız aralığı ise 1 – 1,45 m²/s kabulü yapılmıştır. Bu veriler baz alınarak PDHES için farklı çalışma modları belirlenmiştir. Çalışma modları Ermenek barajındaki memba suyu, Erig Regülatöründen gelen sular, Gezende Barajının haznesinde su miktarı, kuraklık gibi birçok kriter öngörülerek tek ünite ve tam kapasite çalıştırılarak iki ayrı verilerle uygulanmıştır. Bu modlar belirlenirken pompanın hız aralığı, pompalama yükseklikleri ve gün içerisinde elektrik fiyatlarının değişimi dikkate alınmıştır.

Üretim saatlerinde PTF değerleri arasından en yüksek fiyatlar pompalama modunda ise yine PTF değerleri arasından en düşük fiyatlar gerçekliği yansıtacak şekilde arka arkaya olan saatlerden tercih edilmiştir.

Pompalama kapasitesinin hesaplanması başlığı altında yapılan 6 saatlik üretim için 8 saatlik pompalama örneğindeki gibi çalışma modları tek ünite ve tam kapasite çalışmaları halindeki debilere göre uygulanmıştır. Çizelgelerde elde edilen sonuçlara göre hız aralığını sağlayabilecek çap 12,3 m olarak seçilmiştir. Çizelge 3.5 ve Çizelge 3.6'da bu modlar ve hesaplar verilmiştir.

Çizelge 3.5. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde farklı çalışma modları

Ermenek Tam Kapasite									
Üretim Saati	Pompalama Saati	Pompalama Hacmi (m ³)	Pompalama Debisi (m ³ /s)	Hf	Pompalama Yüksekliği (m)	Np	Pompalama Kapasitesi (MW)	D (m)	V (m/s)
4	6	3059712	141,65	29,36	428,36	0,84	707,59	12,01	1,19
4	7	3059712	121,42	21,57	420,57	0,86	583,19	11,12	1,02
5	7	3824640	151,77	33,70	432,70	0,83	774,93	12,43	1,28
5	8	3824640	132,80	25,81	424,81	0,85	651,59	11,63	1,12
6	8	4589568	159,36	37,16	436,16	0,82	828,00	11,83	1,34
6	9	4589568	141,65	29,36	428,36	0,84	707,59	11,15	1,19
7	9	5354496	165,26	39,96	438,96	0,82	870,94	12,05	1,39
7	10	5354496	148,74	32,37	431,37	0,83	754,33	11,43	1,25
8	10	6119424	169,98	42,28	441,28	0,81	906,39	12,22	1,43

Çizelge 3.6. Ermenek PDHES'in tek ünite kapasite çalışması halinde farklı çalışma modları

Ermenek Tek Ünite									
Üretim Saati	Pompalama Saati	Pompalama Hacmi (m ³)	Pompalama Debisi (m ³ /s)	Hf	Pompalama Yüksekliği (m)	Np	Pompalama Kapasitesi (MW)	D (m)	V (m/s)
8	6	3059712	141,65	29,36	428,36	0,84	707,59	12,01	1,19
8	7	3059712	121,42	21,57	420,57	0,86	583,19	11,12	1,02
10	7	3824640	151,77	33,70	432,70	0,83	774,93	12,43	1,28
10	8	3824640	132,80	25,81	424,81	0,85	651,59	11,63	1,12
12	8	4589568	159,36	37,16	436,16	0,82	828,00	11,83	1,34
12	9	4589568	141,65	29,36	428,36	0,84	707,59	11,15	1,19
14	9	5354496	165,26	39,96	438,96	0,82	870,94	12,05	1,39
14	10	5354496	148,74	32,37	431,37	0,83	754,33	11,43	1,25

Gerçek zamanlı Piyasa Takas Fiyatları tüm senaryolar için yapılacak analizler için 01.01.2012 saat 00:00 ile 31.12.2021 saat 24:00 arasında Şeffaflık Platformu EXIST'den temin edilmiştir. Tüm PTF'ler T.C. Merkez Bankası günlük kurlarıyla ABD dolarına çevrilerek kullanıldı.

Modlar günlük olarak uygulanmıştır ve sistem sadece kârlı günlerde çalışacaktır. Senaryo hesaplamalarında günün en düşük PTF'leri pompalama için kullanılırken, günün en yüksek PTF'leri enerji üretim için kullanıldı. Tüm analizler MS Excel programı ile yapıldı.

- ❖ Senaryo I : Kârlı olan modları belirlemek için, PDHES her bir çalışma modunda çalıştırıldı.
- ❖ Senaryo II : Birinci senaryoya ek olarak kâr etmeyen ardışık iki günün fiyatları dikkate alınarak, her yıl için potansiyel maksimum fayda incelendi.
- ❖ Senaryo III : PDHES'in her gün için en kârlı işletme modu çalıştırıldı ve her yıl için potansiyel maksimum fayda incelendi.

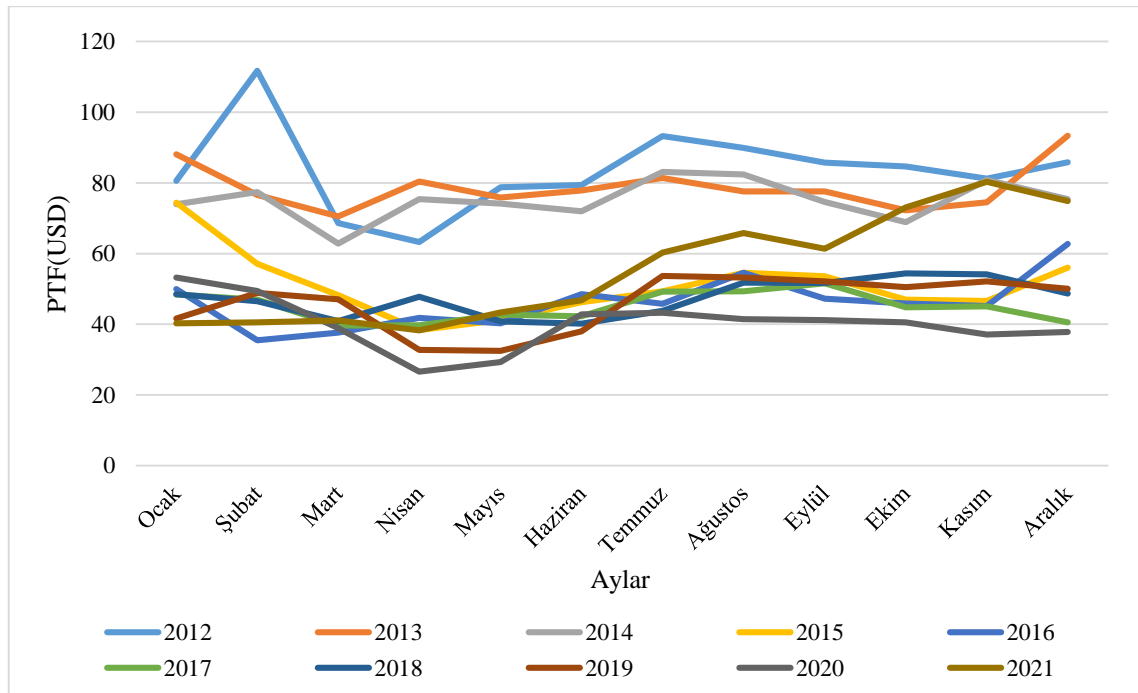
Tüm bu senaryoların çözümlenmesi Microsoft Excel programı ile yapılmıştır. Ermenek Barajı PDHES'in tek türbinli ve iki türbinli çalışması halinde iki ayrı şekilde tüm modlara ve senaryolara uygulanmıştır.

4. ARAŞTIRMA SONUÇLARI VE TARTIŞMA

Sürdürülebilir ekonomik büyüme ve enerji güvenliği birçok ülkede olduğu gibi ülkemizde de önem verilmesi gereken iki ana konudur. Bunun en büyük çözümü ise enerjide dışa bağımlılığın azaltılması ile mümkündür.

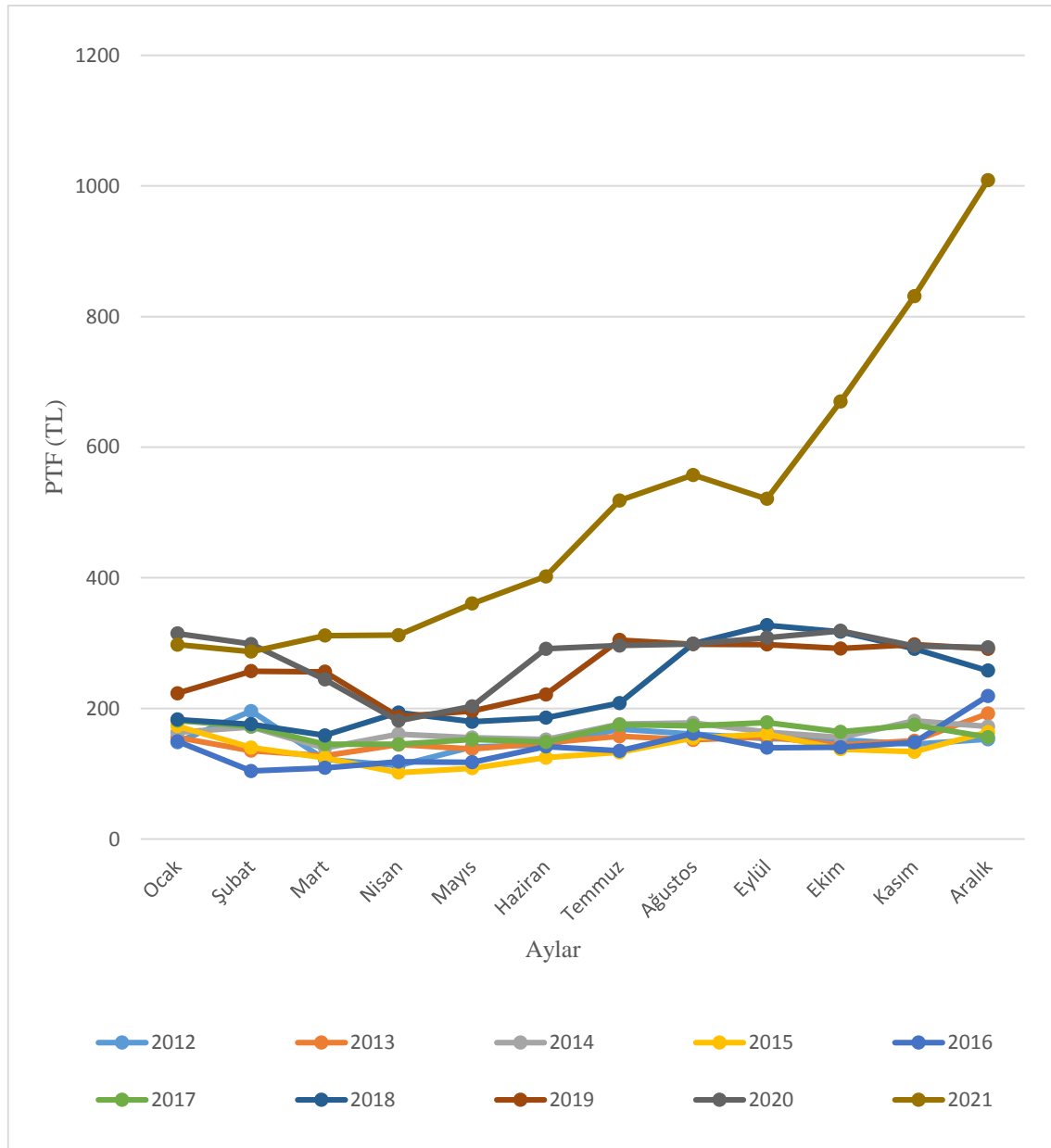
Türkiye'nin ilk nükleer santrali Akkuyu nükleer santrali 2023 yılında üretime başlayacaktır. Bu nükleer santral gerçekleşebilecek kazalar ve çevresel konular hakkında tartışmalara yol açsa da ülkemizin enerji bağımlılığı açısından zorunluluk gerektirir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kapasitelerini artırmaya yönelik yapılan çalışmalar ise elektrik üretiminde doğal kaynakların kullanımının artırılması açısından önemlidir.

