
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
Gazi
1926

POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRAL TASARIMI ve TEORİK ANALİZİ: KEBAN BARAJI ÖRNEĞİ

Gökçe TENEKCİĞLU

YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

TEMMUZ 2024

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmasında;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmasında yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Gökçe TENEKCİOĞLU

05/07/2024

POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRAL TASARIMI VE TEORİK ANALİZİ: KEBAN BARAJI ÖRNEĞİ

(Yüksek Lisans Tezi)

Gökçe TENEKCİOĞLU

GAZİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Temmuz 2024

ÖZET

Dünyada uygulanan ve/veya araştırılıp, geliştirilen enerji depolama sistemlerinin sayısı oldukça fazladır. Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller ise yüksek kapasitelerde enerji depolama avantajları sayesinde dünyada ve Türkiye'de ciddi ilgi yakalamıştır. Temelde hidroelektrik santrallerin çalışma prensibine ek olarak pompalama grubu ilavesiyle çalışan pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerde, elektrik enerjisi fiyatının düşük olduğu saatlerde pompalama grubunun çalışmasıyla elektrik enerjisi depolamasının yapılması, elektrik enerjisi fiyatının yüksek olduğu durumlarda ise türbin grubunun çalışmasıyla elektrik enerjisi üretimi yapılmasının amaçlanmaktadır. Bu çalışmada da Keban Baraj Gölü alt rezervuar olarak kullanıp yeni inşa edilecek yapay gölün üst rezervuar olarak konumlandırılması ve iki rezervuar arasındaki potansiyel farktan faydalanarak elektrik enerjisi üretimi ve depolaması modlarında çalıştırılması üzerine hesaplamalar yapılmıştır. Projede 7 000 000 m³, 5 000 000 m³ ve 3 000 000 m³ olmak üzere 3 farklı senaryo üzerinden yıllık net kazançlar ve proje geri dönüş süreleri hesaplanmıştır. Günlük aynı saat aralığında yapılan üretim ve depolama üzerinden elde edilen gelir-giderlere bakılarak sağlanan net kazanç üzerinden 3 farklı senaryoda da proje geri dönüş süreleri 25 yıl olarak hesaplanmaktadır. Yerli ekipman desteği, inşaat maliyetlerindeki iyileştirmeler, mevcut santrallerin dönüşümü, devlet teşvik mekanizmalarının artırılması vb. destekleyici sistemler ile projeleri geri dönüş süreleri kısaltılabilir. İnşaat maliyetleri, hızla değişen ve dalgalanan döviz kuru sebebiyle oldukça uzayan geri dönüş süreleri PDHES'lere olan ilgiyi azaltıyor olsa da elektrik enerjisi depolama kapasitelerinin büyüklüğü, Türkiye'de mevcuttaki hidroelektrik santrallerinin varlığının fazla olması sebebiyle ülkemiz için daha uygulanabilir bir yatırım konusu haline gelmektedir. İlk adımda mevcuttaki santrallerin dönüşümü ile PDHES'leri hayata geçirmek oldukça faydalı olacaktır.

Bilim Kodu	:	92803
Anahtar Kelimeler	:	Pompaj depolamalı hidroelektrik santral, keban barajı, elektrik enerjisi, yenilenebilir enerji, performans
Sayfa Adedi	:	91
Danışman	:	Doç. Dr. Erdem ÇİFTÇİ

DESIGN AND THEORETICAL ANALYSIS OF A PUMPED STORAGE HYDROELECTRIC POWER PLANT: A CASE STUDY OF KEBAN DAM

(M. Sc. Thesis)

Gökçe TENEKCİOĞLU

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

July 2024

ABSTRACT

The number of energy storage systems being implemented and/or researched globally is quite substantial. Pumped storage hydroelectric power plants (PSHPPs) have garnered significant interest worldwide and in Turkey due to their advantages in high-capacity energy storage. These plants operate on the basic principle of hydroelectric power plants, with the addition of a pumping unit. PSHPPs aim to store electrical energy by operating the pumping unit during low electricity price periods and generate electricity by operating the turbine unit during high electricity price periods. This study involves calculations for using the Keban Dam Reservoir as the lower reservoir and positioning a newly constructed artificial lake as the upper reservoir, leveraging the potential difference between the two reservoirs to operate in both energy generation and storage modes. The project considers three different scenarios with reservoir capacities of 7 000 000 m^3, 5 000 000 m^3 and 3 000 000 m^3, respectively, and calculates the annual net gains and project payback periods. The net gains derived from the income-expense analysis of production and storage within the same daily time frame indicate that the project payback periods for all three scenarios are 25 years. The payback periods of the projects can be shortened with supportive measures such as local equipment support, improvements in construction costs, conversion of existing plants, and increased government incentive mechanisms. Although the rapidly changing and fluctuating exchange rates significantly extend the payback periods, reducing interest in PSHPPs, the large capacities of electrical energy storage make them a more feasible investment for Turkey, given the abundance of existing hydroelectric power plants. Initially, converting existing plants to PSHPPs will be highly beneficial.

Science Code	:	92803
Key Words	:	Pumped storage hydroelectric power plant, keban dam, electrical energy, renewable energy, performance
Page Number	:	91
Supervisor	:	Assoc. Prof. Dr. Erdem ÇİFTÇİ

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasının gerçekleştirilmesinde, değerli bilgilerini paylaşan, kendisine danışıldığında kıymetli zamanını ayırıp sabırla ve büyük bir ilgiyle faydalı olabilmek için elinden gelenden fazlasını sunan, her zaman güler yüzlü ve samimi olan, kıymetli tez danışmanım Sayın Doç. Dr. Erdem ÇİFTÇİ' ye katkı ve emekleri için teşekkürlerimi ve saygılarımı sunarım.

Akademik çalışmalarıyla başarılara imza atacağına emin olduğum kıymetli arkadaşım ve hocam Arş. Gör. Coşkun YÜKSEL' e desteklerinden dolayı teşekkür ederim.

Desteklerini benden hiçbir zaman esirgemeyen, her başarım veya başarısızlığımda benim yanımda olan başta rahmetli anneannem Betül PEKER' e olmak üzere annem Selda TENEKCİOĞLU' na, babam Kemal TENEKCİOĞLU' na ve ablam Ece İNCE' ye özveri ve emekleri için teşekkür ederim.

Akademik çalışmalarımı destekleyen ve her zaman yanımda olan kıymetli arkadaşlarım Oktay ERÇOPUR, Ecem ÖZDEMİR ve Pınar TEMEL 'e araştırma ve tez yazım sürecimdeki desteklerinden dolayı teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET iv

ABSTRACT v

TEŞEKKÜR vi

İÇİNDEKİLER vii

ÇİZELGELERİN LİSTESİ xi

ŞEKİLLERİN LİSTESİ xii

HARİTALARIN LİSTESİ xv

SİMGELER VE KISALTMALAR xvi

1. GİRİŞ 1

2. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ÖNEMİ 3

2.1. Güneş Enerjisi 7

2.2. Rüzgar Enerjisi 7

2.3. Biyokütle Enerjisi 8

2.4. Jeotermal Enerji 9

2.5. Hidrojen Enerjisi 11

3. HİDROELEKTRİK ENERJİ 13

3.1. Hidroelektrik Santral Elemanları 14

3.1.1. Jeneratör 14

3.1.2.Cebri boru 15

3.1.3. Türbin 15

3.1.4. Transformatör 19

3.1.5. Denge bacası 19

3.1.6. Santral binası 20

Sayfa

3.1.7. Enerji nakil hattı 20
3.1.8. Su tutma yapısı 20
3.1.9. Su alma yapısı 20
3.1.10. Rezervuar 20
3.1.11. Debi 21
3.1.12. Düşü 21
3.2. Hidroelektrik Santralin Avantajları 21
3.3. Hidroelektrik Santralin Dezavantajları 22
4. ENERJİ DEPOLAMA VE ÖNEMİ 23
4.1. Enerji Depolama Teknolojileri 24
4.1.1. Süperkapasitörler 25
4.1.2. Volanlar 26
4.1.3. Süper iletken manyetik enerji depolama 26
4.1.4. Sıkıştırılmış hava enerji depolama 26
4.1.5. Isıl enerji depolama 27
4.1.6. Bataryalar 27
4.1.7. Yakıt hücreleri 28
4.1.8. Hidrojen (Güneş Hidrojen, Güneş Metal, Güneş Amonyak) 28
4.2. Enerji Depolama Uygulamalarının Amacına Göre Sınıflandırılması 28
4.2.1. Enerji temelli uygulamalar 28
4.2.2. Güç temelli uygulamalar 28
5. POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER (PHDES) 31
5.1. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Elemanları ve Depolama Çeşitleri 34

Sayfa

5.1.1. Rezervuarlar 35

5.1.2. Su İletim yolları 35

5.1.3. Kuyruk suyu tüneli 35

5.1.4. Pompa-türbin grubu 35

5.2. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Çeşitleri 36

5.2.1. Klasik (kapalı döngü) pompaj depolamalı hidroelektrik santral 36

5.2.2. Birleşik (açık döngü) pompaj depolamalı hidroelektrik santral 36

5.3. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Eleman Yapılandırma Çeşitleri 37

5.4. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Depolama Çeşitleri 37

5.5. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Avantaj ve Dezavantajları 38

6. DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER 39

6.1. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Tarihçesi 39

6.2. Dünya'da Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Durumu 41

6.3. Türkiye'de Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Durumu 52

7. KEBAN BARAJI POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRAL TASARIMI 59

7.1. Keban Barajı ve Çevresi 59

7.2. Proje Tasarımı 68

7.3. Hesap Detayları 71

7.3.1. Sürtünme yük kaybı hesaplamaları 73

7.3.2. Elektrik enerjisi üretim aşamasında santralin gücü 74

7.3.3. Türbin seçimine bağlı hesaplamalar 75

7.3.4. Elektrik enerjisi depolama aşamasında santralin harcadığı güç 76

7.3.5. Maliyet analizi 78

Sayfa

8. SONUÇ VE ÖNERİLER..... 85

KAYNAKLAR..... 87

ÖZGEÇMİŞ..... 91

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge **Sayfa**

Çizelge 2.1. 2012 ve 2022 Yılları İçin Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı 5

Çizelge 2.2. 2022 Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (MW) 6

Çizelge 5.1. Japonya'da Değişik Tipteki Santrallerin Üretime 8 Saat Ara Verildikten Sonra Çalışma ve Tam Kapasiteye Ulaşma Süreleri 34

Çizelge 6.1. IHA 2022 Hidroelektrik Statü Raporu- Avrupa Ülkeleri 2021 Yılı HES Kurulu Gücü 44

Çizelge 6.2. Türkiye'de İlk Etütleri Yapılan PDHES'ler 53

Çizelge 7.1. Keban Barajı ve HES Fiziki Özellikleri 63

Çizelge 7.2. Keban'ın Sıcaklık Değerleri Çizelgesi (1965-2016) 64

Çizelge 7.3. Projede Kullanılan Elektrik Satış ve Alış Fiyatları 71

Çizelge 7.4. Projedeki Senaryolara göre Debi ve Akış Hızları 72

Çizelge 7.5. Projedeki Senaryolara göre Sürtünme Yük Kaybı ve Net Düşüler 74

Çizelge 7.6. Projedeki Senaryolara göre Kurulacak Santral Gücü ve Seçilecek Türbin Grubu 75

Çizelge 7.7. Projedeki Senaryolara göre Türbin Özgül Hızı ve Devir Sayıları 76

Çizelge 7.8. Projedeki Senaryolara göre Pompalama Gücü 77

Çizelge 7.9. Projedeki Senaryolara göre Toplam Proje Maliyetleri 79

Çizelge 7.10. Projedeki Senaryolara göre Günlük Elektrik Enerjisi Üretim Kazançları 80

Çizelge 7.11. Projedeki Senaryolara göre Günlük Elektrik Enerjisi Depolama Giderleri 81

Çizelge 7.12. Projedeki Senaryolara göre Günlük Net Kazançlar 82

Çizelge 7.13. Projedeki Senaryolara göre Yıllık Net Kazançlar ve Geri Dönüş Süreleri 84

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil **Sayfa**

Şekil 2.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları 21

Şekil 2.2. Türkiye Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi..... 22

Şekil 2.3. 2012 ve 2022 Yılları İçin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Türkiye Kurulu Gücü 23

Şekil 2.4. 2022 Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (MW) .. 24

Şekil 2.5. Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) 25

Şekil 2.6. Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA) 26

Şekil 2.7. Biyokütle Kaynakları 27

Şekil 2.8. 2022 Jeotermal Enerji Kaynaklı Kurulu Güç (MW) 29

Şekil 2.9. Hidrojen Enerjisinin Üretim Kaynaklarına Göre Gruplandırılması 30

Şekil 3.1. Hidroelektrik Enerji Santrali 31

Şekil 3.2. Hidroelektrik Enerji Santrali Elemanları..... 32

Şekil 3.3. Pelton Türbin Şekli ve Çalışma Prensibi..... 34

Şekil 3.4. Kaplan Türbin..... 34

Şekil 3.5. Francis Türbin 35

Şekil 3.6. Banki Türbin..... 36

Şekil 3.7. Turgo Türbin 37

Şekil 4.1. Enerji Depolama Teknolojilerinin Sınıflandırılması..... 43

Şekil 4.2. Bataryaların Çalışma Şekli..... 45

Şekil 4.3. Enerji Depolama Teknolojilerinin Kapasite Sınıflandırması 47

Şekil 4.4. Enerji Depolama Teknolojilerinin Depolama Sürelerine Göre Sınıflandırılması 47

Şekil 5.1. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller..... 48

Şekil 5.2. Depolama Sistemlerinde Yük Profili 49

Şekil **Sayfa**

Şekil 5.3. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Temel Elemanları 52

Şekil 6.1. ANU RE100 Projesi kapsamında Dünyadaki PDHES Proje Potansiyeli..... 59

Şekil 6.2. Dünya'da Geliştirilen PDHES Projeleri..... 60

Şekil 6.3. Avrupa'da Gerçekleştirilebilecek PDHES Potansiyeli 61

Şekil 6.4. Avrupa'da Yıllara Göre PDHES Tesis Kurulumu 61

Şekil 6.5. Goldisthal PDHES Almanya..... 63

Şekil 6.6. Limmern PDHES – İsviçre..... 64

Şekil 6.7. Entracque PDHES – İtalya..... 64

Şekil 6.8. Roncovalgrande Entracque PDHES – İtalya..... 65

Şekil 6.9. Presenzano PDHES – İtalya..... 65

Şekil 6.10. Edola PDHES – İtalya..... 66

Şekil 6.11. La Coche PDHES – Fransa..... 66

Şekil 6.12. Fengning PDHES – Çin..... 67

Şekil 6.13. Imaichi PDHES-Japonya..... 68

Şekil 6.14. Bath County PDHES-Japonya..... 68

Şekil 6.15. Okinawa Deniz Suyu PDHES-Japonya..... 69

Şekil 6.16. Türkiye'de PDHES yapılması için öncelik verilen iller..... 73

Şekil 6.17. Türkiye'de PDHES yapılması için öncelik verilen projeler..... 73

Şekil 7.1. Keban Barajı Gölü..... 88

Şekil 7.2. Keban'ın Yıllık Ortalama Sıcaklık Dağılımı (1965-2016) 94

Şekil 7.3. Keban'ın Aylık Ortalama Sıcaklık Dağılımı (1965-2016) 94

Şekil 7.4. Keban'ın Aylık Ortalama Yağış Dağılımı (1965-2016) 95

Şekil 7.5. Keban'ın Aylık Ortalama Yağış ve Sıcaklık Dağılımı (1965-2016) 95

Şekil 7.6. Proje Tasarım Bilgileri 98

Şekil **Sayfa**

Şekil 7.7. Şubat 2024 Saatlik PTF Dağılımı 99

Şekil 7.8. Değişken Hacimlerde Akış Debisi ve Hızı 101

Şekil 7.9. Projedeki Senaryolara göre Sürtünme Yük Kaybı ve Net Düşüler 103

Şekil 7.10. Değişken Debilerde Türbin Karakteristikleri 105

Şekil 7.11. Elektrik Enerjisi Üretim ve Depolama Güçlerinin Karşılaştırılması 106

Şekil 7.12. 2020 Şebeke Enerji Depolama Teknolojisi Maliyet ve Performans Değerlendirmesi 108

Şekil 7.13. Projedeki Senaryolara göre Toplam Proje Yatırım Maliyetleri 109

Şekil 7.14. Projedeki Senaryolara göre Günlük Üretim Kazançları 110

Şekil 7.15. Projedeki Senaryolara göre Günlük Elektrik Enerjisi Depolama Giderleri.. 111

Şekil 7.16. Projedeki Senaryolara göre Gelir, Gider ve Kazançlar 112

Şekil 7.17. Projedeki Senaryolara göre Yıllık Net Kazanç Tutarları ve Proje Geri Dönüş Süreleri 113

HARİTALARIN LİSTESİ

Harita **Sayfa**

Harita 2.1. Türkiye Jeotermal Kaynaklar Dağılımı ve Uygulama Haritası 28

Harita 7.1. Keban Barajı Gölü ve Yakın Çevresinin Lokasyon Haritası 89

Harita 7.2. Keban Barajı Gölü ve Yakın Çevresinin Fiziki Haritası 90

Harita 7.3. Türkiye Deprem Tehlike Haritası 96

Harita 7.4. Elazığ İli Deprem Tehlike Haritası 97

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	Açıklamalar
m	metre
km	kilometre
m^3	metreküp
MWe	Megawatt elektriksel
GWh	Gigawatt saat
km^2	Kilometre kare
s	Saniye
MW	Megawatt
°	Derece
'	Dakika
"	Saniye
$	Dolar
TL	Türk Lirası
MWh	Megawatt saat
Q	Debi
V	Akış Hızı
A	Borunun kesit alanı
D	Boru çapı
π	Pi sayısı
hk	Sürekli enerji kaybı
f	Sürtünme katsayısı
g	Yerçekimi ivmesi
L	Boru boyu
Hnet	Net Düşü
H	Düşü
P	Güç
Pt	Türbin gücü
ɳ	Verim
kW	Kilowatt
ns	Özgül hız
d	devir
dk	dakika
h	saat
%	yüzde
kWh	kilowatt saat
m^2	Metre kare
GW	Gigawatt
%	Yüzde
TWh	Tera watt saat
<	Küçüktür

Kısaltmalar	Açıklamalar
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
AR-GE	Araştırma ve Geliştirme
ATM	Bankamatik
DSİ	Devlet Su İşleri
EİE	Elektrik İşleri Elektrik İdaresi Mülga
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GEPA	Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası
GG	Günlük Elektrik Enerjisi Depolama Gideri
GK	Günlük Elektrik Enerjisi Üretim Kazancı
GNK	Günlük Net Kazanç
HES	Hidroelektrik Enerji Santrali
IHA	Uluslararası Hidro Enerji Birliği
JICA	Japonya Uluslararası İş Birliği Ajansı
MTA	Maden Tetkik ve Arama
PDHES	Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
REPA	Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası
SMES	Süper Manyetik Enerji Depolama
TEİAŞ	Türkiue Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEPCO	Tokyo Elektrik Şirketi
YEGM	Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
YNK	Yıllık Net Kazanç

1. GİRİŞ

Geçmişten günümüze hızla artan teknolojiyle beraber enerjiye duyulan ihtiyaçta aynı hızda artmaktadır. Enerji ihtiyacını karşılamak için yapılan enerji üretimlerinde, yıllardır süre gelen, geleneksel enerji kaynakları diye adlandırılan fosil yakıt kaynakları kullanılmaktadır. Bu fosil yakıt kaynakları, çevreyi olumsuz etkilemesi ve kaynak kısıtlığı gibi dezavantajları dolayısıyla yerini yavaş yavaş güneş, rüzgâr ve hidroelektrik gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına bırakmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynakları, doğaya bağlı oluşları sebebiyle diğer geleneksel kaynakların tersine kesintili yani süreksiz enerji kaynaklarıdır. Bu kaynaklardan üretilen enerjinin talebi karşılamaması durumunda, geleneksel kaynaklara yani fosil yakıt kaynaklarına dönerek enerji üretimi yapılması gerekmektedir. Fosil yakıt kaynaklarına olan bu zorunluluğu ortadan kaldırmak, yenilenebilir enerji kaynaklarının sayısını ve kullanılabilirliği artırmak adına üretildiği anda tüketilmeyen bu elektrik enerjisinin depolanması kavramı ortaya çıkmaktadır.

Türkiye'de elektrik enerjisi üretim santralleri hem devlet hem de özel firmalar tarafından işletilmektedir. Özel sektör üreticileri, piyasa koşullarına göre üretim yapmayı tercih etmekte ve piyasa fiyatının düşük olduğu saatlerde üretim yapmamayı tercih etmektedir. Elektrik üretiminde önemli paya sahip olan özel sektör santral sahiplerinin yapmış olduğu bu tercihler, üretim dalgalanmasına sebep olurken bazı dönemlerde fiyatların aşırı yükselmesine de sebep olmaktadır. Oluşan dalgalanmaları engellemek ve arz-talep güvenliğini sağlamak devletin başlıca sorumluluklarından biridir. Kesintili olan güneş ve rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji açığının kapanması ve enerji talebindeki dalgalanmaların hızlı bir şekilde karşılanmasında etkisini artırmak için üretilen elektrik enerjisinin depolanması gereklidir. [1].

Enerji arz ve talebinin uyumunu sağlayabilmek adına tüketimdeki dalgalanmaları karşılayabilecek bir üretim grafiği yakalanmalıdır. Üretim ve tüketim dalgalanmalarının örtüşmediği noktalarda piyasa fiyatları bu dalgalanmanın kat ve kat üzerinde bir dalgalanma seyrederek aşırı yüksek veya aşırı düşük fiyatları oluşturabilmektedir. Mantık olarak bakıldığında depolama, tüketimin yani talebin düşük ve aynı zamanda piyasa fiyatının düşük

olduğu zaman diliminde üretilen elektrik enerjisini depolama ve depolanan bu elektrik enerjisinin üretimin düşük yani talebin yüksek ve aynı zamanda piyasa fiyatının da yüksek olduğu zaman diliminde şebekeye verilmesiyle arz-talep dengesinin sağlanması prensibine dayanır [1].

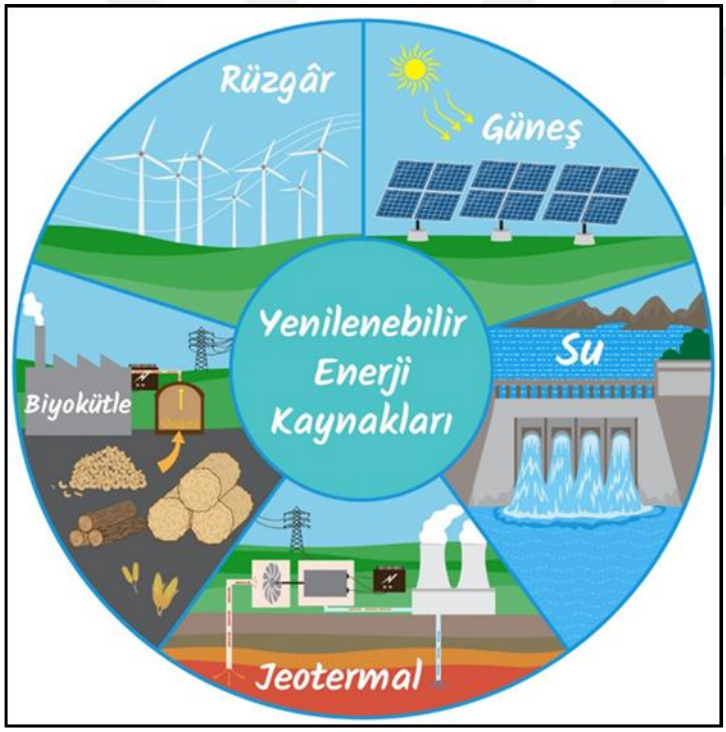
Enerji depolama tesisleri yapılarak enerjinin depolanması, pik taleplerin karşılanması, yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekedeki sürekliliğinin artırılması, geleneksel elektrik enerjisi üretim santrallerinin daha verimli çalışması, şebekenin frekans ve geriliminin istenilen aralıklarda tutulması, enerjideki kalite ve güvenin artırılması, enerji kalitesinin sürekliliğini sağlanması, enerjide piyasa fiyatlarındaki dalgalanmaları minimize ederek istikrarının sağlanması gözetilmektedir [2].

Bir enerji depolama sistemi kurulmak istenildiğinde; arıza durumunda devreye girme süresi, yüksek depolama kapasitesi, hızlı tepki verme, sistem kararlılığı, uzun ömür, şarj/deşarj veriminin yüksek olması, şebeke frekans kontrolü, elektrik kayıplarının az olması, yatırım ve yatırım sonrası maliyetlerinin düşük olması ve depolanacak enerjinin kaynağının çevre dostu olması gibi pek çok önemli konu başlıkları vardır [3].

Bu çalışmada öncelikle yenilenebilir enerji kaynaklarının önemi, sisteme entegrasyonu için gerek duyulan enerji depolamanın öneminden bahsedilmiştir. Enerji depolama kaynaklarından biri olan, temelde alt ve üst olarak yerleştirilen iki rezervuar arasındaki yükseklik farkından kaynaklı ortaya çıkan potansiyel enerjinin değişimi ve/veya dönüşümü kullanılarak elektrik enerjisini depolayan Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller (PDHES) üzerine incelemeler yapılmıştır. PDHES'lerin yapısı, çalışma mantığı, ekipmanları, Dünya'da ve Türkiye'deki mevcut durumu incelenmiş ve sonuçlar değerlendirilmiştir. Keban Baraj Gölü'nün alt rezervuar olarak kullanılması ve yeni inşa edilecek yapay gölün üst rezervuar olarak konumlandırılmasıyla elektrik enerjisi üretimi ve depolaması üzerine hesaplamalar yapılmıştır. Üç farklı senaryo (7.000.000 m^3, 5.000.000 m^3 ve 3.000.000 m^3) üzerinden yıllık net kazançlar ve proje geri dönüş süreleri değerlendirilmiştir. 25 yıl olarak hesaplanan geri dönüş sürelerinin, yerli ekipman desteği, inşaat maliyetlerindeki iyileştirmeler, mevcut santrallerin dönüşümü ve devlet teşvikleri ile kısaltılabileceği ortaya konulmuştur.

2. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI VE ÖNEMİ

Yenilenebilir enerji kaynakları biyokütle enerjisi, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, jeotermal enerji, dalga enerjisi, hidrojen enerjisi ve hidroelektrik enerjisi gibi kaynağı doğa olduğu için tükenmeyecek enerji kaynaklarıdır. Kömür, petrol ve doğalgaz gibi fosil yakıt kaynaklarının tersine; tükenmemeleri, çevre dostu oluşları ve kaynak kısıtlamasının ortaya çıkardığı dışa bağımlılığı ortadan kaldırmaları sebebiyle alternatif enerji kaynakları olarak da adlandırılır. Enerji piyasasında söz sahibi olmak isteyen ve kendi enerji ihtiyacını karşılamak isteyen ülkeler gelişen teknoloji ve sanayiye uyum sağlayabilmek için yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmişlerdir. [3].

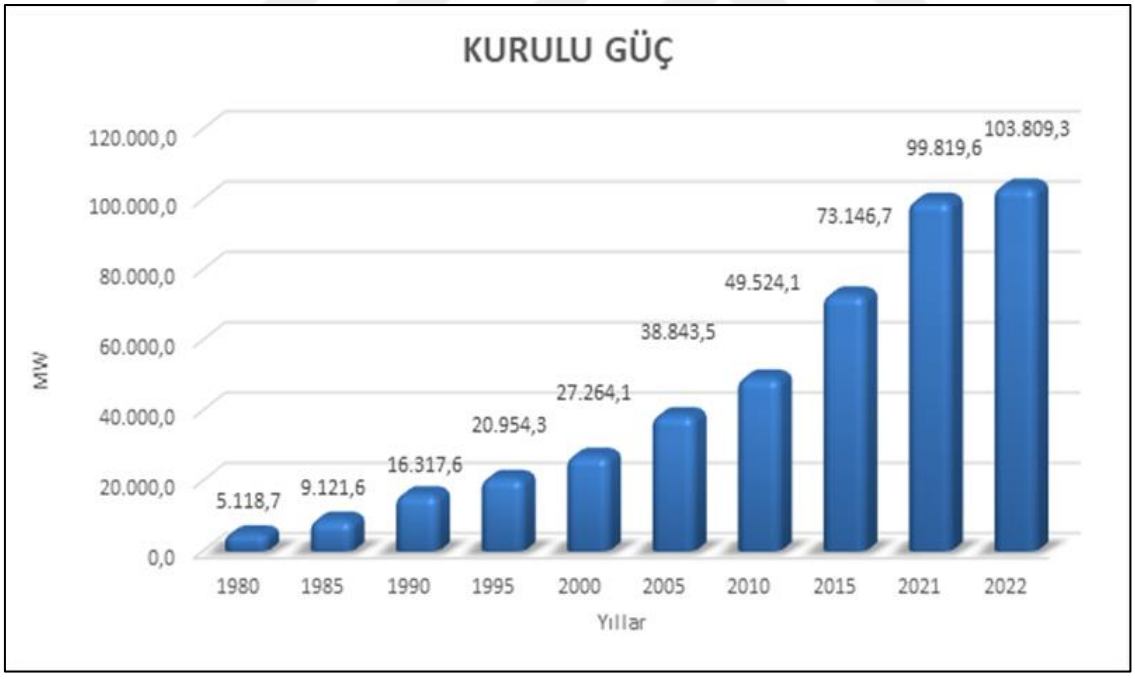


Şekil 2.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları [4]

Türkiye'de ve Dünya'da geçmişten günümüze bakıldığında iklim değişikliğinin etkileri ile mücadele etmek için fosil yakıt kaynak kullanımını azaltmak ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artırmak en önemli hedef haline gelmiştir. 21 Mart 1994 tarihinde yürürlüğe giren Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi uluslararası sözleşmedir ve zararlı zehirli gazlarının ekosistem etkisini kontrol etmeyi amaçlamaktadır. Sera gazı emisyonunu azaltarak küresel ısınmanın önüne geçmeyi hedefleyen Kyotoko Protokülü ise 16 Şubat 2005'te yürürlüğe giren bir diğer sözleşmedir. [3].

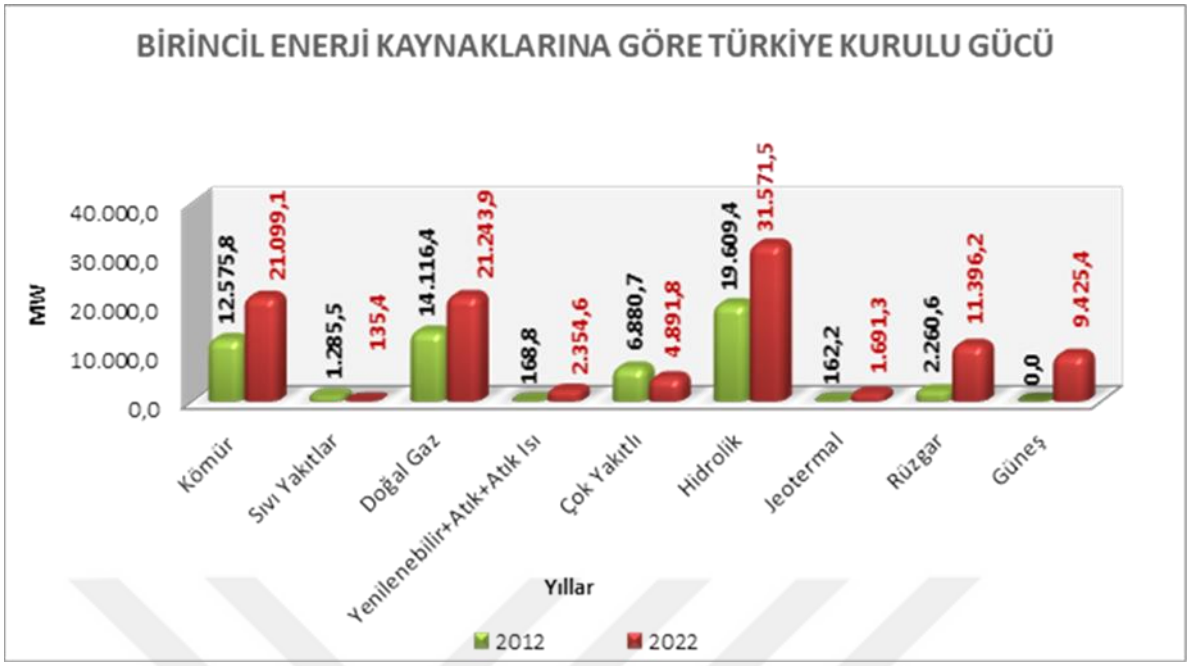
2015 yılında temelleri atılan ve 2021 yılında Türkiye tarafından onaylanan Paris Anlaşması ise Dünya'da atılmış en önemli adımlardan biridir. Küresel seviyede sera gazı salınımının azalma eğilimine geçirilmesini hedefleyen bu anlaşma ile anlaşmayı imzalayan ülkeler kendi hedeflerini belirlemektedir. Bu kapsamda Türkiye'de karbon salınımını 2030 yılında yarıya düşürmek ve 2053 yılında ise Net Sıfır Emisyon hedeflerini belirlemiştir. 2023 yılı Kasım ayı sonu itibarıyla 106 152 MW'a ulaşan Türkiye'nin Kurulu gücünün geçmiş yıllardaki gelişimine bakarak 2053 yılı Net Sıfır Emisyon hedefi için gerekli adımı atarak yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelimin artış gösterdiğini anlamak mümkün olur.

