T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

OLASI KESİNTİLERİ GÖZ ÖNÜNDE BULUNDURAN POMPAJ DEPOLAMALI HES VE YÜZER GES İLE ENTEGRE NÜKLEER GÜÇ SANTRALİNİN OPTİMUM TEKLİF STRATEJİSİ

Fatih UĞUZ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Tesisleri Programı

Danışman

Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU

Haziran, 2025

T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

OLASI KESİNTİLERİ GÖZ ÖNÜNDE BULUNDURAN POMPAJ DEPOLAMALI HES VE YÜZER GES İLE ENTEGRE NÜKLEER GÜÇ SANTRALİNİN OPTİMUM TEKLİF STRATEJİSİ

Fatih UĞUZ tarafından hazırlanan tez çalışması 25.06.2025 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Tesisleri Programı **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU, Danışman
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Dr. Öğr. Üyesi Ramazan AYAZ, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Dr. Öğr. Üyesi Hakan AKÇA, Üye
Ege Üniversitesi _____

Danışmanım Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU sorumluluğunda tarafımca hazırlanan "Olası Kesintileri Göz Önünde Bulunduran Pompaj Depolamalı HES ve Yüzer GES ile Entegre Nükleer Güç Santralinin Optimum Teklif Stratejisi" başlıklı çalışmada veri toplama ve veri kullanımında gerekli yasal izinleri aldığımı, diğer kaynaklardan aldığım bilgileri ana metin ve referanslarda eksiksiz gösterdiğimi, araştırma verilerine ve sonuçlarına ilişkin çarpıtma ve/veya sahtecilik yapmadığımı, çalışmam süresince bilimsel araştırma ve etik ilkelerine uygun davrandığımı beyan ederim. Beyanımın aksinin ispatı halinde her türlü yasal sonucu kabul ederim.

Fatih UĞUZ

İmza

Kıymetli aileme

ve

sevgili eşime

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans tez çalışmam süresince bilgi, tecrübe ve rehberliğiyle bana yol gösteren, değerli katkılarını esirgemeyen danışmanım Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU'ya en samimi teşekkürlerimi sunarım.

Bu süreçte bana her koşulda destek olan, varlıklarıyla güç veren annem, babam, abim ve sevgili eşime maddi ve manevi katkılarından dolayı sonsuz teşekkür ederim. Sabırları, anlayışları ve verdikleri moral bu yolculuğu mümkün kılan en büyük güç olmuştur.

Ayrıca çalışmakta olduğum Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş. (TÜPRAŞ) bünyesinde, akademik gelişimime verdikleri destekten dolayı değerli yöneticilerime içtenlikle teşekkür ederim. Gösterdikleri anlayış ve sağladıkları katkılar, bu çalışmanın tamamlanmasında önemli bir rol oynamıştır.

Son olarak, bu çalışmanın ortaya çıkmasında emeği geçen herkese içten şükranlarımı sunarım.

Fatih UĞUZ

İÇİNDEKİLER

SİMGELER LİSTESİ ..... **viii**

KISALTMA LİSTESİ ..... **ix**

ŞEKİL LİSTESİ ..... **xi**

TABLO LİSTESİ ..... **xiii**

ÖZET ..... **xiv**

ABSTRACT ..... **xvi**

1 GİRİŞ **1**

1.1 Enerji 1

1.1.1 Enerji Kaynakları 1

1.2 Nükleer Güç Santralleri 5

1.2.1 Nükleer Enerji 5

1.3 Yüzer Güneş Enerjisi Santralleri 8

1.4 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralleri 9

1.4.1 PHES Tarihçesi 12

1.4.2 PHES'lerin Çalışma Prensibi 13

1.4.3 PHES'lerin Avantaj Ve Dezantajları 15

1.4.4 Dünya'daki PHES Çalışmaları 16

1.4.5 Türkiye'de PHES Çalışmaları 20

1.5 Türkiye'de Elektrik Sektörü ve Güncel Piyasa Yapısı 21

1.5.1 Fiziksel Olmayan Elektrik Ticareti 24

1.5.2 Fiziksel Elektrik Ticareti 24

1.5.3 Enerji Piyasalarında Arbitraj 28

1.6 Literatür Taraması 30

1.7 Literatüre Katkı 33

2 NÜKLEER GÜÇ SANTRALİ, POMPAJ DEPOLAMALI HES VE YÜZER GES'İN ENTEGRE YAPISI VE OPTİMİZASYON PROBLEMİNİN FORMÜLASYONU 34

2.1 Önerilen Tesisin Genel Yapısı: 34

2.2 Matematiksel Formülasyon 37

2.2.1 Amaç Fonksiyonu 39

2.2.2 Güç Dengesi 40

2.2.3 Pompalanmış Su Tabanlı Enerji Depolama Ünitesinin Modeli 40

2.3 Testler 42

3 DURUM VE SENERYOLARIN OPTİMİZASYONU 44

3.1 Nükleer Santralde Üretilen Gücün Tamamının GÖP'e Satıldığı Durum 45

3.2 Nükleer Santral ve Yüzer GES'in Beraber Çalıştığı, Arıza ve Kısıtların Dahil Edilmediği Durum 47

3.3 Nükleer Santral ve Depolama Ünitesinin Beraber Çalıştığı Arızalı Durum 50

3.3.1 Ocak Ayı İçin Arızalı Durum 52

3.3.2. Nisan Ayı İçin Arızalı Durum 54

3.3.3. Temmuz Ayı İçin Arızalı Durum 56

3.3.4. Ekim Ayı İçin Arızalı Durum 57

3.4 Nükleer Santral ve Depolama Ünitesi Kısıtlarının Dahil Edildiği Durum 58

3.4.1. Ocak Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu 59

3.4.2 Nisan Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu 61

3.4.3. Temmuz Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu 62

3.4.4 Ekim Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu 63

3.5 Nükleer Santral ve YGES'in Devrede Olduğu, Depolama Ünitesi Kısıtlarının Dahil Edildiği Durum 64

3.5.1 Ocak Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu 65

3.5.2 Nisan Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu 66

3.5.3 Temmuz Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu 68

3.5.4 Ekim Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu 69

4 SONUÇLAR 71

KAYNAKÇA 73

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR..... 77

SİMGE LİSTESİ

AC	Alternatif Akım
A	Amper
dam^3	Dekametreküp
^{o}	Derece
DC	Doğru Akım
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt Saat
kVA	Kilovolt amper
kW	Kilowatt
kWac	Kilowatt AC
kWp	Kilowatt Peak
kWh	Kilowatt Saat
m	Metre
m^2	Metrekare
MW	Megawatt
MWh	Megawatt Saat
s	Saniye
V	Volt
W	Watt
Wp	Watt Peak

KISALTMA LİSTESİ

ABD : Amerika Birleşik devleti

DGP : Dengeleme Güç Piyasası

EİE : Elektrik İşleri Etüt İdaresi

EPK : Enerji Piyasası Kurumu

EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

EPİAŞ : Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.

ETKB : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

EÜAŞ : Elektrik Üretim A.Ş.

GAMS : General Algebraic Modeling System

GES : Güneş Enerjisi Santrali

GİP : Gün İçi Piyasası

GÖP : Gün Öncesi Piyasası

HES : Hidroelektrik Santrali

NGS : Nükleer Güç Santrali

OPEC : Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü

PFK : Primer Frekans Kontrolü

PHES : Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali

PK : Piyasa Katılımcısı

PTF : Piyasa Takas Fiyatı

SFK : Sekonder Frekans Kontrolü

SMF : Sistem Marjinal Fiyatı

TEAŞ : Türkiye Elektrik Üretim-İletim A.Ş.

TEDAŞ : Türkiye Elektrik Dağıtımı A.S.

TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

TEK : Türkiye Elektrik Kurumu

TSKB : Türk Sınai Kalkınma Bankası

YAL : Yük Alma Talimatı

YAT : Yük Atma Talimatı

YGES : Yüzer Güneş Enerjisi Santrali

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1 2023 yılı Türkiye elektrik enerjisi üretiminin birincil kaynaklara göre dağılımı (MW) 2
Şekil 1.2 2013 ve 2023 yılları için birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye kurulu gücü (MW) 4
Şekil 1.3 Piolenc YGES (17MW) , Fransa 9
Şekil 1.4 PHES'in basit modellenmesi 10
Şekil 1.5 Kinzua PHES, Amerika Birleşik Devletleri 11
Şekil 1.6 PHES'lerin çalışma prensiplerinin anlatımı 13
Şekil 1.7 Saatlik bir arıza veya devre dışı durumundan sonra devreye alınma (saat) 15
Şekil 1.8 Dünya'da PHES'i en fazla kullanan ülkelerin grafiği 18
Şekil 1.9 Okinawa PHES'in kuşbakışı görünümü 19
Şekil 1.10 Dünya'da PHES potansiyeli en yüksek olan ülkeler 20
Şekil 1.11 Enerji sektöründeki kurumların şeması 23
Şekil 1.12 Elektrik piyasaları temel yapısı 24
Şekil 1.13 Arbitraj örneği 29
Şekil 2.1 Önerilen tesisin temel yapısal benzetimi 35
Şekil 2.2 Önerilen tesisin yapay zeka modeli 35
Şekil 3.1 Aylara göre ortalama saatlik piyasa takas fiyatları 44
Şekil 3.2 Aylara göre ortalama saatlik sistem marjinal fiyatları 45
Şekil 3.3 Nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı 46
Şekil 3.4 Gün öncesi piyasasına satılacak güç miktarı 46
Şekil 3.5 Nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı 47
Şekil 3.6 Gün öncesi piyasasına satılacak güç miktarı 48
Şekil 3.7 Aylara göre ortalama YGES'in üretim değerleri 49
Şekil 3.8 GÖP talimatı ve nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı 52
Şekil 3.9 Alt ve üst rezervuar su miktarları 53
Şekil 3.10 Güç dağılımı 53
Şekil 3.11 Alt ve üst rezervuar su miktarları 54
Şekil 3.12 Güç dağılımı 55

Şekil 3.13 Alt ve üst rezervuar su miktarları 56
Şekil 3.14 Güç dağılımı 56
Şekil 3.15 Alt ve üst rezervuar su miktarları 57
Şekil 3.16 Güç dağılımı 57
Şekil 3.17 GÖP talimatı ve nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı 59
Şekil 3.18 Alt ve üst rezervuar su miktarları 60
Şekil 3.19 Güç dağılımı 60
Şekil 3.20 Alt ve üst rezervuar su miktarları 61
Şekil 3.21 Güç dağılımı 61
Şekil 3.22 Alt ve üst rezervuar su miktarları 62
Şekil 3.23 Güç dağılımı 62
Şekil 3.24 Alt ve üst rezervuar su miktarları 63
Şekil 3.25 Güç dağılımı 64
Şekil 3.26 GÖP talimatı ve nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı 65
Şekil 3.27 Alt ve üst rezervuar su miktarları 65
Şekil 3.28 Güç dağılımı 66
Şekil 3.29 Alt ve üst rezervuar su miktarları 67
Şekil 3.30 Güç dağılımı 67
Şekil 3.31 Alt ve üst rezervuar su miktarları 68
Şekil 3.32 Güç dağılımı 68
Şekil 3.33 Alt ve üst rezervuar su miktarları 69
Şekil 3.34 Satılan güç miktarları 70

TABLO LİSTESİ

Tablo 3.1 Farklı aylardaki PTF'lere göre elde edilen kazançlar 47

Tablo 3.2 Nükleer ve depolama ünitesi beraber çalışması durumu için dört farklı ay için kazançlar 50

Tablo 3.3 Su tabanlı enerji depolama ünitesi ait parametreler 51

Tablo 3.4 Nükleer ve depolama ünitesinin beraber çalıştığı anlarda arıza durumlarında farklı aylarda elde edilen kazançlar 58

Tablo 3.5 Dört farklı ay için kısıtlı durumlardaki kazançlar(500 MW) 64

Tablo 3.6 Dört farklı ay için kısıtlı durumlardaki kazançlar(500 MW) 70

Tablo 4.1 Durumlar için karşılaştırmalı kazançlar 71

ÖZET

Olası Kesintileri Göz Önünde Bulunduran Pompaj Depolamalı HES ve Yüzer GES ile Entegre Nükleer Güç Santralinin Optimum Teklif Stratejisi

Fatih UĞUZ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Tesisleri Programı
Yüksek Lisans Tezi

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU

İklim değişikliğinin etkisini çok daha fazla görmeye başladığımız şu günlerde, yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim hızla artmakta olup özellikle rüzgâr ile güneş enerjisinin enerji üretimindeki payı giderek artmaktadır. Ancak yenilenebilir kaynakların kesintili yapısı nedeniyle geleneksel enerji santrallerinin rolü de önemini korumaktadır. Bu bağlamda, Nükleer Güç Santrali (NGS) baz kaynaklardan biri olarak dikkat çekmektedir. Bu çalışmada, bir Nükleer Güç Santrali (NGS) ile entegre Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali (PHES) ve Yüzer Güneş Enerjisi Santrali (Yüzer GES) sisteminin birlikte çalışması ele alınmıştır. NGS'den üretilen fazla enerji, PHES sisteminde pompaj amacıyla kullanılarak suyun alt rezervuardan üst rezervuara pompalanması, bu enerjinin depolanarak talebin yüksek olduğu yük anlarında şebekeye destek vermek için kullanılması modellenmiştir. Modelde; arazi tipi GES'lere göre daha verimli olduğu bilinen Yüzer GES'ler, PHES sisteminin alt ve üst rezervuarlarında yer alarak yenilenebilir enerji ile tesis üretimini artırırken, aynı zamanda suyun buharlaşmasını azaltarak su tasarrufu ile çevreci bir çözüm sunmuştur. Bu hibrit sistem, Türkiye'deki enerji piyasasında kullanılan gerçek elektrik fiyatları temel alınarak, Türkiye Enerji Piyasası İşletmecisi (EPİAŞ) tarafından alınan verilerle

Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ve Dengeleme Güç Piyasası (DGP) çerçevesinde değerlendirilmiş ve entegre edilen sistemin farklı mevsimsel etkiler altında etkinliği çeşitli vaka analizleriyle incelenmiştir. Ayrıca, NGS'nin 8 saatlik kesinti olasılığı dikkate alınarak sürdürülebilirlik analizleri ile planlı kesintiler olsa dahi PHES entegrasyonu sayesinde sistem güvenli kılınabilmektedir.

Sonuç olarak, bu hibrit yapının hem yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye entegrasyonunu kolaylaştırdığı hem de sistem güvenilirliğini artırarak, enerji arz güvenliği sağladığı ve karbonsuzlaşma hedeflerine katkı sağladığı gösterilmektedir. Bu optimizasyon yaklaşımı ile işletme kârını maksimize eden sürdürülebilir bir enerji çözümü sunulmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Nükleer Güç Santrali, Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali, Yüzer Güneş Enerjisi Santrali, Enerji Piyasası, Optimizasyon

ABSTRACT

Optimal Bidding Strategy of Integrated Nuclear Power Plant with Pumped Storage HEP and Floating SPP Considering Possible Outages

Fatih UĞUZ

Department of Electrical Engineering Master of Science Thesis

Supervisor: Asst. Prof. Dr. Ali DURUSU

As the effects of climate change become increasingly evident, the transition to renewable energy sources has been accelerating, with wind and solar energy playing a growing role in electricity generation. However, due to the intermittent nature of renewable sources, conventional power plants continue to maintain their importance in ensuring grid stability. In this context, Nuclear Power Plants (NPPs) stand out as a crucial baseload energy source. This study examines the integrated operation of a Nuclear Power Plant (NPP) with a Pumped Hydro Energy Storage (PHES) system and a Floating Solar Power Plant (Floating PV). The model considers the excess energy generated by the NPP to be used for pumping water from the lower reservoir to the upper reservoir in the PHES system, enabling energy storage and supporting the grid during peak demand periods.

In this model, Floating PVs, known to be more efficient than land-based PVs, are installed on both the upper and lower reservoirs of the PHES system. This integration not only increases renewable energy generation within the facility but also minimizes water evaporation, offering an environmentally friendly solution through water conservation. The effectiveness of this hybrid energy system has been evaluated based on real electricity prices from the Turkish energy market. Data from the Turkish Energy Market Operator (EPİAŞ) have been utilized to assess the system's performance within the Day-Ahead Market (DAM) and the Balancing

Power Market (BM). Various seasonal case studies have been conducted to analyze the operational efficiency of the integrated system under different conditions. Additionally, sustainability analyses have been performed by considering the possibility of an eight-hour planned outage of the NPP, demonstrating that the PHES integration ensures system reliability even during scheduled shutdowns.

In conclusion, the proposed hybrid system facilitates the integration of renewable energy sources into the grid while enhancing system reliability, ensuring energy supply security, and contributing to decarbonization goals. Through this optimization-based approach, a sustainable energy solution is provided that maximizes operational profitability.

Keywords: Nuclear Power Plant, Pumped Hydro Energy Storage, Floating Solar Power Plant, Energy Market, Optimization

1
GİRİŞ

1.1 Enerji

İnsanlık, ilkel çağlardan günümüze kadar hayatta kalmak ve yaşam kalitesini artırmak için enerjiyi çeşitli şekillerde kullanmıştır. Modern çağda, enerji uluslararası ilişkilerde stratejik bir faktör haline gelmiş, ülkeler ve şirketler bu kaynaktan maksimum fayda sağlamak için çaba göstermiştir.

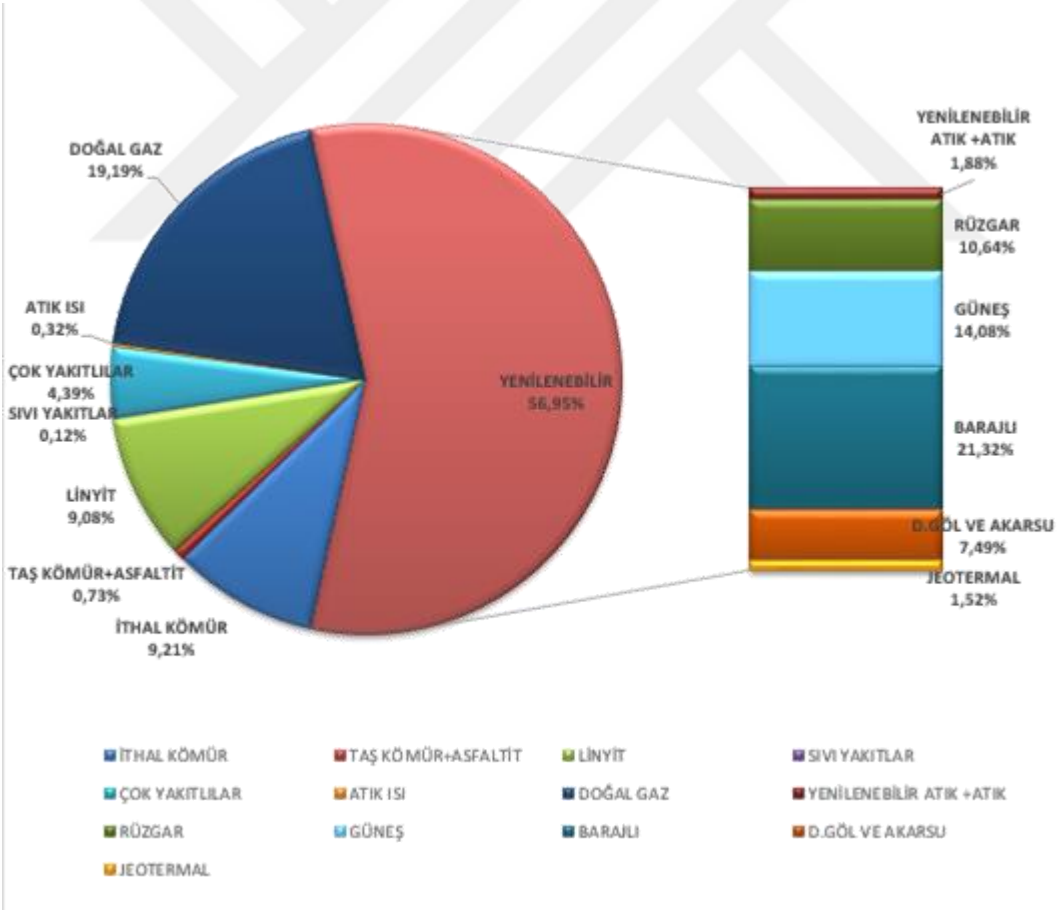
Enerji, basitçe "iş yapabilme kapasitesi" olarak tanımlanabilir ve hareketle birlikte ısıyı içermesi gerekir. Çeşitli formlara dönüşebilen enerji, ekonomistlere göre de üretim ve tüketim sürecinde önemli bir yakıttır. Günümüzde enerji verimliliği, ekonomik sürdürülebilirlik ve çevresel uyumluluk açısından büyük bir öneme sahiptir. Enerji, toplumsal gelişim seviyesinin bir göstergesi olarak kabul edilir ve taşıma, sanayi, tarım gibi farklı sektörlerde kullanılarak insanların günlük yaşamını doğrudan etkiler.

1.1.1 Enerji Kaynakları

Enerji kaynakları, çeşitli tekniklerle enerji üretimini sağlayan doğal kaynaklardır. Bu kaynaklar, yenilenebilir ve yenilenemeyen olmak üzere iki ana gruba ayrılır. Fosil yakıtlar (kömür, petrol, doğal gaz) ve nükleer enerji yenilenemeyen kaynaklar arasında yer alırken; güneş, rüzgâr, jeotermal ve biyokütle gibi kaynaklar yenilenebilir enerji kategorisine girer.

Yenilenebilir enerjiye yönelimin artmasıyla, özellikle fosil yakıtların çevresel zararları ve sınırlı rezervleri göz önüne alındığında, yenilenebilir kaynaklara yapılan yatırımlar da hız kazanmıştır. Bu trend, küresel enerji tüketiminde bir dönüşüm yaratarak daha temiz ve sürdürülebilir bir geleceğe yönelik adımları teşvik etmektedir.

Günümüzde enerji ihtiyacını karşılayan en önemli kaynaklar yenilenemeyen enerji kaynakları (fosil ve nükleer yakıtlar) ile hidrolik enerji sistemleridir. Fosil yakıtlar, enerji talebini karşılamada nükleer ve hidrolik enerjiden çok daha fazla oranda kullanılmaktadır. Ancak fosil yakıtların yoğun kullanımıyla ilişkili iki temel sorun vardır: İlki, yakın gelecekte tükenme olasılığı; ikincisi ise belirli bölgelerde sanayinin yoğunlaşmasıyla fosil yakıtların fazla tüketilmesi sonucu çevre kirliliğinin artmasıdır. Bu dezavantajların yanı sıra, enerji tüketimi sürekli artmakta ve gelecekte bu artışın daha büyük bir ivme kazanması beklenmektedir. Bu gelişmeler, alternatif enerji kaynaklarının kullanımını kaçınılmaz hale getirmiştir. Günümüzde, alternatif enerji kaynakları dünya genelinde yaygın olarak kullanılmakta ve bazı ülkelerde önemli kullanım alanları bulmaktadır [1].



Şekil 1.1 2023 yılı Türkiye elektrik enerjisi üretiminin birincil kaynaklara göre dağılımı (MW)

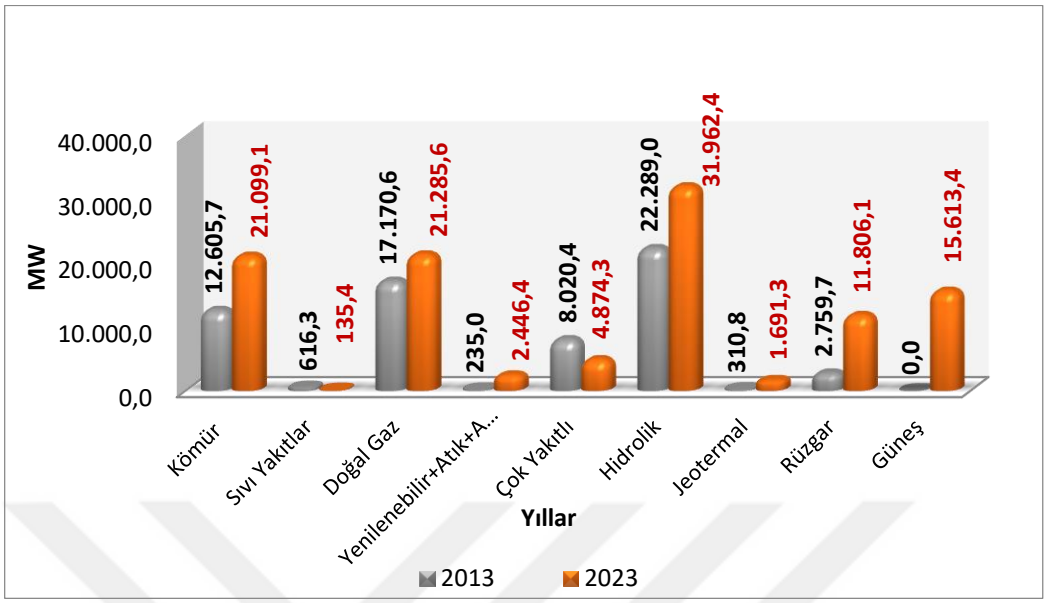
Enerji arzı, sosyal, ekonomik, kültürel ve stratejik açılardan büyük bir öneme sahiptir ve günümüzün ileri teknolojiye sahip ülkeleri, enerji üretimini artırmak için tüm olanaklardan yararlanmaya yönelik büyük çaba göstermektedir. Enerji kaynakları, işlenip işlenmemesine bağlı olarak birincil ve ikincil enerji kaynakları olmak üzere iki ana kategoriye ayrılmaktadır [1].

1.1.1.1 Birincil Enerji Kaynakları

Birincil enerji kaynakları, doğrudan kullanılan enerji kaynaklarıdır ve tüm enerji formlarının temeli bu kaynaklardan gelir. Jeotermal enerji, doğal gaz, ham petrol, hidrolik enerji, kömür, odun, bitki ve hayvan artıkları, birincil enerji kaynakları arasında yer alır [1].

Üretebildiğimiz ve kullanabildiğimiz enerji formları ise mekanik enerji, elektrik enerjisi ve ısıl enerji olarak gruplandırılabilir. Bu enerji türlerinin üretiminde doğal gaz, petrol, kömür, nükleer bölünme, rüzgar, biyokütle, güneş, odun, su ve yer altı sıcak su kaynakları gibi birincil enerji kaynakları tercih edilmektedir.

Devletler ve hükümetler, kalkınmayı sağlamak ve refahı sürdürebilmek adına, birincil enerji kaynaklarının seçimini yaparken ülkenin mali imkanlarını göz önünde bulundurur. Ayrıca, bu seçim uluslararası ve bölgesel düzeyde mali, siyasi ve stratejik birçok parametreye bağlı olarak yapılmaktadır [2].



Şekil 1.2 2013 ve 2023 yılları için birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye kurulu gücü (MW)

Şekil 1.1 ve Şekil 1.2'de gösterilen elektrik üretiminin arz dağılımları yenilenebilir enerjide yoğunlaştığı, yenilenebilir enerji içerisinde de HES'lerin büyük bir alan kapladığı görülmektedir [3].

