



**T.C.
BATMAN ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

DOKTORA TEZİ

**HİBRİT POMPAJ DEPOLAMA SİSTEMLERİNİN
MODELLENMESİ, OPTİMİZASYONU VE FAYDA MALİYET
ANALİZİ**

Ayşenur OYMAK

**Şubat-2025
BATMAN**

**T.C.
BATMAN ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

DOKTORA TEZİ

**HİBRİT POMPAJ DEPOLAMA SİSTEMLERİNİN
MODELLENMESİ, OPTİMİZASYONU VE FAYDA MALİYET
ANALİZİ**

Ayşenur OYMAK

**Danışman
Doç. Dr. Mehmet Rıda TÜR**

Diğer Jüri Üyeleri

**Doç. Dr. Melih KUNCAN
Doç. Dr. Yılmaz KAYA**

**Doç. Dr. Mehmet Recep MİNAZ
Dr. Öğr. Üyesi Davut SEVİM**

**Şubat-2025
BATMAN**

TEZ KABUL VE ONAYI

AYŞENUR OYMAK tarafından hazırlanan “HİBRİT POMPAJ DEPOLAMA SİSTEMLERİNİN MODELLENMESİ, OPTİMİZASYONU VE FAYDA MALİYET ANALİZİ” adlı tez çalışması 27/02/2025 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Batman Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Elektrik Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı’nda DOKTORA TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

İmza

Başkan

Doç. Dr. Mehmet Recep MİNAZ

.....

Danışman

Doç. Dr. Mehmet Rıda TÜR

.....

Üye

Doç. Dr. Melih KUNCAN

.....

Üye

Doç. Dr. Yılmaz KAYA

.....

Üye

Dr. Öğr. Üyesi Davut SEVİM

.....

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Dr. Öğr. Üyesi Ömer Murat ÖTER
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Müdürü

ETİK BEYANI

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını beyan eder, aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal sorumluluğu kabullendiğimi bildiririm.

ETHICAL DECLARATION

I declare that all the information in this thesis has been obtained within the framework of ethical behavior and academic rules, and that the source of any statements and information that do not belong to me in this study prepared in accordance with the thesis writing rules has been fully cited, and I declare that I accept all kinds of legal responsibility in case of any contrary situation.

Ayşenur OYMAK
Tarih:27.02.2025

ÖZET

DOKTORA TEZİ

HİBRİT POMPAJ DEPOLAMA SİSTEMLERİNİN MODELLENMESİ, OPTİMİZASYONU VE FAYDA MALİYET ANALİZİ

Ayşenur OYMAK

Batman Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü

Elektrik Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Mehmet Rıdâ TÜR

2025, 137 Sayfa

Günümüzde artan enerji talebi ve iklim değişikliğiyle mücadele gerekliliği, sürdürülebilir enerji çözümlerine olan ilgiyi artırmaktadır. Fosil yakıtlara bağımlılığı azaltmaya yönelik politikalar, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artırmaktadır. Bu doğrultuda, enerji depolama sistemleri enerji güvenliğini sağlamak, arz-talep dengesini korumak ve yenilenebilir enerji kaynaklarını entegre etmek açısından kritik bir rol oynamaktadır. Özellikle Pompalı Hidroelektrik Depolama (PHD) sistemleri, uzun ömürlü, çevre dostu ve yüksek kapasiteli bir depolama yöntemi olarak öne çıkmaktadır. Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli göz önüne alındığında, mevcut rezervuarların PHD sistemlerine dönüştürülmesi, enerji sürekliliği için önemli bir fırsat sunmaktadır.

Bu çalışma, Türkiye'deki hidroelektrik rezervuarlarının PHD sistemlerine dönüştürülmesini teknik, ekonomik ve çevresel boyutlarıyla kapsamlı bir şekilde ele almaktadır. İlk olarak, ikinci rezervuar için saha seçimi gerçekleştirilmiştir. Ardından, hidrolik kayıpları dikkate alan detaylı matematiksel modelleme ile PHD sisteminin enerji potansiyeli belirlenmiştir. Hibrit enerji sistemleriyle entegrasyonu değerlendirilerek, farklı senaryolar altında maliyet ve verimlilik analizleri yapılmıştır. Bu araştırma, saha seçimi, teknik modelleme ve ekonomik analizi bir arada ele alarak literatüre önemli bir katkı sunmaktadır.

Pilot bölge olarak Batman Barajı ve Hidroelektrik Santrali belirlenmiştir. Uygun ikinci rezervuar alanının belirlenmesi için Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS) tabanlı çok kriterli karar verme analizi uygulanmıştır. Dijital Yükseklik Modeli (DYM) kullanılarak jeoloji ve arazi kullanım haritaları oluşturulmuş ve potansiyel rezervuar alanı belirlenmiştir. Enerji potansiyelini hesaplamak için hidrolik kayıplar, buharlaşma ve yağış etkilerini içeren matematiksel model Simulink ortamında geliştirilmiştir.

Matematiksel modelleme sonuçlarına göre, tasarlanan PHD sisteminin kurulu gücü 1299 kW olarak hesaplanmış ve sistemin 5 saat boyunca 6500 kWh enerji sağlayabileceği belirlenmiştir. Elde edilen enerji potansiyeli verileri, Çoklu Enerji Kaynakları Hibrit Optimizasyonu yazılımına entegre edilerek üç farklı senaryo kapsamında teknik ve ekonomik fizibilite analizleri yapılmıştır. Senaryolar, güneş-rüzgâr-jeneratör-PHD, güneş-jeneratör-PHD ve rüzgâr-jeneratör-PHD sistemlerini kapsamaktadır. Her bir sistemin geri ödeme süresi, seviyelendirilmiş enerji maliyeti (COE) ve net bugünkü maliyet (NPC) açısından karşılaştırmalı analizleri yapılmıştır. Sonuçlara göre, PHD entegrasyonu ile enerji maliyetlerinde %30'a kadar düşüş sağlanmıştır. Güneş-rüzgâr-jeneratör-PHD sisteminin yatırım getirisi (ROI) %48,2'ye ulaşırken, geri ödeme süresi yaklaşık 2 yıl olarak hesaplanmıştır. Ayrıca, analizler sonucunda karbon emisyonlarında %66,2'ye varan bir azalma sağlandığı belirlenmiştir. Bu bulgular, hibrit

enerji sistemlerine PHD entegrasyonunun ekonomik ve çevresel kazanımlar sağlayarak sürdürülebilir enerji politikalarına önemli katkılar sunduğunu göstermektedir.

Gelecekteki çalışmalarda, PHD sistemlerinin farklı enerji depolama yöntemleriyle karşılaştırılması ve saha verileri ile model doğrulamalarının yapılması, sistemin uygulanabilirliğinin daha kapsamlı bir şekilde değerlendirilmesine katkı sağlayacaktır. Ayrıca, yüzer PV sistemleri gibi alternatif yenilenebilir enerji çözümleriyle entegrasyon incelenerek, verimlilik ve su kaybı yönetimi açısından potansiyel avantajlar araştırılabilir.

Anahtar Kelimeler: Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK), Hibrit Enerji Sistemleri, Pompalı Hidroelektrik Depolama (PHD), tekno ekonomik analiz

ABSTRACT
DOCTORAL THESIS
HYBRID PUMPED HYDRO STORAGE SYSTEMS MODELING,
OPTIMIZATION AND COST-BENEFIT ANALYSIS

Ayşenur OYMAK

Batman University Graduate Education Institute

Electrical-Electronics Engineering Department of Science

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Mehmet Rıdâ TÜR

2025, 137 Pages

Today, the increasing energy demand and the necessity to combat climate change are driving greater interest in sustainable energy solutions. Policies to reduce dependence on fossil fuels are increasing the use of renewable energy sources. In this direction, energy storage systems play a critical role in ensuring energy security, maintaining supply-demand balance, and integrating renewable energy sources. Particularly, Pumped Hydroelectric Storage (PHS) systems stand out as a long-lasting, environmentally friendly, and high-capacity storage method. Considering Turkey's hydroelectric potential, the conversion of existing reservoirs into PHS systems offers a significant opportunity for energy continuity.

This study comprehensively examines the conversion of hydroelectric reservoirs in Turkey into PHS systems from technical, economic, and environmental perspectives. Firstly, site selection for the second reservoir was carried out. Then, the energy potential of the PHS system was determined through detailed mathematical modeling that considers hydraulic losses. The integration with hybrid energy systems was evaluated, and cost and efficiency analyses were conducted under different scenarios. This research makes a significant contribution to the literature by addressing site selection, technical modeling, and economic analysis together.

Batman Dam and Hydroelectric Power Plant were selected as the pilot region. A Geographic Information System (GIS)-based multi-criteria decision-making analysis was applied to determine the suitable second reservoir area. Geological and land use maps were created using the Digital Elevation Model (DEM), and the potential reservoir area was determined. To calculate the energy potential, a detailed mathematical model including hydraulic losses, evaporation, and precipitation effects was developed in the Simulink environment.

According to the mathematical modeling results, the installed capacity of the designed PHS system was calculated as 1299 kW, and the system was found to provide 6500 kWh of energy for 5 hours. The obtained energy potential data were integrated into the Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources software, and technical and economic feasibility analyses were conducted under three different scenarios: solar-wind-generator-PHS, solar-generator-PHS, and wind-generator-PHS systems. Each system was comparatively analyzed in terms of payback period, Levelized Cost of Energy (COE), and Net Present Cost (NPC). The results showed that PHS integration reduced energy costs by up to 30%. The return on investment (ROI) of the solar-wind-generator-PHS system reached 48.2%, while the payback period was approximately 2 years. Additionally, the analyses determined that carbon emissions were reduced by up to 66.2%. These findings indicate that PHS integration into hybrid energy systems provides significant economic and environmental benefits, contributing to sustainable energy policies.

In future studies, comparing PHS systems with different energy storage methods and validating models with field data will contribute to a more comprehensive evaluation of the system's feasibility. Furthermore, the integration of alternative renewable energy solutions such as floating PV systems can be examined to investigate potential advantages in terms of efficiency and water loss management.

Keywords: Renewable Energy Sources (RES), Hybrid Energy Systems (HES), Pumped Hydro Storage (PHS), techno-economic analysis

ÖN SÖZ

Bu tez çalışmasında, hibrit yenilenebilir enerji sistemlerinin teknik ve ekonomik fizibilitesi kapsamlı bir şekilde değerlendirilmiştir. Çalışma, PV, rüzgâr türbini, jeneratör ve Pompajlı hidroelektrik depolama (PHD) sistemlerinin entegrasyonunu içermektedir. Çalışmada, PHD sisteminin hibrit modelde etkileri değerlendirilmiştir. Çalışmanın sonucunda, PHD sisteminin, fosil yakıt bağımlılığını azaltarak sürdürülebilir enerji dönüşümüne destek verdiği ve bu sistemlerin ekonomik, teknik ve çevresel açılardan uygulanabilir olduğu ortaya konulmuştur.

Bu çalışmanın gerçekleşmesinde emeği geçen, danışman hocam Sayın Doç. Dr. Mehmet Rıdâ TÜR'e ve tez çalışmam boyunca bana yol gösteren, destek olan ve beni yönlendiren Sayın Dr. Öğr. Üyesi İbrahim Halil DEMİREL'e en içten teşekkürlerimi sunarım. Kendilerinin bilgi birikimi, yol göstericiliği, desteği, doktora sürecindeki zorlukları aşmamda ve bu çalışmanın tamamlanmasında büyük katkı sağlamıştır.

Tez izleme komitemde yer alan Sayın Doç. Dr. Yılmaz KAYA ve Sayın Doç. Dr. Mehmet Recep MİNAZ'a, bu çalışmanın niteliğini önemli ölçüde geliştiren değerli katkıları, yapıcı eleştirileri ve kıymetli önerileri için içten teşekkürlerimi sunarım.

Ayrıca beni yetiştiren, öğretim hayatımda büyük katkıları olan ve hayatımın her aşamasında maddi ve manevi desteklerini esirgemeyen aileme de teşekkürlerimi bir borç bilirim.

Ayşenur OYMAK
BATMAN-2025

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
ABSTRACT.....	vi
ÖN SÖZ	viii
İÇİNDEKİLER	ix
ÇİZELGELER/TABLolar LİSTESİ.....	xii
ŞEKİLLER LİSTESİ	xiii
SİMGELER VE KISALTMALAR	xiv
1. GİRİŞ	1
1.1. Tezin Amacı.....	3
1.2. Tezin Kapsamı	5
2. KAYNAK ARAŞTIRMASI	7
3. ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ.....	19
3.1. Elektrokimyasal Depolama Sistemleri.....	22
3.1.1. Bataryalar	22
3.1.2. Hidrojen depolama sistemi	24
3.2. Elektromekanik Enerji Depolama Sistemleri (EEDS).....	26
3.2.1. Süper kapasitörler	27
3.2.2. Süper iletken manyetik enerji depolama.....	28
3.3. Mekanik Enerji Depolama Sistemleri.....	29
3.3.1. Volanlar	29
3.3.2. Basıncılı hava depolama sistemleri (BHDS)	30
3.3.3. Pompaj hidroelektrik depolama	31
3.3.3.1. Pompajlı depolama sistemlerinin avantaj ve dezavantajları	36
3.3.3.2. Pompajlı hidro depolama şekilleri	37
4. MATERYAL VE YÖNTEM.....	39
4.1. Çalışma Alanı	39
4.1.1. Coğrafi bilgi sistemi (CBS)	40
4.2. PHD Sisteminin Bileşenlerinin Matematiksel Modelleri	43
4.2.1. Pompa modeli	43
4.2.2. Rezervuar modeli	45
4.2.3. Hidro türbin modeli	47
4.3. Hibrit Pompaj Depolamalı Sistem	49
4.3.1. Rüzgâr ve pompaj hidroelektrik depolamalı hibrit sistem.....	49
4.3.2. Güneş ve pompaj depolamalı hibrit sistem.....	51
4.3.3. Hibrit Rüzgâr-Güneş PHD sistemler	53
4.4. Hibrit Optimizasyon Modelleme ve Ekonomik Analizi	55
4.4.1. HOMER (Çoklu Enerji Kaynakları Hibrit Optimizasyonu)	55

4.4.2. HOMER bileşenleri	58
4.4.2.1. Yük profili.....	58
4.4.2.2. Jeneratörler.....	60
4.4.2.3. Fotovoltaik paneller (PV)	63
4.4.2.4. Rüzgâr türbini	68
4.4.2.5. PH 245 Pompaj hidro batarya	70
4.4.2.6. Dönüştürücü.....	72
4.4.3. Sistem mimarisi	73
4.5. Maliyet Etkinliği ve Ekonomik Faktörler	75
4.5.1. Faiz oranı	75
4.5.2. Net bugünkü maliyet (NPC)	75
4.5.3. Enerji maliyeti.....	76
4.5.4. Basit geri ödeme süresi	77
4.5.5. Yatırım getirisi (ROI)	78
4.5.6. İç getiri oranı (IRR)	78
5. BULGULAR VE TARTIŞMA.....	79
5.1. İkinci Rezervuarın Yeri	79
5.2. Belirlenen Rezervuar için PHD Matematiksel Modelin Sonuçları.....	84
5.3. Hibrit Sistemlerin Fayda Maliyeti Analizi Sonuçları	87
5.3.1. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD hibrit sisteminin sonuçları	89
5.3.1.1. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD ve PV, rüzgâr, jeneratör sisteminin karşılaştırmalı analizi	89
5.3.1.2. Generic flat plate PV çıktıları	91
5.3.1.3. Rüzgâr türbini: Enercon E-53 [800kW].....	93
5.3.1.4. Jeneratör (Dizel)	94
5.3.1.5. PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD sisteminin PHD analizi	95
5.3.1.6. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu performans analizi.....	97
5.3.1.7. PV-rüzgâr-jeneratör-PHD sisteminin maliyet dağılımı	100
5.3.1.8. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD ve PV, rüzgâr, jeneratör sisteminin emisyonlarının karşılaştırması	101
5.3.2. PV, jeneratör, PHD hibrit sisteminin sonuçları	101
5.3.2.1. PV, jeneratör, PHD ve PV, jeneratör sistem karşılaştırması	102
5.3.2.2. PV, jeneratör, PHD sisteminin PHD'sinin değerlendirilmesi.....	103
5.3.2.3. PV, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu analizi	106
5.3.3. Rüzgâr-jeneratör-PHD hibrit sisteminin sonuçları	108
5.3.3.1. Rüzgâr, jeneratör, PHD ve Rüzgâr, jeneratör sistemi maliyet karşılaştırması	109
5.3.3.2. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin 6,5 MWh pompaj hidroelektrik depolama performans analizi	111
5.3.3.3. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu analizi	113
5.4. Hibrit Sistemlerin Karşılaştırmalı Analizi	115
5.4.1. Hibrit sistemlerin karşılaştırmalı maliyet analizi.....	115
5.4.2. Hibrit sistemlerin karşılaştırmalı enerji verimliliği analizi.....	117
5.4.3. Hibrit sistemlerde karşılaştırmalı emisyon analizi.....	118
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	120
6.1. Sonuçlar	120

6.2. Öneriler	123
KAYNAKLAR	125

ÇİZELGELER/TABLolar LİSTESİ

Çizelge 3.1. Enerji depolama sistemlerinin avantaj ve dezavantajları (Kabalcı, E. vd. 2021).....	21
Çizelge 4.1. Çalışmada kullanılan model parametrelerinin ağırlık değerleri	42
Çizelge 4.2. Modelleme yapılabilen enerji kaynakları, depolama seçenekleri ve yük türleri.....	57
Çizelge 4.3. HOMER’de kullanılabilir modüller.....	58
Çizelge 4.4. Yük profili değerleri	60
Çizelge 4.5. Generatör parametreleri (IRENA,2023)	62
Çizelge 4.6. Güneş modülü parametreleri (IRENA,2023).....	65
Çizelge 4.7. PV değişkenleri ve açıklamaları (HOMER,2016).....	65
Çizelge 4.8. Güneş enerjisi aylık ortalama sıcaklık verileri	67
Çizelge 4.9. Güneş enerjisi aylık ortalama radyasyon verileri	68
Çizelge 4.10. Ortalama rüzgâr hızı değerleri.....	69
Çizelge 4.11. Rüzgâr türbini modülü parametreleri	70
Çizelge 5.1. Batman Barajı havzasının morfolojik özellikleri.....	81
Çizelge 5.2. Dokuz farklı senaryoda elde edilen PHD matematiksel sonuçları	84
Çizelge 5.3. Enerji üretim ve tüketim satış oranları arasındaki fark.....	87
Çizelge 5.4. PHD’li PHD’siz sistemin maliyet karşılaştırması	89
Çizelge 5.5. PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD) ile (PV, rüzgâr, jeneratör) sisteminin karşılaştırmalı ekonomik performansı	90
Çizelge 5.6. PV çıktı değerleri.....	91
Çizelge 5.7. Rüzgâr türbini çıktı değerleri.....	93
Çizelge 5.8. PV, rüzgâr,jeneratör, PHD sisteminin inverter değerleri.....	98
Çizelge 5.9. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin doğrultucu performansı.....	98
Çizelge 5.10. PV-rüzgâr-jeneratör-PHD sisteminin maliyet dağılımı	100
Çizelge 5.11. PHD’li ve PHD’siz sistemin emisyon oranlarının karşılaştırması	101
Çizelge 5.12. PV, jeneratör ve PHD sistemi karşılaştırmalı maliyet analizi	102
Çizelge 5.13. PV, jeneratör, PHD ve PV, jeneratör sisteminin karşılaştırmalı ekonomik performansı	103
Çizelge 5.14. PV, jeneratör, PHD sisteminin inverter çıktı değerleri.....	106
Çizelge 5.15. PV, jeneratör, PHD sisteminin doğrultucu çıktı değerleri.....	107
Çizelge 5.16. Rüzgâr, jeneratör ve PHD sistemi karşılaştırmalı maliyet analizi.....	109
Çizelge 5.17. Rüzgâr, jeneratör, PHD ve rüzgâr, jeneratör sisteminin karşılaştırmalı ekonomik performansı	110
Çizelge 5.18. Hibrit sistemlerin karşılaştırmalı maliyet analizi (Dolar bazlı analiz) ..	116
Çizelge 5.19. Hibrit sistemlerin karşılaştırmalı maliyet analizi (TL cinsinden).....	117
Çizelge 5.20. Hibrit sistemlerin enerji verimliliği karşılaştırması.....	117
Çizelge 5.21. Hibrit sistemlerin emisyon oranlarının karşılaştırılması	118

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1. Çalışma akış şeması.....	3
Şekil 3.1. Enerji depolama teknolojilerinin sınıflandırılması	20
Şekil 3.2. Hidrojen enerji depolama sistemi ((Kabalcı vd., 2021).....	26
Şekil 3.3. Amonyak bazlı güneş termo kimyasal enerji depolama (Kabalcı vd., 2021). 26	
Şekil 3.4. Süperiletken manyetik enerji depolama sisteminin yapısal görünümü (Kabalcı vd., 2021)	28
Şekil 3.5. Volan enerji depolama sisteminin ana görünümü (Kabalcı vd., 2021)	30
Şekil 3.6. Pompaj hidro depolama sistemi.....	33
Şekil 3.7. 2022 yılı itibarıyla dünya genelindeki PHD üretim kapasiteleri (IHA)	33
Şekil 4.1. Çalışma alanı (Google Earth, 2025)	39
Şekil 4.2. Pompaj hidroelektrik depolama modeli.....	49
Şekil 4.3. Rüzgâr ve pompaj hidroelektrik depolamalı hibrit sistem (Ünver vd., 2015) 50	
Şekil 4.4. a) Enerji depolama için güneş enerjili PHD sisteminin modeli b) Sistem blog diyagramı ((Philips-Brenes et al., 2019).....	52
Şekil 4.5. Hibrit güneş-rüzgâr PHD şeması (Ma et al.,2014)	54
Şekil 4.6. Belirlenen bölgenin günlük ve mevsimlik yük profili.....	59
Şekil 4.7. Jeneratör programlama ekranı	61
Şekil 4.8. Batman Silvan ilçesini besleyecek hibrit sistemin konumu (HOMER Energy,2021).....	66
Şekil 4.9. Güneş enerjisi sıcaklık değerleri aylık ortalamaları	66
Şekil 4.10. Aylık ortalama solar radyasyon ($\text{kWsa/m}^2/\text{gün}$) profili (HOMER Energy, 2021).....	67
Şekil 4.11. Ortalama rüzgâr hızı grafiği (m/s)	69
Şekil 4.12. Sistem mimarisi	73
Şekil 5.1. Çalışma alanının jeoloji ve arazi kullanım haritası	80
Şekil 5.2. İkinci rezervuar yerinin uygunluk haritası.....	81
Şekil 5.3. İkinci rezervuar arazi yükseklik profili eğrisi.....	83
Şekil 5.4. PHD dönüşümü için günlük işletme eğrisi	86
Şekil 5.5. Hibrit sistemlerin analiz sonuçları	88
Şekil 5.6. Elektrik üretimine karşılık gelen üretim kaynaklarının dağılımı.....	90
Şekil 5.7. PV güç çıkışı.....	92
Şekil 5.8. Rüzgâr türbini güç çıkışı.....	93
Şekil 5.9. Jeneratör güç çıkışı	94
Şekil 5.10. a) günlük PHD şarj durumu b) aylara göre PHD şarj durumu	95
Şekil 5.11. Hibrit sistemin saatlik eğrileri	97
Şekil 5.12. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu çıkışları.....	99
Şekil 5.13. PV, jeneratör, PHD sisteminin simülasyonu	102
Şekil 5.14. PV, jeneratör, PHD sisteminin depolama performansı.....	104
Şekil 5.15. Güneş enerjisi ve jeneratör destekli PHD sisteminin enerji akışı.....	105
Şekil 5.16. PV, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu çıkışı	108
Şekil 5.17. Rüzgâr, jeneratör, PHD sistemin simülasyon ekranı	109
Şekil 5.18. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin PHD depolama performansı	111
Şekil 5.19. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin saatlik eğrileri	112
Şekil 5.20. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu çıkışı.....	114

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

$V_{evu}(\Delta t)$	: Tek seferlik buharlaşma sırasında buharlaşan su hacmi aralık (m^3)
$V_{pre}(\Delta t)$	: Tek seferlik aralıktaki yağış hacmi (m^3)
V_{res}	: Üst rezervuar hacmi (m^3)
C_B	: Nominal kapasite (Ah)
C_{NPC}	: Sistemin bugünkü net maliyeti (\$)
$C_{ann,top}$	: Sistemin toplam yıllık maliyeti (\$/yıl)
$C_{i,ref}$	: Temel referans sistem için nominal yıllık nakit akışı
C_i	: Mevcut sistem için nominal yıllık nakit akışı
$C_{ser,ref}$	: Referans sistemin sermaye maliyeti
C_{ser}	: Mevcut sistem sermaye maliyeti
D_{PS}	: Güç sistem çıkışı
D_p	: Pompa ile rezervuar arasındaki boru çapı (m)
D_t	: Türbin borusunun çapı (m)
E_S	: kWsa da depolanan toplam enerji
E_t	: t yılındaki üretilen enerji miktarı
G_T	: Toplam güneş ışıınımı (kW/m^2)
H_{lr}	: Alt rezervuarın yüksekliği (içeride) (m)
H_{lwl}	: Alt rezervuardaki su seviyesi (m)
H_{net}	: Net yükseklik (m).
H_p	: Pompa basma yüksekliği (m)
H_{pl}	: Pompa modundaki basma yüksekliği kaybı (m)
H_r	: Alt rezervuar ile üst rezervuar arasındaki dikey mesafe
H_s	: Statik basma yüksekliği (m)
H_t	: Türbin basma yüksekliği (m)
H_{tl}	: Türbin modundaki basma yüksekliği kaybı (m)
H_{ur}	: Üst rezervuarın yüksekliği (içeride) (m)
H_{uwl}	: Üst rezervuardaki su seviyesi (m)
$K_{fitting}$	: Bağlantı parçaları direnç katsayısı
K_{pipe}	: Boru direnç katsayısı
L_p	: Boru uzunluğu pompa (m)

L_t	: Türbin boru uzunluğu (m)
P_{WF}	: Rüzgâr çıkış gücü
P_{bat}	: Batarya gücü
P_m	: Pompa ünitesindeki motor gücü (W)
P_p	: Pompa gücü
P_{PV}	: PV panelinin ürettiği güç (kW)
P_{STC}	: Standart test koşullarında PV panelin nominal gücü (kW)
P_t	: Türbin gücü (W)
$Q_h(t)$	: Üst rezervuara iletilen su debisi
Q_p	: Pompa akış hızı (m^3/s)
Q_t	: Türbin akış hızı (m^3/s)
R_n	: Net radyasyon ($MJ/m^2/sa$)
R_{proj}	: Proje ömrü
T_{hr}	: Ortalama saatlik hava sıcaklığı ($^{\circ}C$)
$T_{hücre}$	: Panel hücre sıcaklığı ($^{\circ}C$)
T_v	: Türbin vanasının açıklık yüzdesi
c_t	: t yılındaki toplam maliyet
e_a	: Ortalama saatlik gerçek buhar basıncı (kPa)
u_2	: Ortalama saatlik rüzgâr hızı (m/s)
$v_{ph}(t)$	: Fotovoltaik gerilimi
Ω_m (t)	: Pompa mekanik hızı
η_{PS}	: Güç sisteminin verimliliği
η_m	: Pompa ünitesindeki pompa verimi
η_p	: Pompa verimi
η_{PV}	: PV panelin verimliliği
η_t	: Türbin verimliliği
$\forall$	: Üst rezervuardaki su hacmi (m^3)
a	: Türbin borusunun alanı (m^2)
A	: Yüzey alanı (m^2)
CRF ()	: Sermaye kurtarma faktörünü döndüren bir fonksiyon
$e^i(T_{hr})$	: Hava sıcaklığındaki doyma buhar basıncı T_{hr} (kPa)
ET^0	: Referans buharlaşma transpirasyon (mm/sa)

f	: Sürtünme faktörü
G	: Fotovoltaik giriş gücü
G	: Toprak ısı akısı yoğunluğu (MJ/m ² /sa)
g	: Yer çekimi ivmesi (m/s ²)
h	: Basınç (m)
I	: Yağış (mm/h)
I	: Maksimum şarj akımı
i	: Yıllık gerçek iskonto oranı (%)
K	: Direnç katsayısı
L	: Boru uzunluğu (m),
n	: Manning katsayısı
N	: Sistemin ekonomik ömrü
P	: Basınç (kPa)
Q	: Akış hızı (m ³ /s)
r	: İskonto oranı (Faiz oranı)
Re	: Reynolds sayısı
R _H	: Bağlı nem
v	: Su hızı (m/s)
V	: Seçilen batarya gerilimi
β	: Sıcaklık katsayısı (%/°C)
γ	: Psikrometrik sabit (kPa/ °C)
Δ	: Doyma eğimi Thr'deki buhar basınç eğrisi (kPa/ °C)
Δt	: Zaman aralığı (s)
ε/D	: Boru bağlı pürüzlülüğü
μ	: Suyun dinamik viskozitesi (μ = 8,9 × 10 ⁻⁴) Pa ^s
ρ	: Suyun yoğunluğu (kg/m ³)

Kısaltmalar

AA	: Alternatif akım
BHDS	: Basınçlı hava depolama sistemi
CBS	: Coğrafi bilgi sistemi
CC	: Şarj döngüsü (Cycle Charging)

COE	: Enerji maliyeti (Cost of Energy)
CORINE	: Çevresel bilgi koordinasyonu (Coordination of Information on the Environment)
CRF	: Sermaye geri kazanım faktörü (Capital Recovery Factor)
DA	: Doğru akım
DGE	: Dizel jeneratör
DRC	: Aşağı risk kısıtlamaları (Downside Risk Constraints)
DYM	: Dijital yükselti modeli
EEDS	: Elektromekanik enerji depolama sistemi
EPDK	: Enerji piyasası denetleme kurulu
EDS	: Enerji depolama sistemleri
EYEK	: Entegre yenilenebilir enerji kaynağı
FPV	: Yüzen fotovoltaik hücre
HEV	: Hibrit elektrikli araçlar
HOMER	: Çoklu Enerji Kaynakları Hibrit Optimizasyonu (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources)
HPHD	: Hibrit Pompajlı hidroelektrik depolama
HYES	: Hibrit yenilenebilir enerji sistemleri
IEA	: Uluslararası enerji ajansı (International Energy Analysis)
IRR	: İç getiri oranı (Internal Rate of Return)
KOPMOD	: Kapasite optimizasyon modeli
LCOE	: Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (Levelized Cost of Energy)
LF	: Yük takibi (Load Following)
MATLAB	: MATrix LABoratuvarı
MCDA	: Çok kriterli karar verme (Multi-Criteria Decision Analysis)
NPC	: Net bugünkü maliyeti (Net Present Cost)
O&M	: İşletme ve bakım maliyeti
PHD	: Pompajlı hidroelektrik depolama
PV	: Fotovoltaik hücre
ROI	: Geri dönüş oranı (Return on Investment)
RS	: Uzaktan algılama (Remote Sensing)
SMES	: Süper iletken manyetik enerji depolama sistemi
SYM	: Sayısal yükseklik modeli
UC	: Birim taahhüd (Unit Commitment)

WT : Rüzgâr türbini
YEK : Yenilenebilir enerji kaynakları

1. GİRİŞ

Enerji, sanayileşme ve kentsel yaşama geçilmesiyle önemli bir konu haline gelmiştir. Küresel enerji krizi, iklim değişikliğinin giderek artan etkileriyle daha da derinleşmiştir. Bu durum, enerji fiyatlarının dengelenmesi, arzın artırılması ve daha verimli alternatif enerji çözümlerinin geliştirilmesine yönelik ekonomik teşviklerin artmasına yol açmıştır. Politika yapıcılar, enerji güvenliğini güçlendirme konusunda artan bir baskı altındadır ve bu süreçte mevcut kırılganlıkları ile dışa bağımlılığı azaltmayı hedeflemektedir. Ancak, özellikle gelişmekte olan ülkeler açısından bu çaba belirli riskleri de beraberinde getirmektedir. Bu riskler, enerjiyle ilgili karmaşık sorunların yönetilmesi sürecinde ortaya çıkan mali yükler ve ekonomik baskılar şeklinde kendini göstermektedir (International Energy Agency [IEA],2023). Küresel düzeyde yenilenebilir enerji kaynaklarından (YEK) elde edilen elektrik üretimi önemli ölçüde artış göstermiştir. YEK'lerden üretilen elektrik, küresel ölçekte payını artırmaktadır. IEA tarafından geliştirilen 2050 Net Sıfır Senaryosu (2022-2027) ile uyumlu olması için yenilenebilir enerji kapasitesinin artış hızının %60'lık bir artışa ihtiyaç duyulmaktadır. Bu çerçevede, Çin'in 2022-2027 döneminde küresel yenilenebilir enerji kapasitesinin neredeyse yarısını tek başına kurması beklenmektedir. Avrupa Birliği, Çin'den sonraki en büyük ikinci büyüme pazarı olarak öne çıkmaktadır ve son beş yılda yenilenebilir enerji kapasitesinde istikrarlı bir artış kaydetmiştir. Mart 2023'te, AB'nin 2030 yılı yenilenebilir hedefinin nihai enerji tüketiminin mevcut %32'lik hedefinden minimum %42,5'ine yükseltilmesi için geçici bir anlaşmaya varılmıştır. Avrupa Komisyonu ayrıca, 2030 yılına kadar Avrupa'nın temiz enerji teknolojisi dağıtım ihtiyaçlarının %40'ına kadar yerli üretimi hedefleyen bir Net Sıfır Sanayi Yasası da önermişlerdir (IEA, 2022)

Küresel ölçekte, yenilenebilir enerji teknolojileri arasında önemli bir yere sahip olan fotovoltaik (PV) sistemler, COVID-19 sonrası yaşanan fiyat artışları ve Avrupa'daki jeopolitik gerilimlere rağmen 2022 yılında kayda değer bir büyüme göstermiştir. Toplam PV kurulu gücü yaklaşık 1,2 TW seviyesine ulaşırken, devreye alınan 240 GW yeni kapasite ile bu büyüme ivmesi devam etmiştir. Güneş enerjisinin toplam elektrik üretimindeki payının %10'un üzerinde olduğu ülkeler arasında Almanya, İtalya, Yunanistan, İspanya, Japonya, Avustralya, Vietnam, Hollanda, İsrail ve Şili yer almakta olup, bu ülkeler güneş enerjisi penetrasyonunda önemli ilerlemeler kaydetmiştir. Bu gelişmeler doğrultusunda, PV enerji sistemleri, küresel enerji üretiminde önemli bir rol

oynamakta ve emisyon azaltımı ile rekabetçi elektrik maliyetleri açısından uzun vadeli ve sürdürülebilir katkılar sunmaktadır. (IEA, 2023).

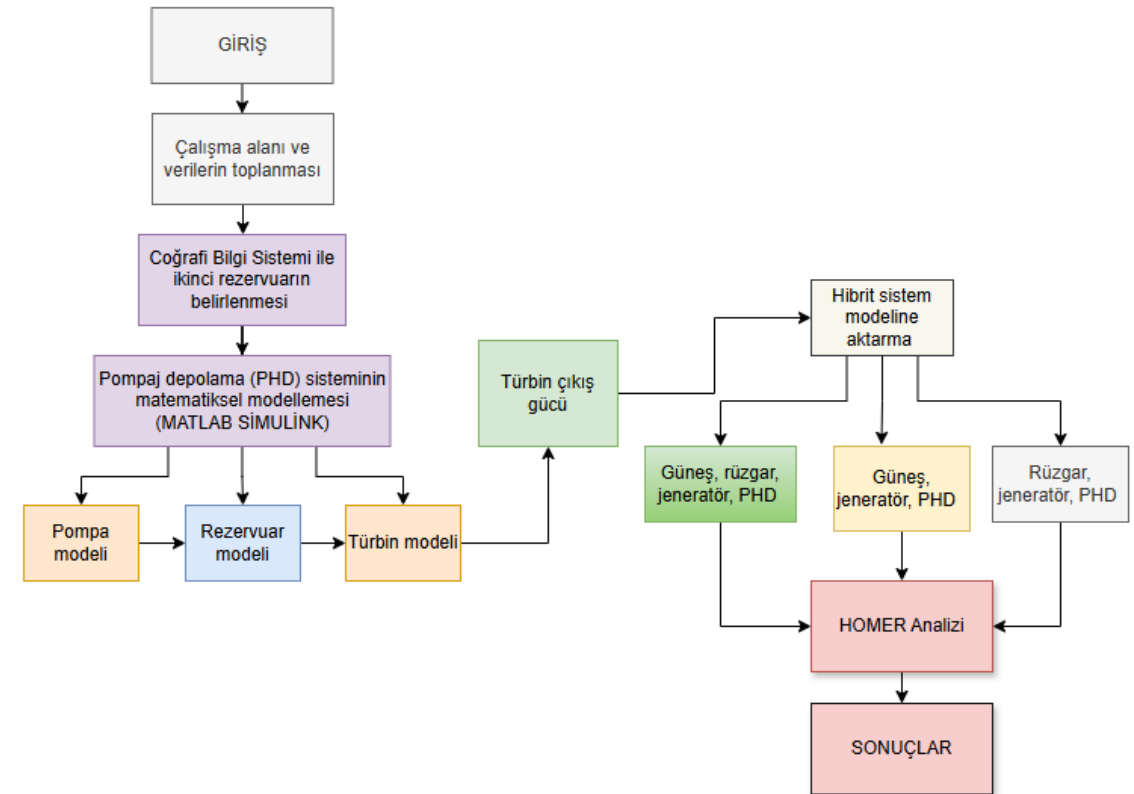
Hidroelektrik enerji için yıllık eklemeler, 2013 yılında yaklaşık 45 GW'lık devreye alma ile zirveye ulaşmıştır. Ancak, Çin, Hindistan ve Türkiye gibi ülkelerdeki büyük rezervuar projelerinin devreye alınma tarihlerine göre dağıtımı, 17 GW ile 33 GW arasında değişkenlik göstermektedir. Hidroelektrik potansiyeli, çevresel izinler ve inşaat süreleri nedeniyle sınırlı kalmaktadır ve bu bağlamda, hızlandırılmış senaryoya göre ek 40 GW'lık kapasite artışının mümkün olduğu düşünülmektedir. Sonuç olarak, toplam yenilenebilir elektrik üretiminin yaklaşık %60 artarak 12.400 TWh'nin üzerine çıkması beklenmektedir. Küresel elektrik üretiminde önümüzdeki üç yıl içinde YEK'in, kömürün yerini alarak birincil enerji kaynağı haline geleceği öngörülmektedir. Bu bağlamda, yenilenebilir kaynaklar, 2027 yılında küresel elektrik üretiminin neredeyse %40'ını oluşturacağı tahmin edilmektedir (IEA, 2022). IEA'nın raporundaki Türkiye'ye ilişkin bulgulara göre, Türkiye'nin yenilenebilir enerji kapasitesinin yüzde 64 artışla 2027 itibarıyla toplamda 90 gigawata ulaşması beklenmektedir. Toplam kapasite artışında %49 ile güneş enerjisi başı çekerken, rüzgâr enerjisinin bu artışın %24'ünü oluşturacağı öngörülmektedir.

Türkiye'nin coğrafi konumu, YEK'lerden hidroelektrik, güneş, jeotermal ve rüzgâr enerjisi için uygundur. Türkiye'de elektrik enerjisi tüketimi 2022 yılında 328,9 TWh, elektrik üretimi ise 326,2 TWh'dır

Tüm bu hızlı büyüme oranlarına rağmen, YEK'lerin büyük bir kısmı doğa koşullarına oldukça bağımlıdır. Bu nedenle, Enerji Depolama Sistemleri (EDS) güvenilir ve tutarlı bir enerji tedarikini sağlamak için çok önemlidir (M. Kozak ve S. Kozak, 2012). Son zamanlarda, özellikle kapasiteyi artırmak için PV ve diğer YEK'ler ile birlikte EDS'nin dağıtımına ilişkin bir ilgi artışı olmuştur. Stratejik entegrasyon yoluyla, EDS'ler aşırı elektrik üretimi dönemlerinde fazla enerjinin depolanmasını sağlar ve daha sonra yetersiz üretim zamanlarında talebi karşılar. EDS'lerin bu entegrasyonu, enerji eşitsizliklerini azaltmak için pragmatik bir çözüm sunmaktadır (Schmit et al., 2017; Das et al., 2018). Kurşun-asit ve lityum-iyon piller gibi geleneksel EDS'lerinin kısıtlı kapasite, sonlu ömür, sınırlı çevrim sayısı ve önemli bir karbon ayak izi gibi sınırlamalar sergilediğini kabul etmek yerinde olacaktır (Zang et al., 2017; Shabani & Mahmoudimehr, 2018). Buna karşılık, pompajlı hidroelektrik depolama (PHD) sistemleri daha sürdürülebilir ve çevre dostu bir alternatif olarak ortaya çıkmaktadır (Güney ve Tepe, 2017; Lu et al., 2018). Bu sistemler, YEK'lerin üretim dalgalanmalarını

dengeleyerek arz-talep uyumunu sağlamada kritik bir rol oynamaktadır (Blakers et al., 2018). Bu kapsamda, hibrit pompaj hidroelektrik depolama modelinin optimizasyonu, enerji sürekliliğinin sağlanmasının yanı sıra sistem verimliliğinin artırılması, maliyetlerin düşürülmesi ve uzun vadeli enerji güvenliğinin temin edilmesi açısından önemli bir çözüm sunmaktadır. Tez çalışmasında, yenilenebilir enerji tabanlı hibrit sistemlerde PHD'nin entegrasyonuna yönelik kapsamlı bir model sunarak, hem teknik hem de ekonomik açıdan en uygun sistem tasarımını göstermektedir.

Sürecin daha iyi anlaşılması adına Şekil 1.1'de akış şeması oluşturulmuştur. Bu akış şeması, çalışmanın temel adımlarını özetlemekte ve kullanılan yöntemleri sistematik bir şekilde sunmaktadır.



Şekil 1.1. Çalışma akış şeması

1.1. Tezin Amacı

Yenilenebilir enerji kaynaklarının değişken üretim profili, enerji arz güvenliğini ve şebeke istikrarını doğrudan etkilemektedir. Bu nedenle, yüksek kapasiteli enerji depolama çözümlerinin entegrasyonu kritik bir gereklilik olarak ortaya çıkmaktadır. PHD sistemleri, düşük işletme maliyetleri, uzun ömürleri ve geniş ölçekli depolama

kapasiteleri ile en yaygın kullanılan enerji depolama yöntemlerinden biri olarak öne çıkmaktadır. Aynı zamanda, enerji dönüşüm süreçlerindeki verimlilikleri sayesinde yenilenebilir enerji entegrasyonunda önemli avantajlar sunmaktadır. Ancak, literatürde hibrit enerji sistemlerine entegre PHD uygulamalarına yönelik kapsamlı çalışmaların sınırlı olduğu görülmektedir.

Bu çalışmada, PHD sistemlerinin güneş ve rüzgâr enerjisi ile desteklenen hibrit enerji sistemlerindeki teknik ve ekonomik performansı analiz edilmektedir. Mevcut hidroelektrik barajlarının PHD sistemine dönüştürülmesinin enerji yönetimi, depolama kapasitesi ve maliyet üzerindeki etkileri değerlendirilmektedir. Ayrıca, farklı PHD verimlilik senaryoları çerçevesinde şebekeden bağımsız bir hibrit enerji sistemi için en uygun modelleme stratejisi belirlenmektedir.

Çalışma, literatürdeki üç temel boşluğu gidermeyi hedeflemektedir. İlk olarak, mevcut hidroelektrik barajlarının PHD sistemine entegrasyonuna yönelik sistematik modelleme yaklaşımlarının yetersiz olduğu tespit edilmektedir. Mevcut çalışmaların büyük bir bölümü, yeni PHD santrallerinin tasarımına odaklanmakta olup, mevcut barajların hibrit sistemlerle entegrasyonuna ilişkin kapsamlı metodolojiler sınırlıdır. İkinci olarak, hibrit enerji sistemlerinde PHD'nin teknik ve ekonomik optimizasyonuna yönelik detaylı analizlerin eksik olduğu görülmektedir. Güneş, rüzgâr ve hidroelektrik enerji kaynaklarının entegre edildiği sistemlerde PHD kullanımının sistem performansı üzerindeki etkileri yeterince incelenmemektedir. Son olarak, hidrolik modelleme ve enerji kayıplarına ilişkin mevcut araştırmaların gerçekçi olmadığı gözlemlenmektedir. Pompa ve türbin sistemlerinde meydana gelen basınç kayıpları, su seviyesindeki dalgalanmalar ve su buharlaşmasının enerji verimliliği üzerindeki etkileri çoğu çalışmada göz ardı edilmektedir. Bu çalışmada, su seviyelerindeki değişimler, boru sürtünme kayıpları ve pompa-türbin döngüsü detaylı şekilde incelenerek sistem verimliliği değerlendirilmektedir.

Batman Barajı pilot bölge olarak belirlenmiştir. Bölgenin yenilenebilir enerji potansiyeli, mevcut hidroelektrik altyapısı ve coğrafi avantajları dikkate alınarak hibrit PHD sisteminin uygulanabilirliği analiz edilmektedir. Çalışma kapsamında, farklı senaryolar incelenerek enerji üretim maliyetleri, enerji dağılımı ve karbon emisyonları üzerindeki etkiler değerlendirilmektedir. Elde edilen bulguların, hibrit enerji sistemlerine yönelik karar alma süreçlerine katkı sağlaması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının daha etkin kullanımına ilişkin stratejik öneriler sunması beklenmektedir.

1.2. Tezin Kapsamı

Bu tez kapsamında, Batman Barajı'nın PHD dönüşüm modelinin uygulanabilirliğini değerlendirmek için kapsamlı bir metodoloji geliştirilmiştir. Çalışmanın ilk aşamasında, ikinci rezervuarın belirlenmesi amacıyla Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) tabanlı analizler gerçekleştirilmiştir. Arazi eğimi, yükseklik farkı, yüzey alanı, su hacmi, jeolojik yapı ve yerleşim alanlarına uzaklık gibi parametreler dikkate alınarak en uygun rezervuar alanı seçilmiştir.

Seçilen rezervuar ile oluşturulan PHD modelinin teknik performansını analiz etmek için MATLAB/Simulink student ortamında pompa, rezervuar ve türbin modelleri tasarlanmıştır. Modelde, hidrolik sistemlerde borular ve bağlantı elemanlarında oluşan sürtünme kayıpları, suyun buharlaşma ve yağış etkilerinin rezervuar yüksekliği üzerindeki etkileri analiz edilmiştir. Bu analizler doğrultusunda sistemin güç üretim kapasitesi belirlenmiştir.

Hibrit yenilenebilir enerji sistemlerinin rezervuara yakın bir şekilde konumlandırılması planlanmıştır. Bu yaklaşım, rezervuarın hidrolik ve çevresel avantajlarından maksimum düzeyde faydalanılmasını sağlamak ve sistem bileşenleri arasındaki enerji transferini optimize etmektedir. Ayrıca, sistem bileşenlerinin yakın yerleşimi sayesinde iletim hatlarında enerji kayıpları en aza indirilmiş ve bakım süreçlerinin verimliliği artırılmıştır.

PHD sisteminin yenilenebilir enerji kaynaklarıyla entegrasyonunu değerlendirmek ve optimum bileşen boyutlandırmasını sağlamak amacıyla HOMER Student demo yazılımı kullanılmıştır. Simülasyon sürecinde, güneş ışıınımı, rüzgâr hızı, su debisi ve bölgeye özgü elektrik yük profili gibi meteorolojik ve operasyonel veriler modele entegre edilmiştir. Böylece, sistemin teknik ve ekonomik fizibilitesi detaylı olarak incelenmiştir.

Çalışmada Batman Barajı pilot bölge olarak seçilmiştir ve modelin genelleştirilebilirliği, benzer coğrafi ve teknik özelliklere sahip hidroelektrik santrallerine uygulanabilirliği açısından değerlendirilmiştir. Bu bağlamda, PHD sistemlerinin hibrit enerji sistemleriyle entegrasyonuna yönelik kapsamlı bir yaklaşım sunulurken, mevcut hidroelektrik santrallerinin depolama kapasitelerinin artırılması, enerji arz güvenliğinin sağlanması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının daha etkin kullanılması hedeflenmektedir. Özellikle, hidrolik modelleme sürecinde su buharlaşması, basınç kayıpları ve rezervuar seviyelerindeki dalgalanmalar gibi dinamik faktörlerin dikkate

alınması, sistemin performans analizlerinin doğruluğunu artırmaktadır. Rezervuara yakın bileşen yerleşimi sayesinde enerji transfer kayıplarının minimize edilmesi, sistem verimliliğine önemli katkılar sağlayabilir.

Bu tez, belirlenen araştırma çerçevesine uygun olarak aşağıdaki şekilde yapılandırılmıştır:

İkinci bölümde, konuya ilişkin kapsamlı bir literatür taraması sunulmuştur. Literatür incelemesi şu dört ana başlık altında yapılmıştır: Enerji depolama üzerine yapılan çalışmalar, Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS) ve çok kriterli karar verme mekanizmaları ile ilgili araştırmalar, PHD sistemlerine yönelik çalışmalar ve hibrit pompaj depolama sistemleri üzerine gerçekleştirilen araştırmalar verilmiştir.

Üçüncü bölümde, farklı enerji depolama yöntemleri detaylı bir şekilde incelenmiştir.

Dördüncü bölümde, çalışmada kullanılan materyal ve yöntemler açıklanmıştır. Bu kapsamda, CBS ve çok kriterli karar verme mekanizmaları ele alınmış, Simulink ortamında gerçekleştirilen matematiksel modelleme süreçleri detaylandırılmıştır. Ayrıca, hibrit PHD modelinin oluşturulmasında kullanılan HOMER yazılımı tanıtılmış ve modelde kullanılan parametreler hakkında bilgi verilmiştir.

Beşinci bölümde, elde edilen analiz sonuçları sunulmuş ve tartışılmıştır.

Altıncı ve son bölümde ise çalışmanın genel sonuçları değerlendirilmiş ve gelecekte yapılabilecek araştırmalara yönelik önerilere yer verilmiştir.

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

Karaçay (2010) yılında yapılan yüksek lisans tezinde, PHD'lerin tanımı, çalışma prensipleri ve Türkiye'deki mevcut durumları incelenmiştir. Yazar, literatür taraması ve mevcut verilerin analizi yoluyla, Türkiye'de PHD'lerin uygulanabilirliğini değerlendirmiştir. Sonuç olarak, Türkiye'nin enerji arz güvenliğini artırmak ve yenilenebilir enerji entegrasyonunu desteklemek için PHD'lerin önemli bir potansiyele sahip olduğu vurgulanmıştır.

Chauhan ve Saini (2014) çalışmalarında, depolama seçenekleri, boyutlandırma ve sistem kontrolü ile ilgili konularda Entegre Yenilenebilir Enerji Sistemi (EYEK) tabanlı enerji üretimi ile ilgili çeşitli konular hakkında kapsamlı bir inceleme sunmuşlardır. Entegrasyon, YEK'lerin DA kuplajı, AA kuplajı veya hibrit DA-AA kublajlı konfigürasyonlar aracılığıyla gerçekleştirilmesi ayrıntılı olarak incelenmiştir. Sonuç olarak, bu farklı entegrasyon yöntemlerinin her birinin kendine özgü avantajları olduğu ve EYEK tabanlı enerji üretiminde teknik ve ekonomik faydalar sağladığı vurgulanmıştır.

Rehman vd. (2015) yılındaki çalışmalarında, PHD sistemlerinin yenilenebilir enerji ile entegrasyonu ve enerji depolama yetenekleri incelemişlerdir. Literatürde, PHD'nin %70-87 arasında değişen verimlilikleri ile şebeke kararlılığı sağladığı ve rüzgâr ve güneş enerjisi için etkin bir dengeleme mekanizması sunduğu vurgulanmıştır. Ayrıca, ada şebekelerinde ve deniz suyu PHD projelerinde kullanım potansiyeli daha yüksek olduğu belirlenmiştir. Sonuç olarak, PHD sistemleri, yenilenebilir enerji destekli büyük ölçekli enerji depolama için etkili bir çözüm olarak değerlendirilmiştir.

Ünver vd. (2015) yılında yaptıkları çalışmalarında, PHD'lerin tanımı, ihtiyaç duyulma nedenleri ve diğer enerji depolama yöntemleriyle karşılaştırmaları ele alınmıştır. Yazarlar, literatür taraması ve mevcut projelerin incelenmesi yoluyla, PHD'lerin avantajları ve dezavantajlarını değerlendirmişlerdir. Sonuç olarak, PHD'lerin enerji arz güvenliği ve şebeke stabilitesi açısından önemli katkılar sunduğu belirtilmiştir.