Şekil 2.2'de TEİAŞ'ın 2022 yılı istatistik raporları incelendiğinde değişen nüfus ve gelişen teknolojiye bağlı artan enerji ihtiyacını karşılamak için kurulu gücün de artış eğilimi gösterdiği görülmektedir. Yine aynı istatistik raporlar incelendiğinde Şekil 2.3'te de 2012 ve 2022 yıllarında elektrik üretim amaçlı kullanılan kaynakların kurulu güçteki payı görülmektedir.



Şekil 2.2. Türkiye Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi [5]

2012 yılından 2022'ye neredeyse %82 artan toplam kurulu güce rağmen; 2022 yılında 2012 yılına göre kömür, doğalgaz gibi fosil yakıt kaynaklarının toplam kurulu güçteki payının düştüğü rüzgar, güneş ve hidroelektrik enerji gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güçteki payınınsa arttığı Şekil 2.3 ve Çizelge 2.1'de görülmektedir.



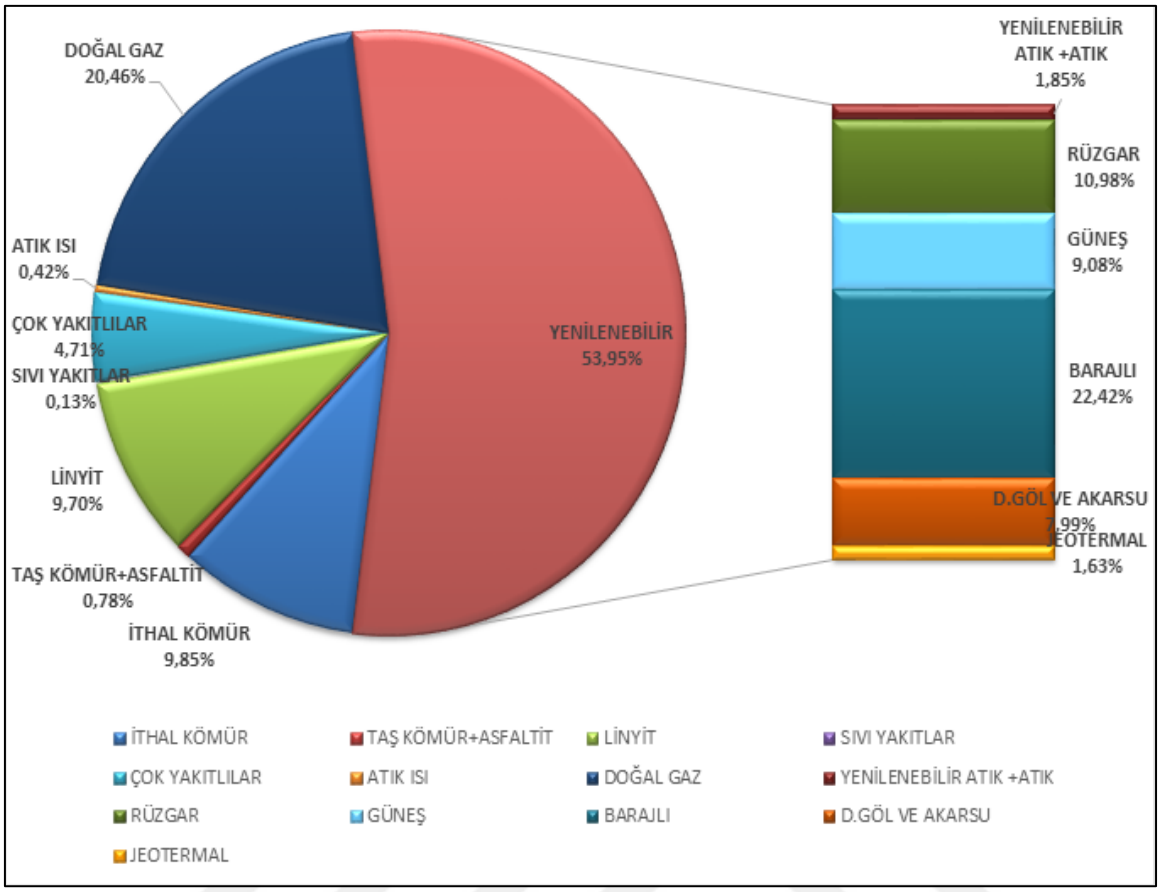
Şekil 2.3. 2012 ve 2022 Yılları İçin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Türkiye Kurulu Gücü [5]

Çizelge 2.1. 2012 ve 2022 Yılları İçin Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı [5]

Birim :MW

	Kömür	Sıvı Yakıtlar	Doğal Gaz	Yenilenebilir +Atık+Atık Isı	Çok Yakıtlı	Hidrolik	Jeotermal	Rüzgar	Güneş	Toplam
2012	12.575,8	1.285,5	14.116,4	168,8	6.880,7	19.609,4	162,2	2.260,6	-	57.059,4
%	22,04	2,25	24,74	0,30	12,06	34,37	0,28	3,96	-	100,00
2022	21.099,1	135,4	21.243,9	2.354,6	4.891,8	31.571,5	1.691,3	11.396,2	9.425,4	103.809,3
%	20,32	0,13	20,46	2,27	4,71	30,41	1,63	10,98	9,08	100,00

Günümüzde Türkiye'de gelinen noktada yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güçteki payı %53,95'e yükselmiş ve ortaya konulan hedefler çerçevesinde ise bu payın artırılması hedeflenmeye devam etmektedir. Şekil 2.3 ve Çizelge 2.2'de TEİAŞ'ın 2022 yılı istatistik raporları incelenmiş ve enerji kaynaklarının kurulu güçteki oranı görülmektedir.



Şekil 2.4. 2022 Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (MW) [5]

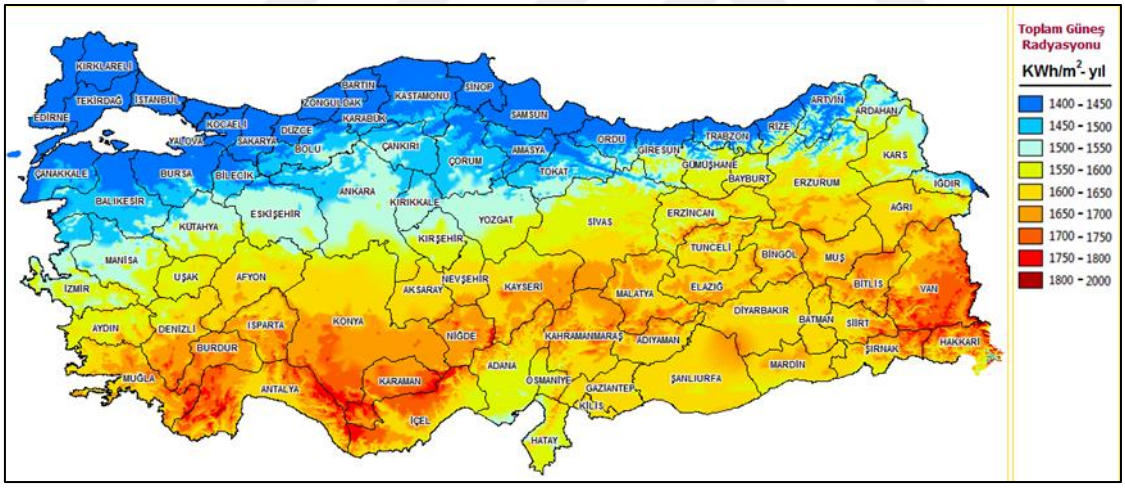
Çizelge 2.2. 2022 Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (MW) [5]

	MW	%
İTHAL KÖMÜR	10.220,3	9,85
TAŞ KÖMÜR+ASFALTİT	812,5	0,78
LİNYİT	10.066,3	9,70
SIVI YAKITLAR	135,4	0,13
ÇOK YAKITLILAR	4.891,8	4,71
ATIK ISI	433,8	0,42
DOĞAL GAZ	21.243,9	20,46
YENİLENEBİLİR ATIK+ATIK	1.920,8	1,85
RÜZGAR	11.396,2	10,98
GÜNEŞ	9.425,4	9,08
BARAJLI	23.275,2	22,42
D.GÖL VE AKARSU	8.296,3	7,99
JEOTERMAL	1.691,3	1,63
TOPLAM	103.809,3	100

2.1. Güneş Enerjisi

Dünyaya gelen güneş ışınları, sadece canlıların büyümesi ve gelişmesi için gerekli olan bir kaynak değil aynı zamanda da elektrik enerjisi üretimi için oldukça önemli bir kaynaktır. Geliştirilen yarı iletken teknolojisi ile fotovoltaik hücre diye adlandırılan malzemeler üzerinde toplanan güneş enerjisinin yaymış olduğu güneş ışınları doğrudan elektrik akımına dönüşmesi ile elektrik enerjisi üretilir.

Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası toplam güneş radyasyonu 1 400-2 000 kWh/ m^2 değerleri arasında farklı renklerde haritalanmıştır (Şekil 2.5). GEPA verileri incelendiğinde genel olarak kuzey kesimlerin yıllık 1 400-1 550 kWh/m^2, iç ve güney kesimlerin ise 1 550-1 750 kWh/ m^2 güneş radyasyonu aldığı görülmektedir (ETKB, 2022). Türkiye'de güneş enerjisinin mevcut durumu değerlendirildiğinde toplam 9 425,4 MW Kurulu güce ulaşılmış ve toplam kurulu güçte % 9,08'lik paya sahip olmuştur [5].



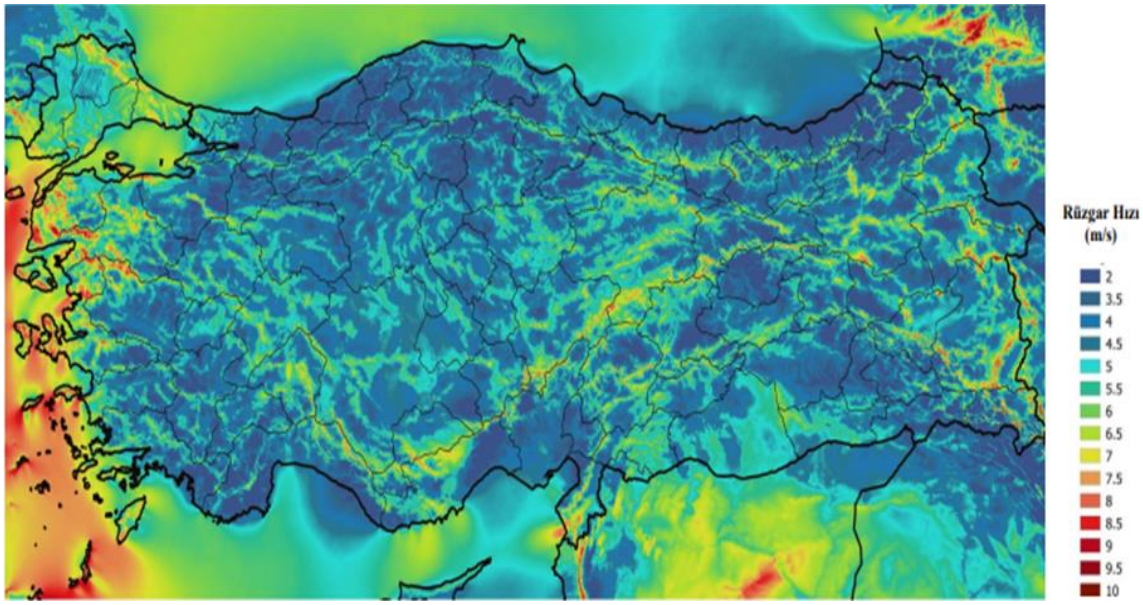
Şekil 2.5. Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) [6]

2.2. Rüzgar Enerjisi

Termik ve basınç farkından dolayı oluşan hava akımlarına rüzgâr denir. Hava akımlarının oluşturmuş olduğu rüzgar enerjisinden faydalanarak elektrik enerjisi üretmekteki temel prensip; rüzgar türbini adı verilen kanatlı yapıya çarpan hava akımlarının dönme hareketiyle kinetik enerji kazanması ve rüzgar enerjisinin yaratmış olduğu kinetik enerjinin önce

mekanik enerjiye daha sonra jeneratör yardımıyla elektrik enerjisine dönüştürülmesi işlemidir.

Türkiye Rüzgar Hızı Dağılımı 2-10 m/s değerleri arasında farklı renklerde haritalanmıştır (Şekil 2.6). Türkiye'de rüzgar enerjisinin mevcut durumu değerlendirildiğinde toplam 11.396,24 MW Kurulu güce ulaşılmış ve toplam kurulu güçte % 10,98'lik paya sahip olmuştur [5].



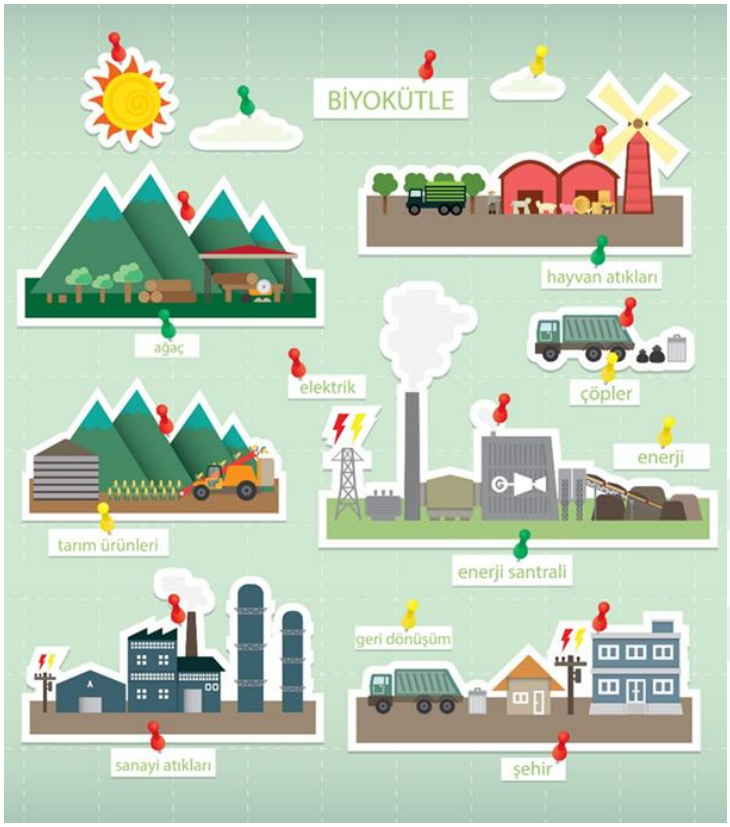
Şekil 2.6. Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA) [7]

2.3. Biyokütle Enerjisi

Biyokütle, tıpkı diğer yenilenebilir enerji kaynaklarında olduğu gibi enerjisini doğadan alır. Doğada yaşayan ya da yakın zamanda yaşamı son bulmuş canlılardan elde edilen hayvansal atıklar, bitkisel atıklar ve evsel atıklar gibi biyolojik malzemelere biyokütle denir [8].

Biyokütle diye adlandırılan bu biyolojik malzemelerin kimyasal dönüşümler sonrasında ortaya çıkan biyoyakıt elde edilmektedir. Biyogaz, biyoetanol, biyohidrojen, biyobütanol, biyopropanol gibi pek çok biyoyakıt çeşitleri mevcuttur. Biyoyakıtlar içeriğinde barındırdıkları organik atıklar sayesinde yakıttan elektrik enerjisi üretebilmektedir. Biyoyakıtlardan elektrik enerjisi üretmede en yaygın yakıt türü biyogazdır. Biyogaz eldesinde ise piroliz, gazlaştırma, yakma işlemi, fermantasyon, biyometanizasyon ve

anaerobik çürüme gibi pek çok kimyasal dönüşüm prosesleri mevcuttur. Biyoyakıt eldesi biyogazdan elektrik üretimi için de gaz motorları kullanılmaktadır.



Şekil 2.7. Biyokütle Kaynakları [4]

Çevre kirliliği oluşturmaması, asit yağmurlarına sebep olmaması, üretim ve çevrim teknolojilerinin biliniyor olması, güneş ve rüzgar enerjisinin tersine daha kolay depolanabilir olması gibi önemli avantajları sebebiyle pek çok insan, atmosferdeki karbondioksit salınımının artışına engel olmak için fosil yakıtlar yerine biyoyakıtların kullanılması gerektiği görüşünü savunmaktadır [8].

Türkiye'de biyokütle enerjisinin mevcut durumu değerlendirildiğinde toplam 1.920,8 MW Kurulu güce ulaşılmış ve toplam kurulu güçte % 1,85'lik paya sahip olmuştur [5].

2.4. Jeotermal Enerji

Yerkabuğunun derinliklerinde biriken ısı enerjisinin sağlamış olduğu çeşitli mineraller, tuzlar ve gazlar barındırabilen sıcak su ve buharın termal enerjisiyle ısınma, sağlık sektörü

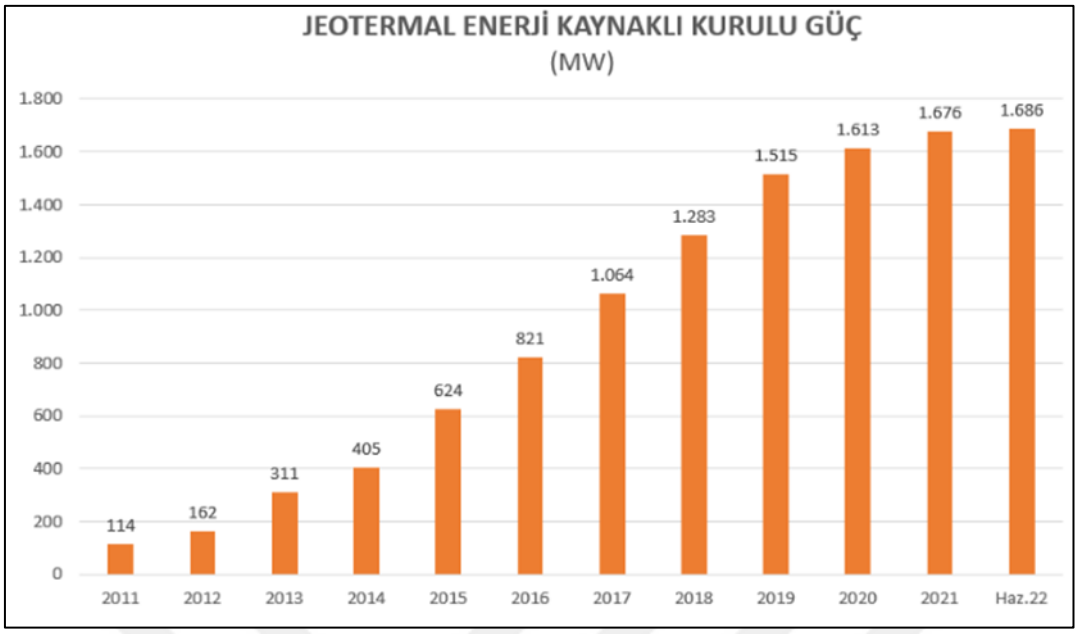
veya elektrik üretimi amacıyla kullanılan bu termal enerjiye jeotermal enerji adı verilmektedir [9].



Harita 2.1. Türkiye Jeotermal Kaynaklar Dağılımı ve Uygulama Haritası [11]

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü'nün yayınlamış olduğu Türkiye Jeotermal Kaynaklar Dağılımı ve Uygulama Haritasına (Harita 2.1.) bakılarak da anlaşıldığı üzere; Türkiye jeolojik ve coğrafik konumu itibarı ile aktif bir tektonik kuşağı üzerinde yer alması sebebiyle jeotermal enerji açısından dünya ülkeleri arasında zengin bir kaynak varlığı konumdadır. ETKB verilerine göre Türkiye'de yaklaşık olarak 1.000 adet doğal çıkış şeklinde değişik sıcaklıklarda jeotermal kaynaklar mevcuttur [10].

Türkiye jeotermal potansiyeli bakımından Avrupa'nın 1. ülkesi ve kurulu güç bakımından ise Dünyanın 4. ülkesi konumundadır. Türkiye'de jeotermal enerjinin gelişimi incelendiğinde Şekil 2.8'de yer alan kurulu güç değişimi verileri görülmektedir [9]. Mevcut durum değerlendirildiğinde ise toplam 1 691,3 MW Kurulu güce ulaşılmış ve toplam kurulu güçte % 1,63'lük paya sahip olmuştur [5].

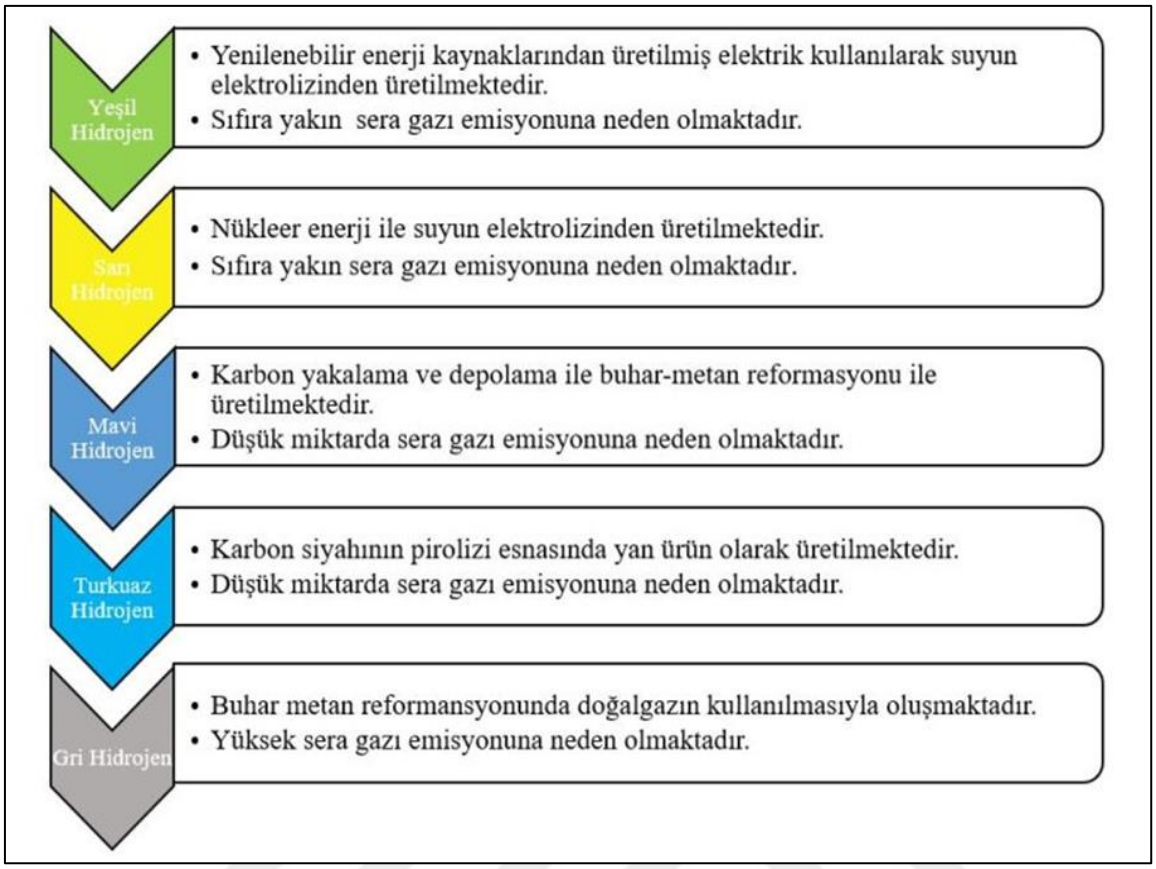


Şekil 2.8. 2022 Jeotermal Enerji Kaynaklı Kurulu Güç (MW) [9]

2.5. Hidrojen Enerjisi

Havadan daha hafif, renksiz, kokusuz ve tatsız olup doğada en çok bulunan elementlerden biri olan hidrojenin ortamda saf olarak bulunması imkansızdır. Hidrokarbon, nükleer, su veya biyokütle gibi kaynaklardan üretilerek ortaya çıkan hidrojenin sahip olduğu enerji depolanarak yakıt hücrelerinde kullanılarak elektrik enerjisi ve ısı üretmek mümkündür [12].

Hidrojen enerjisi, üretildiği kaynağa göre Yeşil, Sarı, Mavi, Turkuaz ve Gri Hidrojen olarak 5 farklı gruba ayrılmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisi kullanılarak suyun elektrolizi ile elde edilen hidrojen sıfıra yakın sera gazı emisyonuna yol açtığı için Yeşil Hidrojen olarak adlandırılır. Şekil 2.9'da en basit haliyle kaynağına göre gruplandırılan hidrojen enerjisinin tanımları mevcuttur.



Şekil 2.9. Hidrojen Enerjisinin Üretim Kaynaklarına Göre Gruplandırılması [12]

Temiz enerji olması, fosil yakıtlardan %39 daha fazla verime sahip olması, gaz, sıvı ve metal hidrat gibi pek çok formda depolanabilmesi gibi avantajları bulunmaktadır. Tüm bu avantajlarının yanı sıra pahalı olması, havadan hafif oluşu sebebiyle oluşabilecek kayıpların tespit edilememesi, renksiz olduğu için yanan hidrojen alevinin görülmemesi ve en önemlisi de teknolojisinin hala tam anlamıyla gelişmiş durumda olmaması sebebiyle mevcutta kullanılan bir yenilenebilir enerji kaynağı değildir.

3. HİDROELEKTRİK ENERJİ

Hidroelektrik santraller, temelde suyun sahip olduğu farklı formdaki enerjisinin birbirine aktarımı ve/veya diğer ifadesiyle dönüşümü sonucu çalışan santrallerdir. Hidroelektrik santrallerde elektrik enerjisi üretimi; yükseklik farkından dolayı suyun sahip olduğu potansiyel enerjinin, suya kazandırılan akış gücünün kinetik enerji formuna dönüşmesi ile başlar. Suyun akış gücü ile kazandığı kinetik enerji, türbin kanatlarına çarparak mekanik enerjiye ve son olarak da bu mekanik enerjinin jeneratörde elektrik enerjisi formuna dönüşmesiyle üretim gerçekleşir. (Şekil 3.1)

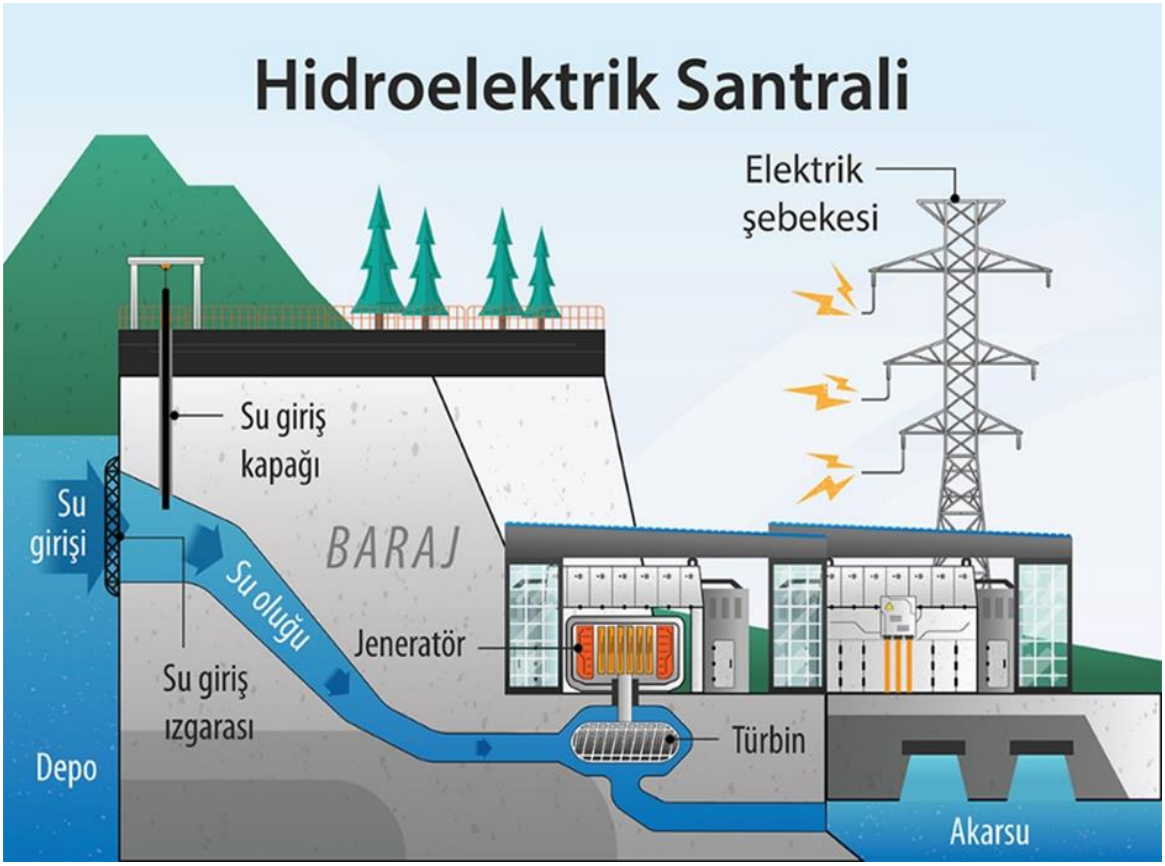


Şekil 3.1. Hidroelektrik Enerji Santrali [4]

Hidroelektrik santraller, sera gazı emisyonu yaratmamaları, teknik açıdan uzun ömre sahip olmaları, yakıt giderlerinin olmaması, işletme bakım giderlerinin düşük olması, sudan enerji almaları gibi önemli avantajlara sahiptir [13].

Türkiye'de hidroelektrik enerjinin mevcut durumu değerlendirildiğinde toplam 31 571,5 MW Kurulu güce ulaşılmış ve toplam kurulu güçte % 30,41'lik paya sahip olmuştur [5].

3.1. Hidroelektrik Santral Elemanları



Şekil 3.2. Hidroelektrik Enerji Santrali Elemanları [14]

3.1.1. Jeneratör

Rotor, statator, kumanda sistemi, şaft, uyarı sistem ve diğer yardımcı elemanlardan oluşan jeneratör türbin milindeki mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürmek için kullanılmaktadır. Motorun dönerek hareket eden bölümü rotor, elektrik enerjisi geriliminin oluştuğu bölüm ise stator olarak adlandırılmaktadır. Rotorun, stator etrafında hareketi sayesinde oluşan manyetik alan elektrik enerjisi üretimini gerçekleştirmektedir.

Alternatör olarak adlandırılan jeneratörlerin, alternatörler ile aralarındaki en önemli fark elde ettikleri enerjinin türüdür. Alternatörler mekanik enerjiyi sadece alternatif akıma dönüştürebilirken, jeneratörler hem alternatif akıma hem de doğru akıma dönüştürebilmektedir [3].

3.1.2. Cebri boru

Su giriş ağzı, denge bacası ve türbini birleştiren borulara cebrî borular denir. Her üniteye ayrı ayrı cebrî boru tesis edilir [15].. Genellikle çelik veya betondan imal edilen cebri boruların inşasında, yüksek basınçta suyu taşıdıkları için uygun boru çapı ve kalınlığı tasarlanmalıdır. Sürekli suyla temas ettikleri için korozyon tehlikesi oluşmaktadır. Bu sebeple projede diğer önemli tasarım parametresi korozyona dayanıklı malzeme ve kaplama kullanılmasıdır.

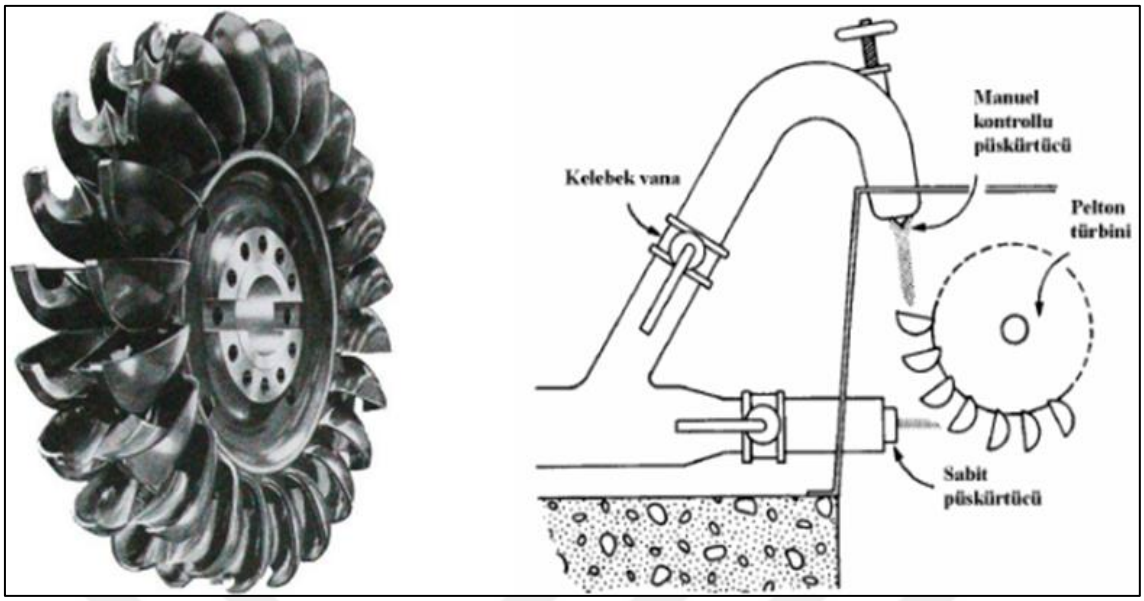
3.1.3. Türbin

Türbin üzerine gelen fiziksel enerjiyi mekanik enerjiye dönüştüren ekipmandır. Hidroelektrik santrallerde bulunan türbinler ise üst rezervuarda biriken suyun sahip olduğu potansiyel enerjisinin, cebri borularda kinetik enerjiye dönüşmesi sonucu türbin kanatlarına çarpması ve türbin kanatlarına aktarılan bu kinetik enerjinin mekanik enerjiye dönüştürülerek jeneratöre aktarılmasını sağlayan ekipmanlardır.