- **Birincil Yenilenemeyen Enerji Kaynakları**: Petrol, nükleer enerji, doğal gaz ve kömür.
- **Birincil Yenilenebilir Enerji Kaynakları**: Jeotermal enerji, su, rüzgâr, güneş ve biyokütle enerjisi.
- **Birincil Türetilmiş Enerji Kaynakları**: Birincil enerji kaynaklarından elde edilerek tüketime hazır hale getirilen enerji türleri, örneğin elektrik ve ısı enerjisi gibi.

Bu kaynaklar, enerji türleri açısından üç ana grupta incelenmektedir.

1.1.1.2 İkincil Enerji Kaynakları

İkincil enerji kaynakları, doğrudan kullanılan birincil enerji kaynaklarından üretilen enerji türleridir. Başka bir ifadeyle, birincil enerjinin veya enerjilerin dönüştürülmesiyle elde edilen enerji formuna ikincil enerji adı verilir. Farklı teknolojilerin gelişimiyle birlikte, elektrik ve ısı enerjisi gibi ikincil enerji türleri ile mekanik enerji (fosil yakıtlarla çalışan motorlar aracılığıyla) elde edilebilmektedir. Elektrik enerjisi, özellikle sanayide temel bir enerji kaynağı olarak öne çıkmakta ve enerji maliyetlerinin en iyi göstergelerinden biri olarak kabul edilmektedir.

1970'lerde dünya genelinde elektrik formunda kullanılan enerjinin toplam enerji tüketimindeki payı beşte bir iken, 1990'larda bu oran üçte bire yükselmiştir ve 2030'da bu oranın yarı yarıya ulaşacağı tahmin edilmektedir. Teknolojik gelişmelerin etkisiyle elektrik, enerji kavramının neredeyse eş anlamlısı haline gelmiş ve ikincil enerji kaynakları arasında vazgeçilmez bir yere sahip olmuştur. Elektriğin ikincil enerji olarak önem kazanmasının bir diğer nedeni de, neredeyse her ülkede elektrik tüketiminin birincil enerji üretiminden daha hızlı artmasıdır [1].

Birincil enerji kaynakları, maliyet ve üretim süreçleri açısından genellikle daha avantajlı görünse de, sınırlı rezervlere sahip olmaları nedeniyle diğer enerji kaynaklarının kullanımı dünya genelinde giderek artmaktadır [4].

1.2 Nükleer Güç Santralleri

1.2.1 Nükleer Enerji

Nükleer enerjinin başlangıcı, 1789 yılında Uranyum'un keşfi ile olmuştur. 1934 yılında ise atomun parçalanabilmesiyle, nükleer enerji bilim insanları, politikacılar ve yatırımcıların ilgi odağı haline gelmiştir. İlk aşamalarda savunma ve askeri amaçlı kullanılan nükleer teknoloji, zamanla ticari kullanıma doğru evrilmiştir. Birçok ülke, nükleer enerjiyi kullanabilmek için çalışmalar yapmış ve bu çalışmalar sonucunda atomların bölünmesiyle ortaya çıkan ısı enerjisinden elektrik enerjisine dönüştüren sistemler geliştirilmiştir. Bu sistemler, nükleer enerjiyi kontrollü, güvenli ve sürdürülebilir bir şekilde elde etmeye yönelik tasarımları kapsamaktadır [5].

1960’lar, nükleer enerjinin teknik açıdan güvenilir ve ekonomik olarak tüketilebilir bir enerji kaynağı haline geldiği yıllardır. O dönemlerde, nükleer enerji üretiminin kömür santrallerine göre daha düşük maliyetli olacağı düşünülse de, zamanla ortaya çıkan enflasyon ve nükleer enerji riskleri nedeniyle bu beklenti değişmiştir [1].

1970’lerin başında, petrol krizi nükleer santrallerin yaygınlaşmasına ivme kazandırdı. Petrol ve fosil yakıt rezervleri bakımından zengin olmayan ülkeler, enerji güvenliklerini sağlamak ve bu kaynaklara olan bağımlılıklarını azaltmak amacıyla nükleer santrallere yöneldi. Bu dönemde dünya genelinde hızla yaygınlaşan nükleer santral kurulumu, 1979’daki Three Mile Island (TMI) kazası ve 1986’daki Çernobil felaketiyle yavaşlamasına rağmen devam etti. Bu kazaların yankıları, ülkemize kadar uzanarak Karadeniz kıyılarımıza kadar ulaşmıştır. Bu gibi kazalar, “nükleer güvenlik kültürü” kavramının önem kazanmasına neden oldu. Dünya genelinde, nükleer santrallerin daha güvenli inşa edilmesi ve işletilmesi için idari ve teknik gelişmelere odaklanıldı. Bu kapsamda, nükleer alanda denetim ve düzenleme görevini üstlenecek yeni kurumlar oluşturulup çalışmaların kontrol ve denetimi sağlandı. Ayrıca, güvenliği artırmak amacıyla yeni teknikler, teknoloji, standartlar ve kalite sistemleri geliştirildi [5].

Nükleer santraller, kendi özellikleri nedeniyle pek çok ülke tarafından tercih edilen bir enerji üretim yöntemi olmuştur. Güvenilir, ucuz, sürdürülebilir ve erişilebilir enerji kaynaklarına olan ihtiyaç, nükleer enerjiyi öne çıkarmaktadır. Bu santraller, iklimsel değişimlerden etkilenmez ve haftanın her günü, günün her saati kesintisiz olarak elektrik üretebilirler. Nükleer yakıt maliyetinin düşük olması nedeniyle elektrik üretiminde birim fiyat avantajı sağlarlar. Üstelik nükleer santraller sera gazı salınımı yapmazlar, bu da küresel ısınma ve iklim değişikliği üzerindeki etkilerini asgariye indirir. Nükleer santrallerin kurulum için gereken alan, diğer santrallerden çok daha küçüktür, bu da yerleşim, tarım ve doğal hayata olan etkilerini azaltır [6].

Güvenlik sistemleri açısından da nükleer santraller sürekli olarak gelişim göstermiştir. Araştırmalara göre, nükleer santrallerden yayılan radyasyon, doğal radyasyonun sadece %1’i kadar bir etkiye sahiptir. Bu nedenle, çevrelerinde yapılan tarım, balıkçılık ve turizm faaliyetleri etkilenmeden devam edebilir. Dünyanın büyük şehirlerinden Paris, Londra ve New York gibi yerlerin yakınında bulunan nükleer santraller, onlarca yıldır güvenle faaliyet göstermektedir.

Bu durum, alınan önlemlerle nükleer enerjinin olumsuz etkilerinin minimize edilebileceğini ortaya koymaktadır. Nükleer santraller, neredeyse 70 yıllık bir süreçte elde edilen deneyim, gelişen teknoloji ve iyi örneklerle günümüzde üçüncü nesil santraller olarak anılmaktadır. Modern nükleer santraller, insan müdahalesi olmadan 72 saat boyunca soğutma sağlayabilen pasif güvenlik sistemleri, uçak çarpmalarına karşı koruma, dijital kontrol odaları, modüler ekipman ve sistem tasarımları gibi güvenlik özelliklerine sahiptir. Bu gelişmeler, nükleer santrallerin daha güvenli bir tasarıma sahip olmasını sağlamaktadır [5].

1.2.1.1 Dünya'da Nükleer Santraller

Artan enerji talebi, ülkeleri alternatif enerji kaynaklarına yöneltmiştir. Nükleer enerjinin tüm risklere rağmen önemi artarken, dünya genelinde 31 ülkede aktif olarak çalışan 437 nükleer reaktör bulunmaktadır ve 14 ülkede 68 reaktörün inşası devam etmektedir. Nükleer santrallerin küresel dağılımı, enerji haritalarında enerji kaynaklarının coğrafi konumunu ve hangi ülkelerde bulunduğunu göstermektedir. Başta ABD, Rusya ve Çin olmak üzere birçok büyük ülke nükleer enerji üretiminde önemli bir yere sahiptir [1].

1.2.1.2 Türkiye'de Nükleer Santraller

Türkiye'de yapım aşamasında olan bir, proje aşamasında ise iki adet nükleer santral projesi bulunmaktadır. Ayrıca üçüncü santral için fizibilite çalışmaları sürdürülmektedir.

Gerçekleşmesi planlanan ilk nükleer santral, Mersin'in Gülnar ilçesinde kurulacak olan ve 4800 MW kapasiteye sahip Akkuyu Nükleer Güç Santrali'dir. Bu santralin ardından Sinop'ta kurulacak 4400 MW kapasiteli Sinop Nükleer Santrali devreye girecektir.

- **Akkuyu Nükleer Güç Santrali**

Akkuyu Nükleer Santrali, her biri 1200 MW güce sahip dört reaktörden oluşacaktır. Santralin ilk reaktörünün 2019 yılında işletmeye alınması ve sonrasında her yıl bir reaktörün devreye girmesi planlanmıştır. Santralin 2022 yılında tam kapasiteye

ulaşarak üretime başlaması öngörülmekteydi. Son planlamaya göre 2025 yılı içerisinde bir ünitesinin devreye girmesi bekleniyor. Türkiye'nin elektrik tüketimi her yıl ortalama %5 oranında artmaktadır. Akkuyu Nükleer Santrali tam kapasiteyle çalıştığında, Türkiye'nin toplam elektrik ihtiyacının %9,2'sini karşılayabileceği öngörülmektedir [7].

- **Sinop Nükleer Güç Santrali**

Sinop Nükleer Santrali için anlaşmalar 2013 yılında yapılmıştır. Sinop'un İnceburun Yarımadası'nda kurulması planlanan santralin maliyetinin yaklaşık 20 milyar dolar olacağı tahmin edilmektedir. Toplamda 4480 MW kurulu güce sahip olacak bu santral, her biri 1120 MW gücünde dört reaktör ünitesinden oluşacaktır [4].

- **İğneada Nükleer Güç Santrali**

Anlaşmaları 2015 yılında tamamlanan İğneada Nükleer Güç Santrali'nin toplamda 4400 MW kurulu güce sahip olması planlanmaktadır. Bu santral, Türkiye'nin üçüncü nükleer santrali olacaktır.

Literatürde incelenen kaynaklarda yurt dışında bulunan nükleer güç santrallerinde kullanılan pompaj depolamalı hidroelektrik santraller kullanılmıştır. Bu PHES'lerin NGS'lerde kullanımı santralin arıza yaptığı durumlarda devreye girerek arz güvenli oluşturmasını sağlamaktadır [8]. Bu anlamda nükleer santraller PHES'ler ile beraber entegre işletimlerinde santralin arz fazlasını depolayacağı ve daha sonranda depolamayı kullanabileceği halleri mevcuttur. Ancak böyle çalışabilen nükleer santraller, maksimum kazanç optimizasyonu modeline göre sınıflandırılmamıştır.

1.3 Yüzer Güneş Enerjisi Santralleri

Yüzer Güneş Enerjisi Santralleri (Yüzer GES), literatürde yaygın olarak "floatovoltaics" ya da Floating Photovoltaic (FPV) sistemler olarak

adlandırılmaktadır. Bu sistemler, tipik olarak baraj, göl veya rezervuar gibi durağan su kütleleri üzerine yerleştirilmiş yüzer platformlara monte edilen fotovoltaik panellerden oluşmaktadır. Kara tipi güneş enerjisi santrallerine göre daha az alan kaplaması, su yüzeyinin serinliği sayesinde panel sıcaklığının düşük kalması ve bu sayede elektrik üretim verimliliğinin artması gibi avantajlara sahiptirler.

Küresel ölçekte YGES sistemleri hızla yaygınlaşmaktadır. 2020 yılı itibarıyla dünya genelinde kurulu YGES kapasitesi yaklaşık 3 GW düzeyine ulaşmış olup, 2025 yılına kadar bu kapasitenin 10 GW seviyesine çıkacağı öngörülmektedir. Bu artış, sınırlı arazi kaynaklarına sahip ülkelerde, güneş enerjisinin su yüzeylerinde entegre edilerek yaygınlaştırılabileceğini göstermektedir. Şekil 1.3'te yer alan Piolenc YGES örnek olarak gösterilmiştir [9].



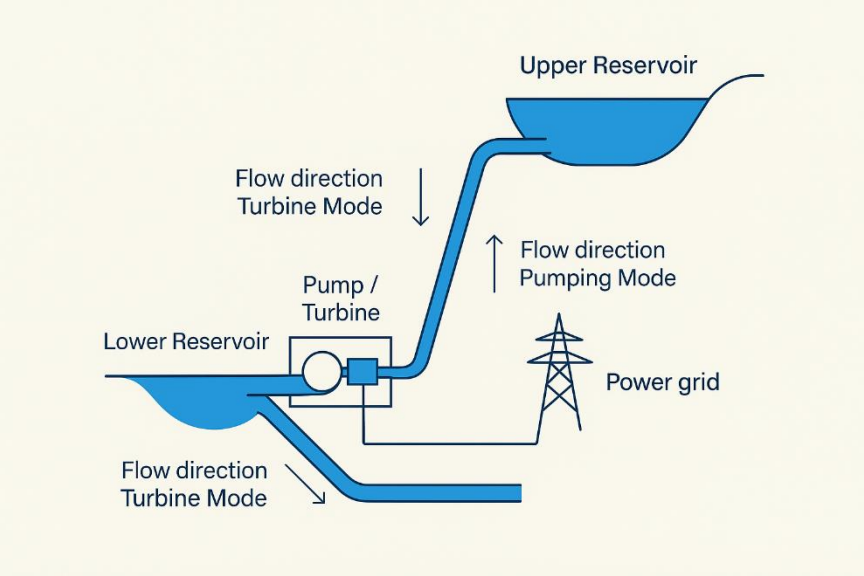
Şekil 1.3 Piolenc YGES (17MW) , Fransa

Türkiye'de ise yüzer GES teknolojisi henüz erken aşamalarda olup, birkaç prototip ve pilot uygulama ile sınırlı kalmaktadır. Özellikle tarımsal sulama göletleri, baraj rezervuarları ve atık su arıtma havuzları gibi potansiyel alanlarda kullanım olanakları araştırılmakta; ancak yaygın bir uygulama düzeyine henüz ulaşılmamıştır. Buna karşın, artan su stresi, yenilenebilir enerji politikaları ve arazi kullanımındaki kısıtlar, Türkiye'de yüzer GES'lerin yaygınlaştırılması için önemli bir fırsat alanı oluşturmaktadır.

1.4 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralleri

Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan hidrolik enerji, akan suyun gücünü elektriğe dönüştürmeyi sağlar. Suyun akış hızı, yani debisi ve düşüşü, suyun gücünü belirler. Hidroelektrik enerji, yüksek kullanım alanına sahip bir enerji türüdür ve yenilenebilir bir sistem olduğu için çevresel açıdan oldukça değerlidir. Hidroelektrik enerji santrallerinde hammadde tüketimi olmadığı için fosil yakıtlı termik santrallere kıyasla işletme maliyetleri düşüktür. Ayrıca karbon salınımı yapmadığından, iklim değişikliğiyle mücadelede oldukça faydalıdır. Enerji üretimi açısından, hidroelektrik santraller temiz bir enerji kaynağıdır ve diğer santrallerin aksine sağlığa zararlı madde salımı yapmazlar [10].

Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral, elektrik enerjisinin talebin düşük ve birim fiyatın ucuz olduğu zamanlarda yüksekteki rezervuara pompalanarak depolandığı, talebin yüksek ve enerjinin pahalı olduğu dönemlerde ise enerji üreterek alt rezervuara aktarıldığı bir sistemdir [11].



Şekil 1.4 PHES'in basit modellenmesi

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller (PHES), günümüzde dünya genelinde yaklaşık 200 GW kurulu güce sahiptir. Çin, Japonya ve Amerika gibi ülkelerde yapılan büyük ölçekli yatırımlarla birlikte, 2030 yılına kadar 78 GW ek kurulu gücün daha devreye girmesi beklenmektedir [12]. Sadece Çin'de, 2030 yılı için 50 GW ek kurulu güç öngörülmektedir. Bu doğrultuda, dünya genelinde yenilenebilir enerjinin yaygınlaşmasıyla birlikte PHES'lerin sayısı artmaya devam etmektedir.

Türkiye’de ise PHES sistemleri için çeşitli bölgelerde çalışmalar yapılmasına rağmen, henüz kurulu bir santral bulunmamaktadır [13].

Bu kapsamda, 2008 yılında sunulan fizibilite raporuna göre, aralarında Gökçekaya PHES projesinin de bulunduğu 16 farklı bölge için çalışmalar gerçekleştirilmiştir ve toplamda yaklaşık 16 GW kurulu güç hedeflenmektedir. Eskişehir’deki Gökçekaya PHES'in inşaatına 2020 yılında başlanmış olup, 2021 yılı için 300 milyon TL ödenek ayrılmıştır. PHES santrallerinde alt rezervuar genellikle doğal veya yapay göllerden oluşmakla birlikte, alt rezervuarın deniz olduğu örnekler de mevcuttur [14]. Bu örneklerden biri, Japonya’daki 30 MW kurulu güce sahip Okinawa PHES’dir. Ancak, bu tür PHES’ler, tuzlu suyun çevreye verdiği zarar ve korozyon sorunları nedeniyle sık tercih edilmemektedir.



Şekil 1.5 Kinzua PHES, Amerika Birleşik Devletleri

Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin (PHES) kullanımı, endüstriyel gelişim ve bu gelişimin getirdiği büyük enerji talebiyle paralel olarak artış göstermiştir. İlk başlarda, nükleer enerji başta olmak üzere; doğal gaz, petrol ve kömür gibi enerji kaynaklarının arıza durumlarında şebeke talebini karşılamak üzere bu tesisler inşa edilmiştir [15]. Günümüzde, dünya genelinde birçok nükleer santralde arıza durumunda devreye girerek şebekeyi besleyen PHES sistemleri mevcuttur. Bu

sistemler, nükleer santralin bir ünitesinin gücüne göre tasarlanarak, o ünitenin gücünün kesilmesi durumunda enerjiyi belli bir süre aynı güçteki PHES'den karşılayacak şekilde çalışmaktadır.

1.4.1 PHES Tarihçesi

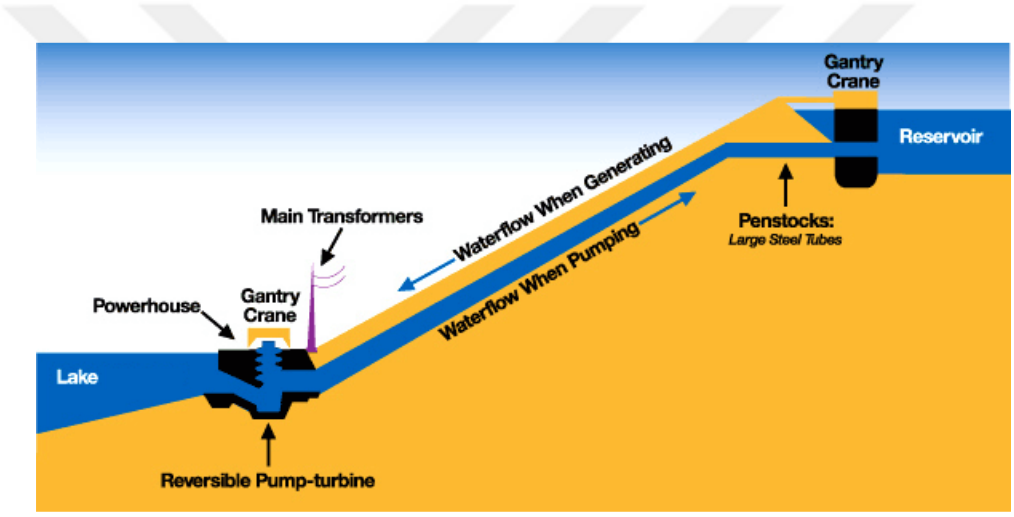
Dünya genelinde PHES çalışmaları ilk kez 1890 yılında İtalya ve İsviçre'de başlamış ve 1930'lu yılların başında Avrupa'da ticari amaçlı olarak hayata geçirilmiştir. Ancak, bu santrallerin asıl gelişimi İkinci Dünya Savaşı'ndan sonra gerçekleşmiştir. Son on yılda, özellikle Avrupa'da elektrik piyasasındaki rekabetin artmasıyla, talebin en yüksek olduğu saatlerde oluşan yüksek fiyatlar nedeniyle bu santraller "Para Makinesi" olarak anılmaya başlanmıştır [14].

Türkiye'de henüz tamamlanmış bir PHES bulunmamaktadır. 1998 yılında gerçekleştirilen 1. Enerji Şurası'nda, "Türkiye'de pik güç ihtiyacını karşılamak için 2006 yılından itibaren yapılacak fizibilite çalışmaları sonucunda belirlenecek yeterli kapasitede ve tüketim merkezlerine yakın bölgelere PHES kurulmasının elektrik enerjisinin yeterliliği ve güvenilirliği açısından büyük önem arz ettiği" belirtilmiştir. 2001 yılında Türkiye'nin elektrik piyasasının rekabetçi serbest piyasa modeline geçişi ve rüzgâr santralleri gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi, bu tür santrallerin önemini artırmıştır. Enerjinin üretilmesi kadar, depolanması ve verimliliğinin sağlanması da sürdürülebilir enerji politikaları için bir ön koşuldur [14].

Dünyanın birçok ülkesinde, barajlı hidroelektrik santraller talebin en yüksek olduğu saatlerde yükü karşılamak için kullanılmaktadır. Türkiye'de hidroelektrik santral projeleri, yük faktörlerine göre %35'in altındaki ve üzerindeki puant ve baz santraller olarak sınıflandırılmakta ve ihtiyaç durumuna göre çalıştırılmaktadır. Türkiye'de de puant talebin karşılanmasında bazı zorluklar yaşanmaktadır. Hidroelektrik santrallerin sürekli olarak aşırı yüklerde çalıştırılması, puant talebin karşılanmasında sorunlar yaratmaktadır. Artan enerji talebi ile birlikte bu sorun daha ciddi boyutlara ulaşmıştır. Bu nedenle, Türkiye'de puant yük talebinin karşılanması için PHES projeleri geliştirilmelidir [10].

1.4.2 PHES'lerin Çalışma Prensibi

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller (PHES), yüksek depolama kapasitesine ve verimliliğe sahip sistemlerdir. Alt ve üst olmak üzere iki depolama rezervuarı bulunmaktadır [10]. Enerji talebinin düşük olduğu saatlerde su, alt rezervuardan üst rezervuara pompalanır. Talebin en yüksek olduğu pik saatlerde ise, üst rezervuardaki suyun alt rezervuara geçmesi sağlanarak enerji üretilir. Pompaj depolamalı santraller, elektrik enerjisinin üretilmesinden çok, depolanması için önemli avantajlar sunmaktadır [14].



Şekil 1.6 PHES'lerin çalışma prensiplerinin anlatımı (Anonim, 2023g)

PHES santralleri, iki rezervuar arasında yer alan ve yukarıda da bahsedildiği gibi bir pompaj ve türbin sistemine sahiptir. Bu iki rezervuarın kot farkının olması önemlidir, bu nedenle PHES santralleri coğrafi koşullara bağlı olarak kurulmaktadır. Eğer alt rezervuar bölgesinde üst rezervuar için uygun bir yer bulunmazsa, PHES kurulumunun zorlaşması muhtemeldir. Genellikle, alt rezervuar olarak nehir, göl veya deniz gibi su kaynakları seçilmektedir. Ancak deniz suyu kullanımı bazı zorluklar yaratır. Deniz suyunun yüksek tuz oranı, sistemde kullanılan ekipmanların korozyona ve tuzluluğa dayanıklı olmasını gerektirir. Bu durum maliyetleri artırabilir. Ayrıca, deniz suyunun neden olduğu korozyon ve

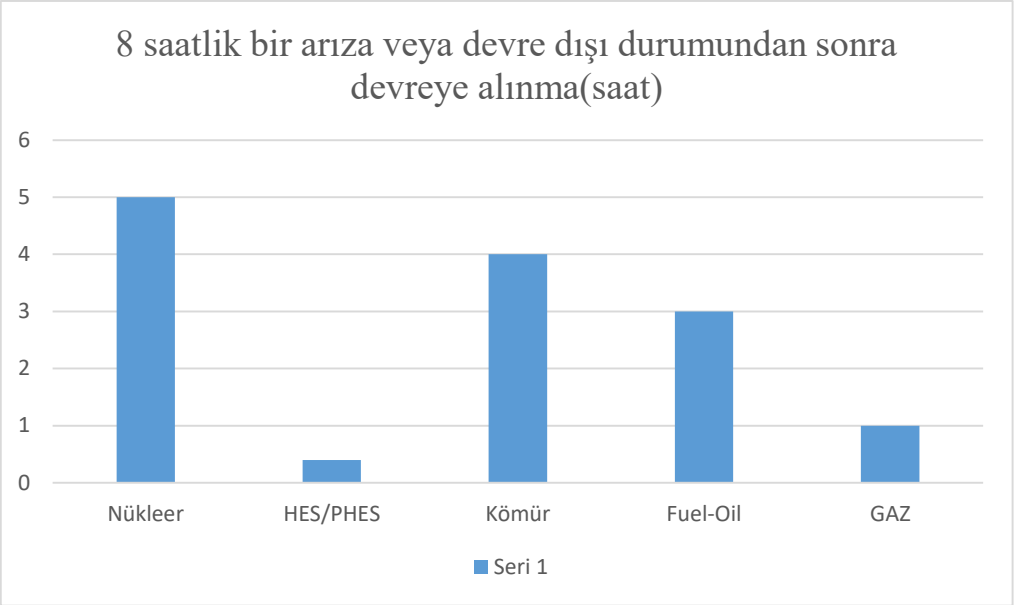
aşınma, verimliliği olumsuz etkileyebilir. Bazı projelerde, mevcut hidroelektrik santrallerin su toplama havzaları alt rezervuar olarak kullanılmaktadır.

PHES santrallerinde kritik bir rol oynayan pompalar, mekanik enerjiyi hidrolik enerjiye dönüştürerek suyu üst rezervuarda sabit bir şekilde tutmaya yarar. Pompalar, gerekli basıncı oluşturmak veya sisteme debi kazandırmak için kullanılır. Yüksek debi, düşük basınç gereken durumlarda paralel bağlantı tercih edilirken, yüksek basınç, düşük debi gereken durumlarda ise seri bağlantı yapılabilir [10].

PHES santrallerinin diğer önemli bir bileşeni türbinlerdir. Bu cihazlar, pompa aracılığıyla üst rezervuara taşınan suyun veya belirli bir yükseklikte durağan halde bekleyen suyun hidrolik enerjisini mekanik enerjiye çevirir. PHES sistemlerinde türbinler, hidroelektrik santrallerde olduğu gibi enerji üretiminde kullanılır.

PHES tesislerinin verimliliğini etkileyen en önemli faktörlerden biri, iki rezervuar arasındaki iletim hattının uzunluğunun az olmasıdır. Tercihen iletim hattı kısa tutulur ve nadiren 7'ye 1 oranından büyük olan düzenlemelere rastlanır. PHES santrallerinde su akışı genellikle yüzlerce metre debilik bir hızla ilerler ve akış miktarı birkaç m^3/s ile onlarca m^3/s arasında değişiklik gösterebilir [10].

Pompaj depolamalı santraller, özellikle termik ve nükleer santrallerle birlikte günlük rejime uygun olarak çalışır. Arıza durumlarında devreye giren bu santraller, şebekelerde frekans düşüşlerini engellemek için kullanılır. 8 saatlik arızaların ardından devreye girebilecek şekilde tasarlanmıştır.