Türkiye'nin hidroelektrik kapasitesi, diğer Avrupa ülkeleri arasında Norveç'ten sonra gelmektedir, en yüksek ikinci ülkedir. Bu nedendir ki yakın zamana kadar PDHES'e ihtiyaç duyulmamıştır çünkü HES'ler şebeke operatörlerinde gerekli esnekliği sağlamak için yeterliydi. Fakat günümüzde artan hammadde fiyatları ve hammadde temininde yaşanan problemler, dolar kurunun ithal hammadde üzerindeki dalgalanmaları, yaşanan salgınlar, Ukrayna – Rusya jeopolitik savaşı, Libya – İtalya arasında gaz ithalatında yaşanan problemler gibi birçok etken elektrik fiyatlarında dalgalanmalara yol açmaktadır.

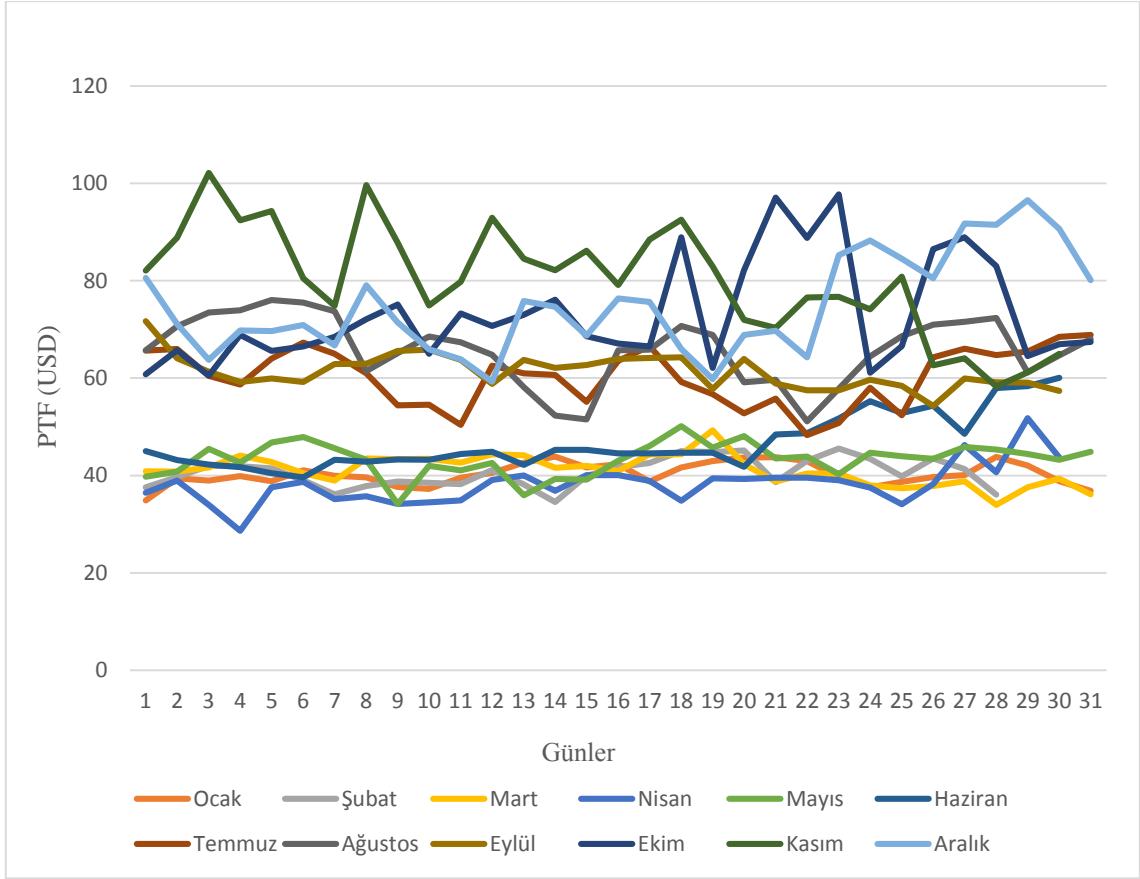


Şekil 4.1. 2012 – 2021 yılları arası PTF (USD) fiyatlarının aylık ortalamaları

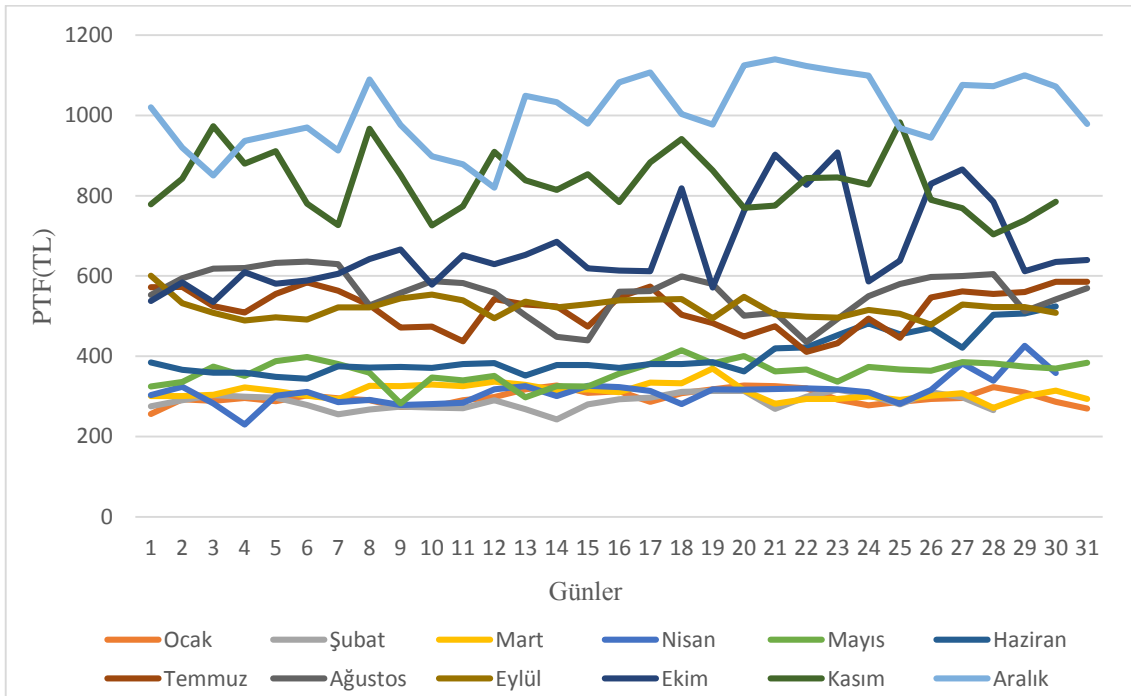
Şekil 4.1’de 2012 – 2021 yılları arasında PTF’lerin aylara göre dalgalanmaları görülmektedir. Mart, nisan, mayıs ve kısmen haziran aylarında çok büyük dalgalanmalar görülmezken; aralık, ağustos, temmuz ve ocak aylarında fiyatlardaki artışlar görülmektedir. Şekil 4.1 ile Şekil 4.2 karşılaştırılırsa; PTF değerlerine Amerikan Doları olarak bakıldığında en yüksek değerlerin 2012 yılı olarak gözükmesine rağmen, 2021 yılında Amerikan Dolarının %80’e yakın artış göstermesi ile TL bazında en yüksek değerler 2021 yılı Ekim, Kasım ve Aralık aylarında gözükmektedir.



Şekil 4.2. 2012 – 2021 yılları arası PTF TL fiyatlarının aylık ortalamaları

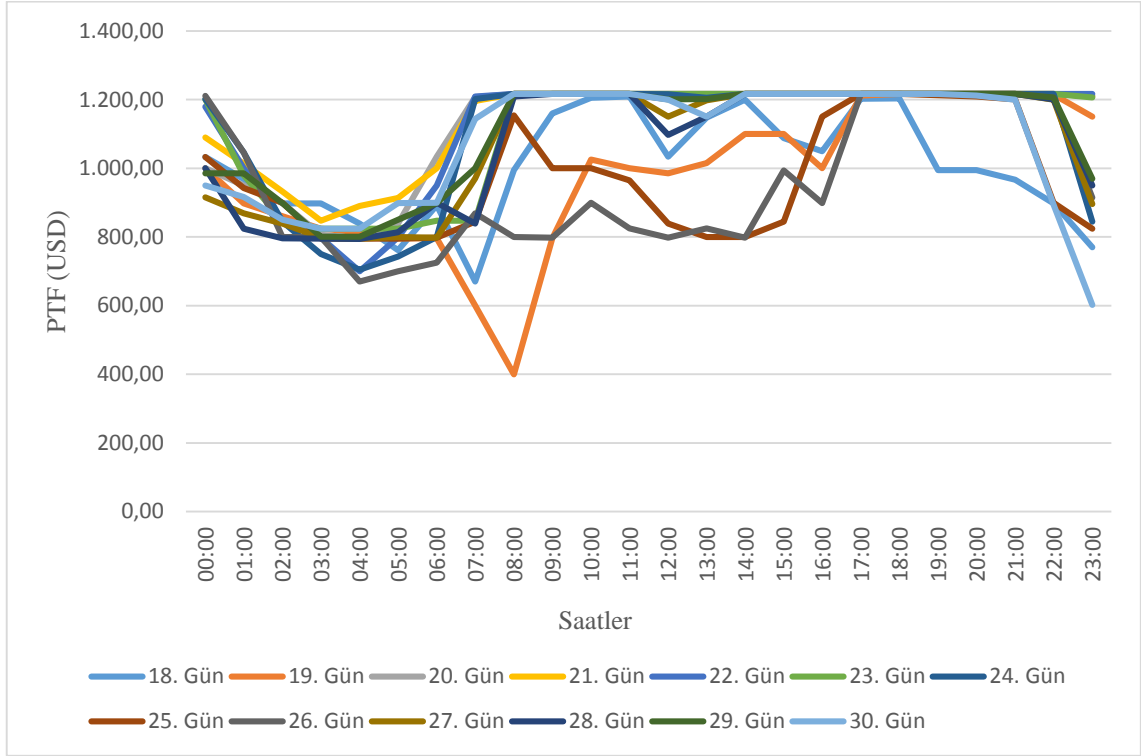


Şekil 4.3. 2021 yılı aylarının PTF (USD) fiyatlarının günlük ortalamaları



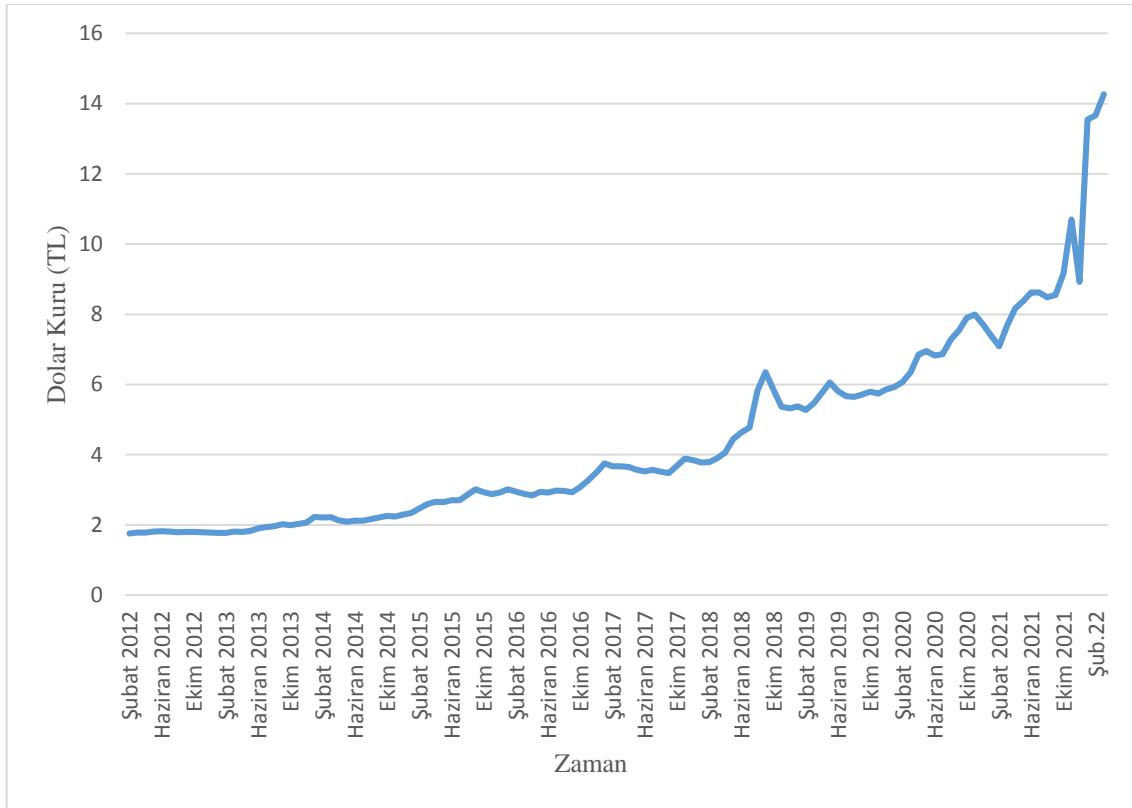
Şekil 4.4. 2021 yılı aylarının PTF fiyatlarının günlük ortalamaları