Hidroelektrik santrallerde türbin seçimi yapılırken suyun yüksekliği ve sahip olduğu debi en önemli etmenlerdir. Kendi içerisinde aksiyon ve reaksiyon tipi türbinleri olarak ayrılan türbin çeşitlerinde Banki, Pelton, Kaplan, Francis ve Turgo türbinler en yaygın kullanılan türbin çeşitleridir.

Pelton türbin

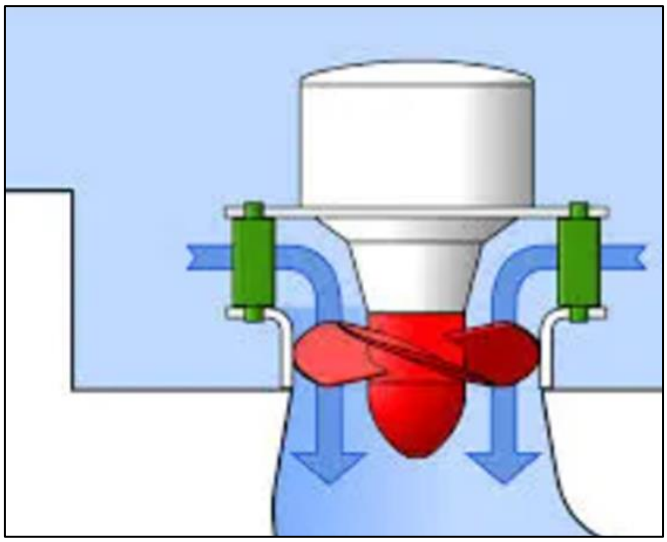
Yüksek düşüler ve düşük debilerde etkin çalışan pelton türbinler, yatay veya dikey olarak kullanılabilmektedirler (Şekil 3.3). Belirli aralıklarla yerleştirilmiş kepçe şeklindeki kanatlarına çarpan suyun aktardığı kinetik enerjiyi mekanik enerjiye dönüştürerek jeneratöre aktarımını gerçekleştirirler. Pelton türbinlerde kepçe tasarımı, kova sayısı, kovanın uzunluğu ve konumu, kepçe-kızak arasındaki açı, kepçenin derinliği, türbin dönüş hızı gibi tasarımı ve buna bağlı verimliliği etkileyen pek çok parametre bulunmaktadır [3].



Şekil 3.3. Pelton Türbin Şekli ve Çalışma Prensibi [16]

Kaplan türbin

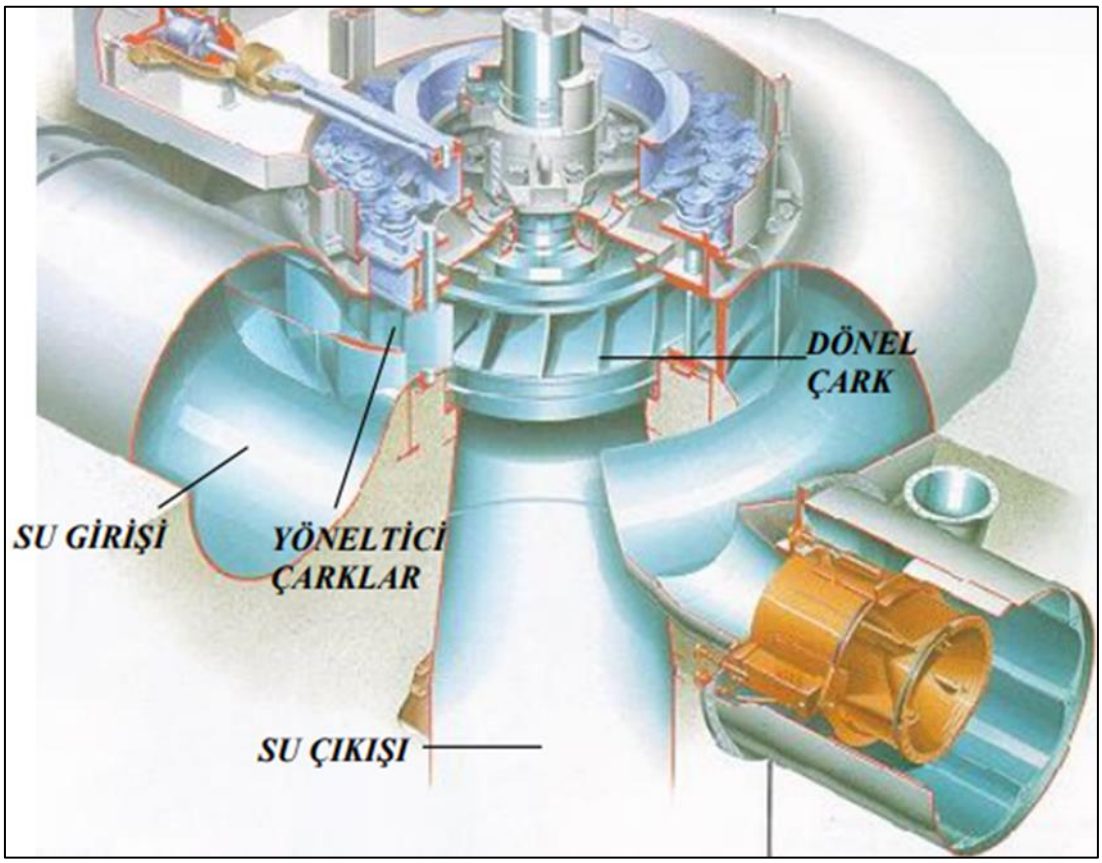
Salyangoz gövdesine çarpan su türbin çarklarını döndürerek mekanik enerji kazanmasını ve bu mekanik enerjinin jeneratöre aktarımını sağlar (Şekil 3.4). Yüksek debi ve düşük akış hızlarında kullanımı daha yaygın olan Kaplan türbinlerinin ilk patenti 1912 yılında Victor Kaplan tarafından alınmış ve bu yıllardan itibaren üretimine başlanmıştır. Kaplan türbinleri sahip oldukları ayar kanadı, salyangoz yapısı ile suyun hareketine göre kanatlarını ayarlayabilme özellikleri ile diğer türbinlere göre avantajlara sahiptir [3].



Şekil 3.4. Kaplan Türbin [17]

Francis türbin

Türbinin dönme eksenine dik şekilde geçen suyun sahip olduğu yüksek basıncının düşürülmesiyle elde edilen momentum değişimi ve kinetik enerjisinden faydalanarak hareket eden türbin kanatlarının mekanik enerjisini jeneratöre aktarımı ile çalışmaktadır. James Bichene Francis tarafından 19. Yüzyılda tasarlanan Francis türbin adını tasarımcısından almıştır. Şekil 3.5'te de görüldüğü üzere salyangoz, kanatlar, rotar, emme borusu, çark ve diğer yardımcı elemanlardan oluşur [3].

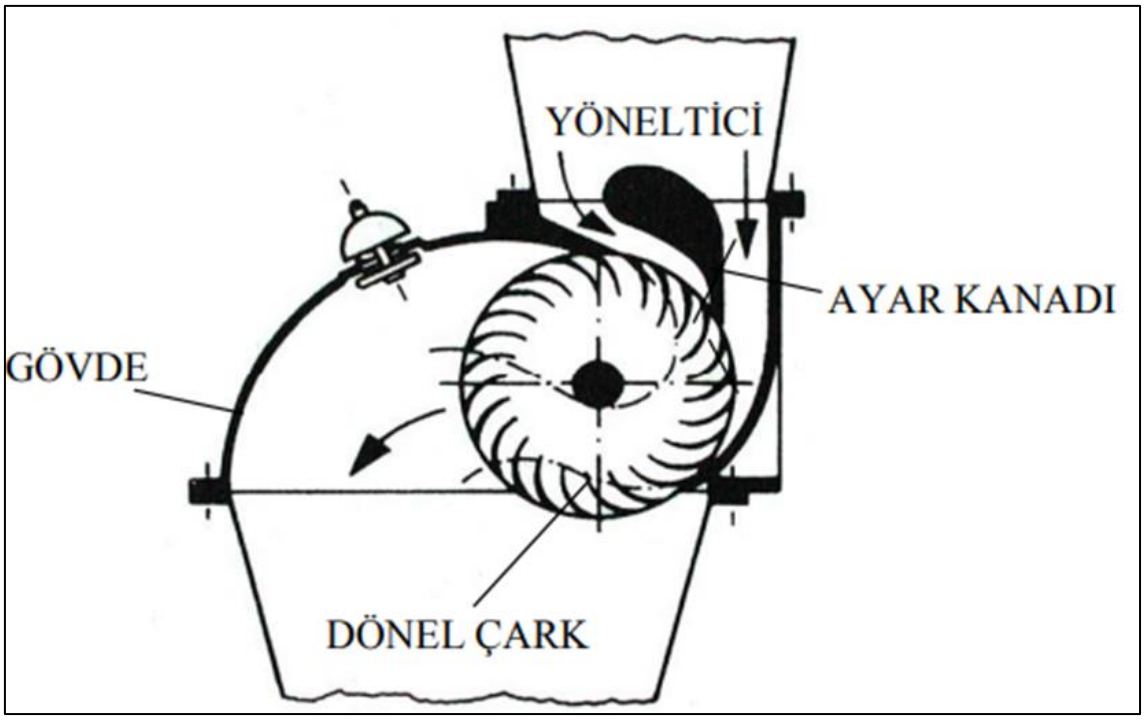


Şekil 3.5. Francis Türbin [16]

Banki türbin

Suyun kinetik enerjisinin türbin bıçakları üzerinden akması ile oluşan dönme kuvvetinin elde ettiği mekanik enerjiyi jeneratöre aktararak çalışmasını tamamlayan Banki türbinler ilk tasarım patentini 1903 yılında almıştır. Tasarımı Antony Michell, Donát Bánki, Fritz Ossberger tarafından yapılmış ve hayata kazandırılmıştır. Banki türbinlerde su, diğer

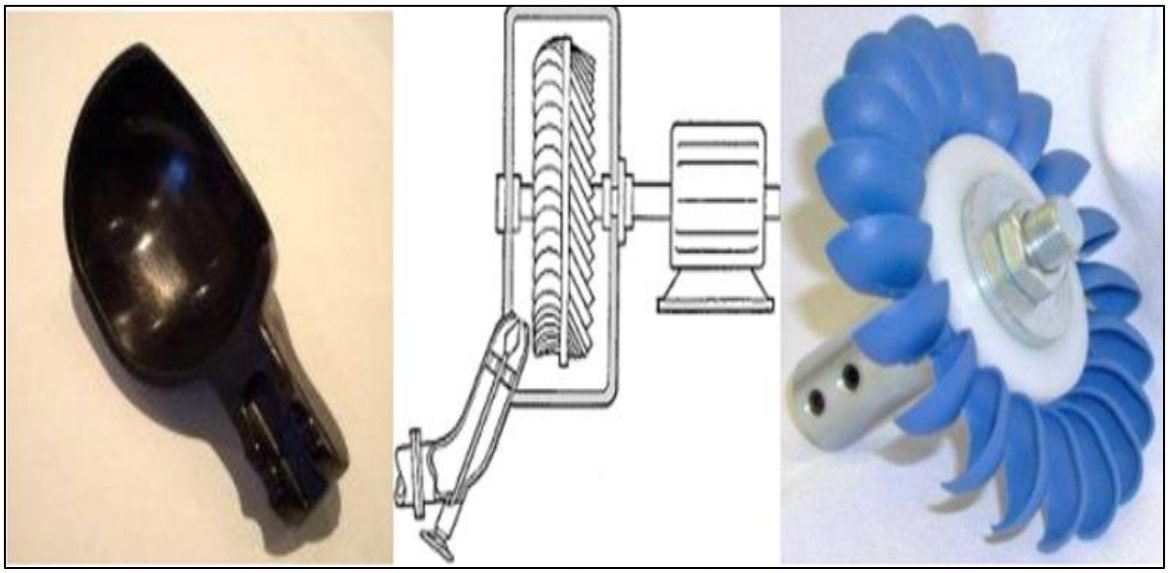
türbinlerden farklı olarak iki gez türbin içerisinden geçmektedir. Suyun enerjisini aktarımında daha verimli gibi düşünülse de Banki türbin diğer türbinlere kıyasla daha düşük verimlere sahiptir. Şekil 3.6'da da görüldüğü üzere şaft, bıçaklar, koşucu, hava giriş vanası, dağıtıcı ve kasalardan oluşur [3].



Şekil 3.6. Banki Türbin [16]

Turgo türbin

Eric Crewdson tarafından 1919 yılında ilk patenti alınan turgo türbinler aslında pelton türbinin bir çeşidi olarak düşünülebilir. Pelton türbinlerin kullanım alanlarından farklı olarak daha yüksekteki suyun akış hızını kullanarak enerji aktarımını gerçekleştiren aksiyon tipi türbinlerdir. Çalışma mantıkları aynı olan bu iki türbinde kepçe sayıları ve maliyet gibi farklar bulunmaktadır. Turgo türbinler pelton türbinlere göre daha uygun maliyetli ve aynı boyuttaki pelton türbinlere göre daha fazla su toplayabilme yeteneğine sahiptir. Çark çapları da daha büyük olduğu için daha fazla devir sayısı yapabilmektedirler (Şekil 3.7) [3].



Şekil 3.7. Turgo Türbin [16]

3.1.4. Transformatör

Trafo olarak kısaca ifade edilen transformatörler, elektrik enerjinsin gerilim ve akım değerlerini frekans değerini sabit tutarak değiştirebilen ve bu sayede enerji iletimini yapabilen cihazlardır. Jeneratörden elde edilen orta gerilim seviyesindeki elektrik enerjisinin enterkonnekte sistem aktarılması için gerilimini yükseltmek gerekmektedir. Gerilim yükseltimi ve düşümü trafolar yardımıyla yapılmaktadır. Trafolar içerisinde barındırdıkları bobin ve nüve yapıları yardımıyla elektrik enerjisini akım ve gerilim değerlerini sabit frekansta değiştirebilmektedir. Giriş ve çıkış bobinlerinde değiştirilen sargı sayısının nüvede oluşan manyetik alan sayesinde birbiri içerisinde aktarımı ile gerilimin şiddeti değiştirilmektedir.

3.1.5. Denge bacası

Türbinlerde yaşanan veya yaşanabilecek olan arıza durumlarında cebri borudan aksan su içerisinde ciddi dalgalanmalar oluşabilmektedir. Bu dalgalanmalar yüksek basınç oluşturarak sistemi terk etmek ister. Sistemin diğer elemanlarını zarara uğratmamak adına basıncı koruma amaçlı kurulan su depolarına denge bacası adı verilmektedir [3].

3.1.6. Santral binası

Elektrik enerjisi üretiminin ve iletiminin gerçekleştiği, kontrol edildiği ekipmanların bulunduğu şalt sahası olarak da adlandırılan binadır. Türbin, jeneratör ve bunları kontrol ederken kumanda eden sistemler bulunmaktadır. Santral binaları, bir santralin beyni olarak düşünüldüğünde yer altına, yarı gömülü veya yer üstünde arazi topografik yapısına bakılarak inşa edilebilir.

3.1.7. Enerji nakil hattı

Elektrik enerjisinin üretimi sonrasında trafolar yardımıyla yüksek gerilime veya düşük gerilime getirilerek dağıtım bölgelerine yani şebekeye aktarımını, dağıtımını ve iletimini sağlayan hatlara enerji nakil hattı denilmektedir. Santral binası gibi enerji nakil hatlarında bir santralde en önemli işlemlerden biri olduğu gibi arazinin topografik yapısına bakılarak güvenilir bir şekilde yer altından veya havadan inşa edilerek enerji nakli gerçekleştirilebilir.

3.1.8. Su tutma yapısı

Hidroelektrik santrallerde su seviyesini artırarak yükseltilmek istene potansiyel enerjisi seviyesi için suyu tutmak adına uygun tasarım parametreleri ile tasarlanan regülatör veya kanallardan oluşturulan yapıdır.

3.1.9. Su alma yapısı

Hidroelektrik santrallerde kullanılacak suyun, santralin tipine göre akarsu veya baraj gölünden alınarak bu suyu yüzen ağaç parçası, buz ve benzeri cisimlerinden bünyesindeki süzgeç yardımıyla arındırarak cebri borulara ileten yapıdır.

3.1.10. Rezervuar

Hidroelektrik santrallerde faydalı su alanını yaratabilmek adına suyun biriktirilmesi için oluşturulan yapılara rezervuar veya baraj adı verilmektedir.

3.1.11. Debi

Hidroelektrik santrallerde, cebri borular içerisinden saniye akan su miktarına debi denilmekte ve m^3/s ile ifade edilmektedir.

3.1.12. Düşü

Temelde iki yükseklik arasındaki fark olarak adlandırılmaktadır. Hidroelektrik santrallerde ise biriken suyun üst seviyesi ile türbin çıkışındaki yükseklik farkına geometrik düşü, su alma yapısı girişindeki yükseklik ile türbin çıkışındaki suyun yüksekliği arasındaki farka faydalı düşü, baraj gölündeki su yüksekliği ile su alma yapısı girişindeki suyun yüksekliği arasındaki farka ise net düşü denilmektedir.

3.2. Hidroelektrik Santralin Avantajları

Yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde Türkiye'de en yaygın olarak kullanılan hidroelektrik santrallerin avantajları aşağıda maddeler halinde verilmiştir.

- Kullandığı kaynağın su olması sebebiyle küresel ısınmaya etki edecek sera gazı salınımına yol açmazlar.
- Temiz ve yenilenebilir enerji kaynağıdır.
- Kurulduğu bölgede istihdam yaratır, bölgenin gelişimine ve kalkınmasına katkıda bulunur. Balık yetiştiriciliği, sulama, turistik ve su sporları gibi faydalı alanlar yaratarak ekonomik ve kültürel açıdan katkı sağlar.
- Gün geçtikçe ilerleyen teknolojisi ve tasarımı ile güvenilir bir enerji kaynağıdır.
- Yerli üretimi destekleyerek enerjide dışa bağımlılığı azaltır. Temiz enerji kaynağı olması sebebiyle aynı zamanda sürdürülebilir bir enerji kaynağıdır.
- Elektrik enerjisi üretimi sonrasında diğer geleneksel enerji kaynaklarındaki gibi herhangi bir atık oluşumuna sebebiyet vermez.
- Hava kirliliğine sebebiyet vermez.
- Rüzgâr ve güneş enerjisi santralleri ile hibrit model oluşturabilir. Aynı zamanda yönetilebilir olması sebebiyle bu tarz kesintili enerji kaynaklarının depolanmasının bir çözümüdür.

- Genel verimleri %80-90 oranları ile yüksektir.
- Yakıt kullanımı olmadığı için herhangi bir yakıt masrafı ve bu yakıtın nakil ve depolama masrafları mevcut değildir.

3.3. Hidroelektrik Santralin Dezavantajları

Her enerji üretim santralinde mevcut olduğu gibi hidroelektrik santrallerinde dezavantajları mevcuttur ve aşağıda maddeler halinde verilmiştir.

- İnşai gereklilikleri sebebiyle ilk kurulum maliyetleri oldukça yüksektir.
- İnşaat süreleri uzun ve meşakkatli olduğu için faaliyete geçmeleri uzun yıllar sürebilmektedir.
- Santralin büyüklüğü ve su kaynağı kullanımı sebebiyle kuruldukları alanın enerji nakil hatlarına uzaklığı önem arz etmektedir.
- Suda yaşayan canlıların göç güzergâhlarına engel olması sebebiyle habitatın dengesine zarar verebilir.
- Barajdaki suyun içerisinde kalan maddelerin, caddelerin bozunumu sonrasında çok düşük seviyede de olsa karbon salınımına sebebiyet verebilir.
- Sel oluşması durumu çevreye ciddi zararlar verebilmektedir.

4. ENERJİ DEPOLAMA VE ÖNEMİ

Gün geçtikçe artan nüfus ve buna bağlı artan sanayileşmeden kaynaklı enerji ihtiyacı da artmaktadır. Artan enerji ihtiyacını karşılamanın en temel iki yöntemi ise mevcut kaynakların daha etkin kullanılması veya kaynak sayısının artırılmasıdır. Artan enerji ihtiyacını karşılamak için kaynak sayısını artırmak daha kolay bir çözüm yolu gibi gözükse de günümüzde kaynak tercihi de çok büyük önem taşıdığı için kolay bir çözüm yolu olmaktan çıkmıştır.

Dünyada günümüzde enerji ihtiyacının çok büyük bir bölümü kömür, petrol ve doğalgaz gibi geleneksel veya konvansiyonel enerji kaynakları olarak adlandırılan enerji kaynakları kullanılarak karşılanmaktadır. Bahsi geçen konvansiyonel yakıtların rezervleri dünya üzerinde sınırlı olması, sera gazı salınımının önemli oranda artmasına ve buna bağlı olarak küresel ısınma gibi bütün dünyayı etkileyebilecek önemli sonuçların ortaya çıkmasına neden olmaları sebebiyle artan enerji ihtiyacını karşılamak için bu kaynaklarının sayısını artırmak bir çözüm değildir. Kaynak sayısının artırılmasına ihtiyaç duyulduğunda, konvansiyonel enerji kaynakları yerine yenilenebilir enerji kaynaklarının varlığının artırılması daha çevre dostu ve sürdürülebilir bir çözüm olacaktır. Mevcut kaynakların etkin kullanılması için ise enerji verimliliği bilincinin toplumda yer etmiş olması ve enerji depolama teknolojilerinin yaygınlaşması gerekmektedir.

Bahsi geçen alternatif enerji kaynaklarının birçoğu doğa koşullarına son derece bağımlı durumdadır. Bu nedenle bu kaynaklar ile üretilen enerji sezonluk, günlük ve hatta anlık olarak bile büyük değişimler gösterebilmektedir. Bu durum da üretilen enerjinin genel enerji talebi ile tam olarak örtüşmemesine neden olabilmektedir. Bu açıdan, enerji ihtiyacının her durumda başarı ile karşılanabilmesi için enerji depolama üniteleri oldukça büyük öneme sahiptirler. Bahsi geçen alternatif kaynaklardan üretilen fazla enerji farklı tür enerji depolanma ünitelerine aktarılmakta, depolanan bu enerji ise ana kaynakların mevcut olmadığı ya da yetersiz olduğu durumlarda yük talebinin karşılanmasında kullanılmaktadır.

Depolanan enerjinin kaynağının yenilenebilir enerji kaynağı olması hem çevresel hem de sürdürülebilir ekenomi açısından oldukça önemlidir. Elektrik enerjisine olan ihtiyacın çok olması durumunda veya mevcuttaki sistemlerde yaşanan arızalarda, depolanan enerji

sistemlerinin kısa sürede devreye girerek sağladığı elektrik enerjisi ile şebekedeki sürekliliği sağlamak çok önemlidir. Şebekedeki süreklilik enerji arz güvenliği için çok önemlidir.

Enerji depolama sistemlerinin yenilenebilir enerji kaynakları ile entegrasyonun çevresel desteklerinin yanı sıra enerjide dışa bağımlılığı azaltmaya da katkısı oldukça fazladır. Hem yenilenebilir enerji kaynaklarının sayısının artırılması hem de bu kaynaklara enerji depolama sistemlerini entegre etme ülke ekonomisine büyük katkı sağlayacaktır.

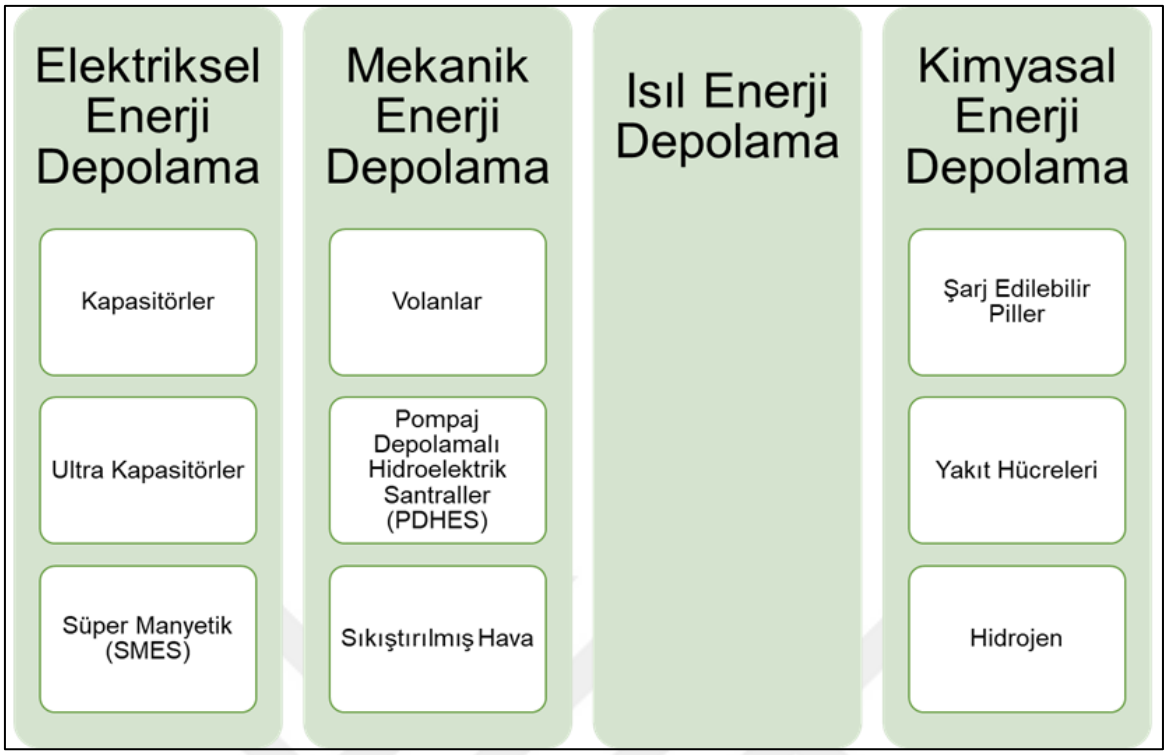
Enerji depolama sistemlerinde verimliliğin artırılması enerji kayıplarının azaltılması ile orantılıdır. Cebri boru yük kayıpları ve sistem kaçaklarının azaltılması ile motor, jeneratör, türbin gibi ekipmanların etkin kullanımı sayesinde depolama verimliliği artırılabilmektedir. Kurulan enerji depolama sistemine bağlı olarak, depolama sisteminde harcanan elektrik enerjisinin yenilenebilir enerji kaynakları ile entegre edilen hibrit sistemler üzerinden sağlanması durumunda da enerji depolama sisteminin verimliliği artırılabilmektedir.

Enerji depolama sistemlerinde, arıza durumunda devreye girme süreleri, ekonomik katkıları, depolama kapasitesini büyüklüğü, tepki verme süreleri, sistem kararlılıkları, uzun ömürlü olmaları, sağladıkları gücün kalitesi, şarj/deşarj verimlerinin yüksek olması, frekans kontrolü sağlayabilmesi, kayıplarının minimum olması, düşük maliyetli olması ve çevre dostu olması seçim kriterleri olarak sıralanabilir.

4.1. Enerji Depolama Teknolojileri

Enerjinin istendiği zaman ve istenilen yerde kullanılmaya hazır olması beklenir. Enerjiyi istediğimiz zaman kullanabilmek için onu saklamaya enerji depolama denir. Enerjiyi depolama çeşitli şekillerde olabilmektedir. Bir enerji depolama sistemi enerjiyi en az hacimde ve ağırlıkta depolayabilmelidir.

Enerji çok değişik formlarda depolama yöntemleri vardır. Biyolojik depolama, kimyasal depolama, ısıl depolama, elektriksel depolama, potansiyel enerji, yerçekimi potansiyel enerjisi, kinetik enerji vb. enerji depolama yöntemleri kullanılmaktadır. Şekil 4.1'de yaygın olarak kullanılan enerji depolama teknolojilerinin sınıflandırılması yer almaktadır.



Şekil 4.1. Enerji Depolama Teknolojilerinin Sınıflandırılması

4.1.1. Süperkapasitörler

İki veya daha fazla ayrı iletken plaka ile seramik veya sıvı jel gibi yalıtkan malzemenin birleşmesiyle oluşturulan süperkapasitörlerin çalışması için, iletken plakalar elektrolite batırılır. Bir iletken pozitif diğer iletken negatif yüklenerek şarj işlemi tamamlandığında, plakalar arasındaki yalıtkan malzeme yüzeyinde de pozitif-negatif yükler oluşmaktadır. Zıt yüklerin oluşmasıyla enerji yüklemesi gerçekleşir. Pozitif ve negatif yüklerin serbest olduğu zamanlarda ise şarj işlemi gerçekleşmez. Plaka alanlarının artırılıp, plakalar arası mesafe azaltılarak bir süperkapasitörün kapasitesi artırılabilir [3].

Süperkapasitörler, klasik kapasitörlere göre çok daha kısa sürede şarj olabilme, daha uzun ömür ve daha fazla enerji depolama kapasitesine sahiptir. Pek çok sıcaklık aralığında çalışabilmeleri, verimliliklerinin yüksek olması ve toksit madde içermemeleri de diğer önemli avantajları arasında sıralanabilir. Süperkapasitörler televizyon, bilgisayar, elektrikli araçlar ve cep telefonları gibi günümüzde sıklıkla kullanılan pek çok ürün bataryası olan kullanılmaktadır [3].

4.1.2. Volanlar

Genellikle çelik malzeme kullanılarak yapılan volanların geçmişi eskiye dayanmaktadır. Yaklaşık 75.000 devir/dakika sayısına sahip yüksek devirlik rotor sayesinde enerjiyi depolamaktadır. Depolanacak enerjinin kapasitesi artırıldığında kullanılan çelik malzemenin de oranının artması gerektiği için genellikle düşük kapasitelerde depolama yapabilmektedir. Ancak bu dezavantajının yanı sıra sistem frekansını dengelemesi, sürekli güç kaynağı oluşturması ve güç yoğunluğunun yüksek olması gibi önemli avantajlara da sahiptir. Volanlar genellikle telekomünikasyon, ulaşım, uzay ve nükleer araştırmalarında kullanılmaktadır [3].

4.1.3. Süper iletken manyetik enerji depolama

Süper iletken manyetik enerji depolama teknolojisi, temelde bobin, soğutma sistemi ve enerji dönüşüm sistemi olmak üzere 3 yapıdan oluşmaktadır. Bobin içerisinde oluşan manyetik alan ile depolanan elektrik akımı doğru akım olarak depolanıp, sistem çıkışında alternatif akım olarak çıkmaktadır. Sistemi etkileyen en önemli etmen sıcaklık olduğu için genellikle düşük sıcaklıklarda çalışır. Düşük sıcaklıkta sıvı hale getirilmiş helyum veya nitrojen sayesinde azalan elektrik direncine bağlı veya malzemenin artan iletkenliği sebebiyle elektrik enerjisi transferi sürekliliği artar. Diğer enerji depolama teknolojilerinin sahip olduğu frekans kontrolü, puant güç kontrolü ve enerji akışında sürekliliği sağlama gibi özelliklere sahip olmanın yanı sıra yüksek güç kapasitesi, yüksek verim ve ömür, düşük bakım maliyetleri gibi avantajlara sahiptir. Ancak sahip olduğu süper iletken malzemelerin kırılgan yapıda olmaları ve kurulum maliyetlerinin yüksek olması gibi dezavantajları da vardır [3].

4.1.4. Sıkıştırılmış hava enerji depolama

Motor, soğutma grubu, yanma odası, basınçlı türbinler ve jeneratörden oluşan Sıkıştırılmış Hava Enerji Depolama teknolojisi, uygun ortamda sıkıştırılarak depolanan havanın ihtiyaca göre serbest bırakılması veya tekrar sıkıştırılması prensibiyle çalışır. Elektrik enerjisine olan talebin düşük olduğu zamanlarda havanın sıkıştırılarak depolanması, elektrik enerjisine olan talebin yüksek olduğu zamanlarda ise serbest bırakılan basınçlı havanın enerjisinden elektrik

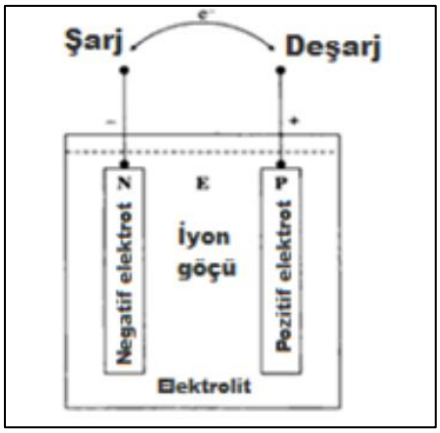
enerjisi üretilmesi prensibi ile çalışmaktadır. İlk kurulan sıkıştırılmış hava enerji depolama teknolojisi 1978 yılında Almanya'da kurulmuştur [3].