Şekil 1.7 Saatlik bir arıza veya devre dışı durumundan sonra devreye alınma (saat)

Şekil 1.8'de görüldüğü gibi HES'lerin çok kısa sürelerde devreye girdiğini ve arıza durumlarında hızlı bütünleşmiş sistemlere avantajlar sunduğu ortadadır [10]. Çalışmamızda kullandığımız Nükleer santralinse 5 saat ile en geç sürede devreye giren santral olduğu görülmektedir. Bu durumlar neticesinde Nükleer sistemin arıza durumlarında PHES'in devreye girmesiyle sisteme bir can suyu etkisi yaratacağı açıktır.

1.4.3 PHES'lerin Avantaj Ve Dezantajları

1.4.3.1 PHES Avantajları

PHES tesislerinin puant yükleri kesme kabiliyeti dışında, enerji yükünü dengeleme ve yardımcı hizmetler sağlama gibi pek çok avantajı bulunmaktadır. Bu faydaları şu şekilde sıralayabiliriz:

- Yukarıdaki grafikte de gösterildiği üzere, hızlı bir yanıt verme kabiliyetine sahip olan PHES tesisleri, elektrik şebekesinin regülasyonunu sağlayabilir. Elektrik şebekesinin regüle edilebilmesi için, şebekeye birkaç dakika içerisinde enerji sağlayabilmek gereklidir. Eğer işletmeciler, sisteme kısa

sürede yanıt verebilen bir yapıya sahipse, bu sayede zaman bazlı enerji tevzi daha etkin yapılabilir. Hidroelektrik santraller, birkaç dakika içinde yük talebine yanıt verebildikleri için yüksek değerli enerji sağlar.

- Sanayi tesisleri ve işletmeler açısından gerilim ve frekansın stabil olması oldukça önemlidir. Gerilim ve frekans dalgalanmaları, üretilen ürünlerde bozulmalara veya deformasyonlara yol açabilir. PHES sistemleri, frekans ve gerilim dengesini sağlama konusunda etkin oldukları için, sanayi tesisleri ve büyük işletmeler tarafından tercih edilmektedir.
- Diğer sistemlerin aksine, çoğu zaman PHES tesisleri işletmeye alınmak için şebekeden beslenmeye ihtiyaç duymaz. Hidroelektrik santraller, doğrudan devreye girebilir ve bu özellikleri sayesinde şebekeye hızlı bir şekilde katılım sağlayabilir.
- Enerji sistemlerindeki pik yükler, düşük elektrik fiyatlarının olduğu zamanlarda suyun üst rezervuara basılması ve enerji talebinin yüksek olduğu saatlerde suyun serbest bırakılması yöntemiyle dengelenebilir. Bu şekilde, yüksek talep saatlerinde daha ekonomik enerji arzı sağlanmış olur [15].

1.4.3.2 PHES'lerin Dezavantajları

PHES sistemleri doğal sistemler olmadıkları için yapım aşamasında ve kurulum sonrasında bazı olumsuz yönleri mevcuttur. Bunlar aşağıda sıralanmıştır.

- İlk yatırım maliyeti ve uzun geri ödeme süresi,
- Kuruluş için gerekli jeolojik konum, erozyon koşulları, görsel önem, balıkçılık üzerindeki etkisi,
- Rezervuarlar arası ulaşım sorunları [14].

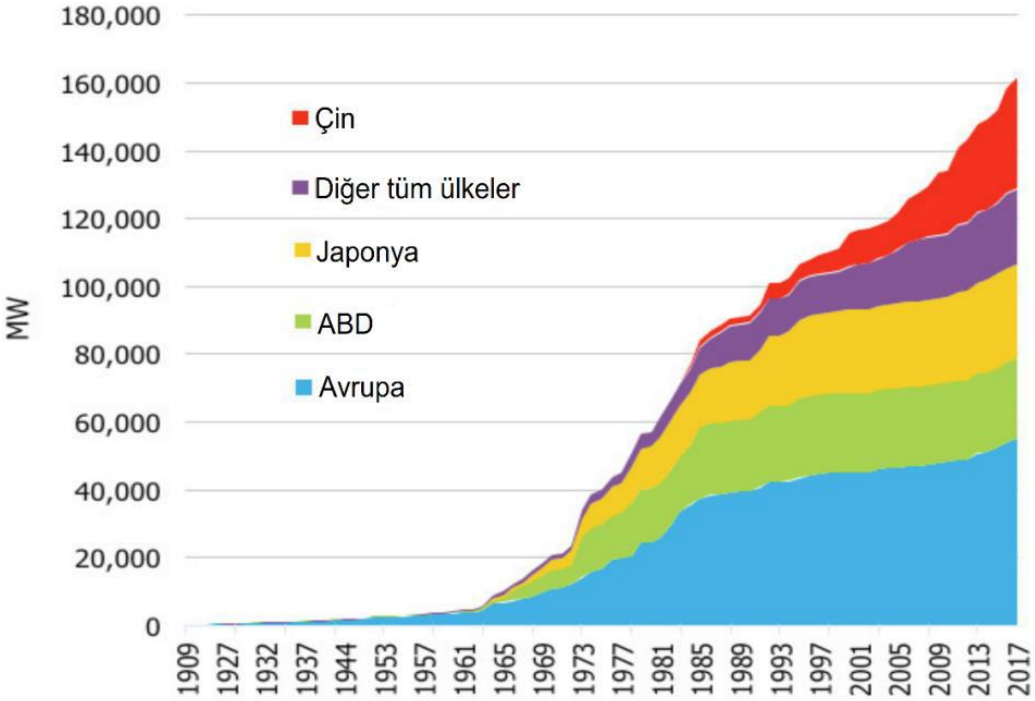
1.4.4 Dünya'daki PHES Çalışmaları

Dünya genelinde PHES (pompaj depolamalı hidroelektrik santraller) uygulamalarına baktığımızda, bu teknolojinin ilk olarak 20. yüzyılın sonlarında

gelişmeye başladığı görülmektedir. Ancak, ciddi ve planlı PHES projelerinin inşası esas olarak İkinci Dünya Savaşı'nın ardından yoğunlaşmıştır. Savaş sonrası, hızlı nüfus artışının da etkisiyle enerji ihtiyacı yükselmiş ve mühendisler bu ihtiyacı karşılamak üzere PHES projelerine hız vermiştir. Bu dönemde PHES'ler çeşitli görevler üstlenmeye başlamış ve giderek yaygınlaşmıştır.

1960'lara gelindiğinde, PHES üzerine yapılan çalışmalar hız kazanmış ve birçok yeni inşaat projesi devreye alınmıştır. 1960 ile 1980 arasında yaşanan petrol krizi enerji güvenliğine dair kaygıları artırmış ve bu durum, enerji piyasalarının dengelenmesi ve nükleer enerjiyi destekleme ihtiyacını doğurmuştur. Bu bağlamda, başta Avrupa, Amerika ve Japonya olmak üzere, çeşitli ülkeler PHES projelerini yaygınlaştırmaya başlamıştır. Aynı dönemde, su kaynakları bakımından zengin ancak nükleer santralleri olmayan Avusturya, enerji üretiminde verimliliği artırmak amacıyla PHES sistemleri kurmaya yönelmiştir. Ayrıca Norveç, mevsimsel enerji tüketim dalgalanmalarını dengelemek için benzer projeler geliştirmiştir. İlerleyen yıllarda, özellikle Çin'in PHES yatırımlarını büyük ölçüde artırdığı gözlemlenmiştir.

2017 yılına gelindiğinde, dünyada en fazla PHES kapasitesine sahip ülke Çin olmuştur. Küresel 161 GW PHES kurulu gücün 15 GW'lık kısmını Çin oluşturmaktadır. Aşağıdaki grafiklerde görüldüğü üzere, PHES santralleri 1970'lerden sonra önemli bir büyüme ivmesi kazanmıştır. 2000'li yıllarda ise bu santrallerin inşa edilmeye devam ettiği dikkat çekmektedir. Grafiklerde Çin ve Japonya'nın bu alandaki liderliği de açıkça görülmektedir [10].



Şekil 1.8 Dünya'da PHES'i en fazla kullanan ülkelerin grafiği

- **OKINAWA PHES (Japonya)**

Japonya'nın Okinawa adasının kuzeyinde yer alan Okinawa PHES, benzersiz tasarımıyla dikkat çekmektedir. Yukarıdan bakıldığında sekizgen biçimli bir üst rezervuara sahip olup, alt rezervuar olarak ise Pasifik Okyanusu kullanılmaktadır. Denizin dalgalarından korumak amacıyla, kuyruk suyu kanal çıkışı dört oluklu bir sistemle çevrilmiştir. Bu proje, dünyada deniz suyunu kullanan ilk yüksek düşülü PHES olarak öne çıkmaktadır. Türkiye'nin de üç tarafının denizlerle çevrili olması, bu santrali ülkemiz için incelenmeye değer kılmaktadır.

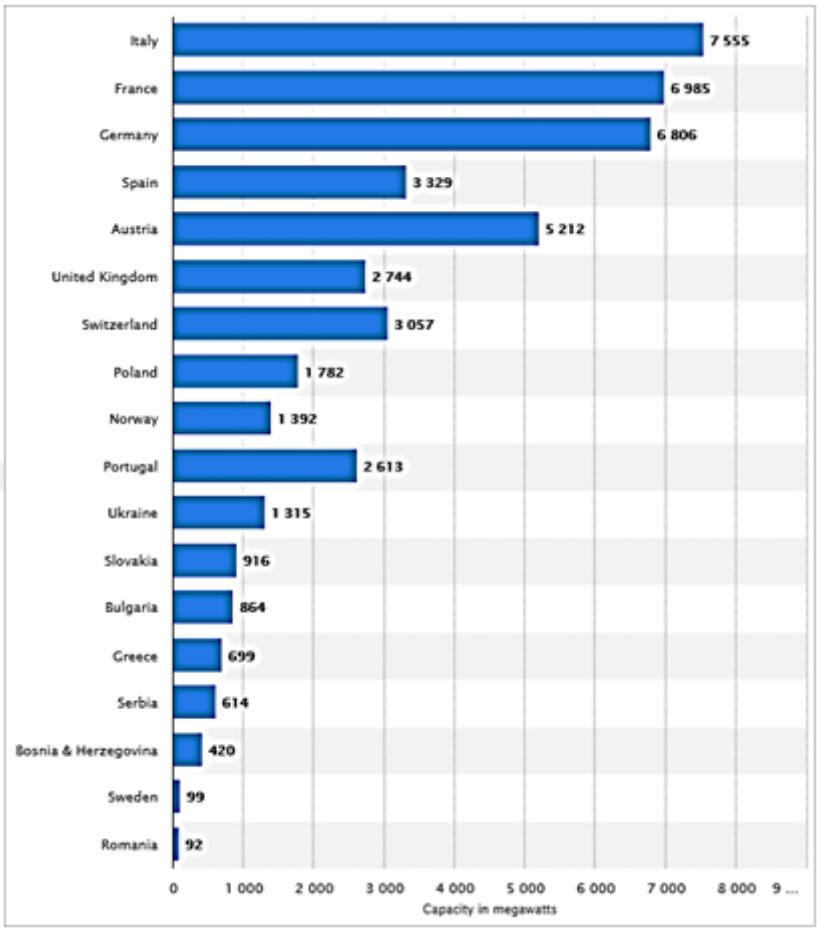
Japonya, nehirler üzerinde kurduğu çok sayıdaki büyük kapasiteli PHES'ler sayesinde yaklaşık 30.000 MW kurulu güce ulaşmıştır. Ancak son yıllarda, coğrafi ve jeolojik açıdan uygun alanların azalması ve çevresel değerlendirme kriterlerinin ön plana çıkması, deniz suyundan yararlanabilecek alternatif PHES sistemlerine yönelmelerine yol açmıştır. Japonya hükümeti, bu ihtiyacı göz önünde bulundurarak EPDC firmasına, deniz suyu kullanabilen bir PHES'in araştırılması ve fizibilite çalışmalarının yapılması talimatını vermiştir.

1981’de başlayan ilk etüt ve malzeme testleri 1991 yılına kadar sürmüş, 1991’de inşaat sürecine geçilmiştir. Okinawa PHES’in tamamlanmasının 1998 yılı olarak öngörülmesinin ardından, beş yıllık bir işletme tecrübesi süreci planlanmıştır. Mart 1999’da tamamlanan tesis, bu süreci takiben faaliyete geçmiştir.



Şekil 1.9 Okinawa PHES'in kuşbakışı görünümü

2017 verilerine göre, Avrupa'da halen faal durumda olan 50 GW’ı aşkın PHES kapasitesi bulunmaktadır. Bu rakam, dünya genelindeki toplam PHES kapasitesinin yaklaşık %30’una, Avrupa Birliği ülkelerinin toplam elektrik üretim kapasitesinin ise %12’sine tekabül etmektedir. Ayrıca, 15 Avrupa ülkesi ile birlikte Norveç ve İsviçre’de, toplamda 2291 GWh kapasiteye sahip, kullanıma uygun PHES sahaları bulunduğu bildirilmektedir. Çalışmalar, bu santrallerin dağlık bölgelere kurulumuna odaklanmıştır. Bu doğrultuda, daha verimli ve alternatif alanların keşfi için araştırmalar sürdürülmektedir [12].



Şekil 1.10 Dünya'da PHES potansiyeli en yüksek olan ülkeler

1.4.5 Türkiye'de PHES Çalışmaları

Türkiye'de henüz faaliyette olan pompaj depolamalı hidroelektrik santral (PHES) bulunmamaktadır. Şimdiye dek bu alanda kapsamlı bir çalışmaya girilmemiş olmasının başlıca nedeni, hidroelektrik santrallerin (HES) enerji ihtiyaçlarını yeterli düzeyde karşılayabilmesidir. HES'lerin hızlı bir şekilde devreye alınabilmesi ve gerektiğinde devreden çıkartılabilmesi, bugüne kadar PHES ihtiyacını azaltmıştır. Ancak sanayi sektörünün büyümesi ve enerji talebinin giderek artmasıyla birlikte, PHES'ler ülkemizde artık önemli ve verimli bir seçenek olarak öne çıkmaya başlamıştır.

Türkiye'de PHES santrallerine yönelik ilk girişim, 2005 yılında dönemin Mülga EİE Genel Müdürlüğü tarafından yapılmıştır. Ancak, hâlâ kurulmuş herhangi bir

PHES bulunmamaktadır. İHA verilerine göre, 2025 yılına kadar tamamlanması hedeflenen Eskişehir Gökçekaya PHES projesi duyurulmuştur. Sabit hızlı olarak planlanan bu santralin, üst ve alt rezervuarları arasında 389 metrelik bir yükseklik farkı bulunmaktadır. 1400 MW kapasiteye ve 234,18 GWh enerji depolama potansiyeline sahip olacak şekilde tasarlanmıştır [13].

Türkiye'de PHES çalışmaları, Mülga EİE Genel Müdürlüğü'nün Japonya'ya teknik destek talebiyle başlamıştır. Bu kapsamda, Japonya'dan PHES sistemlerinin önemi hakkında bilgi alınmıştır. Ülkemizdeki talebi karşılayacak şekilde "Pik İstek İçin Optimal Güç Üretimi Projesi" geliştirilmiştir. TEİAŞ ve Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı'nın (JICA) desteğiyle Tokyo Electric Power Company (TEPCO) uzmanlarının katkılarıyla proje sonuçlandırılmıştır [13]. Yapılan çalışmalar sonucunda, Türkiye'deki potansiyel PHES santralleri, talep yoğunluğu, coğrafi özellikler ve çevresel kısıtlamalar gibi çeşitli kriterlere göre değerlendirilmiştir. Bu çalışmalar sonucunda, Gökçekaya ve Altınkaya Barajları gibi yerlerde potansiyel PHES projeleri öne çıkmıştır. Bunların dışında, Mülga EİE'nin Strateji Planı kapsamında belirlenen diğer potansiyel PHES projeleri de aşağıdaki tabloda yer almaktadır [10].

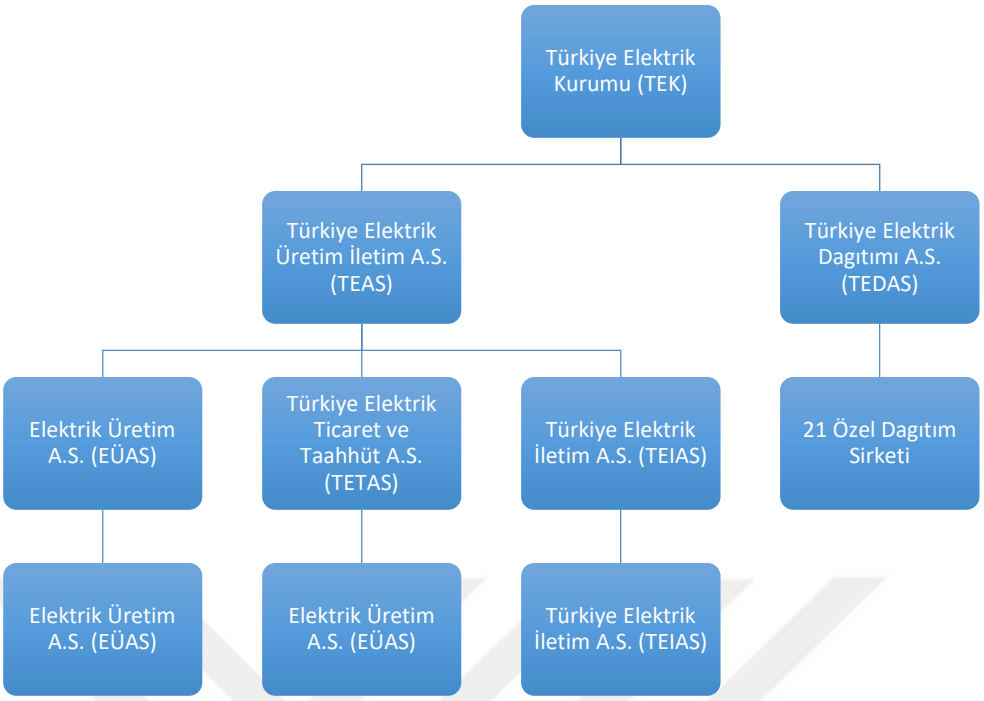
1.5 Türkiye'de Elektrik Sektörü ve Güncel Piyasa Yapısı

Türkiye'deki elektrik sektörü, arz güvenliği ilkesini temel alarak ekonomik büyüme ve ulusal refahın artırılması amacıyla gelişim göstermektedir. Uzun yıllar boyunca, kamu kuruluşları bütünleşik bir yapı içerisinde elektrik hizmeti sunmuştur. 1990'lı yıllara gelindiğinde, elektrik üretim ve dağıtım faaliyetleri ayrılarak özel sektör firmalarının ve girişimcilerin bu süreçte yer almasına olanak tanınmıştır. Bu bağlamda çeşitli modeller uygulanmış ve test edilmiştir. 2000'li yılların başında, yeni hukuki düzenlemeler ve kararlar ile sektörde serbestleşme adımları atılmaya başlanmıştır. Sonuç olarak, elektrik sektöründe pek çok aktörün yer aldığı rekabetçi bir ortam oluşmuş ve faaliyetler ayrıştırılmıştır.

Enerji piyasası, enerjinin tedariği ve ticareti ile ilgili bir kavramdır ve genellikle elektrik piyasası ile iç içe geçmiş durumdadır; ancak enerjinin tüm biçimlerini

kapsamaktadır. Türkiye'de elektrik piyasasının serbestleşmesi ve gelişimi, 2001 yılında Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesiyle sağlanmıştır. Yine aynı yıl gerçekleştirilen bir toplantıda, tüm enerji üreticileri bir araya gelmiş ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur. Bu yasa ile gün öncesi piyasasına geçiş yapılmış ve mevcut sistemin temelleri atılmıştır. Bu döneme kadar Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) gibi kamu kuruluşları piyasayı sıkı bir biçimde kontrol etmekteydi ve piyasa açıklığı oldukça sınırlıydı. 1970 yılında TEK, 1994 yılında ise Türkiye Elektrik Dağıtım Şirketi A.Ş. (TEDAŞ) ve Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) olarak iki ayrı kuruluş haline ayrılmıştır.

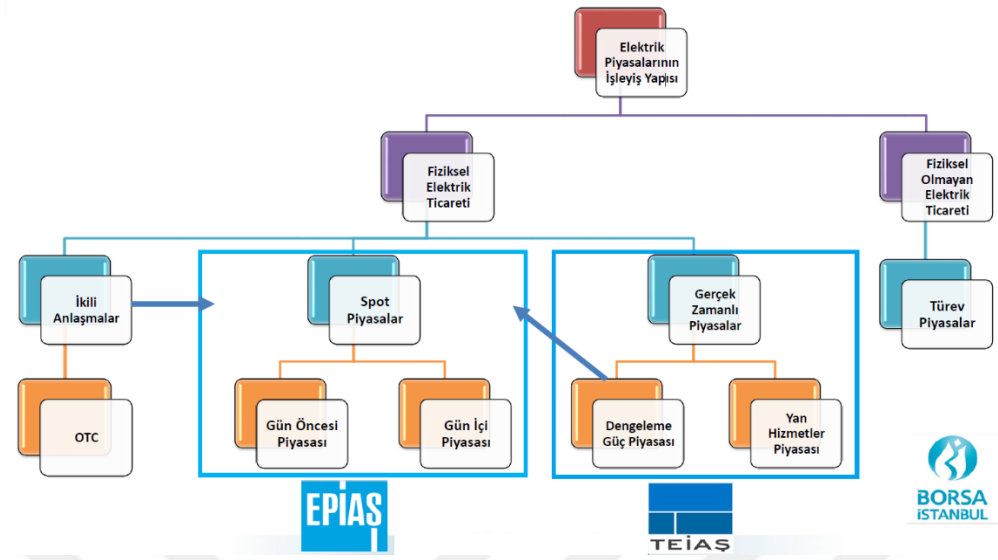
1990'lı yıllarda serbestleşme adımları atılmasına rağmen, asıl serbestleşme süreci 2001 yılında başlamıştır. Aynı yıl TEAŞ, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olarak üç ayrı şirkete ayrılmıştır. Ayrıca, Enerji Piyasaları Denetleme Kurumu'nun kurulması ve 4268 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun (EPK) kabul edilmesi, sektördeki serbestleşmeyi hızlandırmıştır. 20 yıllık süreç içerisinde elektrik sektörü, çok sayıda şirketin ve parametrenin bulunduğu bir yapı haline gelmiştir. Bu yapı, serbest piyasa rekabetinin etkin olduğu bir nitelik kazanmıştır. Alım garantili projelerin yarattığı maliyet sarmalını azaltmak amacıyla 2018 yılında kapatılan TETAŞ, yetki ve varlıklarını EÜAŞ'a devretmiştir. Günümüzde üretim santrallerinin mülkiyet durumu incelendiğinde, kamuya ait santrallerin EÜAŞ'a bağlı olduğu ve kamunun kurulu güçteki payının yıllar içinde %80'den %20'ye düştüğü gözlemlenmektedir. TEİAŞ'ın sorumluluğu, mevcut sistemin işletilmesi ve dengeleme güç piyasası ile yan hizmetler piyasasının yönetimidir [16].



Şekil 1.11 Enerji sektöründeki kurumların şeması (Anonim, 2023g)

Belirtilen kurum ve kuruluşlar, elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı alanında faaliyet gösterirken, 2015 yılında piyasa işlemlerini yürütmek amacıyla Enerji Piyasaları İşletmeciliği A.Ş. (EPİAŞ) kurulmuştur. EPİAŞ'ın temel görevleri arasında, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çerçevesinde organize toptan elektrik piyasasının yönetimi ve piyasa içindeki mali uzlaştırma işlemlerinin gerçekleştirilmesi bulunmaktadır. EPİAŞ tarafından uygulamaya alınan yeni gün içi piyasası ile, düzensiz üretim gerçekleştiren yenilenebilir enerji kaynaklarına dayanan tesislerin tahminleri gün içinde yapılabilmektedir [16].

Bu çalışmamız, bu bölümde ele alınacak olan gün öncesi, gün içi ve dengeleme piyasalarındaki durumlar ve yönetmeliklere odaklanarak hazırlanmıştır.



Şekil 1.12 Elektrik piyasaları temel yapısı (Anonim, 2023g)

Yukarıdaki şema EPİAŞ'ın resmî sitesinden alınmıştır. Elektrik piyasalarının işleyişinde çok fazla aktör vardır. Ancak elektrik piyasalarının işleyiş yapısını iki farklı başlık altında incelemek mümkündür. Bu başlıklar sırasıyla;

- Fiziksel Olmayan Elektrik Ticareti
- Fiziksel Elektrik Ticareti olarak ikiye ayrılmıştır.

1.5.1 Fiziksel Olmayan Elektrik Ticareti

Fiziksel olmayan elektrik ticareti, türev piyasalar aracılığıyla yapılan alım ve satım işlemlerini kapsar. Bu tür işlemler Borsa İstanbul'un bir parçası olarak gerçekleştirilmekte ve düzenli olarak izlenmektedir. EPİAŞ ve TEİAŞ bu süreçlerin içinde yer almamaktadır.

1.5.2 Fiziksel Elektrik Ticareti

Türkiye'de elektrik ticareti, üretim, tedarik ve tüketim aşamalarından oluşmaktadır. Son yıllarda gerçekleştirilen özelleştirme ve düzenlemeler ile birlikte elektrik üretimi ve arzı önemli ölçüde serbestleşmiş ve rekabet düzeyi artmıştır. Üretilen

elektrik, son kullanıcıya ulaşana kadar birçok kez el değiştirir. Bu nedenle, Fiziksel Elektrik ticaretini üç ana başlık altında incelemek gerekmektedir.

1.5.2.1 İkili Anlaşmalar:

EPİAŞ ve TEİAŞ'ın kapsamı dışında gerçekleştirilir. Katılımcılar, bu anlaşmalarla elde ettikleri miktarları bir önceki gün EPİAŞ'a bildirmekle yükümlüdür. Eğer karşılıklı olarak bu bildirim yapılmazsa veya yalnızca diğer piyasa katılımcıları ile anlaşma gerçekleştirilirse, uzlaşma geçersiz sayılır. Dolayısıyla, uzlaşma durumunun EPİAŞ'a bildirilmesi zorunludur.

1.5.2.2 Spot Piyasalar Genel Esasları:

Spot piyasaların işleyişi EPİAŞ bünyesinde gerçekleşmektedir ve iki ana başlık altında ele alınmaktadır.

- **Gün İçi Piyasası**

Türkiye Elektrik Piyasası, şeffaf, etkin ve Avrupa Birliği elektrik piyasalarıyla bütünleşmiş bir şekilde çalışmaya devam etmektedir. Bu çerçevede, Gün İçi Piyasası devreye alınmıştır. Gün İçi Piyasası (GİP), Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ile Dengeleme Güç Piyasası (DGP) arasında bir dengeleme mekanizması işlevi görerek, katılımcılara ek alışveriş imkanları sunar ve dengesizlik olasılığını azaltır. GÜP kapanmadan önce katılımcılar, üretim/tüketim durumlarına veya sistemin genel durumuna göre portföylerini yeniden ayarlama fırsatı bulmaktadır.