Lai vd. (2017) yılında makalelerinde, büyük ölçekli fotovoltaik (PV) sistemlerin elektrik depolama sistemleri (EDS) ile entegrasyonunu incelemişlerdir. PV sistemlerin dalgalı üretim profilini dengelemek, ekonomik fizibilite ve şebeke stabilitesine etkileri değerlendirilmiştir. Vanadyum Redoks Akış Bataryası (VRB) ve Lityum-iyon bataryalar gibi depolama teknolojileri incelenmiştir. Çalışma, EDS kullanımının şebeke istikrarını artırdığını ve enerji arz güvenliğini sağladığı gösterilmiştir.

Faisal vd. (2018) yılında yaptıkları çalışmalarında, enerji yönetimi ve depolama yöntemleri incelenerek, sürekli enerji tedarik süresini artırma stratejileri analiz edilmiştir. Yazarlar, literatür taraması ve mevcut enerji depolama teknolojilerinin karşılaştırılması yoluyla, farklı senaryoları değerlendirmişlerdir. Sonuç olarak, enerji depolama sistemlerinin etkin bir şekilde kullanılmasıyla enerji arz güvenliğinin artırılacağı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının daha verimli entegre edilebileceği belirtilmiştir.

Babu vd. (2020) yaptıkları çalışmada PHD'lerin yenilenebilir enerji sistemlerindeki rolü ve kontrol sistemlerinin sınıflandırılması incelenmiştir. Literatür taraması ve teknik analizler yoluyla, PHD'lerin farklı kontrol stratejilerini değerlendirmişlerdir. Sonuç olarak, uygun kontrol sistemlerinin PHD performansını ve yenilenebilir enerji entegrasyonunu önemli ölçüde iyileştirebileceği sonucuna varılmıştır.

Dudhani vd. (2006)'de, küçük hidroelektrik projeleri için yaklaşık 420 potansiyel alanı kapsayan bilimsel ilkelere dayalı bir veri tabanının oluşturulmasının önemi üzerine durmuşlardır. Uydu görüntülerinden bilgi çıkarımını sistematik bir hesaplamalı yaklaşımla ele alarak, su kaynaklarının yanı sıra nüfus yoğunluğu, orman örtüsü, bitki örtüsü ve kar varlığı gibi faktörlerin değerlendirilmesini önermişlerdir. Bu bilimsel yöntem, küçük hidroelektrik projelerine uygun alanların tespiti ve değerlendirilmesinde etkili bir araç olarak sunulmaktadır.

Larentis vd. (2010)'da yaptıkları makalede, potansiyel yeni hidroelektrik baraj sahalarının belirlenmesi amacıyla mevcut drenaj ağlarının topolojik ve hidrografik özelliklerini analiz eden bir algoritma geliştirmişlerdir. Çalışmada, drenaj ağlarının geometrik özellikleri değerlendirilerek potansiyel baraj sahaları tespit edilmiş ve uygun baraj yerleşimleri önerilmiştir. Geliştirilen algoritmanın, yeni hidroelektrik projelerinin planlanmasında karar vericilere etkili bir araç sunduğu belirtilmektedir.

Cuya vd. (2013) yılında yaptıkları çalışmalarında, La Plata Havzası'nda mevcut ve gelecekteki elektrik talebinin analiz edilerek küresel değişimlerin bölgedeki hidroelektrik üretim potansiyeline etkileri incelenmiştir. Araştırmacılar, mevcut hidroelektrik üretimini ve talep durumunu değerlendirmiş ve VAPIDRO-ASTE adlı CBS tabanlı bir araçla havzanın maksimum ve artık hidroelektrik potansiyelini belirlemişlerdir. Çalışma sonucunda, mevcut hidroelektrik üretiminin tahmini talebin yalnızca yarısını karşılayabildiği ve gelecekteki enerji ihtiyacının karşılanması için ek enerji kaynaklarına duyulan ihtiyacın arttığı tespit edilmiştir.

Bayazıt vd. (2017) yılında yazılan makalede, mevcut bir hidroelektrik santralin PHD sisteme dönüştürülmesi için CBS tabanlı bir model geliştirmeyi amaçlamışlardır.

Model, ikinci rezervuarın en uygun yerini belirlemek için topografya, su kaynakları, arazi eğimi ve çevresel kısıtlamalar gibi faktörleri analiz edilmiştir. Sonuç olarak, model, PHD dönüşümü için en uygun ikinci rezervuar yerini başarıyla belirlemiş ve mevcut hidroelektrik tesislerin enerji depolama kapasitesini artırmak için pratik bir çözüm sunulmuştur.

Zaidi ve Khan (2018)'de yapılan çalışmalarında, Pakistan'daki Kunhar Nehri üzerinde nehir tipi hidroelektrik santralleri için yüksek potansiyele sahip noktaları belirlemek amacıyla CBS ve Dijital Yükselti Modeli (DYM) tabanlı bir yöntem geliştirmeyi amaçlamaktadır. Çalışmada, ASTER'in açık kaynaklı dijital yükselti modeli ve bölgesel hidrolojik veri setleri kullanılarak nehrin topoğrafyası ve akış özellikleri analiz edilmiştir. Çalışma sonucunda, Kunhar Nehri üzerinde nehir tipi HES'ler için en yüksek potansiyele sahip hidroelektrik santrali noktalarını başarıyla belirlemiş ve saha çalışmalarına kıyasla daha etkin maliyet ve sağlam bir değerlendirme sunulmuştur.

Lu vd. (2018) yılında yaptıkları çalışmada, geniş alanlarda nehir dışı Pompajlı hidroelektrik projeleri için uygun bölgelerin belirlenmesine yönelik ileri düzey CBS algoritmaları geliştirmişlerdir. Önerilen yöntem, PHD alanlarının hızlı ve detaylı analizini mümkün kılarken, saha seçim süreçlerinin verimliliğini artırdığı belirtilmiştir. Ayrıca, geliştirilen modellerin farklı hidroelektrik uygulamalarına uyarlanabilir olduğu gösterilmiş ve saha seçiminde çevresel faktörler ile arazi kullanım kısıtlarının göz önünde bulundurulmasının gerekliliği vurgulanmıştır.

Wegner vd. (2020)'de çalışmalarında, Brezilya'daki bir havzada hidroelektrik potansiyeli değerlendirmek için CBS tabanlı bir model geliştirmeyi amaçlamaktadır. Model, taşkın alanları, eğimler ve korunan alanları dikkate alarak potansiyel hidroelektrik santrali (HES) sahalarını belirlemişlerdir. CBS ve uzaktan algılama teknikleriyle havzanın topografik ve hidrografik özellikleri analiz edilmiştir. Sonuçta, model potansiyel HES sahalarını başarıyla tespit etmiş ve karar vericilere en uygun HES sahalarını belirlemede etkili bir araç sunulmuştur.

Bayazıt vd. (2021) çalışmalarında, mevcut hidroelektrik santrallerin pompaj depolamalı hidroelektrik (PHD) sisteme dönüştürülmesine yönelik Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) tabanlı bir model geliştirmişlerdir. Çalışmada CBS tabanlı analiz yöntemleri kullanılarak, potansiyel rezervuar alanlarının mekânsal uygunluk analizleri gerçekleştirilmiştir. Farklı kriterler (topografya, su kaynağı erişimi, altyapı durumu, çevresel etkiler vb.) dikkate alınarak çok kriterli karar verme teknikleri ile değerlendirme yapılmış ve en uygun ikinci rezervuarın yeri belirlenmiştir. Geliştirilen model, mevcut

hidroelektrik santrallerin PHD sistemlerine dönüştürülmesi için kapsamlı bir değerlendirme sunulmuş ve uygun ikinci rezervuar seçiminin sistem verimliliği açısından kritik bir unsur olduğu belirtilmiştir.

Yüksel ve Demirel (2021) çalışmalarında, hidroelektrik enerji üretimini artırmak ve yerel düzeyde uygulanabilir potansiyel elektrik üretimini tahmin etmek için basitleştirilmiş bir prosedür sunmuşlardır. Bu çalışmada, havzaların yükseklik ve morfolojik özellikleri için CBS kullanılmış, akış deşarjları için ise hidrolojik modeller kullanılmıştır. Sonuç olarak, bu çalışmanın prosedürlerinin farklı doğal ve sosyal koşullara sahip bölgelere uygulanarak yeni HES tesisleri için umut verici yerlerin belirlenebileceği gösterilmiştir.

Diaz vd. (2012) çalışmalarında, çevresel kısıtlamalar uygulandığında, karma tamsayılı doğrusal programlamaya dayalı optimizasyonun rezervuarın ekonomik etkisini azaltmaya katkısını gözlemlemişlerdir. Çalışmalarında ayrıca düzenleme rezervuarı ve ana rezervuar arasına pompalama özelliği eklendiği durumda ne olacağını da incelemişlerdir. Bu inceleme sonucunda ise ekonomik etkisinin azaltılmasının yanında santral gelirinin de artabileceği belirtilmiştir.

Iqbal ve Asif (2013)'deki çalışmalarında, uzak bir hibrit enerji sistemi için yeni bir pompajlı hidroelektrik depolama bileşeni içeren dinamik bir simülasyon modeli ve denetleyici bir kontrolör tasarlamayı amaçlamışlardır. Çalışmada, gerçek dünya koşullarını yansıtmak amacıyla modelde eğriler, doğrusal olmayan verimlilikler ve kayıplar gibi faktörler dikkate alınmıştır. Sistem kararlılığı ve performansı, bu detaylı model ve kontrolör aracılığıyla değerlendirilmiştir. Sonuç olarak, tasarlanan modelin hibrit enerji sistemlerinde güvenilirlik ve denge sağlama potansiyeline sahip olduğu belirtilmiştir.

Çetinkaya (2014) çalışmasında, PHD santrallerinin piyasa koşullarındaki ekonomik fizibilitesini değerlendirmek için Microsoft Excel VBA tabanlı PXSC yazılımı geliştirmişler ve Aslantaş PHD örneğinde uygulamıştır. Çalışma sonucunda, mevcut piyasa fiyatlarının projeler için yeterince kârlı olmadığını, ancak destek mekanizmalarıyla fizibilitenin artırılabilirliğini göstermektedir. Mevcut su yapılarının kullanımı, maliyetleri azaltmada etkili bulunmuş ve hidrolojik analizlerin entegrasyonu ile daha kapsamlı değerlendirmeler yapılabilirliği önerilmiştir.

Chazarra vd. (2017)'de çalışmalarında, kapalı devre PHD santralının saatlik enerji ve rezerv planlaması için karma tamsayılı bir model tanıtmışlardır. Hidrolik kısa devre modeliyle çalışan santralin, gelirini önemli ölçüde artırabileceği belirtilmiştir. Ayrıca,

ikincil düzenleme rezerv pazarının, YEK'lerin yoğun olduğu senaryolarda önemli bir gelir kaynağı olabileceği tespit edilmiştir.

Wang vd. (2017) yılındaki çalışmalarında, hibrit bir güç sisteminde birim taahhüdü (UC) sorununu ele almakta ve çözüm için ikili yapay koyun algoritmasını önerilmiş ve yenilenebilir enerji üretim seviyelerindeki belirsizliklerin etkisi nicel olarak analiz edilmiştir. PHD sisteminin entegrasyonu, güç sisteminin kararlılığını artırırken YEK'lerin değişkenliğinden kaynaklanan olumsuz etkileri azaltıldığı ve planlama maliyetlerini düşürdüğü belirtilmiştir.

Blakers vd. (2018)'de yapılan çalışmada, elektrik şebekesini desteklemek amacıyla %100 yenilenebilir bir elektrik sistemi modeli uygulamışlardır. Modellenen PHD sistemi, uygun atalet enerjisi ve dönme rezervi sağlamış olup, sistem güvenliğini desteklemek için hızlı başlatma kabiliyeti, frekans kontrolü ve gerilim düzenlemesi gibi unsurlar dikkate alınmıştır. Çalışmada, sürtünme faktörü, bağlı pürüzlülük ve Reynolds sayısı gibi belirli parametreler sabit kabul edilirken; su hızı, boru çapı ve malzemesi, hava koşulları, güneş ışığı ve rezervuar yüzeyinin rüzgâr kaynaklı buharlaşmasının su seviyelerine etkileri göz ardı edilmiştir. Sonuçlar, PHD sistemlerinin yenilenebilir enerji kaynaklarıyla entegre edildiğinde şebeke istikrarını artırmada kritik bir rol oynayabileceğini göstermiştir.

Hu vd. (2018), mikro şebeke stabilitesini artırmak amacıyla çift beslemeli, ayarlanabilir hızlı pompajlı depolama birimlerine yönelik bir kontrol stratejisi geliştirmiştir. Çalışmada, elektromanyetik modellere dayalı bir yaklaşım benimsenmiş ve bu model ile reaktif gücün hassas bir şekilde hesaplanması sağlanmıştır. Elde edilen bulgular, önerilen kontrol stratejisinin gerilim toparlanma hızını ve doğruluğunu artırdığını göstermektedir. Ayrıca, modelin gerilim dalgalanmalarını ve aşırı yükselmeleri en aza indirdiği belirtilmiştir.

Mousavi vd. (2019)'da çalışmalarında, mikro şebekeler ve akıllı şebekelerdeki uygulamalarla kapsamlı bir pompajlı hidro depolama modeli önermişlerdir. Çalışmada bazı kritik parametrelerin hesaba katılmamasından dolayı depolanan enerjinin hesabında yüksek hatalar olduğu bilindiğinden ihmal edilen hata oranlarını, kayıpları ele alarak model oluşturulmuştur. Sonucunda da depolanan enerjinin hatasını %13,17'den %0,74'e düşürdüğü görülmüştür.

Tian vd. (2020)'de çalışmalarında, depoların piyasaya katılımını sağlamak için çalışmada aşağı risk kısıtlamaları (DRC) adı verilen bir risk yöntemi yaklaşımı kullanmışlardır. Elektrik piyasası fiyat belirsizlikleri ve belirsizlik parametreleri stokastik

programlama ile birlikte kullanılmıştır. Elde edilen sonuçlara göre, önerilen aşağı yönlü risk kısıtlamaları PHD operatörleri için sıfır risk koşulları sağlayabilmektedir. Bu durumda, operatörlerin kârı %33 azalırken, risksiz stratejiye kıyasla kardaki risk %100 oranında azalmaktadır.

Gürsakal (2022) tez çalışmasında, PHD sistemlerinde kapasitesinin net faydayı maksimize edecek şekilde belirlenmesi amacıyla bir kapasite optimizasyon modeli (KOPMOD) geliştirmiştir. Çalışmada, deterministik bir yaklaşımla oluşturulan matematiksel model kullanılmıştır. Bu modelle santral yapı boyutları, kurulu güç ve net faydanın optimizasyonu ele alınmıştır. Farklı kapasite senaryoları değerlendirilerek en yüksek ekonomik verimi sağlayacak yapılandırma belirlenmiştir. Sonuçlar, PHD santrallerinin optimum kapasiteyle tasarlanmasının ekonomik getiri sağladığını ve sistem verimliliğini artırabileceğini göstermektedir.

Amoussou vd. (2023) yılında yaptıkları çalışmada, Kuzey Kamerun'daki şebekeye bağlı hafif akaryakıtlı termik santralin yenilenebilir enerji santralleri ile değiştirilmesi için farklı olası senaryoları incelemişlerdir. MATLAB yazılımı ile baskın olmayan sıralama, balina optimizasyonu ve baskın olmayan genetik algoritma kullanılmıştır. Yaptıkları çalışmalar sonucunda projenin karlı olduğu görülmüştür.

Mahfoud vd. (2023)'da yaptıkları çalışmada, PHD enerji sistemlerinin optimum şekilde çalışmasına yönelik kapsamlı bir inceleme gerçekleştirilmiştir. Özellikle, PHD ve batarya enerji depolama sistemi (PHES-BES) entegrasyonunun en uygun şekilde işletilmesi üzerine odaklanılmıştır. Çalışmada, enerji depolama ve yönetimi açısından PHES-BES sistemlerinin potansiyeli değerlendirilmiş ve bu sistemlerin enerji arz güvenliği ve verimlilik açısından umut verici bir çözüm sunduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Nehrir vd. (2011)'de yaptıkları çalışmada, hibrit yenilenebilir enerji üretim sistemleri incelenerek, birim boyutlandırma, kontrol stratejileri ve enerji yönetimi konularındaki etkinlikleri değerlendirmişlerdir. Farklı yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyon süreçleri, güç yönetim stratejileri ve optimum boyutlandırma yöntemleri analiz edilmiştir. Çalışma, hibrit sistemlerin enerji sürekliliğini sağlama potansiyeline sahip olduğunu ve iyi tasarlanmış kontrol mekanizmalarıyla performanslarının artırılabilirliği gösterilmiştir. Ayrıca, enerji yönetimi stratejilerinin optimizasyonu ile sistemlerin daha verimli ve güvenilir hale gelebileceği, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun ise enerji arz güvenliğini artırabileceği sonucuna ulaşılmıştır.

Canales vd. (2015)'de çalışmalarında, rüzgâr enerjisi ile hibrit bağlantılı PHD sistemi ve bir hidroelektrik santralinin performansını HOMER yazılımı kullanarak simüle

etmiş ve karşılaştırmışlardır. Çalışma sonucunda, PHD sisteminin çevresel etkiler açısından daha avantajlı olduğu vurgulanmıştır. Ayrıca, PHD sisteminin yenilenebilir enerji entegrasyonunda sistem güvenilirliğini artırma potansiyeline dikkat çekilmiştir.

Kusakana (2016) yaptığı çalışmada, güneş ve rüzgâr enerjisi kaynaklarının kesintili yapısından dolayı, bir PV ünite, bir rüzgâr ünitesi ve pompaj depolama sistemi/dizel jeneratörden oluşan hibrit bir sistem için yük talebini karşılayan bir enerji dağıtım modeli sunulmaktadır. Çalışması sonucunda önerilen hibrit sistem için geliştirilen kontrol modelinden yararlanarak aynı yük düzenini sağlamak için dizelin tek kullanıldığı ve pompaj ile birlikte kullanıldığı durumlar arasında kıyaslama yaptığı zaman pompaj ile dizelin birlikte modellendiği sistemin yakıt tasarrufu sağlayabileceğini görmüştür.

Yıldız (2017) yılında yapılan tez çalışmasında, Türkiye şartlarında bir YEK ve bir PHD tesisinin beraber ve ayrı ayrı işletilmesi ile elde edilecek sonuçları irdelenmiştir. Stokastik optimizasyon modellerinde tahmin değerleri yerine senaryoları kurmuştur. Sonuçlar irdelendiğinde tesislerin beraber ve ayrı ayrı işletilmesi durumlarında stokastik yaklaşımın deterministik yaklaşımdan daha başarılı olduğu gözlemlenmiştir.

Ahmad vd. (2018)'deki makalelerinde, Pakistan'ın Punjab eyaletinde, Kallar Kahar bölgesinde şebekeye bağlı hibrit bir mikro şebeke sisteminin tekno-ekonomik uygulanabilirliğini değerlendirmişlerdir. HOMER Pro yazılımı kullanılarak modelleme yapılan sistem, rüzgâr, PV ve biyokütle enerji kaynaklarını birleştirerek kaynaklar arasındaki yük paylaşımını optimize edilmiş. Çalışmanın sonuçları, hibrit sistemin 50 MW'ın üzerinde enerji üretebileceğini ve enerji maliyetinin konut ve ticari sektörlere yönelik tepe yük talep profillerine dayandığı gösterilmiş. Ayrıca, hibrit enerji sistemlerinin uygulanabilirliğinin yerel topluluklar için elektrik maliyetlerini düşürmede etkili olabileceği ve bölgeye yatırımcı çekme potansiyeli taşıdığı vurgulanmıştır.

Aktaş vd. (2018) yılında yapılan çalışmada, hibrit enerji depolama için akıllı bir enerji yönetimi algoritması kullanarak hibrit enerji depolama noktasında güneşin yük durumuna ve güç profiline göre testler uygulamışlardır. Önerilen dinamik enerji yönetim stratejisinin, sistemin farklı çalışma modlarında performansını iyileştirdiği ve şebeke ile entegrasyonunu daha verimli hale getirdiği tespit edilmiştir. Ayrıca, güneş ısınımındaki ani değişimler ve yük dalgalanmaları üzerinde yapılan testler, sistemin dinamik çalışma koşullarına başarıyla uyum sağlayabildiğini göstermektedir.

Sabani ve Mahmoudimehr (2018) yılında çalışmalarında, hibrit PV pompa depolamalı hidroelektrik (PV-PHD) bağımsız güç sisteminde PV izleme teknolojisinin

teknolojik-ekonomik rolünü değerlendirmeyi amaçlamışlar. PV-PHD sisteminin tasarımında çok amaçlı optimizasyon prosedürü geliştirilmiştir. PV izleme teknolojisinin farklı farklı konumları, takip sistemi yöntemlerini incelemişler. Çalışma sonucunda ise, PV-PHD sisteminde güneş takip teknolojisinin uygun seçimi %18,2'ye kadar tasarruf sağladığı belirtilmiştir.

Yimen vd. (2018) alışmalarında, Kamerun'un kuzeyinde küçük bir köy olan Djoundé'nin elektrifikasyonu için pompalı hidroelektrik enerji depolama bazlı %100 yenilenebilir şebekeden bağımsız hibrit enerji sisteminin teknolojik-ekonomik analizini ve optimizasyonunu HOMER yazılımı ile yapılmıştır. Sistem, PV sistemlerin kurulum maliyetinde görülen düşüş sebebiyle umut verici olduğu gözlemlenmiştir.

Awan vd. (2019) alışmalarında, PHD hidroelektrik bazlı ve hidrojen bazlı depolama üniteleri kullanılarak hibrit yenilenebilir enerji sisteminin teknolojik-ekonomik analizini yapmışlardır. Her senaryo için optimum bileşen boyutlarının belirlenmesi simülasyonlar ve optimizasyon sürecinde NPC, LCOE değeri, geri ödeme süresi, CO₂ emisyonları üzerine değerlendirmeler yapılmıştır. Sonuçlar, hibrit sistemlerin çevresel ve ekonomik performansını artırmada enerji depolama yöntemlerinin önemini vurgulamış ve her senaryo için maliyet etkin özümmler sunulmuştur.

Nko vd. (2019) alışmalarında, PV santralleri ile entegre edilebilecek ekonomik ve verimli bir enerji depolama sisteminin tasarlanmasını amaçlamışlardır. Lityum-iyon bataryalar ve PHD, farklı senaryolar altında değerlendirilmiş ve HOMER Pro yazılımı ile maliyet ve verimlilik analizleri gerçekleştirilmiştir. Sonuçlara bakıldığında, düşük kapasitelerde PHD'nin daha uygun maliyetli olduğunu, ancak 1 MWh üzeri depolamalarda bataryaların avantaj sağladığı gösterilmiştir.

Ali ve Jang (2020) alışmalarında, EDS kapsamında batarya depolama ve PHD olmak üzere iki farklı seçeneği incelemişlerdir. Çalışmada dört farklı hibrit yenilenebilir enerji sistemi (HRES), LCOE ve NPC kriterleri temelinde karşılaştırılmıştır. Ayrıca, PHD'nin teknik ve ekonomik açıdan tasarımı gerçekleştirilerek batarya sistemleriyle karşılaştırmalı bir analiz yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar, PHD'nin toplam sermaye maliyeti açısından batarya depolama sistemlerine kıyasla daha ekonomik bir seçenek olabileceğini ortaya koymuştur.

Gundu ve Simon, (2020)'de yaptıkları çalışmada, enerji depolama durumunda evlerin fazla ve düşük gücüne göre elektrik enerjisinin minimum fiyattan satın alınmasını planlamak için doğrusal tamsayılı program tercih etmişlerdir. Kullanılan yeni tekniğin

performansı, 100 MVA'lık 12 bara dağıtım sisteminde doğrulanmıştır. Sonuç olarak, gerçek zamanlı akıllı şebeke ortamı için uygulanabilir olduğu sonucuna varılmıştır.

Lin vd. (2020) yılında yazılan makalede, YEK'lerden daha iyi yararlanabilmek için şebekeye bağlı PV-PHD, konutlar için önermişlerdir. Elektrik fiyatı politikasına göre konutlarda tekno-ekonomik analizi yapılmıştır. Bina yüksekliği ve üst rezervuar hacmi değişimleriyle PV kapasite ve yük talebi karşılaştırıldığında, net gelirden büyük bir etkisi olduğu gözlemlenmiştir.

Mousavi vd. (2020)'de yazdıkları makalede, fazla yenilenebilir enerjiyi yönetmek için çiftlik evlerindeki Pompajlı hidro depolama sistemleri için gerçek zamanlı bir enerji yönetimi stratejisi önermişler. Pompa gücünü ve türbin debisini verimli bir şekilde ayarlamak için mikro şebekenin durumunu dikkate almışlardır. Tahmin hatası problemini çözmek için bulanık mantık ve yapay sinir ağlarında test edilmiştir. Sonuç olarak yapay sinir ağlarının elektrik maliyetini daha iyi azalttığı gözlemlenmiştir.

Nyeche vd (2020)'de yazılan makalede, enerji talebi ve üretilen enerji arasındaki farkı en aza indirmek amacıyla PV dizileri, rüzgâr türbini (WT) ve Pompaj Depolamalı Hidroelektrik (PHD) sisteminden oluşan bir hibrit enerji tesisinin optimizasyonunu gerçekleştirmişlerdir. Çalışmada Genetik Algoritma (GA) kullanılarak sistem tasarımı optimize edilmiş ve ekonomik fizibiliteyi değerlendirmek amacıyla HOMER, MATLAB ve MS Excel programlarından yararlanılarak çeşitli ekonomik modeller oluşturulmuştur. Sonuçlar, hibrit tesislerin enerji sürekliliği ve maliyet etkinliği açısından avantaj sağladığını ve GA tabanlı optimizasyonun enerji üretim kapasitesinin talebe uygun hale getirilmesinde etkili olduğu belirtilmiştir.

Simao ve Ramos, (2020)'de, enerji depolama esnekliği, güvenilirliği ve sürdürülebilirliği konusunda yenilenebilir kaynakların entegrasyonuna dayalı bir teknik çözüm için çok kriterli değerlendirmeye dayalı bir teknik sunmuşlardır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunda hidroelektrik, güneş ve rüzgâr enerjisinin birleşimi üzerine matematiksel simülasyonlar yapılmıştır. Yenilenebilir enerji üretim kapasitelerini sağlamak için en uygun bileşen tahmini değerlendirilerek rüzgâr ve PV ile PHD hidroelektrik bileşeninin esnekliğini ve güvenilirliğini artırdığı sonucuna varılmıştır.

Alturki ve Awwad (2021)'de çalışmalarında, yük talebini minimum enerji maliyeti objektif fonksiyonu ile sağlamak için teknik, ekonomik ve çevresel parametrelere dayalı olarak bağımsız bir hibrit rüzgâr türbini (WT)/PV/biyokütle/pompa-hidro-depolama enerji sistemi tasarlamışlar ve çalışmalarında balina optimizasyonu, ateş böceği algoritması ve parçacık sürü optimizasyonu kullanılarak karşılaştırılması

yapılmıştır. Hibrit pompaj depolama sistemin ekonomik ve çevresel açıdan kullanışlı olduğunu belirtmişlerdir.

Das vd. (2021)'de yaptıkları makalede, PV/Dizel/Pompa-hidro sistemi genetik algoritma (GA) optimizasyonu ve HOMER yazılımından yararlanarak maliyet ve sürdürülebilir analizi yapmışlardır. Çalışma sonucunda pompa bazlı hibrit sistem, batarya bazlı sisteme göre %30 daha az CO₂ emisyonuna sahip olduğunu ve PV/Dizel/Pompa-hidro, dizel PHD'ye göre daha düşük geri ödeme süresine (5-7 yıl) sahip olduğu belirtilmiştir.

Dorji vd. (2021)'de yapılan çalışmada, PV, rüzgâr enerjisi ve hidroelektrik şebeke sistemleri gibi çeşitli YEK'lerin Matlab simülasyonu ile güç sisteminin izole mod ve entegre mod çalışması durumunda güç kalitesi ve güvenilirliğini karşılaştırmışlardır. Çalışma sonucunda, entegre bir güç sisteminden elde edilen enerji çıkışının kalitesinin ve güvenilirliğinin, izole modda çalıştırılan enerji santraline kıyasla çok daha yüksek olduğu görülmüştür.

Mensah vd. (2022)'de çalışmalarında, Furnas rezervuarında güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir kaynaklar ile pompaj hidro depolamanın birlikte kullanımının su seviyelerini enerji ve ekonomik performans açısından değerlendirmişlerdir. Ekonomik analizlerde üç farklı senaryo ele almışlar ve 30 yıllık bir süre için Net Bugünkü Değer (NPC) ve LCOE (Elektrik Seviyelendirilmiş Maliyeti) yöntemlerinden yararlanılmıştır. Enerji hesaplamaları, pompaj hidro depolama kullanılarak 1692 MWh/gün enerji üretilebileceği belirtilmiştir.

Alqahtani vd. (2023) yaptıkları makale çalışmasında, hibrit yenilenebilir enerji sistemlerinde (rüzgâr türbini, PV ve pompajlı hidroelektrik) yük kayıpları ve buharlaşma oranı gibi kritik parametrelerin göz ardı edilmesinin simülasyon doğruluğunu azalttığını ortaya koymuşlardır. Teknik ve ekonomik bir değerlendirme aracılığıyla ideal boru tasarımı önerilmiş ve yenilenebilir enerji oranında ve kayıp enerji miktarında iyileşmeler sağlanmıştır. Yıllık değişimlerde en yüksek değerler sırasıyla 218,23 GWh ve 89,39 GWh olarak hesaplanmıştır. Çalışma, doğru ve verimli sistem tasarımı için bu parametrelerin dikkate alınmasının önemine dikkat çekilmiştir.

Alqahtani vd. (2024) yılındaki çalışmalarında, PV/WT/PHD kullanan hibrit bir yenilenebilir enerji sistemi tasarlamaya odaklanmışlar. Bir basınç kaybı faktörü, kapasite faktörünün tekno-ekonomik çevresel etkileri üzerine inceleme yapılmış. Suudi Arabistan ile karşılaştırmalı analiz, güneş ve rüzgâr enerjisinin bir kombinasyonunun, %27'lik maksimum Pompajlı hidro kapasite faktörü ile toplam talebin %93'ünü

karşılayabileceğini ortaya konmuştur. Sistemin seviyelendirilmiş maliyeti, hükümet sübvansiyonlarından etkilenen 0,07 ile 0,22 \$/kWh arasında değiştiğini gözlemlenmiştir

Gizaw ve Bekele (2024)'de yaptıkları çalışmalarında, Etiyopya'daki Tulu Gudo Adası için yüzen fotovoltaik (FPV), PHD ve dizel jeneratörlerin (DGE) entegre edildiği bir enerji sistemini ele almışlardır. HOMER Pro yazılımı ile analiz edilmiştir. Analiz sonucunda optimize edilen sistemin elektrik üretiminde %7'lik bir artış ve kapasite faktöründe %2,4'lük bir iyileşme sağlayarak ekonomik ve çevresel açıdan önemli avantajlar sunduğu belirtilmiştir.

Hammad vd. (2024), Ürdün'deki PHES sistemlerinin teknik ve ekonomik fizibilitesi ele almışlardır. Bir baraj rezervuarı yakınına 1 MWh kapasiteli, şebekeden bağımsız bir PV sistem kurarak, üretilen enerjinin üst rezervuara su pompalamak için kullanılmasını sağlamışlardır. Türbinler aracılığıyla üretilen enerji, HOMER Pro yazılımı ile analiz edilmiş ve şebekeye entegre edilmiştir. Çalışma sonucunda, Al-Walah sahasının 1 MWh PV istasyonu başına en büyük su hacmine ve buna bağlı olarak en büyük üst rezervuar boyutuna sahip olduğu belirlenmiştir. PHES sistemlerinin karbon emisyonlarını azaltabileceği, şebeke kararlılığını artırabileceği ve yoğun talep dönemlerinde yük dengelemesi sağlayabileceği vurgulanmıştır

Kaan vd. (2024) tarafından yapılan çalışmada, Erciyes Üniversitesi Kampüsü için PV paneller, rüzgâr türbinleri, dönüştürücüler ve piller kullanan bir hibrit sistem geliştirmişlerdir. Sistem, net bugünkü maliyet, dengelenmiş enerji maliyeti, işletme maliyeti, ilk maliyet ve pil maliyetleri dahil olmak üzere çeşitli maliyetler göz önünde bulundurularak analiz edilmiş. Sistem, 0,352 ABD doları Enerji Maliyeti (COE) ile 52,7 MWh üretim yaparak Erciyes Üniversitesi'nin yıllık elektrik ihtiyacını karşılamış ve 18,6 MWh/yıl fazla enerji sağlandığı belirtilmiştir.

Khalil ve Abd El-Hamied (2024) yılındaki araştırmada, HOMER yazılımı kullanılarak Ürdün'ün Karak bölgesinde ekonomik bir HRES modeli geliştirmişlerdir. Simülasyon sonuçlarına bakıldığında, en düşük maliyetli sistemin PV modülleri, dizel jeneratör, Li-Ion pil ve güç dönüştürücüsünden oluştuğunu ve 0,294 USD/kWh LCOE sağladığı gözlemlenmiştir. Araştırma, enerji depolamanın sistem maliyet etkinliğini artırmada kritik bir rol oynadığını ve kesintisiz elektrik tedariki için gerekli olduğunu ortaya koyduğu belirtilmiştir.

Oubouch vd. (2024) yılında yapılan araştırmada, Doğu Sahra Afrika'sındaki Fas bölgesinde su, güneş ve rüzgâr kaynaklarının sürdürülebilir enerji üretimi için potansiyeli değerlendirmişlerdir. HOMER yazılımı kullanılarak PHD, WT, PV sistem ve geleneksel

şebeke entegrasyonu analiz edilmiştir. Çalışmada, bölgedeki yeraltı suyunu bir kaynak olarak kullanılması ve bu kaynağın enerji üretimi için değerlendirilmesi önerilmiştir. Analizler sonucunda, PV, rüzgâr ve PHD tabanlı hibrit sistemin en düşük enerji maliyetini (0,03831 \$/kWh) ve en uygun net bugünkü maliyeti (262.596 \$) sağladığı belirlenmiştir.

3. ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ

Enerji depolama sistemlerinin şebekeye entegrasyonunu hızlandırmak ve enerji yönetimini daha verimli hale getirmek amacıyla malzeme geliştirme, sistem entegrasyonu, sistem kontrolü ve modelleme gibi alanlarda yoğun bilimsel çalışmalar yürütülmektedir. Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa Birliği ülkeleri başta olmak üzere, enerji depolama teknolojileri için büyük ölçekli Ar-Ge projeleri desteklenerek, bu alandaki bilgi birikimi artırılmakta ve yenilikçi çözümler geliştirilmektedir (Olabi & Abdelkareem, 2021). Bununla birlikte, enerji depolama sistemlerinin uygulanabilirliği; YEK'lere olan mesafe, mevcut arazi alanı ve sistemin çalışabileceği çevresel koşullar gibi çeşitli faktörlere bağlı olarak değişmektedir. Örneğin, PHD geniş arazi gerektiren büyük ölçekli uygulamalar için daha uygunken, bataryalar daha kompakt çözümler sunarak küçük kapasiteli sistemlerde tercih edilmektedir (Yimen, 2018).

Son yıllarda enerji depolama sistemleri (EDS) üzerine yapılan bilimsel çalışmalar önemli ölçüde artmıştır. Özellikle 2010-2022 yılları arasında, bir önceki on yıla kıyasla bu araştırmalar yaklaşık altı kat artış göstermiştir. EDS'lerin enerji dönüşüm süreçlerinde oynadığı kritik rol giderek artmaktadır. Bu artış, yenilenebilir enerji kaynaklarına olan teşviklerin artması, enerji depolama maliyetlerinin düşmesi ve iklim değişikliğiyle mücadelede karbon emisyonlarını azaltmaya yönelik politikaların yaygınlaşmasıyla doğrudan ilişkilidir.

EDS'ler, elektrik enerjisini depolayıp gerektiğinde tekrar kullanıma sunan sistemlerdir. EDS sistemleri, merkezi depolama birimi, çift yönlü enerji iletimi sağlayan güç dönüşüm mekanizması ve şarj-deşarj süreçlerini yöneten kontrol sistemlerinden oluşmaktadır (Faisal et al., 2018). Bu sistemler, elektrik üretiminin fazla olduğu dönemlerde enerjiyi depolamak, üretimin düşük olduğu veya talebin arttığı zamanlarda ise enerji arzını desteklemek amacıyla kullanılmaktadır (Shabani et al., 2020).

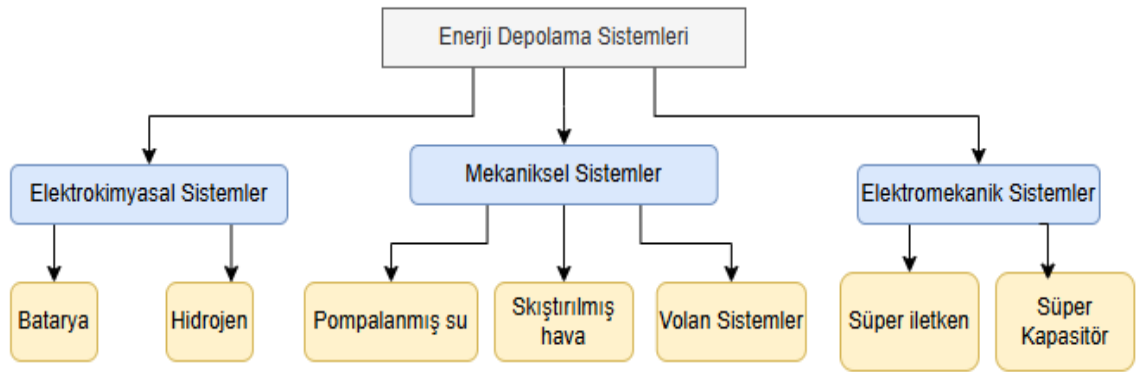
EDS'ler, enerji dönüşüm süreçlerinde yüksek verimlilik sağlamak, YEK'lerin entegrasyonunu artırmak ve şebeke kararlılığını güçlendirmek açısından kritik bir rol üstlenmektedir (Kocaman, 2013; Nassar, 2021).

Günümüzde enerji depolama sistemleri, endüstriyel üretim süreçlerinden elektrikli araçlara, konutlardan büyük ölçekli şebeke destek sistemlerine kadar geniş bir uygulama alanına sahiptir. Ayrıca, mikro şebekeler, ada sistemleri, uzay teknolojileri ve askeri uygulamalar gibi farklı alanlarda da yaygın olarak kullanılmaktadır. Özellikle güç

sistemlerinde esneklik sağlayarak, talep ve üretim dengesizliklerini minimize etmekte, yük dengeleme, döner rezerv desteği ve frekans regülasyonu gibi kritik fonksiyonları yerine getirmektedir.

EDS, kullanılan yöntemlere bağlı olarak farklı kategorilere ayrılmaktadır. Mekanik enerji depolama sistemleri arasında pompaj hidroelektrik depolama (PHD), sıkıştırılmış hava enerji depolama ve volan sistemleri yer almaktadır. Elektrokimyasal depolama teknolojileri kapsamında lityum-iyon bataryalar, süper kapasitörler ve hidrojen depolama sistemleri bulunmaktadır. Termal enerji depolama yöntemleri ise ısı depolama sistemleri ile temsil edilmektedir (Shabani et al., 2020).

EDS, depolama süresine bağlı olarak kısa vadeli ve uzun vadeli depolama sistemleri olarak iki gruba ayrılmaktadır. Kısa vadeli depolama sistemleri, milisaniyeler ile saatler arasında enerji sağlayarak güç kalitesini artırırken, uzun vadeli sistemler günler ile haftalar arasında enerji depolayarak sürekliliği sağlamaktadır. Bu farklı depolama stratejileri, şebeke güvenilirliğini artırmak ve YEK'lerden sağlanan enerjiyi en verimli şekilde kullanmak adına kritik bir rol oynamaktadır. Şekil 3.1'de bu sınıflandırmanın detaylarına yer verilmiştir. Bununla birlikte, her bir enerji depolama teknolojisinin maliyet, tepki süresi, güç yoğunluğu ve depolama kapasitesi gibi teknik özellikleri farklılık göstermektedir. Çizelge 3.1'de bu sistemlerin avantajları ve dezavantajları karşılaştırmalı olarak sunulmaktadır.



Şekil 3.1. Enerji depolama teknolojilerinin sınıflandırılması

Çizelge 3.1. Enerji depolama sistemlerinin avantaj ve dezavantajları (Kabalcı, E. vd. 2021)

Depolama Teknolojisi	Avantajı	Dezavantajı	Kullanım Alanı
Pompanılmış su tabanlı depolama	Yüksek kapasite, düşük birim enerji maliyeti	Büyük ve özel alana ihtiyaç olması	Zaman kaydırma enerji uygulamaları, Büyük güçlü yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu
Sıkıştırılmış hava tabanlı depolama	Yüksek kapasite, düşük birim enerji maliyeti	Büyük yeraltı alanına ihtiyaç olması, ek yakıt maliyeti	Zaman kaydırma enerji uygulamaları, Büyük güçlü yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu
Hidrojen	Çevresel etkilerinin olmaması	Düşük verim, yüksek maliyet, depolama üniteleri sorunları	Yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu, elektrikli taşıt uygulamaları
Batarya	Olgunlaşmış teknoloji, yüksek güç ve enerji yoğunluğu	Çevresel etkilerinin olumsuz olması, yüksek üretim maliyeti, orta yada düşük çevrim ömrü	Taşınabilir cihazlar, elektrikli taşıtlar, küçük güçlü yenilenebilir enerji sistemleri
Volan	Yüksek güç yoğunluğu, hızlı cevap süresi, yüksek çevrim ömrü	Düşük enerji yoğunluğu, yüksek maliyet	Güç kalitesi uygulamaları
Süper kapasitör	Yüksek güç yoğunluğu, hızlı cevap süresi, yüksek çevrim ömrü	Düşük enerji yoğunluğu, yüksek maliyet	Elektrikli taşıtlar, güç kalitesi uygulamaları
Süper iletken manyetik depolama	Yüksek güç yoğunluğu, hızlı cevap süresi, yüksek çevrim ömrü	Düşük enerji yoğunluğu, yüksek maliyet,	Güç kalitesi uygulamaları

Enerji depolama sistemleri, gelecekte enerji yönetimini daha verimli hale getirecek akıllı şebeke uygulamalarının temel bileşenlerinden biri olarak öne çıkmaktadır. Enerji üretimindeki dalgalanmaları dengeleyerek yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunu kolaylaştıran bu sistemler, şebeke güvenilirliğini artırmanın yanı sıra yük takibi, döner rezerv ve frekans düzenleme gibi çeşitli destek hizmetleri sunabilmektedir.

Ayrıca, enerji depolama sistemleri pik talebin dengelenmesine katkı sağlayarak jeneratör arızalarının ve aşırı yüklenmenin önüne geçebilir. Depolanan enerji, özellikle yüksek talep dönemlerinde sistemin daha istikrarlı çalışmasını sağlarken, baz yük santrallerinin kapasite kullanım oranını artırarak ekonomik avantajlar sunmaktadır.

Bunun yanı sıra, düşük maliyetli enerji depolama çözümleri sayesinde, şebeke üzerinde oluşabilecek ani yük değişimlerine karşı daha esnek bir yapı oluşturulabilir.

Son yıllarda, enerji depolama sistemleri hızla gelişen teknolojiler, değişen tüketici alışkanlıkları ve dinamik elektrik üretim-dağıtım mekanizmalarına uyum sağlamak açısından kritik bir rol üstlenmektedir. Bununla birlikte, şebeke performansını artırarak güvenilirlik, hızlı tepki süresi ve yük yönetimi gibi çeşitli operasyonel iyileştirmeler sunarak enerji altyapısının daha esnek ve sürdürülebilir hale gelmesine katkıda bulunmaktadır. Enerji depolama yöntemlerinin ayrıntılı bilgileri aşağıda verilmiştir.

3.1. Elektrokimyasal Depolama Sistemleri

Elektrokimyasal depolama hem elektrik hem de kimyasal enerjinin aynı elektronu paylaşması aracılığıyla elektriği kimyasal biçimde depolama yöntemidir. Bu depolama şekli, tüm enerji depolama teknolojilerinin en geleneksellerinden biridir. Temel olarak pil hücreleri, biri negatif yüklü katot (negatif elektrot) ve diğeri pozitif yüklü anot (pozitif elektrot) olmak üzere iki farklı kimyasaldan oluşur. Bir ağıta bağlandığında, elektronlar ağıt aracılığıyla negatif elektrottan pozitif kutba akar. Katot ve anot, elektrolit adı verilen kimyasal bir ortamla çevrilidir. Günümüzde piller için yaygın olarak kullanılan kimyasallar kurşun, nikel, sodyum ve lityumdur. Gelişen teknoloji ile ortaya çıkan sıvı formdaki piller, vanadyum, krom ve demir gibi elementler aracılığıyla üretilmektedir. Her elektrik pilinin kapasitesi, enerji ve güç çıkışı, şarj/deşarj durumu, verimliliği ve kullanım ömrü gibi kendine has özellikleri vardır (M. Kozak ve S. Kozak, 2012). Günümüzde elektrokimyasal enerji depolama teknolojileri, bataryalar ve yakıt hücreleri aracılığıyla yüksek verimlilikte enerji dönüşümüne olanak sağlamaktadır (Zakeri & Syri, 2015).

3.1.1. Bataryalar

Bataryalar, kimyasal enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren ve tekrar şarj edilebilen elektrokimyasal sistemlerdir. Bir batarya hücresi, katot ve anot olmak üzere iki elektrot ve elektrolit adı verilen bir iletken ortamdan oluşur. Elektrik devresine bağlandığında, elektronlar anottan katoda hareket eder ve bu süreç elektrik akımı üreterek cihazların çalışmasını sağlar (Linden & Reddy, 2010).

Bataryalar, kapasite, enerji yoğunluğu, güç çıkışı, şarj-deşarj süresi, verimlilik ve kullanım ömrü gibi teknik özelliklerle birbirlerinden ayrılır. Yenilenebilir enerji sistemleriyle entegrasyon için şarj edilebilir bataryalar tercih edilmektedir. Bu bataryalar, güneş panelleri veya rüzgâr türbinlerinden gelen fazla enerjiyi depolayarak, elektrik üretiminin yetersiz olduğu zamanlarda kullanılmasını sağlaaktadır (Goodenough & Park, 2013; Zakeri & Syri, 2015). Batarya teknolojisindeki gelişmelerle daha yüksek verimlilik, uzun ömür ve maliyet düşüşü sağlanmaktadır. Ancak, yüksek üretim maliyetleri, hammadde tedarikindeki zorluklar ve çevresel etkiler gibi dezavantajlar da mevcuttur. Özellikle lityum-iyon bataryaların üretiminde kullanılan lityum, kobalt ve nikel gibi malzemeler çevresel sürdürülebilirlik açısından endişelere yol açmaktadır.

Literatürde batarya teknolojileri, kullanılan elektrot ve elektrolit bileşenlerine göre farklı kategorilere ayrılmaktadır. Yaygın kullanılan batarya türleri arasında kurşun-asit, nikel-kadmiyum, nikel-metal hidrit, lityum-iyon ve lityum-sülfür bataryalar yer almaktadır (Efe ve Güngör, 2021).

Kurşun-asit bataryalar, ekonomik olmaları ve güvenilirlikleri nedeniyle uzun yıllardır enerji depolama alanında tercih edilmektedir (Linden & Reddy, 2011). Bu batarya türü, pozitif elektrot olarak kurşun dioksit (PbO_2), negatif elektrot olarak kurşun (Pb) ve elektrolit olarak sülfürik asit (H_2SO_4) içeren bir kimyasal yapıya sahiptir (Jafari & Rahimpour, 2020). Kurşun-asit bataryaların dezavantajları arasında elektrokimyasal hücrelerde daha sınırlı çevrim ömrü (~2000 döngü), çevresel etkiler ve düşük sıcaklıklarda enerji yoğunluğunun azalması gibi faktörler bulunmaktadır (Zhang et al., 2021). Kurşun-asit bataryalar, otomotiv marş sistemleri ve yenilenebilir enerji uygulamalarında yaygın şekilde kullanılmaktadır.

Nikel-kadmiyum bataryalar, nikel oksit hidroksit ($NiOOH$) pozitif elektrot, kadmiyum (Cd) negatif elektrot ve potasyum hidroksit (KOH) bazlı elektrolit içeren bir yapıya sahiptir (Bernard & Lippert, 2015). Yüksek döngü ömrü, düşük sıcaklıklarda kararlı performans ve hızlı şarj özellikleri nedeniyle havacılık ve acil durum güç sistemlerinde kullanılmaktadır (Winter & Brodd, 2004). Ancak, kadmiyumun toksik olması ve çevresel düzenlemelere tabi olması, bu bataryaların kullanımını sınırlayan en önemli faktörlerden biridir (Ünlü vd., 2003).

Ni-MH bataryalar, Ni-Cd bataryalara kıyasla daha çevre dostu olup, negatif elektrot olarak metal hidrit bileşenleri kullanmaktadır (Arya & Verma, 2020). Daha yüksek enerji yoğunluğu (60-120 Wh/kg) ve kadmiyum içermeyen yapısı nedeniyle hibrit elektrikli araçlar (HEV) ve taşınabilir elektronik cihazlarda yaygın olarak tercih

edilmektedir (Ünlü vd. 2003). Ancak kendi kendine deşarj oranının yüksek olması ve şarj sürecinde aşırı ısınma riski, kullanım alanlarını sınırlayan başlıca dezavantajlar arasındadır. (Arya & Verma, 2020).

Lityum-iyon bataryalar, yüksek enerji yoğunluğu, düşük kendiliğinden deşarj oranı ve uzun çevrim ömrü gibi avantajları sayesinde taşınabilir elektronik cihazlardan elektrikli araçlara ve enerji depolama sistemlerine kadar geniş bir kullanım alanına sahiptir (Khan et al., 2023). Genellikle katot olarak lityum metal oksit (LiCoO_2 , LiFePO_4 , LiMn_2O_4 gibi) ve anot olarak grafit veya silikon bazlı malzemeler kullanılır. Elektrolit ise organik çözücüler içinde çözünmüş lityum tuzlarıdır (Tarascon & Armand, 2001). Li-ion bataryalar, yüksek enerji depolama kapasitesi ve düşük enerji kaybı sayesinde uzun kullanım ömrü sunar. Hafif olmaları nedeniyle elektrikli araçlar için idealdir. Ancak, yüksek sıcaklıklarda termal kaçak riski taşır ve üretim maliyetleri diğer bataryalara göre daha yüksektir.

Li-S bataryalar, yüksek teorik enerji yoğunluğu (yaklaşık 2600 Wh/kg) ve düşük maliyetli sülfür katodu sayesinde Li-ion bataryalara alternatif olarak görülmektedir (Manthiram et al., 2014). Elektrikli araçlar, havacılık ve yenilenebilir enerji depolama gibi alanlarda geniş bir uygulama potansiyeline sahiptir. Çalışma prensiplerinde, anot lityum, katot ise kükürt içeren karbon bazlı malzemelerden oluşur. Deşarjda lityum iyonları serbest bırakılır, katotta kükürt ile birleşerek Li_2S oluşur. Şarjda ise bu süreç tersine döner ve enerji depolanır (Bruce et al., 2012; Al Essa, 2024). Li-S bataryalar, yüksek enerji yoğunluğu ve düşük maliyetli sülfür içeriği ile avantaj sağlar. Bu bataryalar hafif olup taşınabilir enerji çözümlerinde tercih edilir. Ancak, döngü ömrü sınırlıdır ve düşük elektriksel iletkenlik nedeniyle iletken katkı maddeleri gerektirir (Bruce et al., 2012).

Sonuç olarak, bataryalar günümüzde taşınabilir elektronik cihazlardan elektrikli araçlara, yenilenebilir enerji sistemlerinden şebeke ölçekli enerji depolama çözümlerine kadar geniş bir kullanım alanına sahiptir. Devam eden Ar-Ge çalışmalarıyla birlikte, daha verimli ve çevre dostu batarya çözümlerinin geliştirilmesi, enerji depolama teknolojilerinin geleceği açısından kritik bir önem taşımaktadır.