Şekil 4.3 ve Şekil 4.4 grafiklerinde 2021 yılı PTF fiyatlarının günlük ortalamaları TL ve Dolar olarak verilmiştir. Dolar kurunun dalgalanmalara etkisinin yanında her iki para biriminde de Ekim, Kasım ve Aralık aylarında en yüksek fiyatlar gözükmemektedir. Ayların ortalama verilerine göre en yüksek fiyatlar ayın 18,27,29 ve 30. günlerinde görülmüştür. Her ay kendi içerisinde maksimum PTF fiyatları ayın 17. günü ile 31. günleri arasındaki görülmüştür.



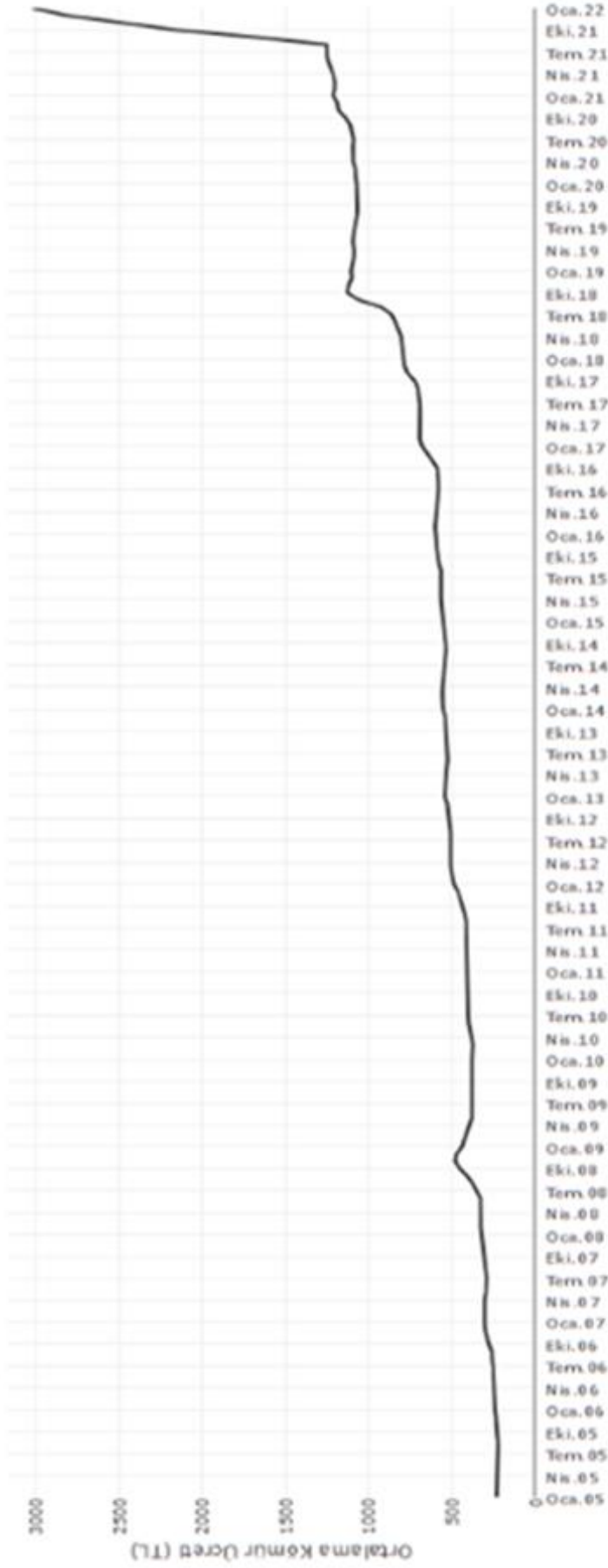
Şekil 4.5. 2021 yılı Aralık ayının 17 – 31. Günleri arasındaki günlerin PTF (USD) fiyatlarının saatlik verileri

Şekil 4.5'te Aralık ayının 17 ve 31. günleri arasındaki günlerin PTF (USD) fiyatlarının saatlik verileri verilmiştir. Bu günler arasında en yüksek PTF (USD) fiyatları ise saat 17:00–22:00 arasında görülmüştür.



Şekil 4.6. 2012 - 2021 yılları arası aylık ortalama dolar kuru (Anonim, 2022a)

2012 – 2021 yılları arasında Şekil 4.6’da da görüleceği Dolar fiyatlarında pik değerler 2021 yılında görülmüştür. Bu yükseliş ülkemizde elektriğin dolar olarak alınıp TL olarak satılması sebebi ile ülke ekonomisini etkiler. Ülkemizde elektrik spot piyasada tüketici talebine karşılayacak miktarda saatlik değişken fiyatlarla dolar ile alınırken, tüketiciye tüm gün sabit yada tüketicinin tercihine göre üç zamanlı (puant) tarife uygulaması ile TL olarak satılmaktadır. Şekil 4.7’de bu tarifelerle oluşturulmuş iki ayrı fatura örneği görülmektedir.



Şekil 4.9 Ortalama kömür fiyatları (TL) (TÜİK, 2022)

Şekil 2.7’de görüldüğü üzere, ülkemizde elektrik üretimi kaynaklarına göre incelendiğinde, 2020 yılında kömür 34,8 ve doğalgaz 22,7 pay alırken 2021 yılında bu değerler sırasıyla 31,9, 27,3 olarak değişmiştir.

Elektrik üretiminde önemli hammaddeler olan doğalgaz, kömür fiyat değişimleri sırası ile Şekil 4.8 ve Şekil 4.9 görülmektedir. Elektrik üretim kaynaklarında %50’nin üzerinde pay alan fosil yakıtlar elektrik fiyatlarının yükselişinde büyük paya sahiptir. Avrupa enerji fiyatları verilerine göre elektrik ve doğal gazda en çok artışın ülkemizde olduğunu belirtmiştir. 2022 yılında doğalgaz fiyatları %60, kömür fiyatları %130’lara ulaşan fiyat artışları elektrik fiyatların da %86 olarak yansımıştır.

4.1. 2012 – 2021 Yılları Ermenek PDHES’in Senaryoları ve Sonuçları

Senaryo I’de seçilen pompanın Hp değeri doğrultusunda oluşturulan modların en kârlı olanını belirlemek için, PDHES her bir çalışma modunda çalıştırıldı. Sistem yalnızca kârlı günlerde çalıştırıldı. Yapılan bu çalışma Ermenek PDHES’in tek ünite ve tam kapasite çalışması halinde iki ayrı şekilde incelendi. Elde edilen yıllık toplam kâr ve kârlı sayıları Çizelge 4.1, Çizelge 4.2, Çizelge 4.3 ve Çizelge 4.4’de verilmiştir.

Çizelge 4.1. Ermenek PDHES’in tek ünite çalışması halinde 2012 – 2014 yılları arasında senaryo I verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları

Senaryo 1	2012		2013		2014	
	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
8 saat üretim 6 saat pompalama	107.585.265	366	102.740.157	365	82.514.447	365
8 saat üretim 7 saat pompalama	71.296.505	366	69.685.790	365	53.190.956	365
10 saat üretim 7 saat pompalama	146.256.267	366	140.441.133	365	116.159.907	365
10 saat üretim 8 saat pompalama	104.297.732	366	98.827.420	365	79.431.261	365
12 saat üretim 8 saat pompalama	185.721.523	366	175.461.149	365	147.101.077	365
12 saat üretim 9 saat pompalama	137.027.048	366	132.262.408	365	103.457.795	365
14 saat üretim 9 saat pompalama	227.534.742	366	216.469.547	365	175.758.655	365
14 saat üretim 10 saat pompalama	170.823.238	366	156.505.481	365	125.329.352	365

Çizelge 4.2. Ermenek PDHES'in tek ünite çalışması halinde 2015 – 2021 yılları arasında senaryo I verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları

Senaryo 1	2015		2016		2017	
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
8 saat üretim 6 saat pompalama	73.210.356	365	74.810.939	365	52.632.281	365
8 saat üretim 7 saat pompalama	50.201.418	364	52.989.343	365	34.309.786	365
10 saat üretim 7 saat pompalama	98.324.437	365	99.042.554	365	72.491.008	365
10 saat üretim 8 saat pompalama	70.667.972	364	72.108.929	364	50.816.937	365
12 saat üretim 8 saat pompalama	122.856.468	365	122.486.699	365	93.167.801	365
12 saat üretim 9 saat pompalama	90.605.389	365	91.651.228	365	66.703.163	365
14 saat üretim 9 saat pompalama	144.835.967	365	143.469.992	366	110.265.751	365
14 saat üretim 10 saat pompalama	105.258.475	365	104.042.155	366	77.271.096	365
Senaryo 1	2018		2019		2020	
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
8 saat üretim 6 saat pompalama	41.967.707	364	47.832.890	364	40.115.167	366
8 saat üretim 7 saat pompalama	24.349.037	364	30.066.466	363	24.738.839	366
10 saat üretim 7 saat pompalama	59.720.851	364	66.526.692	365	55.582.482	366
10 saat üretim 8 saat pompalama	39.133.700	364	45.208.018	364	37.695.434	366
12 saat üretim 8 saat pompalama	79.663.319	364	84.490.432	365	70.888.469	366
12 saat üretim 9 saat pompalama	55.605.014	364	59.913.761	364	50.291.715	366
14 saat üretim 9 saat pompalama	99.017.398	364	104.297.808	365	85.527.825	366
14 saat üretim 10 saat pompalama	70.557.608	364	76.843.617	365	62.737.427	366
Senaryo 1	2021					
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı				
8 saat üretim 6 saat pompalama	55.286.337	364				
8 saat üretim 7 saat pompalama	34.114.728	364				
10 saat üretim 7 saat pompalama	75.565.215	364				
10 saat üretim 8 saat pompalama	51.329.863	363				
12 saat üretim 8 saat pompalama	99.210.586	364				
12 saat üretim 9 saat pompalama	69.803.984	364				
14 saat üretim 9 saat pompalama	122.481.451	364				
14 saat üretim 10 saat pompalama	88.689.041	364				

Çizelge 4.3. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2012 – 2020 yılları arasında senaryo I verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları

Senaryo 1	2012		2013		2014	
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	15.991.033	194	12.658.314	252	3.476.091	155
4 saat üretim 7 saat pompalama	7.350.405	102	4.015.218	103	272.004	9
5 saat üretim 7 saat pompalama	22.306.586	218	19.034.532	282	6.358.312	195
5 saat üretim 8 saat pompalama	10.974.395	125	6.017.845	130	459.040	26
6 saat üretim 8 saat pompalama	27.088.495	232	23.892.940	294	9.317.182	223
6 saat üretim 9 saat pompalama	13.001.962	130	7.987.110	153	1.103.769	55
7 saat üretim 9 saat pompalama	30.863.630	242	28.549.416	300	12.611.200	240
7 saat üretim 10 saat pompalama	15.003.821	135	11.766.642	178	1.834.320	77
8 saat üretim 10 saat pompalama	33.958.179	243	31.925.593	303	14.956.401	244
Senaryo 1	2015		2016		2017	
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	15.041.207	267	19.472.247	311	2.716.458	161
4 saat üretim 7 saat pompalama	7.741.316	170	9.490.853	240	486.763	27
5 saat üretim 7 saat pompalama	20.313.069	276	25.303.874	323	5.674.136	239
5 saat üretim 8 saat pompalama	9.798.917	202	13.022.499	269	1.024.277	64
6 saat üretim 8 saat pompalama	25.065.282	284	30.279.288	313	9.148.924	260
6 saat üretim 9 saat pompalama	12.647.877	217	16.361.598	285	2.055.562	110
7 saat üretim 9 saat pompalama	29.036.792	287	35.474.613	320	12.260.510	269
7 saat üretim 10 saat pompalama	15.084.376	229	20.386.971	295	3.396.350	156
8 saat üretim 10 saat pompalama	32.294.078	288	40.025.892	326	16.973.678	279
Senaryo 1	2018		2019		2020	
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	986.274	44	7.131.373	143	3.985.266	94
4 saat üretim 7 saat pompalama	220.013	11	3.757.572	95	2.229.238	59
5 saat üretim 7 saat pompalama	1.301.785	46	9.202.297	152	5.891.256	118
5 saat üretim 8 saat pompalama	374.900	19	5.318.295	114	3.338.413	74
6 saat üretim 8 saat pompalama	1.535.950	53	11.031.922	158	6.880.043	112
6 saat üretim 9 saat pompalama	413.572	20	5.901.327	105	4.203.168	76
7 saat üretim 9 saat pompalama	1.958.193	56	12.032.891	160	7.822.138	118
7 saat üretim 10 saat pompalama	504.677	19	6.743.706	112	4.766.184	79
8 saat üretim 10 saat pompalama	2.628.259	79	12.781.103	160	8.389.728	119

Çizelge 4.4. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2021 yılı senaryo I verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları

Senaryo 1	2021	
	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	1.970.206	96
4 saat üretim 7 saat pompalama	479.397	28
5 saat üretim 7 saat pompalama	4.191.700	152
5 saat üretim 8 saat pompalama	1.145.532	36
6 saat üretim 8 saat pompalama	5.903.697	149
6 saat üretim 9 saat pompalama	1.198.431	37
7 saat üretim 9 saat pompalama	7.701.679	153
7 saat üretim 10 saat pompalama	1.690.326	48
8 saat üretim 10 saat pompalama	8.801.095	164

Senaryo II'de senaryo I'de kâr eden günler aynı alınırken kâr etmeyen ardışık iki günde birinci gün pompalama ikinci gün üretim yapılmıştır. Senaryo I'de olduğu gibi yalnızca kâr eden günler dikkate alınmıştır ve çalışma Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde incelenmiştir. Her yıl için potansiyel maksimum fayda incelenmiştir. Elde edilen tüm sonuçlar Çizelge 4.5 ve Çizelge 4.6'da verilmiştir. Bu senaryo modların karlılık oranının yüksek olması sebebi ile tek üniteye uygulanmamıştır.

Çizelge 4.5. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2012 - 2014 yılları arasında senaryo II verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları

Senaryo 2	2012		2013		2014	
	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	16.071.281	202	12.662.934	254	3.488.715	158
4 saat üretim 7 saat pompalama	7.433.644	107	4.137.664	114	390.403	14
5 saat üretim 7 saat pompalama	22.405.630	224	19.058.407	284	6.402.251	198
5 saat üretim 8 saat pompalama	11.038.799	129	6.168.154	138	609.219	35
6 saat üretim 8 saat pompalama	27.175.153	236	23.913.640	295	9.412.849	227
6 saat üretim 9 saat pompalama	13.001.962	130	8.167.970	161	1.254.634	65
7 saat üretim 9 saat pompalama	30.959.259	245	28.549.416	300	12.694.575	242
7 saat üretim 10 saat pompalama	15.034.107	138	12.005.372	186	2.044.537	89
8 saat üretim 10 saat pompalama	34.035.903	245	31.925.593	303	15.122.688	249

Çizelge 4.6. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2015 - 2021 yılları arasında senaryo II verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları

Senaryo 2	2015		2016		2017	
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	15.041.207	267	19.477.540	313	2.797.470	171
4 saat üretim 7 saat pompalama	7.842.971	177	9.596.258	246	549.794	37
5 saat üretim 7 saat pompalama	20.313.069	276	25.314.630	324	5.715.851	242
5 saat üretim 8 saat pompalama	9.880.268	206	13.143.402	272	1.094.245	73
6 saat üretim 8 saat pompalama	25.065.282	284	30.279.288	313	9.179.485	265
6 saat üretim 9 saat pompalama	12.756.067	220	16.366.749	286	2.115.941	117
7 saat üretim 9 saat pompalama	29.049.385	288	35.474.613	320	12.280.419	271
7 saat üretim 10 saat pompalama	15.101.144	231	20.393.074	296	3.486.824	161
8 saat üretim 10 saat pompalama	32.323.282	289	40.025.892	326	16.999.973	282
Senaryo 2	2018		2019		2020	
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	988.361	46	7.137.260	145	3.997.125	97
4 saat üretim 7 saat pompalama	239.783	14	3.757.572	95	2.229.238	59
5 saat üretim 7 saat pompalama	1.309.604	48	9.218.299	155	5.912.930	122
5 saat üretim 8 saat pompalama	414.054	22	5.326.401	115	3.401.911	76
6 saat üretim 8 saat pompalama	1.546.367	54	11.053.368	161	6.903.459	116
6 saat üretim 9 saat pompalama	439.618	22	5.928.321	108	4.227.042	80
7 saat üretim 9 saat pompalama	2.019.272	65	12.048.002	161	7.895.566	124
7 saat üretim 10 saat pompalama	526.983	22	6.755.451	115	4.800.197	83
8 saat üretim 10 saat pompalama	2.714.946	90	12.781.103	160	8.467.406	128
Senaryo 2	2021					
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı				
4 saat üretim 6 saat pompalama	2.070.825	101				
4 saat üretim 7 saat pompalama	509.093	31				
5 saat üretim 7 saat pompalama	4.208.671	153				
5 saat üretim 8 saat pompalama	1.246.919	46				
6 saat üretim 8 saat pompalama	5.906.678	150				
6 saat üretim 9 saat pompalama	1.446.073	49				
7 saat üretim 9 saat pompalama	7.751.409	155				
7 saat üretim 10 saat pompalama	1.959.675	56				
8 saat üretim 10 saat pompalama	8.803.524	165				

Senaryo III’de senaryo I’de uygulanan tüm modlardan her gün için maksimum fayda elde edilen modlar belirlenip, her bir gün için en çok kâr elde edilen tek bir mod kullanılmıştır. Senaryo I’de olduğu gibi yalnızca kâr eden günler dikkate alınmıştır ve çalışma Ermenek PDHES’in tek ünite ve tam kapasite çalışması halinde iki ayrı şekilde incelenmiştir. Her yıl için potansiyel maksimum fayda incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar tam kapasite ve tek ünite çalışması halinde Çizelge 4.7, Çizelge 4.8 ve Çizelge 4.9’da verilmiştir. Sistemin tek ünite çalışması halinde senaryoya göre en kârlı tek bir mod kullanılmıştır oda 14 saat üretim için 9 saat pompalama modudur.

Çizelge 4.7. Ermenek PDHES’in tek ünite kapasite çalışması halinde 2012 - 2021 yılları arasında senaryo III verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları

Senaryo 3	14 saat üretim 9 saat pompalama	
	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
2012	227.534.742	366
2013	216.469.547	365
2014	175.758.655	365
2015	144.835.967	365
2016	143.469.992	366
2017	110.265.751	365
2018	99.017.398	364
2019	104.297.808	365
2020	85.527.825	366
2021	122.481.451	364

Çizelge 4.8. Ermenek PDHES’in tam kapasite çalışması halinde 2012 - 2014 yılları arasında senaryo III verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları

Senaryo 3	2012		2013		2014	
	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	31.742	2	73.273	2	0	0
4 saat üretim 7 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
5 saat üretim 7 saat pompalama	197.373	3	12.128	2	58.311	3
5 saat üretim 8 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
6 saat üretim 8 saat pompalama	1.697.293	17	714.035	12	89.259	4
6 saat üretim 9 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
7 saat üretim 9 saat pompalama	3.120.471	36	2.010.490	23	517.166	14
7 saat üretim 10 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
8 saat üretim 10 saat pompalama	29.409.258	190	29.388.625	268	14.422.618	221
Toplam Yıllık Kâr	34.456.138	248	32.198.551	307	15.087.354	242

Çizelge 4.9. Ermenek PDHES'in tam kapasite çalışması halinde 2015- 2020 yılları arasında senaryo III verilerinin yıllık toplam kârları ve kârlı gün sayıları

Senaryo 3	2015		2016		2017	
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	13.564	2	329.228	7	22.527	1
4 saat üretim 7 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
5 saat üretim 7 saat pompalama	155.767	4	1.365.240	17	130.010	8
5 saat üretim 8 saat pompalama	0	0	128.189	1	0	0
6 saat üretim 8 saat pompalama	909.661	14	1.327.669	15	75.460	3
6 saat üretim 9 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
7 saat üretim 9 saat pompalama	2.054.118	23	1.991.158	26	643.217	20
7 saat üretim 10 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
8 saat üretim 10 saat pompalama	29.483.027	249	35.784.876	268	16.282.924	253
Toplam Yıllık Kâr	32.616.137	292	40.926.359	334	17.154.138	285
Senaryo 3	2018		2019		2020	
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı
4 saat üretim 6 saat pompalama	14.937	1	118.593	7	30.773	4
4 saat üretim 7 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
5 saat üretim 7 saat pompalama	108.591	4	696.070	15	720.958	30
5 saat üretim 8 saat pompalama	85.141	4	0	0	5.158	1
6 saat üretim 8 saat pompalama	69.536	3	1.521.194	25	281.073	6
6 saat üretim 9 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
7 saat üretim 9 saat pompalama	47.410	2	1.371.080	16	549.072	12
7 saat üretim 10 saat pompalama	0	0	0	0	0	0
8 saat üretim 10 saat pompalama	2.508.906	74	9.853.997	105	7.434.299	93
Toplam Yıllık Kâr	2.834.521	88	13.560.935	168	9.021.335	146
Senaryo 3	2021					
Modlar	Yıllık Toplam Kâr (USD)	Kârlı Gün Sayısı				
4 saat üretim 6 saat pompalama	0	0				
4 saat üretim 7 saat pompalama	0	0				
5 saat üretim 7 saat pompalama	241.227	21				
5 saat üretim 8 saat pompalama	0	0				
6 saat üretim 8 saat pompalama	281.385	11				
6 saat üretim 9 saat pompalama	0	0				
7 saat üretim 9 saat pompalama	1.216.690	24				
7 saat üretim 10 saat pompalama	0	0				
8 saat üretim 10 saat pompalama	7.649.216	125				
Toplam Yıllık Kâr	9.388.518	181				

Çizelge 4.1, Çizelge 4.2’de Ermenek PDHES’in tek ünite çalışması halinde 2012 – 2021 yılları arasında senaryo I için farklı işletme modlarından yıllık gelirleri ve kârlı gün sayıları gösterilmektedir. Görüldüğü üzere Ermenek PDHES için 14 saatlik üretim – 9 saatlik pompalama modu en kârlı olan mod olmuştur. Bu moda göre yıllık ortalama kârı 103.808.749 ABD doları ortalama kârlı gün sayısı 365’tir. Tek ünite çalışması halinde tüneldeki hızın pompanın belirlediği aralıkta kalabilecek şekilde su hacmi belirlendiği için kâr oranı oldukça yüksektir bu nedenle tek ünite için senaryo II uygulanamamıştır.