Mevcut Gün Öncesi, Yan Hizmetler ve Dengeleme Güç Piyasalarına ek olarak, Gün İçi Piyasası gerçek zamanlı ticaret olanağı sağlayarak piyasa katılımcılarına kısa vadede portföylerini dengeleme fırsatı sunmaktadır. Bu piyasa, Elektrik Piyasası'nın dengelenmesine ve sürdürülebilirliğine önemli katkılarda bulunmaktadır. Gün Öncesi Piyasası ile Dengeleme Güç Piyasası arasında köprü işlevi gören Gün İçi Piyasası, katılımcılara, santral arızaları veya yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimindeki dalgalanmalar gibi dengesizlikleri gidermek için olanak tanımaktadır.

Gün Öncesi Piyasası kapanış saatinden sonra katılımcılar, kullanamadıkları kapasiteleri değerlendirme şansı bulmakta ve bu durum piyasalardaki likiditeyi artırmaktadır. Ayrıca, gerçek zamanlı dengeleme öncesinde denge sağlamada sistem operatörüne önemli destek sağlamaktadır.

Genel Esaslar:

- Gün içi piyasasında alım satım, tekliflerin eşleştiği sürekli bir işlem yöntemiyle yapılır.
- Katılımcılar, gün içi piyasası tekliflerini her gün saat 18:00'den kapanış saatine kadar iletmelidir.
- İşlemler saatlik bazda yapılmakta olup, piyasa her gün 00:00'da başlar.
- Gün içi piyasası kapı kapanış saati, fiziksel teslimattan bir saat öncedir.
- Teklifler için alt fiyat limiti 0 TL/MWh olarak belirlenmiştir.
- Saatlik ve blok teklif olmak üzere iki tür teklif bulunmaktadır. Saatlik teklifler bölünebilirken, blok teklifler bölünemez.
- Katılımcılar teklif için bir bitiş zamanı belirleyebilir. Belirtilmezse, teklifler kapanış saatine kadar geçerli olacaktır.
- Daha iyi fiyat, satış için daha düşük, satın alma için ise daha yüksek bir fiyat anlamına gelir.
- Eşit fiyatla karşı teklifler olduğunda, eşleşme ve kısmi eşleşme kuralları uygulanır.
- Gerçekleştirilen işlemin fiyatı, ilk girilen teklifin fiyatıdır [17].

- **Gün Öncesi Piyasası**

Elektrik teslimat gününden bir gün önce elektrik ticareti ve dengeleme faaliyetleri için kullanılan, Piyasa İşletmecisi tarafından işletilen organize bir piyasadır. Gün Öncesi Piyasası, elektrik enerjisinin referans fiyatının belirlenmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Piyasa katılımcılarına, ikili anlaşmalara ek olarak bir sonraki gün için enerji alım satımı yapma imkanı sunar, böylece dengelenmeyi sağlar [18].

EPİAŞ'ın elektrik piyasası işletme ruhsatı ile, sektördeki ihtiyaçların karşılanması ve verimli, şeffaf, güvenilir bir sistemin oluşturulması hedeflenmektedir. Bu

amaçla, “İç Gün Öncesi Piyasası Projesi” başlatılmıştır. Elektrik referans fiyatının (PTF) belirlendiği bu proje, EPİAŞ’ın öncelikli projeleri arasında yer almaktadır [17].

Genel Esaslar:

- Tüm lisanslı tüzel kişiler, Gün Öncesi Piyasası Katılım Sözleşmesi'ni imzalayarak bu piyasaya katılabilirler.
- Gün Öncesi Piyasası işlemleri günlük ve saatlik olarak yapılmaktadır.
- Teklifler, bir sonraki günden itibaren 5 güne kadar verilebilir.
- Uzlaşma hesaplamaları, her gün için belirlenir.
- Teminat mektupları her gün saat 10:30’a kadar sunulmalıdır [17].

1.5.2.3 Gerçek Zamanlı Piyasalar

Gerçek zamanlı piyasalar TEİAŞ’ın kontrolü altında olup iki ana başlıkta incelenmektedir.

- **Dengeleme Güç Piyasası:**

Gün Öncesi Piyasası ile sistem işletmecisine dengeli bir piyasa sağlansa da, gerçek zamanlı sapmalar meydana gelebilmektedir. Örneğin, bir santral arızalanabilir veya büyük bir tüketim tesisi aniden devreye girebilir. Bu gibi durumlarda, TEİAŞ, Dengeleme Güç Piyasası’na sunulan teklifleri kullanarak dengeyi sağlamaya çalışır. Sistem işletmecisi, elektrik enerji piyasasında sistem marjinal fiyatını belirler ve katılımcılara gerçek zamanlı enerji alışverişi yapma fırsatı tanır. Dengeleme Güç Piyasası (DGP) kapsamında sistem işletmecisinin sorumlulukları; anlık sistem dengesini sağlamak, uluslararası bağlantıları işletmek, iletim sistemindeki kısıtları yönetmek, gerçek zamanlı dengeleme faaliyetlerini yürütmek, teklif bölgelerini belirlemek, gerekli bilgi ve raporları ilgili kurumlara iletmek, gün öncesi talep tahminlerini yapmak ve gerçek zamanlı iletim kısıtlarını yönetmekten oluşmaktadır [17].

Genel Esaslar:

- DGP teklifleri günlük olarak saatlik bazda sunulur.
- Tüm kapasitenin teklif edilmesi esastır.
- DGP'ye katılmak için dengeleme birimi olan PK'lar katılabilir.
- İşlemler, ilgili talimat süresince gerçekleştirilir [17].

- **Yan Hizmetler:**

Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği kapsamında, yedi farklı hizmeti yerine getirmektedir. Bunlar:

- Primer Frekans Kontrolü (Primary Frequency Control)
- Sekonder Frekans Kontrolü (Secondary Frequency Control)
- Bekleme Yedekleri (Stand-by Reserves)
- Anlık Talep Yönetimi (Demand Side Management)
- Reaktif Güç Kontrolü (Reactive Power Support)
- Oturan Sistemin Ayağa Kaldırılması (System Restoration)
- Bölgesel Yollu Kapasite Kiralama [18].

1.5.3 Enerji Piyasalarında Arbitraj

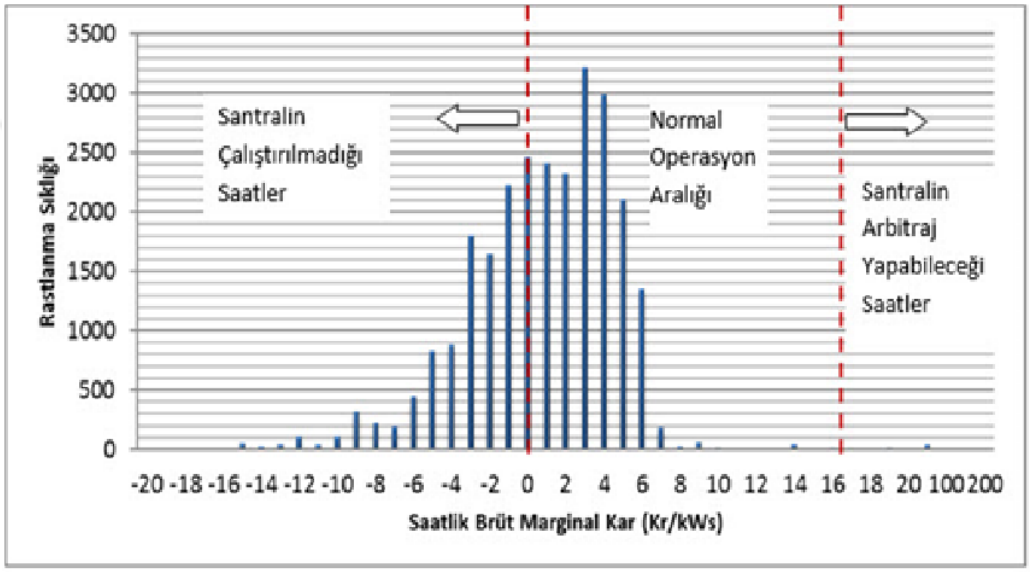
Arbitraj, kâr amacıyla varlık alım satımını ifade eder. Başka bir deyişle, piyasalardaki fiyat farklılıklarından yararlanmak anlamına gelmektedir. Arbitraj, piyasa verimsizliklerinin bir sonucu olarak ortaya çıkar ve fiyatların uzun süre boyunca adil piyasa değerlerinden sapmamasına yardımcı olur [19].

Enerji arbitrajı, düşük talep dönemlerinde enerji alımını ve yüksek talep dönemlerinde satımını içermektedir. Bu tür bir işlem, enerji ticaretinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Üretim aşamasında, arz ve talep arasındaki dengesizlikler, fiyat dalgalanmalarına neden olmaktadır. Bu nedenle, piyasa katılımcıları, elektrik fiyatlarındaki değişimleri takip ederek arbitraj fırsatlarını değerlendirmektedir.

Enerji piyasasında arbitraj yapmak için dikkat edilmesi gereken hususlar:

- Düşük talep dönemlerinde alım yapmak, yüksek talep dönemlerinde satım gerçekleştirmek.
- Farklı piyasalarda fiyatları karşılaştırmak.
- Enerji santralleri arasındaki verimlilik farklarını göz önünde bulundurmak.
- Alım ve satım işlemlerini hızlı bir şekilde gerçekleştirmek.

- Bu hususlara dikkat edilmesi durumunda enerji arbitrajı, piyasa katılımcılarına önemli kazançlar sağlayabilmektedir.



Şekil 1.13 Arbitraj örneği (Anonim, 2023g)

Şekil 1.14'te gösterdiği gibi, saatlik brüt kâr marjı, doğalgaz ve baraj fiyatlarındaki dalgalanmalara bağlı olarak 200 kuruş/kWh ile 16 kuruş/kWh arasında değişiklik göstermektedir. Saatlik bazda, %43 ihtimalle kar marjlarının negatif olduğu gözlemlenmekte, bu nedenle santrallerin işletilmesi gerçekleşmemektedir. Aynı zamanda, %54 olasılıkla santral, 0 ile 6 kuruş/kWh arasında bir kâr marjıyla faaliyet göstermektedir. Kar marjlarının 10 kuruş/kWh'yi aşması oldukça nadirdir ve bu durum sadece %0,61 olasılıkla meydana gelmektedir. Santralin çalışma saatlerinde ortalama brüt kâr marjı ise 0,87 kuruş/kWh olarak kaydedilmiştir ve standart sapma 5,28'dir.

Bu noktada, ortalamanın 3 adet standart sapma üzerindeki kâr marjlarını anormal veya arbitraj olarak değerlendirilecek. Bu durumda, 0,87 + 3 * 5,28 = 16,71 kuruş üzerindeki kâr marjları, piyasa getirilerinin risklerden çok daha yüksek olduğu bir arbitraj durumu olarak kabul edilebilir. 16,71 kuruşun üzerindeki olası kâr marjları ise sadece %0,27 sıklıkla ortaya çıkmaktadır. Bu durum, son 4 yıl içinde toplam 72 saat boyunca gerçekleşmiştir. Ancak, yüksek getirilerin göz önünde bulundurulması halinde, bu durumun ortalama brüt kâr marjına etkisi yalnızca 0,15 kuruş olmaktadır. Dolayısıyla, yıl içerisindeki toplam brüt kârın %17,2'si arbitraj durumlarından elde edilmiştir. [20] (Bu durumlarda santralin doğalgaz sıkıntısı çekmediği varsayılmaktadır. Doğal gaz arzında yetersizlik durumlarında santrallere YAT talimatı verilebilir.)

Santrallerin sabit giderleri düşüldüğünde, arbitraj kârlarının net kâra etkisi biraz daha belirginleşmektedir. Ancak, önümüzdeki yıllarda doğalgaz piyasasının serbestleşmesiyle birlikte, gaz fiyatları elektrik fiyatlarına daha hızlı bir şekilde tepki verecek ve arbitraj fırsatları giderek azalacaktır [20].

Yukarıda belirtilen örnek, arbitrajdan elde edilen kârın yüksek olduğunu ve yatırım için cazip bir alan sunduğunu göstermektedir. Ancak, gazın birim fiyatının elektrik piyasalarında olduğu gibi serbestleşmesi durumunda, buradaki kârların azalabileceği de belirtilmektedir.

Öte yandan, bizim yükümüzün sabit olmasının sağladığı avantaj sayesinde, gaz birim fiyatına bağlı kalmaksızın depolama yapma imkanına sahibiz. Bu sayede, depolama ile birlikte sistemden kazanç elde edebiliriz. Başka bir parametreye bağımlılığımızın olmaması, kârımızın sürdürülebilirliğini artırmaktadır.

1.6 Literatür Taraması

Son yıllarda enerji sistemlerinde güvenilirlik ve esneklik sağlamak amacıyla nükleer enerji ile enerji depolama sistemlerinin entegre edilmesine yönelik çalışmalar giderek artmaktadır. Bu bağlamda, Ma [21], PHES ile entegre edilen NGS sistemlerinin enerji depolama kapasitesini artırarak enerji talep eğrilerinin daha etkin yönetilmesine olanak sağladığını ortaya koymuştur. Çalışmada, enerji

üretim maliyetlerinin zaman bazlı değişimi göz önüne alınmış ve PHES entegrasyonu sayesinde üretim maliyetlerinde %15 oranında azalma sağlanmıştır. Bu bulgular, enerji piyasasındaki fiyat dalgalanmalarına karşı dirençli sistemlerin önemini vurgulamaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının artışıyla birlikte sistem kararlılığı önemli bir konu haline gelmiştir. Liu [22], yenilenebilir enerji kaynaklarının dalgalı yapısının neden olduğu güç dengesizliklerini önlemek amacıyla hibrit PHES ve GES sistemlerinin optimizasyonunu gerçekleştirmiştir. Araştırmada, enerji üretiminin gün öncesi ve dengeleme piyasalarında farklı fiyat senaryoları altında nasıl optimize edilebileceği incelenmiştir. Sonuçlar, hibrit sistemlerin piyasa fiyatlarına daha esnek yanıt verdiğini ve bu sayede işletme kârının %20'ye kadar artırılabileceğini göstermektedir.

Farklı enerji depolama teknolojilerinin kıyaslandığı bir başka çalışmada, Zhang [23], mekanik enerji depolama sistemleri ile kimyasal enerji depolama sistemlerinin uzun vadeli maliyet etkinliğini analiz etmiştir. Çalışmada, PHES'in yüksek başlangıç maliyetlerine rağmen uzun vadede daha avantajlı olduğu ve fosil yakıt kullanımının azaltılmasına katkı sağladığı belirtilmiştir. Ayrıca, NGS ile entegre edilen PHES sistemlerinin karbon emisyonlarını %30 oranında azaltma potansiyeli olduğu vurgulanmıştır.

Küçük ölçekli enerji depolama sistemlerinin yer seçim kriterlerini belirlemek amacıyla yapılan çalışmalar da dikkat çekicidir. Örneğin, Yao [24], coğrafi bilgi sistemleri (GIS) ve bulanık mantık analizini kullanarak PHES tesislerinin optimum konumlarını belirlemiştir. Bu yöntemin, arazi özellikleri, su kaynaklarına yakınlık ve maliyet faktörleri gibi çoklu kriterleri dikkate alarak daha sürdürülebilir sonuçlar sunduğu ifade edilmiştir.

Bununla birlikte son yıllarda yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artırmak ve su kaynaklarından daha verimli şekilde faydalanmak amacıyla yüzer güneş enerjisi santralleri (Yüzer GES) üzerine yapılan çalışmalar dikkat çekici bir şekilde artmıştır. Yüzer GES sistemleri, kara tipi güneş enerjisi santrallerine kıyasla çeşitli avantajlar sunmaktadır. Başta su yüzeyindeki serin ortam sayesinde güneş panellerinin sıcaklığının düşük tutulması, panel verimliliğinde %10'a kadar artış

sağlamaktadır [25]. Bunun yanı sıra, bu sistemler su buharlaşmasını azaltarak su tasarrufu sağlamakta ve çevresel sürdürülebilirliğe katkıda bulunmaktadır [26].

Choi [27], Yüzer GES sistemlerinin farklı rezervuar alanlarında uygulanabilirliğini incelemiş ve optimum panel eğim açısının enerji üretimi üzerinde önemli etkileri olduğunu ortaya koymuştur. Çalışmada, su yüzeyindeki dalga etkilerinin ve rüzgar hızının sistem performansına olan etkisi detaylı olarak değerlendirilmiş ve özellikle gölet ve baraj rezervuarlarının bu sistemler için uygun olduğu belirtilmiştir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke entegrasyonu ve sistem güvenilirliği açısından Yüzer GES'lerin rolü giderek önem kazanmaktadır. Wang [28], Yüzer GES'lerin Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralleri (PHES) ile entegre edildiği hibrit sistemlerde su buharlaşmasının %35 oranında azaltıldığını ve üretim verimliliğinin artırıldığını ortaya koymuştur. Araştırma, bu hibrit sistemlerin enerji piyasalarındaki dalgalanmalara daha esnek bir yanıt verdiğini ve talep yanıtı stratejileriyle birlikte işletme kârını önemli ölçüde artırdığını göstermektedir.

Yüzer GES'lerin kurulum maliyetlerinin düşürülmesi ve sistem verimliliğinin artırılması konusunda yapılan çalışmalarda, yeni nesil yüzer platform tasarımlarına da odaklanılmaktadır. Lee [29], hafif malzemelerden yapılan modüler yüzer platformların, inşaat maliyetlerini %20 oranında azalttığını ve bakım kolaylığı sağladığını belirtmiştir. Ayrıca, Yüzer GES sistemlerinin tarımsal sulama göletleri ve atık su arıtma tesisleri üzerinde uygulanmasının çevresel ve ekonomik açıdan önemli fırsatlar sunduğu vurgulanmaktadır [30].

Bir diğer önemli konu ise Yüzer GES sistemlerinin iklim değişikliği üzerindeki etkisidir. Zhang [31], bu sistemlerin karbon emisyonlarını azaltma potansiyelini incelemiş ve kara tipi santrallere göre %30 daha düşük karbon ayak izi bıraktığını ifade etmiştir. Bunun yanında, Yüzer GES sistemlerinin uzun vadeli kullanımında panel korozyonu ve su üzerindeki biyolojik büyüme gibi sorunların çözüme kavuşturulması gerektiği de belirtilmiştir.

1.7 Literatüre Katkı

Mevcut literatürde PHES, Yüzer GES ve NGS sistemleri çeşitli açılardan incelenmiş olsa da, bu sistemlerin birbirleriyle entegre şekilde optimize edilerek, Türkiye elektrik piyasasındaki (EPİAŞ bazlı) gerçek fiyat verileriyle değerlendirilmesi oldukça sınırlıdır. Bu çalışma, NGS, PHES ve Yüzer GES sistemlerini bir araya getirerek hibrit bir yapının hem teknik hem de ekonomik performansını mevsimsel etkiler altında analiz eden nadir örneklerden biridir.

Ayrıca, sistemde 8 saatlik NGS kesintileri gibi gerçekçi operasyonel kısıtların dahil edilerek sürdürülebilirlik ve esneklik açısından senaryoların test edilmesi, bu çalışmayı benzer literatürden ayıran önemli bir yenilik sunmaktadır. Yüzer GES sistemlerinin PHES rezervuarlarıyla birlikte modellenmesi sayesinde hem su buharlaşmasının azaltılması hem de yenilenebilir üretimin artırılması gibi çok yönlü çevresel katkılar da değerlendirilmiştir.

Bu yönleriyle çalışma, entegre hibrit sistemlerin enerji piyasasına esnek yanıt verebileceğini, işletme kârlılığını artırabileceğini ve karbonsuzlaşma hedeflerine katkı sağlayabileceğini ortaya koyarak literatüre önemli bir katkı sunmaktadır.

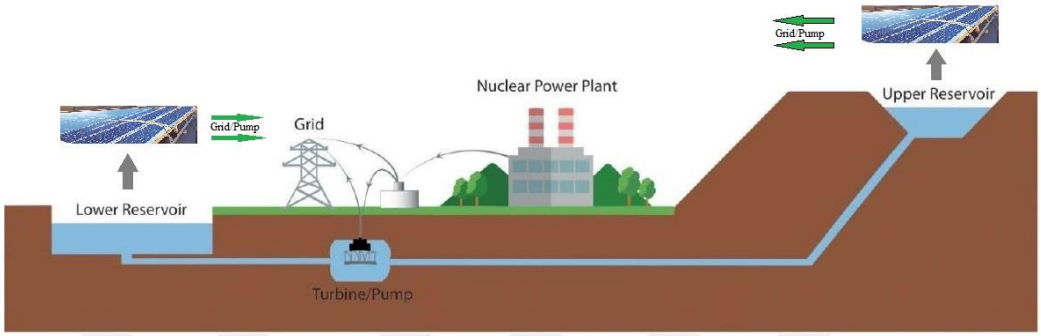
2
NÜKLEER GÜÇ SANTRALİ, POMPAJ DEPOLAMALI HES VE YÜZER GES'İN ENTEGRE YAPISI VE OPTİMİZASYON PROBLEMİNİN FORMÜLASYONU

Yaptığımız çalışma ile nükleer enerji santrali, pompaj depolamalı hidroelektrik enerji ünitesi ve yüzer güneş enerjisi santralini bir araya getiren hibrit tesisin yapısal özellikleri ile bu özelliklerin optimizasyon temelli bir modelleme çerçevesinde ele alınması sağlanmıştır. Bu bağlamda, optimizasyonun kümesi, parametreleri ve değişkenleri tanımlanarak formülasyon oluşturulmuş, ardından bu veriler GAMS yazılımına entegre edilmiştir.

2.1 Önerilen Tesisin Genel Yapısı:

Önerilen hibrit yapıda, nükleer enerji santrali ile pompaj depolamalı hidroelektrik enerji ünitesinin entegrasyonu Şekil 6'da görselleştirilmiştir. Literatürde enerji piyasası başlığında açıklandığı üzere, enerji ticareti 24 saatlik bir periyot için her saat ayrı fiyatlandırılmaktadır. Bu fiyatlandırma, gün öncesi piyasasında PTF, dengeleme piyasasında ise SMF olarak adlandırılmaktadır. PTF fiyatları, enerji üreticileri ve tüketicilerinin 36 saat öncesinden verdiği teklifler doğrultusunda belirlenirken, SMF fiyatları ise gün içinde her saat başı 15 dakikalık periyotlarda yapılan teklif ve uzlaştırmalar sonucunda şekillenmektedir. Çalışmamızda enerji ticaretinin temelinin PTF ve SMF satış fiyatlarına dayandığı varsayılmış, bu doğrultuda her iki piyasa arasındaki fiyat farklarının analiz edilmesiyle, tesisin

hangi zaman diliminde ve hangi piyasada enerji ticaretinin daha avantajlı olduğunu belirlemesi sağlanmıştır. Bu işletim yaklaşımı, depolama biriminin katkısıyla PTF kapsamında yalnızca satış yapılmasını, SMF kapsamında ise hem alış hem de satış işlemlerinin gerçekleştirilmesini mümkün kılmaktadır.



Şekil 2.1 Önerilen tesisin temel yapısal benzetimi



Şekil 2.2 Önerilen tesisin yapay zeka modeli

Şekil 2.1 ve Şekil 2.2'de yapılan çalışma için oluşturulan model çizimleri görülmektedir. Modelde nükleer güç santralinin anlık güç üretimi, Akkuyu NGS'nin tek ünite kapasitesi olan 1200 MW olarak belirlenmiştir. Söz konusu nükleer enerji santralinin baz yük santrali olduğu varsayılarak sürekli sabit güç ürettiği kabul edilmiştir. 1200 MW kapasiteye sahip bu ünitenin tam kapasite ile devreye girme süresi 5 gün olarak hesaplanmış ve bu parametrenin arıza durumları haricinde değişmez olduğu varsayılmıştır. Pompaj depolamalı hidroelektrik enerji depolama ünitesinin modellemesinde, Integrating Renewables in Electricity Markets – Operational Problems adlı kaynaktan yararlanılmıştır [32]. Aynı zamanda, belirli parametrelerin güncellenmesiyle beklenen sonuçların elde edilmesi amaçlanmıştır. Çalışmada, buharlaşma ve yağış verilerine dair hesaplamalar için Pompalanmış Su Tabanlı Enerji Depolama Ünitesi Kullanımına ve Dinamik Fiyatlandırmaya Dayanan Bir Kazanç Optimizasyonu Yaklaşımı yayını [14] ile birlikte [33] verileri de göz önünde bulundurulmuştur. Alt ve üst rezervuar kapasiteleri ile birim debide üretilen güç miktarları, gerçeğe daha yakın değerlerle oluşturulmuş ve bu kapsamda "Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali Tasarımı" yayını referans alınmıştır [34]. Yüzer güneş enerjisi santralinin üretim verileri kurulacak konum dikkate alınarak öngörülen kurulu güçte seçilmiştir. Belirlenen kurulu güçte aylara bağlı saatlik ortalama üretimleri PVsyst simülasyon programı üzerinden modellenmiştir [35]. Modelleme yapılırken karasal güneş enerjisi santralinden elde edilen saatlik veriler, YGES (yüzer güneş enerjisi santrali) olduğundan dolayı %11 daha fazlası alınmış ve bu oran [36] yayını dikkate alınarak belirlenmiştir.

En temelde güç dengesi modellemesi, nükleer enerji santralinden sağlanan üretimin katkısı ile şekillendirilmiştir. Kurulan hibrit tesisin temel hedefi, nükleer güç santrali ile birlikte yüzer güneş enerjisi santrali (YGES) ve pompaj depolamalı hidroelektrik santrali (PHES) gibi yenilenebilir enerji kaynaklarını entegre ederek çevreci bir yolla enerji ticaretinden elde edilecek kazancı maksimize etmektir. Bu kapsamda, dengeleme güç piyasasında gerçekleştirilecek ticaretin optimum seviyeleri aylık bazda belirlenmeye çalışılmıştır. Bunun yanı sıra, önerilen sistemin arz ve talep dengesindeki ani tepe değerlerini azaltarak şebeke işletmecisinin dengeyi sağlama sürecine destek olması ve bu şekilde fayda sunması amaçlanmıştır. Ayrıca, tesisin bir diğer önemli hedefi, nükleer güç santralinin arıza durumuna

geçmesi halinde kaybedilen arz gücünü belirli bir süre boyunca enerji depolama birimi aracılığıyla karşılamaktır. Bu bağlamda, PHES sisteminin, nükleer güç santralinin veya bir ünitesinin kurulu gücü seviyesinde enerji sağlayabilecek şekilde ve bu enerjiyi 4 ila 8 saat süreyle karşılayacak şekilde tasarlanması öngörülmüştür. Modelde, santralin arıza durumuna geçmesi durumunda PHES'in, santralin piyasaya bildirdiği üretim miktarını 8 saat boyunca enerji rezervi ile sağlayabilmesi hedeflenmiştir.

2.2 Matematiksel Formülasyon

Önerilen modelin temel hedefi, santral işletmecisine maksimum kazanç sağlarken aynı zamanda şebeke işletmecisinin arz ve talep dengesindeki tepe yükleri azaltmasına destek olmak ve olası arıza durumlarında arz güvenliğini sağlamaktır. Bu amaç doğrultusunda, istenilen sonuçlara ulaşabilmek ve gerekli hesaplamaları yapabilmek için sistemin matematiksel bir modele dönüştürülmesi sağlanmıştır. Model; kümeler, parametreler ve değişkenlerden oluşan unsurların, amaç fonksiyonu, güç dengesi ve kısıtlarla bir araya getirilmesiyle oluşturulmuştur.