4.1.5. Isıl enerji depolama

Sıcaklık değişimine bağlı oluşan ısı enerjisinin depolanmasıyla oluşan depolama teknolojisidir. Sahip olunan potansiyel ve kinetik enerjilerin arasındaki sıcaklık farkından ortaya çıkmaktadır. Gündüz depolanıp gece kullanılması veya yazın depolanıp kışın kullanılması gibi ısıl enerji kaynaklarının mevsimsel veya günlük depolanması mümkündür [3].

4.1.6. Bataryalar

Anot, katot ve elektrolitten oluşan temelde bu 3 yapı arasında depolanan kimyasal enerjinin elektrik enerjisine dönüşümü prensibi ile çalışan depolama teknolojisidir. Enerji transferi gerçekleştiğinde, katota yüklenen negatif yüklerin anota yüklenen pozitif yüklere doğru hareket etmesiyle oluşan elektrik akımı dönüşümüne göre çalışmaktadır. Anot ve katot kutuplarını saran nikel, kurşun, sodyum gibi kimyasal maddeler ise elektrolit görevi görmektedir. Elektrolit görevini üstlenen bu kimyasal maddeler üzerinden adlandırılan bataryaların, lityum-iyon, metal-hava, çinko-bromin, kurşun-asit, sodyum-sülfür, nikel-kadmiyum, polisülfür-bromür, vanadyum-redox gibi çok fazla çeşidi bulunmaktadır. Bataryalar, cep telefonları, bilgisayarlar, ATM'ler gibi sektörün pek çok alanında kullanılmaktadır [3].



Şekil 4.2. Bataryaların Çalışma Şekli

4.1.7. Yakıt hücreleri

İki kimyasalı depo edildikleri harici bir kaynaktan sürekli olarak alan yakıt hücrelerinin tersine bataryalar, yakıt ve yakıcılarını kendi içyapılarında bulundururlar. Örneğin, kurşun – asit bataryaların yakıtı (kurşun) anotta bulundurulurken, yakıcı maddesi (kurşun dioksit) katotta bulundurulur, depo edilir. Yakıt hücresi, özgül enerji değeri açısından bataryalardan daha yüksek bir değeri sağlayabilirken, özgül güç bakımından daha kötü bir değere sahiptir. Bunun da ötesinde, yakıt hücreleri oldukça pahalıdırlar ve yük değişimlerine hızla adapte olamamaktadırlar.

4.1.8. Hidrojen (güneş hidrojen, güneş metal, güneş amonyak)

Yenilenebilir enerji kaynaklarının sağladığı elektrik enerjisinin, yük talebinin haricindeki fazla olan üretim kısmını bir elektrolizör ünitesi üzerinden ürettikleri hidrojen ile enerjiyi depolar. Elde edilen hidrojen, farklı yapılardaki hidrojen tanklarında depolanabilmekte ve ihtiyaç olduğunda bir yakıt hücresi sistemi tarafından elektrik enerjisine çevrilerek yük talebinin karşılanması açısından kullanılabilmektedir. Hidrojen depolama sistemleri, sayılan mevcut problemlerinin çözümü ile birlikte geleceğin en önemli enerji depolama yöntemlerinden biri olarak görülmektedir.

4.2. Enerji Depolama Uygulamalarının Amacına Göre Sınıflandırılması

Enerji depolama uygulamaları iki temel ihtiyaca cevap verecek şekilde sınıflandırılır.

4.2.1. Enerji temelli uygulamalar

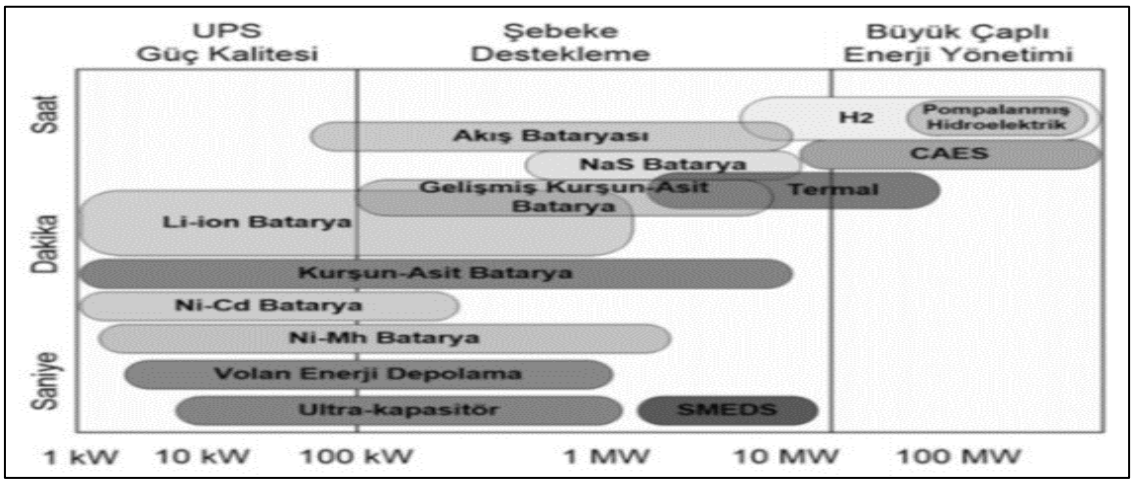
Birkaç saatlik deşarj süresi gerektiren, uzun süreli enerji ihtiyacına cevap verebilecek ve ihtiyaç anında cevap süresi (devreye girmesi) çok hassas yükler dışında 1 dakika civarında olması kabul edilebilen depolama uygulamalarıdır.

4.2.1. Güç temelli uygulamalar

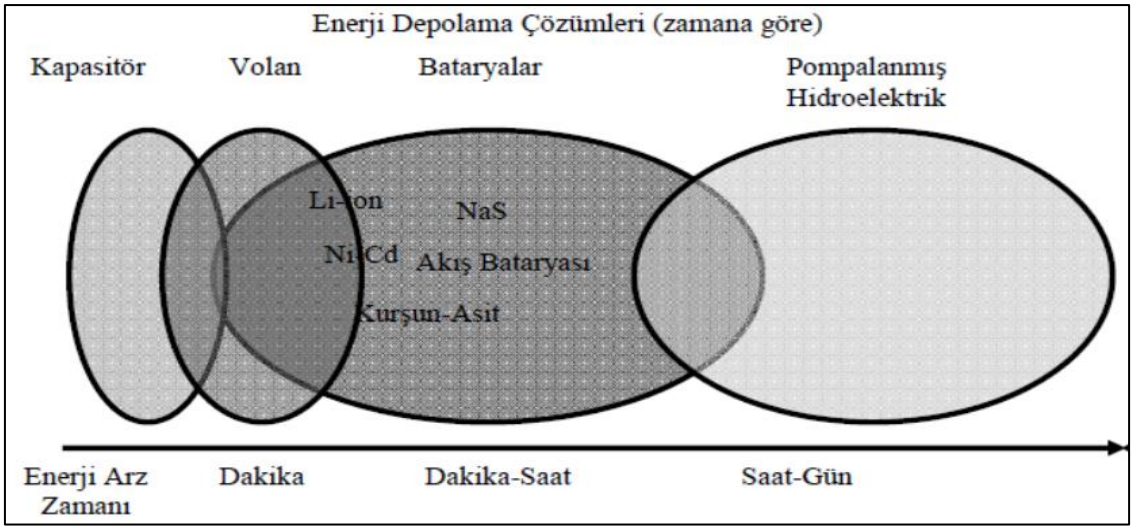
Yük talebinin karşılanmasından ziyade, güç kalitesi düzeltilmesine yönelik kullanılan depolama uygulamalarıdır. Şebeke frekans kararlılığının sağlanması, ani güç değişimleri ve

gerilim değişimlerinin bastırılması gibi amaçlarla kullanılan depolama uygulamalarıdır. Bu uygulamalarda cevap süresi (devreye girme) milisaniye düzeyinde olması beklenirken uzun deşarj süresine gerek duyulmayabilir (genelde 1 saatten kısa), birkaç dakika civarı servis süreleri ihtiyaca göre kabul edilebilmektedir.

Şekil 4.3 ve 4.4'te enerji depolama teknolojilerinin depolama kapasitesi, depolama hizmetlerinin hangi amaca hizmet eder olduğu ve depolama sürelerine bakılarak kıyaslama yapılabilir.



Şekil 4.3. Enerji Depolama Teknolojilerinin Kapasite Sınıflandırması

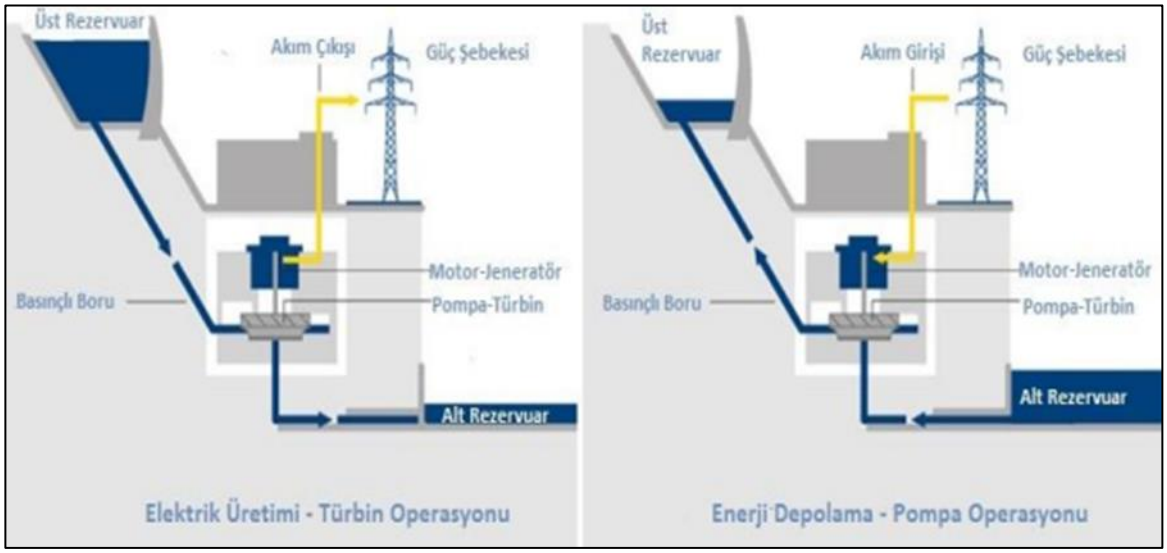


Şekil 4.4. Enerji Depolama Teknolojilerinin Depolama Sürelerine Göre Sınıflandırılması

5. POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER (PDHES)

Hidroelektrik enerji üretim santrallerinin çalışma prensibine benzer ancak ters yönde çalışan bir sisteme sahiptir. Temelde farklı iki yükseklikte yer alan rezervuarların arasında bu yükseklik farkından kaynaklı olarak potansiyel enerji oluşmaktadır. Hidroelektrik enerji üretim santralleri, oluşan bu potansiyel enerjinin sağlanan akış yolu ile kinetik enerjiye dönüşümünden faydalanılarak elektrik enerjisi üretimini sağlamaktadır. Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller ise alt rezervuarda bulunan suyun, pompa yardımıyla üst rezervuara taşınması ve orada depolanması prensibiyle çalışmaktadır. Pompa grubu çalışmak için elektrik enerjisine ihtiyaç duyduğu için bu enerji depolama yönteminde pompanın tükettiği elektrik enerjisi sayesinde depolama gerçekleşmektedir. (Şekil 5.1.)

Enerji depolama teknolojilerin her birinde enerjinin ne zaman kullanılacağı ne zaman depolanacağı enerji arz-talep dengesi gözetilerek belirlenmektedir. PDHES'lerde de bu arz-talebe bakılarak; elektrik talebinin az olduğu zamanlarda su pompa yardımıyla alt rezervuardan üst rezervuara taşınarak depolanır. Enerji talebinin yüksek olduğu zamanlarda ise üst rezervuarda depolanan su, alt rezervuara taşınarak hidroelektrik santral modu kullanılarak türbinler yardımıyla elektrik enerjisi üretimi gerçekleştirilir.



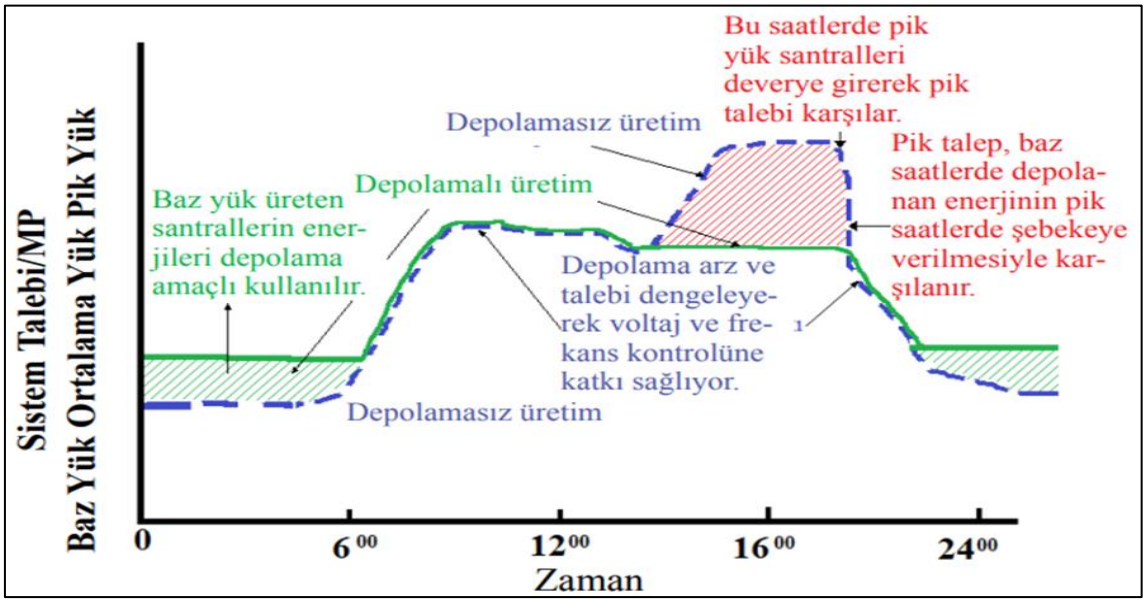
Şekil 5.1. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller [18]

Enerji üretiminde kaynak seçiminde arz güvenliğini sağlamak için kaynağın sürdürülebilir olması oldukça önemlidir. Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller devreye girme

sürelerinin kısa olması ve kesintiyi minimum sürede tutmaları sebebiyle enerji arz güvenliğini korumada sisteme destek olurlar. Kesintisizi, güvenilir ve düşük maliyetli elektrik enerjisi eldesini sağlar. Diğer enerji üretim kaynaklarında oluşabilecek arıza veya kesinti durumlarında yedek bir kaynak olarak devreye girebilir ve hibrit modelde elektrik enerjisi üretimine uygun davranır [3].

Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin tasarımda projenin büyüklüğü, konumu, alt yapı gerekliliği ve/veya varlığı, gerekli çevre düzenlemeleri gibi etmenler kurulum maliyetlerini etkilemektedir. Uzun ve maliyetli inşaat süreçlerine rağmen PDHES'ler enerji depolamaya hazır olduklarında işletme, bakım ve onarım maliyetlerinin diğer enerji depolama yöntemlerine göre daha uygun olmaları sebebiyle tercih edilmektedir. Enerji arz-talep dengesine bağlı oluşan elektrik fiyatına bağlı üretim veya depolama modunda çalıştıkları için maddi katkıları yüksektir.

Pompalı hidroelektrik enerji depolama sistemi, pik ve pik dışı periyotların dengelenmesi yani üretim ile tüketim arasındaki dengelemeyi sağlamasının dışında, frekans ve voltaj kontrolü gibi şebekeye yardımcı hizmetler de sağlamaktadır.



Şekil 5.2. Depolama Sistemlerinde Yük Profili [18]

Şekil 5.2'de bir enerji depolama teknolojisinin enerji yük eğrisine nasıl katkı sağladığı gösterilmektedir. Elektrik fiyatının düşük ve aynı zamanda enerjiye olan talebin düşük

olduğu zamanlarda şebekeye verilemeyen ve/veya verilmek istenmeyen elektrik enerjisi kullanılarak depolama sisteminde depolanır ve minimum yük yukarı çekilir. Elektrik enerjisine olan talebin fazla olduğu ve elektriğin pahalı olduğu saatlerde ise elektrik üretilerek maksimum yük aşağı çekilir ve minimum yükün maksimum yüke oranı artırılır. Böylece puant yük miktarı azaltılırken, baz yük değeri artırılmakta ve puant yük dönemlerindeki tüketim minimum tüketim dönemlerine kaydırılmaktadır. Bu sayede, sistem yük faktörü yükseltilmekte ve verimlilik artırılmaktadır [18].

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, termik ve nükleer santraller gibi geleneksel enerji üretim santrallerini destekleyerek depolama sağlayabildikleri gibi günümüzde sayılarını artırmaya çalıştığımız güneş ve rüzgar enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına da entegre edilerek çalışabilmektedir. Pompalama işlemi için gerekli olan elektrik enerjisi bu kaynaklardan sağlanabilir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme entegrasyonunda karşımıza çıkan en önemli iki problem; bu kaynakların dengesiz yani kararsız üretim yapmaları ve depolama sorunları iken PDHES'ler ile bu problemlerin ortadan kaldırılabilmesi yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılacak olan yatırımlarda oldukça teşvik edicidir.

Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin, klasik hidroelektrik santrallere kıyasla ana hedefi elektrik enerjisi üretmek değildir. PDHES'lerde ana hedef, talebin yoğun olduğu puant zamanlarda gereken enerjinin, talebin az olduğu zamanlarda depolanıp fazla olduğu zamanlarda üretilmesi ile arz-talep dengesinin yönetilmesidir. Enerjiye olan ihtiyacının az olduğu zaman dilimlerinde bünyesinde depolama teknoloji barındırmayan santraller, ürettikleri ve/veya üretecekleri enerjiyi şebekeye veremeyecekleri için üretim kapasitelerini düşürmek zorundadırlar. Ancak pek çok elektrik üretim santralinin kapasitesini düşürmesi sonrasında artan talebe karşılık vermek için tekrar çalışması ve tam kapasiteye ulaşması uzun zamanlar almaktadır.

Japonya'da yapılan çalışma neticesinde değişik üretim tipine sahip santrallerin 8 saat üretime ara vermeleri sonrasında tekrar çalışmaları ve tam kapasiteye ulaşma süreleri hesaplanmış ve Çizelge 5.1'de de görüldüğü üzere, klasik hidroelektrik ve pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin diğer santraller tiplerine kıyasla daha kısa sürede tam kapasiteye ulaşmalarından kaynaklı daha avantajlı olduğu açıkça görülmektedir [18]. Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, üretilen enerjinin güvenilir hale getirilmesi

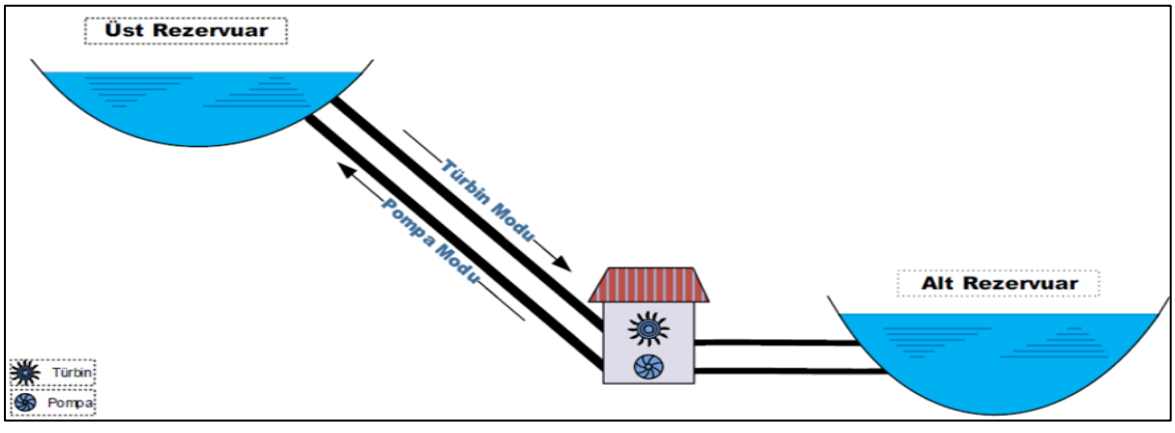
amacıyla güneş ve rüzgar enerjisi gibi kesintili üretim yapan yenilenebilir enerji santrallerine ve/veya termik santraller ile entegre bir şekilde tam kapasitede çalıştırılarak arz-talep dengesini sağlayabilir, arz fazlası oluşmasında fazla olan enerjiyi depolayabilmektedir.

Çizelge 5.1. Japonya'da Değişik Tipteki Santrallerin Üretime 8 Saat Ara Verildikten Sonra Çalışma ve Tam Kapasiteye Ulaşma Süreleri

Santral Tipi	Çalışma ve Tam Kapasiteye Ulaşmak İçin Geçen Süre
Klasik Hidroelektrik Santraller	3-5 Dakika
Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller	3-5 Dakika
Fuel-oil Yakıtlı Santraller	3 Saat
LNG – Doğalgaz Yakıtlı Santraller	3 Saat
LNG Çevrim Santralleri	1 Saat
Kömür Yakıtlı Santraller	4 Saat
Nükleer Santraller	5 Gün

5.1. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Elemanları ve Depolama Çeşitleri

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, geleneksel hidroelektrik santrallerin sahip olduğu elemanlara sahiptir. Temelde alt ve üst olmak üzere iki adet rezervuara, bu rezervuarları birbirine bağlayan cebri su boruları, elektrik enerjisi üretme ve depolama sistemini sağlayan türbin, pompa, motor ve jeneratör gruplarına sahiptir. Üretilen ve/veya depolanan elektrik enerjisinin şebekeye aktarımı için kontrollerin sağlandığı, üretimin veya depolamanın sağlandığı santral binası, iletim hatları ve diğer yardımcı elemanlar ile PDHES'ler oluşmaktadır. (Şekil 5.3)



Şekil 5.3. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Temel Elemanları [19]

5.1.1. Rezervuarlar

Alt veya üst rezervuarlar, uygun düşü yüksekliği tasarlanarak deniz, göl, nehir baraj rezervuarı gibi doğal veya yapay inşa edilen betonarme ve kaya dolgulu yapılardan oluşabilmektedir. Temelde rezervuar seçimindeki en önemli parametre uygun düşünün ayarlanarak potansiyel enerjinin elde edilmesidir.

5.1.2. Su iletim yolları

İki rezervuar arasında suyun akışını sağlayacak olan su iletim yolları, genellikle cebri borular veya tünellerden faydalanılarak inşa edilmektedir. Su iletim yollarının sayısı, santralin kapasitesi ve elektrik enerjisi üretimine ve depolaması bağlı olarak tek veya daha fazla olarak planlanabilir.

5.1.3. Kuyruk suyu tüneli

Santral binası ile alt rezervuar arasında suyun akışının sağlandığı tünel kuyruk suyu tüneli olarak adlandırılmakta olup basitçe elektrik enerjisi üretime katkı sağlayarak enerjisini türbin grubuna aktaran suyun alt rezervuara gönderilmesini sağlayan yapıdır.

5.1.4. Pompa-Türbin grubu

Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin tasarımındaki en önemli elemanlardan biri de pompa-türbin gruplarıdır Hidroelektrik Santrallerin Elemanları başlığı altında Bölüm 3.1'de detaylı olarak ele alınan pompa-türbin gruplarını özetle tekrar değinmek gerekirse; türbin seçimi yapılırken projenin düşüsüne ve kapasitesi bağlı seçim yapılmaktadır. Geleneksel hidroelektrik santrallerde genellikle tercih edilen Pelton ve Francis tipi türbinleri elektrik depolama veya diğer ifadeyle pompaj durumundaki performanslarına bakılarak kıyasladığımızda; Pelton tipi türbinler, Francis tipi türbinlere göre daha yüksek düşülerde ve tek yönde çalıştıkları için pompaj modunda eksik kalmaktadırlar. Bunu aksine suyun akış hızına göre ayarlanabilen ve çift yönde kullanılabilen Francis türbinler ise PDHES tasarımlarında daha çok tercih edilmektedir. Bu sebeple bu çalışmada Bölüm 7'de tasarımı yapılan projemizde Francis tipi türbin tercihi yapılmıştır.

5.2. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Çeşitleri

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, sahip oldukları üst rezervuarın kaynak yapısına bağlı olarak temelde iki çeşitten oluşmaktadır. Bunlardan biri açık döngü olarak da bilinen Birleşik PDHES, diğeri ise kapalı döngü olarak da bilinen Klasik PDHES'lerdir.

5.2.1. Klasik (kapalı döngü) pompaj depolamalı hidroelektrik santral

Klasik PDHES'lerde alt ve üst rezervuar yapısı nehir, deniz ve göl gibi doğal akan suyun oluşturduğu yapının kullanılmasıyla oluşturulan santrallerdir. Elektrik enerjisi üretimi veya depolanması için doğal kaynak suyunun bu iki rezervuar arasında taşınmasıyla gerçekleşir.

5.2.2. Birleşik (açık döngü) pompaj depolamalı hidroelektrik santral

Birleşik PDHES'lerde alt veya üst rezervuarlardan birinin yapay olarak inşa edilmesiyle oluşturulan santrallerdir. Sürekli su akışının olmaması sebebiyle Klasik PDHES'lere göre olumsuz etkileri azaltarak çevreye daha uyumlu çalışırlar.

Mevcut uygulamalarda PDHES'lerde sabit hızlı pompa-türbin grupları kullanılmaktadır. Sabit hızdaki bu pompa-türbin grubunda elektrik enerjisi üretiminde frekans kontrolü sağlanabilirken, elektrik enerjisi depolaması sırasında frekans kontrolü sağlanamamaktadır. Değişken Hızlı PDHES'lerde ise, her iki çalışma esnasında da frekans kontrolü sağlanarak sistemin regüle çalışması sağlanabilmektedir [15].

Rezervuar varlığı, uygun düşü farkının oluşturulmasıyla bir PDHES tasarımı yapmak kaynak varlığı kısıttı, yapay rezervuar oluşturma maliyeti ve proje yerinin jeolojik yapısı gibi pek çok zorlayıcı unsur bulunabilmektedir. Bu tarz tasarım zorluklarının yaşanmasıyla deniz veya okyanus suyunun rezervuar olarak kullanılması fikri ortaya çıkmıştır. Japonya Okinawa'da deniz suyunun alt rezervuar olarak kullanıldığı, Hollanda da ise deniz suyunun üst rezervuar ve denizin 50 metre aşağısına inşa edilecek olan alt rezervuar kullanılarak oluşturulan PDHES tasarımları günümüzde de farklı tasarım fikirlerinin önünü açmaya devam etmektedir.

5.3. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Eleman Yapılandırma Çeşitleri

PDHES'lerin bir nevi beyin ekibi olarak da benzetme yapılabilen elemanları olan pompa, türbin, motor ve jeneratör grubunun yapılandırmaları 3 farklı şekilde yapılabilmektedir. İkili yapılandırma olarak ifade edilen gruplandırma sisteminde; jeneratör ve motor bir yapı, pompa ve türbin ise diğer yapıyı oluşturmakta ve sistem en verimli şekilde çalıştığı için en çok tercih edilen yapılandırma grubudur. Üçlü yapılandırma olarak ifade edilen gruplandırma sisteminde; pompa, türbin ve jeneratör grubu birbirinden ayrı ancak pompa ve türbinin kullandığı su iletim kanalları aynıdır. Pompa ve türbinin kullandığı su iletim kanallarının ayrıldığı ve santral içerisinde iki ayrı santralmiş gibi çalışan gruplandırma sistemi de dörtlü yapılandırma olarak ifade edilmektedir. Dörtlü yapılandırma sisteminde, elektrik enerjisinin üretimi ve depolanması ayrı gerçekleşmektedir.

5.4. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Depolama Çeşitleri

PDHES'ler elektrik enerjisini saatlik, günlük, haftalık, mevsimlik yani dönemsel veya yıllık olarak depolayabilmektedir. Elektrik enerjisi üretim santralinde oluşan işletme kaynaklı arıza anlarında veya anlık elektrik enerjisi ihtiyacının karşılanması istendiği durumlarda kısa süreli devreye girerek yedek güç oluşturması hedefiyle saatlik depolama yapılabilmektedir. PDHES'lerin temel kuruluş amacına hitaben, elektrik enerjisindeki arz-talebi dengeleme amaçlı günlük veya haftalık depolama yapılabilmektedir. Günlük depolamada genellikle talebin az olduğu gece saatlerinde elektrik enerjisi depolanır, talebin yüksek olduğu gündüz saatlerinde ise elektrik enerjisi üretilir. Haftalık depolamada ise elektrik enerjisi talebinin az olduğu hafta sonu günlerinde elektrik enerjisi depolanır, hafta içi talebin yüksek olduğu zamanlarda ise elektrik enerjisi üretilir. Mevsimlik veya dönemsel olarak yapılan depolamalarda ise santralin elektrik enerjisi üretimi veya depolaması yağışa veya santrale entegre güneş ve rüzgar gibi diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının varlığına göre planlanabilmektedir. Yağışın az olduğu dönemler elektrik enerjisi üretimi, yağışın çok olduğu dönemler ise depolamanın yapılması gereken dönemlerdir. Diğer bir örnekle güneş enerji santraline entegre çalışan bir PDHES için yaz aylarında elektrik enerjisi depolanması, kış döneminde ise elektrik enerjisi üretimi yapılması tercih edilebilmektedir. Elektrik enerjisinin depolanmasının yanı sıra depolanan suyun kullanılarak su ihtiyacının karşılanmasının da hedeflendiği yıllık enerji depolama çeşidinde bir yıl veya bir yıldan daha uzun sürelerde elektrik enerjisi depolanabilmektedir.

Elektrik enerjisi arz-talep dengesinin sağlanabilmesi, sistemin regüle çalışması oldukça önemli olduğu için uzun planlanan depolama çeşitlerinin yanı sıra, saatlik, günlük veya haftalık yapılan depolamalar daha verimli olup daha çok tercih edilmektedir.

5.5. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Avantaj ve Dezavantajları

Bir pompaj depolamalı hidroelektrik santral, klasik hidroelektrik santralin avantaj ve dezavantajlarını taşıdığı gibi bunlara ek olarak da enerji depolama teknolojilerinin sağladığı avantajları sağlamaktadır. PDHES'ler, bir enerji depolama teknolojisinin sağladığı kesintileri karşılama, harmonik bozulmaları engelleme, meydana gelebilecek olan voltaj düşüşlerini ve dalgalanmalarını yok edebilirler. Klasik hidroelektrik santraller gibi uzun ömürlü ve yüksek kapasitelere sahiptirler. Çalışmaya başlamarının ardından tam kapasiteye ulaşarak hizmet vermeleri diğer kaynaklara gör oldukça kısa sürede gerçekleşebilir. İşletme ve bakım maliyetleri düşüktür. Kesintili ve değişken üretim profillerine sahip oldukları için maksimum kapasiteyle şebekeye dahil olamayan rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına entegre çalışabilmeleri sayesinde bu kaynakların dengesizliğini gidererek sisteme dahil olmalarını sağlarlar.

Benzer şekilde hem klasik hidroelektrik santrallerin hem de pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin sahip olduğu en önemli dezavantajlardan birisi inşaat maliyetlerinin yüksek olmasıdır. Bunun yanı sıra klasik hidroelektriklere kıyasla elektrik enerjisini depolamak için suyun üst rezervuara pompalanmasını sağlayacak sistemin kurulumu sebebiyle yatırım maliyeti daha da yüksektir. Tasarımında ve kurulumunda inşaat süreçlerinin çok olması, kaynağın su olması gibi pek çok etkilerden dolayı çevresel etkilerinin değerlendirmesi oldukça uzun, zor ve bir o kadar önem teşkil etmektedir [15].

6. DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER

6.1. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Tarihçesi

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller ile enerji depolamanın geçmişi 1890'lara dayanmaktadır. İlk pompalı hidroelektrik enerji depolama üniteleri İsviçre, Avusturya ve İtalya'nın Alp bölgelerinde ortaya çıkmıştır. 1890'da İsviçre Zürih kasabasında kurulan küçük bir pompaj depolama tesisi ile bölgenin geleneksel nehri yakındaki bir göle bağlandı. İlk inşa edilen tesis ise Engeweiher pompaj depolama tesisidir. Almanya'daki ilk pompaj depolamalı tesis 1908 yılında Voith araştırma ve geliştirme binasında, Heidenheim, Almanya'daki Brunnenmühle'de kuruldu [15].

İsviçre, pompaj depolamalı sistemin kullanıldığı ilk ülkelerden biriydi. 1909'da inşa edilen Schaffhausen pompaj depolama santrali günümüzde aktif olarak çalışmaya devam etmektedir [15].

20 MW Kurulu güç üzerinde inşa edilen ilk tesisler; 1928 yılında Almanya Dresden bölgesinde, 1929 yılında ise Amerika Connecticut bölgesindeki Rocky River Pompaj Depolamalı Hidroelektrik santraller olmuştur. Tersine çevrilebilir pompa-türbin grupları 1930 yıllarında piyasaya çıkmaya başlamış ve bu pompa-türbin grubunun ilk kurulumu Almanya Baldeney kentinde yapılmıştır. Yaklaşık olarak %30'luk maliyet tasarrufu sağlayan bu pompa-türbin grubu günümüzde de halen kullanılmaya ve geliştirilmeye devam etmektedir [20].