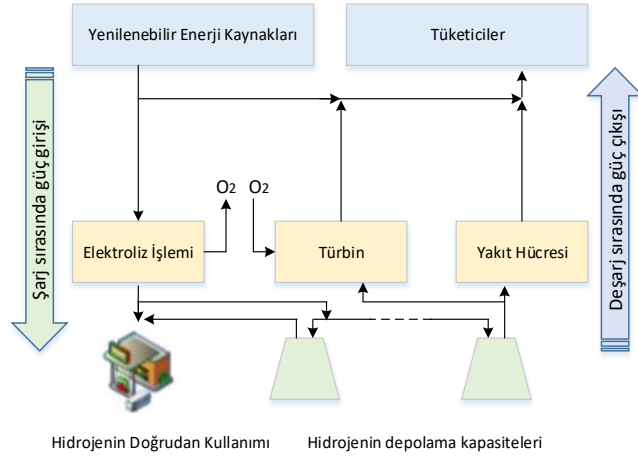
3.1.2. Hidrojen depolama sistemi

Hidrojen, kütle başına en yüksek ısıl değere sahip kimyasal yakıt olarak öne çıkmaktadır. Bununla birlikte yenilenebilir ve çevre dostu bir enerji taşıyıcısı olması

nedeniyle sürdürülebilir enerji sistemleri açısından önemli bir potansiyele sahiptir. Ancak, doğada en bol bulunan elementlerden biri olmasına rağmen, serbest halde değil, genellikle hidrokarbon bileşikleri veya su molekülleri içerisinde bağlı formda bulunması nedeniyle doğrudan enerji kaynağı olarak kullanımı sınırlıdır. Bu durum, hidrojenin depolanmasını ve taşınmasını gerektiren sistemlerin geliştirilmesini zorunlu kılmaktadır (Dunn, 2002).

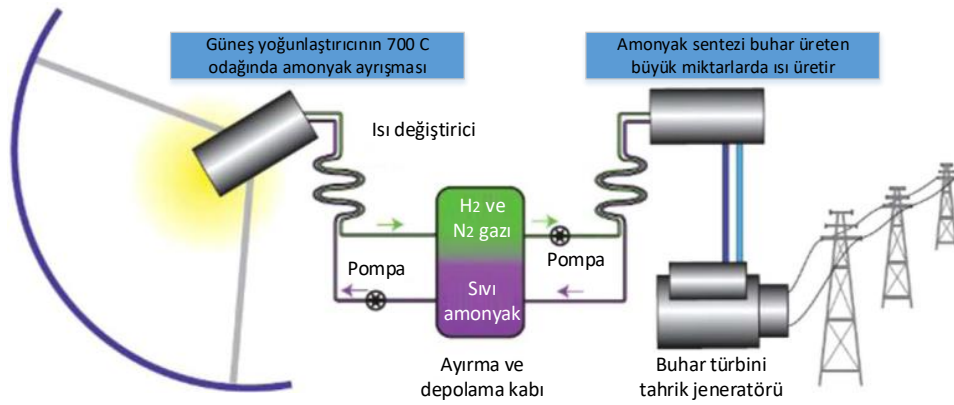
Hidrojen depolama sistemleri: hidrojen basınçlandırılarak, metal hibritler tarafından asorbe edilerek, karbon nanolifler üzerine adsorpsiyonu ve sıvılaştırma yapılarak depolanması dört farklı yöntemle gerçekleştirilmektedir. Basınçlı hidrojen depolama sistemleri, yüksek geçirgenlik ve mekanik stabilite gerektiren malzemelerle birlikte kullanılmakta olup, genellikle 200-250 bar basınç seviyelerinde depolama yapılmaktadır. Ancak, depolama verimliliği basınca bağlı olduğundan, birim ağırlık başına düşük hidrojen depolama kapasitesi söz konusudur. Alternatif olarak, hidrojen belirli reaktif metallerle de dolaylı olarak depolanabilmektedir. Özellikle lityum (Li), sodyum (Na), alüminyum (Al) ve çinko (Zn) gibi metaller, su ile reaksiyona girerek hidrojen gazının açığa çıkmasını sağlamaktadır. Bu süreçte hidrojenin oksijen ile yanması sonucu su oluşmakta ve teorik olarak kapalı bir döngü içerisinde geri dönüştürülebilmektedir (Olabi et al., 2021; Züttel, 2014). Bununla birlikte, hidrojen depolama sistemlerinin uygulanabilirliği, düşük enerji verimi ve yüksek maliyet gibi zorluklarla karşı karşıyadır.

Hidrojen depolama teknolojilerinin gelişimi, hem taşıma hem de enerji depolama süreçlerinin daha verimli hale getirilmesi açısından büyük önem taşımaktadır. Bu kapsamda ileri malzemelerin kullanımı ve yenilikçi depolama yöntemleri üzerine yapılan araştırmalar, hidrojenin gelecekte sürdürülebilir enerji sistemlerinde daha etkin bir şekilde kullanılmasına olanak sağlayacaktır. Hidrojen, tanker veya diğer depolama seçeneklerine ilave olarak boru hatlarıyla taşınabilmektedir. Ayrıca hidrojen üretimi, YEK'ler aracılığıyla yapıldığı takdirde, üretim sürecindeki sıfır karbon emisyonu sebebiyle yeşil hidrojen olarak da adlandırılmaktadır (Türkiye Elektrik Sanayi Birliğinin-TESAB, 2020).



Şekil 3.2. Hidrojen enerji depolama sistemi ((Kabalcı vd., 2021).

Termo-kimyasal enerji depolama, bir termo-kimyasal maddenin (C) ısı enerjisi olarak kimyasal olarak iki bileşene (A ve B) ayrışması prensibine dayanmaktadır. Bu ayrışma süreci tersinir olup, bileşenlerin (A ve B) yeniden birleşmesi durumunda C tekrar sentezlenir ve bu esnada depolanan enerji açığa çıkar. Amonyak bazlı termal enerji depolama sisteminde sıvı amonyak (NH_3) bir kimyasal reaktörde güneş enerjisini soğurarak ayrışır ve böylece enerji depolanmış olur. Ardından, ortaya çıkan hidrojen (H_2) ve azot (N_2) gazları, ihtiyaç duyulduğunda ekzotermik bir reaksiyon ile yeniden amonyağa dönüştürülerek depolanan enerji geri kazanılır. Şekil 3.3'te çalışma şeması gösterilmiştir (Kabalcı vd., 2021).



Şekil 3.3. Amonyak bazlı güneş termo kimyasal enerji depolama (Kabalcı vd., 2021).

3.2. Elektromekanik Enerji Depolama Sistemleri (EEDS)

EESS, elektrik enerjisinin depolanarak ihtiyaç duyulduğunda elektrik üretimi için kullanılması esasına dayanmaktadır. Bu sistemlerde enerji, elektriksel veya manyetik alanlar aracılığıyla depolanarak daha sonra tekrar kullanılabilir hale getirilir.

Elektromekanik enerji depolama yöntemleri, özellikle elektrik şebekesinin yenilenebilir enerji kaynaklarıyla entegrasyonunu kolaylaştırmak, frekans dengeleme sağlamak ve güç kalitesini artırmak amacıyla önemli bir teknoloji olarak değerlendirilmektedir.

Bu sistemler, enerji talebinin dalgalandığı durumlarda yük dengeleme, güç kalitesinin iyileştirilmesi ve pik talep anlarında enerji arz güvenliğinin sağlanması açısından büyük önem taşımaktadır. Özellikle elektrikli araçlar ve akıllı şebekelerde yaygın olarak kullanılan elektromekanik enerji depolama sistemleri, hızlı yanıt süreleri ve yüksek çevrim ömürleri sayesinde gelecekte enerji yönetiminde daha kritik bir rol oynamaktadır (Faisal et al., 2018). Bu sistemler arasında kapasitörler, süper kapasitörler ve süper iletken manyetik enerji depolama (SMED) sistemleri yer almaktadır (Kutucu vd., 2017). Kapasitörler, elektrik alanında enerji depolayan pasif bileşenlerdir ve genellikle kısa süreli enerji ihtiyaçları için kullanılır. Süper kapasitörler, geleneksel kapasitörlere kıyasla çok daha yüksek enerji yoğunluğu ve daha hızlı şarj/deşarj süresine sahip olup, elektrikli araçlardan akıllı şebekelere kadar geniş bir uygulama alanına sahiptir. SMED sistemleri ise manyetik alan kullanarak enerji depolar ve sıfır dirençle enerji kaybını minimize ederek yüksek verimlilik sağlar.

3.2.1. Süper kapasitörler

Süper kapasitörler, klasik kapasitörler ile kimyasal piller arasındaki boşluğu dolduran elektrokimyasal çift katmanlı kapasitörlerdir. Yüksek güç yoğunlukları ve uzun döngü ömürleri sayesinde enerji depolama sistemlerinde Süper kapasitörler, giderek daha fazla tercih edilmektedir (Zhang & Zhao, 2009). Süper kapasitörlerin temel yapısı, molekül kalınlığında bir elektrolit tabakası içeren ve geniş yüzey alanına sahip aktif karbon bazlı elektrotlardan oluşur. Enerji depolama mekanizmaları, statik şarj prensibine dayandığından elektrokimyasal akülerden farklılık gösterir. Süper kapasitörlerde enerji depolama, geleneksel kapasitörlerde olduğu gibi katı bir dielektrik düzenek yerine, elektrotlar arasında bulunan bir elektrolit çözeltisi aracılığıyla gerçekleşmektedir. Bu yapı sayesinde, Süper kapasitörler hem yüksek güç çıkışı sağlayabilmekte hem de milyonlarca kez şarj vedeşarj döngüsüne dayanarak uzun ömürlü bir performans sunmaktadır (Kabalcı vd., 2021).

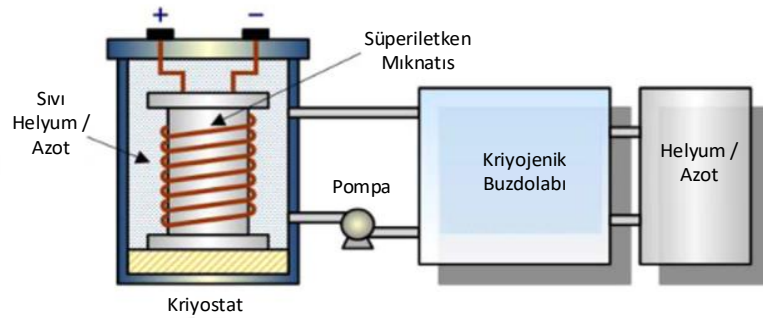
Süper kapasitörler, elektrik depolama konusunda önemli avantajlar sağlayarak geleneksel batarya sistemlerine bir alternatif oluşturmuştur. Ultra veya süper kapasitörler, klasik kapasitörlerden çok daha büyük bir depolama kapasitesine sahiptir ve yüksek hızda

enerji depolama ve sağlama yetenekleriyle elektrik şebekelerinde kritik bir rol oynamaktadır. Özellikle, gerilim düşüşleri veya kısa süreli elektrik kesintileri sırasında enerji talebini karşılamak ve şebeke kararlılığını sağlamak açısından büyük önem taşımaktadırlar (Zhang & Zhao, 2009).

Süper kapasitörler yüksek güç yoğunluğu, uzun çevrim ömrü ve hızlı tepki süreleri ile enerji sistemlerinde verimliliği artıran önemli bir teknoloji olarak değerlendirilmektedir. Bu özellikleri sayesinde yenilenebilir enerji sistemleri, elektrikli araçlar ve akıllı şebeke uygulamalarında yaygın olarak kullanılmaktadırlar (Miller & Simon, 2008).

3.2.2. Süper iletken manyetik enerji depolama

SMES sistemleri, süper iletken tellerin halka şeklinde sarılmasıyla oluşturulan bir bobin aracılığıyla çalışır. Elektrik enerjisi, sistemde üretilen fazla elektriğin bu bobine yönlendirilmesiyle manyetik alan şeklinde depolanır ve gerektiğinde kullanılmak üzere hazır tutulur. Süper iletken bir malzemeden üretilen dairesel bir indüktör (bobin) içinden doğrudan akım geçirilerek enerji kayıpsız bir şekilde saklanabilir. Bu sayede elektrik akımı, neredeyse sıfır kayıpla süresiz olarak devrede kalabilir (Kabalcı vd., 2021). Ancak, depolanan enerjinin şebekeye aktarımı sırasında DA'den AC'ye dönüştürülmesi gerekmektedir. Bu dönüşüm süreci, sistemde ohmik kayıplara yol açabilir ve ısı üretimi nedeniyle termal dengesizlik sorunlarına neden olabilir. Ohmik kayıpların en aza indirilmesi için bobin sıcaklığının süper iletkenlik eşiğinin altında tutulması gerekmektedir. Bu durum, SMES sistemlerinin verimliliğini artırmak ve enerji kayıplarını minimize etmek adına kritik bir faktördür (Luo et al., 2015). Süper iletken manyetik enerji depolama sisteminin yapısal görünümü Şekil 3.4'te verilmiştir.



Şekil 3.4. Süper iletken manyetik enerji depolama sisteminin yapısal görünümü (Kabalcı vd., 2021)

3.3. Mekanik Enerji Depolama Sistemleri

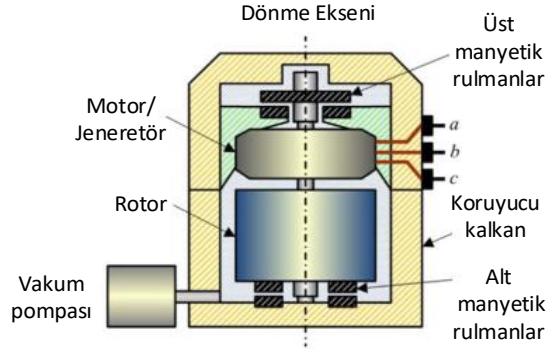
Enerji ihtiyacının artması ve sürdürülebilir çözümlerin önem kazanmasıyla birlikte, mekanik enerji depolama sistemleri modern enerji altyapısında kritik bir rol oynamaktadır. Mekanik enerji depolama, enerjinin kinetik veya potansiyel enerji formunda muhafaza edilerek gerektiğinde tekrar elektrik veya mekanik enerjiye dönüştürülmesini sağlayan sistemlerdir. Yüksek verimlilik, uzun ömür ve hızlı tepki süreleri gibi avantajları nedeniyle çeşitli uygulama alanlarında tercih edilmektedir.

Mekanik enerji depolama sistemleri genel olarak basınçlı gaz, cebri yaylar, kinetik enerji (volan) ve potansiyel enerji teknolojileri olmak üzere sınıflandırılmaktadır. Bu sistemler, su akımları, rüzgâr, dalga ve gelgit gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerjinin dönüştürülmesi ve depolanması için uygun çözümler sunmaktadır. Bu sistemler, yüksek güç taleplerine hızlı yanıt verebilme, uzun hizmet ömrü ve çevre dostu yapılarıyla enerji depolama alanında önemli bir alternatif oluşturmaktadır.

3.3.1. Volanlar

Volan sistemleri, kinetik enerjiyi dönen bir kütlenin açısal momentumu aracılığıyla depolayan mekanik enerji depolama yöntemlerinden biridir. Bu sistemlerde depolanan enerji, volanın dönüş hızı ve atalet momenti ile doğrudan ilişkilidir. Düşük hızlı volanlar genellikle daha büyük bir atalet momentine sahip olup nispeten düşük dönüş hızlarında çalışırken, yüksek hızlı volanlar daha küçük bir atalet momentine sahip olup çok daha yüksek devirlerde dönebilir. Yüksek hızlı volanlar, özel malzemelerden üretilerek sürtünme ve enerji kayıpları minimize edilmekte, böylece daha yüksek enerji yoğunluğu elde edilebilmektedir. Bu sistemler, ani güç taleplerine hızlı yanıt verebilme özellikleri sayesinde enerji şebekelerinde ve çeşitli endüstriyel uygulamalarda yaygın olarak kullanılmaktadır (Faisal et al., 2018; Chen et al., 2009). Volan sistemleri, ani güç taleplerine hızlı yanıt verebilme özellikleri sayesinde enerji şebekelerinde ve çeşitli endüstriyel uygulamalarda yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu özellikleri açısından demiryolu sistemlerinde, özellikle elektrikli olmayan hatlarda enerji sağlama amacıyla değerlendirilmektedir. Elektrikli lokomotiflerde enerji depolamak için volan teknolojisinin kullanımı, trenlerin kesintisiz hareketini garanti etmekte ve frenleme sırasında üretilen enerjinin yeniden kullanılmasıyla enerji verimliliğini artırmaktadır. Ayrıca volanlar, statik aküler gibi işlev görerek lokomotiflerin elektrik beslemesini

stabilize edebilir ve regeneratif frenleme yoluyla elektrik hatlarına geri beslenen enerjinin depolanmasına olanak tanıyabilir (Kabalcı vd., 2021). Bu sayede enerji kayıpları azaltılarak daha sürdürülebilir bir demiryolu işletimi sağlanmaktadır. Şekil 3.5'te volanların çalışma şeması gösterilmektedir.



Şekil 3.5. Volan enerji depolama sisteminin ana görünümü (Kabalcı vd., 2021)

Mekanik enerji depolama yöntemleri, özellikle şebeke dengelenmesi, ani güç dalgalanmalarının yönetimi, kesintisiz güç sağlama ve yenilenebilir enerji entegrasyonu gibi alanlarda enerji verimliliğini artırarak enerji sistemlerinin sürdürülebilirliğine katkı sağlamaktadır.

3.3.2. Basınçlı hava depolama sistemleri (BHDS)

BHDS, kompresörler aracılığıyla havayı sıkıştırarak yer altı mağaraları, yer üstü tankları veya boru sistemlerinde depolayan yenilikçi bir enerji depolama teknolojisidir. Bu sistemler, enerji arz ve talebi arasındaki dengesizlikleri gidermek amacıyla düşük talep dönemlerinde fazla enerjiyi kullanarak havayı yüksek basınç altında depolar. Talebin arttığı dönemlerde ise depolanan hava serbest bırakılarak türbinler çalıştırılır ve böylece elektrik üretimi sağlanır. Tek bir BHDS ünitesi, 100 MW'ın üzerinde enerji üretme kapasitesine sahip olup, özellikle büyük ölçekli enerji sistemlerinde önemli bir rol oynayabilmektedir (Kutucu vd.,2017).

Bu sistemler, elektrik şebekelerinde güç üretimi ve frekans kontrolü gibi kritik görevleri üstlenirken, enerji verimliliğini artırmak adına farklı termal geri kazanım mekanizmalarıyla entegre edilebilmektedir. Depolanan basınçlı hava, doğrudan türbinlere yönlendirilerek mekanik enerjiye dönüştürülebileceği gibi, fosil yakıtların yanması sonucu ortaya çıkan ısı veya sıkıştırma sürecinde oluşan atık ısının geri

kazanımıyla ısıtılarak daha yüksek bir verimlilikle kullanılabilir. Bu sayede, fosil yakıt tüketimi azaltılabilir ve enerji üretimi daha sürdürülebilir hale getirilebilir (Zhao et. al.,2015; Luo et al., 2015).

BHDS, küçük ölçekli uygulamalardan büyük ölçekli santral entegrasyonlarına kadar geniş bir kullanım yelpazesine sahiptir. Bu sistemler, özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretim karakteristiğini dengelemek ve enerji arz güvenliğini sağlamak için stratejik bir çözüm sunmaktadır. Ayrıca yük kaydırma, gerilim dengeleme ve frekans düzenleme gibi şebeke yönetimi uygulamalarında da etkin bir şekilde kullanılabilmektedir. Gelişen teknolojiyle birlikte, BHDS sistemlerinin daha yüksek verimlilikle çalışabilmesi için yeni nesil malzemeler ve gelişmiş termal yönetim stratejileri üzerine yapılan çalışmalar artmaktadır.

3.3.3. Pompaj hidroelektrik depolama

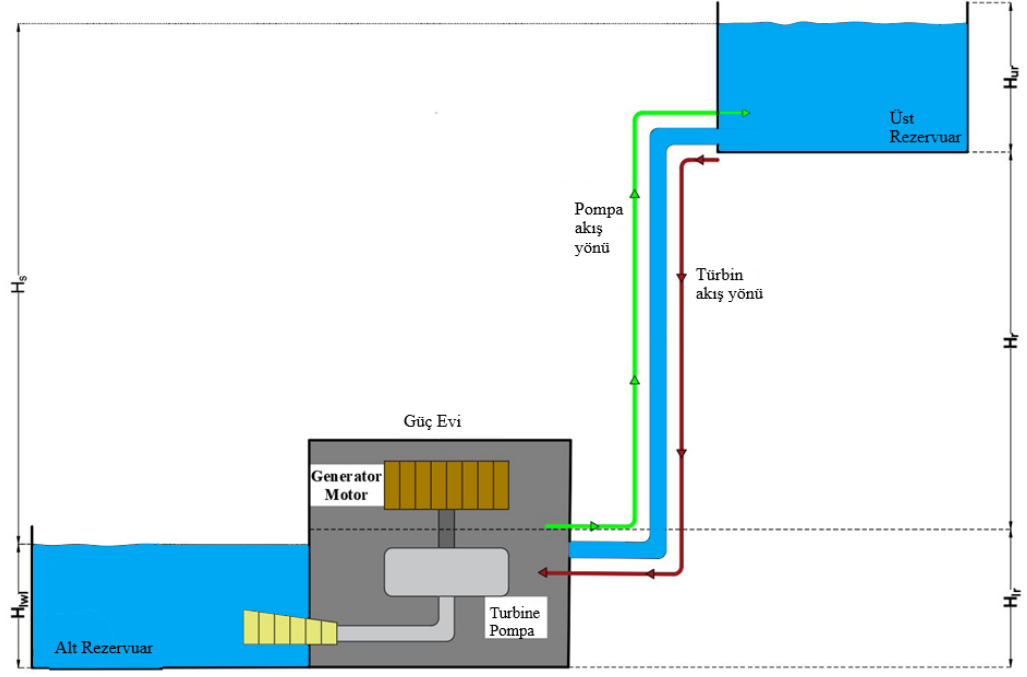
Yenilenebilir enerji kaynaklarının değişken üretim profili nedeniyle, bu kaynakların şebekeye entegrasyonunu artırmak ve verimliliğini en üst düzeye çıkarmak amacıyla EDS'lerin kullanımı büyük önem taşımaktadır. Özellikle pompaj hidroelektrik depolama (PHD) sistemleri, düşük bakım maliyetleri, uzun ömürleri ve yüksek depolama kapasiteleri sayesinde büyük ölçekli enerji depolama çözümleri arasında en yaygın kullanılan sistemlerden biridir.

2020 yılı itibarıyla küresel ölçekte kurulu PHD kapasitesi 159,5 GW olup, bu değer şebeke ölçekli bataryaların (9,6 GW) ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinin (6,4 GW) kurulu gücünden önemli ölçüde fazladır (IEA, 2021). Küresel ölçekte PHD sistemlerine olan ilginin artmasıyla birlikte, 2026 yılına kadar kurulu kapasitenin %56 oranında artması beklenmektedir.

PHD sistemleri, elektrik enerjisini yerçekimi potansiyel enerjisi olarak depolayan iki rezervuar, bir pompa ve bir hidro türbinden oluşmaktadır. Enerji talebinin düşük olduğu zamanlarda alt rezervuardaki su, üst rezervuara pompalanarak enerji depolanır; talebin arttığı durumlarda ise su, türbinden geçirilerek alt rezervuara bırakılır ve elektrik üretilir (Wang et al., 2017). PHD'nin kapasitesi, üst rezervuarın hacmi ve iki rezervuar arasındaki yükseklik farkına bağlıdır (Kocaman & Modi, 2017). Bu nedenle daha büyük bir üst rezervuar, diğer enerji depolama sistemlerine göre daha düşük maliyetli ve yüksek kapasiteli bir enerji çözümü sunabilir.

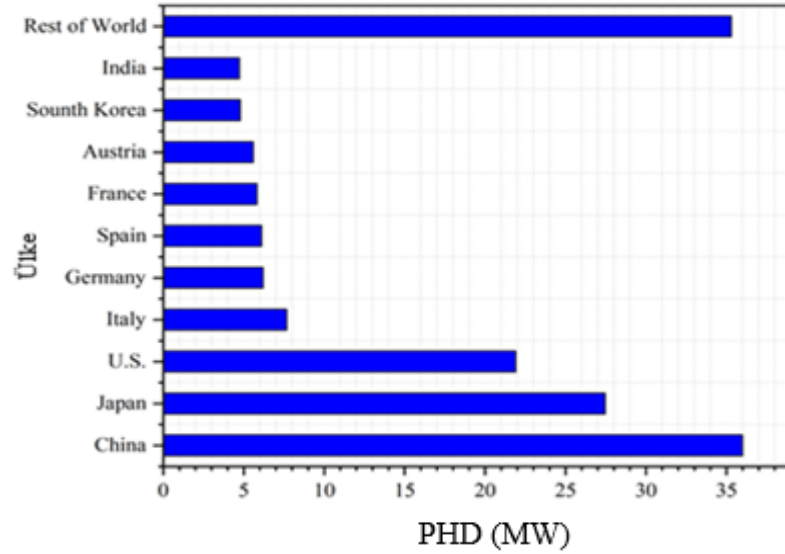
PHD sistemleri, enerji depolamanın yanı sıra şebeke istikrarını artırma, yük dengeleme, tepe talebi azaltma ve güç kalitesini iyileştirme gibi çeşitli avantajlar sunmaktadır. Yenilenebilir enerji sistemlerinin hızla yaygınlaşması ile birlikte, PHD sistemlerinin enerji sistemlerine entegrasyonu üzerine yapılan araştırmalar da giderek artmaktadır (Mousavi et al., 2019).

PHD, sürdürülebilir ve esnek bir enerji depolama sağlamaktadır. PHD'ler güç sisteminin kararlılığını artırmak, YEK'lerden üretilen enerjiyi depolamak için kullanılabilirler. Büyük ölçekli ve esnek bir enerji depolaması olan PHD'ler, hidro enerji potansiyel enerji olarak üst rezervuarda depolanır. Bu depolama, enerji talebinin az olduğu dönemlerde ve düşük fiyatlandırmaların olduğu dönemlerde depolanır. Depolanan potansiyel enerjiden yüksek fiyata elektrik üretmek için kullanabilirler. Büyük elektrik santrallerinde yenilenebilir olarak güç kaynaklarıyla koordineli şekilde yapıldığında rekabetçi elektrik piyasasının genel karında artışa katkıda bulunur. Şebekeye bağlı mikro şebekelerde, PHD sistemleri konut müşterileri için elektrik maliyetlerini azaltabilir (Anilkumar et al., 2017). PHD, elektrik depolama kapasitesinin küresel genişlemesinin %42'sini sağlıyor. Önümüzdeki beş yılda 40 GW'ın üzerinde genişleme ile PSH, kurulu depolama kapasitesinin en büyük kaynağı olmaya devam ediyor ve 2026 yılına kadar kümülatif olarak kurulu 200 GW'a ulaşarak pillerden üç kat daha fazla olacaktır (IEA, 2021). Bir PHS sistemi, bir pompa ve bir hidro türbin ile birlikte iki rezervuardan oluşur ve yerçekimi potansiyel enerjisi biçiminde elektrik enerjisini depolamak için bileşenler olarak hizmet eder. Elektrik üretiminin talebi aştığı dönemlerde, fazla enerji, suyu alt rezervuardan üst rezervuara pompalamak için kullanılır. Tersine, elektrik üretimi talebi karşılamadığında, depolanan suyun bir hidro türbin aracılığıyla alt rezervuara geri akmasına izin verilerek enerji üretilir. Bu süreç Şekil 3.6'da gösterilmiştir. Bir PHS sisteminin performansı, üst rezervuarın boyutlarına ve iki rezervuar arasındaki dikey ayrıma bağlıdır.



Şekil 3.6. Pompaj hidro depolama sistemi

PHD sistemleri, dünya genelinde enerji depolama kapasitesini artırmak ve yenilenebilir enerji entegrasyonunu güçlendirmek amacıyla yaygın olarak kullanılan bir teknolojidir. Aşağıda, farklı ülkelerdeki toplam pompajlı hidroelektrik depolama (PHS) kapasitesinin karşılaştırması verilmiştir. Şekil 3.7’de, küresel ölçekte PHS yatırımlarının hangi ülkelerde yoğunlaştığını ve kapasite açısından lider ülkeleri gösterilmektedir.



Şekil 3.7. 2022 yılı itibarıyla dünya genelindeki PHD üretim kapasiteleri (IHA)

Dünyada özellikle büyük ölçekli enerji depolama sistemleri arasında en yaygın kullanılan yöntemlerden biri, enerjinin PHD hidroelektrik santrallerde suyun potansiyel enerji formunda depolanmasıdır. İlk PHD hidroelektrik santralleri, 1890'lı yıllarda İsviçre, Avusturya ve İtalya'nın dağlık bölgelerinde ortaya çıkmıştır (Gürsakar ve Uyumaz, 2021). Bu erken dönem sistemlerinde bağımsız bir pompa çarkı ve türbin jeneratörü kullanılmıştır. Teknolojik gelişmeler ve enerji politikalarındaki değişimler doğrultusunda, ilerleyen yıllarda pompalı depolama sistemlerinde tersinir pompalı türbinlerin kullanımı yaygınlaşmış ve sistemlerin verimliliği artırılmıştır.

PHD projeleri, doğrudan elektrik enerjisini depolamak yerine, bu enerjiyi potansiyel enerji formunda üst rezervuarda saklayarak çalışır. Geleneksel depolama sistemlerinde elektrik doğrudan depolanırken, PHD sistemlerinde fazla elektrik enerjisi kullanılarak su üst rezervuara pompalanır. Talebin arttığı dönemlerde ise bu su türbinlerden geçirilerek tekrar elektrik enerjisine dönüştürülür. Bu mekanizma, PHD sistemlerini büyük ölçekli enerji taleplerini karşılamak için en verimli depolama çözümlerinden biri haline getirmektedir.

Ayrıca, PHD sistemleri, yalnızca yenilenebilir enerji kaynaklarının dalgalı üretimini dengelemekle kalmaz, aynı zamanda nükleer ve termik santraller gibi baz yük santrallerinin verimli çalışmasına da katkı sağlar. Özellikle gece saatlerinde düşük talep nedeniyle atıl kalan fazla enerji, PHD sistemlerinde depolanarak, yoğun talep saatlerinde tekrar sisteme kazandırılır. Böylece enerji arz-talep dengesi korunur, şebeke stabilitesi artırılır ve üretimdeki dalgalanmalar minimize edilir.

PHD sistemlerinin enerji yönetimindeki kritik rolü göz önüne alındığında, bu teknolojinin yaygınlaştırılması için uygun coğrafi alanlarda yeni tesislerin planlanması, altyapının güçlendirilmesi ve enerji politikalarıyla desteklenmesi büyük önem taşımaktadır

PHD, tesis performansını artırmak, depolama kapasitesini yönetmek ve enerji kalitesini sağlamak için kullanılmaktadır. PHD, önemli güç ve enerji yetenekleri, uzun hizmet ömrü, yüksek verimlilik ve minimum deşarj kayıpları sergilemektedir (Zhao et al., 2015). PHD, yenilenebilir kaynakların dalgalanan koşullarına hızlı yanıt mekanizmaları aracılığıyla uyum sağlama yeteneğine sahiptir. PHD sistemlerinin depolama süresi, küçük buharlaşma kayıpları nedeniyle saatlerden yıllara kadar değişebilir. Buharlaşma kayıpları dikkate alındığında, suyu üst rezervuara pompalamak için kullanılan elektrik enerjisinin %71 ile %85'inin geri kazanılması mümkündür (Chen et al., 2009). Pompa depolama üç ana kategoriye ayrılır (Çetinkaya, 2014) :

Kapalı (Nehir dışı) sistemler, birbirinden dikey bir mesafe ile ayrılmış iki rezervuardan oluşur ve bu rezervuarlardan hiçbiri başka bir su kaynağına bağlı değildir.

Yarı açık sistemler, sürekli bir modda çalışan bir gölet veya nehir barajı ile birlikte yapay veya değiştirilmiş bir rezervuarı içerir.

Açık Devre, üst ve alt rezervuarlar arasında sürekli bir su akışı ile karakterizedir. Arazi, PHD sistemi kurulumu için değerlendirildiğinde, çoğu arazi nehirden oldukça uzakta yer almaktadır.

Nehir dışı PHD sistemi, birkaç kilometre uzaklıkta yer alan iki yapay rezervuardan oluşmaktadır ve bu rezervuarlar, su yolları, borular ve tünellerle birbirine bağlıdır. Rezervuarlar belirli gereksinimlere göre inşa edilebilir veya mevcut rezervuarlar kullanılabilir (Blakers et al., 2021). Yükselti farkı, minimal rezervuar ayrımı ve azaltılmış baraj duvarı hacimlerinin etkileşimi, nispeten düşük sermaye harcamalarına katkıda bulunmaktadır (Lu et al., 2018).

Geleneksel nehir tabanlı PHD sistemlerinin aksine, nehir dışı PHD sistemleri sürekli bir su kaynağına bağımlı değildir ve bu nedenle coğrafi olarak daha esnek bir şekilde uygulanabilir. Bu sistemler, özellikle kurak veya su kaynaklarının sınırlı olduğu bölgelerde büyük bir avantaj sağlar. Ayrıca, çevresel etkileri azaltmak için doğal ekosistemlere doğrudan müdahale edilmeden inşa edilebilirler (Gilfillan & Pittock, 2022).

Nehir dışı PHD sistemleri, genellikle terk edilmiş madencilik alanları, çöküntü bölgeleri veya düşük verimli tarım arazileri gibi kullanım dışı alanlarda inşa edilerek araziyi değerlendirme açısından da avantaj sağlar (Blakers et al., 2021). Bunun yanı sıra, enerji arz güvenliğini artırmak ve yenilenebilir enerji sistemleriyle entegrasyonu sağlamak için önemli bir depolama çözümü olarak görülmektedir. Özellikle rüzgâr ve güneş enerjisi gibi kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarıyla birlikte kullanıldığında, enerji üretimindeki dalgalanmaları dengeleyerek şebeke istikrarını artırır (Blakers et al., 2018). Buna ek olarak, nehir dışı PHD sistemlerinin yatırım maliyetleri genellikle geleneksel PHD sistemlerine kıyasla daha düşüktür. Bunun nedeni, büyük ölçekli baraj inşaatına ihtiyaç duyulmaması, uygun alanlarda mevcut doğal yükseklik farklarından yararlanılması ve daha küçük çaplı su yollarının kullanılmasıdır (Pérez-Díaz et al., 2019). Ancak, sistemin etkin çalışabilmesi için uygun topografik koşulların sağlanması ve rezervuarlar arasındaki yükseklik farkının yeterli seviyede olması gerekmektedir.

3.3.3.1. Pompajlı depolama sistemlerinin avantaj ve dezavantajları

Pompajlı hidroelektrik depolama tesisleri (PHD), günümüzde en yaygın kullanılan enerji depolama teknolojilerinden biri olup, yüksek kapasitesi ve verimliliği ile dikkat çekmektedir. PHD'nin başlıca avantajlarından biri, hızlı tepki süresi sayesinde elektrik talebindeki dalgalanmalara ve şebekedeki plansız kesintilere hızla yanıt verebilmesidir. Ayrıca, kara başlatma yeteneği ile harici bir enerji kaynağına ihtiyaç duymadan sistemi başlatabilir, bu da elektrik kesintileri durumunda şebekenin yeniden kurulmasını sağlar (Çetinkaya, 2014).

Enerji depolama kapasitesi sayesinde arz-talep dengesini sağlayarak şebekenin istikrarını ve güvenilirliğini artırır. Rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarıyla entegre edildiğinde, frekans kontrolü, harmonik sönümlleme ve voltaj düzenlemesi gibi kritik şebeke hizmetlerini yerine getirebilir (Ünver vd., 2015; Vilanova et al., 2020). Ayrıca, yüksek enerji kapasitesi ile gigawatt-saat seviyesinde enerji depolama imkânı sunarak, şebeke operatörlerine yedek enerji sağlayabilir ve talep dalgalanmalarına dakikalar içinde yanıt verebilir.

PHD'nin pik saat elektrik fiyatlarını düşürme yeteneği, düşük fiyatlı enerji depolayarak pahalı elektrik yerine pik talepte kullanılması ile maliyet avantajı sağlamaktadır (Çetinkaya, 2014). Aynı zamanda su israfını azaltma potansiyeliyle mevsimsel su yönetimini iyileştirmektedir. Düşük işletme ve bakım maliyetleri ise ekonomik sürdürülebilirliği artırmaktadır. Bu özellikler, PHD'yi yenilenebilir enerji kullanımının artışıyla birlikte elektrik şebekesi yönetiminde vazgeçilmez bir bileşen haline getirmektedir.

PHD tesislerinin temel dezavantajları, yüksek sermaye maliyetleri ve çevresel etkilerden kaynaklanmaktadır. Barajlar, rezervuarlar ve yer altı yapılarının inşası, büyük ekonomik kaynak gerektirirken, uygun coğrafi koşulların bulunması zor ve maliyetlidir. Çevresel açıdan, su altında kalan geniş alanlar doğal habitatları yok edebilir ve su akışlarının değişmesi ekosistemleri bozabilir. Ayrıca, pompaj sırasında su sıcaklığının artması ve sediment karışımı su kalitesini düşürebilir. Bu etkiler, özellikle balık nüfusu ve su ekosistemleri üzerinde olumsuz sonuçlar doğurabilir. Akarsu debisindeki değişiklikler, buharlaşma ve su taşıma zorlukları da operasyonel riskleri artıran diğer faktörlerdir (Çetinkaya,2014).

3.3.3.2. Pompalı hidro depolama şekilleri

PHD biçimleri dört gruba ayrılır: değişken hızlı pompa türbinleri, yer altı PHD, deniz suyu PHD sistemi ve PV ve rüzgâr kullanımı için Hibrit PHD (HHPD) sistemleri olarak ifade edilmektedir.

Değişken hızlı pompa türbinleri, özellikle şebeke stabilitesi sağlamak ve termik santral bağımlılığını azaltmak amacıyla geliştirilmiştir. Bu sistemler, elektrik talebinin değişken olduğu durumlarda daha iyi bir yük takibi sağlayarak frekans düzenlemesi açısından önemli avantajlar sunar (Vilenova et al., 2020; Valavi & Nysveen, 2018).

Bu tür pompa türbinlerinin en büyük avantajlarından biri, pompa modunda gücü hassas bir şekilde kontrol edebilme yeteneğidir. Sabit hızlı pompa türbinlerinde, belirli bir çalışma frekansı bulunurken, değişken hızlı sistemlerde dönüş hızı şebekeden bağımsız olarak ayarlanabilir. Bu durum, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunu kolaylaştırarak şebekedeki dalgalanmaların etkisini azaltır. Özellikle rüzgâr ve güneş enerjisi gibi değişken üretime sahip kaynaklarla birlikte kullanıldığında, sistemin esnekliğini artırır.

Ayrıca, değişken hızlı pompa türbinlerinin bir diğer önemli avantajı, sabit hızlı makinelerle kıyaslandığında türbin modunda daha yüksek verimlilik sunmasıdır. Bu sayede, enerji dönüşümü sırasında daha az kayıp yaşanır ve sistemin genel performansı iyileştirilmiş olur (Vilenova et al., 2020).

Yer altı PHD sistemleri, yüzeyde yeterli alanın bulunmadığı bölgelerde alternatif bir çözüm olarak geliştirilmiştir. Bu sistemler, bir yer altı rezervuarı ile bir yüzey rezervuarını içermektedir. Fazla elektrik enerjisi üretildiğinde, su yer altı rezervuarından yüzeydeki üst rezervuara pompalanarak depolanır. Enerjiye ihtiyaç duyulduğunda ise, su türbinler aracılığıyla tekrar yer altı rezervuarına gönderilir ve böylece potansiyel enerji elektrik enerjisine dönüştürülmüş olur (Pujades et al., 2018).

Bu sistemin en önemli avantajlarından biri, çevresel etkilerinin düşük olmasıdır. Geleneksel PHD sistemlerinde olduğu gibi büyük ölçekli barajlara veya doğal rezervuarlara bağımlı olunmadığı için, su ekosistemine doğrudan müdahale edilmeden inşa edilebilir. Ayrıca, toprak altındaki suyun doğal olarak yalıtılmış olması, buharlaşma kayıplarını da minimize etmektedir (Menendez et al., 2020).

Bununla birlikte, yer altı PHD sistemlerinin performansı rezervuarın işletme basıncına bağlıdır. Basıncılı kuyular veya tüneller aracılığıyla suyun taşınması, sistemin hidrolik kayıplarını en aza indirerek verimli bir enerji dönüşümü sağlar. Yer altı PHD

sistemleri, özellikle eski maden ocakları, taş ocakları veya yer altı kaya boşlukları gibi doğal veya yapay yeraltı boşluklarının yeniden kullanımı açısından avantajlıdır (Menendez et al., 2020).

Deniz suyu PHD sistemi, özellikle izole adalar, kırsal bölgeler ve açık deniz rüzgâr santralleri gibi su kaynaklarının kısıtlı olduğu alanlarda enerji depolamak için geliştirilmiştir. Bu sistem, tuzlu suyun doğal bir alt rezervuar olarak kullanılmasına dayanmaktadır (Wu et al., 2020).

Deniz suyu PHD sisteminin temel işleyişi şu şekildedir: Fazla elektrik üretildiğinde, denizden su alınarak yüksek rakımlı yapay bir rezervuara pompalanır. Enerji ihtiyacı doğduğunda ise su, rezervuardan aşağıya doğru bırakılarak türbinleri döndürür ve böylece elektrik üretilir (Vilenova et al., 2020).

Deniz suyu PHD sistemlerinin en büyük avantajlarından biri, alt rezervuar olarak doğal deniz kaynaklarının kullanılması sayesinde daha düşük inşaat maliyetine sahip olmasıdır. Geleneksel PHD sistemlerinde olduğu gibi büyük ölçekli barajlara ihtiyaç duyulmaz. Ayrıca, su tedarikinde kesinti riski bulunmadığından, enerji depolama sürekliliği sağlanabilir. Bu sistemlerin kullanımı, özellikle uzun kıyı şeritlerine sahip bölgelerde oldukça avantajlıdır. Geleneksel PHD sistemlerinin uygulanmasının zor olduğu engebeli veya yüksek dağlık alanlarda, deniz suyu kullanımı sayesinde enerji depolama daha verimli hale getirilebilir (Wu et al., 2020). Ancak, bu sistemlerin yaygınlaşmasını sınırlayan en büyük faktörlerden biri, deniz suyunun türbin ve diğer bileşenler üzerindeki korozyon etkisidir. Bu nedenle, deniz suyu ile temas eden tüm ekipmanların özel malzemelerden üretilmesi veya düzenli bakıma tabi tutulması gerekmektedir (Wu et al., 2020).

Sonuç olarak, deniz suyu PHD sistemleri, özellikle adalar ve kıyı bölgeleri için yenilenebilir enerjiyle entegre edilebilecek önemli bir enerji depolama alternatifi sunmaktadır. Bu sistemler, yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintisiz kullanılabilmesini sağlamak, enerji arz güvenliğini artırmak ve karbon emisyonlarını azaltmak açısından büyük bir potansiyele sahiptir (Vilenova et al., 2020).

4. MATERİYAL VE YÖNTEM

4.1. Çalışma Alanı

Batman Barajı ve Hidroelektrik Santrali, Fırat-Dicle havzasında yer almakta olup Elektrik Üretim A.Ş.'nin işletmesindedir. Bu santral, 198,48 MW kurulu gücü ve toplam 483 GWh elektrik enerjisi üretimiyle Türkiye'nin 88'inci büyük santralidir. Barajın yapısı, 7.181.000 m³'lük gövde hacmi ve dere yatağından ölçülen 85 m'lik yüksekliğiyle kaya dolgu tipi olarak sınıflandırılmaktadır. Bu barajın bağlı olduğu rezervuarın normal su seviyesi hacmi 1.211 hm³, su seviyesi 665 m olup, 50,5 km²'lik bir alanı kaplamaktadır. Batman Barajı, elektrik üretiminin yanı sıra 37.744 hektar tarım arazisinin sulama amacına da hizmet sağlamaktadır (DSİ, 2018). Buharlaşma ve yağış verileri Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden alınmıştır. Çalışma alanı Şekil 4.1'de gösterilmektedir.



Şekil 4.1. Çalışma alanı (Google Earth, 2025)

Şekil 4.1'de görülen çalışma alanı, engebeli topografyası ve erişim zorluklarıyla dikkat çekmektedir. Bu tür bölgelerde geleneksel saha araştırmaları, fiziki koşullar ve lojistik engeller nedeniyle önemli kısıtlamalarla karşılaşmaktadır. Özellikle hidroelektrik potansiyeli yüksek alanlar, genellikle ulaşımı zor ve dağlık arazilerde yer aldığından,

yerinde değerlendirmeler hem zaman alıcı hem de maliyetli olmaktadır. Bu tür zorlukların üstesinden gelmek için CBS ve Uzaktan Algılama (RS) yöntemleri, sundukları avantajlarla öne çıkmaktadır.

4.1.1. Coğrafi bilgi sistemi (CBS)

CBS, coğrafi verileri toplamak, saklamak, analiz etmek, yönetmek ve görselleştirmek için kullanılan bir bilgi sistemidir (Chang, 2016). CBS'ler, coğrafi veri tabanları, harita oluşturma ve düzenleme araçları, analiz ve sorgu araçları, görselleştirme ve raporlama bileşenleri gibi çeşitli araçları içermektedir (Goodchild, 1992). Coğrafi veriler, koordinatlar kullanılarak yer işaretleri, hatlar, alanlar ve noktalar şeklinde temsil edilir ve bu sayede mekânsal analizler gerçekleştirilebilir (Longley et al., 2015).

CBS teknolojisi, çevresel yönetim, şehir planlama, afet risk analizi ve su kaynakları yönetimi gibi pek çok alanda yaygın olarak kullanılmaktadır (Burrough & McDonnell, 1998). Özellikle hidrolojik modelleme ve arazi analizi süreçlerinde CBS, havzaların morfolojik özelliklerini belirlemek ve su kaynakları yönetimini optimize etmek için önemli bir araçtır (Maidment, 2002).

CBS, Dijital Yükseklik Modeli (DYM) oluşturmak için etkili bir çözüm sunmaktadır. DYM, drenaj ağlarının, su havzalarının belirlenmesi, taşkın tahmini, kentsel ve kırsal alanların gelişimi gibi birçok coğrafi ve hidrolojik modelleme çalışmasında yaygın olarak kullanılmaktadır (Konadu & Fasu, 2009). DYM tabanlı analizler, arazi eğimi, yükseklik değişimleri ve su akış yönlerini belirleyerek hidrolojik süreçlerin daha iyi anlaşılmasını sağlar (Jenson & Domingue, 1988).

Bu çalışmada, havza alanının DYM'i, 30 metre çözünürlüklü topoğrafik haritaların CBS yazılımlarına (QGIS 3.30 ve ArcGIS 10.7.1) entegre edilmesiyle oluşturulmuştur. Arazi modeli, CBS ortamında mevcut olan analiz araçları ve coğrafi veri işleme fonksiyonları kullanılarak oluşturulmuş olup, çalışma havzasının morfolojik özellikleri detaylı olarak çıkarılmıştır.

Havza analizinde kullanılan başlıca parametreler arasında, havza uzunluğu, akış yollarının uzunluğu, merkezi konum koordinatları, ortalama eğim, havza alanı, eğim değerleri ve merkezi referans noktasına olan mesafeler yer almaktadır.

Bu parametreler, hidrolojik analizlerde önemli veriler sağlayarak su kaynakları yönetimi, taşkın riski tahmini ve ekosistem değerlendirmeleri gibi alanlarda kapsamlı analizler yapılmasına olanak tanımaktadır (Tarboton, 1997).

Araştırmada arazinin topoğrafik özelliklerinin yanı sıra karayolları, demiryolları, göller ve akarsulara ilişkin bilgilere de yer verilmiştir. Bu arazi örtüsü veri katmanları, Avrupa Komisyonu'nun Çevresel Bilgi Koordinasyonu (CORINE) girişiminin bir parçası olarak AB ve komşu bölgelerini kapsayan uzaktan algılama verilerinden elde edilmiştir. Özellikle Türkiye'ye ait CORINE arazi örtüsü verileri 100 metre çözünürlüklü raster formatta kullanılmıştır. Bu veri katmanları, 2018 yılı CORINE Arazi Örtüsü Değişimi veri setinden elde edilen yerleşim yerleri, nehirler ve göller gibi özellikleri temsil eden CBS katmanlarının oluşturulmasında önemli rol oynamıştır (CORINE, 2018).

Ayrıca çalışma alanına ait jeoloji haritası Birleşmiş Milletler Eğitim, Bilim ve Kültür Örgütü (UNESCO) tarafından sağlanan Dünya Toprak Haritasından elde edilmiştir. Bu veri kaynakları toplu olarak çalışmanın coğrafi analizi ve modellemesi için kapsamlı bir veri kümesine katkıda bulunmaktadır.

Çalışma metodolojisi, kolay veri güncellemeleri için farklı bölgelerde uygulamaya yönelik işlevsel bir tasarımı izlemektedir. Burada tanımlanan yaklaşım, ayrı bir ikinci rezervuar alanı aramak yerine, mevcut rezervuar çevresinde dairesel bir arama alanının çizilmesini içermektedir. Mesafe parametresinin özelliğini, birincil rezervuardan ikinci rezervuarın potansiyel konumuna kadar ölçülen arama yarıçapının kapsamını belirler. Burada arama yarıçapını tanımlamak için 5 kilometrelik bir tampon mesafesi seçilmiştir. Bu, PHD tesislerinin kurulması konusunda literatürde, özellikle Avrupa ülkeleri arasında gözlemlenen yaygın uygulamayla uyumludur. Tampon mesafesini arttırmanın enerji potansiyelini arttırırken aynı zamanda PHD sistemleriyle ilgili kurulum maliyetlerini de arttırması dikkat çekicidir. Bu noktada seçilen potansiyel ikinci rezervuar alanının uygunluğu değerlendirilmektedir. Bu süreç DYM verilerini kullanır ve araştırma alanı genelinde eğim ve bakı belirleme gibi yüzey analizlerini kapsar. Ek olarak jeolojik özellikler, yol ağları, su yolları, demiryolu ağları ve nüfus merkezleri gibi diğer parametreler de değerlendirme sürecine dâhil edilir.

Bu çalışmada, ikinci rezervuar alanının uygunluğunu değerlendirmek amacıyla çok kriterli karar verme yaklaşımı kullanılmıştır. Bu yöntem, farklı çevresel, topoğrafik ve hidrolojik faktörleri sistematik bir şekilde analiz ederek en uygun konumun belirlenmesini sağlamaktadır. Karar verme sürecinde kullanılan her parametreye, araştırma alanındaki göreceli önemine bağlı olarak ağırlık katsayıları atanmıştır (Malczewski, 1999).

Analiz kapsamında, düz araziler ve düşük eğimli alanlar önceliklendirilmiş, çünkü bu tür bölgeler rezervuar inşası açısından maliyet etkinliği ve mühendislik

uygulanabilirliği açısından daha avantajlıdır (Hajkowicz & Higgins, 2008). Bunun yanı sıra su tutma kapasitesi, rezervuar alanının jeolojik yapısı, drenaj özellikleri ve hidrolojik sürdürülebilirlik gibi kritik faktörler de değerlendirme sürecine dâhil edilmiştir. Bu kapsamlı analiz, rezervuar alanının inşası için en uygun bölgenin belirlenmesini kolaylaştırmaktadır (Yoon & Hwang, 1995).

MCDA analizinde, faktörlerin ağırlıklandırılması oldukça önemli bir aşamadır. Her faktör karar verme sürecine farklı derecelerde etki ettiğinden, bu parametrelerin sistematik bir şekilde değerlendirilmesi gerekmektedir (Zardari et al., 2015). Bu çalışmada kullanılan MCDAYöntemi, coğrafi ve mühendislik faktörlerini dikkate alarak optimal rezervuar yerinin seçimini sağlamaktadır. Ayrıca, CBS tabanlı analizler, veri entegrasyonu ve parametrik değerlendirmeler açısından süreci desteklemiştir (Yılmaz ve Harmancıoğlu, 2010).

Çizelge 4.1'de, ikinci rezervuarın en uygun konumunun belirlenmesi için farklı parametrelerin nasıl değerlendirildiği ve ağırlıklandırıldığı ayrıntılı olarak sunulmaktadır. Bu metodoloji, rezervuar alanı seçiminin bilimsel bir yaklaşımla yapılmasını sağlarken, çevresel sürdürülebilirlik ve mühendislik gereksinimlerini de dikkate almaktadır.

Çizelge 4.1. Çalışmada kullanılan model parametrelerinin ağırlık değerleri

Model Parametreleri	Etki %	Veri sınıflarını yeniden sınıflandırma ve belleğe alma	Ölçek değeri
Görünüm	20	Düz	5
		Düz değil	1
		0-5 (derece)	5
Eğim	20	derece	3
		>10 (derece)	1
		Geçirimsiz	5
Jeoloji	15	Yarı geçirgen	3
		Geçirgen	1
		0-200 m	1
Demiryolları	10	>200 m	5
		0-200 m	1
Nehirler	10	>200 m	5
		0-200 m	1
Yollar	10	>200 m	5
		0-1000 m	1
Köyler	15	1000-1500 m	2
		1500-2000 m	3
		>2000 m	5

4.2. PHD Sisteminin Bileşenlerinin Matematiksel Modelleri

Tez çalışmasında ikinci aşama ise çok amaçlı bir baraj olan Batman Barajı'nın enerji potansiyelinin değerlendirilmesi amaçlanmaktadır. İkinci rezervuarın yeri belirlendikten sonra, önerilen PHD sisteminin çeşitli bileşenlerini açıklamak için matematiksel modeller kullanılacaktır. Bu aşamanın temel amacı, PHD sisteminin üç ana bileşeniyle (pompa, rezervuar ve hidro türbin) ilişkili tüm enerji kayıplarını kapsamlı bir şekilde hesaplamaktır. Önerilen model, bu bileşenlerin teknik kılavuzlarında tipik olarak belgelenen tüm ilgili parametreleri içerecek şekilde titizlikle tasarlanmıştır. Kapsamlı bir matematiksel model sunan bu çalışma, Batman Barajı'nın enerji potansiyelinin çok amaçlı bir PHD sistemi çerçevesinde detaylı ve kesin olarak değerlendirilmesine olanak sağlamaktadır.