Kümeler

t	Zaman aralığı (saat)

Parametreler

A	Yeterince büyük olan pozitif bir sabit
$P_t^{planlanan,göp}$	Gün öncesi piyasasında t anında şebekeye verilmesi planlanan güç değeri [MW]
$P_t^{nükleer}$	Nükleer santralin t anında ürettiği güç değeri [MW]
P_t^{yges}	Yüzer güneş enerjisi santralinin t anında ürettiği güç değeri [MW]
$Q^{maks,ps}$	Türbin ve pompa modunda gerçekleşebilecek maksimum su akış hızı $[dam^3/h]$
$V^{ALT,ps,başlangıç}$	Alt rezervuarda bulunan başlangıçtaki su miktarı $[dam^3]$

$V^{ALT,ps,maks}$	Alt rezervuarda bulunan maksimum su miktarı $[dam^3]$
$V^{ALT,ps,min}$	Alt rezervuarda bulunan minimum su miktarı $[dam^3]$
v_t^{buhar}	Buharlaşma nedeniyle rezervuar su miktarından azalacak miktar $[dam^3]$
$V^{ÜST,ps,başlangıç}$	Üst rezervuarda bulunan başlangıçtaki su miktarı $[dam^3]$
$V^{ÜST,ps,maks}$	Üst rezervuarda bulunan maksimum su miktarı $[dam^3]$
$V^{ÜST,ps,min}$	Üst rezervuarda bulunan minimum su miktarı $[dam^3]$
$v_t^{yağmur}$	Yağmur nedeniyle rezervuar su miktarındaki artış $[dam^3]$
$\lambda_t^{göp}$	Gün öncesi piyasasında t anında satılan enerjinin fiyatı [TL/MWh]
$\lambda_t^{satılan,dp}$	Dengeleme piyasasında t anında satılan enerjinin fiyatı [TL/MWh]
$\lambda_t^{alınan,dp}$	Dengeleme piyasasından t anında alınan enerjinin fiyatı [TL/MWh]
$\sigma^{salınan,ps}$	Su akışından serbest bırakılan güce çevrim katsayısı [MW/dam^3/h)]
$\sigma^{pompalanan,ps}$	Su akışından pompalanan güce çevrim katsayısı [MW/dam^3/h)]
$\Delta T_{göp}$	Gün öncesi piyasası için zaman çözünürlüğü [h]
ΔT_{dp}	Dengeleme piyasası için zaman çözünürlüğü [h]

Değişkenler

$P_t^{salınan,ps}$	Alt rezervuara t anında serbest bırakılan su miktarı için pompalanmış su tabanlı enerji depolama ünitesinden elde edilen güç [MW]
$P_t^{satılan,dp}$	Dengeleme piyasasına t anında satılan güç [MW]
$P_t^{alınan,dp}$	Dengeleme piyasasından t anında alınan güç [MW]

$P_t^{pompalanan,ps}$	Üst rezervuara t anında pompalanan su miktarı için pompalanmış su tabanlı enerji depolama ünitesine gönderilen güç [MW]
$q_t^{pompalanan,ps}$	Alt rezervuardan t anında pompalanan suyun akış hızı $[dam^3/h]$
$q_t^{salınan,ps}$	Üst rezervuardan t anında serbest bırakılan suyun akış hızı $[dam^3/h]$
u_t^{dp1}	Dengeleme piyasasındaki güç değişimi için ikili değişken
u_t^{dp2}	Dengeleme piyasasında arbitraj için ikili değişken
u_t^{ps}	Pompaj depolamalı santralin serbest bırakılan ve pompalanan güç değişimi için ikili değişken
$v_t^{ALT,ps}$	Alt rezervuarda bulunan t anındaki su miktarı $[dam^3]$
$v_t^{ÜST,ps}$	Üst rezervuarda bulunan t anındaki su miktarı $[dam^3]$

2.2.1 Amaç Fonksiyonu

Önerilen modelde amaç fonksiyonu, santral işletmecisinin gün öncesi piyasasında ve dengeleme piyasasında bildirdiği anlık güç miktarlarının, bu güçlerin satış ve alış fiyatlarıyla ilişkilendirildiği bir eşitlikten oluşmaktadır. Amaç toplam kârı maksimize etmek olup denklem (1) ile santral işletmecisinin, gün içerisinde ve farklı fiyatlandırma periyotlarında elde edebileceği toplam kazanç, Türk Lirası cinsinden ifade edilmiştir. Net kâr, GÖP ve DGP'ye satılan gücün toplam kazancı ile DGP'den satın alınan gücün toplam maliyeti arasındaki farktır. Her t anında enerji işlemleri GÖP Piyasa Takas Fiyatı ($\lambda_t^{göp}$) ve DGP Sistem Marjinal Fiyatı ($\lambda_t^{satılan,dp}$) dikkate alınarak gerçekleştirilir. (1)'de değişkenler, GÖP'te satılması planlanan güç ($P_t^{planlanan,göp}$), DGP'den satın alınan güç ($P_t^{alınan,dp}$) ve DGP'ye satılan güçtür ($P_t^{satılan,dp}$). ΔT_{dp}, 1 saatlik zaman aralığıdır.

$$\boldsymbol{maks.kazan}ç = \sum_t \left(P_t^{planlanan,göp}.\lambda_t^{göp}.\Delta T_{göp}\right) + \left(P_t^{satılan,dp}.\lambda_t^{satılan,dp}.\Delta T_{dp}\right) - \left(P_t^{alınan,dp}.\lambda_t^{satılan,dp}.\Delta T_{dp}\right) \quad (1)$$

2.2.2 Güç Dengesi

Hibrit modelde, nükleer santral ve PHES sisteminin anlık güç dengesi, denklem (2) ile tanımlanmaktadır. Bu denklem, her iki tarafında da değişkenlerin yer aldığı ve bu değişkenlerin karşılıklı olarak birbirini etkilediği bir eşitlik şeklinde ifade edilmiştir. Nükleer santralin anlık nominal gücü ($P_t^{nükleer}$), yüzer güneş enerjisi santralinin ürettiği gücü (P_t^{yges}), PHES'de yer alan çift yönlü türbininin suyun deşarjı ile elde ettiği gücü ($P_t^{salınan,ps}$) ve DGP'de satın alınan gücün ($P_t^{alınan,dp}$) her t anındaki toplamları, yine her t anında GÖP'te satılması planlanan güç ($P_t^{planlanan,göp}$), DGP'de satılan güç ($P_t^{satılan,dp}$) ve PHES'de yer alan çift yönlü türbininin suyun şarjı için kullandığı gücün ($P_t^{pompalanan,ps}$) toplamlarına eşit olmalıdır.

$$P_t^{nükleer} + P_t^{yges} + P_t^{salınan,ps} + P_t^{alınan,dp} = P_t^{planlanan,göp} + P_t^{satılan,dp} + P_t^{pompalanan,ps} \quad (2)$$

2.2.3 Pompalanmış Su Tabanlı Enerji Depolama Ünitesinin Modeli

PHES sistemi, (Integrating Renewables in Electricity Markets - Operational Problems) 'te verilen ilgili denklemler temel alınıp ortaya konmuştur. Model, üst ve alt rezervuarlardaki suyun yukarı veya aşağı yönde hareketiyle üretilen ve tüketilen enerjiye dayandırılan bir yapı şematiğinden oluşmaktadır. Bu doğrultuda, Denklem (3) her t anında PHES tarafından üretilen gücü ve denklem (4)'te her t anında üst rezervuara su pompalamak için harcanan güç tanımlanmıştır. Denklemler (5) ve (6)'da alt ve üst rezervuarlarda bulunan su miktarlarının değişimi gösterilmek istenmiştir. Denklemler (7) ve 8)'de ise rezervuarlardaki su miktarının alt ve üst

limitleri koyulmuş olup denklemler (9) ve (10) ile bu rezervuarlarda başlangıçtaki su miktarları tanımlanmakladır. Burada su akış hızının maksimum değeri ise denklem (11) ve (12) ile iki farklı çalışma türü için sınırlandırılmaktadır. Denklemler (13) ve (14)'te ise suyun rezervuardan pompalama ve salma işlemlerinin aynı anda gerçekleşemeyeceği tanımlanmış olup denklem (15) ve (16) ile dengeleme piyasasında ticaretin aynı anda alım ve satım işleminin yapılmasının engellenmesi tanımlanmıştır. Devamında denklem (17) ve (18)'de PHES'in şebekeden güç çekerek üst rezervuara su pompalamasın, yani üretici olarak görüldüğü halde iki piyasa arası arbitraj yaparak tüketici rolü almasının önüne geçilmiştir. Son bölüme doğru, denklem (19) ve (20)'de bahsedilen rezervuarların sürdürülebilir kullanımı için gün sonunda başlangıç kapasitesine ulaşabilmesi gösterilmiştir. Denklem (21)* ve (22)*, (19) ve (20) denklemlerinin alternatifi olup buharlaşma ve yağmur değişkenlerinin farklık gösterdiğini ve gün sonunda rezervuarların %6 toleransta başlangıç değerlerine olabildiğince yakın olması kısıtı tanımlanmıştır. Son olarak denklem (23), iletim hattı limitleri göz önünde bulundurularak dengeleme piyasasına satılacak maksimum güç seviyesini belirmesi amacıyla tanımlanmıştır.

$$P_t^{salınan,ps} = \sigma^{salınan,ps}.\, q_t^{salınan,ps}, \forall t \tag{3}$$

$$P_t^{pompalanan,ps} = \sigma^{pompalanan,ps}.\, q_t^{pompalanan,ps}, \forall t \tag{4}$$

$$v_t^{\text{ÜST},ps} = V_{t-1}^{\text{ÜST},ps} + \left(q_t^{pompalanan,ps} - q_t^{salınan,ps}\right).\Delta T_{dp} + v_t^{yağmur} - v_t^{buhar}, \forall t > 1 \tag{5}$$

$$v_t^{ALT,ps} = V_{t-1}^{ALT,ps} + \left(q_t^{salınan,ps} - q_t^{pompalanan,ps}\right).\Delta T_{dp} + v_t^{yağmur} - v_t^{buhar}, \forall t > 1 \tag{6}$$

$$V^{\text{ÜST},ps,min} \le v_t^{\text{ÜST},ps} \le V^{\text{ÜST},ps,maks}, \forall t \tag{7}$$

$$V^{ALT,ps,min} \le v_t^{ALT,ps} \le V^{ALT,ps,maks}, \forall t \tag{8}$$

$$v_t^{\text{ÜST},ps} = V^{\text{ÜST},ps,başlangıç}, eğer\ t = 1 \tag{9}$$

$$v_t^{ALT,ps} = V^{ALT,ps,başlangıç}, eğer\ t = 1 \quad (10)$$

$$q_t^{pompalanan,ps} \leq Q^{maks,ps}, \forall t \quad (11)$$

$$q_t^{salınan,ps} \leq Q^{maks,ps}, \forall t \quad (12)$$

$$P_t^{pompalanan,ps} \leq A.\left(1 - u_t^{ps}\right), \forall t \quad (13)$$

$$P_t^{salınan,ps} \leq A.u_t^{ps}, \forall t \quad (14)$$

$$P_t^{satılan,dp} \leq A.u_t^{dp1}, \forall t \quad (15)$$

$$P_t^{alınan,dp} \leq A.(1 - u_t^{dp1}), \forall t \quad (16)$$

$$P_t^{alınan,dp} \leq A.u_t^{dp2}, \forall t \quad (17)$$

$$P_t^{pompalanan,ps} \leq .(1 - u_t^{dp2}), \forall t \quad (18)$$

$$V_t^{ÜST,ps} = V^{ÜST,ps,başlangıç}, eğer\ t = 24 \quad (19)$$

$$V_t^{ALT,ps} = V^{ALT,ps,başlangıç}, eğer\ t = 24 \quad (20)$$

$$0.94 * V^{ÜST,ps,başlangıç} \leq V_t^{ÜST,ps} \leq 1.06 * V^{ÜST,ps,başlangıç}, eğer\ t = 24 \quad (21)^*$$

$$0.94 * V^{ALT,ps,başlangıç} \leq V_t^{ALT,ps} \leq 1.06 * V^{ALT,ps,başlangıç}, eğer\ t = 24 \quad (22)^*$$

$$P_t^{satılan,dp} \leq 500, eğer\ t > 1 \quad (23)$$

2.3 Testler

Testlerimizde PTF ve SMF değerleri 2023 yılı EPİAŞ verilerine göre 4 mevsime ait 4 farklı ayın (Ocak, Nisan, Temmuz, Ekim) kendi günlerinin saatlik ortalaması şeklinde kullanılmış olup bu değerler testlerin her birinde farklı kazanç senaryolarına eklenmiştir. Bu şekilde bir genişlik sağlamak amacıyla her bir test sonucunun yıl içindeki farklılaşmanın gözlemi yapılmıştır.

Nükleer güç santralimiz, bir ünitesi 1200 MW değerinde kurulu güce sahip Akkuyu NGS'nin bir ünitesi olarak farz edilmiştir. Bunun yanında alt ve üst rezervuarların

minimum düzeye gelme olasılığı dikkate alınarak rezervuarların üzerine toplam 100 MW kurulu güce sahip bir YGES sistemi yapılabileceği düşünülüp modele dahil edilmiştir. Testin başlangıcında depolama ve dengeleme piyasasına satış ve alış kısımlarının olmadığı durum gözlemlenmiştir. Yani tüm kurulu gücün tamamı gün öncesi piyasası üzerinden satıldığında ne kadar kazanç elde edildiği gösterilmiştir.

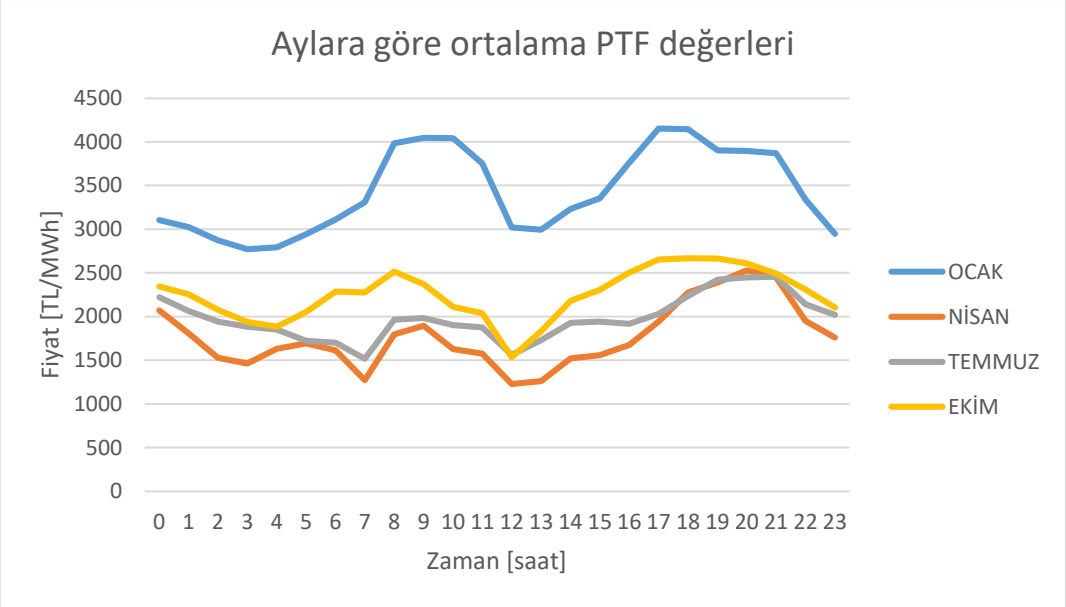
Sonrasında bu duruma dengeleme piyasası verileri de eklenip planlanan gün öncesi piyasası bildirimine 1200 MW değeri atayıp modele eklenen Yüzer GES ile ek üretimin tamamının dengeleme güç piyasasında işlemi ile kazancı gözlemlenmiştir. Bu modelin içerisine depolama ünitelerinin verileri de eklenerek 900 MW GÖP planında günün son 8 saatlik kısmında arıza durumundaki genel durum ve kazanç durumu incelenmiştir.

Daha sonra dengeleme piyasası, YGES ve depolama ünitesi eklenmiş olan sisteme alt ve üst rezervuar maksimum ve minimum kısıtları ile PHES sisteminin santral işletmecisine katkısı incelenmiştir. Bu durumda sistem sürdürülebilirliği açısından gerekli olan rezervuarların gün sonunda başlangıç seviyesine belli limitler aralığında geri döndüğü durumda çalışması ve kazanç kısmı gözlemlenmiştir. Senaryodan YGES sisteminin çıkarılarak YGES'in aylık kazançtaki etkisi incelenmiştir.

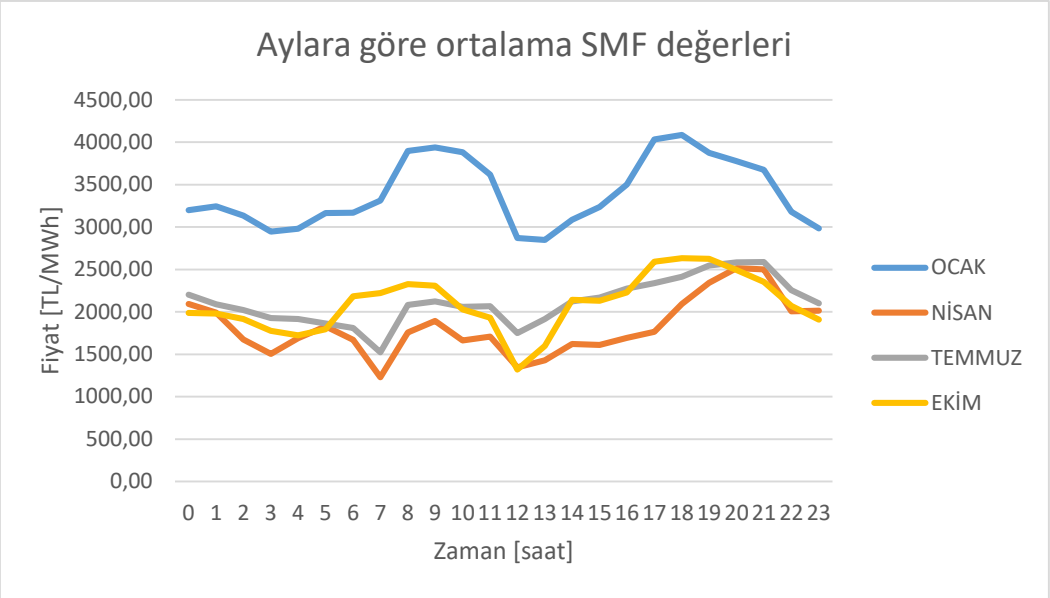
Tüm bu testlerin yapılması için kullanılacak olan veriler farklılık göstermesi sebebiyle test anlatımı başında verilip teste özel olabilecek verilere göre çalışma gerçekleştirilmiştir.

3
DURUM VE SENERYOLARIN OPTİMİZASYONU

Aşağıda bahsedilecek 5 farklı durum içinde kullanılacak gün öncesi ve dengeleme piyasasındaki enerji fiyatları ortalamaları aylara göre aşağıdaki grafiklerde gösterilmiştir.



Şekil 3.1 Aylara göre ortalama saatlik piyasa takas fiyatları

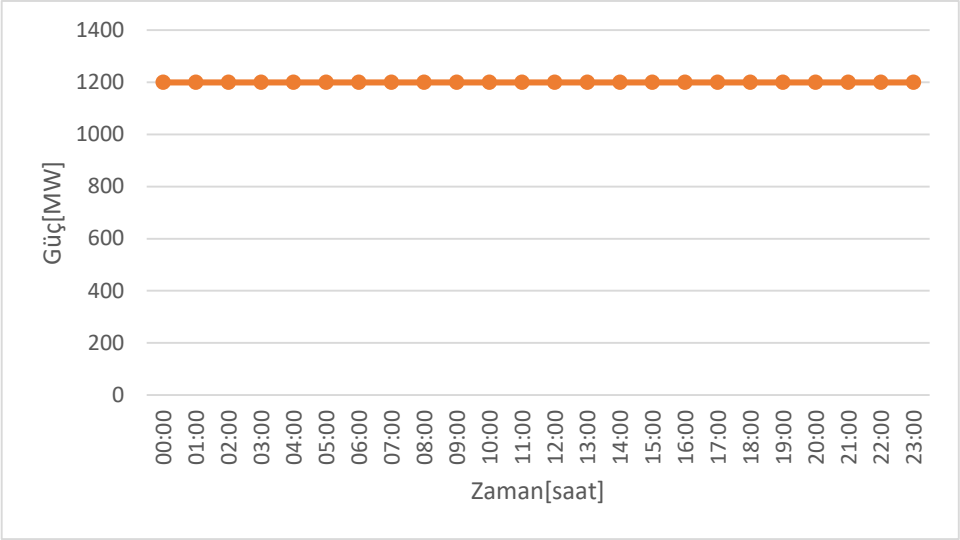


Şekil 3.2 Aylara göre ortalama saatlik sistem marjinal fiyatları

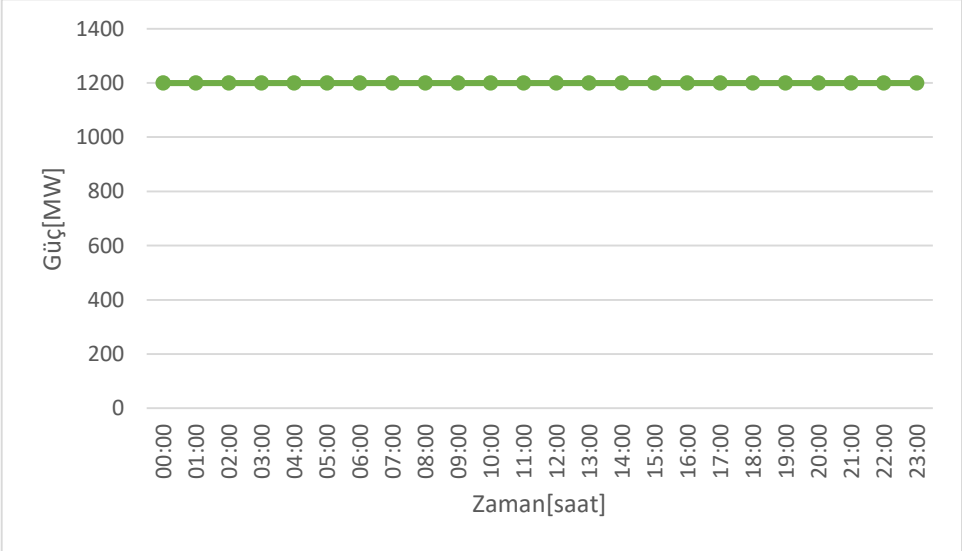
3.1 Nükleer Santralde Üretilen Gücün Tamamının GÖP'e Satıldığı Durum

İlk durumda 1200 MW kurulu gücündeki nükleer santralimizde her bir t anında üretilen gücümüzün tamamı Gün Öncesi Piyasası'na satılmıştır. Gün Öncesi Piyasası fiyatları için 2023 yılındaki 4 farklı ayın (Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim) ortalamaları alınmıştır.

Aşağıdaki grafiklerde nükleer santralde üretilen ve gün öncesi piyasasına satılacak güç miktarları görülmektedir.



Şekil 3.3 Nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı



Şekil 3.4 Gün öncesi piyasasına satılacak güç miktarı

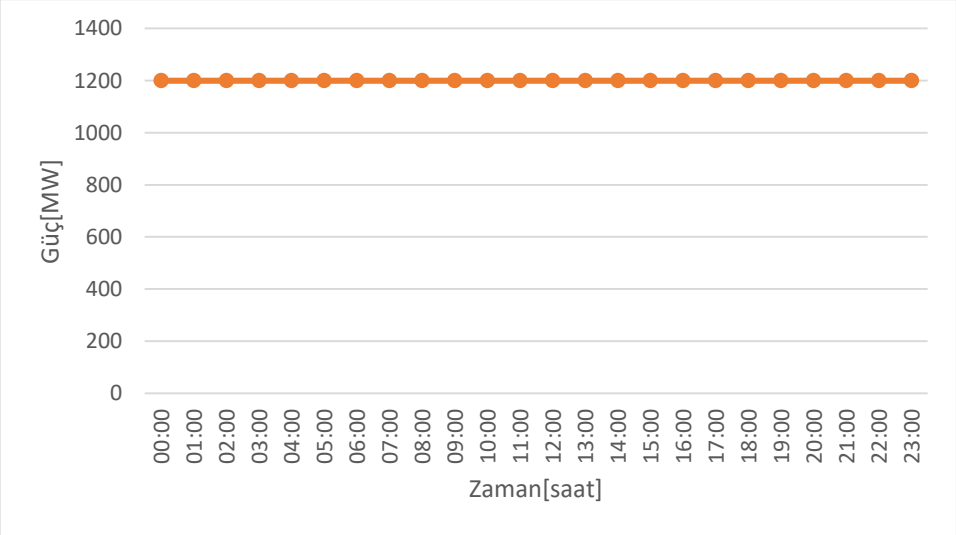
- Nükleer santralde üretilen 1200 MW'lık gücün tamamının Ocak 2023 PTF'leri dikkate alınarak Gün Öncesi Piyasası'nda satıldığı durumda bir gün sonunda elde edilecek gelir 98.826.882 TL'dir.
- Nükleer santralde üretilen 1200 MW gücün 2023 Nisan ayındaki ortalama Gün Öncesi Piyasası fiyatından satıldığı durum için elde edilecek günlük kazanç 50.999.608 TL'dir.

- Nükleer santralde üretilen 1200 MW gücün 2023 Temmuz ayındaki ortalama Gün Öncesi Piyasası fiyatından satıldığı durum için elde edilecek günlük kazanç 56.949.103 TL'dir.
- Nükleer santralde üretilen 1200 MW gücün 2023 Ekim ayındaki ortalama Gün Öncesi Piyasası fiyatından satıldığı durum için elde edilecek günlük kazanç 64.795.334 TL'dir.