Pompalı hidroelektrik enerji depolama projeleri, ABD ve Avrupa'da genellikle 1960-1970-1980 yıllarında inşa edilmiştir. Dünya genelinde 1950-1960 dönemlerinde, nükleer enerji santrallerinde üretilen elektrik enerjisini depolama adına kullanılmaya başlayan PDHES'ler hızla popülerliklerini artırmaya başlamıştır. Büyük güçte depolama kapasitesine sahip olan PDHES'ler nükleer santrallerin yaygınlaşmasıyla ilgiyi üzerine çekebilmiş ancak 1990'lı yıllara gelindiğinde ise nükleer santrallere olan talebin ve ilginin azalması, doğalgaz fiyatlarının düşmesine bağlı olarak önemini kaybetmeye başlamıştır (mevcut rezervuar.pdf). Bunun yanında, o dönem pompaj depolamalı hidroelektrik santraller projelerinin çevresel etkilerinin artması ve lisans alma sürelerinin çok uzun olması da etkili olmuştur. Ancak bu

olaylar, pompaj depolamalı hidroelektrik santral projelerine verilen önemi azaltamamıştır. 1990 ile 2010 yılları arasında ise Avrupa'da toplam kapasitesi 5,6 GW olan sadece 15 tesis inşa edilmiştir [20]. Japonya'da 1999 yılında klasik pompaj depolamalı hidroelektrik santral kurulumlarından farklı olarak, alt rezervuarı açık deniz yani deniz suyunun kullanıldığı 30 MW'lık bir proje geliştirilmiş ve de yapılmıştır.

Günümüzde ise pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, şebeke ölçekli enerji depolamada en köklü teknoloji olarak görülmekte, farklı alternatif kullanım şekilleri araştırılmakta ve geliştirilmekte, yenilenebilir enerji kaynakları ile kullanılması hedeflenmekte özetle pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerine olan ilgi giderek artmaktadır.

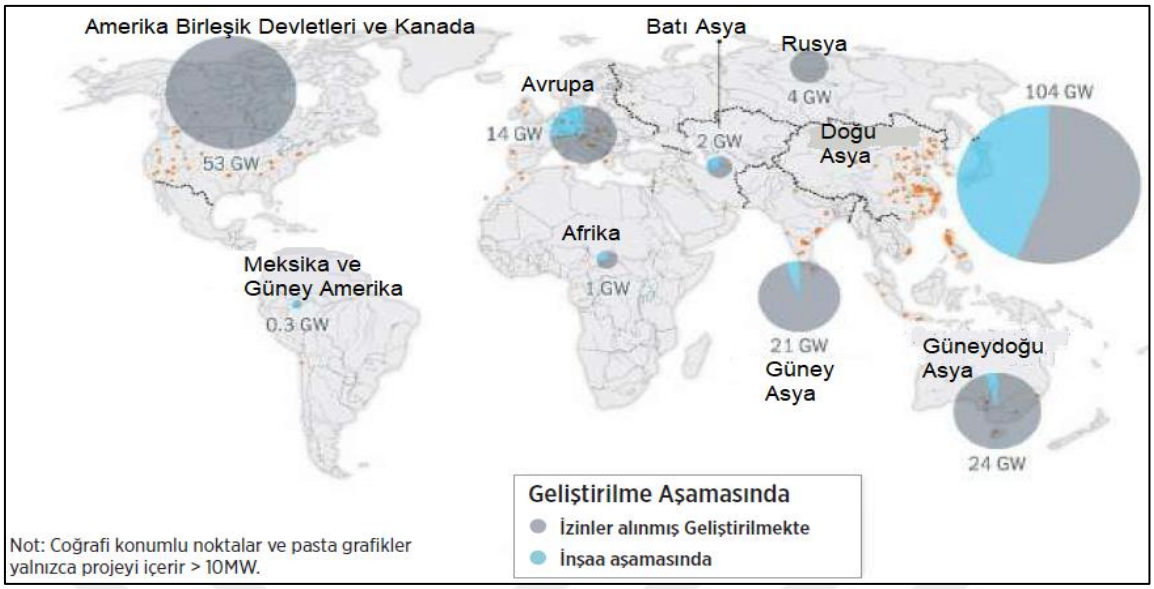
Temmuz 2022'de Uluslararası Hidro Enerji Birliği (IHA) tarafından yayınlanan rapora bakıldığında; günümüzde dünyada PDHES'lerin 2021 yılı sonu itibarıyla kurulu güç toplamının 161,6 GW'a yükseldiği görülmektedir. Toplam kurulu güç içerisinde 36 GW ile Çin birinci sırada, 27,5 GW ile Japonya ikinci sırada ve 22 GW ile Amerika Birleşik Devletleri üçüncü sırada yer almaktadır. Bu ilk üç ülkenin yanı sıra; İtalya, Almanya, İspanya, Fransa, Avusturya, Güney Kore ve Hindistan'da PDHES'lere önem vererek toplam kurulu güç içerisinde önemli paya sahip olan ülkeler arasındadır. Enerji depolamaya ve özellikle PDHES teknolojisine artan ilginin yeniden canlanması sebebiyle raporda da belirtildiği üzere 2030 yılına kadar kurulu gücün %50 artış göstererek dünya genelinde 240 GW'a PDHES kurulu gücüne erişileceği tahmin edilmektedir. PDHES teknolojisinin ve uygulanabilirliğinin araştırılması kapsamında Avusturalya Ulusal Üniversitesinin başlatmış olduğu "RE100" çalışması kapsamında dünya genelinde bulunan PDHES'lerin depolama alanları coğrafi bilgi sistemleri analizi yardımıyla haritalandırılmaktadır. Veriler incelendiğinde Dünya genelinde 616 000'den fazla potansiyel depolama alanının mevcut olduğu ve bu alanların toplam kapasite kullanımlarıyla sağlayacakları gücün 23 milyon GWh mertebesinde olacağı hesaplanmaktadır.



Şekil 6.1. ANU RE100 Projesi kapsamında Dünyadaki PDHES Proje Potansiyeli [21]

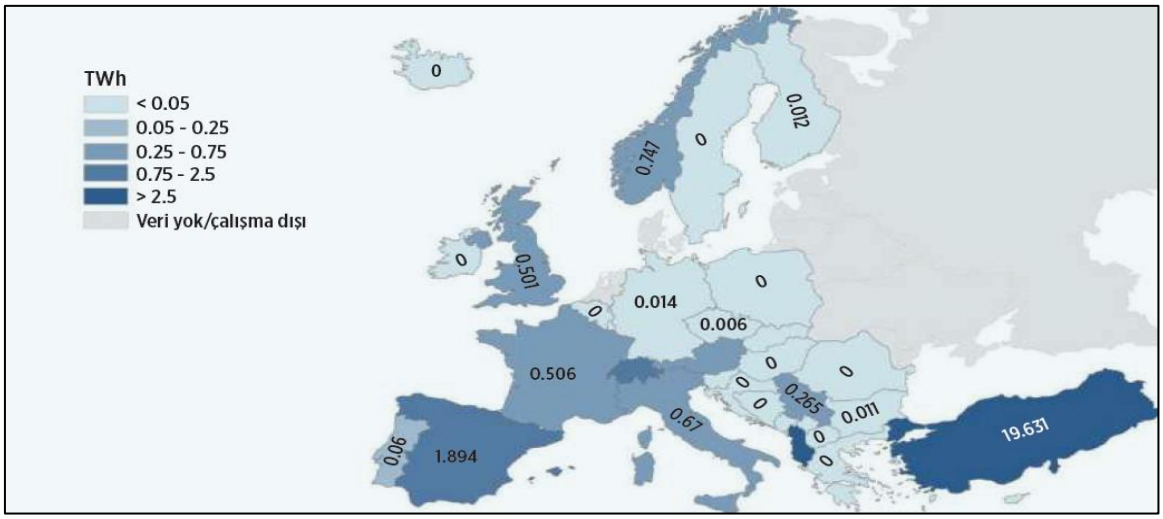
6.2. Dünya'da Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Durumu

Dünya genelinde pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerine olan ilgi geçmiş yıllara dayanmaktadır. Geçmiş yıllardan günümüze değişen ihtiyaçlar ve piyasa koşullarından kaynaklı pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin popülerliği de değişmiştir. 2019 yılı itibarıyla, dünya genelindeki pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin varlığına bakıldığında, kurulu gücü 10 MW'tan büyük olan 284 adet pompaj depolamalı proje mevcuttur. Buna ek olarak, 13 ülkede toplam gücü 53 GW olan 50 pompaj depolamalı projenin inşaatı sürmektedir (Şekil 6.2.). Çin, 102 GW ile bu piyasadaki liderliğini korurken, ABD ve Avrupa ülkeleri de pompaj depolamalı santral projelerinde üst sıralarda yer almaktadır [20].



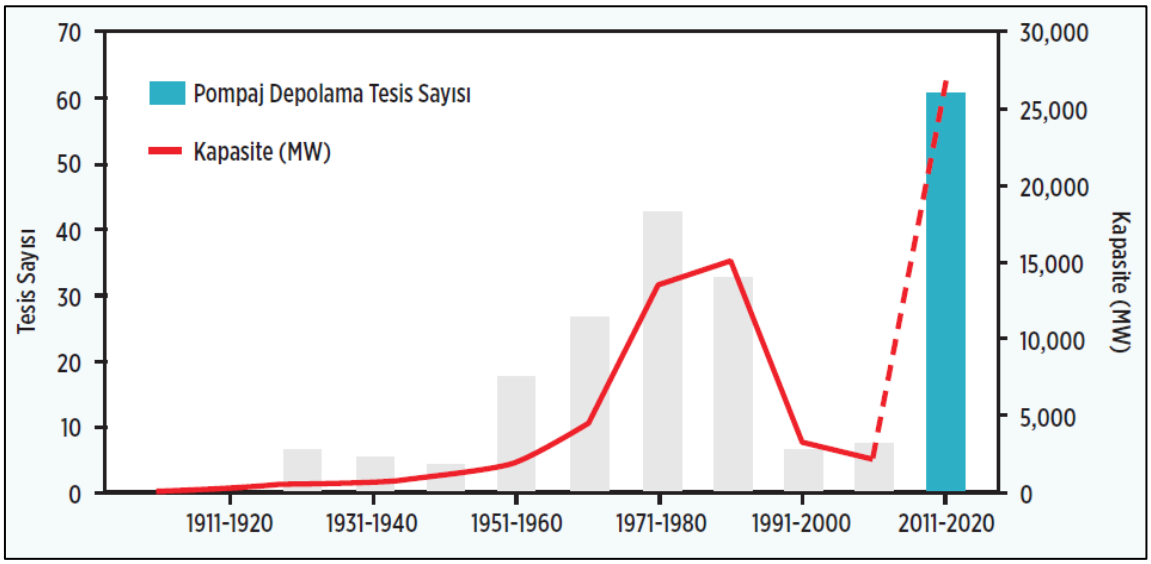
Şekil 6.2. Dünya'da Geliştirilen PDHES Projeleri [20]

2011 yılının başlarında, Avrupa'daki mevcut pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin durumuna bakıldığında, toplam kapasitesi 45 GW civarında olan yaklaşık 170 pompaj depolama tesisinin bulunduğu bilinmektedir. Günümüzde ise PDHES'ler Dünya genelinde yaklaşık olarak 160 GW'lık Kurulu güce ulaşmış ve bu toplam içerisinde %33'lük oranla Avrupa'da kurulu güç 57 GW seviyesine ulaşmıştır. AB Üye ülkelerinin de ortak hedefi olan, 2020 yılına kadar yenilenebilir enerjinin kullanımını toplam kaynak bazında %20 seviyelerine ulaştırma hedefiyle, PDHES sistemlerinin popülerliği tekrar artmıştır. Bu hedef doğrultusunda PDHES kurulumu potansiyeli göz önüne alınarak (Şekil 6.3.) Avrupa'da 2030 yılına kadar mevcutta 57 GW olan PDHES kurulu gücünü 68 GW seviyesine çıkartmak planlanmakta olup yenilenebilir enerji sistemleri ile entegre PDHES tesislerinin inşa edilmesi hedeflenmektedir. Kurulacak yeni tesislerin pek çoğu, rüzgar ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının yoğun olduğu ve coğrafi olarak PDHES kurulumuna uygun olan bölgelerde inşa etmektir [20].



Şekil 6.3. Avrupa'da Gerçekleştirilebilecek PDHES Potansiyeli [20]

Geçmişi, tarihi oldukça eskilere dayanan PDHES'ler, dönemin şartları, kaynak varlığı, enerji arz ve talep dengesi gibi pek çok konu başlığı etkisi altında kalarak gelişim göstermiştir. 1970 ile 1990 yılları arasında termik ve nükleer enerji santrallerini destekleme amacıyla kurulumu artan PDHES'ler, 2010 sonrasında yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilginin artışıyla tekrar gündeme gelmiştir. (Şekil 6.4.) Uluslararası Hidroelektrik Birliği'nin hazırlamış olduğu raporda belirtildiği üzere 2021 yıl sonu itibarıyla Avrupa'da PDHES yapısı dahil toplam Hidroelektrik enerji santrali kurulu gücü 254 901 MW mertebesine ulaşmış olup PDHES'ler kendi başına toplam 55.060 MW kurulu güce sahiptir. (Çizelge 6.1.)



Şekil 6.4. Avrupa'da Yıllara Göre PDHES Tesis Kurulumu [20]

Çizelge 6.1. IHA 2022 Hidroelektrik Statü Raporu- Avrupa Ülkeleri 2021 Yılı HES Kurulu Gücü [20]

ÜLKE	PDHES DAHİL HES KURULU GÜCÜ (MW)	PDHES KURULU GÜCÜ (MW)	YILLIK ÜRETİM (TWh)
Almanya	10.883	6.199	24
Andora	45	0	<1
Arnavutluk	2.390	0	5
Avusturya	14.747	5.596	41
Belarus	97	0	<1
Belçika	1.427	1.307	1
Bosna Hersek	2.187	440	5
Bulgaristan	3.129	1.404	5
Çek Cumhuriyeti	2.281	1.172	4
Danimarka	7	0	<1
Estonya	4	0	<1
Finlandiya	3.263	0	16
Fransa	25.494	5.837	63
Grönland	91	0	1
Hırvatistan	2.155	281	7
Hollanda	38	0	<1
İngiltere	4.713	2.833	7
İrlanda	508	292	1
İspanya	20.425	6.177	32
İsveç	16.478	99	71
İsviçre	16.842	3.029	39
İtalya	22.593	7.685	47
İzlanda	2.086	0	14
Karadağ	649	0	2
Kosova	92	0	6
Kuzey Makedonya	644	0	1
Letonya	1.588	0	6
Litvanya	1.028	900	1
Lüksemburg	1.330	1.296	1
Macaristan	58	0	1
Moldova	76	0	<1
Norveç	33.391	1.439	144
Polonya	2.385	1.780	3
Portekiz	7.199	2.827	13
Romanya	6.313	92	17
Sırbistan	3.133	642	12
Slovakya	2.522	1.017	4
Slovenya	1.301	180	5
Türkiye	31.497	0	55
Ukrayna	6.317	1.887	2
Yunanistan	3.421	699	6
TOPLAM	254.901	55.050	689

Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerde öncü Avrupa ülkeleri arasında geçmişten günümüze tarihçesine bakıldığında en başta Almanya ve İsviçre yer almaktadır. Son yıllarda ise bu ülkeler arasına Avusturya'da eklenerek Avrupa'da PDHES popülerliği tekrar artmaya başlamıştır. Almanya'da 2003 yılında devreye alınan, 1 060 MW'lık kurulu gücü ile Almanya'nın en büyük iki pompaj depolamalı hidroelektrik santralden biri olan Goldisthal PDHES tesisi (Şekil 6.5.), Avrupa'daki ilk değişken hızlı sisteme sahip PDHES'tir. Bu tesiste, her biri iki birimden oluşan değişken hızlı ve sabit hızlı üniteler bulunmaktadır. Bu düzenlemeyle, enerji santralı, değişken hızlı ve sabit hızlı ünitelerin birlikte çalışmasını optimize ederek güç sistemi ihtiyaçlarını karşılayabilmektedir [20].



Şekil 6.5. Goldisthal PDHES Almanya [20]

2009 yılında inşaat çalışmalarına başlanarak yaklaşık 10 yıl süren çalışmalar sonrasında devreye alınan Limmern PDHES, sahip olduğu 1 000 MW'lık kurulu gücüyle İsviçre'nin en büyük pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerinden biridir. Her biri 250 MW gücündeki 4 adet türbinden oluşarak kurulan bu santralin inşası kaya altına yapılmıştır. Adını aldığı Limmern Gölü'nü alt rezervuar olarak kullanan Limmern PDHES, 630 metre yükseklikte yer alan Muttsee Barajı Gölü'nü de üst rezervuar olarak kullanmaktadır (Şekil 6.6.) [20].



Şekil 6.6. Limmern PDHES - İsviçre [24]

Toplam on dokuz (19) Pompaj depolamalı hidroelektrik santral sayısına ulaşarak kurulu gücünü 2020 itibarıyla 7,7 GW mertebesine ulaştıran İtalya, sahip olduğu toplam kurulu güç kapasitesiyle Avrupa'nın en yüksek PDHES kurulu gücüne sahip ülkesi olarak gözükmektedir. Çoğunlukla İtalya'nın Piedmont ve Lombardiya bölgelerinde bulunan PDHES'lerden dört (4) tanesi 1 GW üzerinde kurulu güce sahip olmaları sebebiyle bölgedeki önemli santrallerdendir. Entracque PDHES 1,18 GW (Şekil 6.7.), Roncovalgrande PDHES 1,01 GW (Şekil 6.8.), Presenzano Hidroelektrik Santrali 1 GW (Şekil 6.9.) ve Edola PDHES 1 GW (Şekil 6.10.) kurulu güç kapasitesine sahiptir. [20].



Şekil 6.7. Entracque PDHES – İtalya [27]



Şekil 6.8. Roncovalgrande Entracque PDHES – İtalya [28]



Şekil 6.9. Presenzano PDHES – İtalya [29]



Şekil 6.10. Edola PDHES – İtalya [30]

Avrupa'daki hidroelektrik enerji santrallerinin toplam üretim kapasitesine bakıldığında; Norveç ve Türkiye'den sonra gelen ve sadece pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri ile 5,84 GW'lık kurulu güç kapasitesine sahip olan Fransa HES'ler konusunda oldukça önemli bir noktaya ulaşmıştır.

1976 yılından beri faaliyetine devam eden ve 360 MW kurulu güce sahip olan La Coche PDHES (Şekil 6.11.); 2015 yılında başlayan yenileme çalışmaları sonucunda 2019 yılında devreye alınan 240 MW'lık Pelton türbin ile yıllık üretim kapasitesini %20 artırmıştır. Yapılan yenileme ve kapasite artışı çalışmaları sonrasında La Coche PDHES bulunduğu bölgedeki yaklaşık 270.000 kişinin elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamaya yetebilecek 650 GWh'lık elektrik enerjisi üretimi kapasite mertebesine ulaşmıştır.



Şekil 6.11. La Coche PDHES – Fransa [32]

Geniş, uygun coğrafi koşulları ve topografik yapısı sebebiyle işletme halinde 33,2 GW kurulu gücü ve devam eden 43,35 GW'lık inşaat projeleri ile Çin pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin işletilmesinde dünyada birinci sırada yer almaktadır. Sadece 1 GW kurulu güç üzerinde 22 adet PDHES'e sahip olan Çin, dünyanın en büyük PDHES'ine de ev sahipliği yapmaktadır. 3,6 GW'lık kurulu gücüyle dünyanın en büyük pompaj depolamalı hidroelektrik santrali olan Fengning PDHES'in (Şekil 6.12.) yapımı 8 yıl sürmüştür. Dönemin elektrik şebekesinin istikrarlılığını artırmak ve yenilenebilir enerji kaynaklarını desteklemek amacıyla proje hayata geçirilmiştir. 2022 Pekin Kış Olimpiyatlarına yeşil enerji üretmiş olan PDHES, yılda ortalama 6,6 milyar kWh üzerinde elektrik enerjisi üretebilme kapasitesine sahiptir.



Şekil 6.12. Fengning PDHES – Çin [35]

1980-1990 yılları arasında popülerliğini sürdürmüş olan nükleer enerji santrallerinin işletilmesi ile pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerinin de işletmeye alınması gündeme gelmiştir. Nükleer enerji santral sahaları sebebiyle bu yıllar arasında Japonya'da PDHES'lere büyük ilgi göstermiştir. Imaichi PDHES (Şekil 6.13.) aynı amaca hizmet edecek şekilde 1,05 GW'lık kurulu gücü ile Fukushima Nükleer Enerji Santrali ve tüketim merkezi olarak Tokyo şehri arasında inşa edilmiştir.

Japonya'da yaşanan Fukushima faciası sonrasında kısmen olsa da kapatılan nükleer enerji santrallerinin yerine geçmesi planlanan yenilenebilir enerji kaynaklarının dengesizliklerini minimize edebilmek adına hızlıca pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri devreye

almaya çalışan Japonya, yaptığı bu hamle ile Çin'den sonra toplam 17,9 GW'lık kurulu gücü ile dünyada ikinci sırada yer almaktadır.



Şekil 6.13. Imaichi PDHES-Japonya [37]

Dünya'nın en büyük kurulu gücünde santraline sahip olan Amerika, 1930 yıllarından beri PDHES konularında yer alarak enerji depolama sistemlerine oldukça önem vermiştir. Mevcutta sadece kurulu gücü 1 GW'ın üzerinde olan 10 PDHES projesinin toplam kurulu gücü 14,75 GW mertebesine ulaşmıştır. 21,5 GW'lık kapasitesiyle Amerika'da en büyük PDHES projesi olan Bath County PDHES (Şekil 6.14.) 2010 yılında Dünya'daki toplam PDHES kapasitesinin %20,6'sına karşılık gelen kurulu güce sahipti.



Şekil 6.14. Bath County PDHES-Amerika Birleşik Devletleri [39]

Geçmişi uzun yıllara dayanan PDHES projelerinde, araştırma ve geliştirme süreçlerinde ilerleyen teknoloji ve yenilikçi çözümler ışığında ortaya çıkan Deniz suyu PDHES projelerinde, rezervuar kurulumunun inşaat maliyetlerinin yüksekliği ve su kaynak kıtlığı sebebiyle mevcuttaki deniz suyunun kullanılması cazibeli hale gelmiştir. Bu tip PDHES projelerinde genellikle alt rezervuar olarak kullanılan deniz ve denizden uygun düşüde kurulan üst rezervuar varlığı ile santralin tasarımı yapılmaktadır. Dünya'daki ilk örneklerinden olan Okinawa PDHES (Şekil 6.15.) 1981-1991 yılları arasında sadece teknik gereklilikleri ve çevresel etkileri değerlendirilerek inşaatına başlanılmasına karar verilen proje inşaat çalışmaları sonrasında 1999 yılında devreye alınarak Japonya'da kurulmuştur. Üst rezervuarı denizden yaklaşık 150 metre yükseklikte ve 600 metre uzaklıkta inşa edilen projenin kurulu gücü 30 MW'tır. Tüm teçhizatları deniz suyu kullanımı kaynaklı gömülü ve tuzlu sudan en az şekilde etkilenecek malzemeler kullanılarak inşa edilmiştir. Günümüzde halen daha teknik sorunları ve/veya çözümleri araştırılan deniz suyu projelerinde pilot proje gibi üzerinde araştırma ve geliştirme çalışmaları yapılan Okinawa PDHES Dünya'da ilk deniz suyu kullanan PDHES projesi de olarak halen büyük ilgi görmeye devam etmektedir.



Şekil 6.15. Okinawa Deniz Suyu PDHES-Japonya [42]

Dünya geneline bakıldığında ise toplam kurulu gücü 1000 MW üzerinde 68 adet PDHES tesisinin hali hazırda devrede olduğu veya 2024 yılı içerisinde devreye alınmasının

planladığı görülmektedir. Aynı zamanda devam eden proje çalışmaları ve ülkelerin enerji politikalarına uygun olacak şekilde planladığı proje yatırımlarında ise 2026 yılına kadar işletmeye alınması planlanan 55 GW'lık toplam kurulu güce sahip 39 PDHES projesinin daha hayata geçirilmesinin düşünüldüğü bilinmektedir.

6.3. Türkiye'de Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Durumu

Hidroelektrik santraller Dünya genelinde olduğu gibi Türkiye'de de puant elektrik enerjisi yükünü karşılamak amacıyla kullanılmaktadır. Hidroelektrik enerji santrallerince zengin olan Türkiye'de puant yükün karşılandığı, elektrik enerji arz ve talebindeki dengesizliklerin HES'ler ile yönetildiği gerekçesiyle 2020 yılına kadar herhangi bir kalkınma planında veya yatırım kararlarında pompaj depolamalı hidroelektrik santral kurumu gündem edilmemiştir. Ancak hızla artan elektrik enerjisi ihtiyacı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına geçiş süreci bu düşünceyi kırarak ülkemizde de PDHES yatırımlarının önemini gündeme getirmeyi başarmıştır.

Türkiye'deki ilk çalışmalar Devlet Su İşleri (DSİ) tarafından 1980 yıllarında başlamıştır. PDHES'ler genel yapısı, uygulanabilirliği, dünya genelindeki örnekleri gibi pek çok araştırma yapılmış ve ülkemizde PDHES kurulumu için en uygun alanlar belirlenmiştir. Bu çalışmaya göre belirlenen alanlar ise Boyabat (Kepez), Özköy, Kargı, Sarıyar ve Gökçekaya barajlarıdır. Devam eden yıllarda ülkeler arasında yapılan iş birliği protokolleri kapsamında Avusturyalı bir firma tarafında PDHES'lerin uygulanabilirliğim üzerine rapor hazırlanmış ve bu raporda 15 bölge uygun görülmüştür. En uygun çözüm olarak mevcutta kurulu olan Gökçekaya Barajı HES işletmesinin yakınına 1400 MW kurulu gücünde bir PDHES tesisinin kurulması topografik ve teknik donanım açısından mümkün bulunmuştur.

Türkiye'de PDHES kurulumu ve fizibilite çalışmaları ise ilk olarak Mülga Elektrik İşleri Elektrik İdaresi (EİE) Genel Müdürlüğünce 1969 yılında başlatılmış ve ilk kapsamlı teknik çalışmalar 2005 yılında yine EİE tarafından yürütülmüştür. Çeşitli bölgelerde, farklı seviyelerde proje çalışmaları yürütülmüş ve ilk teknik çalışmalar sonucunda ilk etüt seviyesinde 16 adet PDHES tesisi için rapor hazırlanmıştır (Çizelge 6.2.) Rapor sonucunda ise Avusturyalı firmanın rapor sonucuna benzer olarak Gökçekaya Barajı HES işletmesinde ilk PDHES'in geliştirilmesinin daha uygun olduğu kararı verilmiştir. EİE ve Japonya Uluslararası İş Birliği Ajansı (JICA) iş birliğinde 2010-2011 yılları arasında "Türkiye Pik

Talebin Karşılanması İçin Optimal Güç Üretimi" projesi yürütülerek, EİE tarafından ilk etüt seviyesinde geliştirilen 16 PDHES için üretim kapasiteleri ve devreye alınma zamanları araştırılmıştır.

Çizelge 6.2. Türkiye'de İlk Etütleri Yapılan PDHES'ler

Proje Adı	Yeri	Kurulu Gücü (MW)	Proje Debisi (m^3/s)	Proje Düşüsü (m)
Kargı PDHES	Ankara	1000	238	496
Sarıyar PDHES	Ankara	1000	270	434
Gökçekaya PDHES	Eskişehir	1600	193	962
İznik I PDHES	Bursa	1500	687	255
İznik II PDHES	Bursa	500	221	263
Yalova PDHES	Yalova	500	147	400
Demirköprü PDHES	Manisa	300	166	213
Adıgüzel PDHES	Denizli	1000	484	242
Burdur PDHES	Burdur	1000	316	370
Eğirdir PDHES	Isparta	1000	175	672
Karacaören PDHES	Burdur	1000	190	615
Oymapınar PDHES	Antalya	500	156	372
Aslantaş PDHES	Osmaniye	500	379	154
Bayramhacılı PDHES	Kayseri	1000	720	161
Yamula PDHES	Kayseri	500	228	260
Hasan Uğurlu PDHES	Samsun	1000	204	570

Yapılan çalışmada Türkiye'deki toplam otuz sekiz saha detaylı olarak incelenmeye başlandığında yirmi sekiz saha ilk değerlendirmelerde uygun bulunmuştur. İlk çalışmalarda yapılan saha analizleri sonrasında sahaların; çevresel etki analizleri, yerleşim alanlarına ve iletim hatlarına olan uzaklığı, yapay rezervuar inşası gerekliliği gibi pek çok konu başlığında ikinci inceleme yapılarak PDHES potansiyeli yüksek on adet sahanın kapsamlı fizibilite çalışmalarına başlanmıştır. Fizibilite çalışmaları sonrasında da Gökçekaya, Oymapınar, Karacaören, Bayramhacılı ve Altınkaya PDHES projeleri enerji tüketim noktalarına yakınlığı ve inşası devam eden nükleer enerji santraline yakınlığı gibi avantajlarından dolayı ilk aşamada hayata geçirilmesi önerilen projeler olarak belirlenmiştir.

JICA'nin hazırlanmış olduğu raporda da potansiyel PDHES alanları belirlenirken; elektrik enerjisi talebinin yüksek olduğu, jeolojik ve topografik açıdan çevresel kısıtlamaların minimum olduğu bölgelerin tercih edilmesine önem verilmiştir. Bu kriterler dikkate alınarak alt rezervuarı Gökçekaya Barajı HES olan ve yine alt rezervuarı Altınkaya Barajı HES olan sırasıyla 1400 MW ve 1800 MW kurulu güçlere sahip iki PDHES tasarımı kavramsal olarak yapılmıştır. Gökçekaya Barajı HES'te kurulması planlanan PDHES için ilk resmi fizibilite çalışmaları ise 2012 yılı Şubat ayında başlatılmıştır [43].

18 Temmuz 2019'da T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı tarafından hazırlanan 11. Kalkınma Planı'nda ele alınan elektrik enerjisi arz ve talebini dengeleme, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması gibi gündem maddelerine değinilerek 2019-2023 yılı arası yatırım planlamalarına "artan yenilenebilir enerjinin şebeke üzerinde oluşturduğu kısıtların bertaraf edilmesi amacıyla, pompaj depolamalı HES'ler dâhil olmak üzere enerji depolama sistemleri tesis edilecektir" ifadesi ile birlikte depolama teknolojilerinin önemine değinilerek ilk kez PDHES projeleri kalkınma planlarına dahil edilmiştir [44].

Günümüzde Türkiye'de halen daha kurulumu tamamlanarak işletmeye alınmış veya inşaat aşamasında olan herhangi bir pompaj depolamalı hidroelektrik santral projesi bulunmamaktadır ancak proje aşamasında olup geliştirilen PDHES çalışmaları bulunmaktadır. Bugüne kadar herhangi bir PDHES projesinin devreye alınmamış olma nedeni ise daha önce de bahsetmiş olduğumuz gibi Klasik Hidroelektrik Enerji Santrallerinin elektrik enerjisi talebini hızlıca devreye girip çıkmaları sayesinde karşılayabilmesidir. Günümüzde ihtiyaç duyulan bu talep karşılama, uzun yıllardır Türkiye'de HES'ler ile yapılmaktaydı. Ancak yine daha önce bahsettiğimiz gibi değişen, gelişen ve büyüyen talep ve arz dengesizliğini yönetmek zorlaşmış ve artan yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı bu yönetimi daha da zorlaştırmaktadır. Bu gelişmeler doğrultusunda Türkiye'de gündeme gelen PDHES yatırımlarının gerekliliği ile bu dengesizlik yönetiminin sağlanmasında kritik yol olarak görülmektedir. Şekil 6.16'da EİE tarafından 2009 yılında yapılan çalışmalar sonucunda, Türkiye'deki potansiyel PDHES uygulanabilirliği il bazında dağılımlı şekilde verilmektedir. Kırmızı renkle gösterilen Ankara, Bursa, İzmir ve İstanbul gibi iller PDHES kurulumunda önceliklendirilmesi gereken iller olup, mavi renkle gösterilen Gaziantep, Adana, Hatay, Antalya, Konya ve Şanlıurfa gibi illerde ikinci önceliklendirilen iller arasındadır. Çalışmada illerin belirlenmesindeki en önemli iki kriter; enerji ihtiyacının

yoğun olduğu bölgeler ve enerji kayıplarını minimize etmek adına iletim hattının kısa kurulabileceği bölgelerden biri olmasıdır.



Şekil 6.16. Türkiye'de PDHES yapılması için öncelik verilen iller [45]

EİE tarafından 2009 yılında yapılan çalışmalar sonucunda belirlenen iller sonrasında geliştirilen projeler Şekil 6.17'de görülmektedir.



1) Kargı PDHES	6) Yalova PDHES	11) Karacaören PDHES	16) Yamula PDHES
2) Sarıyar PDHES	7) Demirköprü PDHES	12) Oymapınar PDHES	17) Hasan Uğurlu PDHES
3) Gökçekaya PDHES	8) Adıgüzel PDHES	13) Aslantaş PDHES	
4) İznik I PDHES	9) Burdur PDHES	14) Bayramhacılı PDHES	
5) İznik II PDHES	10) Eğridir PDHES	15) Yamula PDHES	

Şekil 6.17. Türkiye'de PDHES yapılması için öncelik verilen projeler [45]

- Sarıyar Pompaj Depolamalı Santrali

1000 MW kurulu gücünde kurulması planlanan Sarıyar PDHES Ankara'dadır. Alt rezervuarı Sarıyar Barajı olarak tasarlanan projede 435 m yükseklikte beton kaplamalı bir havuz olarak üst rezervuar inşa edilmesi planlanmıştır.