4.2.1. Pompa modeli

Bir pompa ünitesi, hem pompayı hem de elektrik motorunu içeren bir yapıdan oluşur. Elektrik motoru, elektrik enerjisini mekanik enerjiye dönüştürerek bu sistemde önemli bir rol oynar. Bu mekanik enerji pompaya güç vererek suyun alt rezervuardan üst rezervuara transferini kolaylaştırır. η_m sembolüyle gösterilen motorun verimliliği, motor içindeki elektriksel ve mekanik kayıplardan dolayı kaybedilen giriş enerjisinin yüzdesini temsil eder. Bu motorların verimlilik-kapasite eğrisi genellikle motorlara özel teknik kılavuzlarda bulunur ve çeşitli koşullar altında motorun performansına ilişkin değerli bilgiler sunar. Bu eğriyi kullanarak pompanın giriş mekanik gücünü (P_p) belirli bir denklem kullanarak hesaplanmaktadır:

$$P_p = P_m \eta_m \quad (4.1)$$

$$\eta_m = \phi(P_m) \quad (4.2)$$

Bu modelde, pompanın debisi (Q_p), P_p girişinin, pompanın toplam yükünün (H_p) ve pompa verimliliğinin (η_p) bir fonksiyonudur. Matematiksel olarak şu şekilde tanımlanır (Pienta & Elmaddah,2015):

$$Q_p = \frac{P_p \eta_p}{\rho g H_p} \quad (4.3)$$

$$\eta_p = \phi(Q_p) \quad (4.4)$$

Denklem (4.4), pompa verimliliğinin (η_p) Q_p 'nin bir fonksiyonu olduğunu gösterir. Denklem (4.3)'te H_p , statik yük (H_s) ile pompa modundaki yük kaybının (H_{pl}) toplamı olarak tanımlanır:

$$H_p = H_s + H_{pl} \quad (4.5)$$

H_s , üst ve alt rezervuarlardaki su seviyeleri arasındaki dikey mesafeyi temsil eder. Bu değer, suyun pompalanması ve tahliyesi sırasında su seviyesinin yükselip düşmesine göre değişir. H_{pl} , Q_p 'deki değişikliklerden etkilenir ve su ile boru ve bağlantı parçalarının iç yüzeyi arasındaki sürtünmeye atfedilebilen hidrolik kayıpları ifade eder. Model, H_{pl} , 'yi Q_p 'nin bir fonksiyonu olarak hesaplamak ve H_{pl} , 'yi Q_p 'nin bir fonksiyonu olarak hesaplamak için Darcy-Weisbach denklemini (Shammas & Wang, 2015) kullanır:

$$H_{pl} = K \frac{v^2}{2g} \quad (4.6)$$

$$v = \frac{Q_p}{0.25\pi D_p^2} \quad (4.7)$$

$$K = K_{\text{pipe}} + K_{\text{fittings}} \quad (4.8)$$

$$K_{\text{boru}} = \frac{f L_p}{D_p} \quad (4.9)$$

Toplam direnç katsayısı (K), sistemde karşılaşılan genel direnci temsil eder. Borunun (K_{pipe}) ve bağlantı elemanlarının (K_{fittings}) direnç katsayılarının toplamından oluşur. K_{pipe} özellikli olarak boruya ilişkin direnç katsayısını belirtir.

$$f = \left[1.8 \log \left(\frac{6.9}{\text{Re}} + \left(\frac{\varepsilon}{3.7} \right)^{1.11} \right) \right]^{-2} \quad (4.10)$$

$$\text{Re} = \frac{\rho v D_p}{\mu} \quad (4.11)$$

Sürtünme faktörünün (f) fonksiyonu, Denklem (4.10) kullanılarak elde edilen değerle ilgilidir. Bu sürtünme faktörü (f), Reynolds sayısı (Re) ile bağlı pürüzlülük (ε/D) arasındaki ilişkiyi tanımlar. Sürtünme faktörünü (f) tahmin etmek için kullanılan denklem, Moody Chart'tan (Allen et al., 1998) türetilmiştir. Denklem (4.11), Reynolds sayısını (Re) su hızının bir fonksiyonu olarak hesaplar ve boru çapını dikkate alır. Cebri borularda K_{fittings} değeri ve bağlantı elemanlarında mutlak pürüzlülük (ε), bağlantı elemanlarının tipine ve borunun malzemesine göre değişebilmektedir.

4.2.2. Rezervuar modeli

Rezervuar modeli, üst rezervuarda depolanan suyun hacmini tahmin etmek için sıfır sızıntı varsayarak giriş, çıkış ve buharlaşma kayıplarını içeren bir fonksiyonu kapsar. Buharlaşma kayıpları, sıcaklık (T_{hr}), Bağlı Nem, net radyasyon (R_n) ve su yüzeyinden 2 metre yükseklikteki rüzgâr hızı (u_2) dahil olmak üzere çeşitli faktörler dikkate alınarak hesaplanır. Bu çalışmada saatlik buharlaşma FAO Penman-Monteith denklemi kullanılarak hesaplanmıştır (Allen et al., 1998):

$$ET = \frac{0.408 \Delta (R_n - G) + \gamma \frac{37}{T_{hr} + 273} u_2 (e^0(T_{hr}) - e_a)}{\Delta + \gamma (1 + 0.34 u_2)} \quad (4.12)$$

$$V_{\text{evu}}(\Delta t) = \frac{ET}{3.6 \times 10^6} A \Delta t \quad (4.13)$$

Aslında yağış, rezervuar içine su akışını doğrudan etkilediği için, rezervuar modelinde göz önünde bulundurulması gereken çok önemli bir parametredir. Rezervuarlar genellikle açıktır ve yağışlar doğrudan rezervuara su katar. Bu nedenle rezervuara eklenen su miktarının hesaplanmasında yağışın göz ardı edilmemesi, depolanan su miktarının doğruluğunu önemli ölçüde etkileyebilir. Özellikle enerji yönetim sistemlerinde tüm sistemin etkin çalışması, depolanan su miktarına bağlı

olduğundan doğru hesaplamalar büyük önem taşımaktadır. Aslında rezervuar dinamiklerinin kapsamlı bir değerlendirmesini sağlamak için model, yağış hacmi (V_{pre}) ve buharlaşma hacmi (V_{eva}) gibi faktörleri içermelidir. Buharlaşma ve yağış hesaplamaları dikkate alınarak rezervuar modeli şu şekilde ifade edilebilir (Chazarra et al., 2017; Koko et al., 2017):

$$V(t) = Q_p \Delta t - Q_t \Delta t + V_{pre}(\Delta t) - V_{eva}(\Delta t) + V(t - \Delta t) \quad (4.14)$$

$$V_{pre}(\Delta t) = \frac{I}{3.6 \times 10^6} A \Delta t \quad (4.15)$$

Belirli bir süre boyunca rezervuara eklenen su hacmindeki net değişimi belirlemek için, giden su akışı gelen su akıştan çıkarılır. Ortaya çıkan miktar, su hacmindeki net artışı veya azalmayı temsil eder ve bu daha sonra rezervuardaki mevcut su hacmini hesaplamak için önceki su hacmine eklenir. H_s 'nin (statik yük) hesaplanmasına gelince, rezervuardaki su seviyelerine erişim gereklidir. H_s , üst ve alt rezervuarlardaki su seviyeleri arasındaki dikey mesafe ile belirlenir. Rezervuardaki su seviyeleri ölçülerek ve veriler elde edilerek, rezervuar sistemi ile ilgili çeşitli hesaplamalar ve analizler için gerekli olan H_s doğru bir şekilde hesaplanabilir.

$$H_s = H_r + H_{uwl} + H_{lr} - H_{lwl} \quad (4.16)$$

PHD sistemlerinde alt rezervuardaki (H_{lwl}) su seviyesi suyun giriş ve çıkışına göre değişir. Bu değer, arazi, yağış ve drenaj düzeni gibi faktörler dikkate alınarak bölgenin coğrafi özellikleri kullanılarak belirlenebilir. H_{lwl} rezervuar modeli için girdi görevi görür. Ancak PHD sistemlerinde pompalama ve üretim işlemleri nedeniyle alt rezervuardaki su seviyesinin gün boyunca dalgalanabileceğini unutmamak önemlidir. Bu nedenle H_{lwl} 'nin, sistemin operasyonel dinamikleri ve su akışındaki değişiklikler dikkate alınarak dinamik olarak tahmin edilmesi gerekir. Öte yandan, üst rezervuardaki (H_{uwl}) su seviyesi, genellikle rezervuarın hacim-alan ilişkisine dayanan özel bir denklem kullanılarak hesaplanabilir.

Ancak rezervuar standart olmayan bir şekle sahipse, H_{uwl} 'u doğru bir şekilde tahmin etmek için denklemin buna göre ayarlanması gerekebilir. Bu faktörlerin hesaba

katılması, rezervuar modelinin, PHD sisteminin hem üst hem de alt rezervuarlarındaki su seviyelerini doğru bir şekilde temsil etmesini sağlar.

$$H_{uwl} = \frac{v}{v_{res}} \times H_{ur} \quad (4.17)$$

4.2.3. Hidro türbin modeli

Hidro türbin modeli, hidro türbin ünitesinin çıkış gücünü (P_t) iki temel faktöre dayalı olarak hesaplar: bunlar akış hızı (Q_t) ve türbin yükü (H_t). Bu ünite, hareketli suyun kinetik enerjisini elektrik enerjisine dönüştürmeye yarar. Türbin verimliliği (η_t), türbin içindeki mekanik ve elektriksel kayıpları dikkate alarak, başarıyla elektrik enerjisine dönüştürülen kinetik enerjinin oranını ölçer. Özellikle η_t , türbin üreticileri tarafından sağlanan verimlilik-akış eğrilerinde yakalanan bir karakteristik olan türbin Q_t 'deki değişikliklere göre değişir:

$$P_t = Q_t H_t \rho g \eta_t \quad (4.18)$$

$$\eta_t = \phi(Q_t) \quad (4.19)$$

H_t , üst rezervuar ile türbin çıkışı (H_{tl}) arasındaki yük kaybının H_s 'den çıkarılmasıyla hesaplanır. Yük kaybı değeri (4.6)-(4.11) denklemleri kullanılarak belirlenir. Q_t değeri rezervuarlardaki su seviyelerine bağlıdır ve Bernoulli denklemi kullanılarak elde edilebilir (Morrison, 2013).

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + h_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + h_2 + H_{tl} \quad (4.20)$$

Denklem (4.20), üst rezervuardaki suyun yüzeyini nokta 1 ve türbin çıkışını nokta 2 olarak ele alır; burada referans seviyesi sıfırdır ($h_2 = 0$). Nokta 1'de basınç atmosferiktir ve v_1 sıfırdır. Nokta 2'deki basınç, alt rezervuardaki suyun yüksekliğine (H_{lwl}) eşittir. Bu nedenle, Denklem (20) şu şekilde ifade edilecek şekilde basitleştirilebilir:

$$h_1 = H_{lwl} + \frac{v_2^2}{2g} + H_{tl} \quad (4.21)$$

Üst rezervuardaki su yüzeyi ile alt rezervuardaki su yüzeyi arasındaki dikey mesafe H_s olarak adlandırılır ve h_1 ile H_{lwl} arasındaki fark olarak tanımlanır. Sonuç olarak, türbindeki suyun hızı ($v_2 = v_t$) belirlenebilir:

$$v_t = \sqrt{2g(H_s - H_{tl})} \quad (4.22)$$

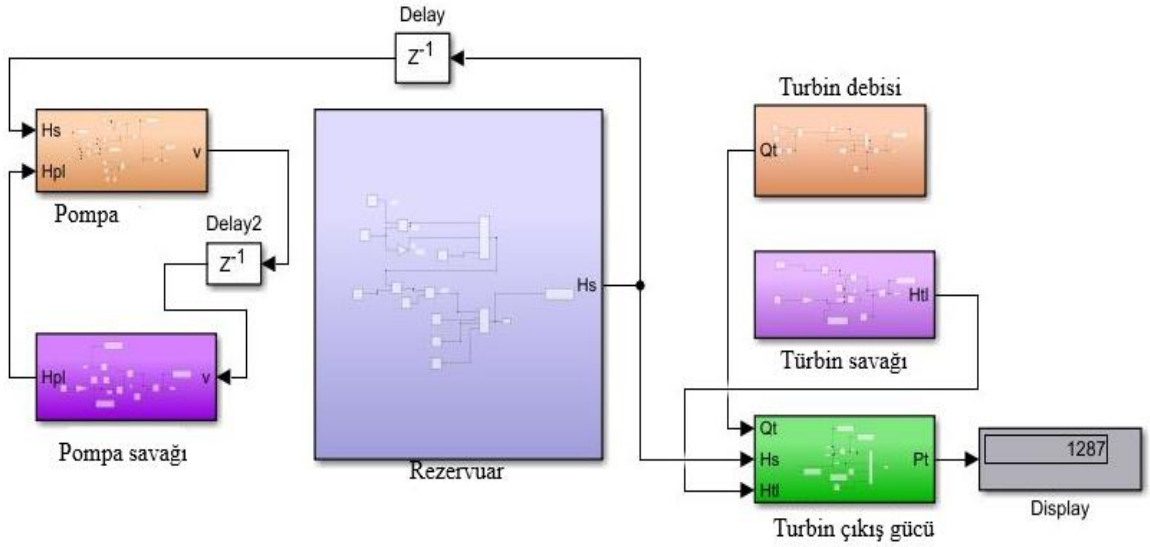
Denklem (4.7) ve Denklem (4.21) ilgili ifadelerde yerine konularak ve türbin valfi açılma yüzdesi (T_v) dikkate alınarak, türbin debisi (Q_t) Denklem (4.22) ve Denklem (4.23) kullanılarak hesaplanabilir.

$$Q_t = \frac{T_v}{100} a \sqrt{2g(H_s - H_t)} \quad (4.23)$$

$$a = 0.25 \times \pi \times D_t^2 \quad (4.24)$$

Türbin valfi, türbin debisini (Q_t) düzenlemek için üst rezervuarın çıkışına konumlandırılır. Debiyi etkileyen faktörlerden biri türbin suyunun hızı (v_t) diğer bir faktör ise borunun çapıdır (D_t).

Şekil 4.2, önerilen PHD modelinin MATLAB/SIMULINK'e aktarılmasını göstermektedir. Bu model önce pompa modunda Q_p 'yi hesaplar, ardından sistemde depolanan enerjiyi hesaplar ve son olarak türbin modunda P_t 'yi belirler. Modelin çalışma modu P_m ve T_v kontrol edilerek ayarlanabilmektedir. P_m pratikte değişken hızlı bir sürücü kullanılarak düzenlenebilir ve T_v bir solenoid valfin tamamen kapalı (0) ile tamamen açık (100) arasında değişen açılma yüzdesidir.



Şekil 4.2. Pompaj hidroelektrik depolama modeli

Tez çalışmasının bu kısmında, rezervuarın su seviyelerinin ayarlanması için alt rezervuarın üst rezervuardan önemli ölçüde daha büyük olduğunu ve su seviyesinin gün boyunca sabit kaldığını varsaymaktadır. Rezervuardaki tahmini buharlaşma hatası günde 1 mm'den azdır ve bu genellikle göz ardı edilir. Ancak önerilen model sıcaklık, bağıl nem, radyasyon ve rüzgâr hızı gibi faktörleri dikkate alarak buharlaşmayı hesaba katmaktadır. Model aynı zamanda rezervuara giren yağış miktarını da hesaba katmaktadır.

Batman ilinde tasarlanan bu PHD istasyonu, verimsiz kömürlü santrallerin kapatılmasına olanak tanıyacak ve çevresindeki alanlarda sulama kapasitesinin artırılmasına yardımcı olacak ve güneş enerjisinden önemli ölçüde faydalanmayı mümkün kılacaktır.

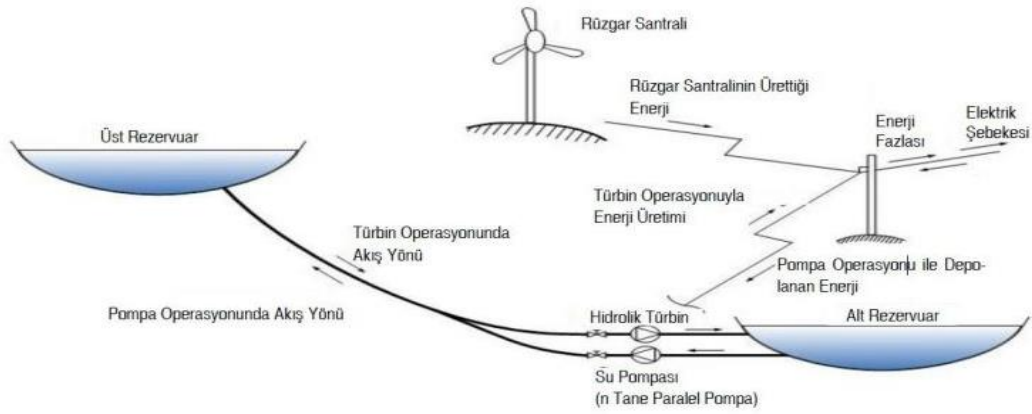
4.3. Hibrit Pompaj Depolamalı Sistem

PHD sistemiyle güneş veya rüzgârın birleştirilmesiyle oluşturulan mekanizma; daha fazla enerji depolama, esneklik, güvenilirlik ve sürdürülebilirlikte önemli bir artış sağlamaktadır. Hibrit sistem, elektrik üretim sistemi ve enerji yönetimi açısından önemlidir (Simao & Ramos, 2020).

4.3.1. Rüzgâr ve pompaj hidroelektrik depolamalı hibrit sistem

Rüzgâr enerjisi kapasitesini artırmak ve kısıtlamaları azaltmak için yüksek enerji yoğunluğu sağlayan PHD tercih edilmektedir. Rüzgâr enerjisi, enerji boşluklarını

kapatmak ve uzak mesafelerdeki elektrik ihtiyaçlarını karşılamak için kullanılabilir. Hibrit sistemin amacı, rüzgâr enerjisini kullanarak sistemin güvenilirliğini artırmak, rüzgâr santralleri için deniz suyu ya da nehir rezervuar olarak kullanılarak maliyetleri düşürmek ve rüzgâr enerjisi ile elektrik üretimini artırmaktır. Rüzgâr enerjisi santraline bağlı hibrit sistem, üretilen ve satılan elektriğin temini için pompajlı depolama sistemini kullanır. Rüzgâr hızı arttığında, bir pompa alt rezervuardan üst rezervuara elektrik enerjisi depolar. Bir hidrolik türbini, rüzgâr hızı azaldığında veya elektrik talebi arttığında elektrik üretir ve şebekeye enerji sağlar. Bu, elektrik enerjisinin dengesiz ve dalgalı yapısını düzene sokmanın bir yoludur (Ünver vd., 2015).



Şekil 4.3. Rüzgâr ve pompaj hidroelektrik depolamalı hibrit sistem (Ünver vd., 2015)

Enerji istikrarını sağlamak için arz ve talep dengelenmesi gerekir. Talep arzi aşarsa, kontrol birimi arzı düşürür. Ek güç, talep arttığında kullanılır. Rüzgâr ek güç sağlamaktadır. Müşteri memnuniyetini göz önünde bulundurarak güç dengesini sağlayan kontrol sistemi şu şekilde tanımlanmalıdır:

$$D_{PS}(t) = \frac{n_{pc}(t)Q_p(t)H_b\rho g}{\eta_{PS}} = P_{WF}(t) \quad (4.25)$$

Denklem 4.27’de Q_p her bir pompanın akış hızı, H_b yüksekliği, ρ , su yoğunluğunu, g yer çekimi ivmesini ve η_{PS} güç sisteminin verimliliğini ifade etmektedir.

Pompaj hidroelektrik depolama sistemleri, rüzgâr enerjisinin kesintili yapısını dengeleyerek sürekli ve güvenilir bir enerji arzı sağlamaktadır. Bu sistemler, diğer enerji depolama teknolojilerine kıyasla daha yüksek enerji depolama kapasitesi ve verimlilik

sunmakta, aynı zamanda fosil yakıt tüketimini azaltarak sera gazı emisyonlarını önemli ölçüde düşürmekte ve çevresel sürdürülebilirliğe katkıda bulunmaktadır.

4.3.2. Güneş ve pompaj depolamalı hibrit sistem

Güneş enerjisi, günlük olarak değişen kullanılabilirliğine rağmen, rüzgâr enerjisine kıyasla genellikle daha az kesinti yaşamaktadır. Bu durum, gündüz saatlerinde güneş enerjisini daha istikrarlı bir yenilenebilir enerji kaynağı haline getirmektedir. Güneş enerjisinin güvenilirliğini artırmak ve bu kaynaktan elde edilen enerjiyi optimize etmek amacıyla PHD sistemleri etkili bir mekanik enerji depolama çözümü olarak kullanılmaktadır. PHD, yalnızca güneş enerjisinin kullanımını en üst düzeye çıkarmakla kalmaz, aynı zamanda enerji kesintisi risklerini de azaltır. Bu yöntem, kesintisiz enerji arzını sağlamak ve yenilenebilir enerji sistemlerinin genel verimliliğini optimize etmek açısından kritik bir öneme sahiptir (Javed et al. 2020)).

Güneş enerjisi destekli PHD sistemleri, modern enerji altyapısının ayrılmaz bir parçası haline gelmiştir. Bu sistemler, enerji fazlalıklarının yönetilmesi, yenilenebilir enerji üretimindeki dalgalanmaların dengelenmesi ve arz ile talep arasındaki uyumsuzlukların giderilmesi açısından önemli bir rol oynar. Fazla üretilen enerjiyi depolayarak ve gerektiğinde sisteme geri kazandırarak, PHD sistemleri değişken YEK'lerin güvenilirliğini artırmaktadır. Ayrıca enerji üretimi ile tüketimi arasındaki boşluğu etkin bir şekilde kapatmaktadır (Lu ve Zhang, 2015).

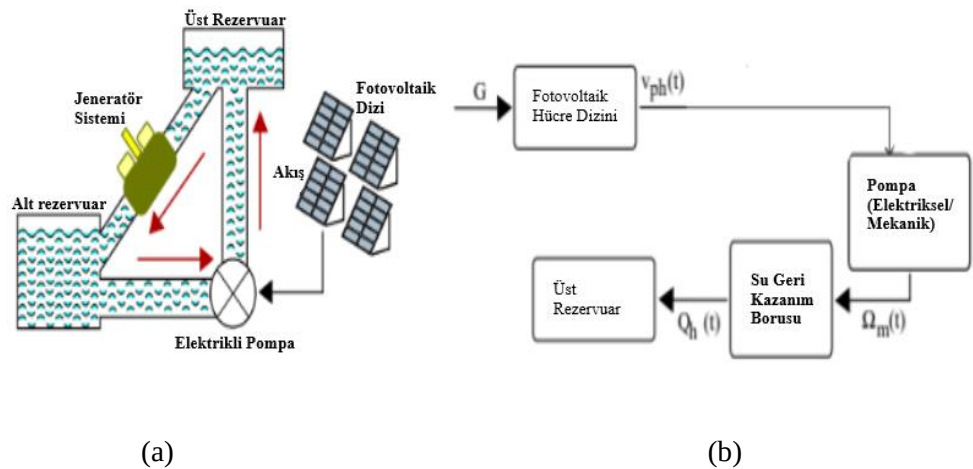
Hibrit güneş-PHD sistemlerinin çalışma prensibi şu şekilde özetlenebilir: Güneş enerjisinin üretiminin talebi aştığı dönemlerde, güneş enerjisiyle çalışan pompalar, suyu nehir, deniz veya yapay bir gölet gibi alt rezervuardan, daha yüksek bir rakımda bulunan üst rezervuara taşır. Bu süreç, fazla enerjiyi potansiyel enerji olarak depolamayı sağlamaktadır. Depolanan bu enerji, elektrik talebinin yüksek olduğu veya yenilenebilir enerji üretiminin yetersiz kaldığı durumlarda (örneğin, gece saatlerinde veya bulutlu hava koşullarında) devreye girer. Su, üst rezervuardan serbest bırakılarak alt rezervuara doğru akarken, türbin-jeneratör ünitesinden geçer ve potansiyel enerji elektrik enerjisine dönüştürülür. Bu mekanizma, sistemin enerji dengesizliklerini telafi etmesini ve sürekli, güvenilir bir enerji arzı sağlamasını mümkün kılmaktadır (El-Jamal et al. 2014).

Hibrit güneş-PHD sistemleri, enerji üretiminin ötesinde bir dizi önemli avantaj sunmaktadır. Bu sistemler, fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltarak karbon emisyonlarını minimize etmede kritik bir rol üstlenir. Ayrıca, enerji güvenliğini artırarak YEK'lerin

elektrik şebekesine entegrasyonunu sürdürülebilir ve çevre dostu bir şekilde gerçekleştirmektedir. Özellikle, değişken güneş radyasyonu veya enerji üretimi ile tüketim arasındaki dengenin sağlanmasının güç olduğu izole ve uzak bölgelerde bu sistemler büyük faydalar sağlamaktadır. Temel çalışma prensibi, güneş enerjisinden yararlanarak suyu üst rezervuara pompalanması ve en yüksek enerji talebi dönemlerinde bu suyun türbinler aracılığıyla elektrik üretiminde kullanılmasıdır. Bu özellikleri, hibrit güneş-PHD sistemlerini hem teknik hem de çevre açısından sürdürülebilir bir enerji çözümü olarak konumlandırmaktadır (Wang & Li, 2021).

Bu sistemlerin, enerji üretim ve depolama teknolojileri arasında sürdürülebilirliğin artırılması ve yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşılması konusunda kilit bir rol oynadığı açıktır. Hem ekonomik hem de çevresel açıdan sağladığı avantajlar, hibrit güneş-PHD sistemlerinin gelecekte enerji sektöründe daha yaygın bir şekilde kullanılacağını göstermektedir.

Bu sistemin çalışma prensibinden bahsedecek olursak: PV hücreler, enerji üretimi için temel kaynak olarak işlev görmektedir. Bu aşamanın çıktısı, bir DA-DA dönüştürücü aracılığıyla besleme sağlanır ve ardından elektromekanik pompa-hidro aşamasına iletilir. Bu aşamadan elde edilen enerji, pompalama sisteminin, bir su geri kazanım borusu aracılığıyla suyu alttan üst hazneye yükseltmesini sağlamaktadır. Bu süreç, hidroelektrik enerji üretimi için gerekli olan potansiyel enerjinin depolanmasına olanak tanımaktadır. Enerji üretimi gerektiğinde ise, suyun türbinler aracılığıyla geri akması sağlanır ve depolanan enerji, şebekeye aktarılır. Bu mekanizma, enerji depolama ve talep yönetimi için verimli bir çözüm sunmaktadır. Şekil 4.6'da gösterilmektedir.



Şekil 4.4. a) Enerji depolama için güneş enerjili PHD sisteminin modeli b) Sistem blog diyagramı ((Philips-Brenes et al., 2019)

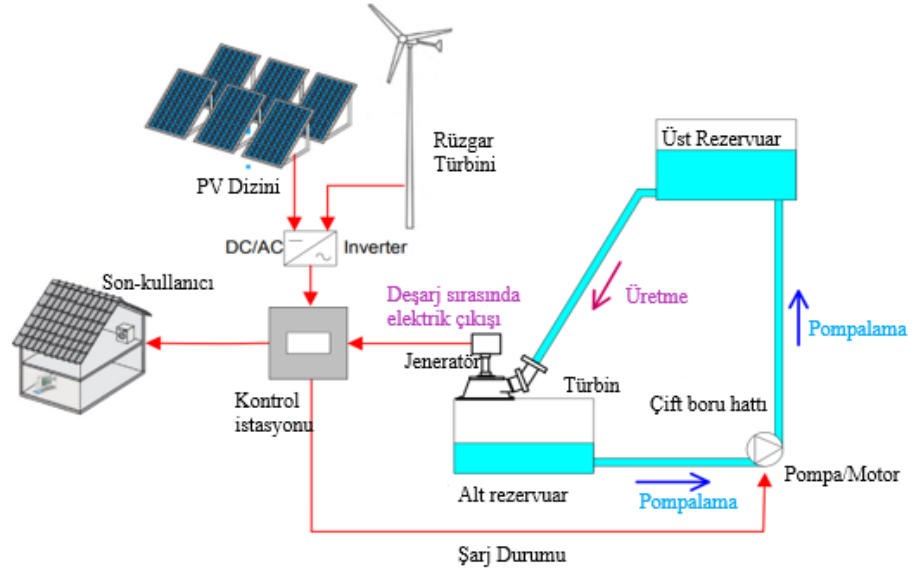
Blok diyagramında G , PV giriş gücünü, $v_{ph}(t)$, PV gerilimini, $\Omega_m(t)$, pompa mekanik hızını ve $Q_h(t)$, üst rezervuara iletilen su debisini ifade etmektedir (Philips-Brenes et al., 2019).

4.3.3. Hibrit Rüzgâr-Güneş PHD sistemler

Hibrit rüzgâr-güneş PHD sistemleri, yenilenebilir enerji üretiminde karşılaşılan temel sorunlara çözüm sunan yenilikçi bir teknoloji olarak dikkat çekmektedir. Tek bir enerji kaynağına dayalı sistemler, özellikle değişken hava koşulları nedeniyle öngörülemeyen enerji üretim dalgalanmaları, yetersiz enerji depolama kapasiteleri ve enerji arz güvenliğini sağlama konularında yetersiz kalmaktadır (Connolly et al., 2010). Ayrıca, bu eksikliklerin giderilmesi için büyük ölçekli ESS'leri ve şebeke dengeleme altyapılarına yüksek yatırım maliyetleri gerekmektedir (İbrahim et al., 2008).

Bu sistemlerin avantajı rüzgâr, güneş ve hidroelektrik kaynaklarının birbirini tamamlayıcı özelliklerini kullanarak daha dengeli bir enerji üretimi sağlamasıdır. Güneş enerjisi gün boyunca enerji üretiminde ön plana çıkarken, rüzgâr enerjisi gece saatlerinde veya bulutlu havalarda üretime katkı sunmaktadır (IEA, 2020). Bu hibrit yapının önemli bir bileşeni olan PHD, düşük talep dönemlerinde fazla enerjiyi üst rezervuara depolayarak ve enerji talebinin zirve yaptığı zamanlarda bunu serbest bırakarak sistemin güvenilirliğini artırmaktadır (Aydın & Oğuz, 2022).

Hibrit enerji sistemleri, özellikle şebeke frekansı ve gerilimdeki değişimleri yönetme kabiliyeti ile enerji altyapısına kararlılık sağlamaktadır. Rüzgâr ve güneşin bir arada kullanılması, bağımsız sistemlere kıyasla daha sürekli ve dengeli bir enerji çıktısı üretmektedir. Bu özellik yalnızca sistemin teknik performansını artırmakla kalmaz, aynı zamanda fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltarak daha sürdürülebilir bir enerji geçişi sağlamaktadır (İbrahim et al., 2008). Sonuç olarak, hibrit PHD sistemleri, uygun coğrafi koşullara sahip bölgelerde sürdürülebilir, güvenilir ve maliyet etkin bir enerji çözümü olarak büyük bir potansiyel vadetmektedir.



Şekil 4.5. Hibrit güneş-rüzgâr PHD şeması (Ma et al., 2014)

Son yıllarda PV paneller ve rüzgâr türbinlerinin verimliliklerinde kaydedilen önemli iyileşmeler, hibrit enerji sistemlerinin etkinliğini önemli ölçüde artırmıştır. Yeni nesil PV panelleri, daha yüksek enerji dönüşüm oranlarına ulaşırken, rüzgâr türbinlerinde yapılan aerodinamik tasarım iyileştirmeleri ve malzeme bilimindeki gelişmeler verimliliği yükseltmiştir.

Hibrit enerji sistemlerinin yönetiminde kullanılan gelişmiş kontrol algoritmaları ve enerji yönetim sistemleri, enerji üretimi ve depolama süreçlerini optimize ederek, şebeke entegrasyonu ve sistem güvenilirliğini artırmaktadır (Lund et al., 2015). Başlangıçtaki yüksek yatırım maliyetlerine rağmen, hibrit PHD sistemleri uzun vadede düşük işlemsel maliyetler ve fosil yakıtlardan bağımsızlık gibi ekonomik faydalar sunmaktadır (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2017). Ayrıca, enerji depolama teknolojilerinin maliyetleri azalmaya devam etmektedir. Bu tür projeler, yerel istihdam yaratma ve bölgesel kalkınmaya katkı sağlama açısından büyük önem taşımaktadır. PHD sistemleri, suyu enerji depolama amacıyla kullanarak su döngüsüne minimum düzeyde etkide bulunmaktadır. Ayrıca karbon emisyonlarını azaltarak iklim değişikliğiyle mücadeleye katkıda bulunmaktadır (Rodriguez et al., 2015). Almanya ve İspanya gibi Avrupa ülkelerinde başarılı bir şekilde uygulanan hibrit PHD projeleri, YEK'lerin entegrasyonu konusunda önemli deneyimler sunmaktadır (Schmidt et al., 2019). Bununla birlikte, bu sistemlerin verimliliği, hava koşullarına olan bağımlılık ve teknolojik entegrasyon zorlukları gibi risklerle sınırlanmaktadır (Denholm et al., 2010).

Birçok ülke, yenilenebilir enerji projelerini teşvik etmek amacıyla vergi indirimleri, sübvansiyonlar ve uzun vadeli alım garantileri gibi destek mekanizmaları sunmaktadır. Bu da hibrit PHD sistemlerinin ekonomik olarak daha çekici hale gelmesine olanak sağlamaktadır (IRENA, 2021).

4.4. Hibrit Optimizasyon Modelleme ve Ekonomik Analizi

Hibrit enerji sistemlerinin ekonomik analizi, maliyet etkinliği ve finansal sürdürülebilirlik açısından büyük önem taşımaktadır. Bu değerlendirme, yalnızca başlangıç yatırım maliyetlerini değil, işletme, bakım, yakıt ve yenileme maliyetlerini de içermektedir. Ayrıca, enerji üretiminden elde edilen gelirler ve şebekeye satıştan sağlanan kazançlar da analiz sürecine dâhil edilmektedir. Bu kapsamlı yaklaşım, projelerin uygulanabilirliğini değerlendirmek ve yatırımcılara sağlam bir karar mekanizması sunmak için gereklidir (Akikur et al., 2013; Rehman et al., 2017).

Ekonomik analiz, hibrit enerji sistemlerinin teknik performansının yanı sıra finansal verimliliğini de ortaya koymaktadır. Bu sayede, yatırımcılar ve politika yapıcılar sürdürülebilir enerji çözümleri geliştirebilir.

Bu çalışmada, Batman Barajı çevresinde belirlenen alanda güneş, rüzgâr, jeneratör ve PHD sistemini içeren bir hibrit model incelenmiştir. Modelin teknik ve ekonomik analizi ile çevresel etkileri değerlendirilmiştir. Hibrit sistemin optimizasyonu, Çoklu Enerji Kaynakları Hibrit Optimizasyonu (HOMER) yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiştir.

4.4.1. HOMER (Çoklu Enerji Kaynakları Hibrit Optimizasyonu)

HOMER, şebeke bağlantılı ve izole enerji sistemlerinin tasarımını kolaylaştıran bir yazılımdır (Lambert, 2006). Enerji projelerinin teknik ve ekonomik fizibilitesini değerlendirmek için optimize edilmiş bir yaklaşım sunar. Farklı enerji teknolojilerinin ekonomik performansını ve teknik uygunluğunu analiz eder. Kaynak erişimindeki değişkenlikler ve maliyet dalgalanmalarını dikkate alarak en uygun sistem tasarımını belirler. Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından geliştirilen HOMER, hibrit sistemlerin ekonomik, güvenilirlik ve hassasiyet analizinde kullanılır. Yenilenebilir hibrit sistemleri inceleyerek maliyet ve teknik parametreler açısından karşılaştırma yapmaya yardımcı olur. HOMER ile analiz yapmak için modele teknoloji

seçenekleri, bileşen maliyetleri ve kaynak kullanılabilirliği tanımlanmaktadır. Yazılım, bu girdilerle farklı sistem yapılandırmalarını simüle eder ve net mevcut maliyet temelinde en uygun çözümleri sıralar. Sonuçlar, tablo ve grafiklerle görselleştirilerek rapor ve sunumlarda kullanılabilir.

Farklı sistem yapılandırmalarının maliyet etkinliği, kaynak kullanılabilirliği ve ekonomik koşullardaki değişimlerden etkilenmektedir. Bu etkileri analiz etmek için model, hassasiyet analizlerinde kullanılabilir. Hassasiyet analizi yaparak, sistemin kaynak değişkenliği ve ekonomik koşullardan nasıl etkilendiği incelenebilir. Bunun için HOMER’a belirli hassasiyet değerleri tanımlanır ve her sistem yapılandırması bu koşullara göre simüle edilir. Bu analizler, en etkili faktörleri belirlemeye ve enerji planlaması ile politika geliştirme süreçlerini desteklemeye olanak tanır. HOMER programının nasıl çalıştığına bakılacak olursa:

Simülasyon Süreci: HOMER, enerji sistemlerini analiz etmek için yılın her zaman adımında detaylı enerji dengesi hesaplamaları yapar. Her bir adımda, sistemin elektrik ve ısı taleplerini mevcut üretimle karşılaştırır. Aynı zamanda, her bileşenin enerji giriş ve çıkışlarını belirleyerek enerji akışlarını optimize eder. Batarya ve jeneratör gibi depolama veya üretim bileşenleri içeren sistemlerde, HOMER jeneratörlerin çalışma durumunu ve bataryaların şarj veya deşarj edilmesi gerekip gerekmediğini belirler. Bu süreç, sistem bileşenlerinin uyum içinde çalışmasını sağlar. Kullanıcı tarafından tanımlanan her sistem yapılandırması için simülasyon gerçekleştirilir. HOMER, her yapılandırmanın belirlenen koşullarda uygulanabilir olup olmadığını değerlendirir. Uygulanabilirlik, sistemin elektrik talebini karşılayıp karşılayamayacağına bağlıdır. Bunun yanı sıra, sistemin toplam maliyetini tahmin eder. Bu tahminler; sermaye maliyetleri, yenileme masrafları, işletme ve bakım giderleri, yakıt tüketim maliyetleri ve faiz oranları gibi ekonomik unsurları içerir (Lambert et al., 2006; HOMER Energy, 2021).

Optimizasyon Süreci: HOMER, enerji sistemlerini optimize etmek için iki temel algoritma kullanır. İlk algoritma olan şebeke arama yöntemi, belirlenen arama alanındaki tüm olası sistem yapılandırmalarını simüle eder ve analiz eder. Bu yöntem kapsamlı bir optimizasyon sağlasa da büyük veri kümeleriyle çalışırken zaman alıcı olabilir. İkinci yöntem olan HOMER Optimizer, en düşük maliyetli sistem yapılandırmasını belirlemek için türevsiz bir optimizasyon algoritması kullanır. Bu algoritma, daha az işlemle hızlı ve etkili sonuçlar üretir. Optimizasyon süreci sonunda, sistem yapılandırmaları net mevcut maliyet (yaşam döngüsü maliyeti) temelinde sıralanır ve ekonomik açıdan en uygun seçenekler kullanıcıya sunulur (HOMER Energy, 2021).

Duyarlılık Analizi: HOMER, sistem performansının değişen koşullara nasıl tepki verdiğini değerlendirmek için duyarlılık analizleri gerçekleştirir. Bu süreçte, kullanıcı belirli değişkenleri (örneğin, yakıt fiyatları, rüzgâr hızı, güneş radyasyonu veya enerji talebi) modele girdi olarak tanımlar. HOMER, her duyarlılık değişkeni için optimizasyon sürecini yeniden çalıştırarak sistem yapılandırmalarını farklı senaryolar altında simüle eder. Duyarlılık analizinin sonuçları, enerji sisteminin tasarımını ve işletmesini etkileyen en önemli faktörleri belirlemeye yardımcı olur. Bu analizler, enerji politikalarının oluşturulması ve sistem tasarımında kritik bir rol oynar (Connolly et al., 2010; Lambert et al., 2006).

HOMER, hem yenilenebilir hem de geleneksel enerji teknolojilerini modelleyerek hibrit enerji sistemlerinin tasarımı ve uygulanması için kapsamlı bir çerçeve sunmaktadır. Bu özellikleriyle HOMER, enerji üretim projelerinin tasarımında mühendisler, araştırmacılar ve karar vericiler için kritik bir araç haline gelmektedir.

Çizelge 4.2. Modelleme yapılabilen enerji kaynakları, depolama seçenekleri ve yük türleri (HOMER, 2016)

HOMER'daki Güç Kaynakları	HOMER'de Depolama	HOMER'daki Yükler
PV	Volanlar	HOMER Hızlı Yük Yapıcı ve yerleşik profiller ile hızlı başlangıç
Rüzgâr Türbini	Özelleştirilebilir Bataryalar	Mevsimsel değişimle birlikte günlük profiller
Jeneratör (dizel, doğalgaz, biyogaz...)	Akış Bataryaları	Esnek yükler (deferrable): su pompalama, soğutma
Elektrik Şebekesi	Hidrojen	Termal yükler: mekan ısıtma, mahsul kurutma
Geleneksel Hidroelektrik		
Akarsu tipi Hidroelektrik		
Biyokütle Enerjisi		
Mikrotürbin		
Yakıt Hücresi		

HOMER Pro'ya ek işlevler kazandıran çeşitli eklenti modülleri bulunmaktadır. Ayrıca, yeni modüller geliştirildikçe sisteme eklenmeye devam edecektir. Çizelge 4.3'te, şu anda mevcut olan eklenti modülleri listelenmiştir.

Çizelge 4.3. HOMER’de kullanılabilir modüller (HOMER,2016)

Modül	Özellikleri
Biyokütle	Biyokütle kaynağı, biyogaz yakıtı, biyogaz ve birlikte yakılan jeneratör.
Hidro	Hidro bileşeni ve hidro kaynağı.
Kombine Isı ve Güç	Termal yük, kazan, termal yük kontrolörü ve jeneratör ısı geri kazanım oranı.
Gelişmiş Yük	Ek elektrik yükü ve ertelenebilir yük.
Gelişmiş Şebeke	Gerçek zamanlı fiyatlandırma, kullanım zamanına göre fiyatlandırma (HOMER’da programlı tarifeler olarak adlandırılır), şebeke uzatma modelleri ve talep ücretleri.
Hidrojen	Reformör, elektrolizör, hidrojen tankı ve yakıt hücresi (depolanmış hidrojenle çalışan jeneratör) bileşenlerini içerir, ayrıca hidrojen yükünü de kapsar.
Gelişmiş Depolama	Oran bağımlı kayıplar, kapasiteye sıcaklık etkileri, çevrim kaynaklı bozulmalar ve sıcaklık etkileri gibi faktörleri içeren Gelişmiş Kinetik Batarya Modeli’ni devreye alır. Batarya bozulma etkileri en iyi Çok Yıllık Modül ile modellenir.

4.4.2. HOMER bileşenleri

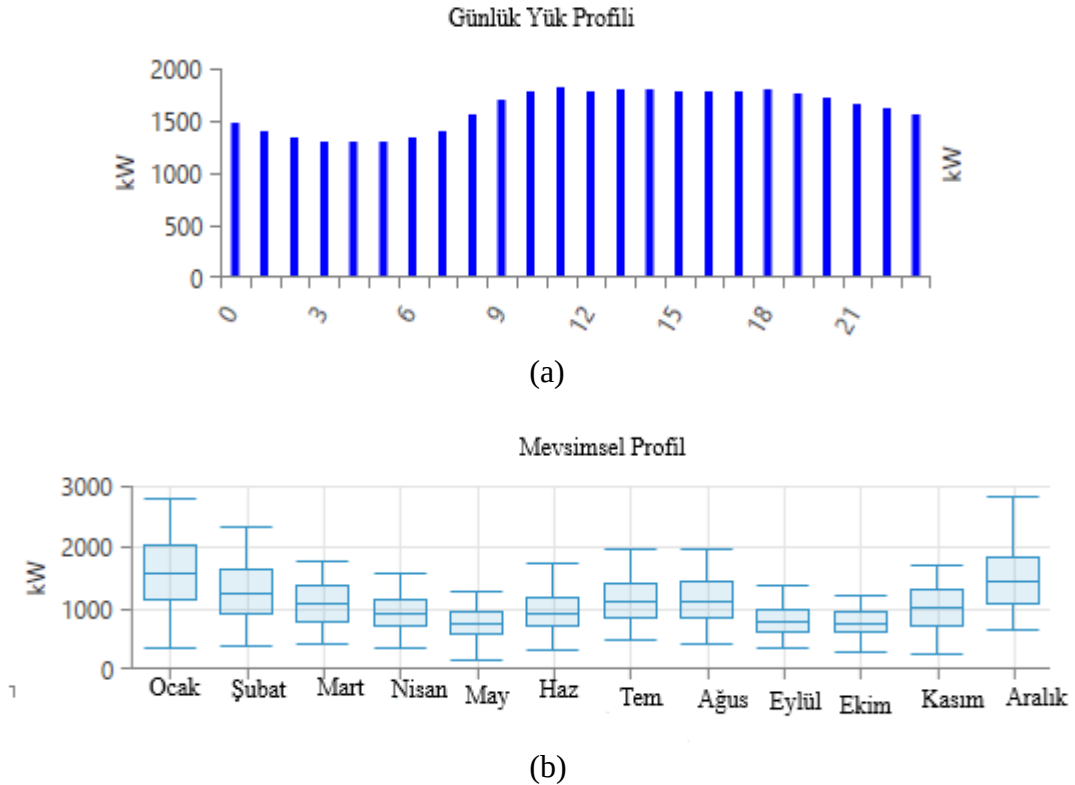
HOMER yazılımında kullanılan bileşenler, Batman Barajı yakınında bulunan Silvan ilçesinin belirlenen bölgesinde şebekeden bağımsız olarak enerji ihtiyacını karşılamak üzere belirlenmiştir. Bu kapsamda, bölgenin yük profili oluşturularak güneş, rüzgâr ve jeneratör kapasite değerleri optimize edilmiştir. Batarya için MATLAB’de belirlenen enerji değeri temel alınarak gerekli hesaplamalar yapılmıştır. Sistemin verimli çalışmasını sağlamak amacıyla, bataryanın enerji dönüşümü ve depolanması için bir dönüştürücü kullanılmıştır. Sistemde, bataryanın enerji dönüşümü ve depolanmasının yanı sıra, fotovoltaik (PV) panellerin ürettiği doğru akım (DA) elektriğin alternatif akıma (AC) çevrilerek sisteme entegrasyonu için tek bir dönüştürücü kullanılmıştır.

4.4.2.1. Yük profili

HOMER, elektrik yükü profillerini tanımlamak için dört farklı yöntem sunar. Kullanıcılar, ihtiyaçlarına uygun bir şekilde sistem yüklerini modellemek için bu yöntemlerden birini seçebilir. Bunlardan biri, mevcut bir yük profiline dayalı olarak sentetik bir yük oluşturma yöntemidir. Bu yöntem hızlı bir şekilde gerçekçi bir yük profili oluşturmanın etkili bir yoludur. Kullanıcılar, yıllık yük değişimlerini döngüsel bir şekilde temsil etmek istiyorsa, zirve ayı "Ocak" veya "Temmuz" olarak belirleyebilir. Alternatif olarak "Hiçbiri" seçeneği tercih edildiğinde, yalnızca rastgele değişimlerle tekdüze bir yıllık profil elde edilir.

HOMER, ayrıca çeşitli kullanım durumlarına uygun önceden tanımlanmış bir kaç yük profili sunar. Bu hazır şablonlar şu kategorilere ayrılmıştır: Konut, Ticari, Endüstriyel, Topluluk ve Boş. Boş şablon, kullanıcının sıfırdan bir yük profili oluşturması için bir başlangıç noktası sağlar. Bu kategoriler için varsayılan günlük enerji tüketimi değerleri sırasıyla 11,35 kWh/gün (Konut), 2620 kWh/gün (Ticari), 24.000 kWh/gün (Endüstriyel) ve 170 kWh/gün (Topluluk) olarak belirlenmiştir.

Kullanıcılar, "Ölçeklendirilmiş Yıllık Ortalama (kWh/gün)" parametresini değiştirerek bu yük profillerini kolayca özelleştirebilir ve uygulamalarının ihtiyaçlarına uygun hale getirebilir. Bu özellik, kullanıcıların sistem tasarımında daha esnek bir şekilde farklı senaryoları değerlendirmesine olanak tanır. Tez çalışmasında ise, yük profili oluşturulurken Diyarbakır ilinin saatlik tüketim verilerinden yararlanarak Silvan ilçesi küçük sanayi bölgesi, Topluluk profili için seçilmiştir. Pik ay olarak Ocak ayı olarak belirlenmiştir. Şekil 4.6'da saatlik tüketim verilerini girdiğimizde elde ettiğimiz günlük ve mevsimlik yük profili gösterilmiştir.



Şekil 4.6. Belirlenen bölgenin günlük ve mevsimlik yük profili

Silvan ilçesinin belirlenen bölgesinde yılda 9283935,6 kWh enerji tüketimi olmaktadır. Yıl ortalamasını kWh/gün cinsinden dönüşümü yapıldığında 25435,44

kWh/gün olarak hesaplanır. Bu yük, profilimizin temel değeridir. HOMER, temel veri setindeki her bir değeri belirli bir ortak faktörle çarparak ölçeklendirilmiş veri oluşturur. Bu işlem, veri setinin yıllık ortalamasının kullanıcı tarafından belirlenen "Scaled Annual Average" değerine eşitlemek için gerçekleştirilir. Ölçeklendirme, gerçek veri seti ile simülasyon verileri arasında tutarlılık sağlamak ve kullanıcı tarafından tanımlanan yıllık ortalama üzerinden doğru hesaplamalar yapmak amacıyla uygulanır. Özellikle eksik veya düzensiz veri setleriyle çalışıldığında, simülasyon doğruluğunu artırmak için önemli bir yöntemdir. Çizelge 4.4'te 1387 kW pik yük profilinde günlük 12500 kWh/gün değerinde ölçeklendirilmiş verisi gösterilmektedir.

Çizelge 4.4. Yük profili değerleri

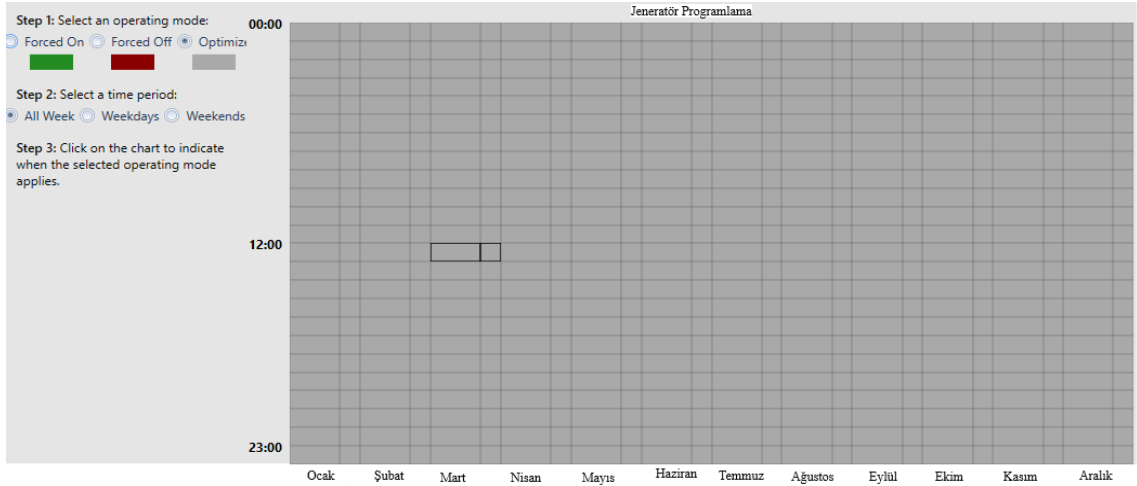
Ölçüt	Referans Noktası	Ölçeklendirilmiş Değer
Ortalama (kWh/gün)	25435	12500
Ortalama (kW)	1059,8	520,83
Pik yük(kW)	2823,6	1387,6
Yük faktörü	0,38	0,38

4.4.2.2. Jeneratörler

Bir enerji sisteminde kritik bir bileşen olarak maliyet, boyutlandırma ve performans parametreleri açısından dikkatlice değerlendirilmelidir. HOMER yazılımındaki jeneratör penceresi, bu değerlendirmelerin yapılmasını sağlayan detaylı bir arayüz sunmaktadır. Bu pencerede, jeneratörlerin maliyet ve boyutlandırma özelliklerini girebilir ve çeşitli ayarlamalar yapılabilir. Jeneratör penceresi aynı zamanda şu alt sekmelere erişim sağlamaktadır (HOMER, 2016):

- *Yakıt Kaynağı:* Yakıt maliyetlerini ayarlama, yakıt türünü belirleme ve maksimum yakıt tüketimi sınırını tanımlama işlemleri yapılmaktadır.
- *Yakıt Eğrisi:* Jeneratörün yakıt tüketimi ile ilgili parametreleri ayarlama imkanı sunmaktadır ve bu, jeneratörün verimliliğini optimize etmede kritik rol oynamaktadır
- *Emisyonlar:* Jeneratörün çevresel etkilerini değerlendirmek amacıyla emisyon faktörleri belirlenir.