Çizelge 4.3, Çizelge 4.4, Çizelge 4.5 ve Çizelge 4.6’da Ermenek PDHES’in tam kapasite çalışması halinde 2012 – 2021 yılları arasında senaryo I ve senaryo II için farklı işletme modlarından yıllık gelirleri ve kârlı gün sayıları gösterilmektedir. Her iki senaryo içinde maksimum kâr elde edilen mod 8 saatlik üretim – 10 saatlik pompalama modudur.

Tam kapasite çalışması halinde her iki durumda da en kârlı işletme modunun (8 saatlik üretim – 10 saatlik pompalama modu) kullanıldığı senaryo I’de Ermenek PDHES için yıllık ortalama kârlı gün sayısı 221 senaryo II için ise 224’tür. Yılda ortalama Senaryo I için 20.273.401 ABD doları, senaryo II için ise 20.320.031 doları kâr elde edilmektedir.

Ermenek PDHES’in tam kapasite çalışması halinde senaryo III’de her gün için en karlı işletme modu seçilir. Ermenek PDHES’in ortalama kârlı gün sayısı 230, maksimum yıllık ortalama 21 milyon ABD dolarıdır. 8 saatlik üretim – 10 saatlik pompalama, 7 saatlik üretim – 9 saatlik pompalama, 6 saatlik üretim – 8 saatlik pompalama ilk üç en kârlı çalışma modlarıdır. Sırasıyla bu modlar yıllık maksimum ortalama 185,20 ve 11 gün kullanılmıştır. Diğer 7 işletme modu yılda sadece 15 gün kullanılmıştır. Tesis, düşük ve kârsız fiyatlar nedeniyle ortalama 135 gün işletilmemiştir.. Çizelge 4.8, ve Çizelge 4.9’da tam kapasite çalışması halinde işletme modlarının kullanımını ve yıllık kârlarını göstermektedir.

Ermenek PDHES’in tek ünite çalışması halinde her gün için en kârlı modun aynı olması sebebi ile tek bir mod olan 14 saatlik üretim – 9 saatlik pompalama modu senaryo III için kullanılmıştır. Sistem yıllık ortalama 365 gün çalışmıştır ve maksimum ortalama kârı 142.965.914 ABD dolarıdır. Çizelge 4.7’de Ermenek PDHES’in tek ünite çalışması halinde yıllara göre kârları ve kârlı gün sayıları verilmiştir.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

5.1 Sonuçlar

Bu çalışma pompaj depolamalı hidroelektrik santrallere dikkat çekerek potansiyel faydalarını analiz etmeyi amaçlamaktadır. Ülkemiz yakın geçmiş tarihe kadar hidroelektrik santrallerin şebeke operatörlerinin ihtiyaç duyduğu esnekliği sağlamasından sebep, PDHES'lere ihtiyaç duymamıştır. Fakat günümüzde salgınlar, jeopolitik savaşlar ve ekonomik krizler gibi değişik sebeplerden kaynaklanan hammadde temininde yaşanan güçlükler ve ABD dolarında yaşanan dalgalanmalar enerjide dışa bağımlılığın ülke ekonomisine zarar verdiğini göstermektedir.

Enerji teminin büyük kısmı fosil yakıtlardan gerçekleşmektedir. Bu hem çevreye zarar verirken hem de ekonomik açıdan giderek artan hammadde fiyatları ve temin sorunlarını ortaya çıkarmaktadır.

Ülkemizin hidroelektrik kapasitesi diğer Avrupa ülkeleri arasında ikinci sırada yer almaktadır. Bu kapasite en doğru ve en kârlı şekilde kullanılması halinde yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen enerji oranı artacaktır.

Bu tez çalışmasında Ermenek HES'in PDHES gibi çalışması halinde ülkemiz için maddi anlamda sağlayacağı katkılar ve kamu barajlarının alt rezervuarlarında yapılacak değişiklikler ile PDHES'e dönüştürülmesi halinde kamu refahına sağlayacağı katkılara dikkat çekmek hedeflenmiştir.

Öncelikle Ermenek PDHES'in üretim ve pompalama kapasitesi hesaplanmıştır. Devamında 2012 – 2021 yılları arasında gerçek zamanlı saatlik elektrik fiyatları kullanılarak potansiyel kârlar tahmin edilmiştir.

Sonuçlara göre mevcut elektrik fiyatları ile tam kapasite çalışma halinde 8 saatlik üretim için 10 saatlik pompalama modunun en kârlı mod olduğu görülmektedir. Tek ünite çalışması halinde 14 saatlik üretim – 9 saatlik pompalama modu en kârlı moddur. Senaryolardan ise en çok yıllık ortalama maksimum kâr elde edilen ve kârlı gün sayısı en fazla olan senaryo III'tür.

Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin ülkemize sağlayacağı kârların yanı sıra maliyeti düşük bir enerji depolama yöntemidir. Kamu elindeki barajlarda uygulanması halinde enerji dengelenmesi açısından kamunun elinde büyük bir güçtür. Gelecek yıllarda Akkuyu nükleer enerji santralının de sisteme dahil olması ile birlikte enerjinin minimum kullanıldığı saatler ile maksimum kullanıldığı saatler arasındaki fark

açılacaktır, bu sebeple enerji depolama zorunluluğu artacaktır. Depolama maliyeti düşük olan bu sistem daha çok önem kazanacaktır.

5.2 Öneriler

Türkiye’de hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi ile enerjide dışa bağımlılığın azaltılması ve kaynaklarına göre enerji üretiminde hidroelektrik santrallerin payı artırılmalıdır. Ülke ekonomisinin gelişmesinde önemli rol oynayan enerjinin saatler arasındaki büyük fiyat değişimlerinin en aza indirilebilmesi için enerji tüketiminin pik yaptığı saatlerde depolanan enerji ile üretilen enerji sistem marjinal fiyatları en aza indirilebilir.

Dikkat çekilmesi hedeflenen esas konu ise mevcut kamu barajlarının alt rezervuarlarında yapılacak değişiklikler ile PDHES’e dönüştürülmesinin kamu refahına sağlayacağı katkılardır. Kâr – zarar kavramlarını bir kenara bırakırsak kamu kontrolü altında bir PDHES kamunun elinde sistem fiyatlarını kontrol altında tutabilmek için bir güç sağlayacaktır. Bu tür dönüşümler ülkemizin hidroelektrik potansiyelinin en faydalı şekilde kullanılmasına katkı sağlayacak ve dönüşümlerin önünü açacaktır. Ayrıca planlama ve fizibilite aşamasında olan baraj projelerinin PDHES sistemi ile kurulması yada buna göre fizibilite çalışmalarının yapılması ülkemize büyük katkılar sağlayacaktır.

Ülkemiz için enerji depolamak hem günümüz hem gelecek için önemli bir konudur. Bu tez çalışmasında savunulan konu mevcut barajların fizibilite çalışmaları yapılarak uygun depolama alanları olanlarının PDHES’e dönüştürülerek enerji depolama ve hidroelektrik potansiyelin artırılması gerektiğidir. Bu PDHES’lerin kamu tarafından işletilmesi ile kamu yararına büyük katkılar sağlayacağı savunulmaktadır.

Mevcut kademeli baraj üzerinde yapılan bu çalışma sıralı ikiden daha fazla baraj üzerinde fizibilite çalışması yapılması ve PDHES’e dönüştürülmesinin üzerinde durulmalıdır. Bir diğer konu ise PDHES’lerin diğer yenilenebilir enerji kaynakları ile entegre edilerek hibrit bir sistem oluşturulması halinde rüzgâr ve güneş enerji santrallerinin belirsizlikleri ortadan kaldırılabilir.

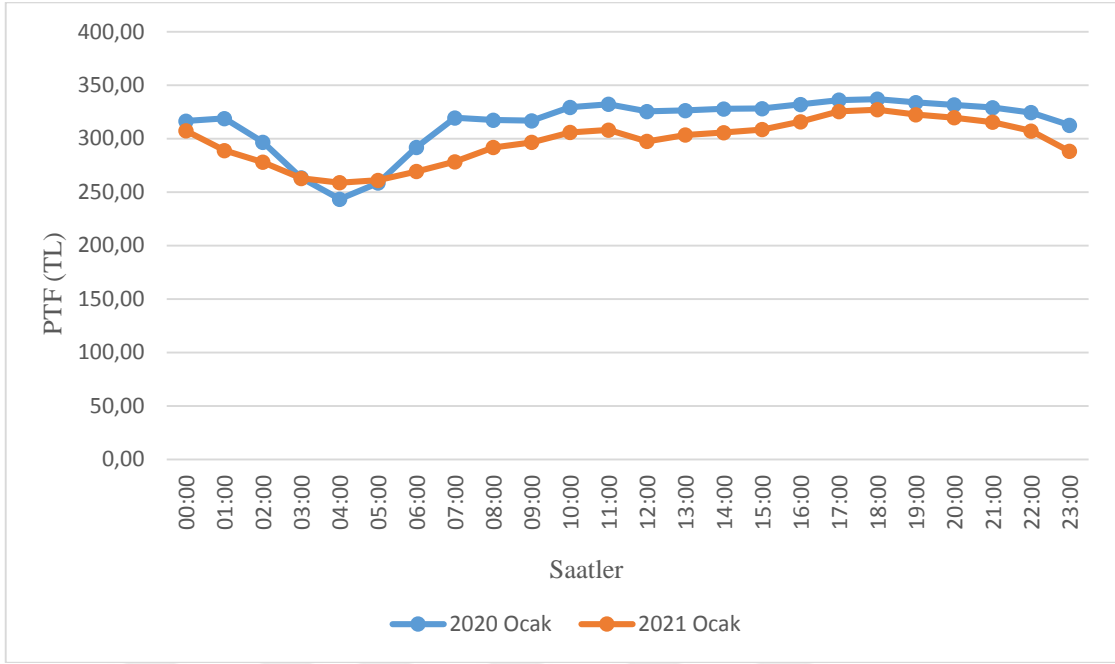
Bu çalışmaya ek olarak yatırım maliyetleri tespit edilerek geri dönüşüm sürecinin tespiti yapılabilir. Ayrıca bu çalışmada fizibilite çalışması yalnızca PTF fiyatları ile yapılmıştır. Bu çalışma geliştirilebilir. Tahmin metotları uygulanarak gelecek yıllardaki elektrik fiyatları tahmin edilerek depolama sistemlerinin depolama modlarına katkı sağlanarak geliştirilebilir.