- Bayramhacılı Pompaj Depolamalı Santrali

Kayseri il sınırları içinde yer alan Bayramhacılı PDHES, 1000 MW kurulu gücündedir. Alt rezervuarı Bayramhacılı Barajı olan projede üst rezervuarı olarak 161 m yükseklikte beton kaplamalı havuz inşası planlanmıştır.

- Hasan Uğurlu Pompaj Depolamalı Santrali

Samsun'da bulunan Hasan Uğurlu PDHES, 1000 MW kurulu gücündedir ve alt rezervuarı Hasan Uğurlu Barajı olacak şekilde planlanan projede üst rezervuar olarak 570 m yükseklikte beton kaplamalı havuz inşaatı ile yapay göl oluşturulması planlanmaktadır. Tasarlanan projede 965 m kuyruk suyu tüneli ve 635 m şaft bulunmaktadır.

- Adıgüzel Pompaj Depolamalı Santrali

Denizli'deki Adıgüzel Barajı'nın alt rezervuar olarak kullanılması planlanan Adıgüzel PDHES, 1000 MW kurulu gücündedir. Projede 303 m şaft, 216 m cebri boru ve 447 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

- Kargı Pompaj Depolamalı Santrali

Alt rezervuar olarak Ankara'da yer alan Kargı Barajı Gölü'nün kullanılması planlanan Kargı PDHES projesinin toplam kurulu gücü 1000 MW olup projede 1815 m cebri boru, 580 m kuyruk suyu tüneli ve 367 m şaft bulunmaktadır.

- Yalova Pompaj Depolamalı Santrali

Diğer projelere kıyasla kurulu gücü 500 MW olup daha küçük olan Yalova PDHES projesinde alt rezervuar olarak Yalova Regülatörü, üst rezervuar olarak da 400 m yükseklikte beton kaplamalı havuz inşaatı tasarlanmıştır.

- Yamula Pompaj Depolamalı Santrali

Projede 80 m şaft, 1540 m cebri boru ve 300 m kuyruk suyu tüneli bulunan kurulu gücü 500 MW olarak tasarlanan Yamula PDHES'te, alt rezervuarı Yamula Barajı, üst rezervuarı ise 260 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur.

- Oymapınar Pompaj Depolamalı Santrali

Antalya il sınırları içinde yer alan Oymapınar PDHES, 500 MW kurulu gücündedir. Alt rezervuarı Oymapınar Barajı, üst rezervuarı ise 372 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur.

- Aslantaş Pompaj Depolamalı Santrali

Alt rezervuarı Aslantaş Barajı, üst rezervuarı ise 154 m yükseklikte beton kaplamalı havuz inşası olarak planlanan 500 MW kurulu gücündeki Aslantaş PDHES projesi Osmaniye ilindedir.

- Demirköprü Pompaj Depolamalı Santrali

Tüm projeler arasında kurulu gücü 300 MW ile en düşük olan Demirköprü PDHES projesinde, Manisa'da yer alan Demirköprü Barajı Gölü alt rezervuar olarak kullanılmaktadır.

- Gökçekaya PDHES Yatırımı

EİE ve JICA iş birliği kapsamında başlatılan "Türkiye Pik Talebin Karşılanması İçin Optimal Güç Üretimi" projesi sonrasında iş birliği genişletilerek; Tokyo Elektrik Şirketi

(TEPCO), DSİ, EÜAŞ, TEİAŞ ve Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nün de katkısıyla "Hızı Ayarlanabilir Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralı İnşaat ile İlgili Projeye Dair Hazırlık Etüdü" kapsamında Gökçekaya PDHES için saha incelemesi yapılmıştır. Saha çalışmalarında ele alınan mevcut durumda Türkiye'nin elektrik enerjisindeki kurulu gücü ve sistemin ihtiyacı, piyasa fiyat mekanizmasının durumu ve ihtiyaç analizi gibi temel konular ele alınmıştır. 2016 yılında tamamlanan saha çalışmalarının sonucunda ortaya çıkan fizibilite raporuna göre Gökçekaya PDHES projesinin inşaatına başlanması durumunda yedi yıl içerisinde ilk ünitenin, toplamda dokuz yıl içerisinde de tüm ünitelerin devreye alınması ile santralin işletilmeye başlanabileceği öngörülmüştür. Bir yıl proje hazırlığı süreci de eklenerek projenin toplamda on yıl içerisinde tamamlanması planlanmıştır. Bölgenin zemin etüt çalışmaları ile yapay inşa edilecek üst rezervuar alanı belirlenmiş, çevresel etkileri değerlendirilerek ÇED raporu hazırlanmış, risk analizi oluşturularak önlemler belirlenmiş ve en önemlisi 2015 yılı güncel döviz kuru ve inşaat maliyetleri gibi kalemlerin dahil edilmesiyle 1400 MW kurulu gücündeki Gökçekaya PDHES santralinin elli yıllık ekonomik ömrü göz önünde bulundurularak yatırım tutarı 1 047 milyar ABD Doları olarak hesaplanmıştır. EÜAŞ Genel Müdürlüğü tarafından 2020 yılı yatırım planları çerçevesinde programa dahil edilen projenin 2020-2032 yılları arasını kapsayacak şekilde belirlenen bütçesi de 6,3 milyar TL olarak belirlenmiştir. Türkiye'de başlaması planlanan ilk PDHES olarak Gökçekaya PDHES projesi yatırımlar arasında yerini almış durumdadır.

Türkiye'deki elektrik enerjisi piyasası ve piyasanın ihtiyaçları göz önüne alındığında elektrik enerjisi depolamanın ne kadar önemli bir konu olduğunu anlamak mümkündür. Elektrik enerjisi üretiminde oldukça önemli paya sahip olan hidroelektrik enerji santrallerindeki uzun tecrübeleri ve bu tecrübeleri sağlayan çok sayıdaki HES'in varlığı kullanılarak mevcut santrallerin modernizasyonu veya yeni santrallerin inşaatı ile PDHES kurulumlarının başlatılması önemli bir yatırım konusu olmuştur. Artan yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, 2030 yılı enerji tüketim tahminleri, 2030 yılı Karbon Emisyon hedefleri gibi pek çok konuya pozitif anlamda destek olacak PDHES enerji depolama teknolojisinin de Türkiye'de kullanılmaya başlanması bir gereklilik olması sebebiyle pek çok Kamu Kurumunun yatırım planlarına dahil edilmiştir.

7. KEBAN BARAJI POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRAL TASARIMI

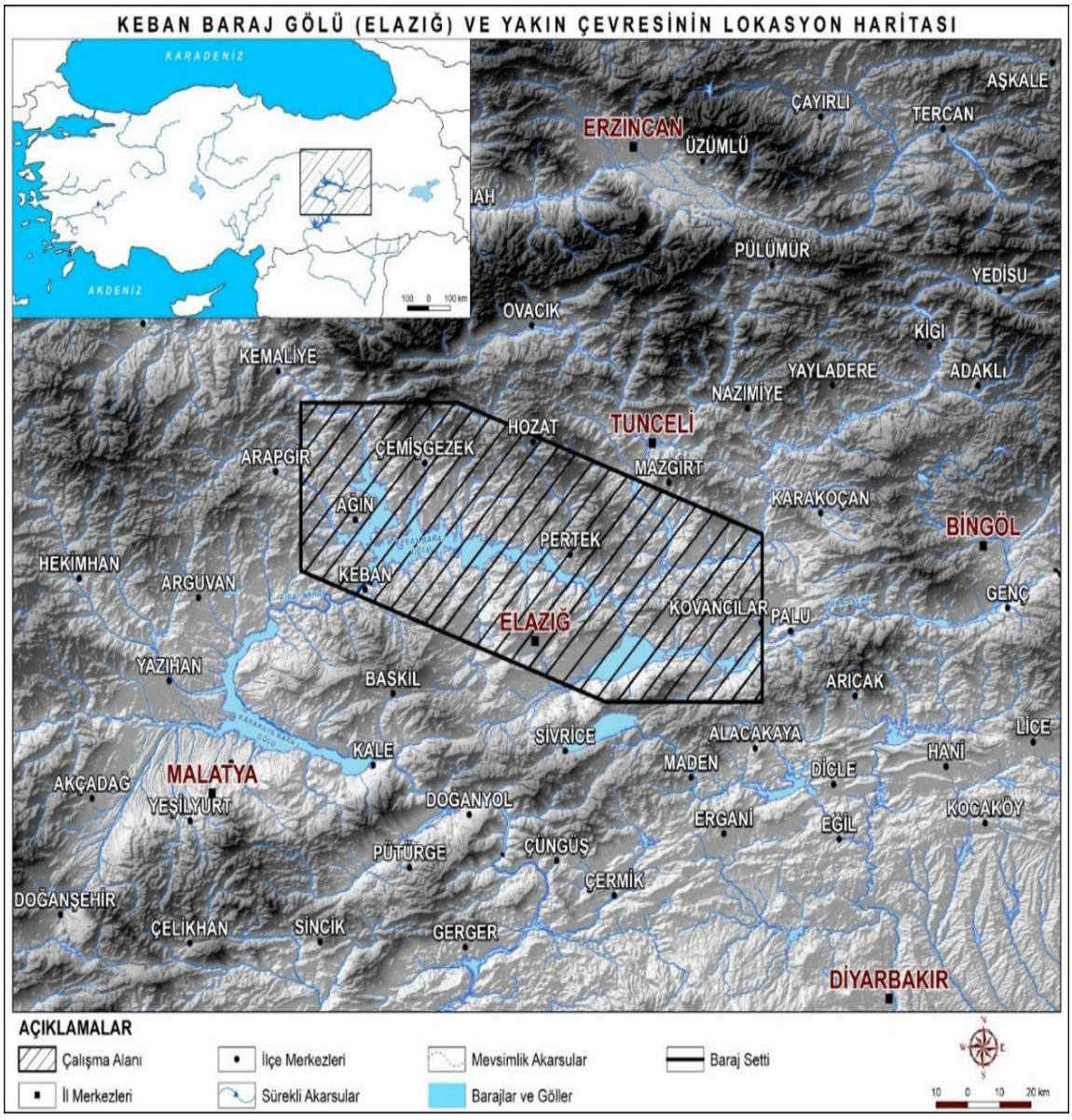
7.1. Keban Barajı ve Çevresi

Proje tasarımında kurgulanan çalışmada alt rezervuar olarak Keban Barajı Gölü seçilerek tüm hesaplamalar yapılmıştır (Şekil 7.1). Bir pompaj depolamalı hidroelektrik santral tasarlarken seçilen bölgenin iklim özellikleri, depremselliği ve jeolojik yapısının incelenmesi gerekmektedir. Bu bölümde de projede kurgulanan çalışmaya istinaden Keban Barajı ve çevresini iklim özellikleri, deprem ve jeolojik yapısı ele alınmıştır.

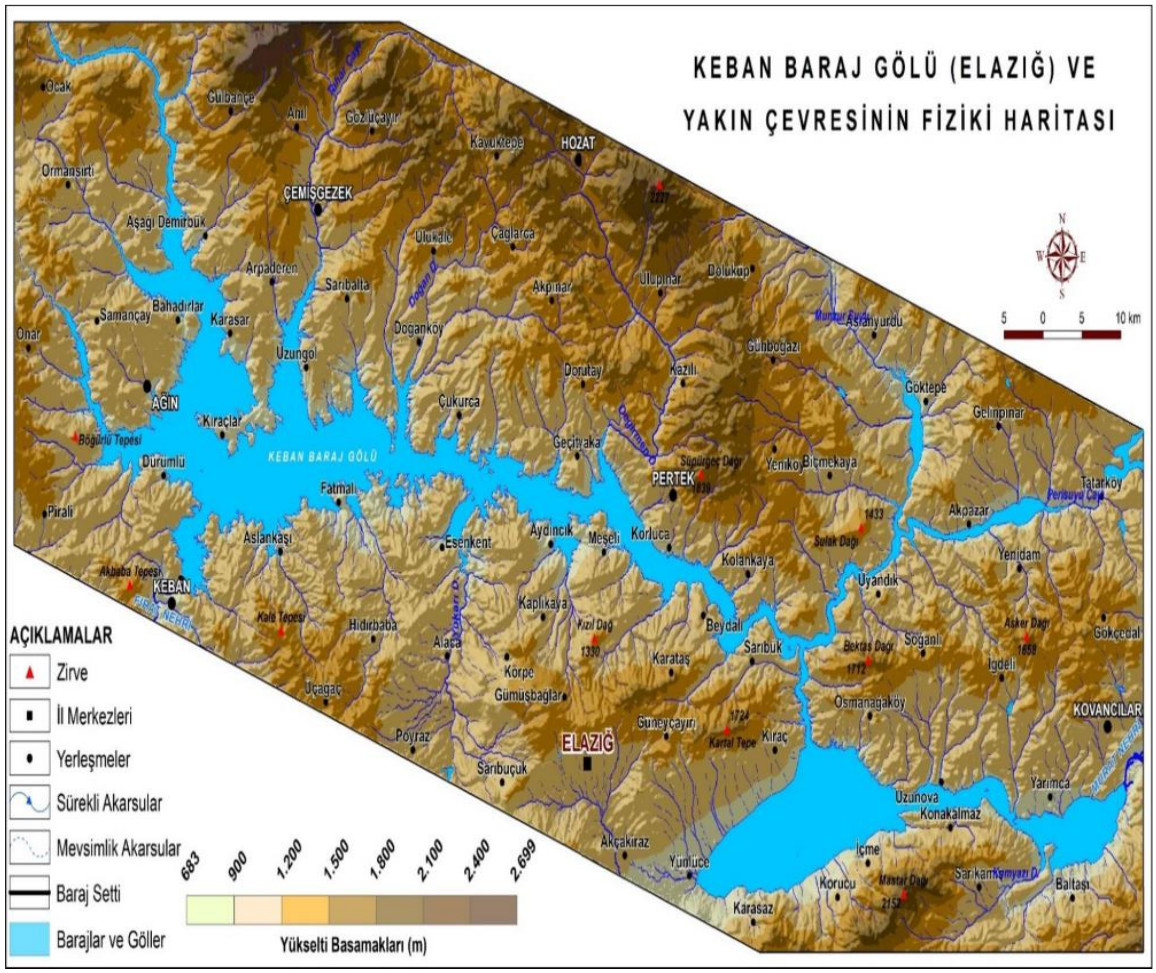


Şekil 7.1. Keban Barajı Gölü [46]

Keban Barajı, Doğu Anadolu Bölgesinin Yukarı Fırat Bölümünde Elazığ ilinin Keban ilçesinde yer almaktadır. Yaklaşık olarak 2800 km uzunluğunda olup 971 km'si Türkiye topraklarında yer alan Fırat Nehri üzerine kurularak 1965-1975 yılları arasında inşa edilmiş olan elektrik enerjisi üretimi amaçlı barajdır. Güneyinde ve doğusunda Elazığ ili, kuzeyinde Tunceli ve Erzincan illeri, batısında ise Malatya ili yer almaktadır. (Harita 7.1.) Keban Barajı Gölü'nün doğusunda 1712 m Bektaş Dağı, güneyinde 1330 m Kızıl Dağ ve 1497 m Kale Tepesi, güney doğusunda 2152 m Mastar Dağı, kuzeyinde 2272 m Kırmızı Dağ ve 1839 m Süpürgeç Dağı, kuzey doğusunda ise 2699 m'de Kurt Yalağı Tepesi bulunmaktadır [46].



Harita 7.1. Keban Barajı Gölü ve Yakın Çevresinin Lokasyon Haritası [46]



Harita 7.2. Keban Barajı Gölü ve Yakın Çevresinin Fiziki Haritası [46]

Türkiye'de yer alan yapay göller arasında Atatürk Barajı Gölü'nden sonraki en büyük yapay göl Keban Barajı Gölüdür. Yapay ve doğal gölleri beraber karşılaştırarak bir sıralama yapıldığında ise Keban Barajı Gölü; Van Gölü, Tuz Gölü ve Atatürk Barjı Gölü'nden sonraki Türkiye'deki en büyük 4. Göldür.

Türkiye'de döneminde yapılan en büyük enerji yatırımlarından biri olan Keban Barajı ve Hidroelektrik Enerji Santrali (HES); 1974 yılında ilk 4 büyük türbininin, 1981 yılında da diğer 4 türbininin devreye alınmasıyla birlikte toplam 1330 MWe kurulu güce ulaşmıştır. Türkiye'deki elektrik üretim santralleri arasında 10. Sırada hidroelektrik enerji santralleri arasında da Türkiye'de 3.sıradaki en büyük Hidroelektrik Enerji Santralidir. Keban Barajı ve HES, Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) tarafından işletilmektedir. Yıllık yaklaşık olarak 5.591 GWh elektrik enerjisi üreterek günümüzde Türkiye'de tüketilen elektrik enerjisinin %8'ini karşılayabilmektedir [47].

Baraj inşaası sonrasında ortay çıkan Keban Barajı Gölü yaklaşık 64 100 hektarlık bir alana sahip olup Murat Vadisi boyunca 125 km uzunluğa sahip, genişliği ise yer yer değişiklik göstermektedir. Elektrik enerjisi üretim amacına fayda sağlamanın ötesinde Elazığ ve çevre illerde yaşayan insanların faydalanacağı eğlence ve mesire alanlarını da ortaya çıkarmada fayda sağlamıştır [48].

Keban Barajı 210 m gövde yüksekliğine sahip olup derinliği ise maksimum 160 metre seviyelerindedir. Maksimum işletme kotu 845 metre iken minimum işletme kotu 813 m'dir. 31 milyar m^3'lük göl hacmine sahip Keban Barajı Gölü'nün 14 milyar m^3'lük kısmı ölü göl hacmi, 16,9 milyar m^3'lük kısmı ise faydalı kullanılabilir su hacmidir. Keban Barajı ve HES çıkışında yer alna Fırat Nehri'nin yatağı 692 metredir. 64 100 km^2'lik göl havzasına sahip Keban Barajı Gölü'nün maksimum göl alanı ise 681 km^2'dir.

Fırat Nehri üzerine kurulu olan Keban Barajı ve HES; nehrin sahip olduğu su akım düzenine sahiptir. Sahip olduğu yağmurlu ve karlı rejim sebebiyle, karların erimeye başlaması ve yağmur sularının artmasıyla birlikte Nisan ve Haziran dönemlerinde artan su yoğunluğuna bağlı debi artmaktadır. Yaz aylarının gelmesiyle başlayan sıcaklık artışına bağlı kuraklık sebebiyle azalan su yoğunluğu ile doğru orantılı olarak debi de azalmaktadır. Ekim ve Kasım dönemlerinde artan yağışa bağlı tekrar artan su debisi, kış döneminin başlamasıyla Ocak ve Şubat dönemlerinde tekrar düşmektedir. (keban barajı-gt). Ortalama geçen suyun debisi 635 m^3/s dir. Kış aylarında ise bu debi ortalama 200-300 m^3/s arasında değişmektedir [46].

Proje tasarım bölümde yapılacak olan Keban Baraj Gölü Alt Rezervuarlı Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral hesaplamalarında kullanılacak değerler dikkate alınırken Keban Barajı Gölü'nün fiziksel özellikleri (Çizelge 7.1) ve çevresindeki alanların fiziki özellikleri (Harita 7.2.) ele alınmıştır.

Çizelge 7.1. Keban Barajı ve HES Fiziki Özellikleri [46-48]

İl	Elazığ
Akarsu	Fırat
İnşaat Başlangıcı	1965
İnşaat Bitiş	1975
İnşa Amacı	Enerji Üretimi ve Sulama
Minumum İşletme Kotu	813 m
Minimum Göl Alanı	379,30 km²
İşletme Kotu	835 m
Göl Hacmi	31 milyar m³
Göl Alanı	582,50 km²
Maksimum İşletme Kotu	845 m
Maksimum Göl Alanı	681 km²
Havza Alanı	64.100 km²
Havza Uzunluğu	425 km
Havza Ortalama Genişliği	125 km
Ortalama Su Debisi	635 m³/s
Minimum Debi	145 m³/s
Maksimum Debi	8.416 m³/s
Sulama Alanı	80 km²
Ortalama Cebri Boru Uzunluğu	540 m
Ortalama Cebri Boru Çapı	5,20 m
Maksimum Brüt Düşü	207 m
Net Proje Düşüsü	177 m
Ünite Sayısı	8
Santral Kapasitesi	1.100 m³/s
Türbin Türü	Francis Düşey Eksenli
Toplam Kurulu Güç	1.330 MW
Yıllık Elektrik Enerjisi Üretimi	6.000 GWh

Barajlar yapımı sonrasında çevresel etkiler ortaya çıkarabilmektedir. Keban Barajı'da aynı şekilde inşa edildiği dönem sonrasında çevresi üzerinde bazı sorunları ortaya çıkarmıştır. Dönemin bazı tarihi eserleri kurtarılamayarak sular altında kalmıştır. Dönemin teknolojisi itibarıyla yeterli seviyede yapılamayan zemin etütleri sebebiyle barajdan önemli oranda su kaçakları yaşanmış, baraj gölünde yaşayan canlı türlerinin bazıları yok olmuştur. Vermiş olduğu erozyon sebebiyle verimli topraklar kaybedilmiş ve Keban Barajı Gölü havzasına dolan topraklar hem barajın ömrünün kısalmasına sebebiyet vermiş hem de oluşturduğu kirlilik seviyesi artışı ile kullanılan suyun kalitesi azalmıştır [46].

Doğu Anadolu Bölgesi içerisinde yer alan Keban'ın karasal iklim özellikleri yansıtması beklenirken; Keban Barajı inşası sonrasında Keban Barajı Gölü'nün varlığıyla birlikte çevresine kıyasla daha nemli ve ılıman bir iklime sahip özelliklerin olduğu görülmektedir.

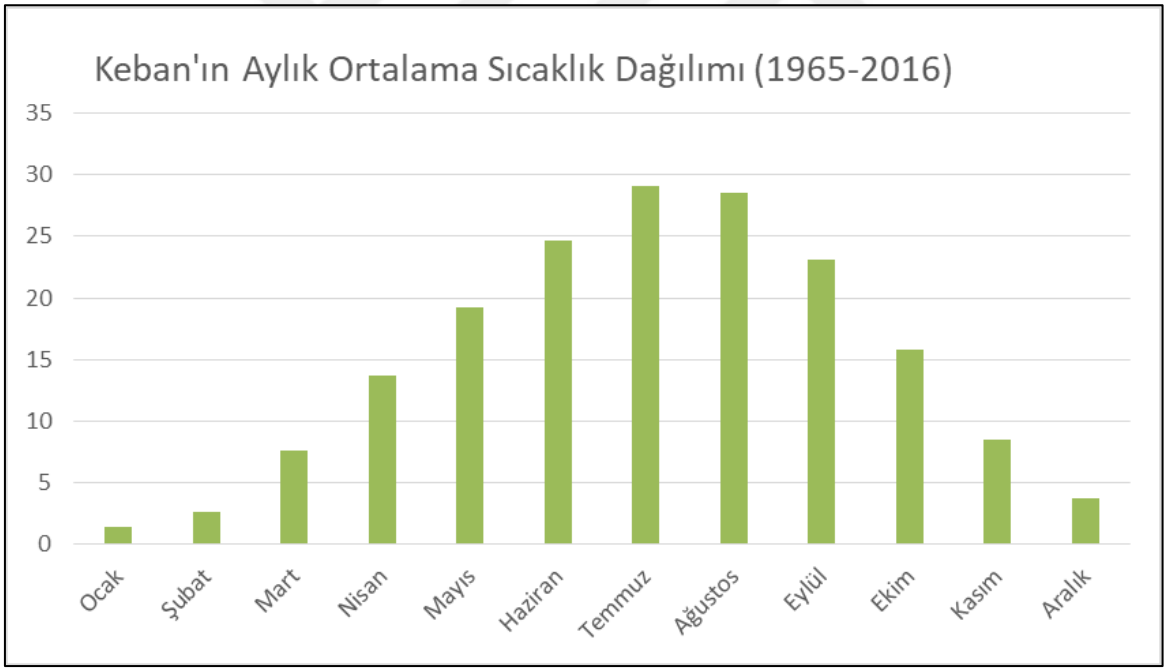
Keban Barajı Gölü'nün iklim özellikleri daha iyi anlayabilmek adına sıcaklık ve yağış grafiklerine bakıldığında karasal iklim özelliklerinin tersine daha ılıman iklim etkisi gösterdiği daha net anlaşılmaktadır.

Çizelge 7.2.Keban'ın Sıcaklık Değerleri Çizelgesu (1965-2016) [46]

yıl/ay	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1965	0,5	1,8	7,8	12,2	18,9	24,4	28,8	29,3	23,5	12,4	7,8	4,5
1966	6	7,7	9,7	14,7	19,8	25,6	29,5	29,8	23,2	17,1	11,6	5,8
1967	0,8	-3,9	4,6	12,2	18,1	22,4	27,1	28	21,9	15,4	8,1	4,6
1968	-1,6	-1,2	7,3	16,6	20,2	23,6	28,7	26	22,6	16,8	9,9	4,2
1969	1,4	-0,5	8,3	11,2	19,3	25,5	27,5	29,1	23,4	16,2	7,9	4,7
1970	3,6	4,6	9,6	17	19,7	25,9	29,8	28	23,3	15	10,9	2,2
1971	2,2	2,8	8	12,3	19,8	24	30,4	27,5	26	14	8,6	0,2
1972	-8,8	-4,4	7,3	14,6	17,4	22,7	30,3	29,2	24,7	18,9	7	1,8
1973	-3,6	5,3	7,6	12,9	21	23,6	29,2	29,6	24,8	17,5	3,9	-0,5
1974	-5,8	-5,1	8,4	11,3	21,2	27	29	27,5	21,3	19,6	9,8	4,7
1975	0,6	1,6	8,4	15,8	18,2	26	30,3	28,8	23	15,6	8,8	1,5
1976	-0,1	-2,3	4,6	12,1	16,9	22,6	26,7	27,6	22,3	16,5	10,2	4,6
1977	-0,1	6,6	8,1	13,8	18,2	24	28,4	28,7	24,2	13,8	10,2	2,5
1978	2,4	5,7	8,9	12,6	18,7	22,7	30,3	26,9	23,3	17,3	7,3	5,4
1979	4	5,9	9,3	14	18,9	23,9	26,9	30,1	25,7	16,9	10,6	3,7
1980	-0,3	1,9	6,3	12,4	18,1	25,9	31,2	28,8	22,5	16,5	9,9	4,5
1981	4	5,4	9,1	12,9	16,2	23,9	29,6	29	24,8	17,9	8,1	7,6
1982	2,8	0,9	5,8	14,5	18,4	24	27,1	27,6	24,3	16,2	7,2	2,9
1983	-1,5	1,4	7	13,9	18,4	23,4	28,3	27,3	23,1	15,3	10,6	4,2
1984	3,9	4,8	8,7	12,5	18,3	24,1	29	25,6	24,8	16,3	9,2	0,1
1985	3,2	-0,9	2,4	14,8	21	25,2	26,8	30,1	23,5	14,3	11,2	4,3
1986	3	4,8	8,9	15,9	15,2	23,4	29,9	30,3	24,8	15,2	7,1	3,6
1987	1,8	4,7	4	11,7	19,1	24,4	29,3	27,9	22,8	14,6	7,4	3,9
1988	0,8	3,4	5,6	11,6	17,3	22,5	27,7	27,7	22,8	15,4	5	5,2
1989	0,1	2,9	10,2	18,3	21,2	25,6	30,1	29,4	23	15,3	8,8	2,4
1990	-1,2	2,3	8,6	13,1	19	24,2	30,2	27,8	23,3	16,3	9,6	6
1991	1,5	1	8,1	14,3	18	25,3	29,7	29,5	23,3	17,2	9,1	3
1992	-1,6	-2,8	3,9	13,4	17,2	22,7	26,8	28	22,3	17,3	7,2	0,6
1993	-0,3	0,6	6,7	12,9	16,3	22,6	28,6	27,9	23,8	17,2	5,8	6,1
1994	4,7	3,4	9,1	17,4	20,4	25,4	29,4	28	25,9	18,3	8,5	1,6
1995	3,2	4,9	9,1	12,8	19,7	24,5	27,8	28,8	23,1	15,5	7,3	3,7
1996	3,6	4,7	7,4	11,7	21	24,1	30,4	29	22,2	15,1	9,3	7,8
1997	4,3	1	4,5	11	21,1	24,9	28,2	28,6	21,5	16,3	9,3	5
1998	1,6	2,3	6,7	14,2	18,2	25,9	30,3	30,2	24,1	17,7	12,3	5,7
1999	4,1	5,2	8,6	14,5	20,7	25,6	30,1	30,2	23,6	17,1	9,5	5
2000	0,8	0,8	5,7	14,7	19,4	25,4	32,5	28,4	23,5	15,1	10,1	4,7
2001	3,8	4,7	11,9	15	16,7	25,6	30,4	29,9	24,3	16,6	7,4	4,9
2002	-0,7	5	9,5	12,3	18,7	24,4	29,1	27,6	23,1	17	10,2	0,3
2003	4	2	4,1	12,7	20,3	24,2	27,8	28,9	22,5	17,7	8,8	3,7
2004	2,7	2,9	8,9	12,3	17,8	24,6	28,6	28,5	23,3	17,9	8,4	1,9
2005	2,2	2,9	7,9	15	19,4	23,7	30,5	29,4	23	14,7	7,9	4
2006	0,5	4,3	9,2	14,7	19,7	28,1	28,9	31,3	23,4	16,9	8	2,3
2007	0	3,1	8,3	10,6	21,7	26	29,4	29,7	24,9	17,8	8,5	3,3
2011	3,7	3,6	8,3	12,7	16,9	24	29,2	28,7	23,4		5,7	2,9
2012	2,2	-0,5	4,6		19,2	25,9	29,2	29,2	24,7	15,5	11,7	5
2013	2,7	5,8	9,1	15,3	19,8	25,1	28,1	28,2	22,4	14,9	10,8	1,1
2014	4,3	6,5	10,8	15,6	20,2	24,9	30,7	31	24,1	16	8,4	7,3
2015	1,4	5,2	7,7	12,3	29,8	30,1	26,8	17,5	10,3	3,8	1,4	5,2
2016	1,1	6,4	10	16,4	18,8	25,1	28,8	31,2	17,7	8,4	1,4	1,1
Ortalama	3.5	2.2	7.2	14.3	20	25	29	28	23	15.5	7.2	4.4

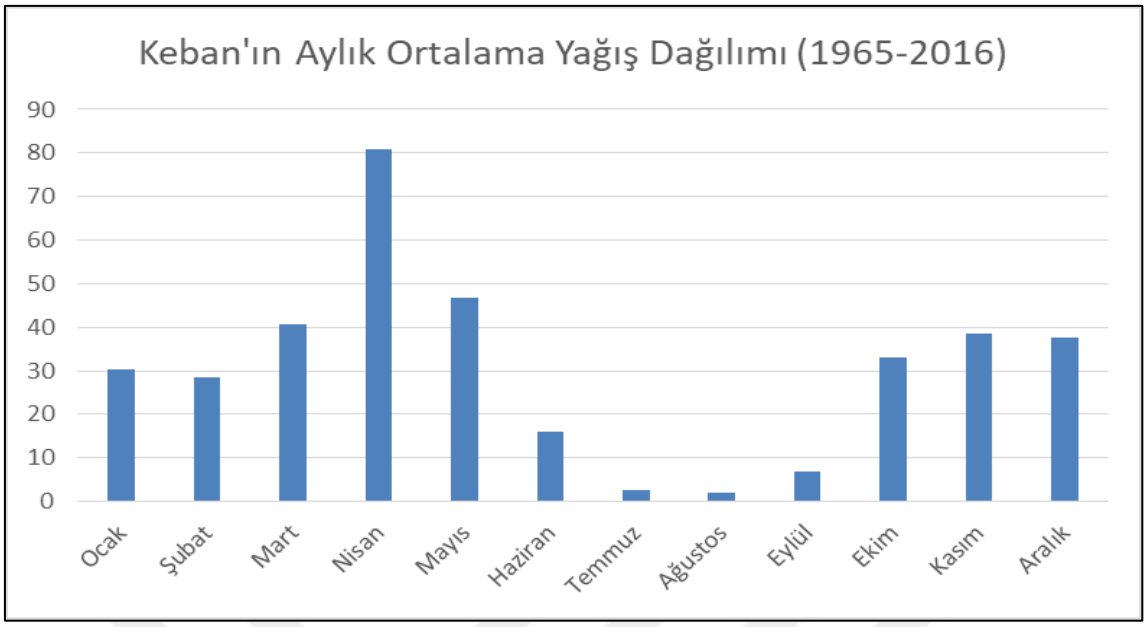


Şekil 7.2. Keban'ın Yıllık Ortalama Sıcaklık Dağılımı (1965-2016)



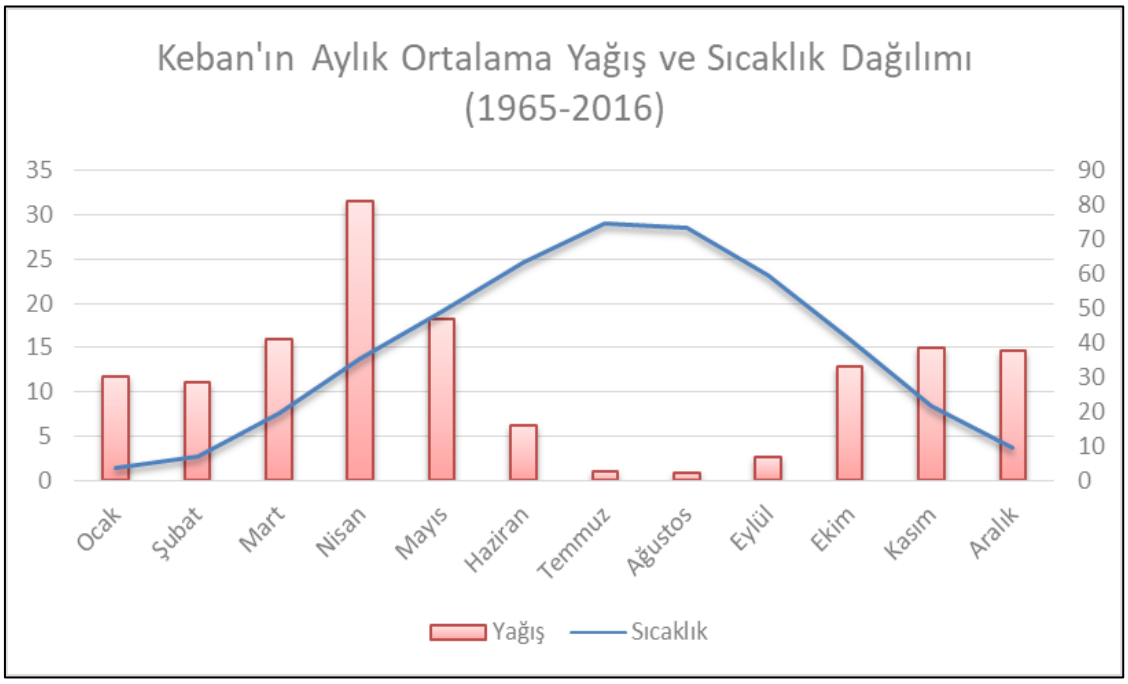
Şekil 7.3. Keban'ın Aylık Ortalama Sıcaklık Dağılımı (1965-2016)

Keban'a ait yıllık sıcaklık verileri ve bunların aylık dağılımları incelendiğinde 1980'li yıllardan itibaren Keban'da sıcaklığın 0'ın altına düşmediği ve sıcaklıklarda artış olduğu görülmektedir. Mevsim dağılımına bakıldığında ise en yüksek sıcaklıkların yaz aylarında, en düşük sıcaklıkların ise kış aylarında gerçekleştiği görülmüştür. (Çizelge 7.2, Şekil 7.2 ve 7.3.)