- *Bakım:* Jeneratörün bakım maliyetlerini ve planlı ya da plan dışı duruş sürelerini ayarlama seçenekleri sunmaktadır.
- *Programlama:* Jeneratörün çalışma modlarını belirlemek için ayarlar yapılabilir. Örneğin, jeneratörün HOMER yazılımına göre zorla açılması, kapatılması veya varsayılan olarak optimize edilmesi gibi seçenekler mevcuttur.



Şekil 4.7. Jeneratör programlama ekranı (HOMER Energy, 2021)

Jeneratör programlama ekranında jeneratörün devrede olacağı saatleri hangi aylarda çalışsın için Forced on seçilir. Ekranda ona göre sürükleme yapılarak yeşille renklenerek programlanır. Çalışmasını istemediğin hafta sonu durumu için mesela hafta sonu seçeneği tıklanır. Forced Off seçilir. Ekranda sürekleme yapılarak kırmızı renkte boyanarak ayarlanmış olur. Tamamen HOMER kendi optimizasyonuna bırakıldığında gri olarak ekrana yansır. Çalışma da HOMER programına bırakıldığı için özel ayarlama yapılmamıştır.

Varsayılan olarak, HOMER yazılımına jeneratör bileşeni eklendiğinde, yalnızca jeneratör içeren sistemler dikkate alınır. Ancak, hem jeneratörlü hem de jeneratörsüz sistemlerin karşılaştırmalı analizini yapmak için arama alanına sıfır değeri eklenmelidir. Bu sayede, jeneratörsüz sistemler de simülasyona dahil edilebilir.

Sistem tasarımında, jeneratörün sistemin tepe yüklerini karşılayacak kapasitede olması gerekmektedir. HOMER, jeneratör boyutunu belirlerken maksimum yıllık kapasite eksikliği kısıtlamalarını göz önünde bulundurur ve bu kısıtları sağlayan uygun jeneratör kapasitesini seçer.

Bu optimizasyon süreci, jeneratörün teknik ve ekonomik açıdan en verimli şekilde entegre edilmesini sağlar. Kurulum, yenileme ve işletme maliyetleri, benzer ölçekli projeler ile piyasa analizleri temel alınarak belirlenmiştir. Ayrıca, bakım ve yenileme maliyetleri ekipman ömrü ve üretici verileri dikkate alınarak hesaplanmıştır.

Bu çalışma için dizel jeneratör, yükü karşılamak için bir seçenek olarak kullanılmaktadır. 1350 kW jeneratör, tepe yükleri veya açıkları karşılayabilir. Dizel motorlar için teknik minimum yük oranı %30 olarak ayarlanmıştır. Dizel fiyatı litre başına 1.5 \$ olarak belirlenmiştir. Jeneratör, sisteme yedek güç ve denge sağlamak için sistemde kullanılmaya devam edilmiştir.

Fosil yakıt bazlı enerji üretim teknolojilerinin karbon emisyonları dikkate alınmıştır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2023 verilerine göre, fosil yakıt bazlı santrallerin spesifik karbon emisyonları şu şekildedir: kömür santralleri için 0.95 kg CO₂/kWh, fuel-oil santralleri için 0.85 kg CO₂/kWh ve doğal gaz santralleri için 0.50 kg CO₂/kWh (IEA, 2023). Bu değerler, çalışma kapsamında kullanılan dizel jeneratörün çevresel etkilerini karşılaştırmalı olarak değerlendirmek amacıyla referans alınmıştır. Bu bilgiler doğrultusunda HOMER'de belirlenen maliyet tablosu aşağıda verilmiştir.

Çizelge 4.5. Jeneratör parametreleri (IRENA,2023)

Minumum yük oranı (%)	30
Dizel yakıt fiyatı (\$/L)	1,5
Kurulum Maliyeti (\$)	675000
Yenileme Maliyeti (\$)	337500
İşletme ve Bakım Maliyeti (\$/yıl)	33,75
Yaşam Süresi (Saatlik)	15000

HOMER yazılımı, hibrit enerji sistemlerinin optimizasyonunda çeşitli jeneratör kontrol stratejileri kullanarak enerji yönetimini iyileştirmektedir. Bu stratejiler arasında en sık tercih edilen yöntemler load following (LF) ve cycle charging (CC) stratejileridir. Her iki strateji de jeneratörlerin çalışma sürelerini ve enerji dağılımını yöneterek yakıt tüketimi, batarya performansı ve sistem verimliliği üzerinde önemli bir rol oynamaktadır (HOMER Energy, 2023).

LF stratejisinde jeneratör, yalnızca anlık elektrik ihtiyacını karşılamak amacıyla çalıştırılır ve gereğinden fazla enerji üretimi yapılmaz. Öncelikli olarak yenilenebilir enerji kaynakları kullanılır. Bu kaynakların yetersiz olduğu durumlarda ise jeneratör

devreye girerek eksik enerjiyi sağlar. Bu yöntemde bataryalar doğrudan jeneratör tarafından şarj edilmez, yalnızca yenilenebilir kaynaklardan gelen fazla enerji ile dolur (UL Renewables, 2022).

LF stratejisi, jeneratörün çalışma süresini ve yakıt tüketimini en aza indirerek enerji verimliliğini artırmaktadır. Aynı zamanda yenilenebilir enerji kaynaklarının maksimum düzeyde kullanılmasını teşvik ederek çevresel sürdürülebilirliği desteklemektedir. Bu strateji, batarya ömrünü uzatarak gereksiz şarj ve deşarj döngülerinin önüne geçer. Ancak, yenilenebilir enerji üretiminin düşük olduğu dönemlerde bataryaların hızla tükenmesi riski bulunmaktadır. Batarya şarjının büyük ölçüde yenilenebilir enerjiye bağımlı olması, sistem güvenilirliğinde dalgalanmalara sebep olabilir (HOMER Energy, 2023).

CC stratejisi, jeneratörün yalnızca yükü karşılamakla kalmayıp bataryalar tamamen şarj edilene kadar çalışmaya devam etmesini esas alır. Bu strateji, jeneratör tarafından üretilen fazla enerjinin bataryalara yönlendirilmesini sağlayarak bataryaların yüksek doluluk seviyesinde tutulmasına katkıda bulunur (HOMER Energy, 2023).

Bataryaların sürekli olarak yüksek şarj seviyesinde tutulması, sistemin genel güvenilirliğini artırmaktadır. Ayrıca, jeneratörün tam kapasiteye yakın çalışması sayesinde yakıt verimliliği sağlanarak enerji yönetimi daha etkin hale gelir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının yetersiz olduğu durumlarda ise bu strateji, kesintisiz güç arzı açısından önemli bir rol üstlenmektedir. Bununla birlikte, jeneratörün uzun süre çalışması yakıt tüketimini artırarak işletme maliyetlerinin yükselmesine yol açabilir. Ayrıca bataryaların hızlı şarj olması durumunda, jeneratörün gereksiz yere çalıştırılması enerji israfına neden olabilir. Bu nedenle, CC stratejisi, özellikle kesintisiz enerji arzının kritik önem taşıdığı ve bataryaların sürekli yüksek doluluk seviyesinde tutulmasının gerekli olduğu sistemler için tercih edilmektedir (UL Renewables, 2022).

4.4.2.3. Fotovoltaik paneller (PV)

PV sistemler, güneş enerjisinin elektrik enerjisine dönüştürülmesinde kritik bir rol oynamaktadır. Güneş enerjisi sistemleri, HOMER'de PV bileşeni olarak modellenir ve güneş panellerinin elektrik üretimi çeşitli parametrelere dayanarak hesaplanır.

HOMER, PV panellerinin güç çıkışını aşağıdaki temel denklemle hesaplanmaktadır (HOMER Energy, 2023):

$$P_{PV} = A \times \eta_{PV} \times G_T \quad (4.26)$$

Burada;

P_{PV} : PV panelinin ürettiği güç (kW),

A: PV panelinin yüzey alanı (m²),

η_{PV} : PV panelinin verimliliği (%),

G_T : Toplam güneş ışınlamı (kW/m²) ifade etmektedir.

HOMER yazılımında PV penceresi, bir PV sisteminin maliyet, performans ve yönelim özelliklerini tanımlama ve sistem optimizasyonu sırasında değerlendirilecek kapasite seçeneklerini belirleme imkanı sunar. Ayrıca PV bileşeni, aşağıda açıklanan ek özellikleri yapılandırmak için çeşitli sekmeler sunmaktadır:

- *Sıcaklık*: PV panellerinin verimliliği ortam sıcaklığına bağlı olarak değişmektedir. HOMER, panel sıcaklığının güç üretimine etkisini şu denklemle hesaplamaktadır:

$$P_{PV} = P_{STC} \times (1 - \beta(T_{hücre} - 25)) \quad (4.27)$$

Burada;

P_{STC} : Standart test koşullarında PV panelin nominal gücü (kW)

β : Sıcaklık katsayısı (%/°C)

$T_{hücre}$: Panel hücre sıcaklığı (°C) olarak ifade edilmektedir.

HOMER, PV panellerinin çalışma sıcaklığını tahmin ederken ortam sıcaklığı ve güneş ışınlamı verilerini dikkate alır. PV sistemine ilişkin maliyet analizini üç ana bileşen üzerinden değerlendirir:

- *Sermaye maliyeti*: PV sisteminin ilk satın alma maliyetidir ve paneller, montaj donanımı, izleme sistemleri, kablolama ve kurulum gibi bileşenleri kapsamaktadır.
- *Değiştirme maliyeti*: PV sisteminin kullanım ömrü sona erdiğinde yapılacak yenileme veya değiştirme maliyetidir.
- *İşletme ve bakım (O&M) maliyeti*: PV sisteminin yıllık operasyonel giderlerini temsil etmektedir.

Kurulum, yenileme ve işletme maliyetleri, benzer ölçekli güneş enerjisi projelerinin maliyet analizleri ve güncel piyasa araştırmaları temel alınarak belirlenmiştir.

Fotovoltaik paneller ve bileşenlerin birim maliyetleri, çeşitli tedarikçilerden alınan tekliflerle karşılaştırılmıştır. Bakım ve yenileme maliyetleri, panel ömürleri ve üretici verileri dikkate alınarak hesaplanmıştır. Çizelge 4.6'da PV panelleri için kW başına maliyet girdileri verilmiştir.

Çizelge 4.6. Güneş modülü parametreleri (IRENA,2023)

Model Parametreleri	Değerler
Tipi	Generic flat plate PV
Kurulum Maliyeti	1500 \$
Yenileme Maliyeti	1000 \$
İşletme ve Bakım Maliyeti	20\$/yıl
Ömrü	25 yıl

PV modülü boyutunu belirlerken eğer güneş sisteminin de olmadığı durumlarda gözlemlenmesi isteniyorsa 0'dan başlanarak kapasite değeri tanımlanmaktadır. Tasarlanan sistemde PV kapasitesi 1500 kW olarak belirlenmiştir. Bu değer, yük profili ve batarya kapasitesi göz önünde bulundurularak seçilmiştir. HOMER programında güneş kapasitesi gereğinden fazla artırıldığında, program batarya adedini otomatik olarak artırmaktadır. Ancak, pompaj depolama sistemleri, geleneksel bataryalar gibi paralel bağlanarak birden fazla kullanılabilen sistemler değildir. Bu nedenle, modelin daha gerçekçi olması için tek bir batarya olarak yapılandırılması gerekmektedir. Çizelge 4.7'de PV değişkenleri ve açıklamalarına yer verilmektedir.

Çizelge 4.7. PV değişkenleri ve açıklamaları (HOMER,2016)

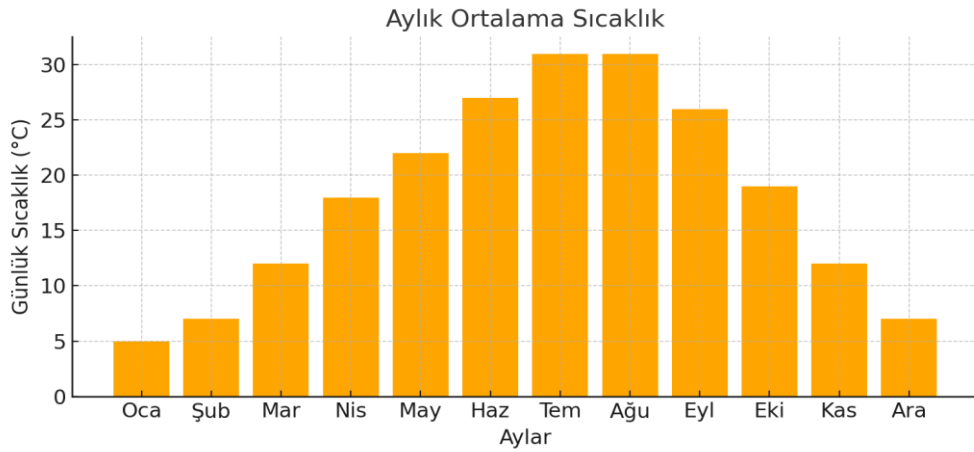
Değişken	Açıklama
Ömrü	PV panellerinin, maliyet tablosunda belirtilen değiştirme maliyetine göre kaç yıl sonra değiştirilmesi gerektiğini ifade eder.
Düşüş Faktörü	PV dizisinin güç çıktısına uygulanan ve gerçek dünyadaki işletim koşullarında, derecelendirildiği koşullara kıyasla azalan çıktıyı hesaplayan bir ölçeklendirme faktörüdür.

Çalışmada, PV panellerinin ömrü 25 yıl ve düşüş faktörü %80 olarak alınmıştır. Çalışma bölgesi olarak Diyarbakır'ın Silvan ilçesi seçilmiştir ve koordinatlar 38°9.7', 41°10.6' olarak belirlenmiştir. Şekil 4.8'de kurulacak hibrit sistemin konumu gösterilmiştir.



Şekil 4.8. Batman Silvan ilçesini besleyecek hibrit sistemin konumu (HOMER Energy,2021)

HOMER’da kullanılan meteorolojik veriler ‘NASA "Yüzey Meteorolojisi ve Güneş Enerjisi" veri tabanından elde edilmiştir. Buradan elde edilen solar ışıma ve hava sıcaklığı değerleri için 22 yıllık verilerin ortalaması alınmaktadır. Bölgenin aylık sıcaklık ortalaması Şekil 4.9’da gösterilmiştir.



Şekil 4.9. Güneş enerjisi sıcaklık değerleri aylık ortalamaları

Çizelge 4.8’de görüldüğü gibi sıcaklığın en yüksek olduğu ay Temmuz ayı ve 30,78 °C, en düşük olduğu ay da 1,57 °C ile Ocak ayı olarak belirlenmiştir (HOMER Energy, 2021).

Çizelge 4.8. Güneş enerjisi aylık ortalama sıcaklık verileri

Ay	Sıcaklık (°C)
Ocak	1,570
Şubat	2,950
Mart	7,520
Nisan	13,380
Mayıs	19,310
Haziran	25,950
Temmuz	30,780
Ağustos	30,140
Eylül	24,920
Ekim	17,830
Kasım	9,380
Aralık	3,350

Bölgenin yıllık ortalama günlük solar enerji potansiyeli Şekil 4.10’da görüldüğü gibi 4,66 kWh/m²/gün olarak belirlenmiştir. Maksimum radyasyon seviyeleri yaz aylarında gerçekleşmektedir. Dolayısıyla bu durum, çalışma alanında büyük miktarda PV gücün elde edilebileceğini ortaya koymaktadır.



Şekil 4.10. Aylık ortalama solar radyasyon (kWh/m²/gün) profili (HOMER Energy, 2021)

Çizelge 4.9’da güneş enerjisi aylık ortalama radyasyon verileri görülmektedir. Diyarbakır ilinin Silvan ilçesinde en yüksek aylık ortalama ışıınım değeri Haziran ayında 7,80 kWh/m²/gün, en düşük aylık ortalama ışıınım değeri Aralık ayında 1,80 kWh/m²/gün olarak belirlenmiştir (HOMER Energy,2021).

Çizelge 4.9. Güneş enerjisi aylık ortalama radyasyon verileri

Ay	Netlik İndeksi	Günlük Radyasyon (kWh/m ² /gün)
Ocak	0,442	2,010
Şubat	0,468	2,770
Mart	0,483	3,790
Nisan	0,508	4,950
Mayıs	0,569	6,290
Haziran	0,674	7,800
Temmuz	0,686	7,750
Ağustos	0,682	6,960
Eylül	0,666	5,650
Ekim	0,572	3,710
Kasım	0,509	2,470
Aralık	0,436	1,800

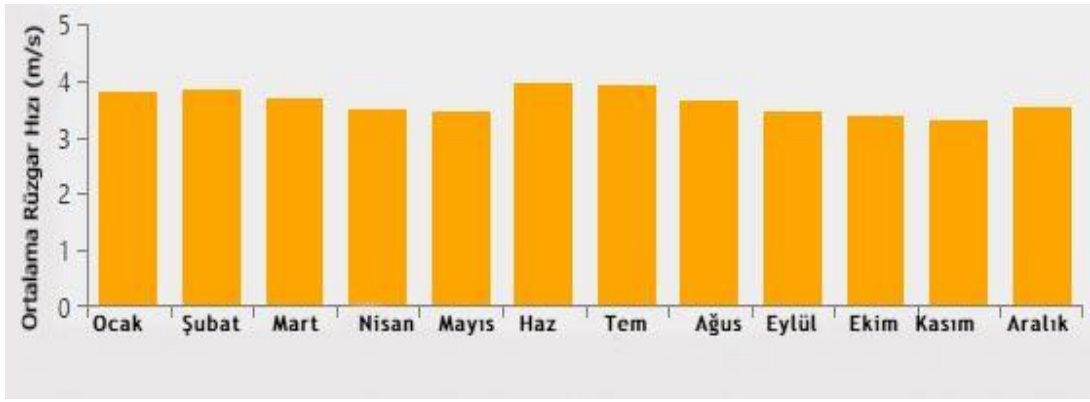
4.4.2.4. Rüzgâr türbini

Yeryüzüne gelen güneş enerjisinin %2'si rüzgâr enerjisine dönüştürülebilir. Ekonomik bir rüzgâr enerjisi santrali (RES) yatırımı için 50 m yükseklikte en az 7,5 m/s rüzgâr hızına ihtiyaç duyulmaktadır. Mevcut verilere göre Batman ili, 7,92 MW'lık rüzgâr enerjisi potansiyeline sahiptir. Ekonomik RES yatırımı için %35 veya üzeri kapasite faktörü gerekmektedir. Batman ili, rüzgâr hızı ve kapasite faktörü açısından değerlendirildiğinde rüzgâr enerjisi yatırımları için elverişli olmadığı görülmektedir.

Çalışma bölgesi olarak belirlenen Batman Barajı'nın 5 km'lik çevresinde, ikinci rezervuar olarak Diyarbakır ili Silvan ilçesine yakın bir tepe seçilmiştir. Silvan'da yıllık ortalama rüzgâr hızı 2,5 m/s ile 3,7 m/s arasında değişmektedir. Bu nedenle, büyük ölçekli rüzgâr türbinlerinin kurulumu için uygun değildir. Ancak, düşük rüzgâr hızlarına sahip bölgeler için optimize edilmiş, nominal güce göre daha büyük rotor çaplarına sahip türbinler değerlendirilebilir. Ortalama 3,5 m/s rüzgâr hızında, türbinin çıkışı nominal kapasitesinin yaklaşık %10-15'i olacak ve bu da 80-120 kW arasında bir üretime denk gelecektir. Bölgenin ortalama rüzgâr hızına bağlı olarak, farklı türbin boyutları ve gövde yüksekliklerine sahip yapılandırmalar üzerinde hassasiyet analizi yapılabilir. Bu koşullarda, kapasite faktörünün bölgeye özgü rüzgâr hızı dağılımı ve türbülansa bağlı olarak %10-15 arasında değişmesi beklenmektedir (Robert & Mosey, 2013; Rehman et. al., 2017).

Enercon E-53 rüzgâr türbininin temel özelliklerine bakıldığında, devreye girme rüzgâr hızı 3 m/s, nominal rüzgâr hızı ise 12 m/s olup, maksimum çıktıya bu hızda ulaşmaktadır. 2.198 m² süpürme alanına sahip rotor çapı 52,9 m'dir ve göbek yüksekliği

50 m, 60 m veya 73 m olarak seçilebilmektedir (Anonim, 2024). Bölgedeki düşük rüzgâr potansiyeli nedeniyle, seçilecek türbinin verimliliği büyük ölçüde rüzgâr hızına ve göbek yüksekliğine bağlıdır. Enercon E-53 türbininin teknik özellikleri göz önüne alındığında, düşük rüzgâr hızlarında nominal güce ulaşma potansiyeli sınırlıdır. Ancak, göbek yüksekliğinin artırılması, rüzgâr hızını yükselterek türbinin enerji üretimini optimize edebilir. Bu nedenle, en uygun senaryo olarak 73 m yüksekliğin tercih edilmesi önerilmektedir. Çalışma bölgesi olarak seçilen Diyarbakır Silvan ilçesindeki 38°9.7', 41°10.6' koordinatlarındaki ortalama rüzgâr hızı verileri, Şekil 4.11'de gösterilmiştir (HOMER Energy,2021).



Şekil 4.11. Ortalama rüzgâr hızı grafiği (m/s)

Çizelge 4.10'da ortalama rüzgâr hızı değerleri gösterilmektedir. En yüksek rüzgâr hızı 3,960 m/s hız ile Haziran ayında almaktadır. Yıllık ortalama rüzgâr hızı 3,62 m/s'dir.

Çizelge 4.10. Ortalama rüzgâr hızı değerleri

Ay	Ortalama Rüzgâr Hızı (m/s)
Ocak	3,810
Şubat	3,820
Mart	3,670
Nisan	3,480
Mayıs	3,440
Haziran	3,960
Temmuz	3,920
Ağustos	3,650
Eylül	3,460
Ekim	3,370
Kasım	3,300
Aralık	3,520

HOMER yazılımı, bölgenin rüzgâr hızı verileri ve türbin özellikleri doğrultusunda rüzgâr gücü üretim hesaplamalarını gerçekleştirmektedir. Bu nedenle, manuel hesaplama yerine HOMER simülasyon çıktıları esas alınarak değerlendirme yapılmıştır.

Rüzgâr türbinine ait kurulum, yenileme ve işletme maliyetleri, benzer ölçekli projelerin maliyet analizleri ve güncel piyasa araştırmaları doğrultusunda belirlenmiştir. Bu süreçte, farklı tedarikçilerden alınan fiyat teklifleri karşılaştırılarak en uygun maliyet tahminleri yapılmıştır.

Çizelge 4.11’de rüzgâr türbinini maliyet girdileri verilmektedir. Kurulum maliyeti 1 kW kapasitede 1687,5 \$, yer değiştirme maliyeti sermaye maliyetinin %30’u alınarak belirlenmiştir. İşletme ve bakım maliyeti ise kurulum maliyetinin %2’si olarak alınmıştır.

Çizelge 4.11. Rüzgâr türbini modülü parametreleri

Model Parametreleri	Değerler
Tipi	Enercon E-53 (800 kW)
Kurulum Maliyeti	1350000 \$
Yer değiştirme Maliyeti	1050000 \$
İşletme ve Bakım Maliyeti	27500\$/yıl
Ömrü	20 yıl

4.4.2.5. PH 245 Pompaj hidro batarya

Hibrit yenilenebilir enerji sistemleri için vazgeçilmez olan piller, üretimin en yüksek olduğu sırada fazla enerjiyi depolayarak ve yenilenebilir üretimin yetersiz olduğu dönemlerde bunu sağlayarak ağ istikrarını artırır. PHD tesisleri HOMER’de bir akü bankası ve bir dönüştürücünün birleşimi olarak modellenenebilir. Projede, HOMER’e entegre edilmiş 245 kWh kapasiteli pompaj hidro batarya kullanılmaktadır. 245 kWh Pumped Hydro bataryayı, kütüphane ayarlarında ikinci rezervuarın belirlendiği rezervuar kapasitesi 25000 m³, yüksekliği 112,5 m olan rezervuarın türbin verimliliği %85 ve deşarj süresi de 5 saate göre ayarlanmıştır. Hidroelektrik rezervuarları enerjiyi depolayabilir ve talep üzerine sağlayabilir. Bu benzetme kullanıcının rezervuarı modellemek için HOMER’de eşdeğer bir pil oluşturmaya olanak tanır. Yazılım, pil özelliklerinin tüm ömrü boyunca sabit kaldığını düşünür. Canales ve Beluco’ya (2014) göre, aşağıdaki

denklem, bir rezervuarın aktif hacminde (m^3 cinsinden) toplam depolanan enerjiyi 'yi E_s 'yi kWsa cinsinden açıklar:

$$E_s = 9.81 \eta \rho H x \frac{V}{3600} \quad (4.28)$$

E_s = kWsa de depolanan toplam enerji yi, η = enerji dönüşüm verimliliğini, H = etkin yüksekliği $V = m^3$ de rezervuar hacmini ifade etmektedir. E_s değeri, 5 saat deşarj için 1299 kW gücü için,

$E_s = P x h = 1299 \times 5 = 6495$ kWsa olarak belirlenmiştir.

Rezervuarın aktif depolama hacmiyle orantılı bir C_B değeri bulmak ve eşdeğer akü için bir referans gerilimi seçilir. Burada referans gerilimimiz 240 V olarak belirlenmiştir.

$$E_s = \frac{V x C_B}{1000} \quad (4.29)$$

C_B = nominal kapasiteyi (Ah) ifade etmektedir

Bu formüle göre C_B değeri 27083.33 Ah olarak belirlenmiştir.

$$P_{bat} = \frac{V x I}{1000} \quad (4.30)$$

P_{bat} ;bataryanın gücünü, V ; seçilen batarya gerilimini ve I ; maksimum şarj akımını göstermektedir. Verilen formül yerine konularak işlem yapıldığında ise maksimum şarj akımı 5412.5 A olarak bulunmuştur.

Literatürde pompajlı hidroelektrik sistemlerde verimlilik genellikle %70-85 aralığında rapor edilmektedir (Rehman et al., 2015). Ancak, gelişmiş sistem tasarımları, ideal koşullar ve ileri teknoloji ekipman kullanımı ile bu değer %90-95 seviyelerine ulaşabildiği belirtilmiştir (Ünver vd., 2015). Bu çalışmada, HOMER yazılımı ile yapılan benzetimde pompa ve türbinlerin optimize edilmiş tasarımı ve düşük kayıplı enerji dönüşüm süreçleri temel alınarak %95 verimlilik değeri kullanılmıştır. Bu değer, ideal sistem performansını temsil etmek ve farklı yük ve çalışma senaryolarında sistem davranışını değerlendirebilmek amacıyla belirlenmiştir.

Minimum şarj durumu %0 olmalı ve maksimum şarj akımı, beklenen maksimum akım akışıyla orantılı olmalıdır. Çizelge 4.12’de PHD bataryanın hesaplanan parametreleri ve maliyet değerleri gösterilmiştir.

Çizelge 4.12. PHD batarya parametreleri (NREL,2023)

Özellikler	Değerler
Nominal Gerilim	240 V
Nominal Kapasitesi (Ah)	27083,33
Minimum Şarj Durumu (%)	0
Maksimum Deşarj Akımı (A)	5412,5
Maksimum Şarj Akımı (A)	5412,5
Gidiş-Dönüş Verimliliği (%)	95
Kurulum Maliyeti (\$)	2600000
Yenileme Maliyeti (\$)	2100000
İşletme ve Bakım Maliyeti (\$)	21000

4.4.2.6. Dönüştürücü

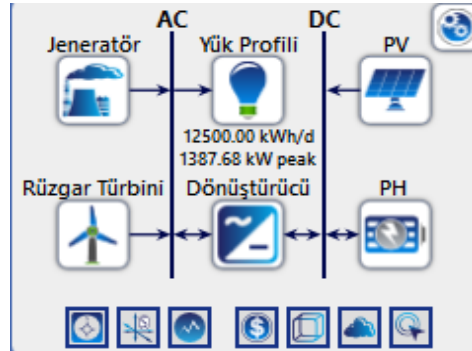
Dönüştürücüler, AA (alternatif akım) ve DA (doğru akım) enerji dönüşümlerini sağlayan önemli bileşenler olup, HOMER bu bileşenlerin teknik ve ekonomik performansını değerlendirmek için çeşitli parametreler sunmaktadır.

HOMER, inverter ve doğrultucu türündeki cihazların verimlilik değerlerini dikkate alarak enerji dönüşümündeki kayıpları analiz eder. Genellikle %90 ile %98 arasında değişen verimlilik seviyeleri sisteme entegre edilmektedir. Dönüşüm süreçlerinden kaynaklanan enerji kayıpları hesaplanmaktadır. Ayrıca kullanıcı, dönüştürücünün nominal kapasitesini belirleyebilir ve farklı kapasite aralıklarında optimizasyon yapabilir. Bu optimizasyon süreci, sistemin enerji ihtiyacını karşılamak için en uygun dönüştürücü kapasitesini seçmeyi sağlar. Güneş enerjisi çıktısı, DA olmasından dolayı AA’ye dönüştürülmesi gerekmektedir. Ayrıca pompaj depolamanın pompa/türbin dönüşümünde de yararlanılmaktadır. HOMER’da dönüştürücü olarak tanımlanan eleman, hem DA-AA dönüştüren evirici hem de AA-DA dönüştüren doğrultucu gibi çalışmaktadır. Sisteme eklenen dönüştürücü, HOMER’da tanımlı System Converter olarak simülasyonları yapılmıştır. Sisteme dâhil edilen dönüştürücünün verimi %95, ömrü 15 yıl, kurulum maliyeti 150\$/KW, yenileme maliyeti 150\$/kW, operasyon ve bakım maliyeti 1\$/yıl olarak alınır (NREL,2023). HOMER yazılımında, kapasite optimizasyonu için “HOMER Optimizer” veya “Search Space” seçenekleri kullanılmaktadır. Bu bağlamda, dönüştürücünün kapasite aralığı 0-1000 kW olarak

belirlenmiş ve farklı senaryolar altında sistemin en uygun kapasite seçeneği analiz edilmiştir. İnverter bileşeni, alternatif akım jeneratörüne paralel çalışma özelliği ile modellenmiş, doğrultucu bileşeninde ise göreceli kapasite %100 ve verimlilik %95 olarak alınmıştır. HOMER'ın dönüştürücülerle ilgili sunduğu analiz ve optimizasyon özellikleri, hibrit enerji sistemlerinin verimliliğini artırmak ve maliyetlerini optimize etmek açısından kritik bir araçtır. Bu bileşenlerin doğru boyutlandırılması ve ekonomik açıdan değerlendirilmesi, enerji sistemlerinin tasarımında önemli avantaj sağlamaktadır.

4.4.3. Sistem mimarisi

Hibrit enerji sisteminin genel mimarisi, Şekil 4.12 'de gösterilen yenilikçi bir modelle açıklanmaktadır. Bu sistem, Diyarbakır Silvan ilçesinin enerji talebini karşılamak amacıyla güneş panelleri, dönüştürücü, rüzgâr türbini ve pompaj depolama batarya sistemi gibi yenilenebilir enerji teknolojilerinden oluşmaktadır.



Şekil 4.12. Sistem mimarisi

Sistem tasarımında, sürdürülebilir ve güvenilir enerji arzını sağlamak amacıyla enerji depolama teknolojisi önemli bir rol oynamaktadır. Rüzgâr türbini ve güneş panelleri tarafından üretilen fazla enerji, dönüştürücü aracılığıyla doğru akıma (DA) dönüştürülmekte ve pompaj sistemi kullanılarak üst rezervuarda su potansiyel enerjisi olarak depolanmaktadır.

Bu çalışmada, hibrit enerji sistemi için üç farklı yapı senaryosu oluşturularak, sistemlerin optimizasyonu ve fayda-maliyet analizi gerçekleştirilmiştir. Modelleme senaryoları aşağıdaki gibi yapılandırılmıştır:

Senaryo 1: PV, rüzgâr, jeneratör, PHD (Ana model)

Senaryo 2: PV, jeneratör, PHD

Senaryo 3: Rüzgâr, jeneratör, PHD

Her senaryoda, HOMER Pro yazılımı kullanılarak dönüştürücü kapasiteleri optimize edilmiştir. Sistem performansı, net bugünkü maliyet (NPC), seviyelendirilmiş enerji maliyeti (COE), işletme maliyetleri, başlangıç maliyetleri ve enerji depolama bileşenlerinin maliyetleri gibi ekonomik kriterlere göre değerlendirilmiştir. Ayrıca, kaynak kullanılabilirliği ve enerji üretim sürekliliği analiz edilerek sistemin teknik uygunluğu incelenmiştir.

Bu çalışmada, hibrit enerji sistemlerinin batarya kapasitesi, verimlilik ve çevrim ömrü açısından karşılaştırmalı bir analiz gerçekleştirilmiştir. Farklı sistem konfigürasyonları, enerji talebi ve kaynak karakteristikleri göz önünde bulundurularak değerlendirilmiş ve en uygun senaryo belirlenmiştir. Yaşam döngüsü analizi yardımıyla çevresel etkiler ve sürdürülebilirlik unsurları detaylı bir şekilde ele alınmıştır. Ayrıca, ekonomik analiz kapsamında sermaye yatırımı ve işletme maliyetleri değerlendirilmiştir. Bu analizler sayesinde hibrit enerji sistemlerinin tasarımı ve uygulanabilirliği hususunda doğru kararların alınmasına katkı sağlanmıştır. HOMER yazılımında projeye özgü ekonomik ve teknik parametreler kullanıcı tarafından tanımlanabilmektedir. Bu parametreler, hibrit enerji sisteminin performansını ve ekonomik fizibilitesini değerlendirmede önemli bir rol oynamaktadır. Proje tasarımında kullanılan temel ekonomik ve operasyonel girdileri temsil etmektedir. Bunlar şu şekilde açıklanabilir:

Enflasyon Oranı: Proje süresince beklenen maliyet artışlarını ifade eder ve %32 olarak belirlenmiştir. Bu oran, sistemin uzun vadeli maliyet projeksiyonlarını etkileyerek yatırımın sürdürülebilirliği açısından önemli bir faktördür.

Nominal İskonto Oranı: Ekonomik değerlendirme sürecinde, gelecekteki nakit akışlarının bugünkü değerine indirgenmesi için kullanılan orandır. Bu oran, yatırımcıların sermaye maliyetini ve piyasa koşullarını dikkate alarak belirlenmiştir. Hibrit sistemin ekonomik analizinde %40 nominal iskonto oranı kullanılmıştır. Bu oran, enflasyonu da içeren toplam faiz oranını yansıttığı için sistemin maliyet-fayda analizinde önemli bir rol oynamaktadır.

Yıllık Kapasite Eksikliği: Sistemin bir yıl içinde enerji talebini karşılayamadığı oranın yüzdesini ifade eder. %3 olarak belirlenen bu oran, sistemin güvenilirliği ve kullanıcı ihtiyaçlarını karşılama kapasitesi açısından kritik bir göstergedir.

Proje Ömrü: Sistemin ekonomik analizinin yapılacağı toplam süreyi ifade eder. 25 yıl olarak belirlenen bu süre, sistem bileşenlerinin ekonomik ömürlerini ve uzun vadeli yatırım kararlarını doğrudan etkilemektedir.

Bu bilgiler, teknik bileşenlerin seçiminde ve sistemin genel tasarımında önemli bir bağlam sunar. Örneğin, yüksek iskonto ve enflasyon oranları, dönüştürücünün uzun vadeli maliyet etkinliğini artırır. Yıllık kapasite eksikliği ve proje ömrü gibi değerler, hibrit modelde kullanılan jeneratör, dönüştürücü, PV paneller, rüzgâr türbini ve bataryaların kapasitesinin doğru belirlenmesi için dikkate alınmalıdır.

4.5. Maliyet Etkinliği ve Ekonomik Faktörler

Bir enerji sistemi tasarlanırken, her bir bileşenin maliyetinin dikkate alınması gerekmektedir. Bu çalışmada geliştirilen hibrit sistem modelinin ekonomik analizi, HOMER Pro yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Yapılan maliyet değerlendirmesi: NPC, başlangıç maliyeti, işletme ve bakım maliyeti (O&M), LCOE, iç getiri oranı (IRR), yatırım geri dönüş oranı (ROI) ve geri ödeme süresi gibi finansal göstergeler çerçevesinde incelenmiştir.

4.5.1. Faiz oranı

Faiz oranı, yatırım maliyetlerini belirleme ve gelecekteki nakit akışlarını bugüne indirgeme açısından önemli bir parametredir. Gerçek iskonto oranı, enerji sistemlerinin ekonomik analizinde sermaye ve işletme maliyetlerini doğru değerlendirmek için kullanılır. Nominal iskonto oranı ve enflasyon oranı temel alınarak hesaplanır ve yatırımın zaman içindeki değer değişimini gösterir. Ayrıca, ekonomik fizibilite çalışmalarında ve NPC hesaplamalarında kritik bir rol oynar (Damodaran, 2020).

4.5.2. Net bugünkü maliyet (NPC)

Bir sistemin ekonomik başarımını değerlendirmek için kullanılan temel ölçütlerden biri, NPC'dir. NPC, bir enerji sisteminin ömrü boyunca katlanılan tüm maliyetlerin bugünkü değerinden, elde edilen gelirlerin bugünkü değerinin çıkarılmasıyla hesaplanmaktadır. Bu yöntem, sermaye maliyetleri, işletme ve bakım maliyetleri, yakıt maliyetleri ve olası emisyon cezalarını hesaba katar. Ayrıca, enerji fazlasının şebekeye satılması ya da sistemin ekonomik ömrünün sonunda elde edilecek hurda değeri gibi unsurlar da gelir bileşenleri arasında yer almaktadır. Örneğin, YEK'lere dayalı bir hibrit sistemde, toplam NPC'nin düşük olması, sistemin uzun vadede işletme hedefini

gerçekleştirmeye yeterli olduğunu göstermektedir (Mishra et al., 2020). NPC denklem (4.31) ile hesaplanmaktadır (Riayatsyah et al., 2022).

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,top}}{CRF(i,R_{proj})} \quad (4.31)$$

Burada;

C_{NPC} : sistemin bugünkü net maliyeti (\$)

$C_{ann,top}$: sistemin toplam yıllık maliyeti (\$/yıl)

$CRF()$: sermaye kurtarma faktörünü döndüren bir fonksiyon

i : yıllık gerçek iskonto oranı (%)

R_{proj} : proje ömrüdür.

Sistem ömrü bu çalışmada 25 yıl olarak belirlenmiştir. Bu sürede kullanılan sermaye geri kazanım faktörü (Capital Recovery Factor, CRF), belirli bir yıllık nakit akışının bugünkü değeri üzerinden hesaplanması için kritik bir araçtır. CRF , sistem ömrü boyunca eşit yıllık maliyetlerin bugünkü değerle ilişkilendirilmesine olanak tanır ve ekonomik değerlendirmede kullanılacak temel oranlardan biridir. Sermaye geri kazanım faktörü, denklem (4.32) ile hesaplanmaktadır (Riayatsyah et al., 2022):

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (4.32)$$

Burada;

i : yıllık gerçek iskonto oranı (%)

N : sistemin ekonomik ömrünü ifade eder .

Ekonomik analizlerde kullanılan CRF , yenilenebilir enerji projelerinde hem başlangıç yatırım maliyetlerini hem de işletme sürecinde ortaya çıkan sabit yıllık maliyetlerin sürdürülebilirliğini değerlendirmek için kullanılmaktadır.

4.5.3. Enerji maliyeti

Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (COE) , bir sistemin ürettiği elektrik enerjisinin birim başına düşen ortalama maliyeti olarak ifade edilir. Bir sistemin ekonomik

sürdürülebilirliğini ve rekabet gücünü değerlendirmede kritik bir göstergedir. COE'nin düşük olması, yatırım ve işletme maliyetlerinin optimize edilmesi, enerji verimliliğinin artırılması ve uzun vadede ekonomik avantajlar sağlanması açısından büyük önem taşımaktadır. Yenilenebilir enerji teknolojilerindeki gelişmeler, enerji depolama sistemlerinin entegrasyonu ve finansal teşvikler gibi faktörler COE'yi azaltarak enerji üretiminin daha ekonomik hale gelmesine katkı sağlamaktadır. Bu bağlamda, düşük COE'ye sahip enerji sistemleri, hem çevresel sürdürülebilirliği desteklemekte hem de uzun vadede enerji piyasasında rekabet avantajı sunmaktadır (IEA,2023; Lazard, 2022). Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE,) genellikle denklem (4.33) ile hesaplanır (IRENA, 2024) :

$$COE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (4.33)$$

C_t : t yılındaki toplam maliyet (yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyetleri, yakıt maliyetleri, vb.)

E_t : t yılındaki üretilen enerji miktarı

r: iskonto oranı (faiz oranı).

n: projenin ekonomik ömrü (yıl) olarak ifade edilmektedir.

4.5.4. Basit geri ödeme süresi

Basit Geri Ödeme Süresi, sistemin başlangıç yatırım maliyetinin ne kadar sürede geri kazanılacağını ortaya koyan bir göstergedir. Ayrıca, optimize edilmiş sistemin temel durum sistemine göre kümülatif nakit akışının negatiften pozitifte geçtiği yıl sayısı şeklinde de ifade edilir. Bu süre, mevcut sistem ile temel durum sistemi arasındaki yatırım maliyeti farkının ne kadar zamanda karşılanabileceğini gösterir. Örneğin, bir hibrit enerji sistemine yapılan 500.000 dolarlık bir yatırım, yıllık 100.000 dolarlık enerji tasarrufu sağlıyorsa, bu sistemin geri ödeme süresi 5 yıl olarak hesaplanır. Daha kısa geri ödeme süreleri, projelerin finansal cazibesini artıran önemli bir faktördür (Zakeri ve Syri, 2015).

Geri ödeme süresi, bir enerji sisteminin ekonomik fizibilitesini belirleyen önemli bir faktördür ve çeşitli parametrelerden etkilenmektedir. Sistem verimliliği, işletme ve bakım giderleri, devlet teşvikleri ve enerji fiyatlarındaki dalgalanmalar, geri ödeme

süresinin uzunluğunu doğrudan etkileyen unsurlar arasında yer almaktadır (SolarStore, 2024). Özellikle yenilenebilir enerji sistemleri için kısa geri ödeme süresi, sistemin ekonomik sürdürülebilirliğini artırarak fosil yakıtlı alternatiflere kıyasla daha avantajlı hale gelmesine katkı sağlamaktadır.

4.5.5. Yatırım getirisi (ROI)

ROI, sistemin sağladığı maliyet tasarruflarının başlangıç yatırımına oranını ifade etmektedir. Bu metrik, proje ömrü boyunca sağlanan kazancın sermaye harcamalarına oranını gösterir. ROI, sermaye maliyeti farkının, proje süresince oluşan yıllık ortalama nominal nakit akış farkına oranlanmasıyla hesaplanır.

$$ROI = \frac{\sum_{i=0}^n (C_{i,ref} - C_i)}{n(C_{ser} - C_{ser,ref})} \quad (4.34)$$

Burada;

ROI : yatırım getirisi (%)

$C_{i,ref}$: temel (referans) sistem için nominal yıllık nakit akışı

C_i : mevcut sistem için nominal yıllık nakit akışı

n : proje ömrü (yıl)

C_{ser} : mevcut sistem sermaye maliyeti

$C_{ser,ref}$: referans sistemin sermaye maliyetidir.

4.5.6. İç getiri oranı (IRR)

IRR, bir enerji projesinin finansal uygulanabilirliğini belirlemek için önemli bir ölçüttür. IRR, bir sistemin bugünkü değerini sifıra eşitleyen iskonto oranını ifade etmektedir. Örneğin, IRR'nin %10 olarak hesaplandığı bir projede, bu değer, projenin %10'luk bir iskonto oranıyla bile kârlı olduğunu göstermektedir ve projenin finansal çekiciliğini artırmaktadır (Rehman et al., 2017).

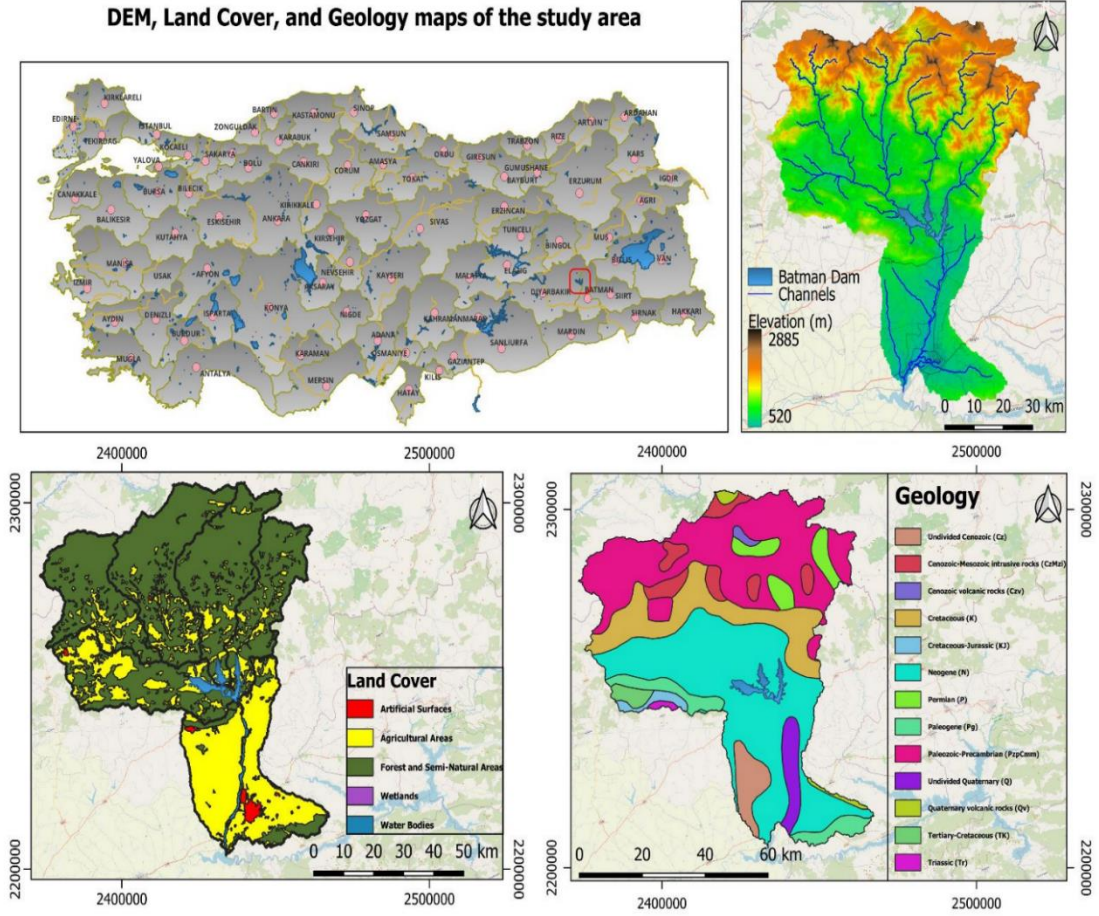
5. BULGULAR VE TARTIŞMA

Bu bölümde sunulan analizler, çalışmada ele alınan hibrit enerji sisteminin teknik, ekonomik ve çevresel performansını kapsamlı bir şekilde değerlendirmektedir. İlk olarak, ikinci rezervuarın yer seçimi analiz edilerek, belirlenen alanın uygunluğu CBS tabanlı yöntemlerle desteklenmiştir. Ardından, sistemin enerji üretimi, tüketimi ve depolama performansı detaylı olarak incelenmiştir. Bu kapsamda, HOMER kullanılarak gerçekleştirilen simülasyonlar ile sistemin maliyet etkinliği ve emisyon azaltım potansiyeli ortaya konmuştur. Emisyon analizleri, hibrit sistemde PHD entegrasyonunun fosil yakıt tüketimi ve karbon salınımını nasıl azalttığını ortaya koymaktadır.

Son olarak, ekonomik değerlendirmeler kapsamında sistemin geri ödeme süresi ve yatırım getirisi analiz edilerek sürdürülebilir bir enerji çözümü olarak uygulanabilirliği tartışılmıştır.

5.1. İkinci Rezervuarın Yeri

Batman Barajı havzasının morfolojik ve hidrolojik özellikleri, ikinci rezervuarın yer seçiminde önemli bir temel oluşturmuştur. Havzanın eğimi, akış mesafesi ve topografik yapısı, suyun taşınabilirliği ve depolama kapasitesi açısından değerlendirilmiş; bu parametreler doğrultusunda en uygun rezervuar alanı belirlenmiştir. Ayrıca, çalışma alanının jeoloji ve arazi kullanım haritası incelenerek, ikinci rezervuarın hem teknik uygulanabilirlik hem de çevresel sürdürülebilirlik açısından uygunluğu analiz edilmiştir. Şekil 5.1, çalışma alanına ait uygun rezervuar bölgesinin belirlenmesi için Dijital Yükseklik Modeli (DYM), jeoloji ve arazi örtüsü haritaları CBS tabanlı analizler kullanılarak oluşturulmuştur. DYM verileri arazi eğimi ve yükseklik dağılımını, jeoloji haritaları zemin yapısını, arazi örtüsü haritaları ise alanın mevcut arazi kullanım türlerini göstermektedir.



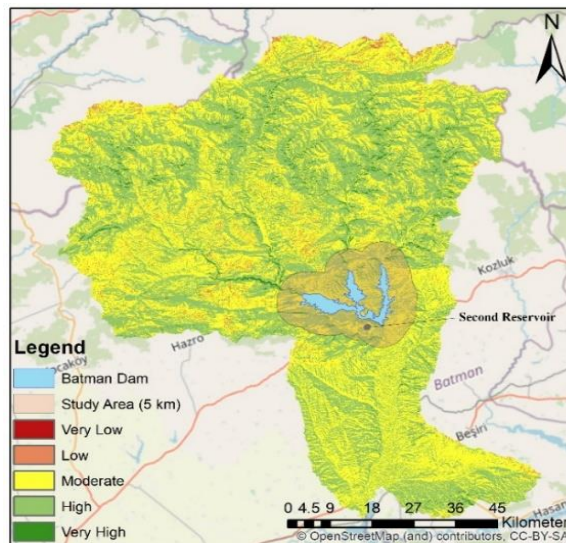
Şekil 5.1. Çalışma alanının jeoloji ve arazi kullanım haritası

Şekil 5.1'de, DYM haritası, jeoloji ve arazi örtüsü haritaları, CBS tabanlı analizlerle değerlendirilmesi sonucunda oluşturulmuştur. DYM, Dünya arazisinin topografyasının veya yüzey özelliklerinin dijital bir gösterimidir. Jeoloji haritaları, belirli bir alandaki jeolojik özelliklerin ve oluşumların dağılımını ve özelliklerini göstermektedir. Arazi kullanım haritaları, arazi yüzeyini kentsel alanlar, tarım arazileri, ormanlar, su kütleleri vb. gibi farklı arazi kullanım türlerine veya arazi örtüsü sınıflarına ayırmaktadır. Bu harita ile çalışma alanındaki uygun rezervuar bölgeleri belirlenmiştir. Haritalar, arazi eğimi, jeolojik özellikler ve arazi kullanım türlerine göre sınıflandırılarak rezervuar kurulumu için en uygun bölgelerin tespitine katkı sağlamıştır. CBS analizleri sonucunda elde edilen morfolojik özellikler Çizelge 5.1'de verilmiştir. Bu özellikler, havza eğimi, çevre uzunluğu ve havza alanı gibi parametrelerle potansiyel üst rezervuar alanlarının belirlenmesi ve enerji üretim kapasitesinin hesaplanmasında kritik rol oynamaktadır.