KAYNAKLAR

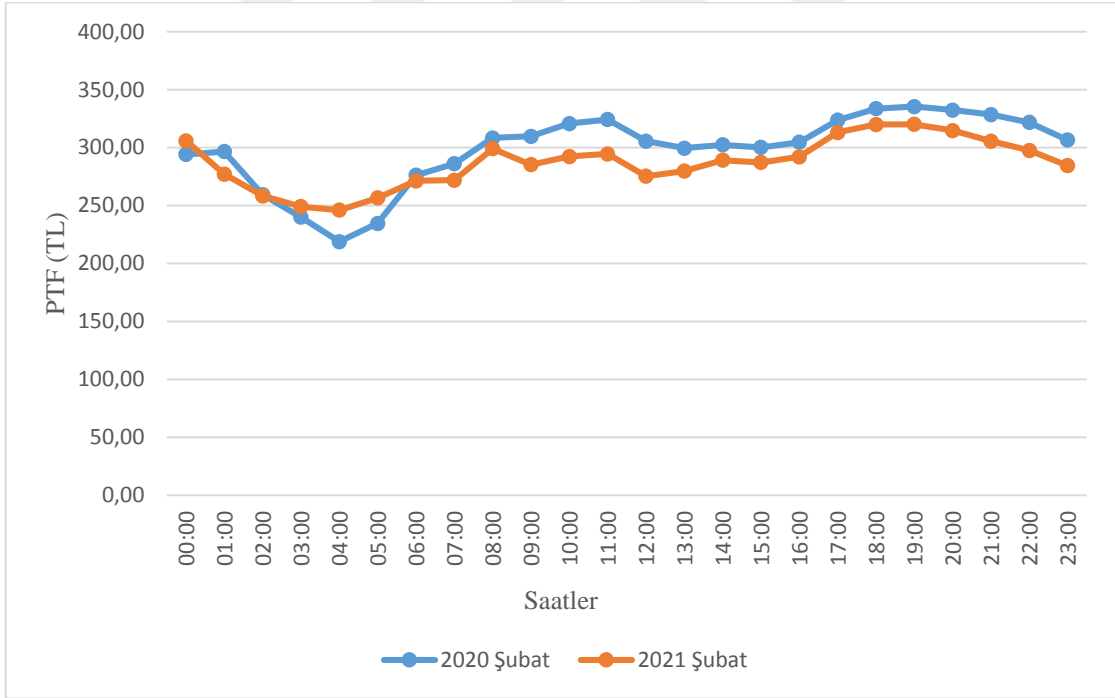
- Anonim, 2019, Ermenek İlçe Raporu, *Mevlana Kalınma Ajansı*.
- Anonim, 2020, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü Raporları.
- Anonim, 2021, Enerji Atlası, <https://www.enerjiatlası.com/elektrik-uretimi/hidroelektrik>:
- Anonim, 2022a, T.C Merkez Bankası.
- Anonim, 2022b, , <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>:
- Ayder, E., 2015, Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller (Pdhes' ler), *Teknik Rapor*, 1-22.
- Barbaros, E., 2019, FEASIBILITY OF PUMPED-STORAGE HYDRAULIC SYSTEMS BASED ON HOURLY VARIATION OF ELECTRICITY PRICES
- Botterud, A., Levin, T. ve Koritarov, V., 2014, Pumped storage hydropower: benefits for grid reliability and integration of variable renewable energy, *Argonne National Lab.(ANL), Argonne, IL (United States)*.
- Bülbül, S. E. ve Çokluk, Y., 2017, TÜRKİYE'DE GELİŞEN ENERJİ SEKTÖRÜ HES'LER VE KÂR KAYBI SİGORTALARI, *Finansal Araştırmalar ve Çalışmalar Dergisi*, 9 (17), 89-114.
- Cullen, J., 2013, Measuring the environmental benefits of wind-generated electricity, *American Economic Journal: Economic Policy*, 5 (4), 107-133.
- Çiçek, Ö. ve Özdemir, M., 2021, Örnek Bir Hidroelektrik Santrali İçin Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali Tasarımı, *Gazi Mühendislik Bilimleri Dergisi (GMBD)*, 7 (1), 26-35.
- Dinçer, İ. ve Ezan, M. A., 2020, TÜBA-ENERJİ DEPOLAMA TEKNOLOJİLERİ RAPORU.
- DSİ, 2015, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı DSİ Genel Müdürlüğü (2015). Gökçekaya Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali Projesi ÇED Başvuru Dosyası, *Encon Çevre Danışmanlık*, 1-130.
- DSİ, 2022, Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü Barajlar ve HES Daire Başkanlığı.
- EPDK, T. C. E. P. D. K., 2020, 2020 Yılı Elektrik Piyasası Gelişim Raporu.
- EÜAŞ, 2012, Ermenek HES.
- Ghorbani, N., Makian, H. ve Breyer, C., 2019, A GIS-based method to identify potential sites for pumped hydro energy storage-Case of Iran, *Energy*, 169, 854-867.
- Gotti, D., 2014, Ottimizzazione stocastica per il coordinamento tra una centrale idroelettrica reversibile e una centrale eolica.
- Hunt, J. D., Freitas, M. A. V. ve Junior, A. O. P., 2014, Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil, *Energy*, 78, 513-523.
- Karaçay, P., 2010, Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller Ve Türkiye'deki Durum, *Fen Bilimleri Enstitüsü*.
- Karık, F., Sözen, A. ve İzgeç, M. M., 2017, Rüzgâr gücü tahminlerinin önemi: Türkiye elektrik piyasasında bir uygulama, *Politeknik Dergisi*, 20 (4), 851-861.
- Kayadelen, M., Konukman, A. ve Türkyılmaz, O., 16.3 ELEKTRİK ÜRETİMİNDE TOPLUM YARARININ GÖZETİLMESİ.
- Keysan, O., 2019a, ARDEB 1000 Enerji Çalıştayını Elektrik Enerjisi Grubu (online).
- Keysan, O., 2019b, "Challenges for a Fully Renewable Energy Future and the Role of Electric Storage," [Online].

- Koçyiğit, M. B., Hüseyin, A. ve Babaiban, E., 2021, Temel bileşen analizi kullanılarak Doğu Akdeniz Havzası ani taşkın potansiyelinin morfometrik yaklaşımla değerlendirilmesi, *Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi*, 36 (3), 1669-1686.
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M. ve Clarke, J., 2015, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied energy*, 137, 511-536.
- Mosonyi, E., 1966, Hydroelectric Power Plants.
- Nielsen, T. K., 2013, Hydropower and Pumped Storage, In: The World Scientific Handbook of Energy, Eds: World Scientific, p. 275-306.
- Öziş, Ü., 1968, Pompajlı Hidroelektrik Santraller, *Türkiye İnşaat Mühendisliği İnşaat Mühendisleri Odası IV. Teknik Kongresi*, Konu No:1 Rap. No:6.
- San Martín, J., Zamora, I., San Martín, J., Aperribay, V. ve Eguia, P., 2011, Energy storage technologies for electric applications, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 15.
- Saraç, M., 2009, POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER.
- Scrosati, B., 2011, History of lithium batteries, *Journal of solid state electrochemistry*, 15 (7), 1623-1630.
- Şekkeli, M. ve Keçecioglu, Ö. F., 2011, Hidroelektrik santrallerin Türkiye'deki gelişimi ve Kahramanmaraş bölgesi örnek çalışması, *Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 14 (2), 19-26.
- Tanrıöven, K., 2013, Enerji Depolama Sistemleri ve Yeni Açılımlar, *5. Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu*.
- TEİAŞ, 2020, Üretim Kapasite Projeksiyonu, *Planlama ve Yatırım Yönetimi Daire Başkanlığı*.
- TEİAŞ, EPDK ,TSKB 2021.
- TEİAŞ, Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
- TEİAŞ, T. E. A., 2021.
- Tilahun, M. A., 2012, Feasibility study of pumped storage system for application in Amhara region, Ethiopia.
- TSKB, 2021, Enerji Görünümü.
- TSKB, E. A., Ekonomik Araştırmalar 2021 Aylık Enerji Bülteni.
- Tunç, T. ve Artvin, R., 2017, Trabzon İllerindeki Bazı Hidroelektrik Santrallerin Orman Alanları Üzerindeki Etkileri, Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Orman Mühendisliği Anabilim Dalı, *Yüksek Lisans Tezi, Trabzon*.
- TÜİK, 2021, Türkiye İstatistik Haber Bülteni, 37459.
- Veli, S. ve Fırat, S. S., 2020, Hidroelektrik Santraller ve Rize İlinde Bulunan Hidroelektrik Santrallerin Şehir ve Doğu Karadeniz Havzası İçin Önemi, *Türk Hidrolik Dergisi*, 4 (2), 8-23.
- Warnick, C. C., Mayo, H. A., Carson, J. L. ve Sheldon, L. H., 1984, Hydropower engineering, BOOK, Prentice-Hall Englewood Cliffs, NJ, p.
- Yasin Naman, M., 1930, Overview and Analysis for Compressed Air in Energy Storage.
- Yazıtış, F., 2018.
- Yılmaz, M., 2012, Türkiye'nin enerji potansiyeli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi açısından önemi, *Ankara Üniversitesi Çevre Bilimleri Dergisi*, 4 (2), 33-54.
- Zipparro, V. J. ve Hasen, H., 1993, Davis' handbook of applied hydraulics, 627 D262 1993, McGraw-Hill, p.

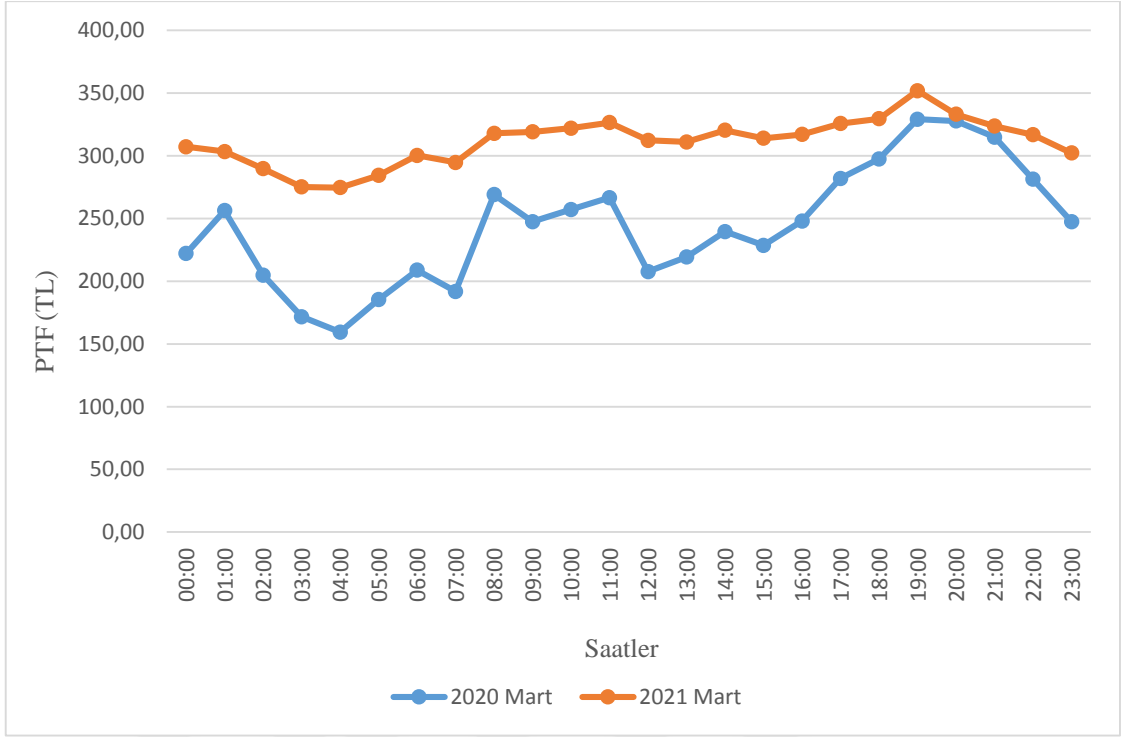
EK-2



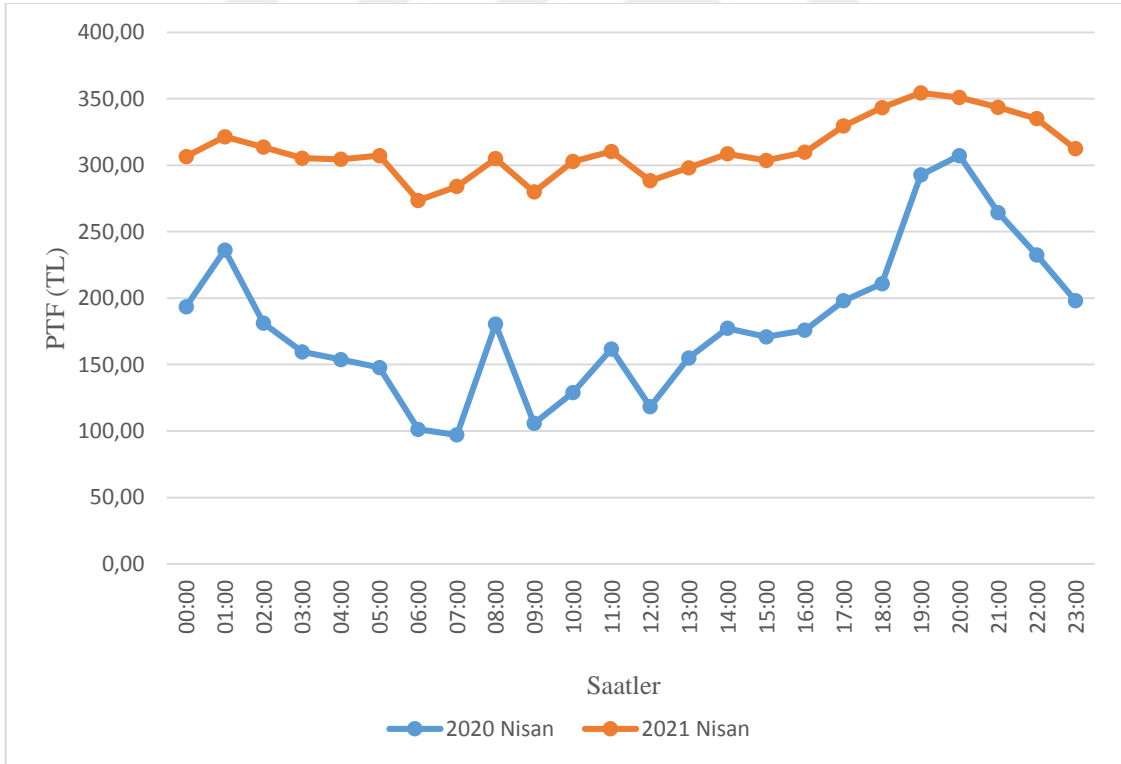
Şekil Ek-2.1. 2020 – 2021 yılları Ocak ayı PTF fiyatları