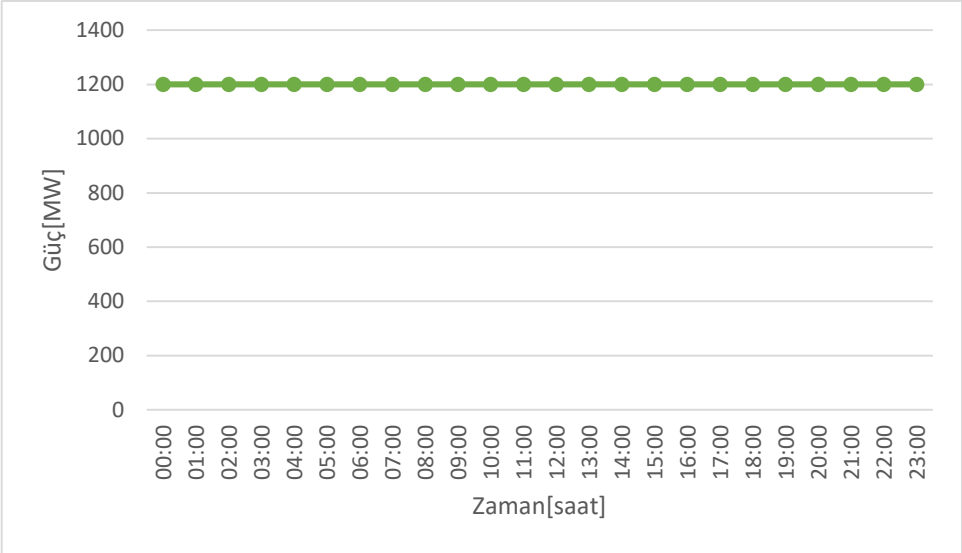
Tablo 3.1 Farklı aylardaki PTF'lere göre elde edilen kazançlar

Dikkate Alınan PTF Fiyatları	Elde Edilen Kazanç
Ocak 2023	98.826.882 TL
Nisan 2023	50.999.608 TL
Temmuz 2023	56.949.103 TL
Ekim 2023	64.795.334 TL

3.2 Nükleer Santral ve Yüzer GES'in Beraber Çalıştığı, Arıza ve Kısıtların Dahil Edilmediği Durum



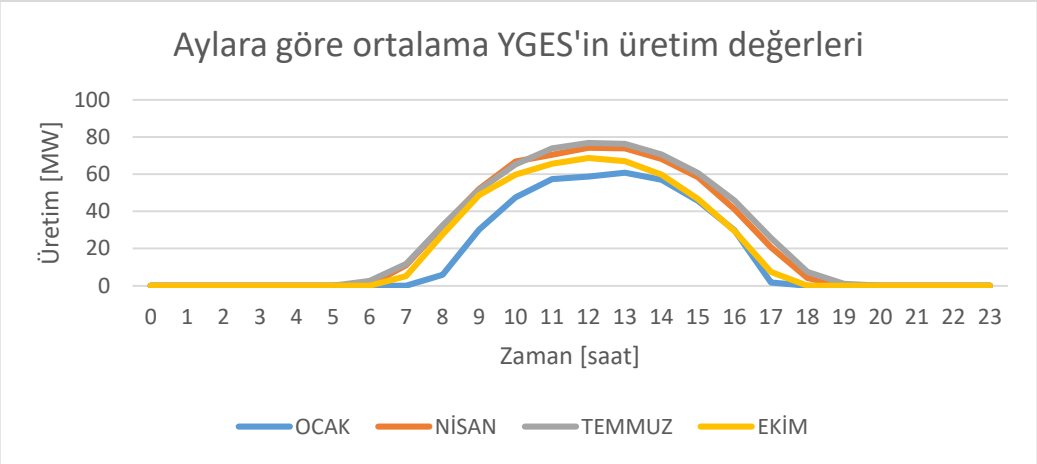
Şekil 3.5 Nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı



Şekil 3.6 Gün öncesi piyasasına satılacak güç miktarı

Şekil 3.5 ve Şekil 3.6'daki nükleer santralde üretilen güç ve gün öncesine bildirilen güç miktarları 4 farklı ay içinde aynı parametrelerdir. Nükleer santralde gün boyunca her saatte 1200 MW enerji üretilip, bu üretimin 1200 MW'ı her bir saatte Gün Öncesi Piyasası'na satılacağı bilinmektedir. Yüzer GES ile üretilen enerjinin tamamı da DGP'de satılacaktır.

4 farklı mevsim koşullarından birer ay seçilerek elektrik fiyatlarının değişimi sonucunda santralin kazancının aylara göre nasıl değişebileceğini göstermek amaçlanmıştır. 4 farklı aya ait enerji fiyatları dikkate alınarak, kazançlar kıyaslanacaktır. Bu aylar Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarıdır. Dikkate alınan enerji fiyatları ise 2023 yılının fiyatlarıdır.



Şekil 3.7 Aylara göre ortalama YGES'in üretim değerleri

Şekil 3.7'de görüldüğü üzere YGES sisteminin Mersin, Akkuyu mevkiinde saatlik üretim değerleri aylara göre simülasyonu bu şekilde modellenmiştir. Bu üretimin tamamı DGP'de satılması sağlandığında satıştan elde edilecek kazan aşağıdaki gibi olmaktadır.

- Santrallerde üretilen gücün 2023 Ocak ayındaki ortalama GÖP ve DGP fiyatından satıldığı durum için elde edilecek günlük kazanç 100.137.513,3 TL'dir.
- Santrallerde üretilen gücün 2023 Nisan ayındaki ortalama GÖP ve DGP fiyatından satıldığı durum için elde edilecek günlük kazanç 51.925.049,05 TL'dir.
- Santrallerde üretilen gücün 2023 Temmuz ayındaki ortalama GÖP ve DGP fiyatından satıldığı durum için elde edilecek günlük kazanç 58.181.579,79 TL'dir.
- Santrallerde üretilen gücün 2023 Ekim ayındaki ortalama GÖP ve DGP fiyatından satıldığı durum için elde edilecek günlük kazanç 65.741.343,02 TL'dir.

Tablo 3.2 Nükleer ve depolama ünitesi beraber çalışması durumu için dört farklı ay için kazançlar

Dikkate Alınan PTF ve SMF Fiyatları	Elde Edilen Kazanç
Ocak 2023	100.137.513,3 TL
Nisan 2023	51.925.049,05 TL
Temmuz 2023	58.181.579,79 TL
Ekim 2023	65.741.343,02 TL

3.3 Nükleer Santral ve Depolama Ünitesinin Beraber Çalıştığı Arızalı Durum

Nükleer santral ve Yüzer GES ile entegre olacak şekilde pompalanmış su tabanlı depolama ünitesi eklenmiştir. Nükleer santralde üretilen enerjinin (1200 MW) %75'i yani 900 MW'ı Gün Öncesi Piyasası'na, geriye kalan 300 MW ise pompalanmış su depolama ünitesinde veya DGP'de satışta kullanılması opsiyonlu bırakılmıştır.

Bu durum için, gün sonunda alt ve üst rezervuarlardaki su miktarları başlangıçtaki su miktarına eşitlenme kısıtı eklenmemiştir. Aynı şekilde, dengeleme güç piyasasında yapılacak satışlar için herhangi bir kısıt eklenmemiştir. Bu durumda eklenmeyen bu kısıtlar sonraki durumlarda eklenerek karşılaştırması yapılacaktır.

Depolama ünitesinin dahil edildiği sistemde Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim olmak üzere 4 farklı ay için saatlik olarak ortalama Piyasa Takas Fiyatları (PTF) ve Sistem Marjinal Fiyatları (SMF) dikkate alınarak santralin kazancı hesaplanmıştır. 4 farklı fiyat için ayrı olacak şekilde, o aydaki piyasalara satış fiyatları (PTF ve SMF), depolama ünitesinin alt ve üst rezervuarlarındaki su değişimleri, depolama ünitesinden üretilen elektrik gücü, dengeleme piyasasına satılacak ve alınacak saatlik güç değerleri grafik şeklinde verilmiştir.

Bu durumda, dengeleme piyasasına satış ve dengeleme piyasasından alış gerçekleşmiştir.

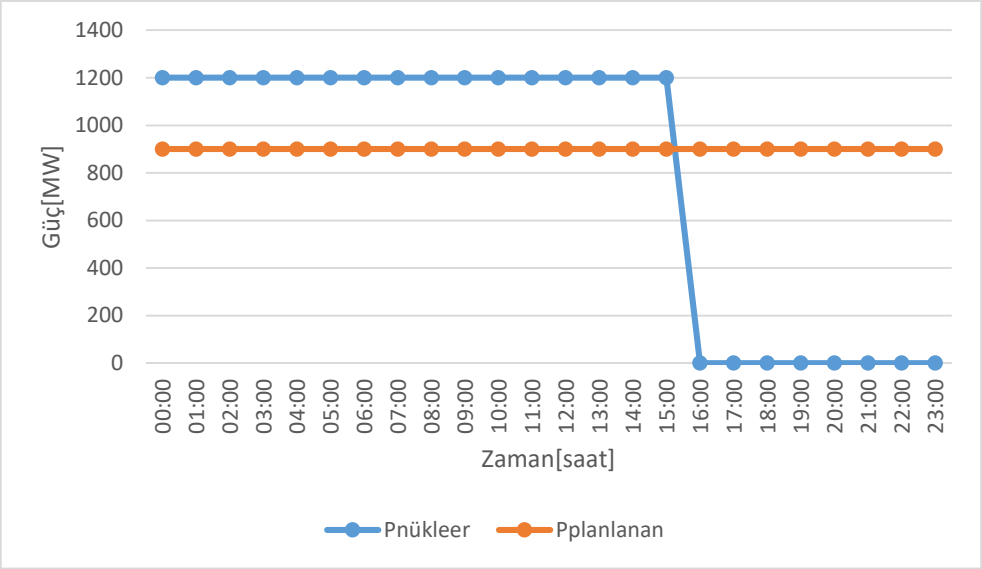
Tablo 3.3 Su tabanlı enerji depolama ünitesi ait parametreler

$V^{ALT,ps,başlangıç}$	72000	dam^3
$V^{ALT,ps,maks}$	144000	dam^3
$V^{ALT,ps,min}$	12000	dam^3
$V^{ÜST,ps,başlangıç}$	72000	dam^3
$V^{ÜST,ps,maks}$	144000	dam^3
$V^{ÜST,ps,min}$	12000	dam^3
$\sigma^{salınan,ps}$	0.16	MW/(dam^3h)
$\sigma^{pompalanan,ps}$	0.24	MW/(dam^3/h)
$Q^{maks,ps}$	7500	dam^3/h

Tablo 3.3'deki parametreler 1200 MW kurulu gücünde bir PHES oluşturmak amacıyla seçilmiş değerlerdir. Türkiye'deki aynı güçteki HES'lerin parametrelerine yakın değerler seçilmiştir.

Depolama sisteminin dahil olduğu bu durum için günün son 8 saatinde nükleer reaktörde bir arıza olduğunu ve üretim yapılamama durumunda depolama ünitesinin bu saat aralıklarında GÖP'e satılacak gerekli enerjiyi sağlayabildiğini gösterdik. Depolama ünitesinin parametrelerinde Tablo 3'teki parametreler kullanılmıştır.

Arıza durumunda ilk olarak amaç gün öncesine bildirilen 900 MW yükü sağlayabilmesi olduğu için, rezervuar kısıtı bu durumda bulunmamaktadır.

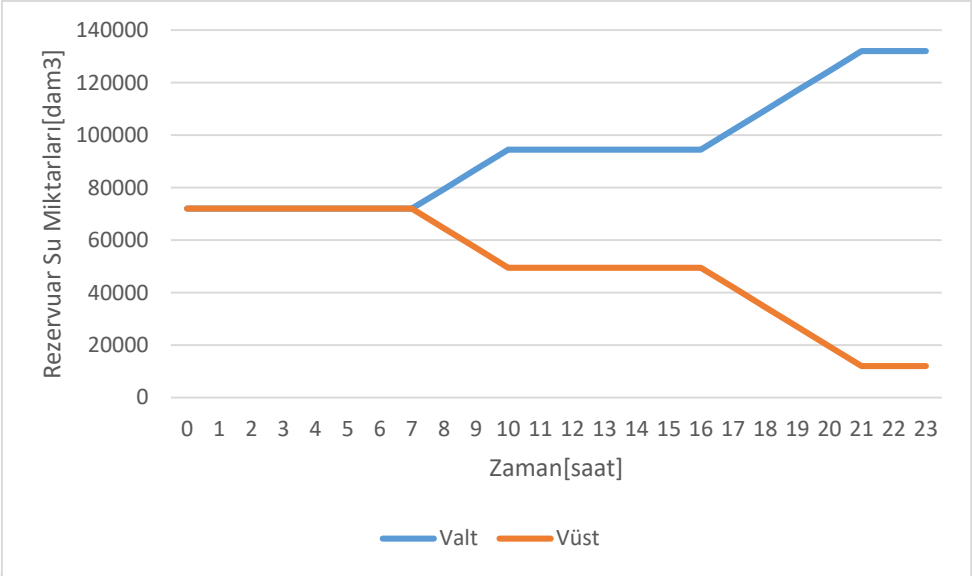


Şekil 3.8 GÖP talimatı ve nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı

Şekil 3.8'de görüldüğü üzere saat 16:00 sonrası reaktör enerji üretimi yapmamaktadır. Görüldüğü üzere günün her saatinde GÖP'e bildirilen 900 MW enerji bulunmaktadır. Bu enerji, bir sonraki grafiklerde göreceğimiz gibi üst rezervuardaki su ve dengeleme piyasasından karşılanacaktır.

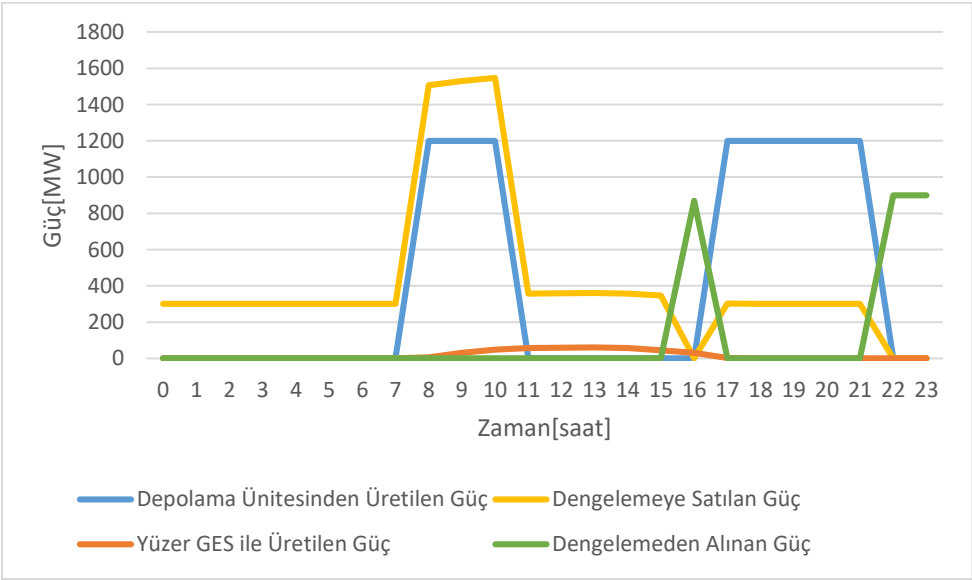
3.3.1 Ocak Ayı İçin Arızalı Durum

Bu durum içinde kabul edilen enerji fiyatları Şekil 3.1 ve Şekil 3.2'deki grafik şeklinde verilmiştir.



Şekil 3.9 Alt ve üst rezervuar su miktarları

Yukarıdaki grafikte olduğu gibi, arızanın başladığı 16:00-00:00 aralığında depolama ünitesinde 900 MW üretim yapılarak GÖP'e satılması gereken miktar karşılanmıştır. Rezervuarın yettiği sürece de diğer saatlerde dengeleme piyasasına satış yapabilmiştir.

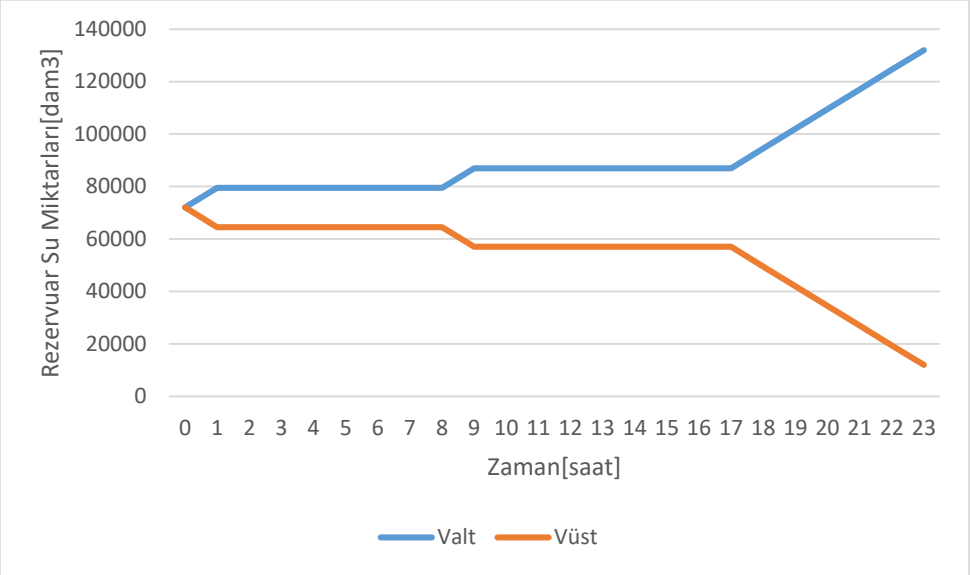


Şekil 3.10 Güç dağılımı

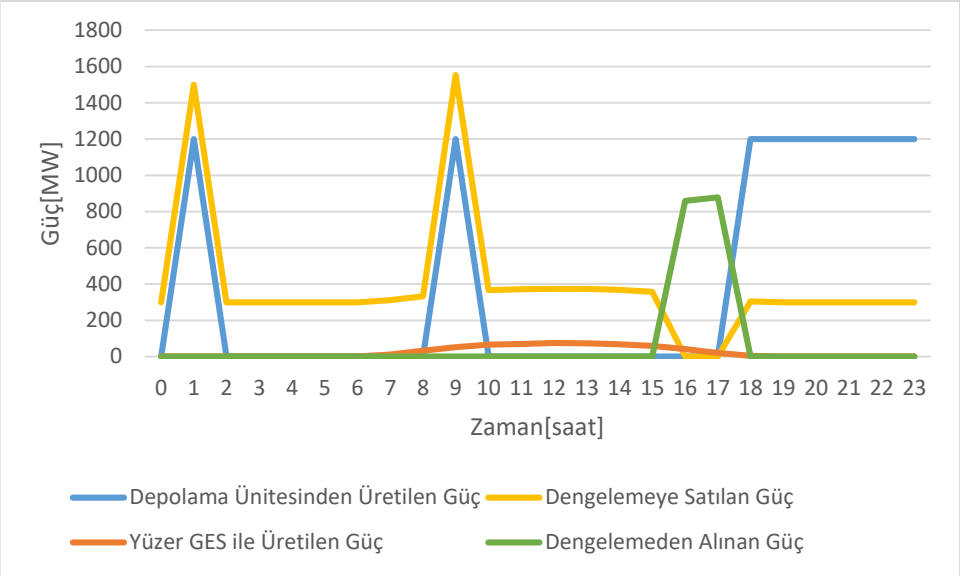
Şekil 3.10'da görüldüğü gibi 16:00 sonrası dengeleme piyasası ve GÖP'e satış yapılmıştır. Gün içinde dengeleme piyasasındaki fiyatların yüksek olduğu

periyotlarda satış yapılarak santral kazancı arttırılmıştır. Arıza öncesi dengeleme piyasasında fiyatların iyi olduğu aralıkta satış yapılmış olup arıza ile birlikte depolama ünitesi ile dengeleme piyasası fiyatlaması farkından dolayı optimum kazanç bu şekilde çıkmıştır. Ocak ayındaki günün son 8 saatinde arıza olması durumunda santralin günlük toplam kazancı 75.381.991,84 TL bulunmuştur. Arıza durumunda optimizasyon probleminde iletim ve rezervuarların son durumları açısından bir kısıt bulunmamaktadır. Bu kısıtlar sonraki durumlarda eklenerek değerlendirme yapılmıştır.

3.3.2. Nisan Ayı İçin Arızalı Durum



Şekil 3.11 Alt ve üst rezervuar su miktarları

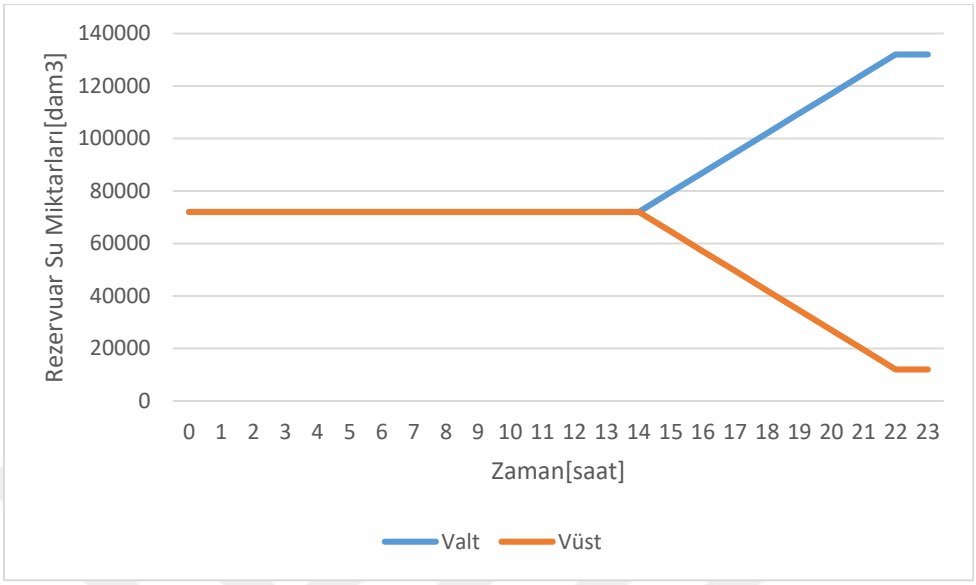


Şekil 3.12 Güç dağılımı

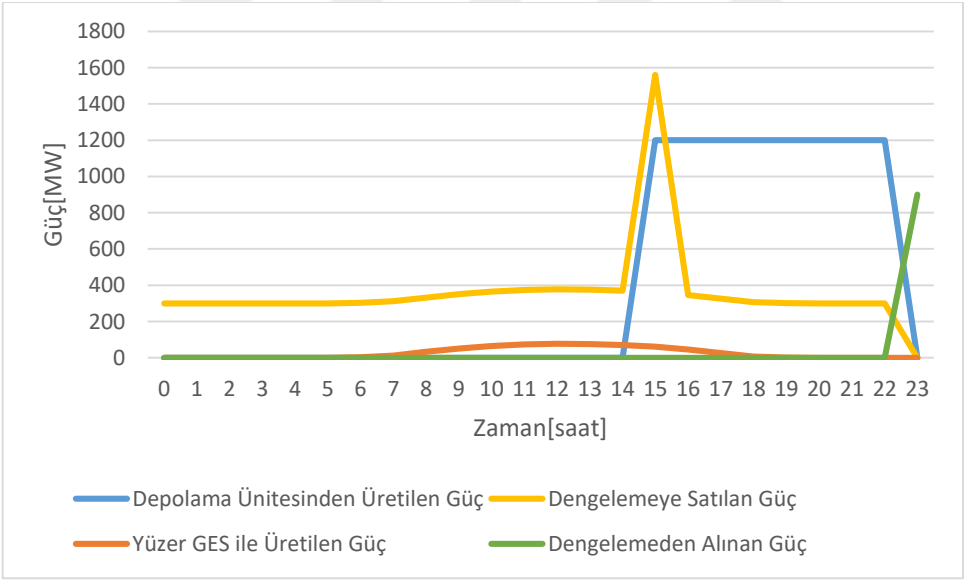
Ocak ayındaki durumdan farklı olarak depolamadan üretilen güç ve dengeleme piyasasına satılan güç miktarlarında değişimler olmuştur. Şekil 3.11 ve Şekil 3.12'deki grafiklerde görüldüğü üzere rezervuar kapasitesini arıza durumunda kullanmıştır. Ancak fiyatlamaya göre önceki saatlerde de üst rezervuar vasıtası ile dengeleme piyasasında satış yapılmıştır.

Nisan ayındaki günün son 8 saatinde arıza olması durumunda santralin günlük toplam kazancı 37.508.276,38 TL bulunmuştur.

3.3.3. Temmuz Ayı İçin Arızalı Durum



Şekil 3.13 Alt ve üst rezervuar su miktarları

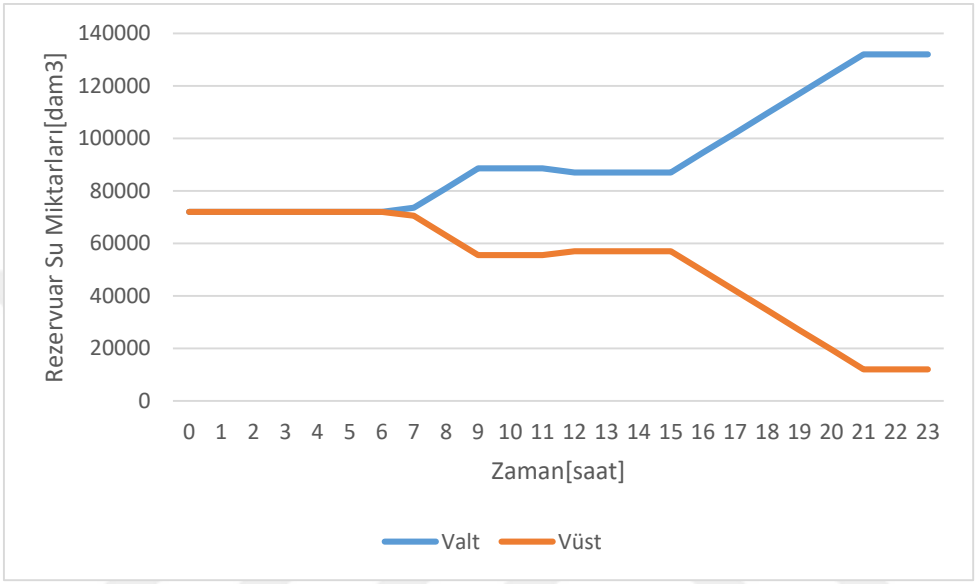


Şekil 3.14 Güç dağılımı

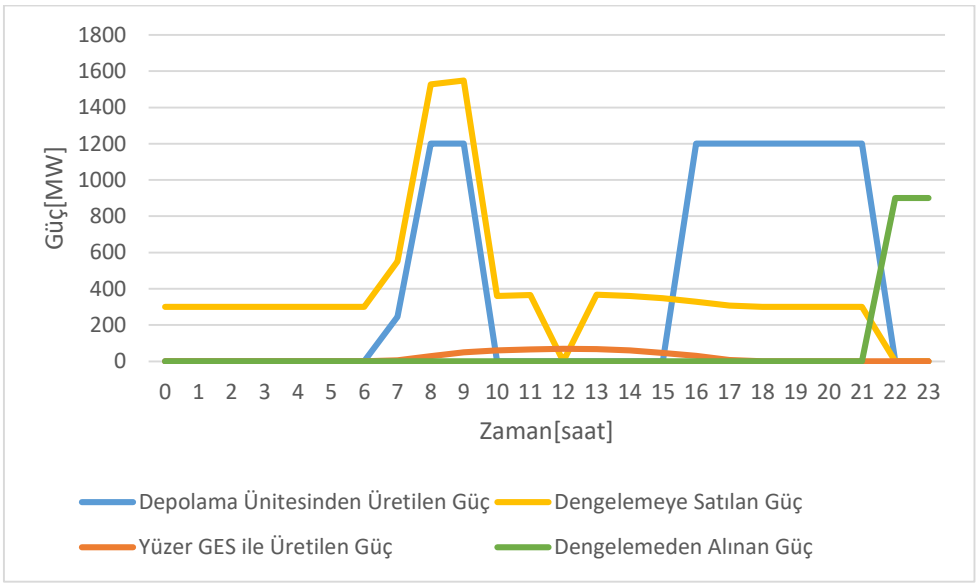
Ocak ve Nisan ayındaki durumdan farklı olarak depolamadan üretilen güç ve dengeleme piyasasına satılan güç miktarlarında değişimler olmuştur. Şekil 3.13 ve Şekil 3.14'teki grafiklerde görülmektedir. Arıza öncesinde rezervuardan bir miktar faydalanarak dengeleme piyasasından işlem yapılmış arıza sonuna doğru rezervuarda su yetersiz kaldığı için dengelem piyasasından alım yapılmıştır.