Çizelge 5.1. Batman Barajı havzasının morfolojik özellikleri

Morfolojik Özellikler	Değerler
Havza alanı (km ²)	5342,16
Havza eğimi (m/m)	0,2641
Kara akışına göre ortalama (m)	1633,11
Kuzey yönü	0,49
Güney yönü	0,51
Havza uzunluğu (m)	107978,99
Çevre (km)	630238,75
Şekil faktörü	2,18
Kıvrımlılık faktörü	1,60
Ortalama havza yüksekliği (m)	1185,19
Maksimum akış mesafesi (m)	178308,86
Maksimum akış eğimi (m/m)	0,0124
Maksimum akış uzunluğu (m)	173297,11
Merkez ile dere arasındaki mesafe (m)	946,28
Merkez akış mesafesi (m)	108681,52
Merkez akış eğimi (m/m)	0,0036

İkinci rezervuarın yerleştirilmesi için bir uygunluk haritası, çok kriterli karar verme analizi kullanılarak oluşturulmuştur. Burada bakı, eğim, jeolojik özellikler, ulaşım altyapısı, bitişik yerleşimler ve su yollarına yakınlık dâhil olmak üzere çok sayıda parametre gerektiği gibi dikkate alınmıştır. Belirlenen konum Şekil 5.2'de görsel olarak gösterilmiştir.

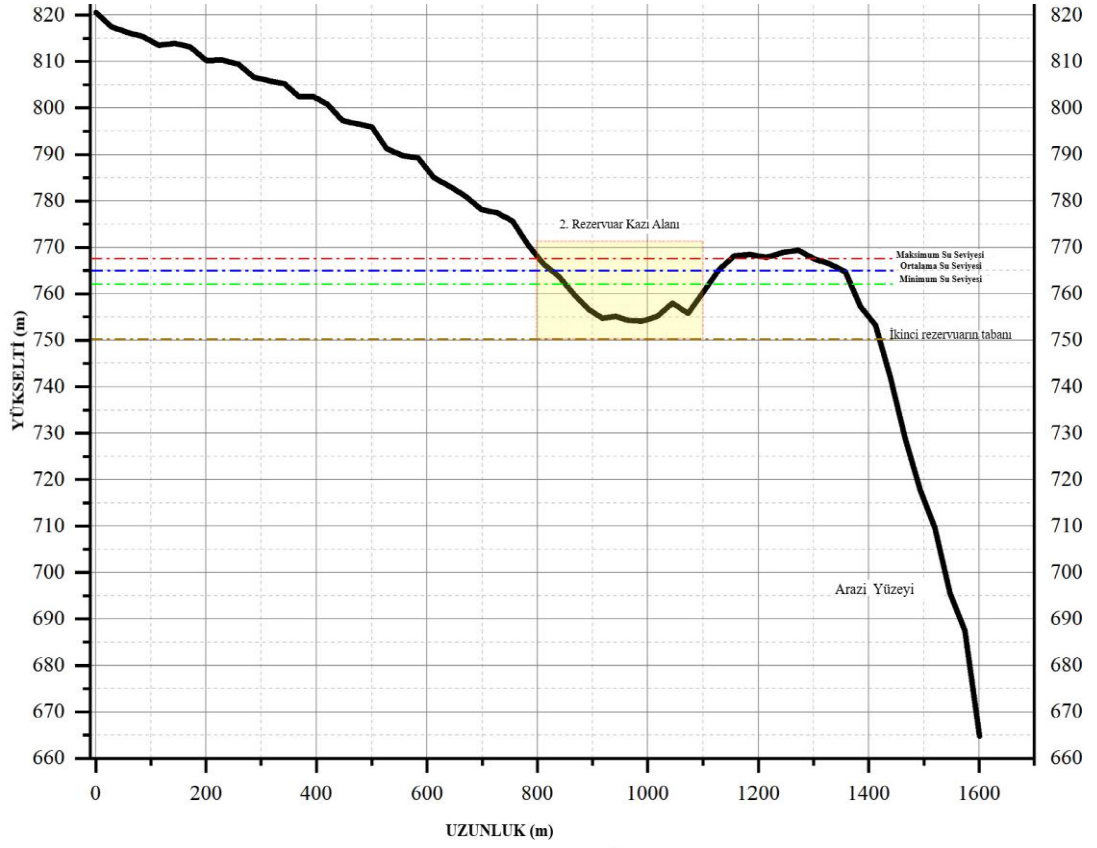


Şekil 5.2. İkinci rezervuar yerinin uygunluk haritası

Şekil 5.2'de tanımlanan uygunluk haritası, birden fazla uygun konumun varlığına rağmen, ikinci rezervuarın yerleşiminin seçimi, alt rezervuara yakınlığa ve yüksek konumuna bağlı kalmaktadır. Bu harita, yeni bir model kullanılarak potansiyel bir PHD sistemi için enerji potansiyelinin kapsamlı bir değerlendirmesi için optimum rezervuar yerinin belirlenmesine temel teşkil etmektedir. İkinci rezervuar seçimi, 1 MW'ı aşan bir enerji üretim hedefine göre tasarım alanı seçilmiştir. Ayrıca ikinci rezervuarın yüzey alanının maksimum 2000 m² olarak belirlenmesinde, öngörülen enerji talebini karşılayacak güvenli ve yeterli kapasitenin sağlanması esas alınmıştır. İkinci rezervuar için uygun sahanın belirlenmesi amacıyla yapılan araştırmada, öncelikli vurgu, sızıntı kayıplarını etkili bir şekilde en aza indirirken aynı zamanda 25.000 m³ suyun güvenli bir şekilde muhafaza edilmesini sağlayacak arazinin belirlenmesine verilmiştir.

PHD projelerindeki potansiyel ikinci rezervuar alanlarının genellikle mevcut birincil rezervuardan daha sığ olması beklenmektedir. Baraj veya dolgu yapılarının rezervuar inşaatı çalışmalarında önemli bir maliyet bileşenini temsil etmesi dikkat çekicidir. Baraj ve dolgu inşaatı kapsamında, harcamaların önemli bir kısmı hafriyat işleri de dahil olmak üzere kazı ve dolgu işlemlerine atfedilmektedir (Bayazit ve ark., 2021). Dahası, bu nitelikteki kapsamlı bir çalışmada, modelleme aşamasında depremsellik kriterlerinin dahil edilmesi zorunludur. Ne yazık ki, depremsellik faktörleri bu araştırmanın kapsamına dahil edilmemiştir. Daha fazla araştırma için bir yol, bölgedeki aktif fay hatlarının belirlenmesini ve bu fay hatlarıyla ilişkili kısıtlamaların daha sonra entegre edilmesini gerektirebilir. Böyle bir çaba, ikinci rezervuarın optimum yerleşimine ilişkin değerli iç görüler sağlama potansiyeline sahiptir. Bahsedilen kriterler projenin ekonomik ve finansal uygulanabilirliğinin iyileştirilmesinde hayati bir rol oynamaktadır. Bu, barajı hidroelektrik enerji depolama tesisine dönüştürmek için en iyi konumu belirlemelerine yardımcı olmaktadır.

İkinci rezervuar deniz seviyesinden 750 metre yükseklikte bulunmaktadır. Şekil 5.3'de verilen bilgilere göre, ikinci rezervuar yaklaşık 1250 m² yüzey alanına ve 20 metre su derinliğine sahiptir. Sonuç olarak ikinci rezervuarın hesaplanan hacmi 25.000 m³ olarak tespit edilmiştir. Bu değerlerin yüksek kapasiteli tesis planlaması için yapılandırılrsa da, değişikliğe tabi olabileceğini dikkate almak yerinde olacaktır. Ancak iki rezervuar arasındaki kot farkı profili çizilerek, Şekil 5.3'de görsel olarak gösterildiği gibi toplam 100 metrelik bir yükseklik düşüşü tespit edilmiştir.



Şekil 5.3. İkinci rezervuar arazi yükseklik profili eğrisi

Şekil 5.3, ikinci rezervuar için belirlenen kazı alanını gösteren çalışma alanının topografik profilini görüntülemektedir. Bu ikinci rezervuardaki maksimum, minimum ve ortalama su seviyelerini göstermektedir. Bazen bir rezervuarın depolama kapasitesi yalnızca üst rezervuarın hacmine bağlı değildir. Bazı durumlarda, alt rezervuarın hacmi üst rezervuardan daha küçük olabilir, bu da depolama kapasitesinin üst rezervuar yerine alt rezervuarın hacmiyle ilişkili olduğu anlamına gelir. Şekil 5.3, depolama kapasitesinin tipik tahminini göstermektedir, ancak üst rezervuar hacminin tahmini, önemli hatalara yol açabilecek öznel varsayımlara dayanmaktadır. Ancak, tahminin doğruluğu daha ileri çalışmalarla artırılabilir (Lu & Wang, 2017). Çalışma, alt rezervuarın üst rezervuardan önemli ölçüde daha büyük olduğunu ve su seviyesinin gün boyunca sabit kaldığını varsaymaktadır. Rezervuardaki tahmini buharlaşma hatası, genellikle göz ardı edilen günde 1 mm'den azdır. Ancak, önerilen model sıcaklık, bağıl nem, radyasyon ve rüzgâr hızı gibi faktörleri göz önünde bulundurarak buharlaşmayı hesaba katmaktadır. Model, ayrıca rezervuara giren yağış miktarını da hesaba katmaktadır.

5.2. Belirlenen Rezervuar için PHD Matematiksel Modelin Sonuçları

Bu tasarım sonucunda Çizelge 5.2’de dokuz farklı senaryoda elde edilen PHD için matematiksel sonuçları gösterilmiştir.

Çizelge 5.2. Dokuz farklı senaryoda elde edilen PHD matematiksel sonuçları

Gruplar		Rezervuar				Boru Hattı			Güç	Pompa-Türbin		Değişkenler
Grup	No	H_r (m)	H_{uwl} (m)	V_{res} (m ³)	$D_p \& D_t$ (m)	$K_{fitting}$	L (m)	Türbin (kW)	Pompa (kW)	Pompa	Türbin	Değişken
A	1	95	12.5	16875	0.75	10	110	868.8	1450	Tek	Tek	-
	2	95	12.5	16875	0.75	30	110	834	1485	Tek	Tek	Bağlantı parçaları türü
	3	95	12.5	16875	0.9	10	110	878.3	1410	Tek	Tek	Boru çapı
B	1	95	15	20250	0.9	10	110	1078	1750	Tek	Tek	Rezervuar boyutları
	2	95	15	20250	0.9	30	110	1048	1785	Tek	Tek	Bağlantı parçaları türü
	3	95	15	20250	1	10	110	1083	1730	Tek	Tek	Boru çapı
C	1	95	17.5	23625	1	10	110	1287	2100	Tek	Tek	Rezervuar boyutları
	2	95	17.5	23625	1	30	110	1256	2120	Tek	Tek	Bağlantı parçaları türü
	3	95	17.5	23625	1.25	10	110	1299	2050	Tek	Tek	Boru çapı

Çizelge 5.2’de, önerilen modelin farklı yapılandırmalar altında ne kadar iyi performans gösterdiğini gösteren bir örnek oluşturulmuştur. Bu senaryolar, üst rezervuar hacmi, su seviyesi yükseklikleri ve bağlantı bileşenlerinin direnç katsayısı ($K_{fitting}$) gibi faktörlere göre üç farklı gruba (A, B ve C) ayrılmıştır. Üst rezervuar hacmindeki ve üst rezervuar su seviyesindeki değişiklikler, statik basınçta (H_s) değişikliklere neden olur. H_s ’deki değişiklikler, pompa ve türbinin güçlerini etkiler. Ek olarak, bu gibi durumlarda pompa ve türbin güçlerindeki değişiklikleri incelemek için boru çapındaki ve $K_{fitting}$ ’deki değişiklikler de incelenmiştir.

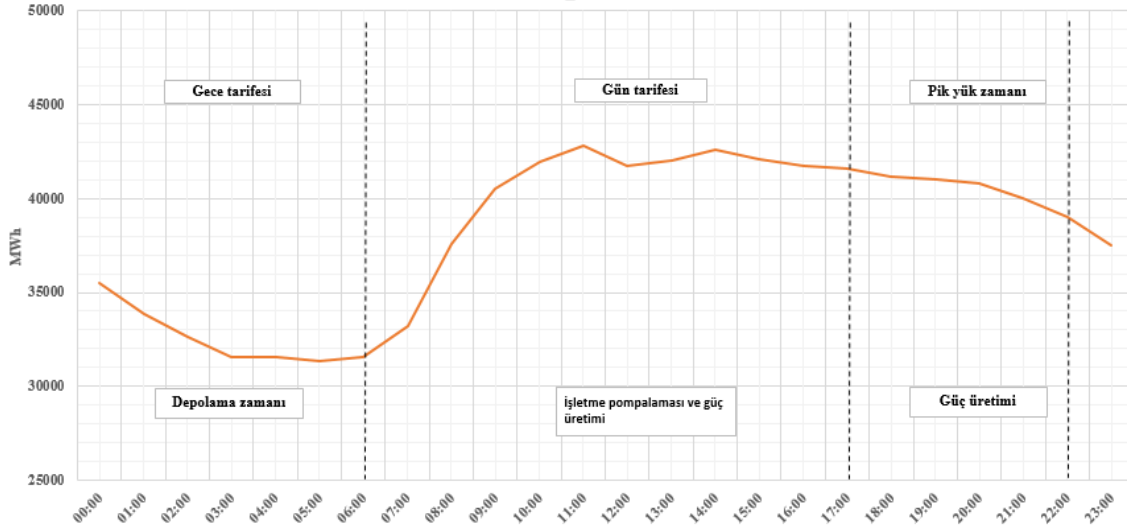
Pompa basma yüksekliği (H_p), H_s ve pompa modundaki toplam basınç kaybının (H_{pl}) toplamından elde edilir. Grup A’da pompa boru çapı artırıldığında H_{pl} azalır. Bu

azalma H_p yüksekliğini de azaltır. H_p 'deki azalma pompa gücünde orantılı bir değişime yol açar ve pompa gücü 1450 kW'tan 1410 kW'a düşer.

Türbin modunda, su türbini kullanılarak su yüksek rezervuardan düşük rezervuara pompalanır. Bu işlem, suyun yüksek rezervuardan düşük rezervuara bırakılmasını simüle eder. Türbini simüle etmek için, pompa hızı ve pompa valfi kontrol edilerek basınç ve debi ayarlanabilir. Türbin basma yüksekliği (H_t), H_s 'den türbin modu basınç kaybının (H_{tl}) çıkarılmasıyla belirlenir. Grup A'da boru çapı artırıldığında H_{tl} azalacaktır. H_{tl} 'deki azalmayla H_t yüksekliği artar. H_t arttıkça, türbin güç değeri 868,8 kW'tan 878,3 kW'a çıkar. H_{pl} ve H_{tl} değerlerinin hesaplanmasında $K_{fitting}$ faktörü dikkate alınır. Grup A'nın Senaryo 2'sinde $K_{fitting}$ değeri üç katına çıkarıldığında önemli bir basınç kaybı meydana gelir. Bu artış doğrudan H_{pl} ve H_{tl} değerlerini artırır. Bu durumda H_{pl} artarsa H_p de artar. Benzer şekilde H_{tl} artarsa H_t azalır.

H_{pl} 'nin hesaplanması da hıza bağlı olarak değişir. Bu nedenle, Grup A'daki boru çapı 0,75 m'den 0,9 m'ye çıkarıldığında, akış hızı 2,12 m/s'den 1,47 m/s'ye düşer. Hızdaki azalmayla birlikte H_{pl} de azalır.

Çizelge 5.2, her grup içinde hacim, su seviyesi yüksekliği ve $K_{fitting}$ değeri gibi değişkenlerin farklı değerler aldığı üç senaryoyu içerir. Benzer şekilde, Grup B ve C'deki senaryoların da benzer durumları vardır. Başka bir deyişle, Grup A'daki tüm parametreler için gözlemlenen artışlar ve azalışlar Grup B ve C'deki parametreler için de meydana gelmiştir. (Mousavi et al., 2019) da deneysel çalışmalarında parametrelerde benzer bir azalma ve artış örüntüsünü vurguladılar. PHD'ler için ilk yatırım giderleri önemli olsa da, bu sistemler yakıt maliyetlerini düşürerek ve güvenilir enerji kaynaklarının ilerlemesinde rol oynayarak uzun vadeli ekonomik avantajlar sağlama potansiyeline sahiptir (Lu & Wang, 2017). Bu tesisler, düşük maliyetli enerji ve düşük talep dönemlerinde suyu alt rezervuardan üst rezervuara aktararak enerji depolama kapasitesini artırabilir. Ek olarak, yüksek talep dönemlerinde suyu üst rezervuardan alt rezervuara bırakarak türbinler aracılığıyla elektrik üretme avantajına sahiptirler. Şekil 5.4'te çalışma, bölgedeki saatlik elektrik tüketim oranlarına ve zaman aralıklarına dayalı olarak PHD için planlanan operasyonları göstermektedir.



Şekil 5.4. PHD dönüşümü için günlük işletme eğrisi

Planlanan PHD operasyonları, Enerji Piyasaları Şeffaflık Platformu'ndan (2023) elde edilen bölgenin ortalama saatlik elektrik tüketim oranlarına dayalı olarak enerji depolama ve enerji üretimi için zamanları belirlemeyi amaçlamaktadır. Şekil 5.4'te görüldüğü gibi, bölgede gündüz, gece ve yoğun saatler olmak üzere üç zaman aralığı tarifi kullanılmaktadır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından belirlenen tarife tablolarına göre (Ocak 2024), 1 kWh elektrik için ulusal tarife fiyatları gece tarifesinde 1,62 TL, gündüz tarifesinde 3,16 TL ve pik yük tarifesinde 5,07 TL olarak belirlenmiştir. Gece saatlerinde daha ucuz elektrik fiyatlarından yararlanmak için o saatte ikinci rezervuara su basılması planlanmaktadır. Bu su daha sonra, daha pahalı olan pik yük döneminde elektrik üretmek için kullanılacaktır. Su depolama veya elektrik üretimi için operasyonel planlama, gün boyunca elektrik tüketim oranlarındaki dalgalanmaya bağlı olmalıdır.

Çizelge 5.3'de EPDK'nın 1 kWh enerji başına fiyatlarına dayalı olarak PHD modelinden türetilen enerji üretimi ve tüketimi için EPDK tarafından oluşturulan tarife dilimlerini göstermektedir. Maksimum üst rezervuar su seviyesinde, üretilen enerji arttıkça pompanın tükettiği enerji azalır. Sonuç olarak, EPDK'nın 1 kWh enerji başına fiyatlarına göre, pompanın daha ucuz gece tarifesinde tükettiği enerji miktarı ile türbinin en pahalı pik yük tarifesinde ürettiği enerji miktarı karşılaştırıldığında ortaya çıkan fark %98'e ulaşmaktadır.

Çizelge 5.3. Enerji üretim ve tüketim satış oranları arasındaki fark

Grup	A			B			C		
No	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Üretilen enerjinin satışı	441050	423383	445872	547251	5322021	549789	653351	637614	659443
Tüketilen enerjinin alımı	235202	240879	228713	283864	289541	280620	340637	343881	332527
Kar (%)	88	76	95	93	84	96	92	85	98

PHD sistemleri, ilk yatırım dezavantajlarını kurulduktan ve çalışmaya başladıktan sonra avantaja dönüştürme eğilimindedir. Dahası, düşük karbon emisyonları gibi çevre dostu özellikleri nedeniyle PHD sistemleri, son yıllarda büyüyen karbon piyasası değeri açısından ekonomik faydalar da sağlayabilir.

5.3. Hibrit Sistemlerin Fayda Maliyeti Analizi Sonuçları

HOMER yazılımından elde edilen benzetim sonuçları analiz edilerek, farklı hibrit enerji sistem yapılandırmalarının ekonomik ve teknik performansları değerlendirilmiştir. Yazılım, net mevcut maliyet (NPC) ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti (COE) kriterlerine göre en uygun maliyetli sistemleri belirlemek için simülasyonlar gerçekleştirmektedir. Bu süreçte, yük talebini en düşük NPC ile karşılayan sistemler tespit edilerek, ekonomik açıdan en avantajlı yapılandırmalar sıralanmıştır.

Önerilen mikro şebeke, günlük 12.497 kWh enerji talebine sahip olup, maksimum 1.388 kW güç talebiyle çalışmaktadır. Bu enerji ihtiyacını optimum maliyetle ve güvenilir bir şekilde karşılamak amacıyla güneş enerjisi (PV), rüzgâr türbini, jeneratör ve pompaj hidroelektrik depolama (PHD) bileşenlerinden oluşan bir hibrit enerji sistemi tasarlanmıştır.

Şekil 5.5’de, farklı sistem kombinasyonlarının net mevcut maliyet, ilk yatırım maliyeti, seviyelendirilmiş enerji maliyeti, işletme giderleri ve yakıt tüketimi gibi kritik parametreler açısından karşılaştırmalı analizi sunulmaktadır. Bu analiz, hibrit sistem bileşenlerinin entegrasyonunun ekonomik ve çevresel etkilerini detaylı bir şekilde ortaya koymaktadır.

		PV (kW)	Rüzgâr Türbini	Jeneratör (kW)	PH	Dönüştürücü (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
		1,500	1	1,350	1	1,000	LF	\$18.6M	\$0.321	\$911,974	\$7.03M	65.3	447,034
		1,500		1,350	1	1,000	CC	\$22.0M	\$0.379	\$1.28M	\$5.68M	36.3	753,444
			1	1,350	1	1,000	CC	\$26.3M	\$0.454	\$1.70M	\$4.78M	15.1	999,709
				1,350	1	1,000	CC	\$30.4M	\$0.524	\$2.12M	\$3.43M	0	1,279,685
			1	1,350			CC	\$31.7M	\$0.546	\$2.33M	\$2.03M	6.32	1,207,928
				1,350			CC	\$32.1M	\$0.553	\$2.47M	\$675,000	0	1,324,942
		1,500		1,350		1,000	CC	\$32.6M	\$0.562	\$2.32M	\$3.08M	6.74	1,203,734
		1,500	1	1,350		1,000	CC	\$33.0M	\$0.569	\$2.25M	\$4.43M	13.0	1,132,512

Şekil 5.5. Hibrit sistemlerin analiz sonuçları

Şekil 5.5’de her satır, farklı hibrit enerji sistem yapılandırmalarını temsil etmektedir. İlk sütunlar, sistem bileşenleri olan PV kapasitesi, rüzgâr türbini adedi, jeneratör gücü, PHD batarya kapasitesi ve dönüştürücü kapasitesini içermektedir. Sonraki sütunlarda ise toplam net mevcut maliyet (NPC), enerji maliyeti (COE), işletme maliyetleri, ilk yatırım maliyeti ve toplam yakıt tüketimi gibi ekonomik ve teknik göstergeler sunulmaktadır. Sonuçlara göre, rüzgâr türbini, PV paneller, PHD batarya eklenmesi ve dönüştürücü kullanımı, sistemin yaşam döngüsü maliyetini önemli ölçüde azaltmaktadır. En düşük net mevcut maliyete sahip yapılandırma, 1 adet 800 kW’lık E-53 rüzgâr türbini, 1350 kW jeneratör, 1300 kW üst rezervuarı temsil eden PHD batarya, 1500 kW PV panel ve 1000 kW dönüştürücüden oluşan sistemdir. Bu yapılandırmada, PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD sisteminin 7,03 M\$’lık ilk yatırım maliyeti vardır. Ancak PHD sisteminin olmadığı sistemle net bugünkü maliyet kıyaslandığında 14,4 M\$’lık bir tasarruf sağlandığı belirlenmiştir. Ayrıca, yenilenebilir enerji penetrasyonu %65,3’e ulaşırken, yıllık yakıt tüketimi 447.034 L ile en düşük seviyeye inmiştir. Optimizasyon sonuçları, yalnızca en uygun sistem tasarımını belirlemekle kalmayıp, farklı kombinasyonların ekonomik ve çevresel etkilerini de ortaya koyarak karşılaştırmayı kolaylaştırmaktadır.

Yapılan analizlerde üç temel karşılaştırma gerçekleştirilmiştir:

1. durum: (PV + Rüzgâr + Jeneratör + PHD) ve (PV + Rüzgâr + Jeneratör) karşılaştırılarak, PHD'nin rüzgâr-güneş sistemleri üzerindeki etkisi incelenmiştir.
2. durum: (PV + Jeneratör + PHD) ve (PV + Jeneratör) karşılaştırılarak, rüzgâr olmadan PHD'nin sisteme katkısı analiz edilmiştir.
3. durum: (Rüzgâr + Jeneratör + PHD) ve (Rüzgâr + Jeneratör) karşılaştırılarak, güneş enerjisi olmadan PHD'nin sistem performansına etkisi değerlendirilmiştir.

5.3.1. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD hibrit sisteminin sonuçları

Bu bölümde, PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD bileşenlerinden oluşan hibrit enerji sisteminin teknik, ekonomik ve çevresel açıdan performansı analiz edilmektedir. Değerlendirmeler, sistemin maliyet verimliliği, enerji dönüşüm süreçleri ve karbon salınımı üzerindeki etkilerini inceleyerek, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun sağladığı avantajları ayrıntılı şekilde ele almaktadır.

5.3.1.1. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD ve PV, rüzgâr, jeneratör sisteminin karşılaştırmalı analizi

Bu bölümde PHD entegrasyonunun sistemin genel performansına ve ekonomik verimliliğine etkisi karşılaştırmalı olarak incelenmektedir. PHD eklenmiş ve eklenmemiş sistemlerin yatırım maliyetleri, işletme giderleri, geri ödeme süreleri ve toplam enerji üretim kapasiteleri analiz edilerek, sistem seçiminde ekonomik ve teknik açıdan en uygun senaryonun belirlenmesi amaçlanmaktadır. Çizelge 5.4'te önerilen hibrit enerji sisteminin maliyet karşılaştırmasını sunmaktadır.

Çizelge 5.4. PHD'li PHD'siz sistemin maliyet karşılaştırması

Durum	Net bugünkü maliyet (NPC) (\$)	Başlangıç maliyeti (\$)	Enerji maliyeti (COE) (\$)
PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD sistemi	18,6 M	7,03 M	0,321
PV, rüzgâr, jeneratör sistemi	33 M	4,43 M	0,569

Çizelge 5.4'te önerilen sistemin ekonomik analizleri incelendiğinde, başlangıç sermaye maliyetinin temel sisteme kıyasla daha yüksek olduğu, ancak uzun vadede toplam maliyet açısından önemli bir tasarruf sağladığı görülmektedir. Özellikle net mevcut maliyet (NPC) değerinin düşmesi, PV, rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin ekonomik olarak daha avantajlı olduğunu göstermektedir. PHD sisteminin entegrasyonu, enerji üretim maliyetlerinde belirgin bir azalma sağlayarak sistemin daha ekonomik ve sürdürülebilir bir yapı kazanmasına katkıda bulunmaktadır.

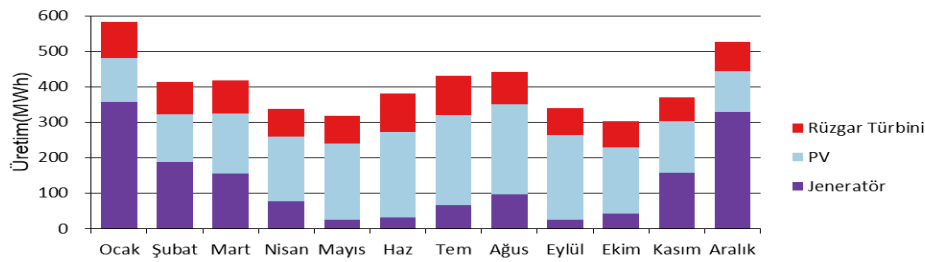
Çizelge 5.5. PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD ile (PV, rüzgâr, jeneratör) sisteminin karşılaştırmalı ekonomik performansı

Parametre	Değer
Mevcut kazanç (\$)	14.391.950
Yıllık ekonomik kazanç (\$/yıl)	1132327
Yatırım getirisi (%)	48,2
İç getiri oranı (%)	50,3
Basit geri ödeme süresi (yıl)	1,92
İndirimli geri ödeme süresi	2,11

Çizelge 5.5’te yatırım getirisi (ROI) ve iç getiri oranı (IRR) gibi finansal göstergeler değerlendirildiğinde, PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD sisteminin yatırım geri dönüş süresinin kısa olduğu ve finansal açıdan güçlü bir performans sunduğu anlaşılmaktadır. Geri ödeme süresinin düşük olması, yatırımın hızlı bir şekilde kendini amorti ettiğini gösterirken, yıllık ekonomik kazanç açısından da önemli bir avantaj sunmaktadır. Bu veriler, PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD sisteminin uzun vadede daha ekonomik, sürdürülebilir ve kârlı bir seçenek olduğunu göstermektedir.

Sonuç olarak, PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD sistemi başlangıç sermaye maliyeti yüksek olmasına rağmen, düşük NPC değeri ve kısa geri ödeme süresi sunmaktadır. Yüksek yatırım getirisi ve PHD entegrasyonu sayesinde enerji güvenliğini ve maliyet etkinliğini artırmaktadır. Bu nedenlerle, uzun vadeli uygulanabilirlik açısından daha avantajlı bir çözüm olarak değerlendirilmiştir.

Şekil 5.6’da gösterildiği gibi, bu üretim kaynakları yükü karşılamak için birlikte çalışmaktadır. Güneş ve rüzgâr enerjisi, yenilenebilir kaynakların maksimum verimle kullanılmasını sağlarken, PHD sistemi enerji depolama görevi üstlenmektedir. Jeneratör ise enerji açığını kapatarak sistem güvenilirliğini artırmaktadır.



Şekil 5.6. Elektrik üretimine karşılık gelen üretim kaynaklarının dağılımı

Rüzgâr türbini, yıl boyunca değişkenlik göstermektedir. Ocak ve Aralık aylarında üretim en yüksek seviyeye ulaşırken, yaz aylarında (Mayıs-Eylül) daha düşük seviyelerdedir.

PV, yaz aylarında en yüksek üretim seviyelerine ulaşmaktadır. Kış aylarında üretim miktarı belirgin şekilde düşmektedir.

Jeneratör, talebi karşılamak için yıl boyunca kullanılmış olup, Ocak, Şubat ve Aralık aylarında daha yüksek üretim seviyeleri gözlemlenmiştir. Yaz aylarında ise güneş enerjisinin maksimum üretim seviyelerine ulaşmasıyla jeneratör kullanımı azalmıştır. Ayrıca sisteme entegre edilen PHD sistemi sayesinde, fazla üretilen enerji depolanmış ve talep fazlası durumlarda bu depolanan enerji kullanılarak jeneratör ihtiyacı kısmen azaltılmıştır. Bu durum, yakıt maliyetlerini düşürme ve enerji sürekliliğini sağlama açısından önemli bir avantaj sunmuştur. Bu veriler doğrultusunda, batarya veya PHD gibi enerji depolama teknolojilerinin entegrasyonu, yenilenebilir enerjinin daha verimli kullanılmasını sağlamaktadır. Ayrıca sistemin fosil yakıtlara olan bağımlılığını da azaltmaktadır.

5.3.1.2. Generic flat plate PV çıktıları

Generic flat plate PV sistemi için elde edilen simülasyon çıktıları, güneş radyasyonu ve sistem bileşenlerinin verimlilikleri dikkate alınarak enerji üretim potansiyelinin analiz edilmesine olanak sağlamaktadır. Bu çıktılar, sistem performansını değerlendirmek ve enerji üretim profiline dayalı olarak sistem optimizasyonu yapabilmek için temel teşkil etmektedir. Çizelge 5.6'da PV çıktıları göstermektedir.

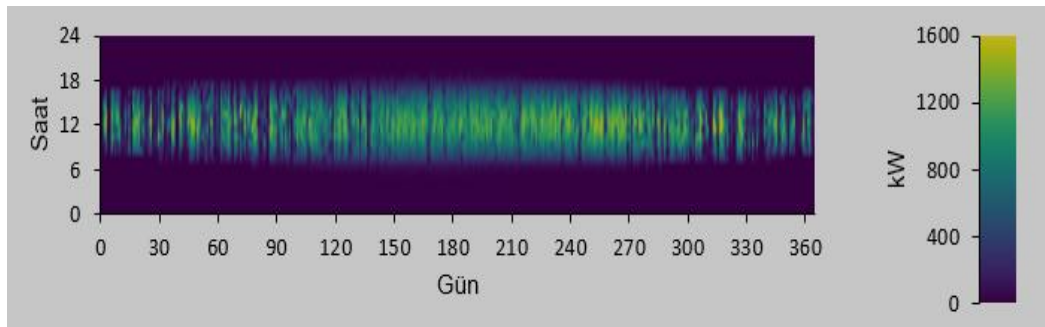
Çizelge 5.6. PV çıktı değerleri

Özellikler	Değer
Nominal kapasite	1500 kW
Toplam üretim	2264684 kW
Ana çıktı	259 kW
Kapasite faktörü	%17,2
Maksimum çıkış	1557 kW
Sermaye maliyeti	2,25 M\$
Bakım maliyeti	30000 \$/yıl
Özgül verim	1510 kWh/kW
LCOE	0,0914 \$/kWh
PV penetrasyon	%49,6

Çizelge 5.6, PV sistemine ilişkin temel teknik ve ekonomik göstergeleri özetlemektedir.

Sistemin ana çıktısının maksimum güce kıyasla daha düşük olması, sistemin sürekli tam kapasiteyle çalışmadığını göstermektedir. Bu durum, güneş ışınımındaki değişiklikler ve enerji talebindeki dalgalanmalardan kaynaklanmaktadır. PV sisteminin düşük sermaye ve bakım maliyetleri, ekonomik uygulanabilirliğini artırmaktadır. Yüksek özgül verim, güneş ışınımının etkin şekilde kullanıldığını göstermektedir. 0,0914 \$/kWh LCOE değeri, sistemin maliyet açısından rekabetçi olduğunu ortaya koymaktadır. %49,6'lık PV penetrasyonu, güneş enerjisinin toplam ihtiyacın neredeyse yarısını karşıladığını göstererek, sistemin hem ekonomik hem de teknik açıdan sürdürülebilir bir çözüm sunduğunu kanıtlamaktadır.

Şekil 5.7'de, PV sisteminin bir yıl boyunca saatlik bazda ürettiği güç çıktısını göstermektedir. Yatay eksen yıl içindeki günleri, dikey eksen ise gün içerisindeki saatleri temsil etmektedir. Renk skalası, üretilen gücü (kW) ifade etmekte olup, sarıya yakın tonlar daha yüksek üretimi, mor ve mavi tonlar ise daha düşük üretimi göstermektedir. Grafik, güneş ışınımının günlük ve mevsimsel değişimlerine bağlı olarak PV güç üretimindeki dalgalanmaları göstermektedir.



Şekil 5.7. PV güç çıkışı

Şekil 5.7'de, enerji üretimi, ağırlıklı olarak gündüz saatlerinde yoğunlaşmakta olup, özellikle 06:00 ile 18:00 saatleri arasında üretim daha belirgindir. Üretim yoğunluğu, farklı zaman dilimlerinde değişkenlik göstermektedir. Bu dalgalanmalar, hava koşulları, güneş ışınımının mevsimsel dağılımı ve sistemin çalışma koşullarından kaynaklanmaktadır.

5.3.1.3. Rüzgâr türbini: Enercon E-53 [800kW]

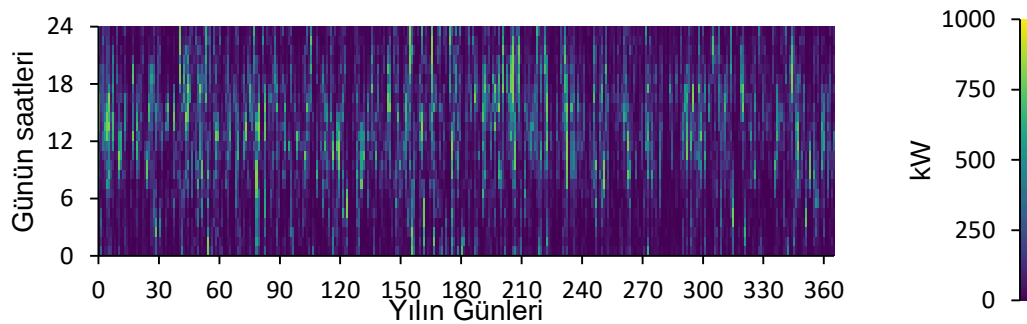
Tasarlanan sistemde rüzgâr enerjisi, şebekeden bağımsız enerji üretiminde hem ekonomik hem de teknik verimliliği artırma potansiyeline sahiptir. Rüzgâr türbininin sistemdeki rolü, enerji üretim kapasitesine katkısı ve maliyet etkinliği açısından değerlendirilmektedir. Çizelge 5.7’de, rüzgâr türbini sistemine ait temel teknik ve ekonomik parametreler sunulmaktadır.

Çizelge 5.7. Rüzgâr türbini çıktı değerleri

Özellikler	Değer
Adet	1
Rüzgâr türbini toplam üretimi	1051375 kWh/yr
Ana çıkış gücü	120 kW
Maksimum çıkış gücü	810 kW
Rüzgâr penetrasyon	%23
Nominal kapasite	800 kW
Sermaye maliyeti	1,35 M\$
Bakım maliyeti	27500 \$/yr
LCOE	0,115 \$/kWh
Çalışma Saatleri	8,450 hrs/yr
Rüzgâr türbini ömrü	20 yıl

Çizelge 5.7’de, rüzgâr türbininin performans ve maliyet parametreleri sunulmuş olup, sistemin ekonomik fizibilitesine dair önemli veriler sağlanmaktadır. Rüzgâr penetrasyon oranının %23 olması, yenilenebilir enerjinin sisteme katkısını göstermektedir.

Rüzgâr türbininin güç üretimi incelendiğinde, güneş enerjisi sisteminin aksine, üretimin gün boyunca devam ettiği görülmektedir. Gece ve gündüz saatleri arasında belirgin bir üretim farkı bulunmamakta olup, bu durum rüzgârın gün içerisinde belirli seviyelerde sürekli olarak estiğini göstermektedir. Bu durum Şekil 5.8’de sunulmaktadır.



Şekil 5.8. Rüzgâr türbini güç çıkışı

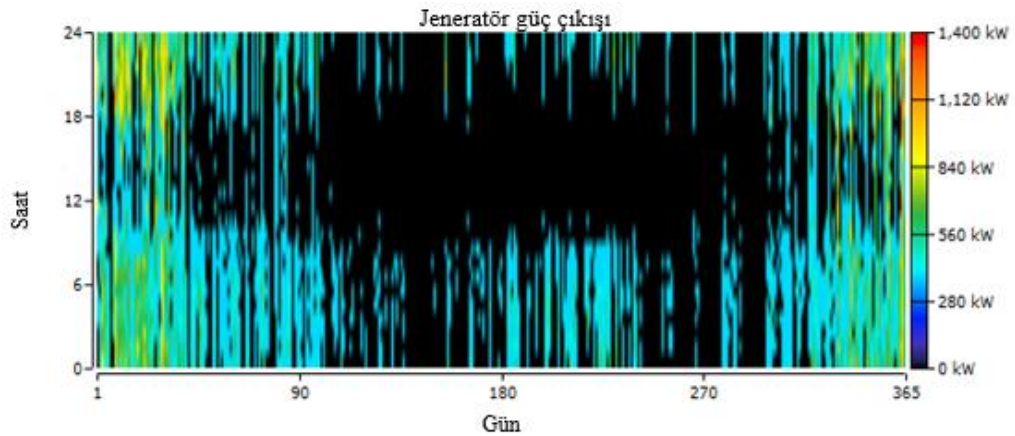
Şekil 5.8’de rüzgâr türbini çıktısı incelendiğinde, üretimde yüksek değişkenlik gözlemlenmiş ve bu durum rüzgâr hızındaki dalgalanmalarla açıklanmıştır. Türbinin üretimi genellikle 200-600 kW aralığında değişmektedir.

Mevsimsel olarak belirgin bir artış veya azalış eğilimi görülmemekle birlikte, bazı dönemlerde üretimin daha yoğun olduğu tespit edilmiştir. Rüzgâr türbininin hibrit sistemlerdeki rolü değerlendirildiğinde, gece saatlerinde de enerji üretimi sağlaması sayesinde sistemin enerji dengesini iyileştirmekte ve yenilenebilir enerji entegrasyonunu desteklemektedir.

5.3.1.4. Jeneratör (Dizel)

Jeneratörün yıllık performans analizi incelendiğinde, yaklaşık 3186 saat çalışarak 1.585.320 kWh/yıl elektrik ürettiği belirlenmiştir. Ortalama 498 kW güç çıkışıyla çalışan jeneratörün kapasite faktörü %13,4 olarak bulunmuş, bu da toplam kapasitesine kıyasla kullanım oranını göstermektedir.

Yakıt tüketimi açısından jeneratör, yıllık 447034 litre yakıt kullanmış ve %36 elektriksel verimlilik sağlamıştır. Yüksek işletme maliyetleri ve çevresel etkiler göz önüne alındığında, yenilenebilir enerji kaynaklarıyla entegrasyonu, ekonomik ve çevresel sürdürülebilirliği artırma potansiyeline sahiptir.



Şekil 5.9. Jeneratör güç çıkışı

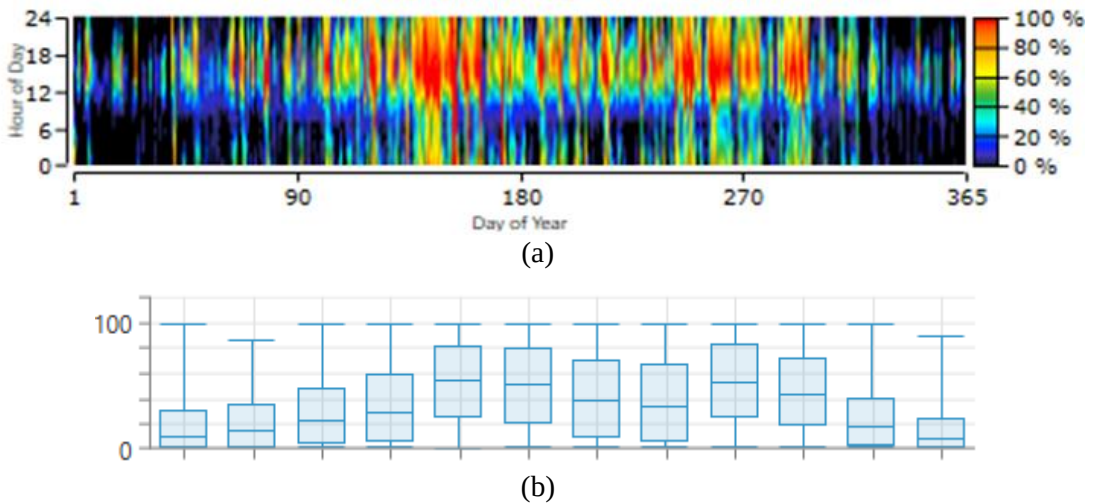
Şekil 5.9’da jeneratörün güç üretim profili incelendiğinde, yıl boyunca düzensiz bir üretim eğilimi sergilediği görülmektedir. Özellikle belirli zaman dilimlerinde üretimin tamamen durduğu gözlemlenmiştir. Bu durum, jeneratörün yalnızca enerji açığını

kapatmaya yönelik olarak devreye alındığını ve sistemde birincil değil, tamamlayıcı bir enerji kaynağı olarak görev yaptığını göstermektedir.

5.3.1.5. PV, rüzgâr, jeneratör ve PHD sisteminin PHD analizi

Sistemde 240 V gerilime sahip tek bir PHD kullanılmaktadır. PHD'nin nominal kapasitesi 6500 kWh olarak belirlenmiştir. PHD'nin yıllık toplam enerji döngüsü 56.914.506 kWh ve 50 yıl olarak öngörülen bir kullanım ömrüne sahiptir. Sistem özerkliği ise 12,5 saat olarak bulunmuştur. Bu da enerji üretimi kesildiğinde PHD'nin yaklaşık yarım gün boyunca sistemi destekleyebileceğini göstermektedir. PHD'nin enerji akışı incelendiğinde, yıllık enerji girişi 1.161.192 kWh/yıl, enerji çıkışı ise 1.109.468 kWh/yıl olduğu tespit edilmiştir. Yıllık depolama kaybı 58204 kWh olup, bu değer PHD'nin dönüşüm kayıpları ve kendiliğinden deşarj oranlarını yansıtmaktadır. Yıllık toplam enerji döngüsü 1.138.290 kWh olarak görülmüştür. Bu da sistemin yüksek bir kullanım oranına sahip olduğunu göstermektedir.

Hibrit enerji sistemlerinde PHD'nin doluluk durumu, enerji yönetimi ve sistemin genel verimliliği açısından kilit bir göstergedir. Şekil 5.10'da, yıl boyunca PHD doluluk seviyelerinin saatlik ve mevsimsel değişimini ortaya koymaktadır. Bu analiz, enerji depolama kapasitesinin sürdürülebilirliğini ve sistemin talebi karşılama yetkinliğini değerlendirmek için önemli veriler sunmaktadır.



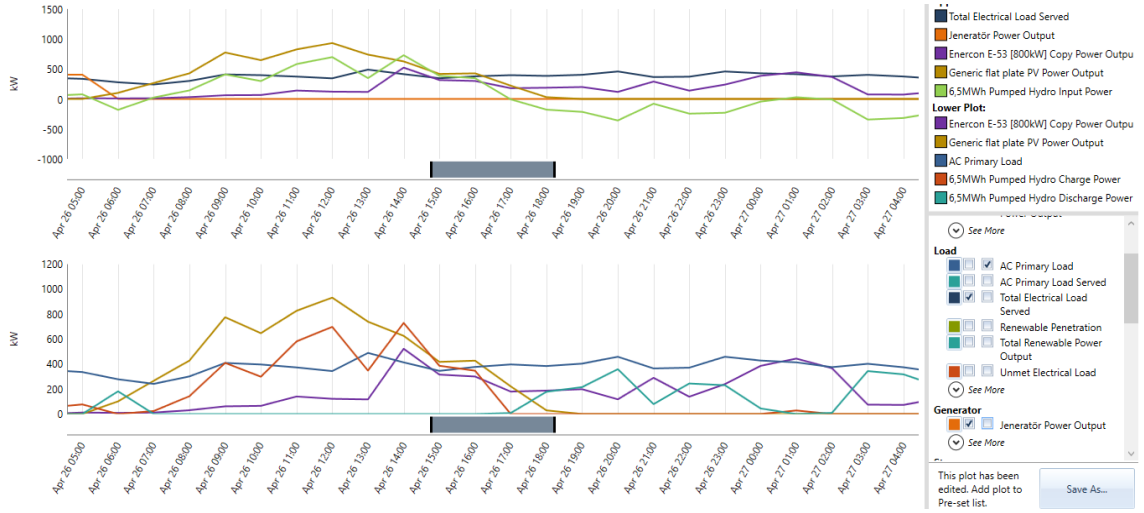
Şekil 5.10. a) günlük PHD şarj durumu b) aylara göre PHD şarj durumu

Şekil 5.10 (a), PHD'nin yıl boyunca saatlik baz da şarj seviyesi değişimi gösterilmektedir. Renk skalası kullanılarak PHD'nin doluluk oranı görselleştirilmiştir; kırmızı ve sarı tonları yüksek şarj seviyelerini (%80-100), mavi ve siyah tonları ise düşük şarj seviyelerini (%0-40) temsil etmektedir.

Yıl boyunca incelendiğinde, PHD'nin depolama seviyesi oldukça değişken olup, özellikle yenilenebilir enerji üretimindeki dalgalanmalara bağlı olarak gün içinde önemli seviyelerde artış ve azalış göstermektedir. İlkbahar ve yaz aylarında (90-270. günler) güneşlenme süresinin artmasıyla PHD'nin daha yüksek depolama seviyelerine ulaşmaktadır. Ayrıca rüzgâr enerjisi üretimi de belirli dönemlerde destekleyici olabilir, özellikle gece saatlerinde rüzgâr türbinleri devrede olduğu için PHD'nin tamamen boşalması önlenabilir. Sonbahar ve kış aylarında ise güneş enerjisinin azalmasına bağlı düşük depolama seviyelerinde olduğu gözlenmektedir. Bu durum, güneş enerjisi üretiminin yaz aylarında artması ve kış aylarında azalmasıyla doğrudan ilişkilidir. Ancak rüzgâr enerjisi üretimi kış aylarında genellikle daha yüksektir. Bu da PHD'deki suyun tamamen tükenmesini engellemektedir.

Günlük bazda değerlendirildiğinde, gece saatlerinde depolama seviyesinin düştüğü ve gündüz saatlerinde, özellikle yüksek üretim dönemlerinde, doluluk seviyesinin arttığı gözlemlenmiştir. Bu durum, sistemin güneş enerjisinden etkin şekilde faydalanarak PHD'yi depolama modunda çalıştırdığını, ancak gece saatlerinde yükü karşılamak için PHD'nin üretim modunda olduğunu göstermektedir. Rüzgâr ve güneşin bir arada kullanılması, PHD'nin su seviyelerini daha kararlı hale getirmektedir. Genel olarak, bu hibrit yenilenebilir enerji sistemi, tek başına güneş veya rüzgâr kullanan sistemlere göre daha istikrarlı bir enerji depolama yapısı sunmaktadır. PHD'nin depolama durumundaki dalgalanmalar, hibrit enerji sisteminin dinamik yük yönetimi stratejileriyle doğrudan bağlantılıdır. Sistemin güvenilirliğini artırmak ve enerji arz güvenliğini sağlamak adına, PHD'nin en uygun kapasiteyle çalıştırılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının maksimum verimle kullanılmasını desteklemektedir.

Şekil 5.11'de verilen grafik, belirli bir zaman aralığında farklı enerji kaynaklarının güç üretim miktarlarını, yük taleplerini ve sistem bileşenlerinin etkileşimini içermektedir. Üst kısımda yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimi ve PHD süreçleri yer alırken, alt kısımda sistemin genel yük profili, yenilenebilir enerji sistemlerinde PHS sisteminin depolama-üretim durumları sunulmuştur.



Şekil 5.11. Hibrit sistemin saatlik eğrileri

Şekil 5.11’de üst egride, elektrik yükü sistemin toplam talep ettiği güçü gösterirken, farklı üretim kaynaklarının katkıları izlenmektedir. Jeneratör, rüzgâr türbini ve PV sistemlerin güç çıktıları belirli saatlerde değişiklik göstermektedir. PHD giriş gücü, sistemin fazla enerjiyi depoladığı zaman dilimlerini yansıtmaktadır.

2. eğri olan alt grafikte, PHD depolama ve üretim durumunda sistemin enerji dengesini nasıl sağladığını göstermektedir. Güneş enerjisinin yüksek olduğu gündüz saatlerinde depolama kırmızı renkle gösterilmektedir. Gece saatlerinde veya enerji açığı oluştuğunda türbin modunda enerji sağlanmaktadır. Türbin modu yani üretim durumu ise açık mavi renk ile gösterilmektedir.

Bu grafikler, PHD sisteminin yenilenebilir enerji kaynaklarının değişkenliğini dengelemekteki önemini göstermektedir. Gündüz saatlerinde PV ve rüzgâr türbini üretimi fazla olduğunda enerji depolanmaktadır. Üretim düştüğünde ise depolanan enerji sisteme geri verilmektedir. Bu durum, jeneratör kullanımını azaltarak fosil yakıt tüketimini ve emisyonları düşürmektedir. Bu bağlamda, PHD’nin entegrasyonu, enerji üretiminde sürdürülebilirliğini artırmaktadır.

5.3.1.6. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu performans analizi

Hibrit enerji sistemlerinde inverter ve doğrultucu, DA ve AA dönüşümlerinde kritik bir rol oynamaktadır. İnverter, doğru akımı alternatif akıma çevirerek sistemin AA yüklerini beslemesini sağlamaktadır. Çizelge 5.8’de, sistemde kullanılan inverter güç

çıkış değerleri, yıllık kayıp değeri, toplam çalışma süresi ve kapasite faktörü gösterilmektedir.

Çizelge 5.8. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin inverter değerleri

Özellikler	Değer
Nominal Kapasite	1000 kW
Ortalama çıkış gücü	237 kW
Maksimum çıkış gücü	898 kW
Kapasite faktörü	%23,7
Toplam çalışma süresi	6793 saat/yıl
Yıllık enerji çıkışı	2074736 kWh
Yıllık enerji girişi	2183932 kWh
Yıllık kayıp	109197 kWh

Çizelge 5.8'e göre, invertör nominal kapasitesine kıyasla daha düşük bir yükte çalışmaktadır ve bu durum kapasite faktörüyle desteklenmektedir. İnvertörün enerji dönüşümünde kayıplar yaşanmaktadır; bu kayıplar verimlilik ile doğrudan ilişkilidir ve sistemin performansını etkileyen önemli bir faktördür. Verimlilik optimizasyonu için, dönüşüm kayıplarını en aza indirecek teknolojilerin tercih edilmesi, sistemin sürdürülebilirliği ve enerji maliyetlerinin düşürülmesi açısından kritiktir. İnvertör, gelen DA enerjiyi AA enerjiye çevirerek yükleri beslemektedir ve yıl boyunca değişken bir çıkış gücü sergilemektedir. Toplam yıllık çalışma süresi 6793 saat olarak hesaplanmış olup, sistemin büyük bir kısmını aktif olarak çalışarak geçirdiğini göstermektedir. İnvertör performans analizleri, sistemin enerji dönüşüm verimliliğinin değerlendirilmesi açısından kritiktir.