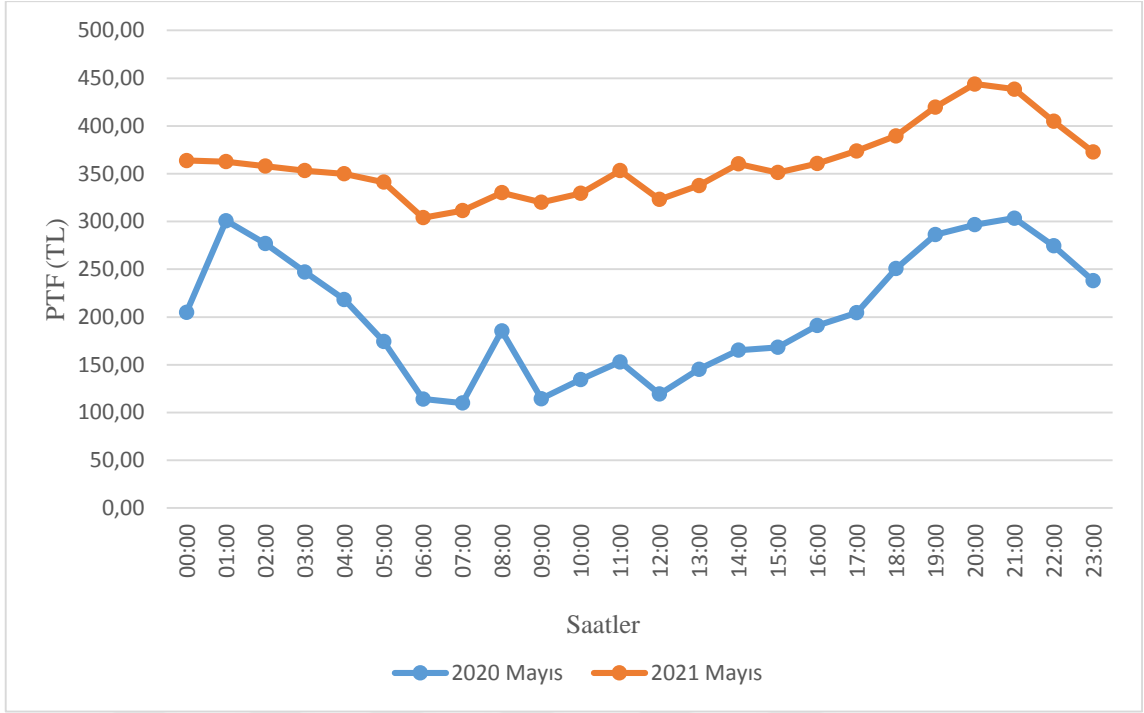
Şekil Ek-2.2. 2020 – 2021 yılları Şubat ayı PTF fiyatları



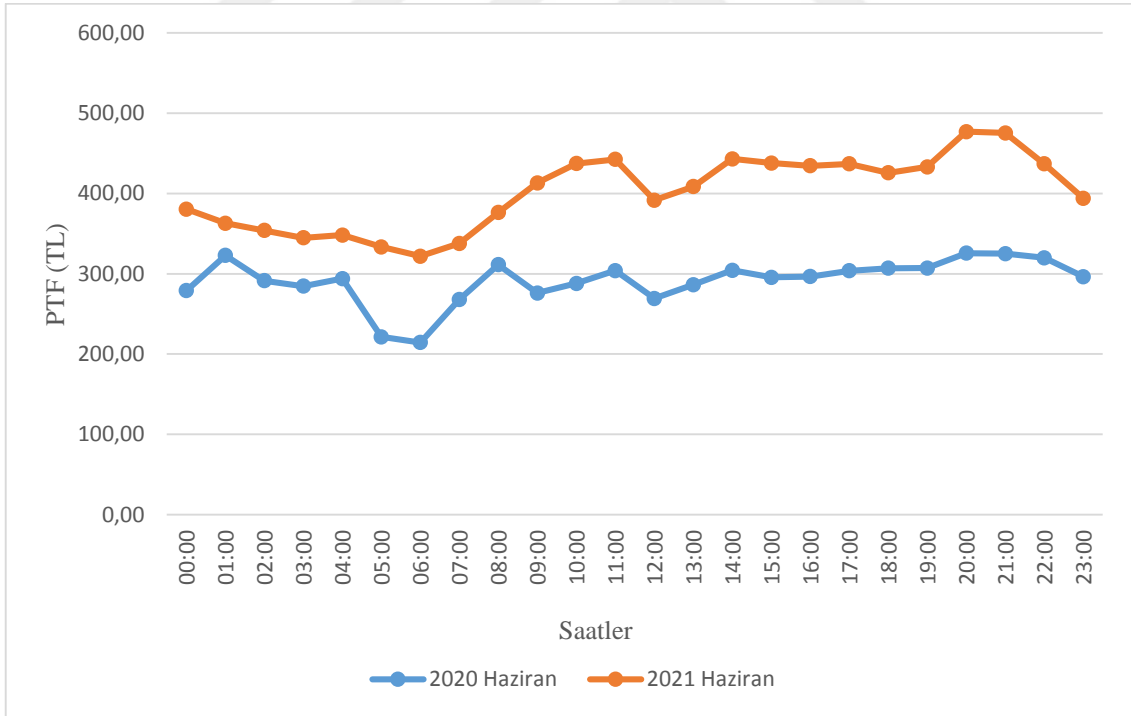
Şekil Ek-2.3. 2020 – 2021 yılları Mart ayı PTF fiyatları



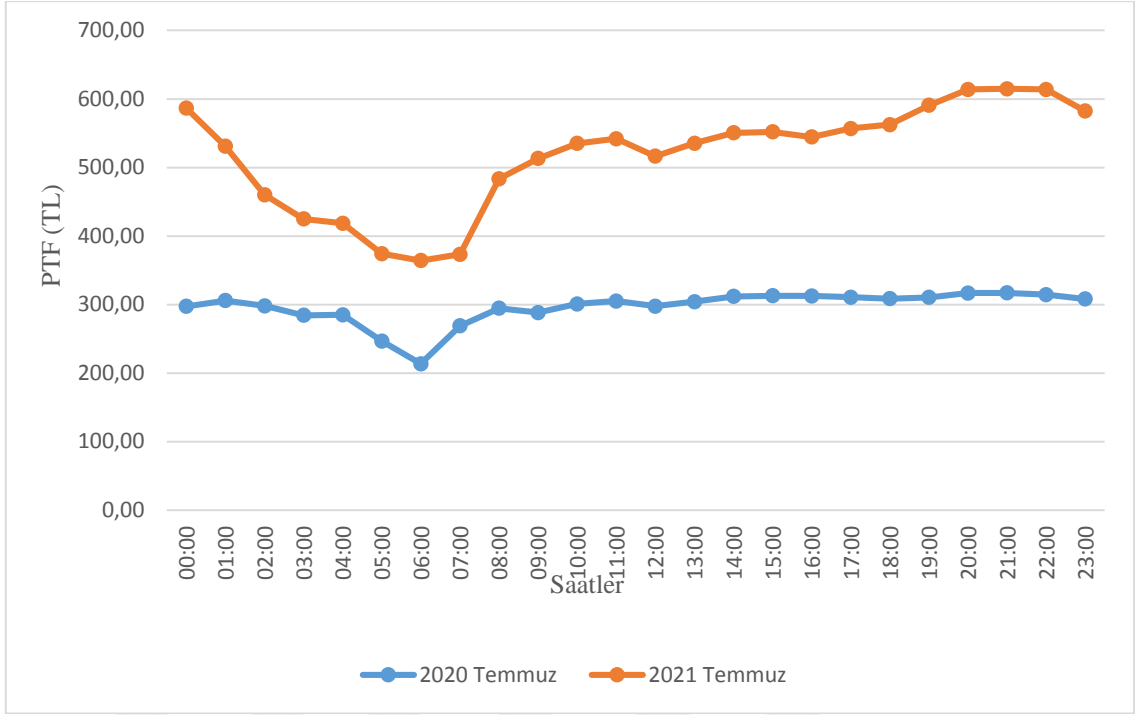
Şekil Ek-2.4. 2020 – 2021 yılları Nisan ayı PTF fiyatları



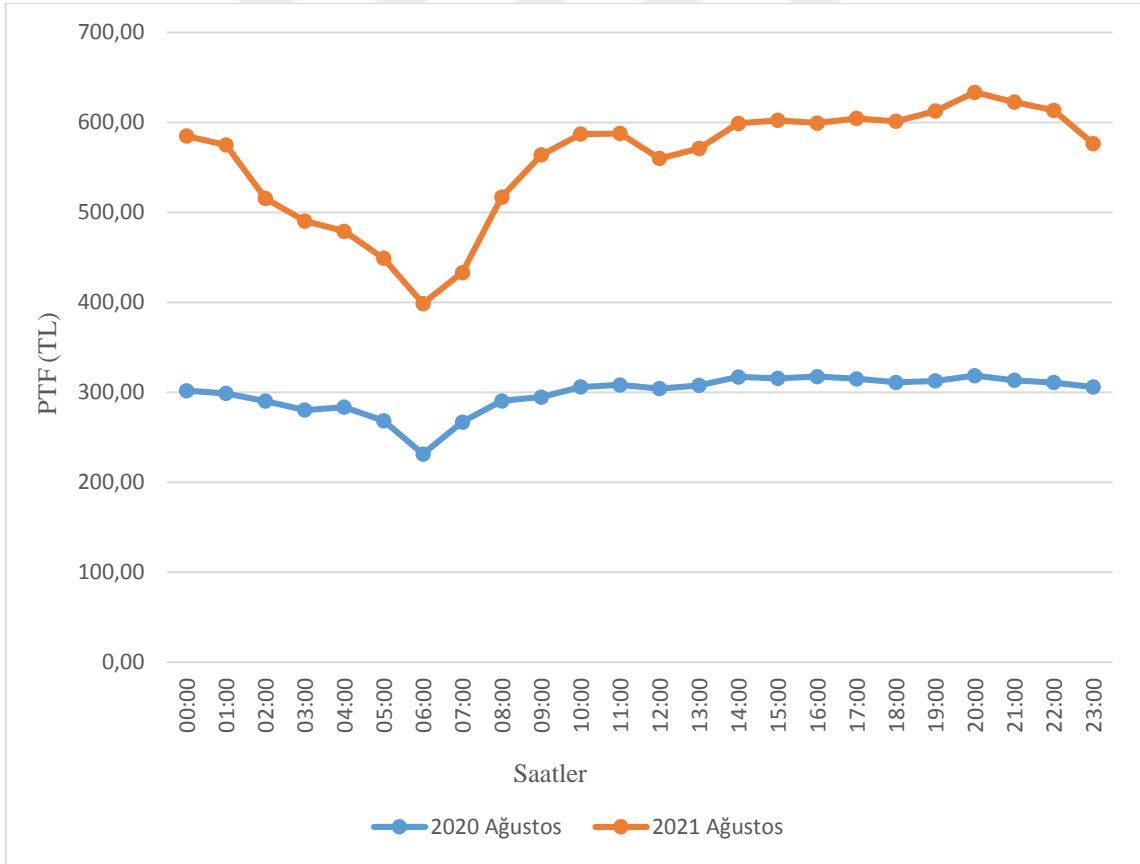
Şekil Ek-2.5. 2020 – 2021 yılları Mayıs ayı PTF fiyatları