Temmuz ayındaki günün son 8 saatinde arıza olması durumunda santralin günlük toplam kazancı 43.341.950,18 TL bulunmuştur.

3.3.4. Ekim Ayı İçin Arızalı Durum



Şekil 3.15 Alt ve üst rezervuar su miktarları



Şekil 3.16 Güç dağılımı

Ocak, Nisan ve Temmuz aylarındaki durumdan farklı olarak depolamadan üretilen güç ve dengeleme piyasasına satılan güç miktarlarında değişmeler olmuştur. Şekil 3.15 ve Şekil 3.16'daki grafiklerde görülmektedir.

Ekim ayındaki günün son 8 saatinde arıza olması durumunda santralin günlük toplam kazancı 47.468.001,27 TL bulunmuştur.

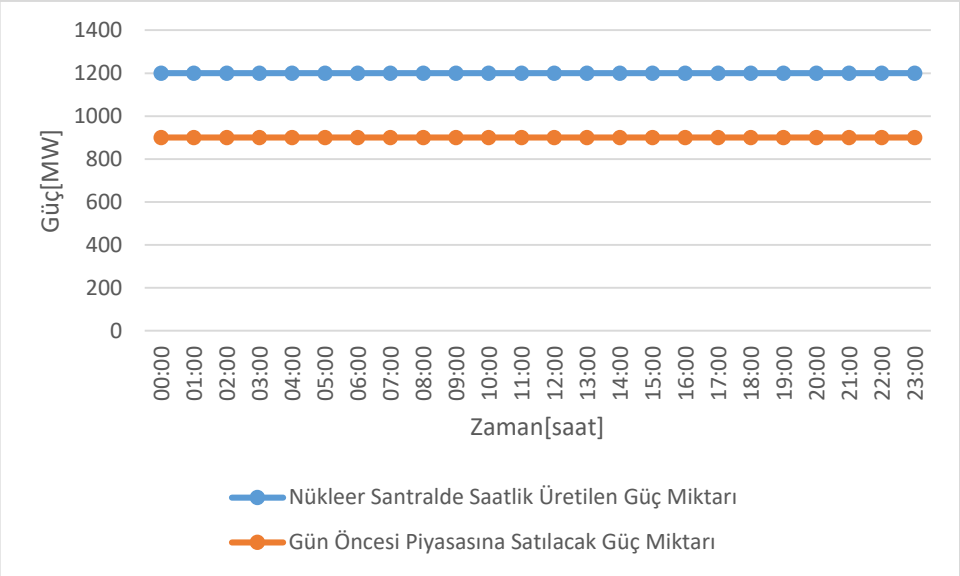
Tüm aylarda Yüzer GES ile üretilen enerji, dengeleme piyasası ve alt rezervuardan üst rezervuara su pompalama için değerlendirilmiştir.

Tablo 3.4 Nükleer ve depolama ünitesinin beraber çalıştığı anlarda arıza durumlarında farklı aylarda elde edilen kazançlar

Aylar	*Kazanç [TL]*
Ocak	75.381.991,84
Nisan	37.508.276,38
Temmuz	43.341.950,18
Ekim	47.468.001,27

3.4 Nükleer Santral ve Depolama Ünitesi Kısıtlarının Dahil Edildiği Durum

Durum 3'teki senaryolardan farklı olarak arıza durumu dikkate alınmamış ve 2 yeni kısıt dahil edilmiştir. İlk kısıt, gün sonunda üst ve alt rezervuarların başlangıçtaki durumlarının %6'sı kadar farklılık olmasına müsaade edilmesidir. İkinci olarak, güç sistemine satılabilecek enerji miktarını farklı saatler arasında kısıtladık. Santral kurulu güçleri toplamının 100MW fazlası seçilerek iletim hattının kapasitesi göz önünde bulundurulmuştur. Bu durumda, dengelemede satılacak miktar 500MW ile sınırlandırılarak hibrit santralin en fazla 1400 MW saatlik satış gerçekleştirebilmesi sağlanmıştır. Yüzer GES bu duruma dahil edilmemiştir.

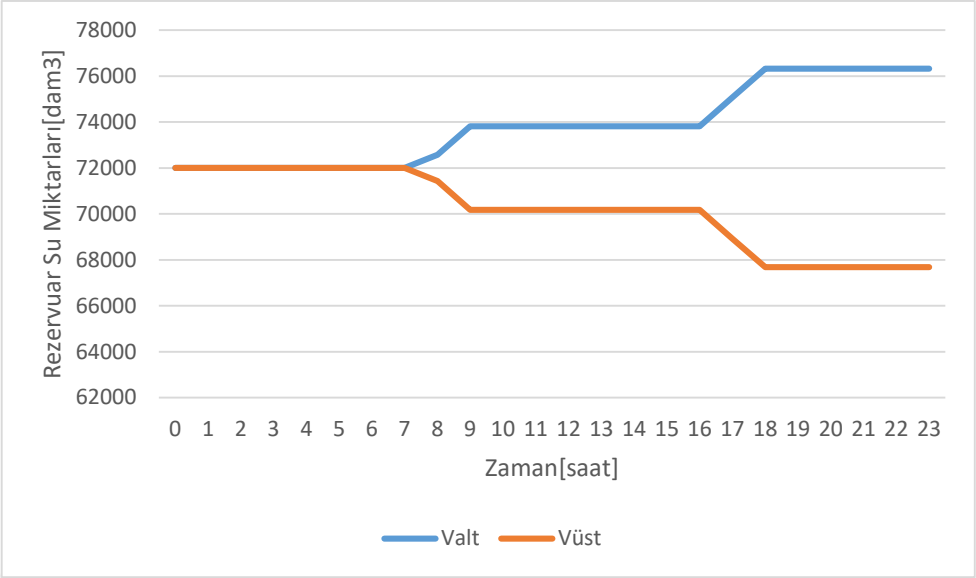


Şekil 3.17 GÖP talimatı ve nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı

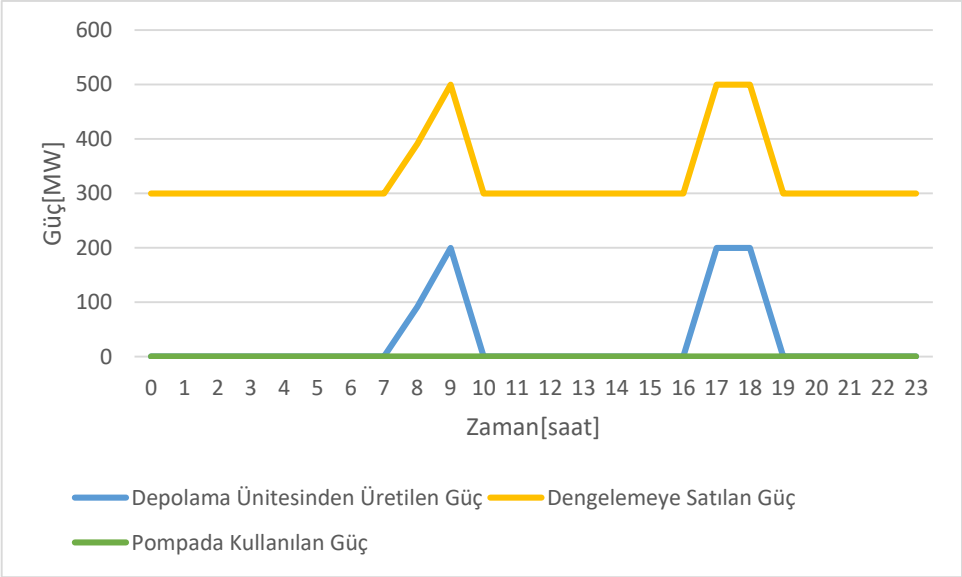
Nükleer santralde üretilen 1200 MW ile Şekil 3.17'de görüldüğü üzere günün her saatinde GÖP'e bildirilen 900 MW karşılanmaktadır. Bu fark vasıtası ile dengeleme piyasası ve bir sonraki grafiklerde göreceğimiz gibi üst rezervuardaki su ve dengeleme piyasasından karşılanacaktır.

3.4.1. Ocak Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu

Şekil 3.18'deki grafikte rezervuarların son durumu görülmektedir. Buharlaşma ve yağmur gibi parametrelerin rezervuara etkilerinden dolayı günün son saatinde başlangıçtaki rezervuara tam olarak eşitlenme olmamıştır. Üst başlıkta da bahsedildiği üzere gün sonu rezervuar doluluğu başlangıç rezervuar doluluğuna göre %6'lık bir esneklikle yönetilmiştir.



Şekil 3.18 Alt ve üst rezervuar su miktarları

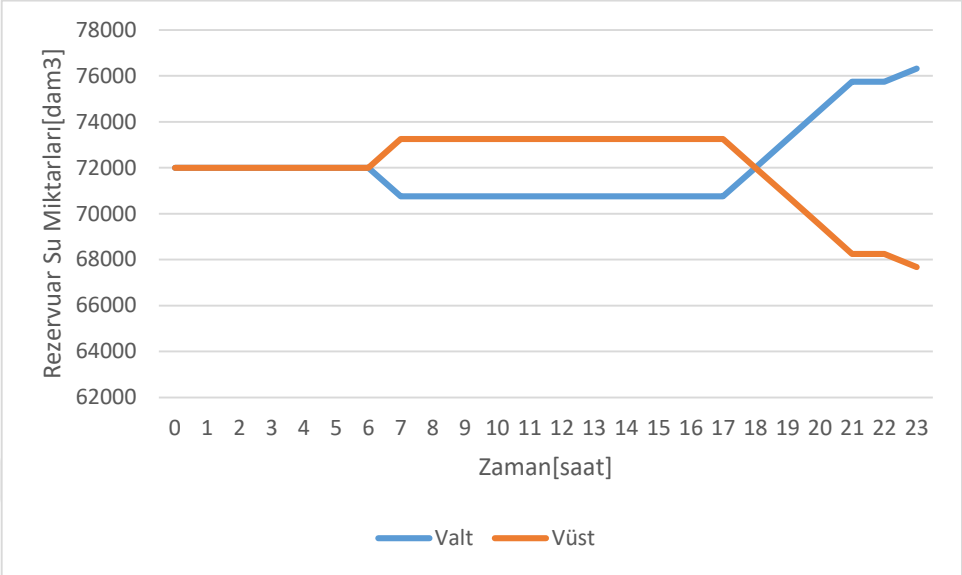


Şekil 3.19 Güç dağılımı

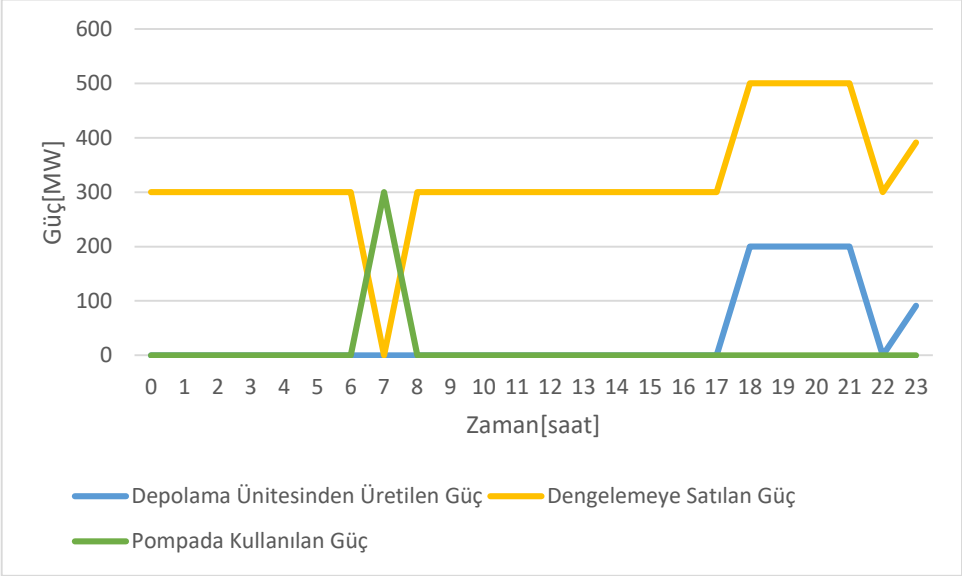
Şekil 3.19'daki grafikte görüldüğü gibi, depolama ünitesinden 08:00-10:00 ve 17:00-19:00 arası saatlerde üretim yapılarak, gün öncesine planlanan satıştan arta kalan 300 MW'lık güç ile birlikte toplamda dengeleme piyasasında satış yapılmıştır.

Yeni eklenen kısıtlar ile birlikte dengeleme yapılacak satışa kısıt getirilmiş ve santral kazancında bir önceki duruma göre düşüş olmuştur. Ocak Ayında bir günlük santralin kazancı 101.377.779,7 TL olmuştur.

3.4.2 Nisan Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu



Şekil 3.20 Alt ve üst rezervuar su miktarları

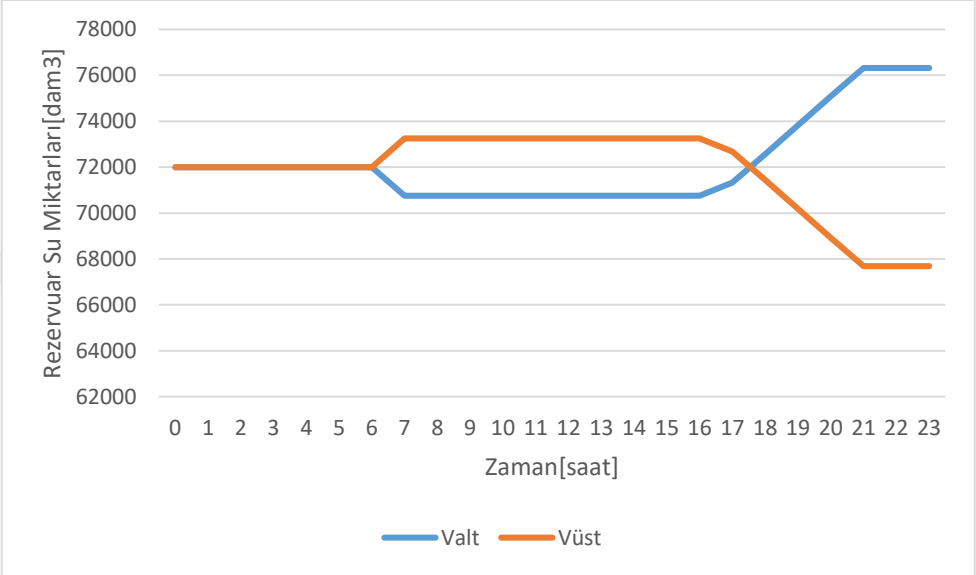


Şekil 3.21 Güç dağılımı

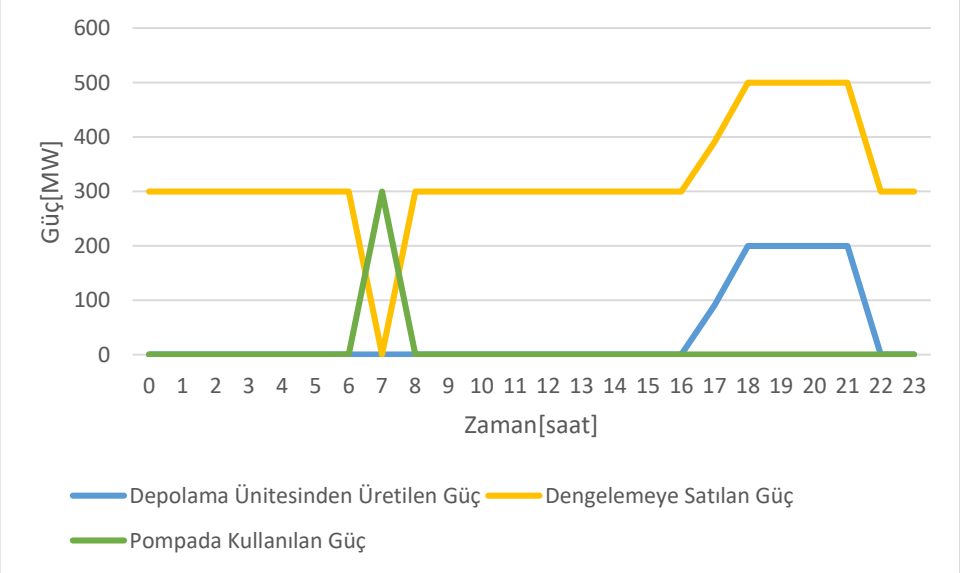
Şekil 3.21'deki grafikte görüldüğü gibi, depolama ünitesinden 18:00-22:00 ve 23:00-00:00 saat aralıklarında üretim yapılarak, gün öncesine planlanan satıştan arta kalan 300 MW'lık güç ile birlikte toplamda dengeleme piyasasında satış yapılmıştır. Bununla birlikte dengeleme piyasasında satmak yerine düşük fiyat olan 07:00-08:00 saat aralığında arta kalan enerji pompalamada kullanılmıştır.

Nisan ayında bir günlük santralin kazancı 53.044.712,11 TL olmuştur. Nisan ayındaki düşük fiyatların etkisiyle kazanç düşmüştür.

3.4.3. Temmuz Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu



Şekil 3.22 Alt ve üst rezervuar su miktarları

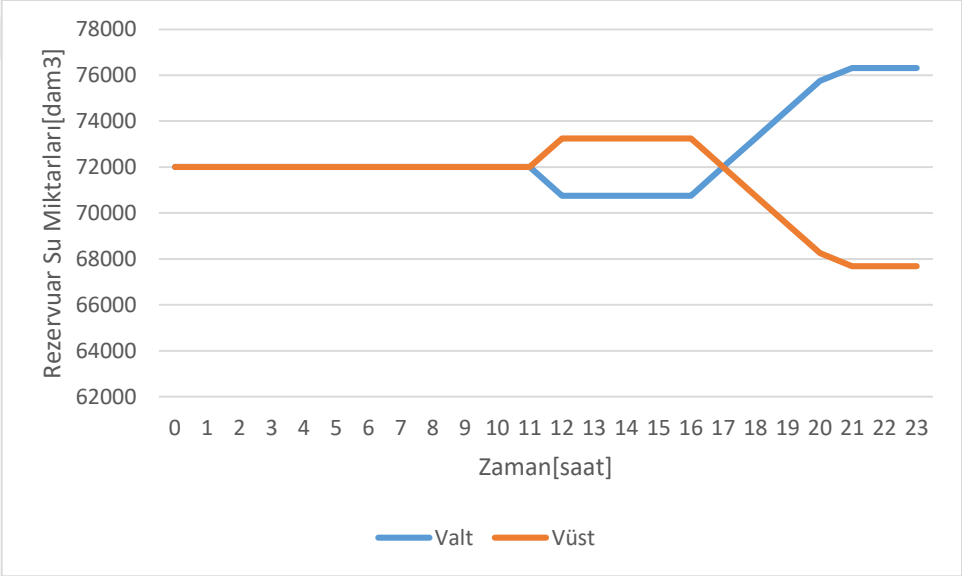


Şekil 3.23 Güç dağılımı

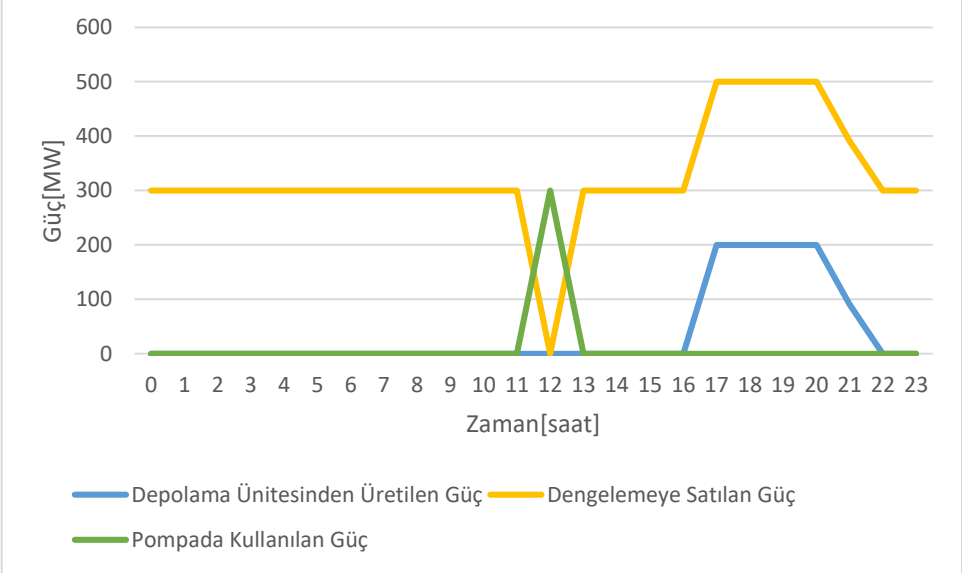
Şekil 3.23'teki grafikte görüldüğü gibi, depolama ünitesinden 17:00-22:00 saat aralığında üretim yapılarak, gün öncesine planlanan satıştan arta kalan 300 MW'lık güç ile birlikte toplamda dengeleme piyasasında satış yapılmıştır. Bununla birlikte dengeleme piyasasında satmak yerine düşük fiyat olan 07:00-08:00 saat aralığında arta kalan enerji pompalamada kullanılmıştır.

Temmuz ayında bir günlük santralin kazancı 59.713.845,97 TL olmuştur.

3.4.4 Ekim Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu



Şekil 3.24 Alt ve üst rezervuar su miktarları



Şekil 3.25 Güç dağılımı

Şekil 3.25'teki grafikte görüldüğü gibi, depolama ünitesinden 17:00-22:00 saat aralığında üretim yapılarak, gün öncesine planlanan satıştan arta kalan 300 MW'lık güç ile birlikte toplamda dengeleme piyasasında satış yapılmıştır. Bununla birlikte dengeleme piyasasında satmak yerine düşük fiyat olan 12:00-13:00 saat aralığında arta kalan enerji pompalamada kullanılmıştır.

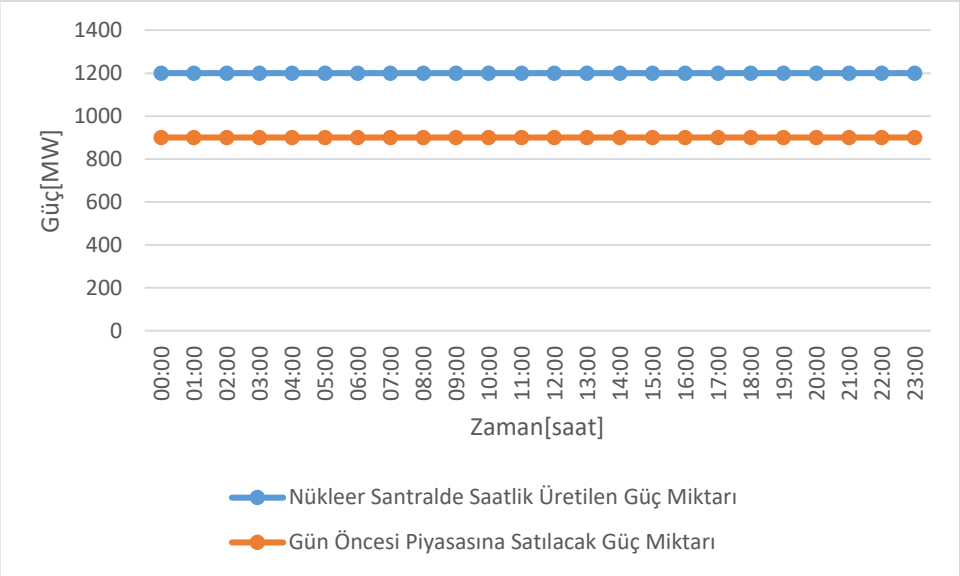
Ekim ayında bir günlük santralin kazancı 65.562.123,26 TL olmuştur.

Tablo 3.5 Dört farklı ay için kısıtlı durumlardaki kazançlar(500 MW)

Aylar	*Elde Edilen Kazanç*
Ocak 2023	101.377.779,7 TL
Nisan 2023	53.044.712,11 TL
Temmuz 2023	59.713.845,97 TL
Ekim 2023	65.562.123,26 TL

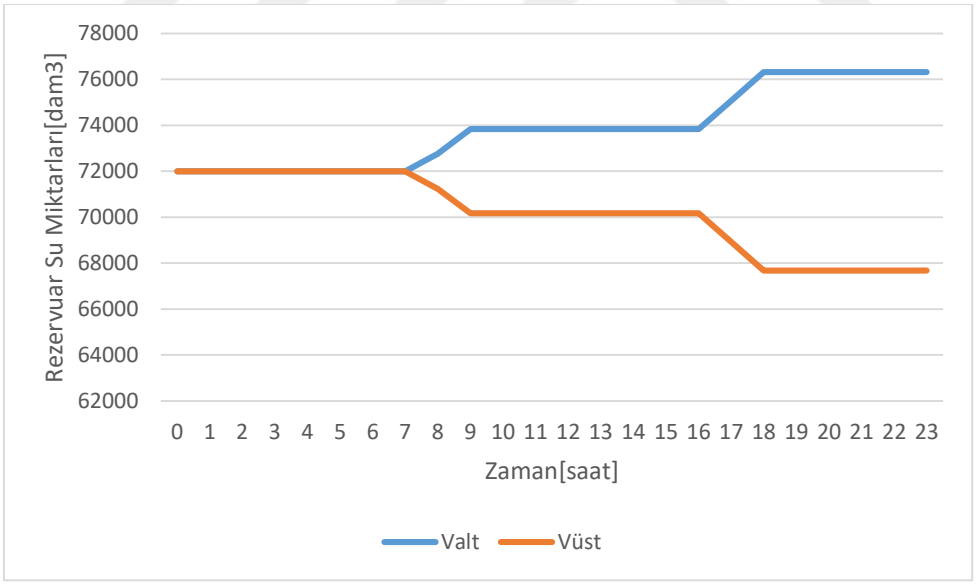
3.5 Nükleer Santral ve YGES'in Devrede Olduğu, Depolama Ünitesi Kısıtlarının Dahil Edildiği Durum

Durum 4'teki senaryoya benzer olarak üst ve alt rezervuarların başlangıçtaki durumlarının %6'sı kadar farklılık olmasına müsaade edilmiş ve dengelemede satılacak miktar 500MW ile sınırlandırılarak hibrit santralin en fazla 1400 MW saatlik satış gerçekleştirebilmesi sağlanmıştır. Bunun yanında o bölgede kurulduğu farz edilen 100MW kurulu gücünde Yüzer GES bu duruma dahil edilmemiştir.