Doğrultucu, alternatif akımı doğru akıma çevirerek PHD depolama ve diğer DA bileşenlerin beslenmesini desteklemektedir. Çizelge 5.9'da, doğrultucu güç çıkış değerleri, yıllık kayıp değeri, toplam çalışma süresi ve kapasite faktörü gösterilmektedir.

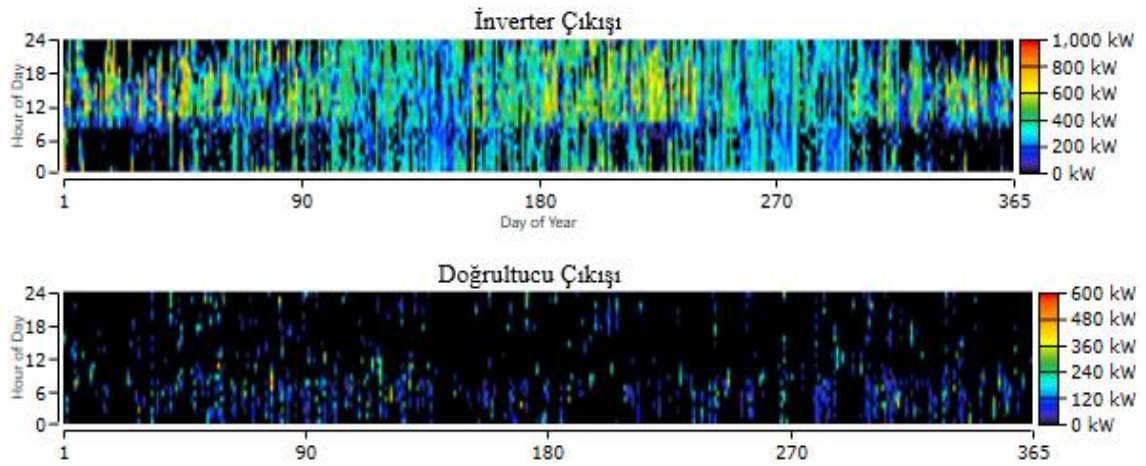
Çizelge 5.9. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin doğrultucu performansı

Özellikler	Değer
Nominal Kapasite	1000 kW
Ortalama çıkış gücü	13,1 kW
Maksimum çıkış gücü	524 kW
Kapasite faktörü	%1,31
Toplam çalışma süresi	1156 saat/yıl
Yıllık enerji çıkışı	114437 kWh
Yıllık enerji girişi	120460 kWh
Yıllık kayıp	6023 kWh

Çizelge 5.9'da verilen doğrultucu performans parametreleri, sistemin genel verimliliği ve çalışma dinamikleri hakkında önemli bilgiler sunmaktadır. Doğrultucunun düşük kapasite faktörü, sistemin ağırlıklı olarak invertör odaklı çalıştığını ve PHD'ye enerji aktarım ihtiyacının sınırlı olduğunu göstermektedir. Ayrıca, enerji dönüşüm sürecinde belirli seviyede kayıplar meydana gelmiş olup, bu kayıpların azaltılması için sistem tasarımının ve işletme stratejilerinin optimize edilmesi gerekmektedir.

Kapasite faktörünün artırılması ve sistemin tam kapasiteye yakın çalışmasının sağlanması, ekonomik ve teknik sürdürülebilirlik açısından kritik öneme sahiptir.

Hibrit enerji sistemlerinde inverter ve doğrultucular, enerjinin yönetilmesi açısından kritik bileşenlerdir. Şekil 5.12'de verilen grafikte inverter ve doğrultucu çıkışlarının zaman içindeki dağılımını inceleyerek sistemin performansını değerlendirmeye yardımcı olmaktadır.



Şekil 5.12. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu çıkışları

Şekil 5.12'de gün boyu ve yıl içinde enerji çıkış gücünün dalgalandığı görülmektedir. En yüksek çıkış seviyelerine özellikle yenilenebilir enerji üretimin yüksek olduğu dönemlerde ulaşıldığı gözlemlenmektedir. Grafikte, yıl boyunca doğrultucu kullanımının oldukça düşük ve düzensiz olduğu gözlemlenmektedir.

Inverterin yüksek kapasitede çalıştığı ve sistemin büyük ölçüde DA-AA dönüşümüne dayalı olduğu anlaşılmaktadır. Doğrultucunun kullanımının düşük olması, sistemin AA yükleri doğrudan beslemeye odaklandığını ve PHD'ye daha az enerji yönlendirildiğini göstermektedir. Dönüşüm kayıpları inverterde 109197 kWh/yıl,

doğrultucu da ise 6023 kWh/yıl olarak bulunmuştur. İnverter kayıplarının yüksek olması, dönüşüm verimliliği açısından dikkate alınması gereken bir faktördür.

5.3.1.7. PV-rüzgâr-jeneratör-PHD sisteminin maliyet dağılımı

Hibrit yenilenebilir enerji sisteminin maliyet dağılımı Çizelge 5.10'da gösterilmektedir. Başlangıç yatırım maliyetleri, işletme maliyetleri, yakıt maliyetleri, değiştirme maliyetleri ve kurtarma değeri zaman içinde nasıl değiştiğini görselleştirmektedir.

Çizelge 5.10. PV-rüzgâr-jeneratör-PHD sisteminin maliyet dağılımı

Bileşenler	Sermaye Maliyeti (\$)	Değiştirme Maliyeti (\$)	O&M Maliyeti (\$)	Yakıt (\$)	Kurtarma Maliyeti (\$)	Toplam Maliyet (\$)
6,5 MWh PHD	2.600.000	0	266911	0	-241177,4	2625734
Enercon E-53 (800 kW)	1.350.000	323673,55	349526,9	0	-180883	1842317
PV Panel	2.250.000	0	381302	0	0	2631302
Jeneratör	675000	792686	1366681	8522740	-53489	11.303.619
Dönüştürücü	150000	62055	12710	0	-11484	213280
Sistem	7.025.000	1178415	2377132	8522740	-487034	18.616.254

Çizelge 5.10'da sistemde yer alan bileşenlerin maliyet analizi, sermaye yatırımı, yenileme, işletme-bakım giderleri, yakıt tüketimi ve kurtarma maliyetleri üzerinden değerlendirilmiştir.

Pompaj depolamalı hidro (PHD) sistemi yüksek yatırım maliyetine rağmen, düşük işletme giderleri ve negatif kurtarma maliyeti sayesinde uzun vadede ekonomik avantaj sağlamaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları olan rüzgâr türbini ve fotovoltaik paneller, düşük işletme maliyetleriyle sürdürülebilir ve maliyet etkin çözümler sunmaktadır. Buna karşın, jeneratör sistemi yüksek yakıt ve bakım giderleri nedeniyle toplam maliyete en fazla yük getiren bileşen olmuştur. Negatif kurtarma maliyeti, sistemin ömrü sonunda ekipmanların geri kazanımı sayesinde toplam maliyetin düşürülmesine katkı sağlamaktadır.

5.3.1.8. PV, rüzgâr, jeneratör, PHD ve PV, rüzgâr, jeneratör sisteminin emisyonlarının karşılaştırması

Burada yenilenebilir enerji kaynakları ve dizel jeneratörlerden oluşan iki farklı sistemin emisyon performansı karşılaştırılmaktadır. Çizelge 5.11’de PV, rüzgâr türbini, jeneratör ve PHD sistemi ile PHD’siz emisyon karşılaştırma yapılmaktadır

Çizelge 5.11. PHD’li ve PHD’siz sistemin emisyon oranlarının karşılaştırması

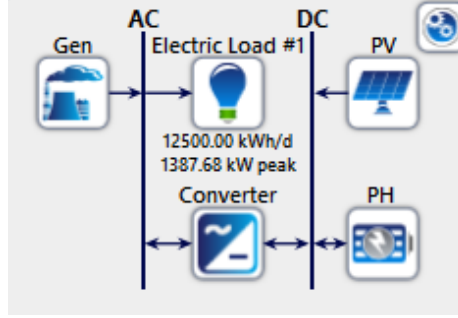
Hibrit Sistem	CO ₂ (kg/yr)	CO (kg/yr)	Yanmaz hidrokarbon (kg/yr)	SO ₂ (kg/yr)	NO _x (kg/yr)
PV + Rüzgâr + Jeneratör + PHD	1.175.033	4276	322	2895	715
PV + Rüzgâr + Jeneratör	2.976.821	10834	815	7334	1812

Çizelge 5.11’de görüldüğü gibi PHD destekli PHD sisteminin emisyonları, PHD olmayan sisteme kıyasla yaklaşık %60,5 oranında azalmıştır. Emisyon değerindeki azalış, PHD’li hibrit sistemlerin çevreye olan olumlu etkisini göstermektedir. Bu farkın temel nedeni, PHD kullanımının jeneratör bağımlılığını azaltarak fosil yakıt tüketimini minimize etmesidir. Jeneratörlerin doğrudan fosil yakıt tüketimine dayalı çalışması, yüksek miktarda emisyon üretmesine neden olmaktadır. Ancak PHD destekli sistemlerde, YEK’lerden sağlanan fazla enerji depolanarak, gece saatleri veya düşük üretim dönemlerinde kullanılması sağlanmaktadır. Bu da jeneratör kullanım süresini ve dolayısıyla yakıt tüketimini azaltmaktadır. Bu sonuçlar, hibrit sistemin sürdürülebilirliği açısından PHD kullanımının önemini vurgulamaktadır. Özellikle karbon emisyonlarının büyük ölçüde düşmesi, yenilenebilir enerji entegrasyonu ile fosil yakıt bağımlılığının azaltılabileceğini göstermektedir. PHD sisteminin çevre dostu bir sistem olduğu görülmektedir.

5.3.2. PV, jeneratör, PHD hibrit sisteminin sonuçları

Bu bölümde, Diyarbakır Silvan ilçesi için önerilen PV, jeneratör, PHD hibrit enerji sisteminin simülasyon sonuçları değerlendirilmektedir. Çalışmada, 1.500 kW PV ve 1.350 kW jeneratörden oluşan bir sistemin performansı incelenmiş ve enerji üretimi,

maliyet analizi karşılaştırılmıştır. Özellikle, senaryoda PHD'nin sisteme olan katkısı analiz edilmiştir.



Şekil 5.13. PV, jeneratör, PHD sisteminin simülasyonu

Şekil 5.13'teki simülasyonun sonucunda, sistemin ekonomik ve çevresel etkilerini ortaya koymaktadır. PHD'nin enerji depolama ve sistem verimliliği üzerindeki rolünü değerlendirmeyi amaçlamaktadır. Aşağıda, elde edilen sonuçlar ayrıntılı olarak sunulmaktadır.

5.3.2.1. PV, jeneratör, PHD ve PV, jeneratör sistem karşılaştırması

Burada PV, jeneratör sistemi ile PV, jeneratör, PHD sistemin teknik ve ekonomik performansları karşılaştırılmaktadır. Karşılaştırma, sistemlerin kurulum maliyeti, NPC, yatırımın geri dönüş süresi, iç verim oranı ve yıllık getiri gibi temel finansal parametreler açısından değerlendirme yapılmaktadır. Çizelge 5.12'de PV, jeneratör ve PHD hibrit sisteminin farklı yapılandırmalarını ve maliyet analizlerini göstermektedir.

Çizelge 5.12. PV, jeneratör ve PHD sistemi karşılaştırmalı maliyet analizi

Durum	Net bugünkü maliyet (NPC) (\$)	Başlangıç maliyeti (\$)	Enerji maliyeti (COE) (\$)
PV, jeneratör ve PHD sistemi	22 M	5,68 M	0,379
PV, jeneratör sistemi	32,6 M	3,08 M	0,562

Çizelge 5.12 incelendiğinde, başlangıç yatırım maliyeti daha yüksek olmasına rağmen, PHD sistemi içeren hibrit enerji sisteminin uzun vadede daha düşük toplam maliyet sunduğu görülmektedir. Net bugünkü maliyet açısından değerlendirildiğinde, bu

sistemin geleneksel PV ve jeneratör kombinasyonuna kıyasla daha ekonomik bir seçenek olduğu ortaya çıkmaktadır.

Ayrıca, birim enerji maliyeti karşılaştırıldığında, PHD sisteminin dahil edilmesiyle enerji üretim maliyetlerinin önemli ölçüde düştüğü gözlemlenmektedir. Bu durum, sistemin daha verimli ve sürdürülebilir bir çözüm sunduğunu göstermektedir.

Çizelge 5.13'te, sistemin mevcut net kazancı, yıllık ekonomik getirisi ve yatırımın geri dönüş süresi gibi temel ekonomik parametreler sunulmaktadır.

Çizelge 5.13. PV, jeneratör, PHD ve PV, jeneratör sisteminin karşılaştırmalı ekonomik performansı

Parametre	Değer
Mevcut kazanç (\$)	10.599.740
Yıllık ekonomik kazanç (\$/yıl)	833964
Yatırım getirisi (%)	36,7
İç getiri oranı (%)	38,7
Basit geri ödeme süresi (yıl)	2.6
İndirimli geri ödeme süresi	2.96

Önerilen sistemin ekonomik performansı değerlendirildiğinde, yatırımın finansal açıdan cazip olduğu görülmektedir. Sistem, yüksek yatırım getirisi ve kısa geri ödeme süresi ile ekonomik sürdürülebilirlik açısından avantaj sunmaktadır. Özellikle pompaj depolamalı hidroelektrik biriminin eklenmesi, enerji üretim verimliliğini artırarak işletme maliyetlerini azaltmış ve ekonomik sürdürülebilirliği güçlendirmiştir. Bu doğrultuda, önerilen sistemin uygulanması uzun vadeli maliyet avantajı sağlayan etkili bir çözüm sunmaktadır.

5.3.2.2. PV, jeneratör, PHD sisteminin PHD'sinin değerlendirilmesi

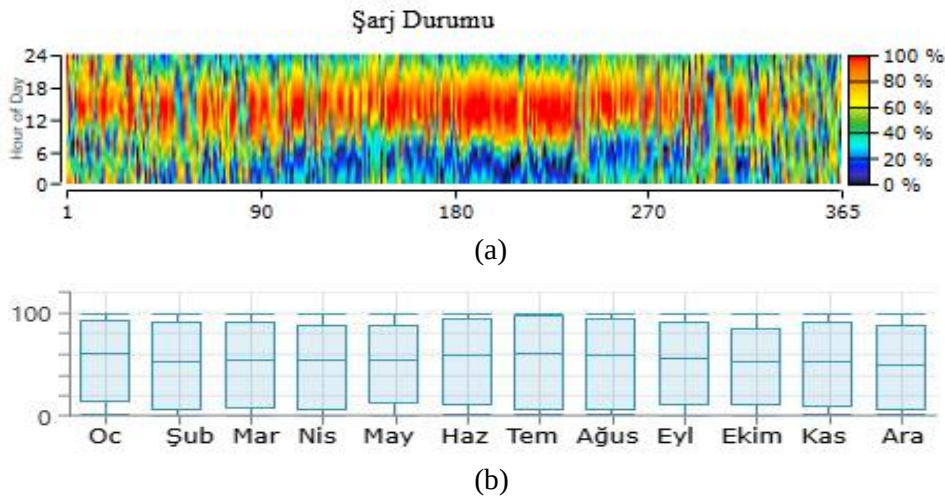
Yapılan performans analizi doğrultusunda, depolama sisteminin özerklik süresi 12,5 saat olarak gösterilmektedir. Bu değer, PHD'nin tam dolu kapasitede herhangi bir şebeke veya jeneratör desteği olmaksızın sisteme enerji sağlayabileceği süreyi ifade etmektedir.

Enerji akışı açısından değerlendirildiğinde, PHD sistemine yıllık 2.233.130 kWh enerji girişi olduğu, buna karşılık sistemden 2.127.419 kWh enerji çıktısı olduğu görülmektedir. Bu doğrultuda, depolama kaybı 111.811 kWh/yıl olarak bulunmuştur.

Ek olarak, ortalama enerji maliyeti 0,311 \$/kWh olarak bulunmuş olup, bu değer PHD sisteminin ekonomik performansını değerlendirmek açısından önemli bir gösterge niteliğindedir.

PHD'nin yıllık enerji döngüsü incelendiğinde, yıllık toplam enerji işleme kapasitesinin 2.182.686 kWh olduğu belirlenmiştir. Ömür boyu enerji işleme kapasitesi ise 109.134.299 kWh olarak değerlendirilmiştir. Bu bulgular, PHD sisteminin uzun vadede enerji yönetimi açısından etkili bir çözüm sunduğunu göstermektedir.

Şekil 5.14'te, yıl boyunca PHD doluluk oranının saatlik ve mevsimsel değişimi analiz edilmiştir.



Şekil 5.14. PV, jeneratör, PHD sisteminin depolama performansı

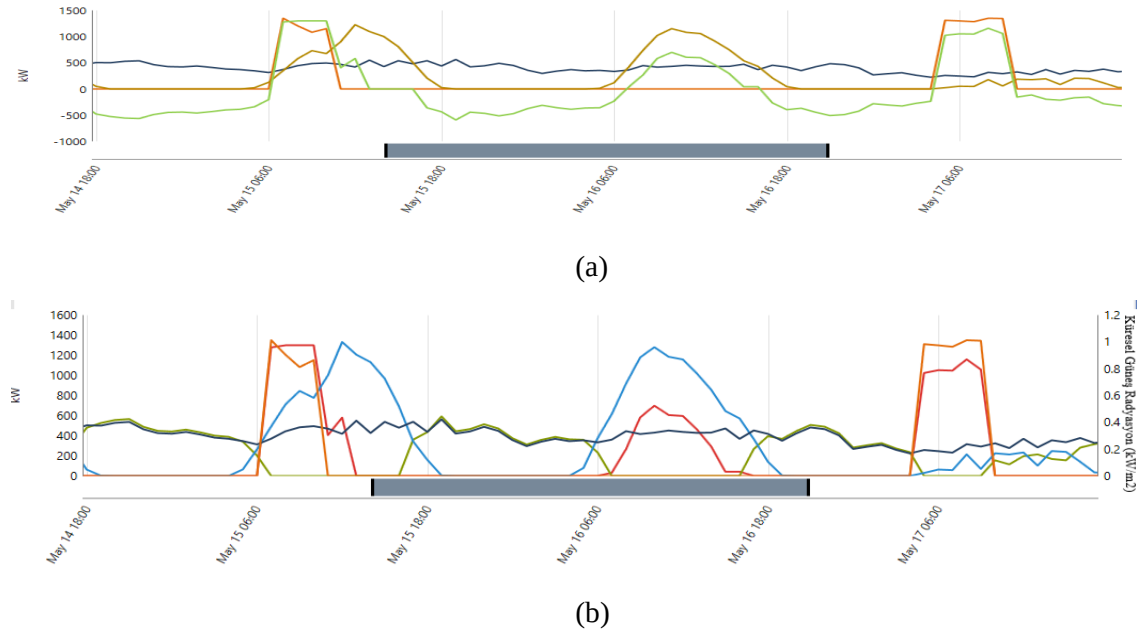
Şekil 5.14. (a) da, şarj seviyesindeki dalgalanmalar, güneş enerjisi üretimi ve jeneratörün devreye girme zamanlarına bağlı olarak değişiklik göstermektedir. Yaz aylarında (180-270. günler), güneş panellerinin yeterli enerji üretmesi nedeniyle şarj seviyesinin genellikle daha yüksek olduğu gözlemlenmiştir. Bu dönemde, sistem ağırlıklı olarak güneş enerjisi ile çalışmaktadır.

Buna karşın, kış aylarında (0-90 ve 270-365. günler) şarj seviyesinde belirgin dalgalanmalar meydana gelmektedir. Düşük güneş ışıınımı koşulları altında PHD'lerin daha sık boşaldığı, dolayısıyla PHD sisteminin devreye girerek enerji sağladığı tespit edilmiştir.

Gün içi değişimler incelendiğinde, şarj seviyesinin gündüz saatlerinde arttığı, gece saatlerinde ise azaldığı belirlenmiştir. Ancak, güneş enerjisinin yetersiz olduğu günlerde jeneratör devreye girerek, şarj düzeyinin belirli bir eşiğin altına düşmesini engellemekte ve sistemin sürekliliğini sağlamaktadır.

Şekil 5.14 (b) de, şarj seviyesinin ilkbahar ve yaz aylarında genellikle %80-100 arasında seyrettiği, kış aylarında ise daha düşük seviyelere indiği gözlemlenmektedir.

Şekil 5.15'te, güneş enerjisi ve jeneratör destekli PHD sisteminin çalışma prensiplerini detaylı bir şekilde analiz etmektedir. Sistem bileşenleri arasındaki enerji akışı değerlendirilerek, enerji üretim ve tüketim süreçleri ile depolama mekanizmalarının verimliliği incelenmiştir.



Şekil 5.15. Güneş enerjisi ve jeneratör destekli PHD sisteminin enerji akışı

Şekil 5.15 (a), toplam elektrik yükü, güneş enerjisi üretimi, jeneratör gücü ve pompaj hidroelektrik giriş gücünü göstermektedir. Şekil 5.15 (b), pompaj hidroelektrik sisteminin depolama ve üretim döngülerini ayrıntılı şekilde ortaya koymaktadır. Şekil 5.15 (a)'da siyah çizgi toplam elektrik yükünü, yeşil çizgi güneş enerjisi üretimini yansıtmaktadır. Sabah saatlerinden itibaren artan güneş enerjisi üretimi, öğle saatlerinde maksimum seviyeye ulaşmakta, akşam saatlerinde ise sıfıra düşmektedir. Güneş enerjisi üretimi, gün ortasında 1000 kW seviyelerine ulaşarak akşam saatlerinde sıfıra yaklaşmakta ve PHD ile jeneratör devreye girmektedir. Turuncu çizgi jeneratör çıkışını, açık yeşil çizgi ise pompaj hidroelektrik giriş gücünü göstermektedir. PHD, fazla üretilen enerjiyi depolayarak enerji sürekliliğini artırmaktadır. Güneş enerjisinin zirve yaptığı saatlerde üst rezervuara su aktarılmakta, akşam saatlerinde ise enerji talebini karşılamak için depolanan su salınarak üretim yapılmaktadır. Akşam saatlerinde PHD üretimi

artmakta ve gece boyunca enerji ihtiyacını karşılamaktadır. Sabah 06:00-08:00 arasında PHD seviyesi düşük olduğunda jeneratör devreye girmektedir.

Şekil 5.15 (b), PHD sisteminin yenilenebilir enerji üretimindeki dalgalanmaları dengeleyerek enerji güvenliğini sağladığını göstermektedir. Yeşil renkli kısım üretim işlemini, kırmızı renkli kısım ise depolama sürecini göstermektedir. Depolama ve üretim işlemleri, güneş enerjisi üretimi ve yük talebi ile doğrudan ilişkilidir. Güneş enerjisinin en yüksek olduğu saatlerde (10:00-16:00) fazla enerji hidroelektrik sistemine yönlendirilir ve depolanır. Özellikle 15-16 Mayıs tarihlerinde öğle saatlerinde depolama sürecinin maksimum düzeyde olduğu gözlenmiştir. Güneş enerjisinin yetersiz olduğu saatlerde (18:00-08:00) PHD sistemi devreye girerek enerji ihtiyacını karşılar. Gece saatlerinde (22:00-06:00) PHD sistemi elektrik yükünü dengelemek için aktif hale gelir. Güneşin batmasıyla birlikte PHD sisteminin devreye girdiği görülmektedir.

Bu analiz, hibrit enerji sisteminin bileşenlerinin etkileşimini ve enerji yönetimi süreçlerini anlamak açısından önemli bir çerçeve sunmaktadır. Özellikle, enerji depolama mekanizmalarının sistem verimliliğini artırmadaki kritik rolü vurgulanmaktadır.

5.3.2.3. PV, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu analizi

Hibrit enerji sistemlerinde inverter ve doğrultucu, doğru akım (DA) ve alternatif akım (AA) dönüşümlerinde kritik bir rol oynamaktadır. İnverter, doğru akımı alternatif akıma çevirerek sistemin AA yüklerini beslemesini sağlarken, doğrultucu ise alternatif akımı doğru akıma çevirerek PHD şarjını ve diğer DA bileşenlerin beslenmesini desteklemektedir. Çizelge 5.14'te, inverter çıkışına ilişkin temel performans parametreleri sunulmaktadır.

Çizelge 5.14. PV, jeneratör, PHD sisteminin inverter çıktı değerleri

Özellikler	Değer
Nominal Kapasite	1000 kW
Ortalama çıkış gücü	369 kW
Maksimum çıkış gücü	955 kW
Kapasite faktörü	%36,9
Toplam çalışma süresi	6723 saat/yıl
Yıllık enerji çıkışı	3.231.096 kWh/yıl
Yıllık enerji girişi	3.401.154 kWh/yıl
Yıllık kayıp	170.058 kWh/yıl

Çizelge 5.14'te görüldüğü gibi inverterin kapasite kullanım oranı, sistemin enerji ihtiyacına bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Ortalama güç çıkışının nominal kapasitenin altında olması, yıl boyunca kapasitesinin tam olarak kullanılmadığını, ancak sistemin talebe uyum sağladığını göstermektedir. Maksimum çıkış gücünün yüksek olması, yük değişimlerine esneklik sağladığını ortaya koymaktadır. Çalışma süresi, inverterin sistemdeki aktif rolünü ve yenilenebilir enerji entegrasyon seviyesini gösterirken, enerji kayıpları ise dönüşüm verimliliği, teknoloji seçimi ve çevresel faktörler göz önünde bulundurularak optimize edilebilecek önemli bir parametre olarak değerlendirilmektedir.

Sistemde kullanılan doğrultucunun performansı, yıllık enerji girişi ve çıkışı açısından değerlendirilmiştir. Çizelge 5.15'te, doğrultucu sisteminin nominal kapasitesi, kapasite faktörü, toplam çalışma süresi ve yıllık kayıplar gibi temel performans göstergeleri sunulmaktadır.

Çizelge 5.15. PV, jeneratör, PHD sisteminin doğrultucu çıktı değerleri

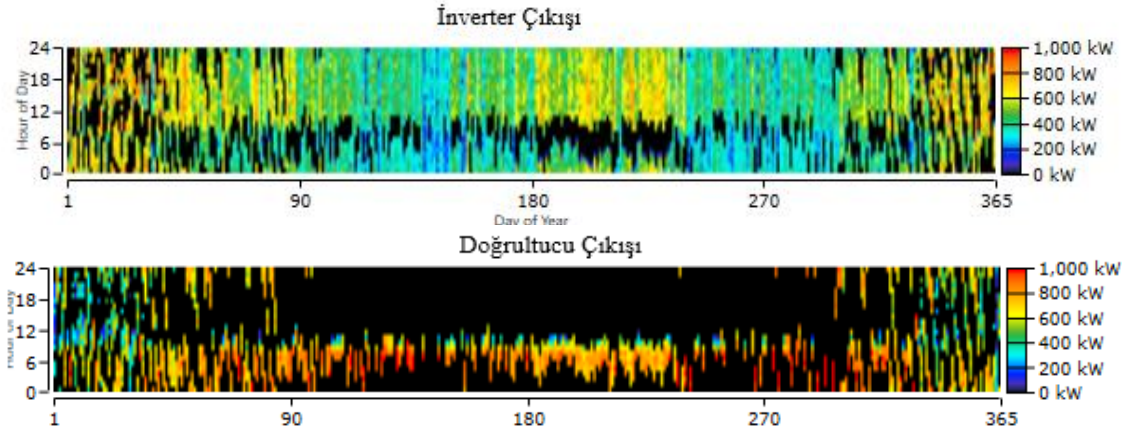
Özellikler	Değer
Nominal Kapasite	1000 kW
Ortalama çıkış gücü	171 kW
Maksimum çıkış gücü	1000 kW
Kapasite faktörü	%17,1
Toplam çalışma süresi	2019 saat/yıl
Yıllık enerji çıkışı	1.496.762 kWh/yıl
Yıllık enerji girişi	1.575.539 kWh/yıl
Yıllık kayıp	78777 kWh/yıl

Çizelge 5.15'te doğrultucunun performansına ilişkin temel göstergeler, sistemin kapasite kullanımının belirli sınırlar içinde kaldığını ve enerji dönüşüm sürecinde belirli kayıpların meydana geldiğini ortaya koymaktadır. Ortalama çıkış gücü, doğrultucunun yıl boyunca kapasitesinin sınırlı bir oranında çalıştığını gösterirken, maksimum çıkış değerine ulaşabilmesi, ani güç taleplerine yanıt verebilme kabiliyetini göstermektedir.

Toplam çalışma süresi, doğrultucunun sistem içerisindeki aktif kullanım seviyesini yansıtmaktadır.

Güç elektroniği sistemlerinde, alternatif akım (AA) ile doğru akım (DA) arasındaki dönüşümler, enerji depolama sistemlerinin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu açısından önemlidir. İnverter çıkışı, genellikle PHD veya DA

kaynaklı sistemlerden AA çıkış üretmek için kullanılırken, doğrultucu çıkışı AA gerilimin DA'ye dönüştürülmesi sürecini temsil etmektedir. Bu doğrultuda, iki farklı çıkış grafiği karşılaştırılarak sistemin performansı Şekil 5.16'da değerlendirilmiştir.



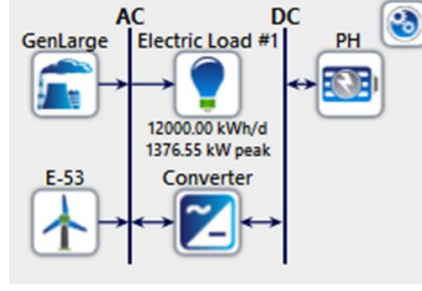
Şekil 5.16. PV, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu çıkışı

Şekil 5.16'da inverter çıkış gücü yıl boyunca değişkenliği göstermektedir. Güç çıkışı en yüksek seviyelere gündüz saatlerinde ulaşmaktadır, bu durum güneş enerjisinin aktif olduğu saatlerle uyumludur. İlkbahar ve yaz aylarında inverterin kapasitesinin daha yüksek oranda kullanıldığı gözlemlenmektedir. Gece saatlerinde inverter çıkış gücü genellikle düşük seviyelerdedir. Bu da depolanan enerjinin doğrudan PHD'lerde çekildiğini göstermektedir.

Doğrultucu çıkışı yıl boyunca düzensiz ve daha düşük seviyelerde gerçekleşmiştir. Doğrultucu seviyesinin düşük olması AA tabanlı bir yapıyla çalıştığını göstermektedir. Güç çıkışı genellikle akşam ve gece saatlerinde artış göstermektedir. Doğrultucu, yıl boyunca invertere kıyasla çok daha az aktif rol oynamaktadır. Kış aylarında ve düşük güneş ışınımı olan günlerde doğrultucu kullanımının arttığı gözlemlenmektedir. Her iki bileşenin kayıpları düşük olup, sistemin genel verimliliği yüksek seviyededir. Doğrultucu kullanımının daha düşük olması, kayıpların da nispeten az olmasına neden olmaktadır.

5.3.3. Rüzgâr-jeneratör-PHD hibrit sisteminin sonuçları

Bu kısımda rüzgâr enerjisi, jeneratör ve PHD entegrasyonu ile oluşturulan hibrit enerji sisteminin performansı değerlendirilmektedir. Sistem bileşenlerinin etkileşimi, enerji sürekliliği ve verimlilik açısından analiz edilmiştir.



Şekil 5.17. Rüzgâr, jeneratör, PHD sistemin simülasyon ekranı

Şekil 5.17’de verilen simülasyonun sonuçlarında, her bir bileşenin ekonomik maliyetleri ve çevresel etkileri ayrıntılı olarak değerlendirilmiştir.

5.3.3.1. Rüzgâr, jeneratör, PHD ve Rüzgâr, jeneratör sistemi maliyet karşılaştırması

Mevcut sistemde 1 adet rüzgâr türbini 800 kW, 1350 kW jeneratör bulunmaktadır. Önerilen sistemde ise aynı jeneratör kapasitesine ek olarak 1 adet PHD ve 1000 kW güç dönüştürücü eklenmiştir. Mevcut ve önerilen sistemlerin teknik ve ekonomik performanslarının değerlendirilmesi amacıyla bir karşılaştırma yapılmıştır. Bu kapsamda, sistem bileşenleri ve güç kapasiteleri dikkate alınarak maliyet analizi gerçekleştirilmiştir. Özellikle, önerilen sistemde eklenen PHD ve dönüştürücünün toplam sistem maliyetine etkisi incelenmiştir. Çizelge 5.16’da rüzgâr, jeneratör ve PHD sistemi karşılaştırmalı maliyet analizi gösterilmektedir.

Çizelge 5.16. Rüzgâr, jeneratör ve PHD sistemi karşılaştırmalı maliyet analizi

Durum	Net bugünkü maliyet (NPC) (\$)	Başlangıç maliyeti (\$)	Enerji maliyeti (COE) (\$)
Rüzgâr, jeneratör ve PHD sistemi	26,3 M	4,78 M	0,454
Rüzgâr, jeneratör sistemi	31,7 M	2,03 M	0,546

Çizelge 5.16’da rüzgâr, jeneratör ve PHD sistemi, yalnızca rüzgâr ve jeneratör sistemine kıyasla daha yüksek bir başlangıç maliyetine sahip olmasına rağmen, uzun vadede daha düşük NPC ve COE sunmaktadır. PHD entegrasyonunun sağladığı enerji depolama kapasitesi, sistemin daha verimli çalışmasına katkıda bulunarak, enerji maliyetlerini düşürmektedir.

Sadece rüzgâr ve jeneratör kullanılan sistemin başlangıç maliyeti daha düşük olsa da, uzun vadede daha yüksek toplam maliyet oluşturduğu ve birim enerji maliyetinin daha fazla olduğu görülmektedir. Bu durum, enerji üretiminde PHD'nin ekonomik açıdan avantaj sağladığını göstermektedir. Özellikle uzun vadeli maliyet optimizasyonu açısından değerlendirildiğinde, PHD içeren sistem daha sürdürülebilir ve ekonomik bir seçenek olarak öne çıkmaktadır.

Çizelge 5.17'de hibrit enerji sistemlerinin ekonomik performansını değerlendirmek amacıyla, rüzgâr, jeneratör, PHD ve PV, jeneratör sistemleri karşılaştırılmıştır.

Çizelge 5.17. Rüzgâr, jeneratör, PHD ve rüzgâr, jeneratör sisteminin karşılaştırmalı ekonomik performansı

Parametre	Değer
Mevcut kazanç (\$)	5.335.958
Yıllık ekonomik kazanç (\$/yıl)	419821
Yatırım getirisi (%)	19,8
İç getiri oranı (%)	22,3
Basit geri ödeme süresi (yıl)	4,26
İndirimli geri ödeme süresi	5,36

Çizelge 5.17'de görülen verilere göre, geri ödeme sürelerinin 5 yılın altında olması, bu yatırımın kısa ve orta vadede ekonomik olarak uygulanabilir olduğunu göstermektedir. Burada rüzgâr türbini, jeneratör ve PHD bileşenlerinin sistem performansına olumlu katkıda bulunduğu görülmektedir. Rüzgâr ve PHD, düşük işletme maliyetleri sayesinde enerji ihtiyacını daha ekonomik bir şekilde karşılamakta ve geri ödeme süresinin kısılmasına katkıda bulunmaktadır.

ROI ve IRR değerleri, önerilen sistemin yatırılan her 1 \$ sermaye için %19,8 getiri sağladığını ve sermayenin %22,3'lük bir yıllık verimle büyüdüğünü göstermektedir. IRR'nin bu kadar yüksek olması, önerilen sistemin düşük işletme maliyetleri ve yenilenebilir enerji bileşenlerinin uzun vadeli avantajları sayesinde karlı olduğunu ortaya koymaktadır.

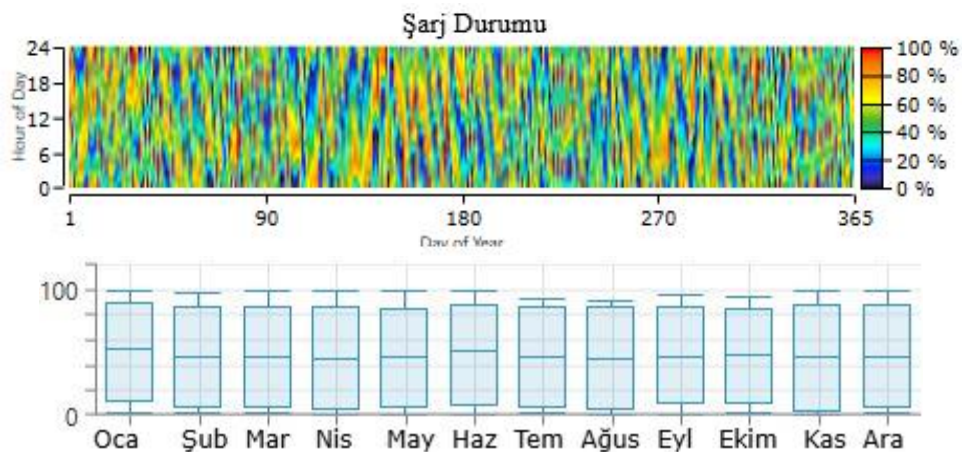
Sonuç olarak, rüzgâr, jeneratör, PHD sistemi rüzgâr, jeneratör sistemine kıyasla daha yüksek başlangıç maliyetine sahip olsa da, uzun vadede daha düşük işletme maliyetleri ve daha yüksek yatırım getirisi sağlamaktadır. Bu nedenle ekonomik açıdan rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin uygulanabilir olduğu değerlendirilmektedir.

5.3.3.2. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin 6,5 MWh pompaj hidroelektrik depolama performans analizi

Bu çalışmada PHD sisteminin performansına ilişkin veriler detaylı şekilde analiz edilmiştir. Sistemde 6.500 kWh nominal kapasiteye sahip PHD sistemi kullanılmıştır.

PHD'nin öngörülen ömrü 50 yıl olarak hesaplanmıştır. Ancak, EDS'lerde kullanım koşulları, deşarj derinliği ve çevresel faktörler göz önüne alındığında, gerçek operasyonel ömrün bu değerden sapabileceği bilinmektedir. Simülasyon sonucunda sistemin genelinde yıllık enerji girdisi 2.354.853 kWh, enerji çıktısı ise 2.240.809 kWh olarak tespit edilmiştir. Bu verilere göre, enerji depolama sisteminin verimli bir şekilde çalıştığı görülmektedir. Ancak, yıllık enerji kaybı 117.839 kWh olup, bu kayıpların büyük ölçüde boru sürtünmesi, pompa ve türbin kayıpları gibi faktörler ve dönüşüm verimsizliklerinden ve iç direnç kayıplarından kaynaklandığı tahmin edilmektedir. Depolama tükenme değeri 3.795 kWh olarak belirlenmiştir. Bu değer, PHD'nin yıllık olarak kapasitesinden kaybettiği enerji miktarını ifade etmektedir. Kullanılabilir nominal kapasite de aynı değerde olup, bu durum PHD'nin tam kapasite ile değerlendirildiğini göstermektedir.

Şekil 5.18'de, yıl boyunca PHD doluluk seviyelerinin saatlik ve mevsimsel değişimini ortaya koymaktadır. Bu analiz, enerji depolama kapasitesinin sürdürülebilirliğini ve sistemin talebi karşılama yetkinliğini değerlendirmek için önemli veriler sunulmaktadır.



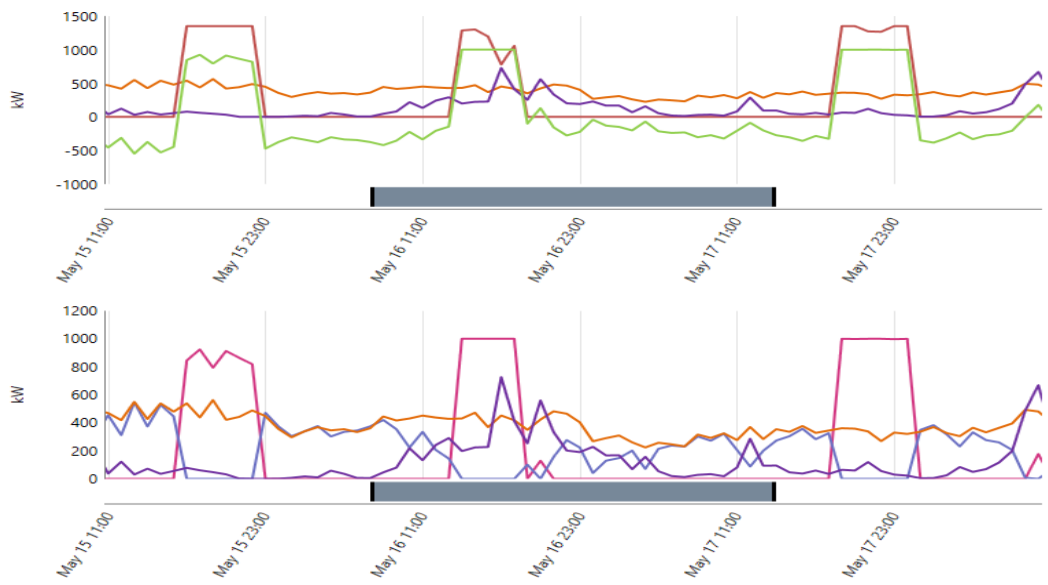
Şekil 5.18. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin PHD depolama performansı

Şekil 5.18’de sunulan depolama durumu dağılımı, PHD’nin yıl boyunca farklı şarj seviyelerinde çalıştığını göstermektedir. Depolama durumunun yüzdelik dağılımı incelendiğinde, PHD’nin genellikle yüksek depolama seviyelerinde çalıştığı ve %40’ın altına çok sık inmediği görülmektedir. Mevsimsel bazda değerlendirildiğinde, yılın tüm aylarında PHD’nin belirli bir denge içinde çalıştığı ve su seviyesinin istikrarlı olduğu gözlemlenmektedir. Bu durum, sistemin mevsimsel talep dalgalanmalarına karşı başarılı bir şekilde yanıt verdiğini ve PHD entegrasyonunun enerji güvenilirliği açısından önemli bir katkı sağladığını göstermektedir. Enerji kayıplarının düşük seviyede kalması, PHD’nin yüksek verimle çalıştığını göstermektedir.

PHD, tüm şarj seviyeleri boyunca dengeli bir kullanım sergilemektedir. Ancak, grafikte orta şarj seviyelerinde (%40 - %80) daha sık bulunduğu görülmektedir.

PHD çok düşük şarj seviyelerinde (%0 - %20) nispeten az zaman geçirmektedir. Bu durum, PHD’nin derin deşarjlardan kaçınılarak uzun ömürlü kullanım için optimize edildiğini göstermektedir. %80’in üzerindeki şarj durumu seviyelerinde bulunma oranı düşüktür. Bu durumda PHD’nin sürekli olarak tam şarj seviyesine ulaşmadığını göstermektedir.

Şekil 5.19’da rüzgâr türbini, jeneratör ve PHD sisteminin saatlik güç değişimleri verilmiştir. Bu eğriler, sistem bileşenlerinin belirli bir zaman dilimi boyunca nasıl etkileşimde bulunduğunu ve enerji üretim-tüketim dengesini göstermektedir. Özellikle PHD’nin şarj ve deşarj durumu, rüzgâr enerjisinin değişkenliğiyle nasıl uyum sağladığını ortaya koymaktadır.



Şekil 5.19. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin saatlik eğrileri

Şekil 5.19'daki ilk grafikte, sistemdeki toplam elektrik yükü, jeneratör çıkışı, rüzgâr türbini çıkışı ve pompaj hidro giriş gücü zaman içinde gösterilmektedir.

Şekil 5.19'daki ilk grafikte, jeneratör çıkış gücünün belirli zaman dilimlerinde ani artış gösterdiği gözlemlenmektedir. Bu durum, yenilenebilir kaynaklardan sağlanan enerjinin talebi karşılamakta yetersiz kaldığı ve jeneratörün devreye girdiği anları temsil etmektedir.

Rüzgâr türbininden elde edilen enerji dalgalı bir seyir izlemekte, bu da rüzgâr hızındaki değişkenliğin enerji üretimine doğrudan etkisini göstermektedir.

PHD, enerji fazlası olan zaman dilimlerinde devreye girerek fazla enerjiyi depolamak için kullanılmıştır. Grafikte negatif değerlere ulaştığı anlar, sistemin enerji depoladığını göstermektedir.

Şekil 5.19'da ikinci grafikte, toplam elektrik yükü, yenilenebilir enerji üretimi, pompaj hidro şarj eğrisi pembe renkle ve deşarj gücü eğrisi açık mavi renkle, rüzgâr türbini çıkışı mor renkle ve karşılanamayan elektrik yükü turuncu renkle zaman içinde gösterilmektedir.

Rüzgâr türbini çıkışı ve toplam yenilenebilir enerji üretimi belirgin bir dalgalanma göstermektedir. Özellikle gece saatlerinde üretimde düşüşler yaşanmaktadır. Sistemin yük dengesi pompajlı hidro depolama sistemiyle karşılanmaktadır. Özellikle enerji arzının yüksek olduğu zamanlarda hidro depolama sistemi depolama yaparak, talebin arttığı zamanlarda ise boşaltılarak yük dengelenmektedir. PHD sisteminin depolandığı zaman aralıkları, genellikle enerji üretiminin yüksek olduğu gündüz saatlerine denk gelmektedir. Gece saatlerinde ise sistemin üretim yaptığı ve enerji ihtiyacını karşıladığı gözlemlenmektedir. Bu durum, PHD sisteminin yenilenebilir enerji dalgalanmalarına karşı etkin bir dengeleme mekanizması sunduğunu göstermektedir. Sistemin genel verimliliği yüksek olmakla birlikte, belirli anlarda karşılanamayan yükün varlığı, sistem optimizasyonunun daha fazla geliştirilebileceğini göstermektedir.

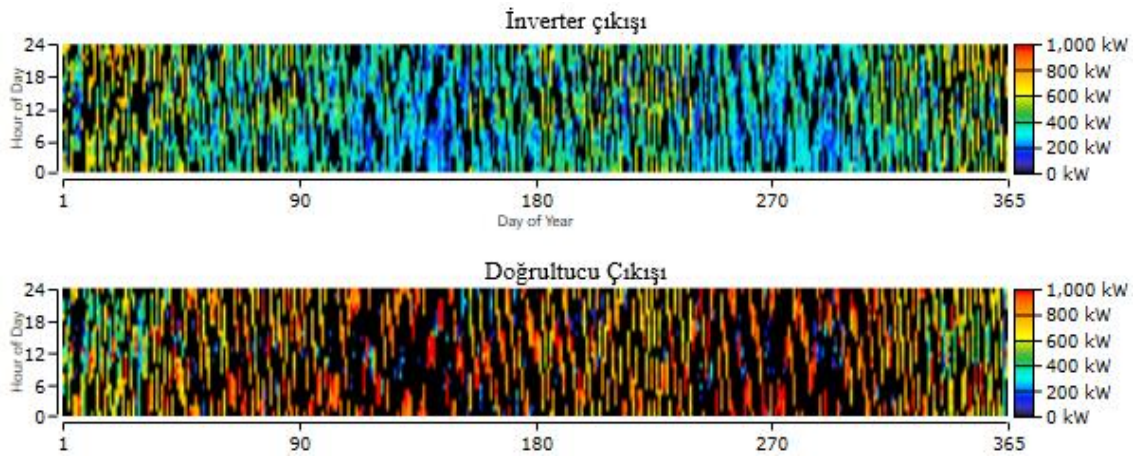
5.3.3.3. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu analizi

Maksimum çıkış gücü 906 kW olup, sistemde kurulu 1.000 kW inverter kapasitesinin yaklaşık %90'ına kadar kullanılabildiği görülmektedir. Ortalama çıkış gücü ise 243 kW olarak hesaplanmış olup, inverterin kapasite faktörünün %24,3 olduğu belirlenmiştir. Bu değer, inverterin yıl boyunca maksimum kapasitesinin yaklaşık dörtte birinde çalıştığını göstermektedir. Toplam çalışma süresi yılda 5.460 saat olarak

hesaplanmıştır. Yıllık enerji çıkışı 2.128.768 kWh, enerji girişi ise 2.240.809 kWh olup, inverter kaynaklı yıllık kayıp 112.040 kWh olarak hesaplanmıştır. Bu kayıplar, güç elektroniği bileşenlerinden ve dönüşüm süreçlerinden kaynaklanmaktadır.

Maksimum çıkış gücü 1.000 kW olup, doğrultucu tam kapasitesinde çalışabildiği görülmektedir. Ortalama çıkış gücü 269 kW olup, kapasite faktörü %26,9 olduğu tespit edilmiştir. Bu oran, invertere kıyasla daha fazla kullanıldığını göstermektedir. Toplam çalışma süresi inverterden daha düşük olup 3.261 saat olarak bulunmuştur. Yıllık enerji çıkışı 2.354.853 kWh, enerji girişi ise 2.478.792 kWh olup, doğrultucu kaynaklı yıllık kayıp 123.940 kWh olarak tespit edilmiştir.

Şekil 5.20’de, yıl boyunca günün farklı saatlerinde inverter ve doğrultucu çıkış güçlerinin dağılımını göstermektedir. Bu analiz, sistem performansının zamansal değişimini anlama açısından önemi vurgulanmaktadır.



Şekil 5.20. Rüzgâr, jeneratör, PHD sisteminin inverter ve doğrultucu çıkışı

Şekil 5.20’de verilen her iki grafik de yıl boyunca düzensiz bir dağılım göstermektedir. Bu durum sistemin yük talebine ve YEK’lerin değişken üretim profiline bağlı olarak çalıştığını göstermektedir.

İnverter çıkışı, özellikle yılın belirli dönemlerinde yüksek yoğunluk göstermekte olup, rüzgâr enerjisi üretiminin arttığı zaman dilimlerinde inverter kullanımı da artmaktadır. Doğrultucu çıkışı da benzer bir dalgalanma göstermekte, ancak belirli zaman dilimlerinde daha yüksek güç çıkışına ulaşmaktadır. Bu durum, enerji depolama stratejileri ile ilişkilendirilebilir. Bu analiz, hibrit enerji sisteminde inverter ve doğrultucu bileşenlerinin verimli ancak zaman zaman enerji kayıplarına neden olan dönüşümler gerçekleştirdiğini göstermektedir. İnverterin kapasite faktörü düşük olup, sistem

tasarımında daha yüksek kullanım oranlarına ulaşabilmek için daha iyi bir enerji yönetimi ve yük optimizasyonu gerekliliği görülmektedir. Doğrultucu çalışma süresinin daha az ancak enerji üretiminin daha yüksek olması, sistemin belirli zaman dilimlerinde enerji depolama ve dönüşüm süreçlerine daha fazla ihtiyaç duyduğunu göstermektedir.

5.4. Hibrit Sistemlerin Karşılaştırmalı Analizi

Bu bölümde, farklı hibrit enerji sistemlerinin ekonomik, çevresel ve enerji verimliliği açısından karşılaştırmalı analizi sunulmaktadır. Analiz kapsamında, her bir sistemin net bugünkü maliyeti (NPC), başlangıç yatırım maliyeti ve enerji maliyeti (COE) gibi ekonomik göstergeleri detaylı olarak incelenmiştir. Ayrıca, sistemlerin finansal sürdürülebilirliği, iç getiri oranı (IRR) ve yatırım getirisi (ROI) gibi kritik performans göstergeleri üzerinden değerlendirilmiş, böylece ekonomik avantajları ortaya konmuştur.

Bunun yanı sıra, enerji verimliliği açısından karşılaştırmalı bir analiz gerçekleştirilmiş, sistemlerin yıllık enerji üretimi, depolama ve dönüşüm kayıpları dikkate alınarak enerji kullanım etkinliği analiz edilmiştir. Çevresel etkiler bağlamında ise sistemlerin yıllık sera gazı ve kirletici emisyon değerleri karşılaştırılmış, fosil yakıt kullanımına bağlı emisyon seviyeleri değerlendirilmiştir.

Yapılan analizler, farklı hibrit enerji sistem konfigürasyonlarının uzun vadeli maliyet etkinliği, çevresel sürdürülebilirliği ve enerji verimliliği açısından kapsamlı bir değerlendirme sunmaktadır.

5.4.1. Hibrit sistemlerin karşılaştırmalı maliyet analizi

Bu bölümde, önerilen hibrit sistem konfigürasyonlarının ekonomik performansı detaylı olarak karşılaştırılmaktadır. Değerlendirmede net bugünkü maliyet (NPC), enerji maliyeti (COE), işletme maliyetleri, başlangıç yatırım maliyeti, iç getiri oranı (IRR) ve yatırım getirisi (ROI) gibi kritik finansal parametreler dikkate alınmıştır. IRR, ROI ve geri ödeme süresi mevcut sistem ile önerilen sistem karşılaştırılmasından elde edilmektedir.