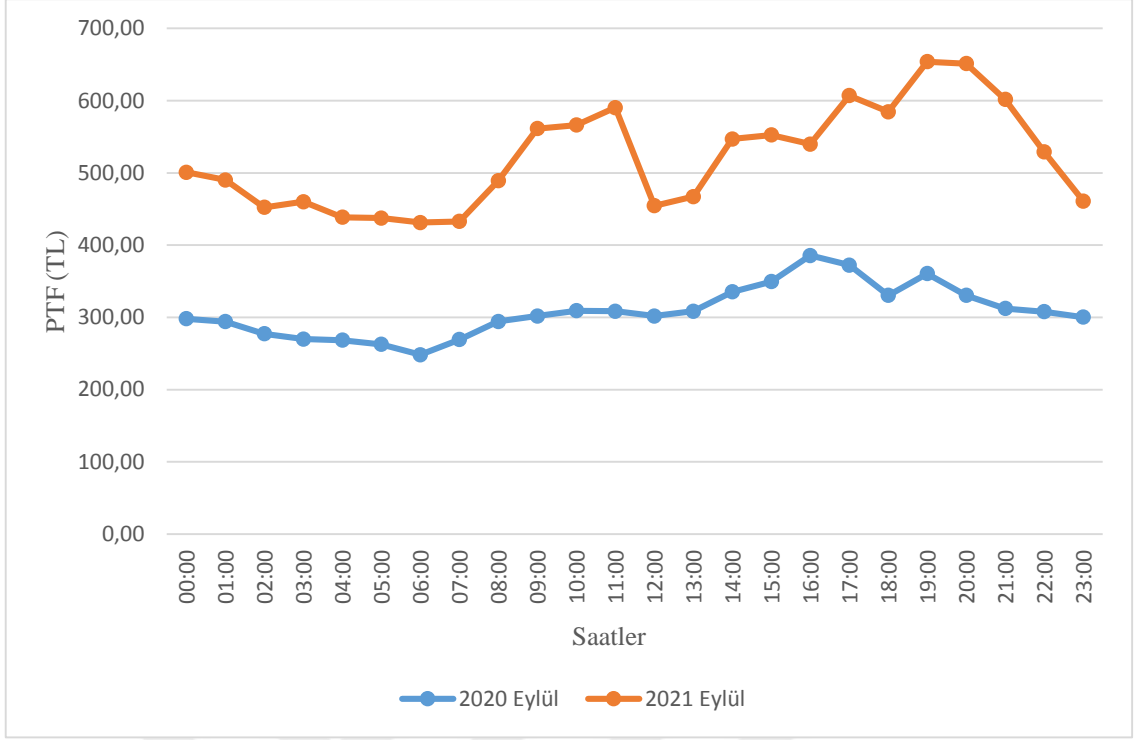
Şekil Ek-2.6. 2020 – 2021 yılları Haziran ayı PTF fiyatları



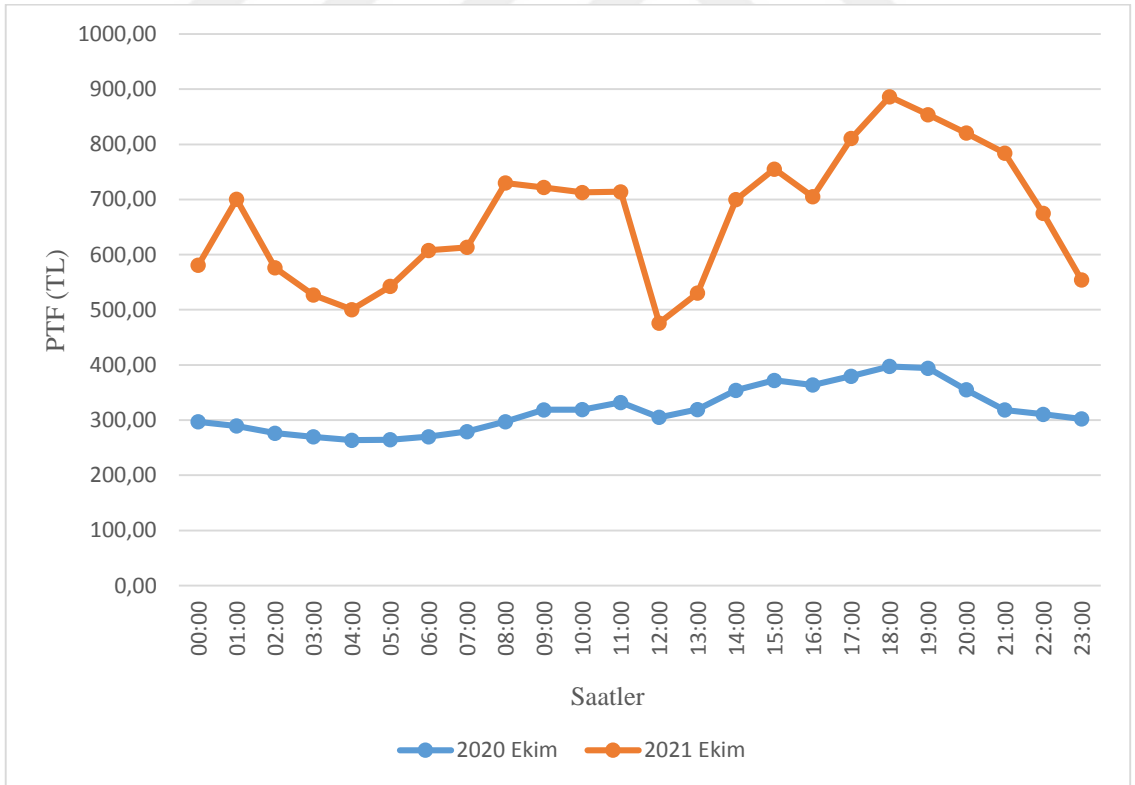
Şekil Ek-2.7. 2020 – 2021 yılları Temmuz ayı PTF fiyatları



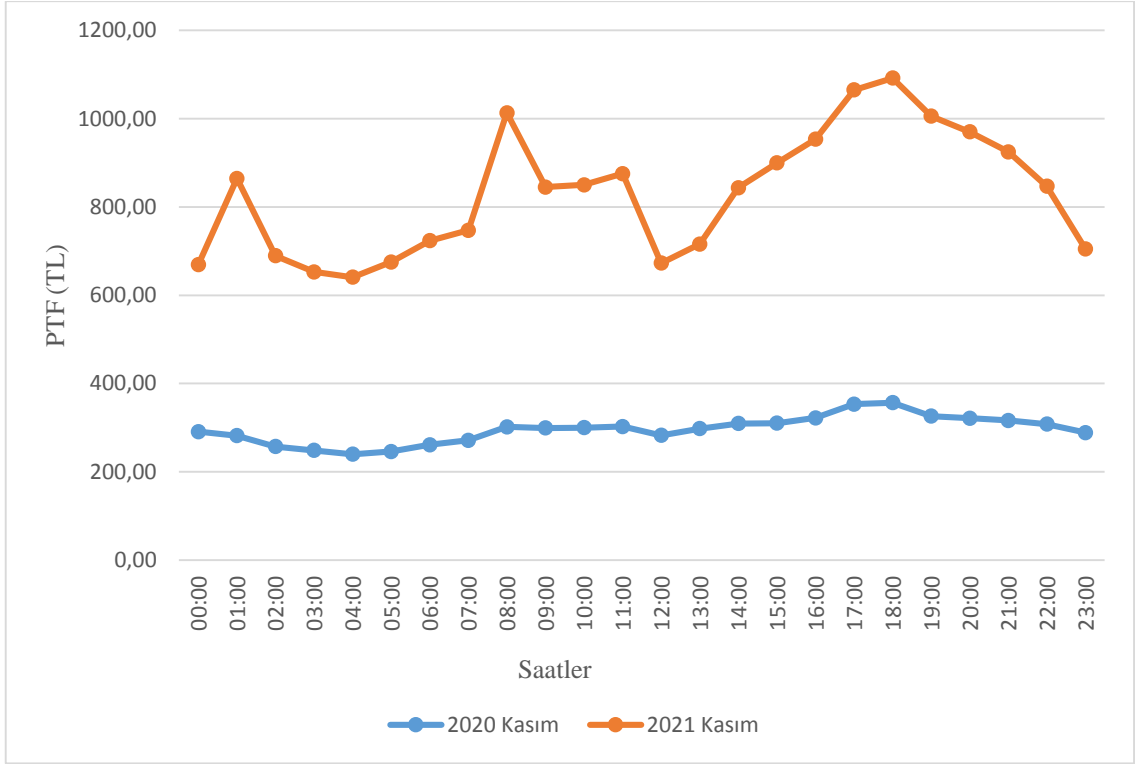
Şekil Ek-2.8. 2020 – 2021 yılları Ağustos ayı PTF fiyatları



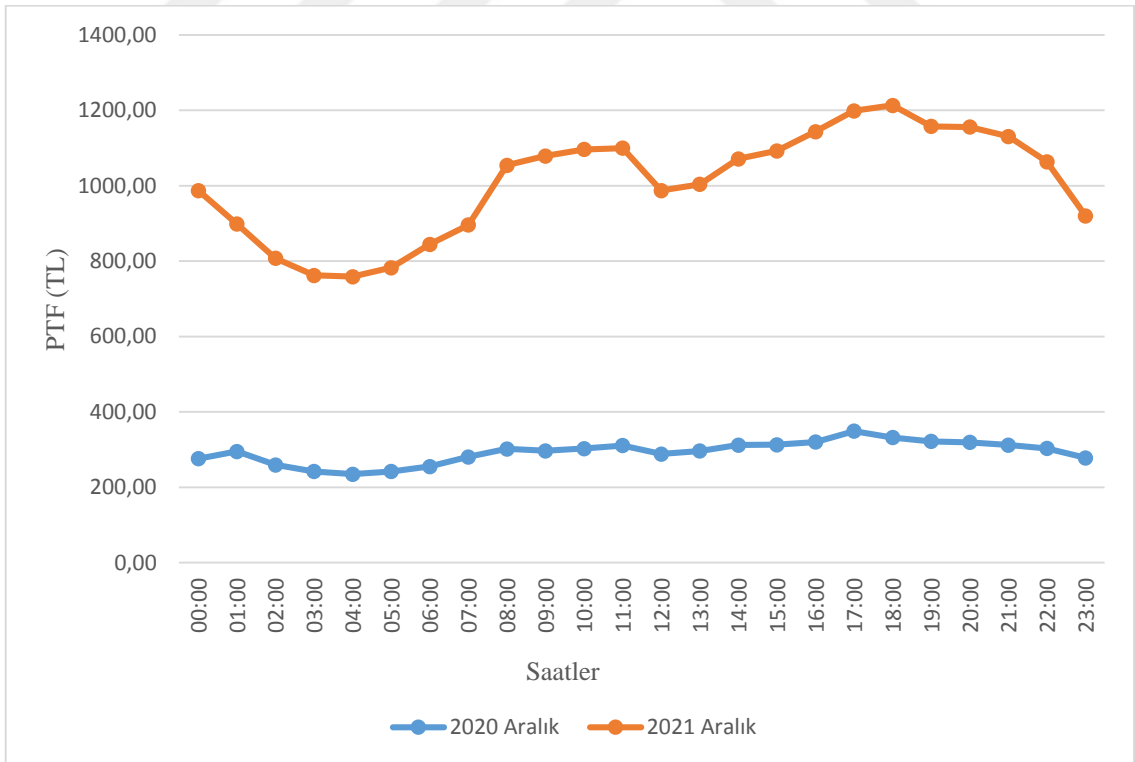
Şekil Ek-2.9. 2020 – 2021 yılları Eylül ayı PTF fiyatları



Şekil Ek-2.10. 2020 – 2021 yılları Ekim ayı PTF fiyatları



Şekil Ek-2.11. 2020 – 2021 yılları Kasım ayı PTF fiyatları



Şekil Ek-2.12. 2020 – 2021 yılları Aralık ayı PTF fiyatları