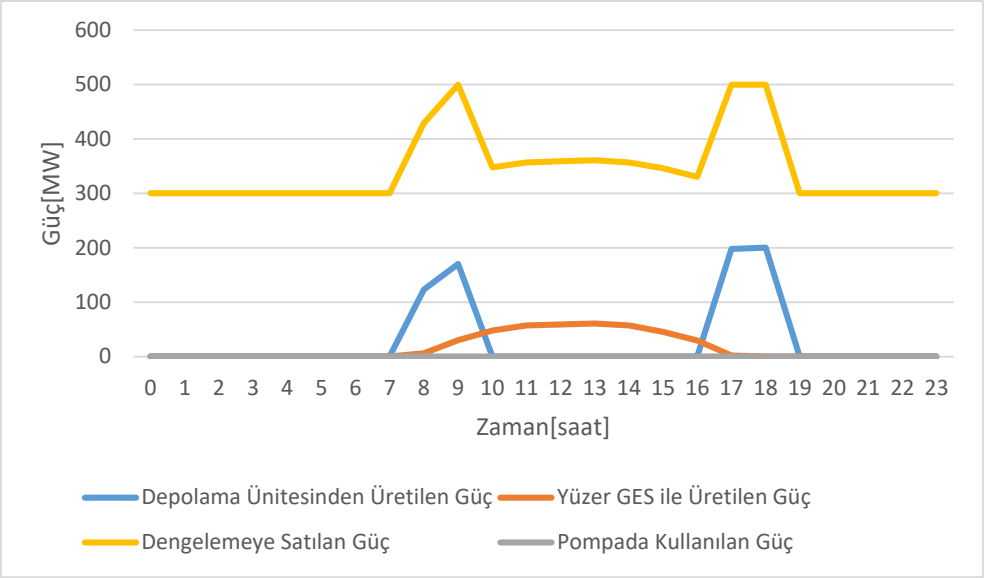


Şekil 3.26 GÖP talimatı ve nükleer santralde saatlik üretilen güç miktarı

3.5.1 Ocak Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu



Şekil 3.27 Alt ve üst rezervuar su miktarları



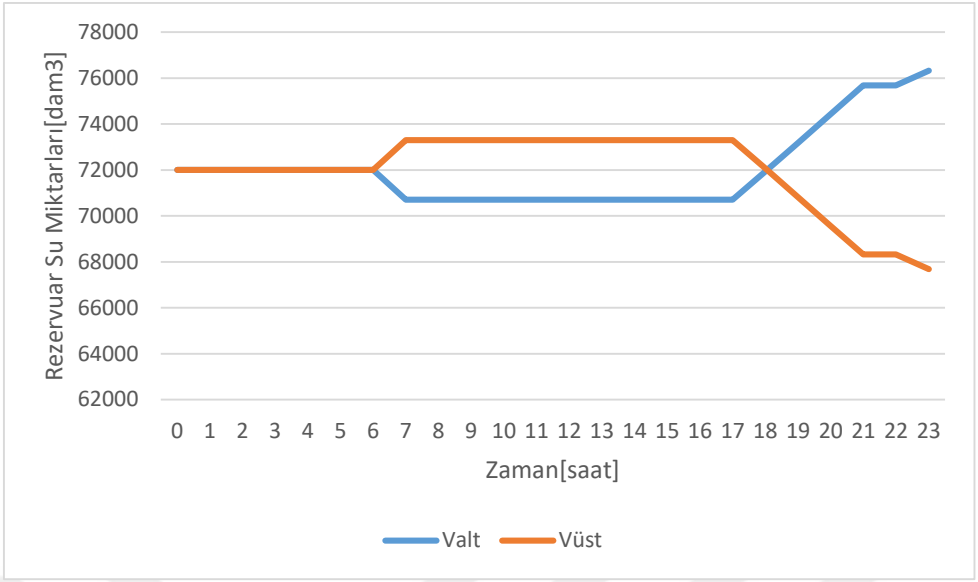
Şekil 3.28 Güç dağılımı

Şekil 3.28'deki grafikte görüldüğü gibi, depolama ünitesinden 08:00-10:00 ve 17:00-19:00 saatleri aralığında üretim yapılarak, gün öncesine planlanan satıştan arta kalan 300 MW'lık güç ile birlikte toplamda dengeleme piyasasında satış yapılmıştır.

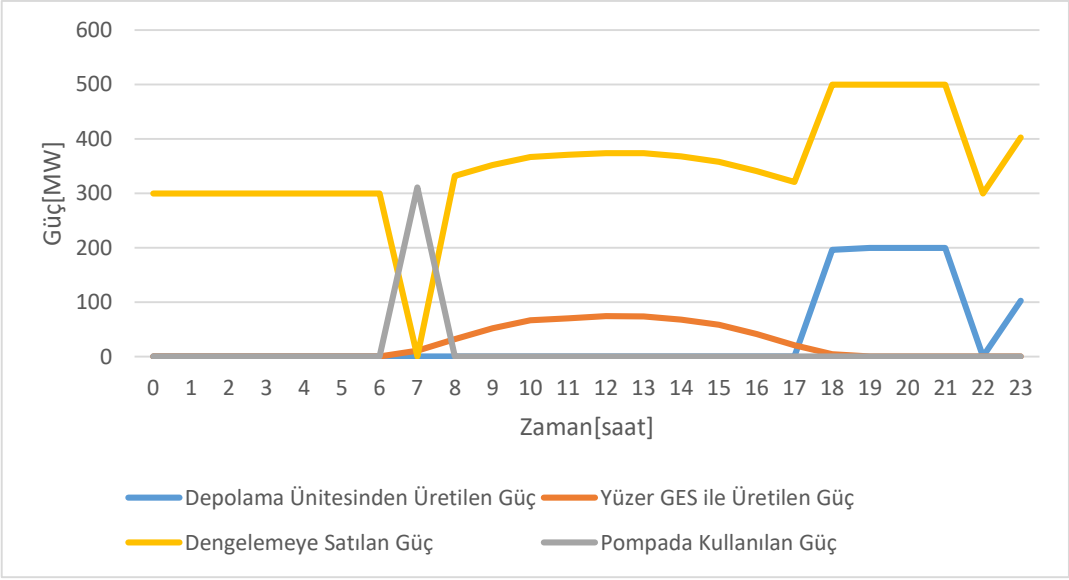
Yüzer GES güneşlenme süresini gösterir durumda, 09:00-17:00 aralığında üretim yaparak dengeleme piyasasındaki satışa katkı sağlamıştır.

Ocak Ayında bir günlük santralin kazancı 102.691.303,2 TL olmuştur.

3.5.2 Nisan Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu



Şekil 3.29 Alt ve üst rezervuar su miktarları



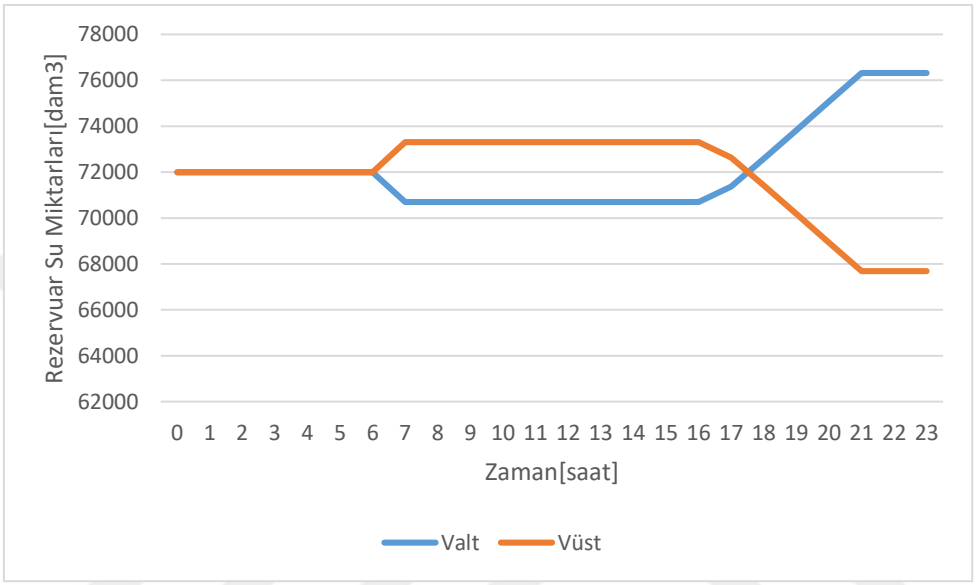
Şekil 3.30 Güç dağılımı

Şekil 3.30'daki grafikte görüldüğü gibi, depolama ünitesinden 18:00-22:00 ve 23:00-00:00 saatleri aralığında üretim yapılarak, gün öncesine planlanan satıştan arta kalan 300 MW'lık güç ile birlikte toplamda dengeleme piyasasında satış yapılmıştır. Bununla birlikte dengeleme piyasasında satmak yerine düşük fiyat olan 07:00-08:00 saat aralığında arta kalan enerji pompalama için kullanılmıştır.

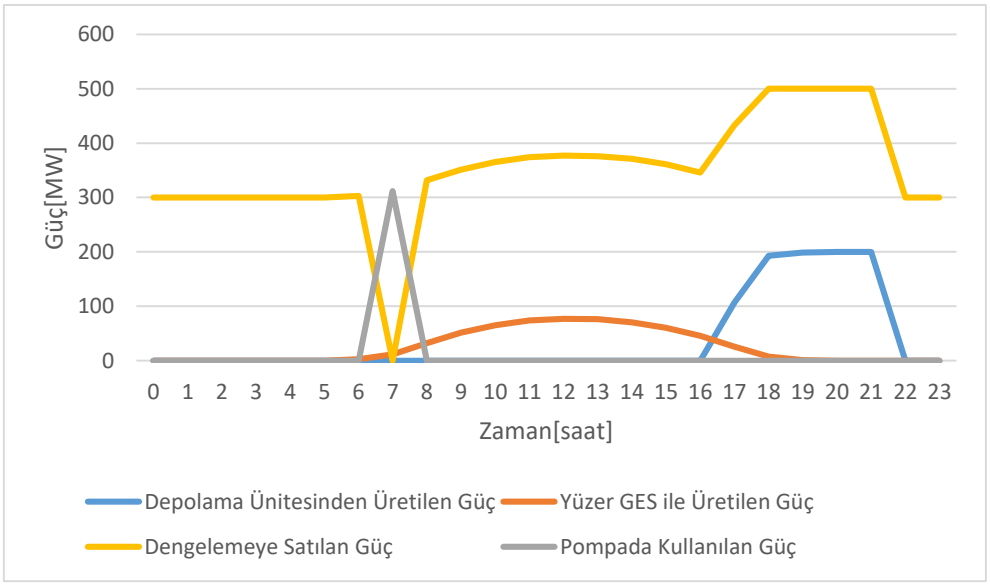
Yüzer GES güneşlenme süresini gösterir durumda, 07:00-19:00 aralığında üretim yaparak dengeleme piyasasındaki satışa katkı sağlamıştır.

Nisan ayında bir günlük santralin kazancı 53.970.323,45 TL olmuştur. Nisan ayındaki düşük fiyatların etkisiyle kazanç düşmüştür.

3.5.3 Temmuz Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu



Şekil 3.31 Alt ve üst rezervuar su miktarları



Şekil 3.32 Güç dağılımı

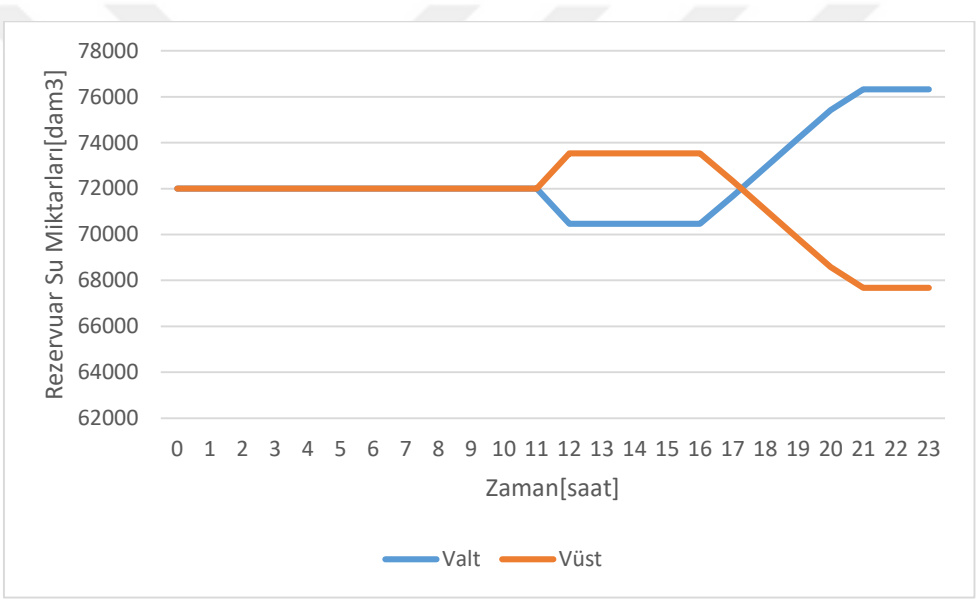
Şekil 3.32'deki grafikte görüldüğü gibi, depolama ünitesinden 17:00-22:00 saatleri aralığında üretim yapılarak, gün öncesine planlanan satıştan arta kalan 300 MW'lık güç ile birlikte toplamda dengeleme piyasasında satış yapılmıştır. Bununla birlikte

dengeleme piyasasında satmak yerine düşük fiyat olan 07:00-08:00 saat aralığında arta kalan enerji pompalama için kullanılmıştır.

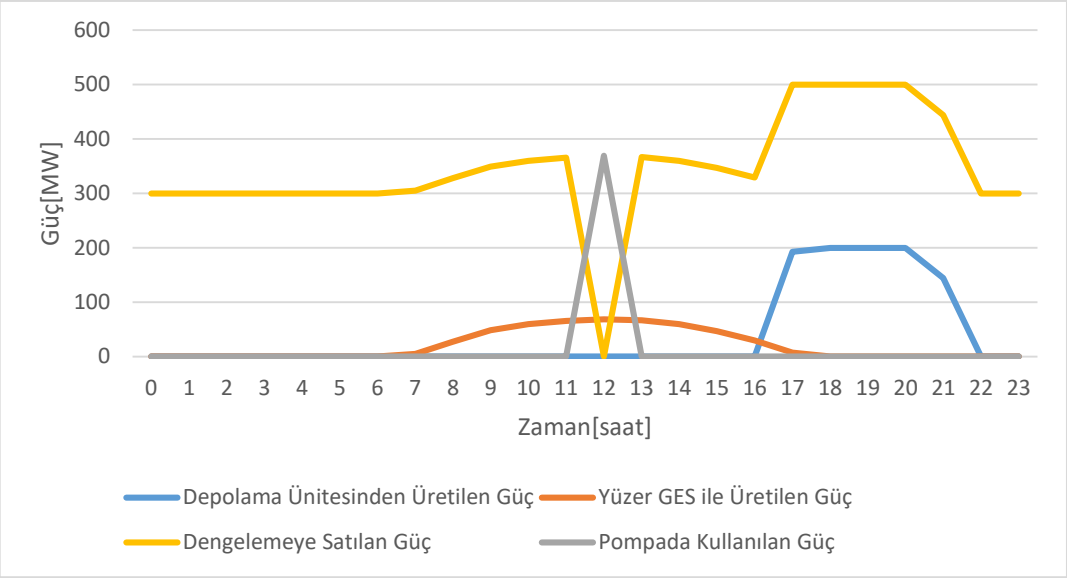
Yüzer GES güneşlenme süresini gösterir durumda, 07:00-19:00 aralığında üretim yaparak dengeleme piyasasındaki satışa katkı sağlamıştır.

Temmuz ayında bir günlük santralin kazancı 60.946.941,35 TL olmuştur.

3.5.4 Ekim Ayı Fiyatları İçin İşletim Durumu



Şekil 3.33 Alt ve üst rezervuar su miktarları



Şekil 3.34 Satılan güç miktarları

Şekil 3.34'deki grafikte görüldüğü gibi, depolama ünitesinden 17:00-22:00 saatleri aralığında üretim yapılarak, gün öncesine planlanan satıştan arta kalan 300 MW'lık güç ile birlikte toplamda dengeleme piyasasında satış yapılmıştır. Bununla birlikte dengeleme piyasasında satmak yerine düşük fiyat olan 12:00-13:00 saat aralığında arta kalan enerji pompalama için kullanılmıştır.

Yüzer GES güneşlenme süresini gösterir durumda, 07:00-18:00 aralığında üretim yaparak dengeleme piyasasındaki satışa katkı sağlamıştır.

Ekim ayında bir günlük santralin kazancı 66.525.539,47 TL olmuştur.

Tablo 3.6 Dört farklı ay için kısıtlı durumlardaki kazançlar(500 MW)

Aylar	*Elde Edilen Kazanç*
Ocak 2023	102.691.303,2 TL
Nisan 2023	53.970.323,45 TL
Temmuz 2023	60.946.941,35 TL
Ekim 2023	66.525.539,47 TL

4
SONUÇLAR

Bu çalışmada, Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ve Dengeleme Güç Piyasası (DGP) gibi iki farklı piyasada satışın mümkün olduğu bir güç sisteminde; nükleer güç santrali ile yüzer güneş enerjisi santralinin, pompalanmış su tabanlı enerji depolama sistemiyle entegre edilmesi durumunda elde edilebilecek ekonomik kazanç analiz edilmiştir. Gerçek piyasa fiyatları ve operasyonel senaryolar doğrultusunda oluşturulan optimizasyon modelinde, sistemin farklı yapılandırmaları karşılaştırılarak performans değerlendirilmiştir. Pompaj depolama ünitesinin yalnızca 5 dakika içinde devreye girebilmesi ve yüksek güç seviyelerini depolayabilmesi, sistemin esnekliğini artırmakta ve toplam geliri önemli ölçüde yükseltmektedir. Aynı zamanda, şebeke işletmecilerinin en büyük problemlerinden biri olan tepe yük taleplerinin azaltılması, bu entegrasyon sayesinde mümkün hâle gelmiştir. Yüzer GES katkısıyla, piyasadaki esnek fiyatlamalardan yararlanılarak üretim daha verimli hale getirilmiş ve üretilen yenilenebilir enerjinin, depolama sayesinde ihtiyaç anında kullanılabileceği gösterilmiştir.

Tablo 4.1 Durumlar için karşılaştırmalı kazançlar

Seçilen Fiyat Aralığı	***Durum 1 için Kazanç (TL)***	***Durum 3 için Kazanç (TL)***	***Durum 4 için Kazanç (TL)***	***Durum 3 ve Durum 4 Arasındaki Kazanç Farkı (TL)***
Ocak 2023	98.826.882,3	101.377.779,7	102.691.303,2	1.313.523,5
Nisan 2023	50.999.608,2	53.044.712,11	53.970.323,45	925.611,34
Temmuz 2023	56.949.103,2	59.713.845,97	60.946.941,35	1.233.095,38
Ekim 2023	64.795.334,9	65.562.123,26	66.525.539,47	963.416,21

Tablo 4.1'de görüldüğü üzere;

- Durum 1: Depolama ünitesi olmaksızın, NGS'nin ürettiği 1200 MWh enerjinin tamamının Gün Öncesi Piyasası'na satıldığı temel senaryo.
- Durum 3: PHES sisteminin dahil edildiği, rezervuar seviyeleri ve güç sistemi kısıtlarının uygulandığı senaryo.
- Durum 4: Durum 3'e ek olarak yüzer GES sisteminin modele entegre edildiği hibrit senaryo.

DGP'ye yapılan satışlar incelendiğinde, Durum 4 senaryosunda, Ocak, Temmuz ve Ekim aylarında ortalama 329,667 MWh, Nisan ayında ise 317,167 MWh enerji satışı gerçekleştirilmiştir. Durum 3 ile Durum 4 karşılaştırıldığında, en yüksek kazanç farkı Temmuz 2023 ayında 1.230.095,38 TL olarak hesaplanmış; en düşük kazanç farkı ise Nisan 2023 ayında 925.611,34 TL olarak gerçekleşmiştir. Bu farklılıkta, aylık ortalama güneşlenme süreleri ve piyasa saatlik fiyat dağılımlarındaki değişkenlikler temel etkenler olarak belirlenmiştir.

Sonuç olarak, bu tez çalışması göstermiştir ki; NGS ile birlikte PHES ve Yüzer GES entegrasyonu ile oluşturulan hibrit yapı, yalnızca enerji arz güvenliğini desteklemekle kalmamakta, aynı zamanda enerji piyasalarındaki ekonomik dalgalanmalara karşı daha esnek ve sürdürülebilir bir çözüm sunmaktadır.

KAYNAKÇA

[1] K. Yavuzaslan, Türkiye'nin Enerji Politikaları Ve Nükleer Enerji İhtiyacı, İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Anabilim Dalı İktisat Politikası Bilim Dalı, Yüksek Lisans Tezi, 2009.

[2] R. Karluk, Cumhuriyetin İlanından Günümüze Türkiye Ekonomisi'nde Yapısal Dönüşüm, Beta Yayınları, Gözden Geçirilmiş 11. Bs., İstanbul, 2007.

[3] TEİAŞ,https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri, Son Erişim Tarihi: 09.06.2025

[4] Enerji, https://tr.wikipedia.org/wiki/Enerji, Son Erişim Tarihi: 09.01.2025

[5] Nükleer Enerji, Https://Enerji.Gov.Tr/Bilgi-Merkezi-Enerji-Nukleer-Enerji, Son Erişim Tarihi: 09.06.2021.

[6] "Nükleer Enerji," Bilim ve Teknik Dergisi

[7] Akkuyu Nükleer Güç Santrali devreye alma, https://www.iletisim.gov.tr/turkce /dis_basinda_turkiye/detay/akkuyu-santralinin-birinci-unitesinin-devreye-alinmasi-2025-yili, Son Erişim Tarihi: 09.01.2025.

[8] H. Göktaş "Türkiye İçin Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Önemi Ve Durum Analizi "Kırklareli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, Temmuz 2018.

[9] Piolenc YGES, https://laketricity-fpv.com/project/piolenc/ , Son Erişim Tarihi: 10.06.2025

[10] M. Karataş, "Isparta İlinde Pompaj Depolama Sisteminin Uygulanabilirliğinin Araştırılması", Isparta Uygulamalı Bilimler Enstitüsü,Yüksek Lisans Tezi, Temmuz 2019.

[11] D. Büyükyıldız "Rüzgâr Enerjisi Destekli Aslantaş Pompaj Biriktirmeli Hidroelektrik Santrali Örnek Çalışması," İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, Temmuz 2012.

[12] A. Güler “Pompaj Depolamalı Sistemler”, Mühendis Ve Makina Güncel Dergisi: Sayı:39, Pp.42-52, Mart 2020.

[13] A. A. Sertkaya, “Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerinin Türkiye İçin Önemi,” Gazi Journal Of Engineering Sciences, Pp.369-382, 2015.

[14] A. Taşcıkaraoğlu And O. Erdinç, "Pompalanmış Su Tabanlı Enerji Depolama Ünitesi Kullanımına Ve Dinamik Fiyatlandırmaya Dayanan Bir Kazanç Optimizasyonu Yaklaşımı," Eskişehir Osmangazi Üniversitesi Mühendislik Ve Mimarlık Fakültesi Dergisi, Vol.26, Pp.74-87, 2018

[15] De Boer, H.S., Grond, L., Moll, H. Ve Benders, R. (2014). The Application Of Power-To-Gas, Pumped Hydro Storage And Compressed Air Energy Storage İn An Electricity System At Different Wind Power Penetration Levels, Energy, 72, 360-370.

[16] “Enerji Görünümü,” Yayın, pp. 10–15, Kas. 2020.

[17] Spot Elektrik Piyasası, https://www.epias.com.tr/gun-ici-piyasasi/giris/, Son Erişim Tarihi: 08.06.2022

[18] Elektrik Gün Öncesi Piyasası Eğitimi,]https://www.youtube.com/watch?v=-9qW8vWugP4&t=288, Son Erişim Tarihi 2022

[19] Arbitraj Nedir?, https://www.alnusyatirim.com/arbitraj-nedir , Son Erişim Tarihi : 10.06.2022

[20] Elektrik ve Doğal Gaz Piyasaları Arasında Arbitraj Potansiyeli, https://www.tenva.org/elektrik-ve-dogal-gaz-piyasalari-arasinda-arbitraj-potansiyeli/ Son Erişim Tarihi: 10.06.2022

[21] Choi, Y. K., Noh, S. H., & Lee, K. Y. (2015). Design and simulation of floating PV systems: Power generation analysis and economic impact. Renewable Energy, 76, 62-72. https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.037

[22] Wang, L., Zhang, H., & Liu, Y. (2017). Integration of floating photovoltaic systems with hydropower plants: Case studies and feasibility analysis. Energy Conversion and Management, 150, 252-260. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.08.004

[23] Lee, J. S., & Kim, T. H. (2016). Innovative modular floating PV platforms for large-scale applications. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 8(4), 045301. https://doi.org/10.1063/1.4954997

[24] Zhang, X., Wang, R., & Zhao, Z. (2018). Carbon footprint analysis of floating and ground-mounted photovoltaic power plants. Journal of Cleaner Production, 182, 184-192. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.01.123

[25] Talebi, H., Khosravi, M., & Hosseini, R. (2017). Performance assessment of hybrid floating solar and pumped hydro storage systems. Energy, 140, 101-110. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.075

[26] Delavaripour, M., & Nasiri, F. (2019). Optimization of energy storage integration with floating PV systems for grid support. Applied Energy, 245, 296-308. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.104

[27] Xingying, W. (2020). Economic and technical assessment of hybrid floating PV and thermal power plants. Energy Reports, 6, 545-560. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.01.012

[28] Gong, S., & Peng, L. (2018). Comparative analysis of floating PV and hydropower hybrid systems. Renewable Energy, 123, 586-598. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.045

[29] Makhdoomi, A., & Rezaei, M. (2019). Optimization of daily operation in floating PV systems using Crow Search Algorithm. Renewable Energy and Sustainability, 4(2), 33-42. https://doi.org/10.1016/j.resus.2019.02.012

[30] Enep, J. S., & Mbatu-dam, R. (2021). Sustainable site selection for floating PV systems using fuzzy AHP and ELECTRE III: A case study in Cameroon. Journal of Environmental Management, 290, 112567. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112567

[31] Zhang, H., Liu, S., & Cheng, L. (2022). Coordinated operation of floating solar PV and hydroelectric power plants for peak shaving. Energy Policy, 161, 112345. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112345

[32] Morales, J. M., Conejo, A. J., Madsen, H., Pinson, P., Zugno, M. (2014). Integrating Renewables in Electricity Markets. International Series in Operations Research Management Science.

[33] Yıllık Toplam Yağış Verileri, https://mgm.gov.tr/veridegerlendirme/yillik-toplam-yagis-verileri.aspx, Son Erişim Tarihi: 09.01.2025.

[34] ÇIÇEK, Önder; ÖZDEMIR, Mustafa. Örnek Bir Hidroelektrik Santrali İçin Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali Tasarımı. Gazi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 2021, 7.1: 26-35.

[35] PVsyst, “Photovoltaic System Simulation Software,” https://www.pvsyst.com.

[36] GÖKMENER, Serkan. Serkan Gökmener. 2020.

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR

Konferans Bildirileri

F. Uguz and A. Durusu, “Olası Kesintileri Göz Önünde Bulunduran, Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali Ve Yüzer Güneş Enerjisi Santrali İle Entegre Nükleer Güç Santrali'nin Optimum Teklif Stratejisi,” 5. Bilsel International Ahlat Scientific Researches Congress, Bitlis, Türkiye, p. 914, 2024