Çizelge 5.18’de farklı bileşen kombinasyonlarının ekonomik sürdürülebilirliği analiz edilerek, hangi sistemin uzun vadede daha avantajlı olduğu ortaya konmuştur.

Çizelge 5.18. Hibrit sistemlerin karşılaştırmalı maliyet analizi (Dolar bazlı analiz)

Bileşenler	NPC (\$)	COE (\$)	İşletme maliyeti (\$/yıl)	Başlangıç maliyeti (\$)	IRR (%)	ROI (%)	Geri ödeme süresi (yıl)
PV+rüzgâr+jeneratör+PHD	18,6 M	0,321	911974	7,03 M	50,3	48,2	1,92
PV+ jeneratör+PHD	22 M	0.379	1,28 M	5,68 M	38,7	36,7	2,6
Rüzgâr+jeneratör+PHD	26,3 M	0.454	1,7 M	4,78 M	22,3	19,8	4,26

Çizelge 5.18 incelendiğinde, PV + rüzgâr + jeneratör + PHD sisteminin en düşük NPC, COE ve işletme maliyeti ile en ekonomik çözüm olduğu görülmektedir. Buna karşılık, başlangıç maliyeti diğer sistemlere göre daha yüksektir. Ancak, iç getiri oranının %50,3 ve yatırım getirisinin %48,2 olması, yatırımın yüksek kârlılık sunduğunu göstermektedir.

PV + jeneratör + PHD sistemi, başlangıç maliyeti açısından en düşük ikinci sistem olup, yatırım geri dönüş oranları açısından da güçlü bir performans sergilemektedir.

Öte yandan, rüzgâr + jeneratör + PHD sistemi, en yüksek NPC, COE ve işletme maliyeti değerlerine sahiptir. Ancak, IRR ve ROI değerlerinin düşük olması nedeniyle yatırımın geri dönüş süresi daha uzun olmaktadır. Bu da, yatırımın ekonomik fizibilitesinin diğer sistemlere kıyasla daha düşük olduğunu göstermektedir.

Sonuç olarak, ekonomik göstergeler değerlendirildiğinde PV + rüzgâr + jeneratör + PHD sisteminin yatırım açısından en kârlı ve maliyet yönünden en uygun seçenek olduğu görülmektedir.

Mulenga vd. (2023) tarafından gerçekleştirilen çalışma ile kıyaslandığında, önerilen sistemin geri ödeme süresi açısından daha avantajlı olduğu belirlenmiştir. Ayrıca, sistemin daha yüksek verimlilik sağladığı ve yatırım açısından daha cazip bir seçenek sunduğu görülmektedir.

Bu çalışmada, hibrit enerji sistemlerinin maliyet analizi Türk Lirası (TL) cinsinden de değerlendirilmiştir. Çizelge 5.19'da, farklı sistem konfigürasyonları için Net Bugünkü Değer (NPC), Eşdeğer Enerji Maliyeti (COE), işletme maliyeti ve başlangıç maliyeti TL bazında sunulmuştur. Maliyet hesaplamalarında, döviz kuru dalgalanmalarının uzun vadeli projeksiyonlar üzerindeki etkisini minimize etmek amacıyla 2024 yılının yıl ortalaması kuru kullanılmıştır. Günümüz döviz kuru değerleri esas alındığında, kısa vadeli dalgalanmalar ekonomik göstergelerde önemli sapmalara yol açmakta ve uzun vadeli projelerde tutarsız sonuçlara sebep olmaktadır.

Çizelge 5.19. Hibrit sistemlerin karşılaştırmalı maliyet analizi (TL cinsinden)

Bileşenler	NPC (₺)	COE (₺)	İşletme maliyeti (₺/yıl)	Başlangıç maliyeti (₺)
PV+rüzgâr+jeneratör+PHD	596 M	10,27	29,2 M	225 M
PV+ jeneratör+PHD	704 M	12,14	41,1 M	182 M
Rüzgâr+jeneratör+PHD	842 M	14,53	54,3 M	153 M

5.4.2. Hibrit sistemlerin karşılaştırmalı enerji verimliliği analizi

Hibrit enerji sistemlerinin performans değerlendirmesinde, sistem bileşenlerinin enerji üretimi, depolama kapasitesi ve kayıpları dikkate alınarak detaylı bir analiz yapılmıştır. Bu analizler, sistemlerin verimlilik düzeyini belirlemek için değerlendirilmiştir. Çizelge 5.20'de farklı hibrit enerji sistemlerinin enerji üretimi, PHD'ye aktarılan enerji miktarı, inverter ve doğrultucu kayıpları karşılaştırılmıştır.

Çizelge 5.20. Hibrit sistemlerin enerji verimliliği karşılaştırması

Bileşenler	Enerji üretimi (kWh/yıl)	PHD yıllık enerji akışı (kWh/yıl)	İnverter kayıpları (kWh/yıl)	Doğrultucu kayıpları (kWh/yıl)
PV+rüzgâr+jeneratör+PHD	4.901.198	1.137.897	109.180	6.033
PV+ jeneratör+PHD	5.169.069	2.179.485	169.972	78.602
Rüzgâr+jeneratör+PHD	4.922.907	2.299.021	112.040	123.940

Çizelge 5.20 incelendiğinde, PV + jeneratör + PHD sistemi en yüksek enerji üretimine sahiptir. Ancak, PHD'ye aktarılan enerji miktarının da yüksek olması, sistemin fazla enerjiyi depolamaya yönlendirdiğini göstermektedir. Bu sistemin CC stratejisi ile çalıştırılması, jeneratörün tam kapasite çalışmasını gerektirmiş ve bu durum inverter ile doğrultucu kayıplarını artırmıştır.

PV + rüzgâr + jeneratör + PHD sistemi ise en düşük enerji üretimine sahip olmasına rağmen, inverter ve doğrultucu kayıplarının en az olduğu sistemdir. LF stratejisi ile çalıştırılması, jeneratörün yalnızca yük ihtiyacına göre devreye girmesini sağlamış, böylece güç elektroniği kayıpları en aza indirilmiştir.

Rüzgâr + jeneratör + PHD sisteminde ise depolamaya aktarılan enerji miktarı en yüksek seviyededir. Bu durum, rüzgâr enerjisinin değişken üretim yapısından

kaynaklanmakta ve depolama ihtiyacını artırmaktadır. CC stratejisinin uygulanması, jeneratörün tam kapasite çalışmasına neden olmuş ve dönüşüm kayıplarını yükseltmiştir.

Genel olarak değerlendirildiğinde, PV + rüzgâr + jeneratör + PHD sistemi, LF stratejisi sayesinde güç elektroniği kayıplarını azaltarak en verimli sistem olmuştur. PV + jeneratör + PHD sistemi ise en yüksek enerji üretimini sağlarken, CC stratejisi nedeniyle kayıpları daha fazla olmuştur. Rüzgâr + jeneratör + PHD sisteminde ise depolama ihtiyacının en fazla olduğu ve dönüşüm kayıplarının yüksek seviyede gerçekleştiği görülmektedir.

5.4.3. Hibrit sistemlerde karşılaştırmalı emisyon analizi

Hibrit enerji sistemlerinin çevresel etkileri değerlendirildiğinde, her bir sistemin yıllık sera gazı ve kirletici emisyon değerleri önemli bir karşılaştırma kriteri oluşturmaktadır. Aşağıda sunulan Çizelge 5.21’de, farklı hibrit sistem kombinasyonlarının yıllık CO₂, CO, yanmaz hidrokarbonlar, SO₂ ve NO_x emisyonlarını göstermektedir.

Çizelge 5.21. Hibrit sistemlerin emisyon oranlarının karşılaştırılması

Bileşenler	CO ₂ (kg/yıl)	CO (kg/yıl)	Yanmaz hidrokarbonlar (kg/yıl)	SO ₂ (kg/yıl)	NO _x (kg/yıl)
PV+rüzgâr+jeneratör+PHD	1.175.502	4278	322	2896	716
PV+ jeneratör+PHD	1.979.184	7203	542	4876	1205
Rüzgâr+jeneratör+PHD	2.627.747	9563	720	6474	1600
Jeneratör	3.482.624	12674	954	8580	2120

Çizelge 5.21 incelendiğinde, farklı hibrit enerji sistemlerinin emisyon azaltımı üzerindeki etkileri değerlendirilmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu, çevresel sürdürülebilirlik açısından kritik bir rol oynamakta olup, fosil yakıt kullanımına bağlı emisyonları önemli ölçüde azaltmaktadır. PV + rüzgâr + jeneratör + PHD sistemi, tüm kirletici emisyonlarda en yüksek azalma oranını sağlayarak en çevre dostu alternatif olarak öne çıkmaktadır. Karbon emisyonlarını %66,2 oranında azaltarak çevresel etkileri en aza indirmiştir. Alqahtani vd. (2023) tarafından gerçekleştirilen çalışmada elde edilen emisyon azaltım oranları ile kıyaslandığında, önerilen sistemin daha yüksek çevresel

performans sunduğu görülmektedir. Bu sonuç, hibrit sistemlere PHD entegrasyonunun karbon emisyonlarını azaltmada etkin bir yöntem olduğunu ortaya koymaktadır.

PV + jeneratör + PHD sistemi ise %43,2 oranında emisyon azaltımı sağlayarak orta seviyede bir çevresel performans sergilemektedir. Rüzgâr + jeneratör + PHD sistemi ise %24,5 ile en düşük emisyon azaltımına sahip olup, karbon emisyonlarındaki düşüş diğer sistemlere kıyasla sınırlı kalmaktadır.

Genel olarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının sistemlere entegrasyonu arttıkça fosil yakıt kullanımına bağlı emisyon seviyelerinin belirgin şekilde azaldığı gözlemlenmektedir. Özellikle PV + rüzgâr + jeneratör + PHD sisteminin en düşük emisyon değerlerine sahip olması, bu konfigürasyonun çevresel sürdürülebilirlik açısından en etkin çözüm olduğunu göstermektedir. Dolayısıyla, hibrit enerji sistemlerinin tasarımında yenilenebilir enerji bileşenlerinin maksimum düzeyde kullanılması, emisyonları en aza indirerek uzun vadeli çevresel ve ekonomik faydalar sağlayacaktır.

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

6.1. Sonuçlar

Bu tez çalışmasında, fotovoltaik (PV) paneller, rüzgâr türbinleri, jeneratör ve pompalı hidroelektrik depolama (PHD) sistemlerinin entegrasyonunu içeren hibrit yenilenebilir enerji sistemlerinin teknik ve ekonomik fizibilitesi kapsamlı bir şekilde değerlendirilmiştir. Araştırma kapsamında yapılan analizler sonucunda elde edilen temel bulgular aşağıda özetlenmektedir:

- Çalışmanın birinci aşamasında, ikinci rezervuarın konumlandırılması sürecinde çok kriterli karar verme yöntemi kullanılarak teknik, çevresel ve ekonomik faktörler birlikte değerlendirilmiş ve optimal lokasyon belirlenmiştir. İkincil rezervuar, yüzey alanı ve su derinliği gibi kritik parametreler çerçevesinde değerlendirilmiş ve toplam hacminin 25.000 m³ olduğu belirlenmiştir. Konum seçimi yapılırken eğim, jeolojik yapı, su kaynaklarına ve yerleşim alanlarına yakınlık gibi faktörler göz önünde bulundurulmuş. Böylece sistemin hem teknik hem de çevresel açıdan en verimli şekilde çalışması hedeflenmiştir.
- Çalışmanın ikinci aşamasında, PHD sistemlerinin gelişim sürecini etkileyen temel prensipler detaylı olarak ele alınmıştır. Özellikle bu tür sistemlerin tasarım ve uygulanabilirlik süreçlerinde, doğru modelleme tekniklerinin kullanılması gerektiği vurgulanmıştır. Mevcut literatürde yer alan PHD modelleri incelenmiş ve özellikle depolanan su hacimlerinin hesaplanmasında bazı sapmalar olduğu belirlenmiştir. Bu doğrultuda, potansiyel PHD sistemlerinin etkinliğini artırmak amacıyla yeni bir model geliştirilmiş ve detaylı analizler gerçekleştirilmiştir.
- Modelleme çalışması, pompa ve türbin gücünün yanı sıra boru hattı çapının performansa etkilerini incelemiştir. Bu analizler, PHD sistemlerinin enerji potansiyelini daha etkin bir şekilde değerlendirmeyi amaçlamıştır. Ayrıca, enerji üretim süreçlerinde oluşabilecek kayıpların azaltılması için uygun tasarım parametreleri belirlenmiştir. Çalışmada, mevcut PHD modellerinde enerji kayıplarının hesaba katılmasının, sistem tasarımında doğruluk için kritik bir gereklilik olduğu vurgulanmıştır. Metodoloji kapsamında, iki

rezervuarı bağlayan PHD sisteminin enerji depolama kapasitesi ve türbin çıkış gücü hesaplanmıştır. Yapılan değerlendirmeler, sistemin 1299 kW seviyesinde dikkat çekici bir enerji potansiyeline sahip olduğunu göstermiştir.

- Çalışmanın üçüncü aşamasında, hibrit sistem bileşenlerinin detaylı ekonomik ve teknik karşılaştırması yapılmıştır. Hibrit yenilenebilir enerji sistemlerinin en uygun şekilde entegre edilebilmesi için ikinci rezervuarın belirlenen konumu önemli bir referans noktası olmuştur. Uzun dönemli meteorolojik veriler kullanılarak, bu rezervuarın bulunduğu lokasyona yakın alanlarda hibrit enerji sistemleri tasarlanmıştır. Böylece, rezervuarın sunduğu teknik ve çevresel avantajlardan maksimum düzeyde faydalanılmıştır. Bu yaklaşım, hem enerji üretimini optimize etmiş hem de sistem bileşenlerinin birbiriyle uyumlu çalışmasını sağlamıştır. Rezervuara yakın kurulum, enerji kayıplarını azaltırken, sistemin güvenilirliğini ve uzun vadeli sürdürülebilirliğini artırmıştır.
- PV + rüzgâr + jeneratör + PHD sistemi, PHD'siz sistemle karşılaştırıldığında hem ekonomik hem de teknik açıdan üstünlük sağlamaktadır. 7,03 M\$ gibi yüksek bir başlangıç sermaye maliyetine sahip olmasına rağmen, düşük net bugünkü maliyeti ve kısa geri ödeme süresi ile dikkat çekmektedir. Yıllık işletme maliyetlerinin 904.495 \$/yıl olması, sistemin sürdürülebilirliğini artırmaktadır. PHD'nin eklenmesi, fazla enerjinin depolanmasını sağlayarak sistemin öz tüketimini artırmakta, jeneratör kullanımını azaltarak işletme giderlerini düşürmektedir. Bu da yatırım getirisinin %48,2'ye yükselmesini sağlamaktadır. Ayrıca, enerji depolama kapasitesinin artırılması, sistemin güvenilirliğini ve sürdürülebilirliğini güçlendirmektedir.
- PV + jeneratör + PHD sisteminde. 5,68 M\$ başlangıç sermaye maliyeti ve 26,8 M\$ net bugünkü maliyeti ile ekonomik açıdan etkin bir çözüm sunmaktadır. Yıllık işletme maliyetleri 1,28 M\$ olup, yatırım getirisi %36,7'dir. PHD entegrasyonu sayesinde fosil yakıt tüketiminin azalmasıyla çevresel sürdürülebilirlik sağlanmış ve enerji güvenliği artırılmıştır.
- Rüzgâr + jeneratör + PHD sistemi yatırım açısından düşük başlangıç maliyeti sunmasına rağmen, 4,78 M\$ başlangıç maliyeti ile yatırım açısından avantaj sağlasa da, 32,8 M\$ net bugünkü maliyeti ve 4,26 yıl geri ödeme süresi nedeniyle ekonomik açıdan daha az cazip bir seçenek olmaktadır. Yıllık işletme maliyetleri 1,69 M\$ olup, yatırım getirisi %22,3'tür. Rüzgâr

türbinlerinin gece saatlerinde enerji üretmesi güvenilirliği artırsa da, güneş enerjisinin eksikliği nedeniyle yenilenebilir enerji penetrasyonu sınırlı kalmaktadır.

Böylece ekonomik ve teknik analizler doğrultusunda, PV + rüzgâr + jeneratör + PHD sistemi düşük net bugünkü maliyeti, yüksek yatırım getirisi, enerji depolama kapasitesi ve çevresel sürdürülebilirliği ile en uygun hibrit enerji sistemi olarak öne çıkmaktadır. Bu sistem, uzun vadede hem maliyet etkinliği sağlamakta hem de enerji arz güvenliğini artırmaktadır. Ancak, Batman Barajı'nın bulunduğu bölgede rüzgâr enerjisi potansiyelinin düşük olması nedeniyle, PV + jeneratör + PHD sistemi bölgesel koşullara daha uygun bir seçenek olarak öne çıkmaktadır. Bu sistem, ekonomik avantaj sağlamanın yanı sıra, enerji arz güvenliğini artırarak sürdürülebilirliği desteklemektedir. Çalışmada elde edilen rüzgâr türbini verimlerinin yüksek olması, kullanılan HOMER programında türbin modelinin etkinliğinden kaynaklanmaktadır.

Ekonomik ve teknik analizlerin yanı sıra çevresel ve enerji üretim performanslarına bakıldığında, PV + rüzgâr + jeneratör + PHD sistemi, en avantajlı çözüm olarak öne çıkmaktadır. PHD entegrasyonu, fazla üretilen yenilenebilir enerjinin kayıplara uğramadan depolanmasını sağlamış ve sistemin güvenilirliğini artırmıştır. Fosil yakıt tüketiminin azalmasıyla birlikte, yıllık karbon emisyonlarının 1.175.502 kg düşürüldüğü hesaplanmıştır.

PHD sistemi, fazla üretilen yenilenebilir enerjinin kayıplara uğramadan depolanmasını sağlamış ve şebeke bağımsızlığı açısından sistemin güvenilirliğini artırmıştır. Hibrit sistemde kullanılan PV panelleri ve rüzgâr türbinleri sayesinde yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam enerji üretimindeki payı artmış, fosil yakıt bağımlılığı önemli ölçüde azalmıştır.

PHD sistemi sayesinde yakıt tüketimi düşmüş, toplam yatırım ve işletme maliyetleri optimize edilmiştir. Net bugünkü maliyet hesaplamaları, sistemin ekonomik uygulanabilirliğini ortaya koyarak geleneksel enerji üretim sistemlerine kıyasla %30-50 oranında maliyet avantajı sağladığını göstermektedir. Özellikle O&M de kayda değer bir azalma sağlanmış olup, uzun vadeli enerji bağımsızlığı açısından önemli avantajlar sunmaktadır.

PHD entegrasyonu sayesinde fosil yakıt tüketimi azaltılmış ve karbon emisyonları %25-66 oranında düşürülerek sistemin çevresel sürdürülebilirliği artırılmıştır.

Bu çalışma, hibrit yenilenebilir enerji sistemlerinde PHD kullanımının önemini vurgulayarak, enerji depolama kapasitesinin artırılmasının sistem güvenilirliği ve maliyet etkinliği açısından kritik bir faktör olduğunu ortaya koymaktadır.

Sonuç olarak, bu tez çalışması, hibrit yenilenebilir enerji sistemlerine PHD entegrasyonu konusunda literatüre önemli katkılar sunmaktadır. Yapılan analizler, sistem tasarımının optimize edilerek enerji kayıplarının minimize edilebileceğini ve yenilenebilir enerji entegrasyonunun artırılarak daha sürdürülebilir bir enerji altyapısının oluşturulabileceğini ortaya koymaktadır. Ayrıca, çalışmada saha seçimi, kontrol stratejileri ve ekonomik değerlendirme süreçlerinin birlikte ele alınması, enerji depolama sistemlerinin planlanmasında bütüncül bir metodoloji geliştirilmesine olanak sağlamıştır. Elde edilen bulgular, Türkiye'deki hidroelektrik santrallerinin enerji depolama kapasitesinin artırılarak enerji arz güvenliğine katkıda bulunabileceğini ve çevresel sürdürülebilirlik hedeflerine önemli kazanımlar sağlayabileceğini göstermektedir.

6.2. Öneriler

Bu tez çalışmasında, PHD hibrit yenilenebilir enerji sistemleri ile entegrasyonu detaylı olarak incelenmiş ve çeşitli teknik ve ekonomik avantajlar ortaya konmuştur. Elde edilen bulgular doğrultusunda, PHD sistemlerinin daha verimli ve sürdürülebilir bir şekilde kullanılması için aşağıdaki öneriler geliştirilmiştir:

PHD sistemleri, hidroelektrik santrallerin tam kapasite ile çalışmasına olanak sağlayarak, enerji üretim süreçlerinin daha dengeli ve verimli olmasına katkıda bulunabilir. Yurt dışında yaygın olarak kullanılan bu sistem, Türkiye'de de hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji santrallerinin daha etkin değerlendirilmesi açısından önemli bir fırsat sunmaktadır.

Dünya genelinde PHD sistemleri, yenilenebilir enerji entegrasyonunu artırmak ve şebeke istikrarını sağlamak amacıyla yaygın olarak kullanılmaktadır. Avrupa ve ABD gibi ülkelerde büyük ölçekli PHD projeleri geliştirilmiş ve enerji arz güvenliğine önemli katkılar sağlamıştır. Türkiye'de PHD sistemlerinin yaygınlaştırılması, mevcut hidroelektrik santrallerinin daha etkin kullanılmasını sağlayarak enerji arz-talep dengesini güçlendirebilir.

Hibrit enerji sistemlerinde farklı kontrol stratejilerinin (Load Following, Cycle Charging vb.) çevresel ve ekonomik performansa etkileri karşılaştırmalı olarak incelenebilir.

Enerji yönetim sistemlerinin verimliliğini artırmak için tasarlanan PHD sistemi kullanmanın uygulanabilirliği araştırılmalıdır. Dahası, bu modellerin enerji depolama ve dağıtımında PHD sistemlerinin rolünün daha derin bir şekilde anlaşılmasını kolaylaştırabileceği varsayılmaktadır. Ek olarak, gelecekte benzer projeler için bir model sağlayabilirler. Bu alandaki akademik araştırmalar, hükümetin planlama ajansları ve mühendislik firmalarına destek sağlayabilir.

PHD sistemlerinin karbon emisyonlarını azaltma potansiyelini artırmak için karbon yakalama ve depolama (CCS) teknolojileri ile entegrasyonu gerçekleştirilebilir.

Türkiye'deki enerji yatırımları için sürdürülebilir finansman modelleri geliştirilebilir ve PHD sistemlerinin ekonomik uygulanabilirliğini artırmaya yönelik teşvik mekanizmaları önerilebilir.

Gelecekte PHD sistemlerinin verimliliğini ve sürdürülebilirliğini artırmak amacıyla yapay zeka, makine öğrenimi, büyük veri analitiği ve optimizasyon algoritmaları gibi yenilikçi yöntemler kullanılabilir. Büyük veri analitiği ve genetik algoritmalar gibi optimizasyon teknikleri, depolama süreçlerini daha verimli hale getirebilir.

Ayrıca, blokzincir tabanlı enerji ticareti ile PHD'nin akıllı şebekelerle entegrasyonu güvenli hale getirilebilir ve karbon yakalama teknolojileri ile emisyon azaltımı sağlanabilir. Bu yöntemler, PHD sistemlerinin hem teknik hem de ekonomik açıdan daha sürdürülebilir ve verimli hale gelmesine katkıda bulunarak yenilenebilir enerji entegrasyonunu güçlendirebilmektedir.

Deniz suyuna dayalı PHD sistemleri, yeraltı PHD sistemleri ve yüzer PV sistemleri gibi yeni nesil PHD sistemlerinin fizibilitesi değerlendirilebilir.

KAYNAKLAR

- Ahmad, J., Imran, M., Khalid, A., Iqbal, W., Ashraf, S. R., Adnan, M., ... & Khokhar, K. S. (2018). Techno economic analysis of a wind-photovoltaic-biomass hybrid renewable energy system for rural electrification: A case study of Kallar Kahar. *Energy*, 148, 208-234. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.133>
- Akikur, R. K., Saidur, R., Ping, H. W., & Ullah, K. R. (2013). Comparative study of stand-alone and hybrid solar energy systems suitable for off-grid rural electrification: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 27, 738-752. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.043>
- Aktas, A., Erhan, K., Özdemir, S., & Özdemir, E. (2018). Dynamic Energy Management for Photovoltaic Power System Including Hybrid Energy Storage in Smart Grid Applications. *Energy*, 162, 72-82. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.016>
- Al Essa, M. J. M. (2024). Applications and Challenges of Lithium-Sulfur Electrochemical Batteries. *Journal of Electrochemical Science and Technology*, 15(1), 1-13. <https://doi.org/10.33961/jecst.2023.00199>
- Ali, S., & Jang, C. M. (2020). Optimum design of hybrid renewable energy system for sustainable energy supply to a remote island. *Sustainability*, 12(3), 1280. <https://doi.org/10.3390/su12031280>
- Allen, R. G., Pereira, L. S., Raes, D., & Smith, M. (1998). Crop evapotranspiration-Guidelines for computing crop water requirements-FAO Irrigation and drainage paper 56. *Fao, Rome 300*(9), D05109.
- Alqahtani, B., Yang, J., & Paul, M. C. (2023). Design and performance assessment of a pumped hydro power energy storage connected to a hybrid system of photovoltaics and wind turbines. *Energy Conversion and Management*, 293, 117444. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117444>
- Alqahtani, B., Yang, J., & Paul, M. C. (2024). A techno-economic-environmental assessment of a hybrid-renewable pumped hydropower energy storage system: A case study of Saudi Arabia. *Renewable Energy*, 232, 121052. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121052>
- Alturki, F. A., & Awwad, E. M. (2021). Sizing and cost minimization of standalone hybrid wt/pv/biomass/pump-hydro storage-based energy systems. *Energies*, 14(2), 489. <https://doi.org/10.3390/en14020489>
- Amoussou, I., Tanyi, E., Ali, A., Agajie, T. F., Khan, B., Ballester, J. B., & Nsanyuy, W. B. (2023). Optimal Modeling and Feasibility Analysis of Grid-Interfaced Solar PV/Wind/Pumped Hydro Energy Storage Based Hybrid System. *Sustainability*, 15(2), 1222. <https://doi.org/10.3390/su15021222>

- Anilkumar, T. T., Simon, S. P., & Padhy, N. P. (2017). Residential Electricity Cost Minimization Model through Open well Pico Turbine Pumped Storage System. *Applied energy*, 195, 23-35. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.020>
- Anonim (2024), *Wind-turbine models*, Erişim: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/530-enercon-e-53>.
- Arya, S., & Verma, S. (2020). Nickel-metal hydride (Ni-MH) batteries. Rechargeable Batteries: History, Progress, and Applications, 131-175. <https://doi.org/10.1002/9781119714774.ch8>
- Awan, A. B., Zubair, M., Sidhu, G. A. S., Bhatti, A. R., & Abo-Khalil, A. G. (2019). Performance analysis of various hybrid renewable energy systems using battery, hydrogen, and pumped hydro-based storage units. *International Journal of Energy Research*, 43(12), 6296-6321. <https://doi.org/10.1002/er.4343>
- Aydın, B., & Oğuz, A. (2022). Renewable Energy Storage in Hybrid Systems. *Journal of Renewable Energy Systems*, 10(1), 15-25.
- Babu, T. S., Vasudevan, K. R., Ramachandramurthy, V. K., Sani, S. B., Chemud, S., & Lajim, R. M. (2020). A comprehensive review of hybrid energy storage systems: Converter topologies, control strategies and future prospects. *IEEE Access*, 8, 148702-148721.
- Bayazit Y., Bakıs R., Koc C., (2017). An investigation of small scale hydropower plants using the geographic information system, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 67, 289–294, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.062>.
- Bayazit, Y., Bakış, R., & Koç, C. (2021). A study on transformation of multi-purpose dams into pumped storage hydroelectric power plants by using GIS model. *International Journal of Green Energy*, 18(3), 308-318, <https://doi.org/10.1080/15435075.2020.1865362>.
- Bernard, P., & Lippert, M. (2015). Nickel–cadmium and nickel–metal hydride battery energy storage. In *Electrochemical energy storage for renewable sources and grid balancing* (pp. 223-251). Elsevier, <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00014-0>.
- Blakers, A., Lu, B., Stocks, M., Anderson, K., & Nadolny, A. (2018). *Pumped hydro energy storage to support 100% renewable electricity*. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)(A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC) (pp. 3672-3675). IEEE.
- Blakers, A., Stocks, M., Lu, B., & Cheng, C. (2021). A review of pumped hydro energy storage. *Progress in Energy*.
- Bruce, P. G., Freunberger, S. A., Hardwick, L. J., & Tarascon, J. M. (2012). Li–O₂ and Li–S batteries with high energy storage. *Nature materials*, 11(1), 19-29.

- Burrough, P. A., & McDonnell, R. A. (1998). *Principles of geographical information systems*. Oxford University Press.
- Canales, F. A., Beluco, A., & Mendes, C. A. B. (2015). Simulation results with Homer for modeling hydroelectric power plants with energy storage in water reservoir. *Internal Report*.
- Chang, K. (2016). *Introduction to geographic information systems* (8th ed.). McGraw-Hill Higher Education.
- Chauhan, A., & Saini, R. P. (2014). A review on Integrated Renewable Energy System Based Power Generation for Stand-alone Applications: Configurations, Storage Options, Sizing Methodologies and Control. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 99-120, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.079>.
- Chazarra Jover, M., Pérez-Díaz, J. I., & García González, J. (2017). *Optimal energy and reserve scheduling of pumped-storage power plants considering hydraulic short-circuit operation*.
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., & Ding, Y. (2009). Progress in Electrical Energy Storage System: A Critical Review. *Progress in Natural Science*, 19(3), 291-312, <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>.
- Conlon, E. J., & Parks, J. M. (1987). Information requests in the context of escalation. *Journal of Applied Psychology*, 72(3), 344, <https://doi.org/10.1037/0021-9010.72.3.344>.
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4), 1059-1082. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.026>
- CORINE. (2018), *the European Commission's Coordination of Environmental Information*, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/land-cover-flows-based-on>
- Çetinkaya, S. (2014). *Capacity determination of pumped storage projects using market electricity price*. [Yüksek lisans tezi], Orta Doğu Teknik Üniversitesi.
- Cuya, D. G. P., Brandimarte, L., Popescu, I., Alterach, J., & Peviani, M. (2013). A GIS-based assessment of maximum potential hydropower production in La Plata basin under global changes. *Renewable energy*, 50, 103-114. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.019>
- Damodaran, A. (2020). *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. Wiley.
- Das, C. K., Bass, O., Kothapalli, G., Mahmoud, T. S., & Habibi, D. (2018). Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 1205-1230.

- Das, B. K., Hasan, M., & Rashid, F. (2021). Optimal sizing of a grid-independent PV/diesel/pump-hydro hybrid system: A case study in Bangladesh. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 44, 100997.
- Denholm, P., Ela, E., Kirby, B., & Milligan, M. (2010). *The role of energy storage with renewable electricity generation*. National Renewable Energy Laboratory (NREL)
- Devlet Su İşleri (2018). Bilgi talebi. Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü. <https://www.dsi.gov.tr>
- Dinçer, İ., & Ezan, M. A. (2020). *Tüba Enerji Depolama Teknolojileri Raporu*. Ankara: Türkiye Bilimler Akademisi Yayınları.
- Dorji, S., Bhattarai, H., Sharma, P., Yoser, S., Singye, K., & Tenzin, J. (2021). Simulation And Modeling Of Integrated Renewable Energy Resources (Hydro, Solar And Wind Energy). *Journal of Applied Engineering, Technology and Management*, 1(1), 67-78.
- Dudhani, S., Sinha, A. K., & Inamdar, S. S. (2006). Assessment of small hydropower potential using remote sensing data for sustainable development in India. *Energy policy*, 34(17), 3195-3205.
- Dunn, S. (2002). Hydrogen futures: toward a sustainable energy system. *International journal of hydrogen energy*, 27(3), 235-264.
- Efe, Ş., & Güngör, Z. A. (2021). Geçmişten Günümüze Batarya Teknolojisi. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, (32), 947-955.
- El-Jamal, G., Ghandour, M., Ibrahim, H., & Assi, A. (2014, November). *Technical Feasibility Study of Solar-Pumped Hydro Storage in Lebanon*. [Conference presentation]. In International Conference on Renewable Energies for Developing Countries 2014 (pp. 23-28). IEEE.
- Faisal, M., Hannan, M. A., Ker, P. J., Hussain, A., Mansor, M. B., & Blaabjerg, F. (2018). Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges. *Ieee Access*, 6, 35143-35164.
- Gilfillan, D., & Pittock, J. (2022). Pumped storage hydropower for sustainable and low-carbon electricity grids in pacific rim economies. *Energies*, 15(9), 3139.
- Gizaw, M., & Bekele, G. (2024). Design of a solar island with a water-battery storage system for Lake Ziway islanders in Ethiopia. *Cogent Engineering*, 11(1), 2363001.
- Goodchild, M. F. (1992). Geographical information science. *International Journal of Geographical Information Systems*, 6(1), 31-45.
- Google Earth. (2025). *Batman Dam Region [Satellite image]*. Google LLC.
- Gundu, V., & Simon, S. P. (2020). A Novel Energy Routing Technique with Hybrid Energy Storage for Residential Electricity Cost Minimization in A Smart

- Distribution Network. Energy Sources, part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 1-18.
- Guney, M. S., & Tepe, Y. (2017). Classification and assessment of energy storage systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 75, 1187-1197. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.102>.
- Gürsakal, H., & Uyumaz, A. (2021). Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Optimizasyonunda Karlılık Analizi Ve Çalışma Süresi Tayini. *Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi*, 9(2), 436-452.
- Gürsakal, H., (2022). *Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Optimizasyonu*. [Doktora tezi]. İstanbul Teknik Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, İstanbul
- Hajkowicz, S., & Higgins, A. (2008). A comparison of multiple criteria analysis techniques for water resource management. *European Journal of Operational Research*, 184(1), 255-265.
- Hammad, B., Al-Dahidi, S., Aldahouk, Y., Majrouh, D., & Al-Remawi, S. (2024). Technical, Economic, and Environmental Investigation of Pumped Hydroelectric Energy Storage Integrated with Photovoltaic Systems in Jordan. *Sustainability*, 16(4), 1357.
- HOMER Energy. (2016). *HOMER Pro help manual*. <https://homerenergy.com/pdf/HOMERHelpManual.pdf>
- HOMER Energy. (2021). *HOMER Pro User Manual*. Boulder, Colorado: HOMER Energy.
- HOMER Energy. (2023). *HOMER Pro User Manual*. <https://www.homerenergy.com>
- Hu, W., Zhang, P., Chen, Z., Li, J., Chen, S., & Ruan, W. (2018, May). *Model-based control for doubly fed adjustable-speed pumped storage units with fast power support*. In 2018 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA) (pp. 2227-2232). IEEE.
- Ibrahim, H., Ilinca, A., & Perron, J. (2008). Energy storage systems—Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5), 1221-1250
- International Energy Agency. (2020). *Concentrated solar power, pumped hydro and batteries, installed storage capacity in 2020 and 2026*, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/concentrated-solar-power-pumped-hydro-and-batteries-installed-storage-capacity-in-2020-and-2026>,
- International Energy Agency. (2020). *Hydropower Special Market Report*.
- International Energy Agency. (2021). *Renewables 2021 Analysis and forecast to 2026*, IEA, Revised version, December 2021. Information notice found at: <https://www.iea.org/corrections>

- International Energy Agency. (2022). *Renewables 2022 Analysis and forecast to 2027*, IEA, Website: www.iea.org
- International Energy Agency. (2023). *Electricity Market Report 2023*. IEA. <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023>
- International Energy Agency (2023). *World energy investment 2023*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>
- International Energy Agency (2023). *World energy outlook 2023*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- International Energy Agency (2023), *Photovoltaic Power Systems Programme*, Snapshot <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2023/>
- IRENA (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-Costs-and-markets>
- IRENA (2021). *Renewable energy policies in a time of transition: Heating and cooling*. <https://www.irena.org/publications/2021/Nov/Renewable-energy-policies-in-a-time-of-transition>
- IRENA. (2024), *Renewable power generation costs in 2023*, [Online], Erişim: <https://www.irena.org>
- Iqbal, T., & Asif, M. R. H. (2013). Dynamic modeling and analysis of a remote hybrid power system with pumped hydro storage. *International Journal of Energy Science (IJES)*, 3(5).
- Jafari, H., & Rahimpour, M. R. (2020). Pb acid batteries. *Rechargeable Batteries: History, Progress, and Applications*, 17-39.
- Javed, M. S., Ma, T., Jurasz, J., & Amin, M. Y. (2020). Solar and Wind Power Generation Systems with Pumped Hydro Storage: Review and Future Perspectives. *Renewable Energy*, 148, 176-192
- Jenson, S. K., & Domingue, J. O. (1988). Extracting topographic structure from digital elevation data for geographic information-system analysis. *Photogrammetric Engineering and Remote Sensing*, 54(11), 1593-1600.
- Kaan, M., Bozkurt, A., Genç, M. S., & Genç, G. (2024). Optimization study of an energy storage system supplied solar and wind energy sources for green campus. *Process Safety and Environmental Protection*, 190, 863-872.
- Kabalıcı, E., Bayındır, R., & Tür, M. R. (2021). *Mikroşebekeler ve dağıtık üretim sistemleri*. Ankara: Nobel Akademik Yayıncılık.

- Karaçay P.,(2010), *Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller ve Türkiye 'deki Durum*. İstanbul Teknik Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, İstanbul
- Khalil, H., & Abd El-Hamied, R. (2024). Comparative Analysis and Assessment of Economic Profitability of a Hybrid Renewable Energy Framework via HOMER Optimization in Jordan. *International Journal of Heat & Technology*, 42(3).
- Khan, F. N. U., Rasul, M. G., Sayem, A. S. M., & Mandal, N. (2023). Maximizing energy density of lithium-ion batteries for electric vehicles: A critical review. *Energy Reports*, 9, 11-21.
- Kocaman, A. S., & Modi, V. (2017). Value of pumped hydro storage in a hybrid energy generation and allocation system. *Applied energy*, 205, 1202-1215.
- Kocaman, B. (2013). Akıllı Şebekeler ve Mikro Şebekelerde Enerji Depolama Teknolojileri. *Bitlis Eren Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi*, 2 (1), 119-127.
- Koko, S. P., Kusakana, K., & Vermaak, H. J. (2017, August). *Energy flow modeling between grid and micro-hydrokinetic-pumped hydro storage hybrid system*. [Conference presentation]. In 2017 International Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy (ICUE) (pp. 1-7). IEEE.
- Konadu, D. D., & Fasu, R. B. (2009). Digital elevation models (DEMs) and watershed delineation: Applications in hydrological studies. *Journal of Hydrological Research*, 3(2), 121-135.
- Kozak, M., & Kozak, Ş. (2012). Energy Storage Method. *SDU International Technologic Science*, 4(2), 17-29.
- Kusakana, K. (2016). Optimal scheduling for distributed hybrid system with pumped hydro storage. *Energy Conversion and Management*, 111, 253-260.
- Kutucu, N., Terzi, Ü. K., & Ayirga, H. Y. (2017). *Technical and economic analysis of energy storage systems in smart grids*. In 2017 5th International Istanbul Smart Grid and Cities Congress and Fair (ICSG) (pp. 166-170). IEEE.
- Lai, C. S., Jia, Y., Lai, L. L., Xu, Z., McCulloch, M. D., & Wong, K. P. (2017). A comprehensive review on large-scale photovoltaic system with applications of electrical energy storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 439-451.
- Lambert, T., Gilman, P., & Lilienthal, P. (2006). *Micropower system modeling with HOMER*. In *Integration of alternative sources of energy* (pp. 379-418). John Wiley & Sons.
- Larentis D.G., Collischonn W., Olivera F., Tucci C.E.M., (2010). Gis-based procedures for hydropower potential spotting, *Energy* 35 (10) 4237–4243, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.07.014>.

- Lazard. (2022). *Levelized cost of energy analysis – Version 15.0*. <https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>
- Lin, S., Ma, T., & Javed, M. S. (2020). Prefeasibility study of a distributed photovoltaic system with pumped hydro storage for residential buildings. *Energy Conversion and Management*, 222, 113199.
- Longley, P. A., Goodchild, M. F., Maguire, D. J., & Rhind, D. W. (2015). *Geographic information science and systems* (4th ed.). John Wiley & Sons.
- Lu, B., Stocks, M., Blakers, A., & Anderson, K. (2018). Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. *Applied energy*, 222, 300-312.
- Lu, C., & Zhang, Y. (2015). A hybrid wind-PV-PHES system for renewable energy supply. *Energy Procedia*, 75, 1165-1171.
- Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., & Mathiesen, B. V. (2015). Smart energy and smart energy systems. *Energy*, 137, 556-565.
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied energy*, 137, 511-536.
- Mahfoud, R. J., Alkayem, N. F., Zhang, Y., Zheng, Y., Sun, Y., & Alhelou, H. H. (2023). Optimal operation of pumped hydro storage-based energy systems: A compendium of current challenges and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 178, 113267.
- Maidment, D. R. (2002). *Arc Hydro: GIS for water resources*. ESRI Press
- Malczewski, J. (1999). *GIS and multicriteria decision analysis*. John Wiley & Sons.
- Manthiram, A., Fu, Y., Chung, S. H., Zu, C., & Su, Y. S. (2014). Rechargeable lithium–sulfur batteries. *Chemical reviews*, 114(23), 11751-11787.
- Menéndez, J., Fernández-Oro, J. M., Galdo, M., & Loredó, J. (2020). Efficiency Analysis of Underground Pumped Storage Hydropower Plants. *Journal of Energy Storage*, 28, 101234.
- Mensah, J. H. R., dos Santos, I. F. S., Raimundo, D. R., de Oliveira Botan, M. C. C., Barros, R. M., & Tiago Filho, G. L. (2022). Energy and economic study of using Pumped Hydropower Storage with renewable resources to recover the Furnas reservoir. *Renewable Energy*, 199, 320-334.
- Miller, J. R., & Simon, P. (2008). Electrochemical capacitors for energy management. *Science*, 321(5889), 651-652.

- Mishra, S., Sahu, B. K., & Chakrabarti, S. (2020). Economic analysis of a solar PV-diesel hybrid system for rural electrification. *Energy for Sustainable Development*, 55, 121-132.
- Morrison, F. A. (2013). *An introduction to fluid mechanics*. Cambridge University Press.
- Mousavi, N., Kothapalli, G., Habibi, D., Khiadani, M., & Das, C. K. (2019). An improved mathematical model for a pumped hydro storage system considering electrical, mechanical, and hydraulic losses. *Applied energy*, 247, 228-236.
- Mousavi, N., Kothapalli, G., Habibi, D., Lachowicz, S. W., & Moghaddam, V. (2020). A Real-time Energy Management Strategy for Pumped Hydro Storage Systems in Farmhouses. *Journal of Energy Storage*, 32, 101928.
- Mulenga, E., Kabanshi, A., Mupeta, H., Ndiaye, M., Nyirenda, E., & Mulenga, K. (2023). Techno-economic analysis of off-grid PV-Diesel power generation system for rural electrification: A case study of Chilubi district in Zambia. *Renewable energy*, 203, 601-611.
- Nassar, Y. F., Abdunnabi, M. J., Sbeta, M. N., Hafez, A. A., Amer, K. A., Ahmed, A. Y., & Belgasim, B. (2021). Dynamic analysis and sizing optimization of a pumped hydroelectric storage-integrated hybrid PV/Wind system: A case study. *Energy Conversion and Management*, 229, 113744.
- Nehrir, M. H., Wang, C., Strunz, K., Aki, H., Ramakumar, R., Bing, J., ... & Salameh, Z. (2011). A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(4), 392-403.
- Nko, M., Chowdhury, S. D., & Popoola, O. (2019). Application assessment of pumped storage and lithium-ion batteries on electricity supply grid. *Energies*, 12(15), 2855.
- NREL, (2023). *2023 Electricity ATB Technologies and Data Overview*. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/data>
- Nyeche, E. N., & Diemuodeke, E. O. (2020). Modelling and optimisation of a hybrid PV-wind turbine-pumped hydro storage energy system for mini-grid application in coastline communities. *Journal of cleaner production*, 250, 119578.
- Olabi, A. G., & Abdelkareem, M. A. (2021). Energy storage systems towards 2050. *Energy*, 219, 119634.
- Olabi, A. G., Onumaegbu, C., Wilberforce, T., Ramadan, M., Abdelkareem, M. A., & Al-Alami, A. H. (2021). Critical review of energy storage systems. *Energy*, 214, 118987.
- Oubouch, N., Redouane, A., Makhoukh, A., & El Hasnaoui, A. (2024). Optimization and design to catalyze sustainable energy in Morocco's Eastern Sahara: A hybrid energy system of PV/Wind/PHS for rural electrification. *Cleaner Energy Systems*, 9, 100141.

- Pérez-Díaz, J. I., Millan, R., Garcia, D., Guisandez, I., & Wilhelmi, J. R. (2012). Contribution of re-regulation reservoirs considering pumping capability to environmentally friendly hydropower operation. *Energy*, 48(1), 144-152.
- Phillips-Brenes, H., Pereira-Arroyo, R., & Muñoz-Arias, M. (2019, November). *Energy-based model of a solar-powered pumped-hydro storage system*. In 2019 IEEE 39th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIX) (pp. 1-6). IEEE.
- Pienta, G. (Ed.). (2015). *Pumps & Pump Systems II*. American Society of Plumbing Engineers.
- Pujades, E., Orban, P., Archambeau, P., Erpicum, S., & Dassargues, A. (2018). Numerical Study of the Martelange Mine to be used as Underground Reservoir for constructing an Underground Pumped Storage Hydropower Plant. *Advances in Geosciences*, 45, 51-56.
- Reddy, T. B. (2011). *Linden's handbook of batteries*, McGraw-Hill. Education.
- Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 586-598.
- Rehman, A., Jingdong, L., Chandio, A. A., Shabbir, M., & Hussain, I. (2017). Economic outlook of rice crops in Pakistan: A time series analysis (1970–2015). *Financial innovation*, 3, 1-9.
- Rehman, S., Alam, M. M., Meyer, J. P., & Al-Hadhrami, L. M. (2017). Feasibility study of a wind–photovoltaic–diesel hybrid power system for a village. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 84-89.
- Riayatsyah, T. M. I., Geumpana, T. A., Fattah, I. R., Rizal, S., & Mahlia, T. I. (2022). Techno-Economic Analysis and Optimisation of Campus Grid-Connected Hybrid Renewable Energy System Using HOMER Grid. *Sustainability*, 14(13), 7735.
- Roberts, J. O., & Mosey, G. (2013). *Feasibility study of economics and performance of wind turbine generators at the Newport Indiana Chemical Depot Site* (No. NREL/TP-5000-58900). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Rodriguez, C., Torralba, V., Soret, A., & Doblaz-Reyes, F. J. (2015). Renewable energy integration and its effects on climate variability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 1185-1193.
- Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A., & Staffell, I. (2017). The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy*, 2(8), 1-8, <https://doi.org/10.1038/NENERGY.2017.110>.
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, 3(1), 81-100.

- Shabani, M., & Mahmoudimehr, J. (2018). Techno-economic role of PV tracking technology in a hybrid PV-hydroelectric standalone power system. *Applied energy*, 212, 84-108.
- Shabani, M., Dahlquist, E., Wallin, F., & Yan, J. (2020). Techno-economic comparison of optimal design of renewable-battery storage and renewable micro pumped hydro storage power supply systems: A case study in Sweden. *Applied Energy*, 279, 115830
- Shammas, N. K., & Wang, L. K. (2015). *Water engineering: hydraulics, distribution and treatment*. John Wiley & Sons.
- Simão, M., & Ramos, H. M. (2020). Hybrid pumped hydro storage energy solutions towards wind and PV integration: Improvement on flexibility, reliability and energy costs. *Water*, 12(9), 2457.
- SolarStore. (2024). *Güneş enerji sistemlerinin kendini amorti süresi ve yatırımın geri dönüşü*, <https://solarstore.com.tr/2024/10/gunes-enerji-sistemlerinin-kendini-amorti-suresi-ve-yatirim-in-geri-donusu/>
- Tarascon, J. M., & Armand, M. (2001). Issues and challenges facing rechargeable lithium batteries. *nature*, 414(6861), 359-367.
- Tarboton, D. G. (1997). A new method for the determination of flow directions and upslope areas in grid digital elevation models. *Water Resources Research*, 33(2), 309-319
- Tian, M. W., Yan, S. R., Tian, X. X., Nojavan, S., & Jermisittiparsert, K. (2020). Risk and profit-based bidding and offering strategies for pumped hydro storage in the energy market. *Journal of Cleaner Production*, 256, 120715.
- UL Renewables. (2022). *Generator Dispatch Strategies in Hybrid Energy Systems*. <https://support.ul-renewables.com>
- Ünver, Ü., Bilgin, H., & Güven, A. (2015). Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Sistemler. *Mühendis ve Makina*, 56 (663), 57-64.
- Ünlü, N., Karahan, Ş., Tür, O., Uçarol, H., Özsu, E., Yazar, A., Turhan, L., Akgün, F., Tırıs, M. (2003). *Elektrikli Araçlar*, TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi Enerji Sistemleri ve Çevre Araştırma Enstitüsü, Gebze.
- Valavi, M., & Nysveen, A. (2018). Variable-speed Operation of Hydropower Plants: A Look at The Past, Present, and Future. *IEEE Industry Applications Magazine*, 24(5), 18-27.
- Vilanova, M. R. N., Flores, A. T., & Balestieri, J. A. P. (2020). Pumped Hydro Storage Plants: A Review. *Journal of The Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 42(8), 1-14.

- Wang, W., Li, C., Liao, X., & Qin, H. (2017). Study on unit commitment problem considering pumped storage and renewable energy via a novel binary artificial sheep algorithm. *Applied Energy*, 187, 612-626.
- Wang, J., & Li, H. (2021). Hybrid solar and pumped hydro energy storage systems: A sustainable solution for energy supply. *Energy Reports*, 7, 1259–1267. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.02.070>
- Wegner, N., Mercante, E., de Souza Mendes, I., Ganascini, D., Correa, M. M., Maggi, M. F., ... & Siqueira, J. A. C. (2020). Hydro energy potential considering environmental variables and water availability in Paraná Hydrographic Basin 3. *Journal of Hydrology*, 580, 124183.
- Winter, M., & Brodd, R. J. (2004). What Are Batteries, Fuel Cells, and Supercapacitors? *Chemical Reviews*, 104(10), 4245-4270.
- Wu, Y., Zhang, T., Chen, K., & Yi, L. (2020). A Risk Assessment Framework of Seawater Pumped Hydro Storage Project in China under Three Typical Public-Private Partnership Management Modes. *Journal of Energy Storage*, 32, 101753.
- Yıldız, C., (2017). *Rüzgâr Enerjisi – Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Optimal İşletilmesi*. Doktora Tezi, Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Kahramanmaraş
- Yılmaz, T., & Harmancıoğlu, N. B. (2010). Multi-criteria decision making for water resource management: A case study in Turkey. *Water Resources Management*, 24(11), 2759-2776.
- Yimen, N., Hamandjoda, O., Meva'a, L., Ndzana, B., & Nganhou, J. (2018). Analyzing of a photovoltaic/wind/biogas/pumped-hydro off-grid hybrid system for rural electrification in Sub-Saharan Africa—Case study of Djoundé in Northern Cameroon. *Energies*, 11(10), 2644.
- Yoon, K. P., & Hwang, C. L. (1995). *Multiple attribute decision making: An introduction*. Sage Publications.
- Yuksel, I., & Demirel, I. H. (2021). Investigation of the optimal method for determining hydropower potential of small streams: a case study Batman Basin in Turkey. *Arabian Journal of Geosciences*, 14(7), 580.
- Zaidi, A. Z., & Khan, M. (2018). Identifying high potential locations for run-of-the-river hydroelectric power plants using GIS and digital elevation models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89, 106-116.
- Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 569-596.
- Zardari, N. H., Ahmed, K., Shirazi, S. M., & Yusop, Z. (2015). Weighting methods and their effects on multi-criteria decision making model outcomes in water resources management. *Springer*.

- Zhang, L. L., & Zhao, X. S. (2009). Carbon-based materials as supercapacitor electrodes. *Chemical society reviews*, 38(9), 2520-2531.
- Zhang, Y., Campana, P. E., Lundblad, A., & Yan, J. (2017). Comparative study of hydrogen storage and battery storage in grid connected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation. *Applied energy*, 201, 397-411. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.123>.
- Zhang, Z., Ding, T., Zhou, Q., Sun, Y., Qu, M., Zeng, Z., ... & Chi, F. (2021). A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148, 111263.
- Zhao, H., Wu, Q., Hu, S., Xu, H., & Rasmussen, C. N. (2015). Review of Energy Storage System for Wind Power Integration Support. *Applied Energy*, 137, 545-553.
- Züttel, A. (2004). Hydrogen storage methods. *Naturwissenschaften*, 91, 157-172.