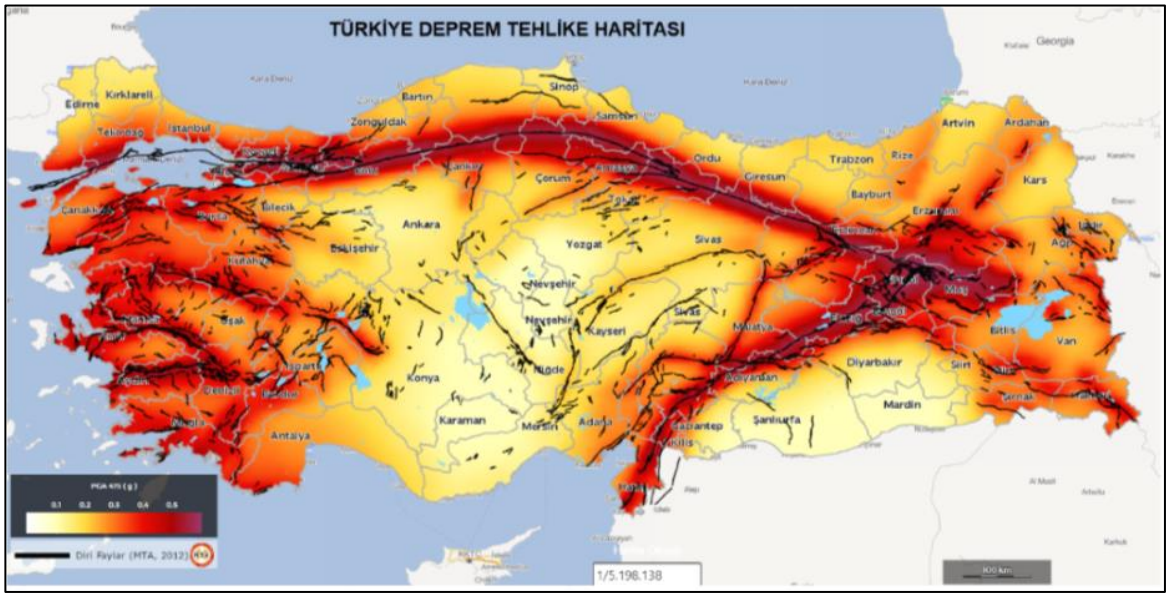
Şekil 7.4. Keban'ın Aylık Ortalama Yağış Dağılımı (1965-2016)

Keban'ın 1965 yılından 2016 yılına kadar gerçekleşen yağışların aylık bazda ortalama dağılımlarına bakıldığında ilkbaharın başlangıcıyla yağışların arttığı ve yaz döneminde yağışların azaldığı görülmektedir. Yaz dönemlerinde kuraklığın hakim olduğu, yağışın büyük çoğunluğunun bahar ve kış dönemlerinde dönemsel olarak azalıp arttığı görülmektedir.



Şekil 7.5. Keban'ın Aylık Ortalama Yağış ve Sıcaklık Dağılımı (1965-2016)

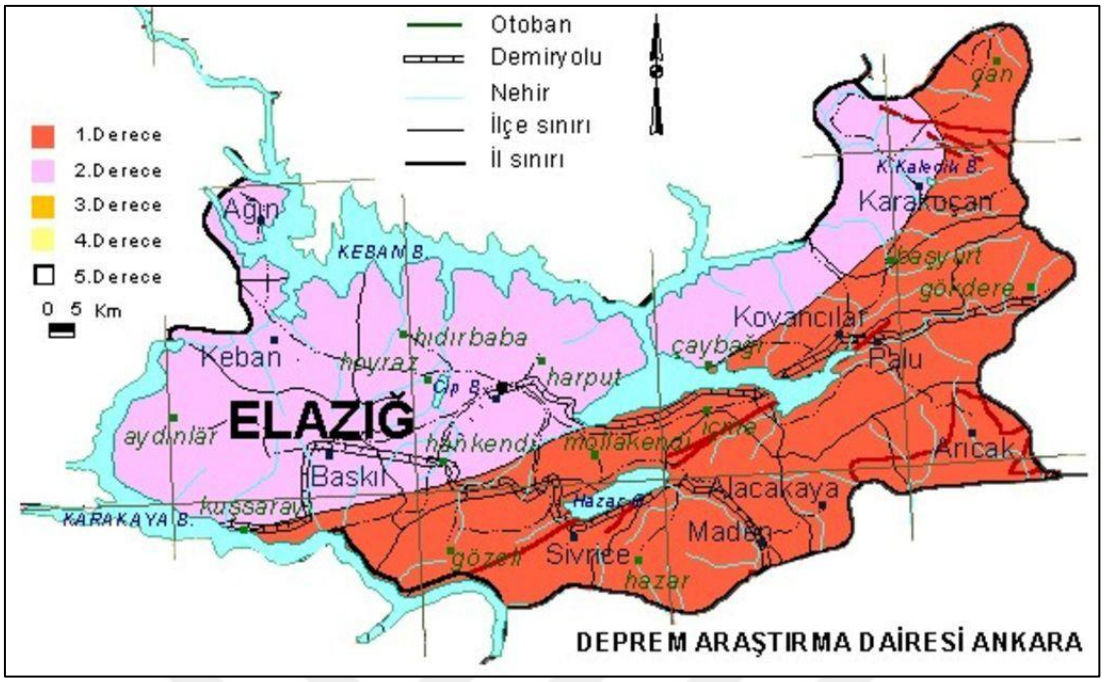
Alp Himalaya deprem kuşağı bölgesinde yer alan Türkiye'de, bu tarz santral tasarımlarında deprem etkileri dikkate alınarak yer seçimi yapılmalı ve inşaat sürecinden başlayarak santral devreye girdikten sonra da belirli önlemler alınmalıdır. Türkiye'deki fay hatlarının haritasına bakıldığında (Harita 7.3.) Kuzey Anadolu, Doğu Anadolu ve Batı Anadolu Fay Hatları en büyük ve en önemli fay hatlarını oluşturmaktadır. Deprem Tehlike Haritasına bakıldığında siyah ile diri fay hatlarının, açık sarıdan koyu kırmızı mora doğru değişen renk değişimiyle ise tehlikenin artışının belirtildiği gösterilmektedir.



Harita 7.3. Türkiye Deprem Tehlike Haritası [49]

Depremsellik derecesi Türkiye'de 5'e ayrılmıştır. Elazığ Kuzey Anadolu Fay Hattına yakınlığı, Doğu Anadolu Fay Hattı üzerinde yer alması, pek çok diri fay hattı barındırması, çevre illerinin de deprem açısından tehlike barındıran iller olması sebebiyle oldukça riskli bir bölgedir.

Elazığ gibi depremsellik derecesi yüksek, tehlike barındıran bölgelerde yapılan çalışmalarda depremin etkilerini azaltmak adına bazı önlemler alınmalıdır. Deprem standartlarına uygun inşaat ile yapılar tasarlanmalı, kaçak ve kontrolsüz yapılara izin verilmemeli bunun önüne geçebilmek adına denetim sıklığı artırılmalı, toplumsal farkındalık artırılmalı, deprem anında yönetimi sağlayabilmek adına çalışmalar yapılmalıdır [3].



Harita 7.4. Elazığ İli Deprem Tehlike Haritası [49

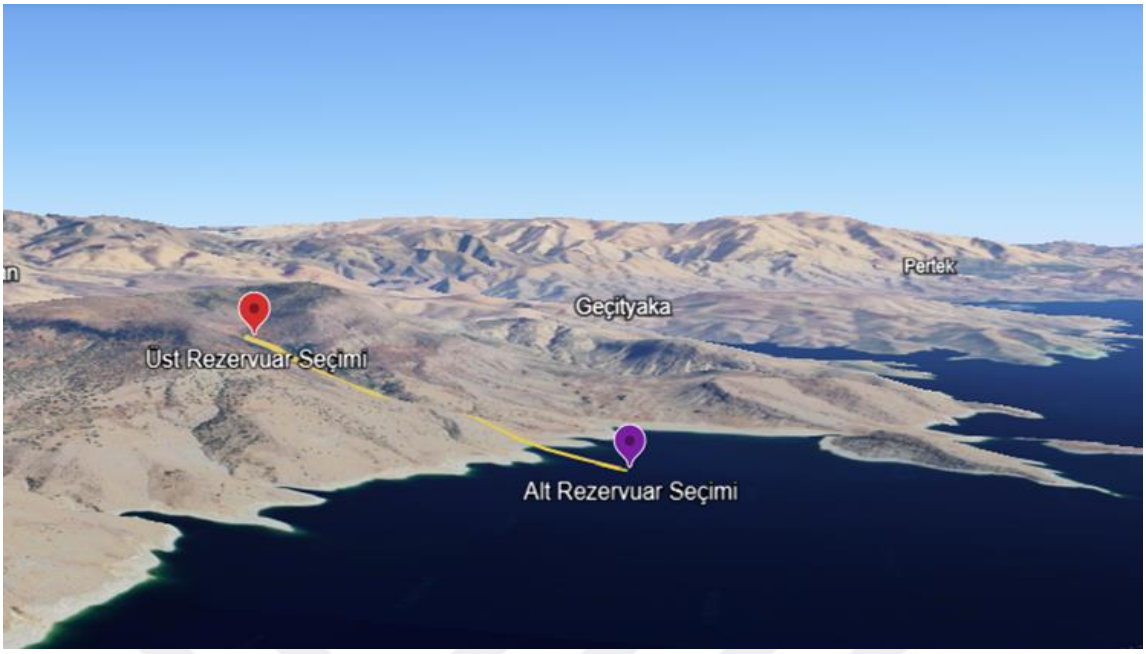
7.2. Proje Tasarımı

Bir önceki bölümde de bahsedildiği gibi bu çalışmada alt rezervuar olarak kullanılan Keban Barajı Gölü'ne uygun düşüde seçilen üst rezervuar varlığına bağlı kurulacak olan Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralin tasarımı üzerinden hesaplamalar yapılmıştır. Çalışmada hesaplamalar sadece teorik hesaplama olarak yapılmış olup, kesin hesap verilerine ulaşmak mümkün olmadığı için bazı noktalarda kabuller, varsayımlar yapılarak hesaplamalar tamamlanmıştır.

Üst rezervuar seçimi

Üst rezervuar seçimi yapılırken yapay bir göl oluşturmak hedeflenmiş ve projede 3 farklı hacim senaryosu üzerine hesaplamalar tamamlanmıştır. 7 000 000 m^3, 5 000 000 m^3 ve 3 000 000 m^3 olmak üzere 3 farklı hacimde yapay göl oluşturulması planlanmıştır. Rezervuar için alan seçilirken yerleşim alanlarından, karayolundan uzak ve yüksek düşü oluşturulabilecek alanlar tercih edilmiştir.

Keban Barajı Gölü çevresinde yer alan 38°53'57" Kuzey ve 39°09'18" Doğu koordinatında 1320 metre yükseklikteki nokta üst rezervuar merkezi olarak seçilmiştir. (Şekil 7.6.)



Şekil 7.6. Proje Tasarım Bilgileri

Alt rezervuar seçimi

Alt rezervuar olarak Keban Barajı Gölü seçilmiştir. Kıyıdan ortalama 80 metre uzaklıkta 820 metre kotu su alma noktası olarak tayin edilmiş olup seçilen üst rezervuar ile aralarındaki mesafe yatayda yaklaşık 1500 metredir.

Proje tasarım bilgileri

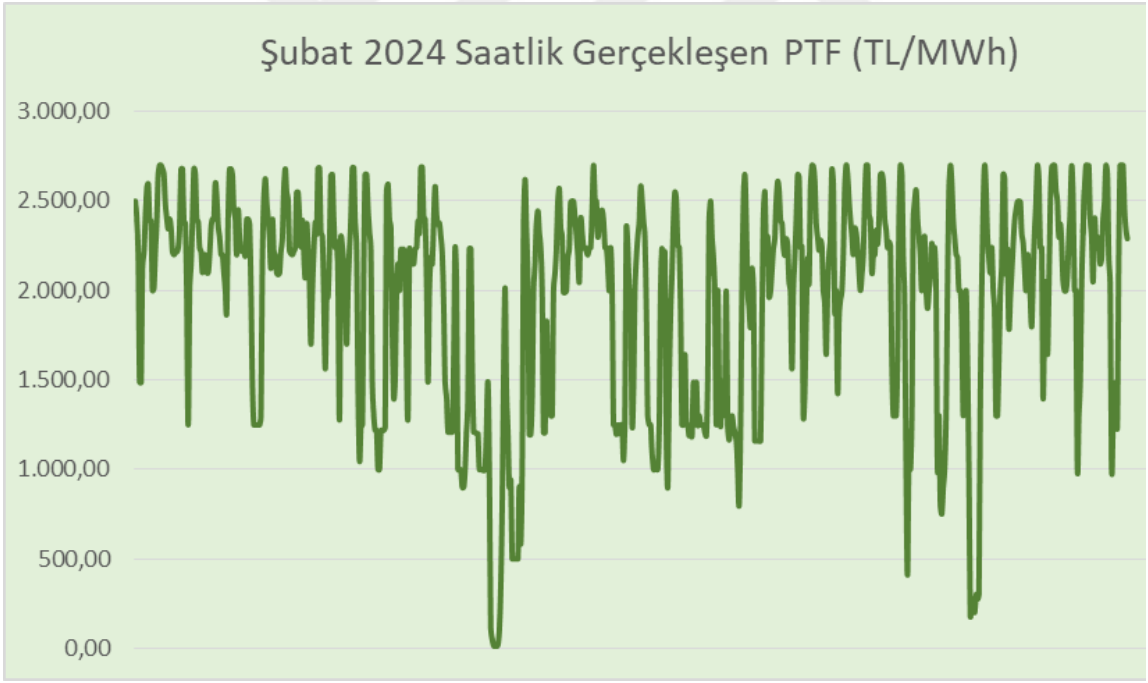
Üst rezervuar seçiminde de değinildiği üzere 3 farklı hacim için senaryolar oluşturulmuştur. Toplam savak uzunluğu 1650 metre, cebri boru çapı 6 metre, üst rezervuarın en düşük su alma kotu 1320 metre, alt rezervuar su alma kotu 820 metre seçilmiş ve mevcut Keban Barajı HES'e uygunluğu ve üç senaryoda da türbinlerin maksimum verimde çalışabilmeleri göz önüne alınarak bu tasarımda 4 adet türbin kullanılmasına karar verilmiştir.

Elektrik enerjisi alış ve satış fiyatı belirleme

31.12.2015 tarih ve 29579 sayılı Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) Kurul kararı ile Resmi Gazete 'de yürürlüğe giren çok zamanlı tarifesine göre elektrik enerjisi tüketiminin yoğun olduğu ortalama 5-6 saatlik zaman dilimi puant zaman olarak adlandırılmıştır.

Elektrik enerjisi tüketim yük profilini dağıtabilmek, arz ve talep dengesini koruyabilmek adına yapılan teşvik mekanizmasıyla ortaya çıkan çok zamanlı tarifede gece en uygun fiyatlandırma üzerinden elektrik enerjisi tedariki sağlanırken, puant zamanda en yüksek fiyatlandırma üzerinden tedarik sağlanmaktadır.

Santrallerin elektrik enerjisi üretiminden elde ettikleri enerjiyi piyasada satarken, Piyasa Takas Fiyatı olarak adlandırılan fiyat üzerinden yapmaktadır. Elektrik piyasasında yapılan gün öncesi piyasa bildirimlerinde arz yani satış talep yani alış miktarları için saatlik verilen tekliflerin kesişimi sonucu oluşan fiyata Piyasa Takas Fiyatı denilmektedir. Bir gün öncesinden yapılan eşleşmeler sonunca oluşan PTF, Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPİAŞ) Şeffaflık Platformunda yayınlanarak ilgilileri ile paylaşılmaktadır. Şubat 2024 dönemi için gerçekleşen PTF fiyatlarına bakıldığında en yüksek fiyatın 2 349,70 TL/MWh, en düşük fiyatın ise 806,24 TL/MWh olarak oluştuğu görülmektedir.



Şekil 7.7. Şubat 2024 Saatlik PTF Dağılımı

Bu projede de tüketimin yoğun olduğu 6 saat aralığında elektrik enerjisi üretimi yapılması, üretim dışındaki sürelerde ise santralin belirlenen çalışma prensibine bağlı olarak elektrik enerjisi depolaması yapılması planlanmaktadır. Üretim sonrasında elektrik enerjisinin Şubat 2024 dönemi maksimum PTF üzerinden satıldığı, depolamanın ise Şubat 2024 dönemi

minimum PTF üzerinden yapıldığı kurgulanmıştır. (Çizelge 7.3.) Güncel döviz kuru baz alınarak 1 $ = 30 TL olarak hesaplamalar yapılmıştır.

Çizelge 7.3. Projede Kullanılan Elektrik Satış ve Alış Fiyatları,

Elektrik Enerjisi Satış Fiyatı	Elektrik Enerjisi Alış Fiyatı
2 349,70 TL/MWh	806,24 TL/MWh
78,32 $/MWh	26,87 $/MWh

7.3. Hesap Detayları

Projede elektrik enerjisi üretimi ve depolama arasındaki maliyet farkını görebilmek adına elektrik enerjisi üretimi için de depolaması için de proje süresi aynı alınmış ve proje süresi puant zaman referans alınarak 6 saat olarak seçilmiştir.

Tasarlanacak olan PDHES'in elektrik tedarikinin yüksek fiyatlandırıldığı puant zamanda, 6 saat boyunca elektrik enerjisi üretimi yapması ve buradan gelir elde etmesi, elektrik enerjisinin uygun fiyatlı tedarik edildiği gece 6 saat boyunca ise elektrik enerjisi depolaması ve bu depolama için ortaya çıkacak maliyet hesaplanmıştır.

Bu bölümde hesaplamalar detaylı olarak anlatılmış ve tüm hesaplamalar 7 000 000 m^3'lük üst rezervuar senaryosuna göre yapılmıştır.

Proje çalışma süresi = $6\ \text{saat} \times \frac{60\ \text{dakika}}{1\ \text{saat}} \times \frac{60\ \text{saniye}}{1\ \text{dakika}} = 21.600$ saniye

Birim zamanda geçen akışkan maddenin hacmi debi olarak adlandırılmaktadır. Debi hesabı yapılırken akışkanın bulunduğu hacim ve akış zamanı bilinmelidir.

Q: Debi(m^3/s) = Rezervuarın hacmi (m^3)/zaman (s)

$$Q = \frac{7\ 000\ 000\ m^3}{21\ 600\ saniye} = 324{,}07\ m^3/s \text{ [51]} \qquad (7.1)$$

$Q = V \times A$

$Q = V \times \pi D^2/4$

V: Akış hızı (m/s)

A: Borunun kesit alanı (m^2)

D: Borunun çapı (m)

Boru çapı 6 metre olarak seçilmiştir. Boru kesit alanı ise;

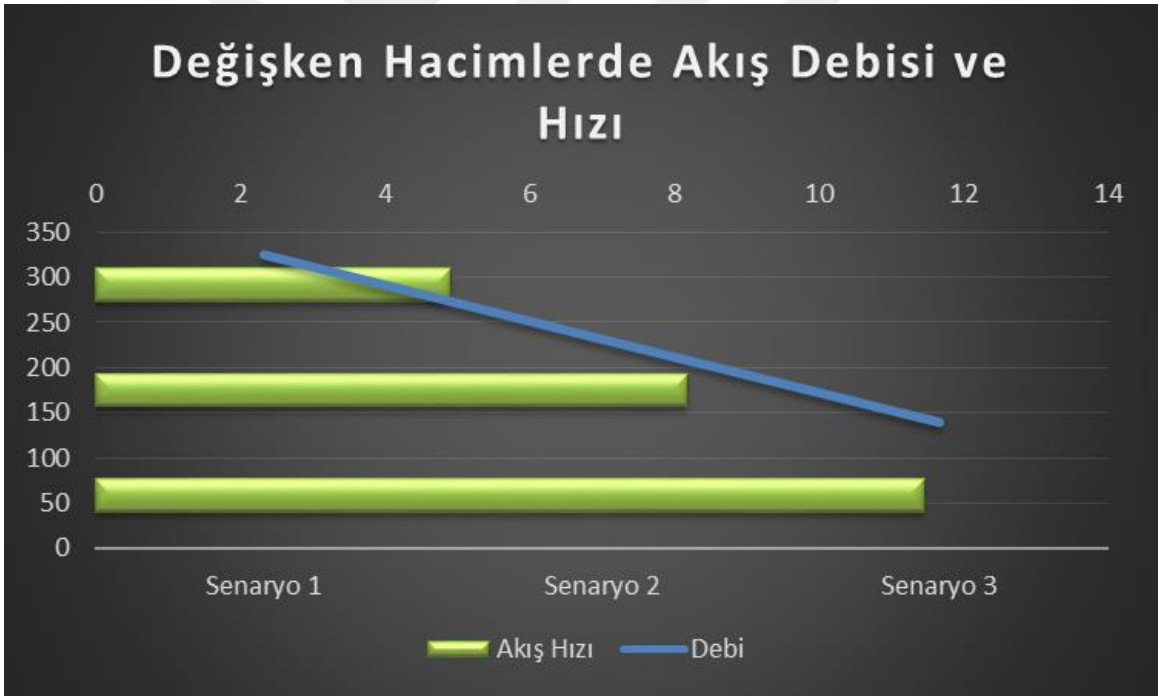
$A = \pi D^2/4 \ = \ \pi(6^2)x4 = 28{,}27\ m^2$

$V = Q/A$ [51] (7.2)

$$V = \frac{324{,}07\ m^3/s}{28{,}27\ m^2} = 11{,}46\ {}^{m}/_{s}$$

Çizelge 7.4. Projedeki Senaryolara göre Debi ve Akış Hızları

Hesaplama Numarası	Üst Rezervuar Hacmi	Debi	Akış Hızı
Senaryo 1	7 000 000 m^3	324,07 m^3/s	11,46 ${}^{m}/_{s}$
Senaryo 2	5 000 000 m^3	231,48 m^3/s	8,19 ${}^{m}/_{s}$
Senaryo 3	3 000 000 m^3	138,89 m^3/s	4,91 ${}^{m}/_{s}$



Şekil 7.8. Değişken Hacimlerde Akış Debisi ve Hızı

Şekil 7.8'de de görüldüğü üzere aynı düşü ve proje zamanına sahip farklı hacimlerdeki üst rezervuar varlığında projeler tasarlandığında suyun akış hızının ve debisinin farklı olduğu görülmektedir. Artan hacimle birlikte debi ve akış hızı artmış, azalan hacimle birlikte ise debi ve akış hızı da azalmıştır.

7.3.1. Sürtünme yük kaybı hesaplamaları

Sürtünmeden kaynaklı borularda sürekli bir enerji kaybı olur. Bu enerji kaybı eşitlik 7.3'te de belirtildiği gibi Weisbach formülü ile hesaplanmıştır.

$$h_k = \frac{f}{D} x \frac{v^2}{2g} xL \quad [51] \tag{7.3}$$

$h_k =$ Sürekli enerji kaybı (m)

f: Sürtünme katsayısı

D: Boru çapı (m)

V: Akışkanın ortalama hızı ($^m/_s$)

g: Yerçekim ivmesi ($^m/_{s^2}$)

L: Boru boyu (m)

f: 0.02

D: 6 m

L: 1.650 m

V: 11,46 m/s

g: 9,81 m/s²

$$h_k = \frac{0{,}02}{324{,}07\ m^3/s} x \frac{(11{,}46\ m/s)^2}{2x9{,}81\ m/s^2} x\ 1\ 650\ m = 36{,}77\ m$$

H_{net}= H-h_k (7.4)

H_{net}: Net düşü (m)

H: Düşü (m)

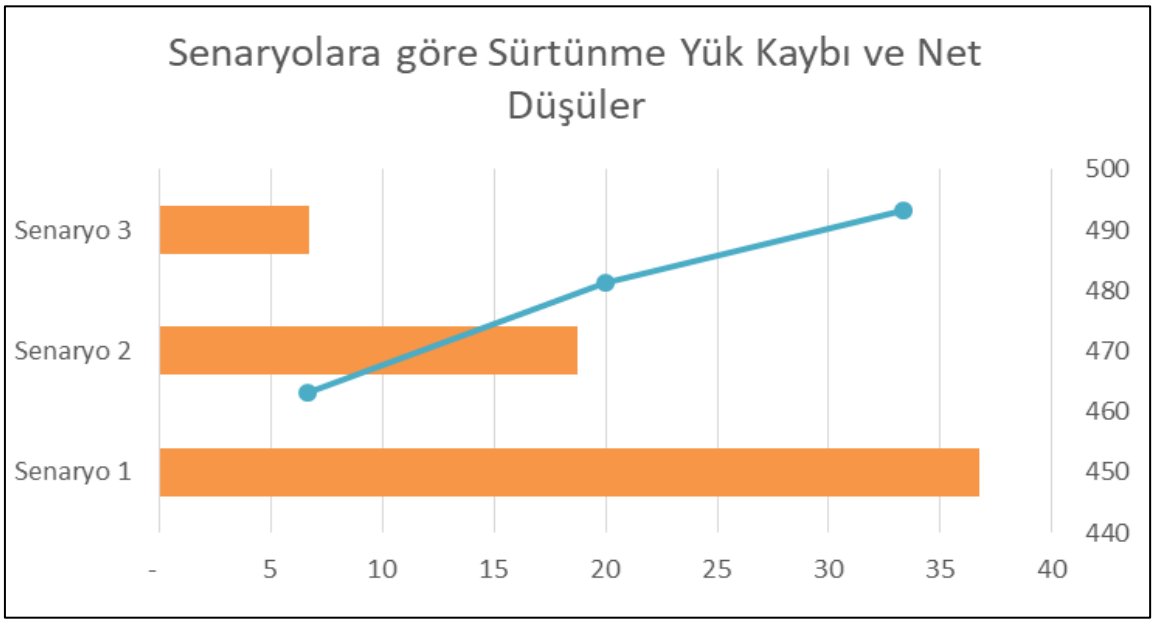
Bernoulli denkleminde hız ve basınç değerleri aynı olduğu için referans düzeyine göre yükseklik farkı düşü miktarını verir. Bu çalışmada alt rezervuar su giriş ve çıkış kotu ile üst rezervuar su giriş ve çıkış kotu alınarak hesaplamalar yapılmıştır.

$H = H_2 - H_1$= 1.320-820=500 m

H_{net}: = 500-36,77 m= 463,23 m

Çizelge 7.5. Projedeki Senaryolara göre Sürtünme Yük Kaybı ve Net Düşüler

Hesaplama Numarası	Üst Rezervuar Hacmi	h_k	H_{net}
Senaryo 1	7 000 000 m^3	36,77 m	463,23 m
Senaryo 2	5 000 000 m^3	18,78 m	481,22 m
Senaryo 3	3 000 000 m^3	6,75 m	493,25 m



Şekil 7.9. Projedeki Senaryolara göre Sürtünme Yük Kaybı ve Net Düşüler

7.3.2. Elektrik enerjisi üretim aşamasında santralin gücü

$P = g \times Q \times H_{net} \times \eta$ [51] (7.5)

P_T: Türbin gücü (kW)

Ƞ: Verim

Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerde elektrik enerjisi üretim aşamasında santraldeki türbinlerin gücü yukarıdaki formül ile hesaplanmıştır. Hesaplamalarda kesin hesap verilerine ulaşmak mümkün olmadığı için bazı noktalarda kabuller, varsayımlar yapılarak hesaplamalar tamamlanmıştır. Bu varsayımla verim %80 alınarak hesaplamalara devam edilmiştir.

P= 9,81 m/s^2 x 324,07 m^3/s x 463,23 m x0.8

P= 1.178.133,5 kW= 1.178,1335 MW (4X300 MW)

Projede 4 adet türbin kullanılacaktır.

Çizelge 7.6. Projedeki Senaryolara göre Kurulacak Santral Gücü ve Seçilecek Türbin Grubu

Hesaplama Numarası	Üst Rezervuar Hacmi	Santral Gücü	Türbin Grubu
Senaryo 1	7 000 000 m^3	1 178,1335 MW	4x300 MW
Senaryo 2	5 000 000 m^3	874,21 MW	4x225 MW
Senaryo 3	3 000 000 m^3	537,65 MW	4x135 MW

7.3.3. Türbin seçimine bağlı hesaplamalar

1 kW elektriksel güç üretebilmek için 1 metrelik düşüde türbinin yapabileceği devir sayısına özgül hız n_s denilmektedir. Türbin tipi seçiminde de özgül hız değerinin hesaplanması en önemli adımlardan biridir. Projenin sahip olduğu debi ve düşü karşında elde edilen özgül hıza bakılarak türbin tipi seçilmelidir. Bu proje tasarımında 4 adet Francis türbin tipi tercih edilmiş ve hesaplamalar bu seçim üzerinden ilerletilmiştir.

1 Francis türbinde özgül hız hesaplanırken aşağıdaki formül kullanılmaktadır.

$$n_s = \frac{2334}{H_{net}^{0,5}} \quad [51] \qquad (7.6)$$

$$n_s = \frac{2334}{(463,23)^{0,5}} = 108,44\ d/dk(devir/dakika)$$

Bir türbinin yapacağı devir sayısı ise net düşü, türbin özgül hızı ve santralin gücüne bağlı olarak aşağıdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

$$n = \frac{H_{net}^{1,25} x\, n_s}{P^{0,5}} \quad [51] \qquad (7.7)]$$

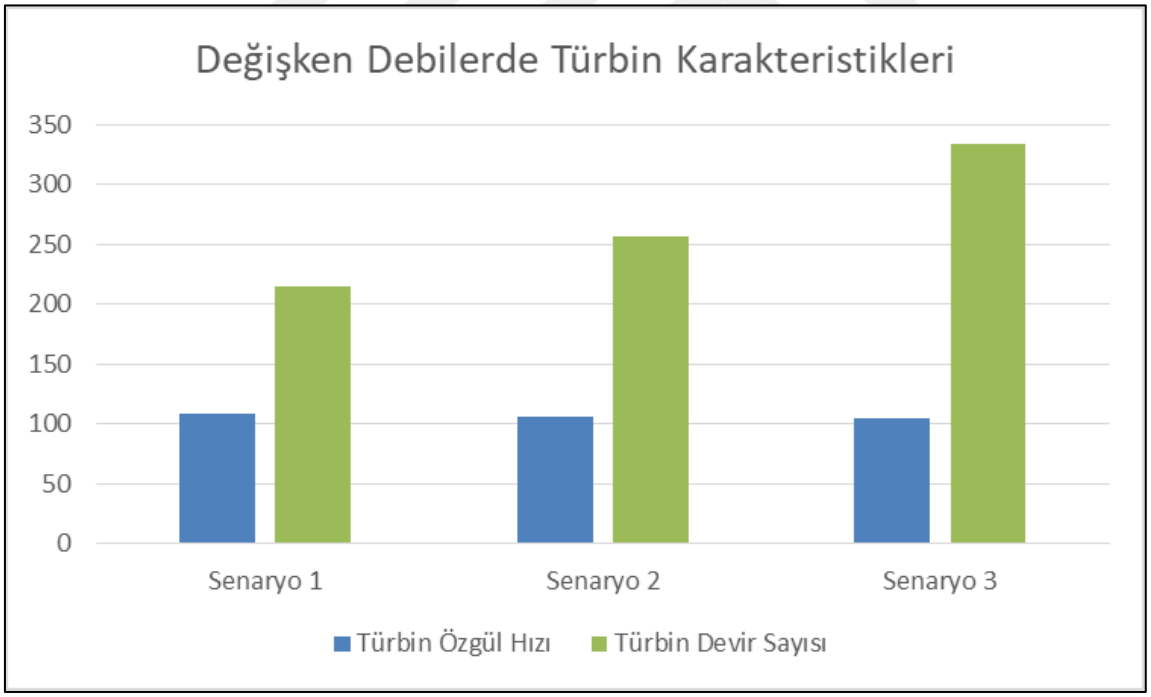
Bu formülde türbinin devir sayısı n ile, türbinin n_s özgül hızı ise ile gösterilmektedir.

$$n = \frac{(463,23\ m)^{1,25} x\ (108,44\ d/dk)}{(1.178.133,5\ kW)^{0,5}} = 214,7\ d/dk$$

Çizelge 7.7. Projedeki Senaryolara göre Türbin Özgül Hızı ve Devir Sayıları

Hesaplama Numarası	Üst Rezervuar Hacmi	Türbin Özgül Hızı	Türbin Devir Sayısı
Senaryo 1	7 000 000 m^3	108,44 d/dk	214,7 d/dk
Senaryo 2	5 000 000 m^3	106,4 d/dk	256,5 d/dk
Senaryo 3	3 000 000 m^3	105,1 d/dk	333,2 d/dk

Projede aynı düşü ve proje zamanında sahip oldukları farklı üst rezervuar hacimleri kaynaklı hesaplamaları karşılaştırılan 3 farklı senaryo bulunmaktadır. Senaryo 1'den 3' üst rezervuar hacimleri ve dolayısıyla projedeki su akış debisi azalmaktadır. Azalan debi ve akış hızına bağlı olarak projede kullanılan aynı tipteki Francis türbininin sahip olduğu özgül hız ve devir sayısının değişkenlik gösterdiği görülmüştür. Şekil 7.10 incelendiğinde artan debi ve akış hızına bağlı olarak türbin özgül hızının arttığı ancak türbin devir sayısının azaldığı görülmektedir. Bir başka ifadeyle debi ve akış hızı azaldıkça türbin devir sayısının arttığı görülmektedir.



Şekil 7.10. Değişken Debilerde Türbin Karakteristikleri

7.3.4. Elektrik enerjisi depolama aşamasında santralin harcadığı güç

Santral depolama moduna geçtiğinde, barındırdığı pompa grubu sayesinde alt rezervuardaki suyu üst rezervuara taşıyarak elektrik enerjisini depolamaktadır. Depolama esnasında

santralin harcaması gereken gücün hesaplanmasında aşağıdaki formül üzerinden hesaplamalar yapılmaktadır.

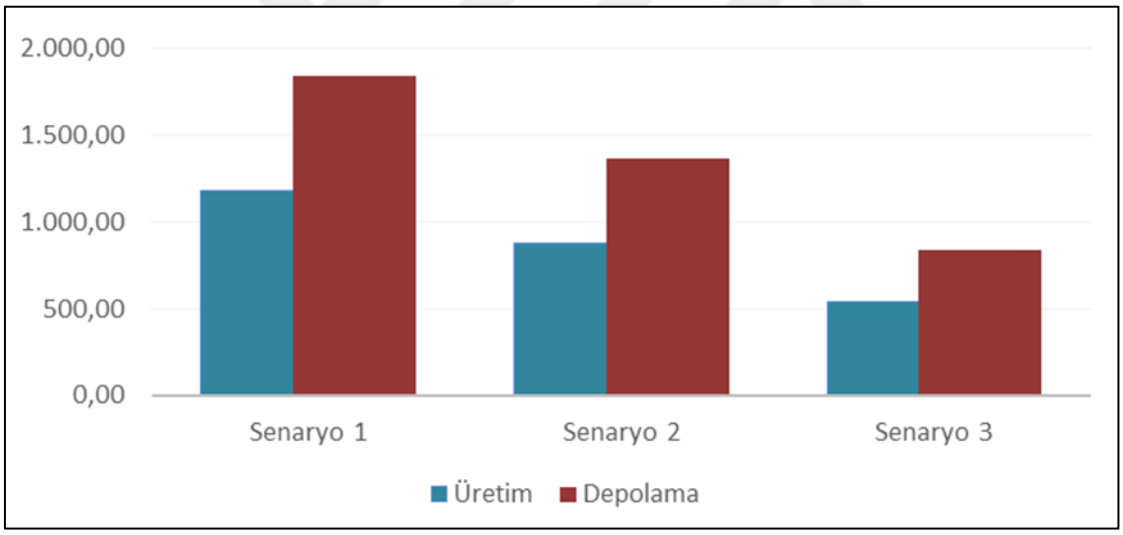
$P=gxQxH_{net}/\eta$ [51] (7.8)

P= 9,81 m/s^2 x 324,07 m^3/s x 463,23 m / 0.8

P= 1.840.833,58 kW = 1 840,83 MW

Çizelge 7.8. Projedeki Senaryolara göre Pompalama Gücü

Hesaplama Numarası	Üst Rezervuar Hacmi	Pompalama Gücü
Senaryo 1	7 000 000 m^3	1 840,83 MW
Senaryo 2	5 000 000 m^3	1 365,95 MW
Senaryo 3	3 000 000 m^3	840,1 MW



Şekil 7.11. Elektrik Enerjisi Üretim ve Depolama Güçlerinin Karşılaştırılması

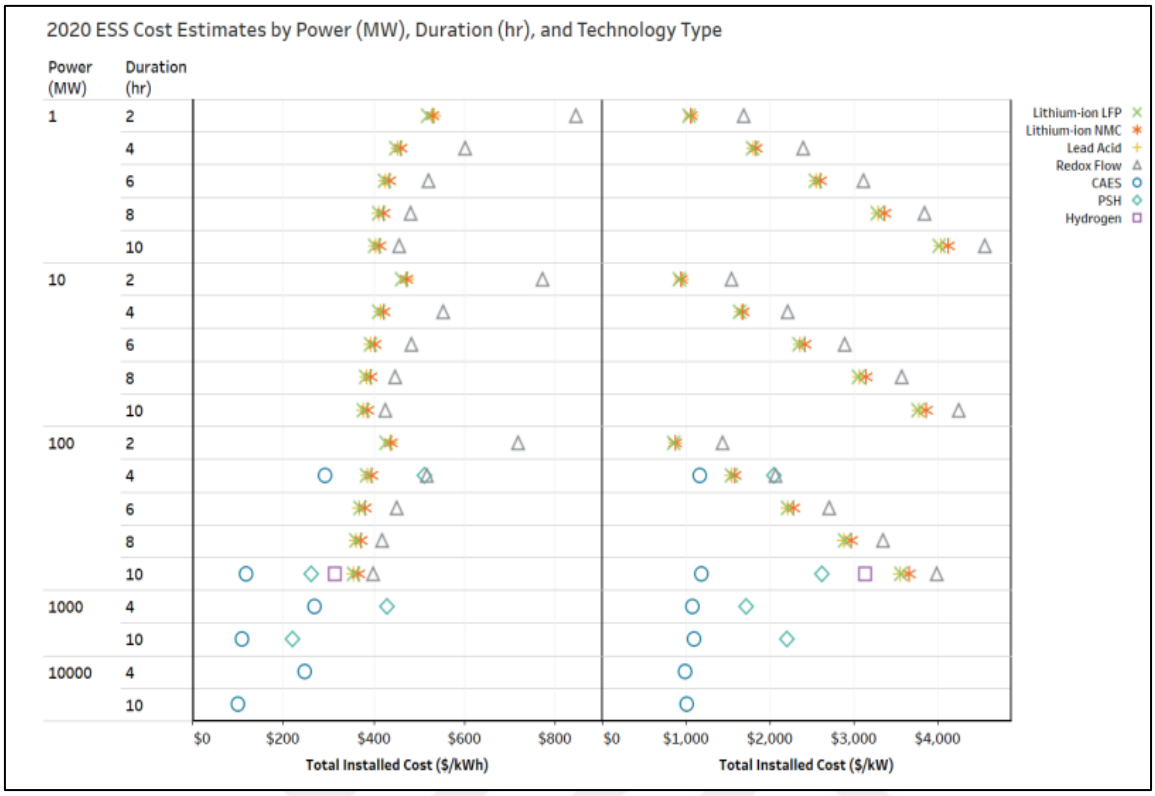
Projede ele alınan 3 farklı senaryo üzerinden hesaplamalara bakıldığında, Şekil 7.11'de de görüldüğü gibi artan hacme bağlı olarak santralin elektrik enerjisi üretimi esnasında sahip olduğu güç ve elektrik enerjisi depolama esnasında harcayacağı güç artmaktadır. Elektrik enerjisi üretimi ve depolama esnasındaki güçler kıyaslandığında ise depolama esnasında elektrik enerjisi üretiminden daha fazla enerji harcandığı görülmektedir. Maliyet çalışması bölümde ayrıca ele alınmış olsa da özetle, santral pompa grubunu kullanarak elektrik enerjisi depoladığı için ürettiği ve depoladığı elektrik enerjisinde proje kazancını etkileyen en önemli etmen; elektrik enerjisinin alış ve satış birim fiyatıdır. Aynı birim fiyatı üzerinden alış ve

satış yapıldığında depolama esnasında harcanan güç daha fazla olduğu için projenin kar getirmesi beklenirken basit matematik hesabı yapıldığında anlaşılacağı üzere tüm santrali zarara götürebilmektedir. Ancak kar-zarar ilişkisini iyi analiz edebilmek adına tüm proje maliyet etmenlerini dikkate almak gerekmektedir.

7.3.5. Maliyet analizi

Bir Hidroelektrik Santral tasarımı yapılırken; santralin maliyetini etkileyecek pek çok parametre bulunmaktadır. Tasarlanan hidroelektrik santralin, Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral olarak tasarlanması durumunda geleneksek hidroelektrik santrallere ilave olarak pompa grubu ve pompalama işlemi için gerekli diğer ekipmanlarında maliyeti projeyi etkilemektedir.

Hidroelektrik santrallerde başlıca en önemli maliyet kalemlerinden bir inşaat işleridir. Kazı işlemleri maliyetleri, rezervuar kurulum maliyeti, cebri boru inşaat maliyeti, ekipmanların maliyeti, enerji nakil hattının maliyeti, projeye harcanan mühendislik çalışmalarının maliyeti gibi pek çok maliyet kalemlerinin hesabının detaylandırılması gerekmektedir. Bu çalışmada yapılan hesaplamalarda; tüm maliyet kalemlerinin verilerine ulaşmak mümkün olmadığı için bazı noktalarda kabuller, varsayımlar yapılarak hesaplamalar tamamlanmıştır.



Şekil 7.12. 2020 Şebeke Enerji Depolama Teknolojisi Maliyet ve Performans Değerlendirmesi [50]

2020 yılında hazırlanmış olan Grid Enerji Depolama Teknolojisi Maliyet ve Performans Değerlendirme Raporu verileri dikkate alınarak bir PDHES kurulum maliyeti ortalama 2 000 $/kW olarak alınmış ve hesaplamalara bu varsayım ile devam edilmiştir.

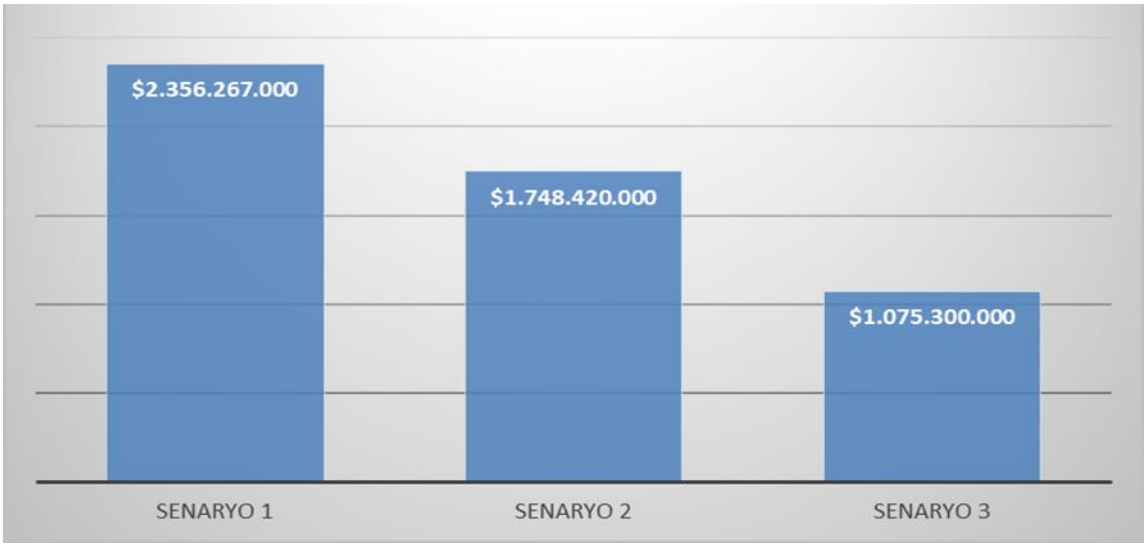
Proje maliyeti hesaplanırken; santralin elektrik enerjisi üretimi için sahip olduğu kurulu güç ve ortalama kurulum maliyeti verilerinden yararlanarak hesaplama aşağıdaki formülde belirtildiği gibi yapılmaktadır.

Proje Maliyeti = Santral Gücü x Ortalama Kurulum Maliyeti (7.9)

Proje Maliyeti = 1 178 133,5 kW x 2 000 $/kW = 2 356 267 000 $

Çizelge 7.9. Projedeki Senaryolara göre Toplam Proje Maliyetleri

Hesaplama Numarası	Santral Gücü	Proje Maliyeti
Senaryo 1	1 178,1335 MW	2 356 267 000 $
Senaryo 2	874,21 MW	1 748 420 000 $
Senaryo 3	537,65 MW	1 075 300 000 $



Şekil 7.13. Projedeki Senaryolara göre Toplam Proje Yatırım Maliyetleri

Projede kullanılan elektrik satış ve alış fiyatları Çizelge 7.3'te belirtildiği üzere, üretilen elektrik enerjisi 78,32 $/MWh üzerinden satılarak gelir oluşturulmuş, depolanan elektrik enerjisi için ise 26,87 $/MWh üzerinden elektrik enerjisi alınarak gider oluşturulmuştur. Projede 6 saat elektrik enerjisi üretimi, 6 saat ise elektrik enerjisi depolaması yapılarak santralin günlük gelir ve giderleri üzerinden kazanç hesaplanmıştır.

Günlük gelir kalemi elektrik enerjisi üretimine bağlı satıştan elde edildiği için, Günlük Elektrik Enerjisi Üretim Kazancı (GK), santralin kurulu gücü, proje saati ve elektrik enerjisi satış fiyatına bağlı olarak aşağıdaki formüle göre hesaplanmaktadır.

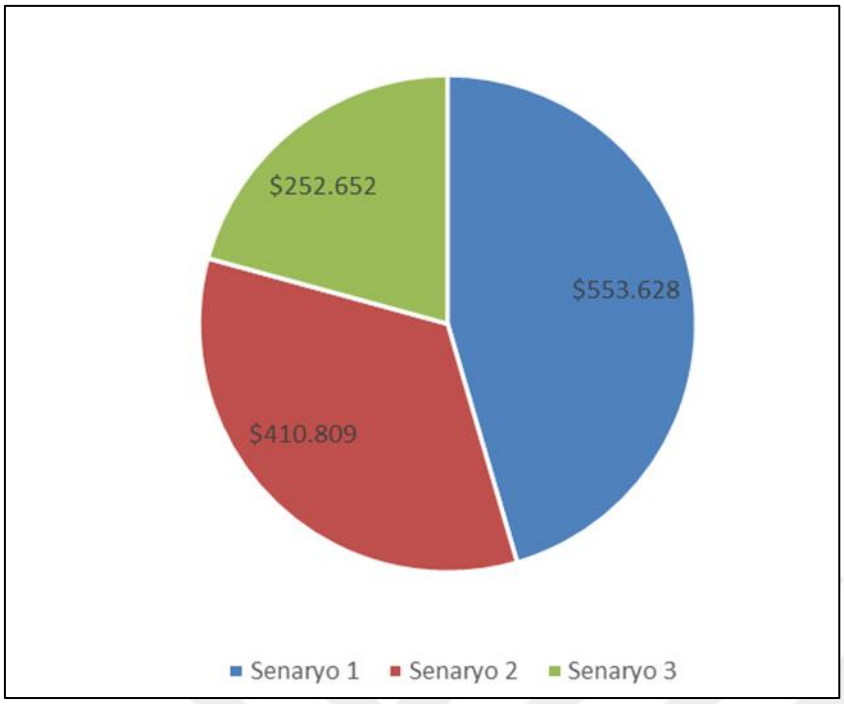
GK = Santral Kurulu Gücü X Elektrik Enerjisi Satış Fiyatı x Proje Saati (7.10)

GK= 1 178,1335 MWh x 78,32 $/MWh X 6 h

GK = 553.628,4 $

Çizelge 7.10. Projedeki Senaryolara göre Günlük Elektrik Enerjisi Üretim Kazançları

Hesaplama Numarası	Pompalama Gücü	Günlük Elektrik Enerjisi Üretim Kazancı
Senaryo 1	1 178,1335 MW	553 628,4 $
Senaryo 2	874,21 MW	410 808,6 $
Senaryo 3	537,65 MW	252 652,2 $



Şekil 7.14. Projedeki Senaryolara göre Günlük Üretim Kazançları

Günlük gider kalemi ise elektrik enerjisi depolamasına bağlı pompa grubunda harcanması gereken elektrik enerjisinin satın alınmasından kaynaklı oluşmaktadır. Günlük Elektrik Enerjisi Depolama Gideri (GG), santralin pompaj esnasındaki kurulu gücü, proje saati ve elektrik enerjisi alış fiyatına bağlı olarak aşağıdaki formüle göre hesaplanmaktadır.

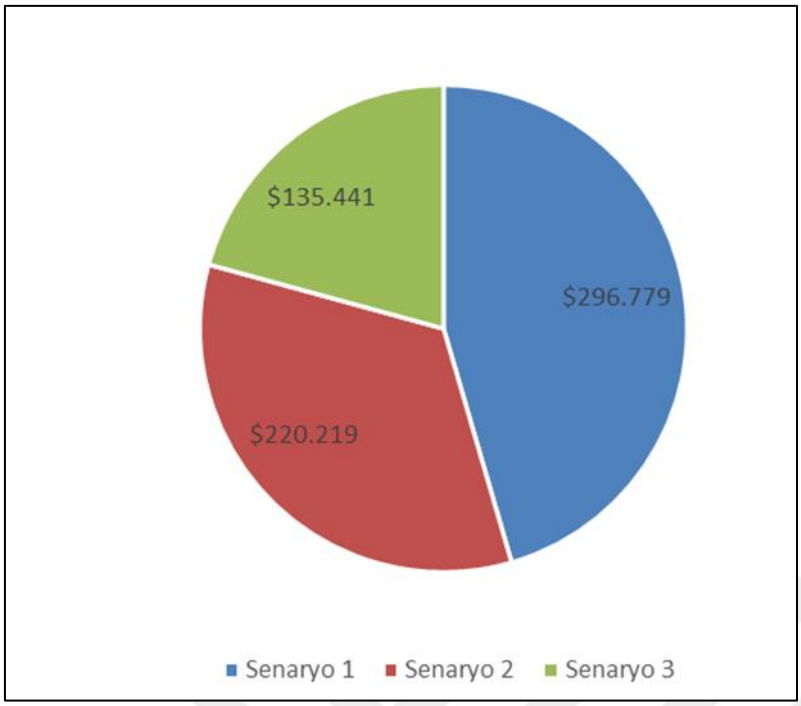
GG = Santral Kurulu Gücü X Elektrik Enerjisi Satış Fiyatı x Proje Saati (7.11)

GK= 1 840,83 MWh x 26,87 $/MWh x 6 h

GK = 296 778,6 $

Çizelge 7.11. Projedeki Senaryolara göre Günlük Elektrik Enerjisi Depolama Giderleri

Hesaplama Numarası	Pompalama Gücü	Günlük Elektrik Enerjisi Depolama Gideri
Senaryo 1	1.840,83 MW	296.778,6 $
Senaryo 2	1.365,95 MW	220.218,6 $
Senaryo 3	840,1 MW	135.441 $



Şekil 7.15. Projedeki Senaryolara göre Günlük Elektrik Enerjisi Depolama Giderleri

Santralin günlük elde ettiği gelirler ile giderlerin toplamında ise sağladığı net kazanç maliyet olarak hesaplanırken aşağıdaki formüle göre hesaplama yapılmaktadır.

Günlük Net Kazanç (GNK) = Günlük Elektrik Enerjisi Üretim Kazancı (GK) - Günlük Elektrik Enerjisi Depolama Gideri (GG) (7.12)

GNK = GK – GG

GNK = 553 628,4 $ - 296 778,6 $ = 256 849,8 $

Çizelge 7.12. Projedeki Senaryolara göre Günlük Net Kazançlar

Hesaplama Numarası	Pompalama Gücü	Günlük Net Kazanç
Senaryo 1	1 840,83 MW	256 849,8 $
Senaryo 2	1 365,95 MW	190 590 $
Senaryo 3	840,1 MW	117 211,2 $



Şekil 7.16. Projedeki Senaryolara göre Gelir, Gider ve Kazançlar

Proje tasarımının hayata geçirilebilmesi için, proje için harcanan maliyet karşılık elde edilen kazancın yüksek olması ve proje maliyetini en kısa sürede karşılayabilmesi gerekmektedir. Bu sebeple günlük kazanç üzerinden değil yıllık kazanç üzerinden yorumlama yapılması gerekmektedir.

Yıllık net kazanç hesaplaması yapılırken santralin yılın nerdeyse tamamında çalıştığı referans alınarak, günlük net kazanç değerleri 360 ile çarpılarak yıllık net kazanç değerleri hesaplanmıştır.

Yıllık Net Kazanç (YNK) = Günlük Net Kazanç (GNK) x 360 (7.13)

YNK = GK x 360

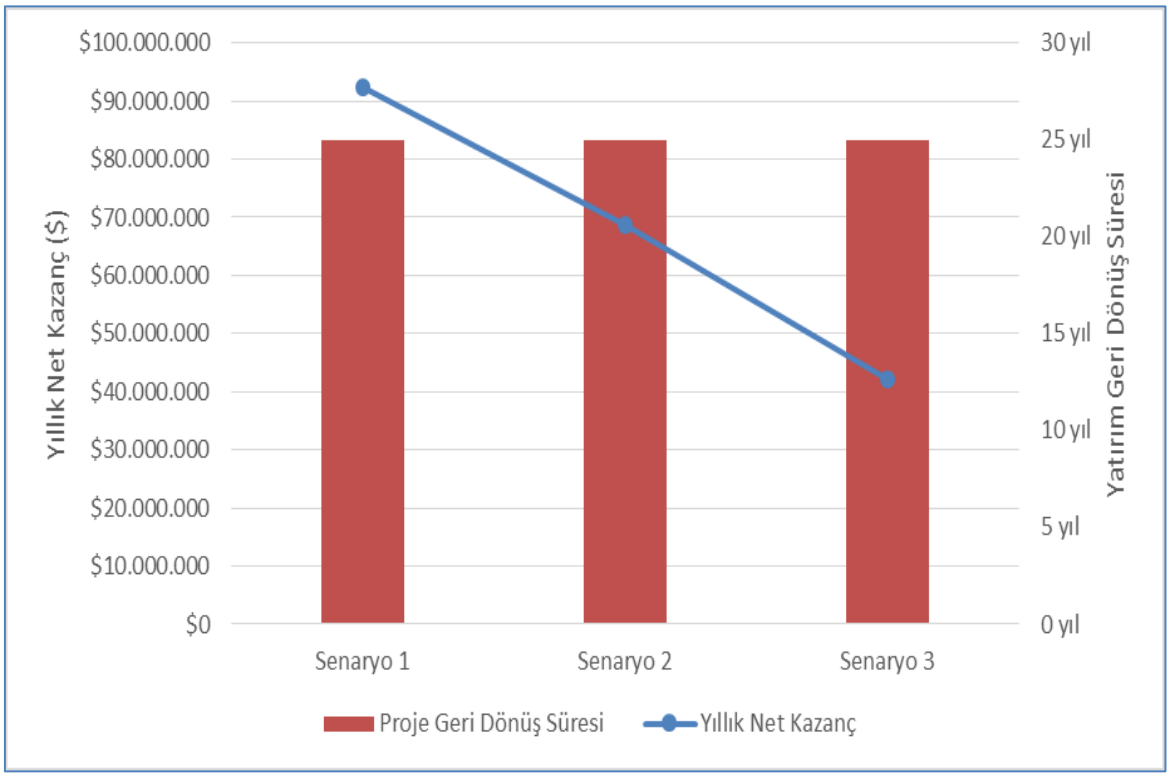
YNK = 256 849,8 $ x 360 = 92 465 928 $

Projeye yapılan yatırımın, elde edilen gelirlere ve giderlere yani net kazanca bakılarak ne kadar sürede kendini amorti edeceği; projenin maliyeti ve yıllık sağladığı net kazanç üzerinden basit geri dönüş süresi hesabına göre yapılmaktadır. Basit geri dönüş süresi hesabı aşağıdaki formül ile hesaplanmaktadır.

Geri Dönüş Süresi = Proje Toplam Yatırım Maliyeti / Yıllık Net Kazanç (7.14)

Çizelge 7.13. Projedeki Senaryolara göre Yıllık Net Kazançlar ve Geri Dönüş Süreleri

Hesaplama Numarası	Yıllık Net Kazanç	Proje Geri Dönüş Süresi
Senaryo 1	92 465 928 $	25 yıl
Senaryo 2	68 612 400 $	25 yıl
Senaryo 3	42 196 032 $	25 yıl



Şekil 7.17. Projedeki Senaryolara göre Yıllık Net Kazanç Tutarları ve Proje Geri Dönüş Süreleri

8. SONUÇ VE ÖNERİLER

“Değişen ve gelişen günümüz teknolojisi ile enerjiye ihtiyaç günden güne artmaktadır.” İfadesi günümüzde önemini farklı bir noktaya taşımıştır. Artan enerji ihtiyacına bağlı enerji üretim kapasitesinin artırılması bir çözüm olarak düşünülmüş olsa bile günümüzde artık bu enerji üretim kapasitesini hangi kaynak varlığını kullanarak artırmaya çalıştığımız daha da önem kazanmıştır.

Sera gazı salınımının engellenmesi ile küresel ısınmanın önüne geçmek en önemli hedefler arasında yer alırken enerji ihtiyacını karşılamak için yenilenebilir enerji kaynaklarında kapasite artışına gidilerek arz-talep dengesini korumak önem kazanmıştır. İkinci bölümde yenilenebilir enerji kaynakları ve bu kaynakların süreksizliğinden bahsedildiği gibi dördüncü bölümde ise enerji depolama çözümlerinin entegrasyonuyla yenilenebilir enerji kaynaklarında kapasite artışının daha hızlı yapılabileceği anlaşılmaktadır.

Keban Barajı Gölü için tasarlanan bu çalışmada mevcut göl alt rezervuar olarak kullanıp yeni inşa edilecek yapay gölün üst rezervuar olarak konumlandırılması ve iki rezervuar arasındaki potansiyel farktan faydalanarak elektrik enerjisi üretimi ve depolaması modlarında çalıştırılması üzerine hesaplamalar yapılmıştır.

Projede 3 farklı senaryo üzerinden yıllık net kazançlar ve proje geri dönüş süreleri hesaplanmıştır. Tüm verilere gerçeği yansıtır şekilde ulaşmak mümkün olmadığı için bazı noktalarda kabuller, varsayımlar yapılarak hesaplamalar tamamlanmıştır.

Elektrik enerjisi fiyatının düşük olduğu saatlerde pompalama grubunun çalışmasıyla elektrik enerjisi depolamasının yapılması, elektrik enerjisi fiyatının yüksek olduğu durumlarda ise türbin grubunun çalışmasıyla elektrik enerjisi üretimi yapılması amaçlanmıştır. Günlük aynı saat aralığında yapılan üretim ve depolama üzerinden elde edilen gelir-giderlere bakılarak sağlanan net kazanç üzerinden 3 farklı senaryoda da proje geri dönüş süreleri 25 yıl olarak hesaplanmaktadır. Yerli ekipman desteği, inşaat maliyetlerindeki iyileştirmeler, mevcut santrallerin dönüşümü, devlet teşvik mekanizmalarının artırılması vb. destekleyici sistemler ile projeleri geri dönüş süreleri kısaltılabilir.

Türkiye’de günümüz gündem maddelerinden biri olan Net Sıfır Emisyon hedefi gibi sürdürülebilir bir gelecek, enerjide arz güvenliğinin sağlanabilmesi, yapılan yenilenebilir enerji yatırımları ile ülke ekonomisine katkı sağlanabilmesi PDHES’lerin önemi giderek artmıştır. Türkiye’de yapılan ön fizibilite çalışmaları bulunsa da hayata geçen herhangi bir dönüşüm veya yeni kurulum PDHES çalışması bulunmamaktadır.

İnşaat maliyetleri, hızla değişen ve dalgalanan döviz kuru sebebiyle oldukça uzayan geri dönüş süreleri PDHES’lere olan ilgiyi azaltıyor olsa da elektrik enerjisi depolama kapasitelerinin büyüklüğü, Türkiye’de mevcuttaki hidroelektrik santrallerinin varlığının fazla olması sebebiyle ülkemiz için daha uygulanabilir bir yatırım konusu haline gelmektedir. İlk adımda mevcuttaki santrallerin dönüşümü ile PDHES’leri hayata geçirmek oldukça faydalı olacaktır.

KAYNAKLAR

1. Pınarkara, B. (2022). *Ermenek Çayı üzerinde pompalı depolamalı hidroelektrik santral sistemlerinin uygulanabilirliğinin araştırılması.* Yüksek Lisans Tezi, Konya Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Konya.

2. Gürsakal, H., Uyumaz, A. (2021). Pompalı depolamalı hidroelektrik santrallerin optimizasyonunda karlılık analizi ve çalışma süresi tayini. *Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi*, 9(2), 436-452.

3. Altun, H. S. (2023). *Mevcut rezervuarların pompalı depolamalı hidroelektrik santrale dönüştürülmesi üzerine bir çalışma*. Yüksek Lisans Tezi, Bilecik Şeyh Edebali Üniversitesi Fen Bilimelri Enstütüsü, Bilecik.

4. İnternet: Baykal, N. (2018, Eylül 14). Alternatif enerji kaynakları ve Türkiye. Bilim Genç. URL: https://bilimgenc.tubitak.gov.tr/makale/alternatif-enerji-kaynaklari-ve-turkiye/ Son Erişm Tarihi: 05.07.2023

5. İnternet: Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ). (2022). Kurulu Güç Türkiye elektrik üretim-iletim 2022 yılı istatistikleri. URL: https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri/ Son Erişm Tarihi: 02.10.2023

6. İnternet: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (n.d.). Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA). URL: https://gepa.enerji.gov.tr/ Son Erişm Tarihi: 11.12.2023

7. İnternet: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (n.d.). Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA). URL: https://repa.enerji.gov.tr/REPA/bolgeler/TURKIYE-GENELI.pdf/ Son Erişm Tarihi: 07.09.2023

8. İnternet: Wikipedia. (n.d.). Biyokütle. In Vikipedi, Özgür Ansiklopedi. Retrieved June 23, 2024, from URL: https://tr.wikipedia.org/wiki/Biyok%C3%BCtle/ Son Erişm Tarihi: 06.06.2023

9. İnternet: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (n.d.). Jeotermal enerji. URL: https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-jeotermal/ Son Erişm Tarihi: 22.06.2023

10. İnternet: Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA). (t.y.). Jeotermal harita. 2022, URL: https://www.mta.gov.tr/v3.0/sayfalar/hizmetler/jeotermal-harita/images/1.jpg/ Son Erişm Tarihi: 18.09.2023

11. İnternet: Doğu, İ. (2023). Hidrojen enerjisi nedir? URL: https://sustainablefuture.com.tr/hidrojen-enerjisi-nedir/ Son Erişm Tarihi:.15.02.2024

12. Yıldırım, E. (2014). *Enerji depolanması, verimliliği, pompaj depolamalı hidro-elektrik santraller ve Türkiye'deki uygulamaları: Bayramhacılı pompalı hibrit destekli HES örneği*. Yüksek Lisans Tezi, Aksaray Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Aksaray.

13. İnternet: FRMTR. (2023). Hidroelektrik santrallerinde sürdürülebilirlik sağlayan proje: MILHES. URL: https://www.frmtr.com/bilim-ve-teknoloji/8189147-hidroelektrik-santrallerinde-surdurulebilirlik-saglayan-proje-milhes.html/ Son Erişm Tarihi: 11.09.2023

14. Çiçek, Ö. (2021). *Pompalı depolamalı hidroelektrik santral tasarımı.* Yüksek lisans tezi, Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara

15. İnternet: Teknotasarim. (2022). Hidroelektrik enerji ve türbinler. URL: http://www.teknotasarim.com/ Son Erişm Tarihi: 27.10.2023

16. İnternet: The Constructor. (n.d.). Kaplan turbine: Component and working. URL: https://theconstructor.org/practical-guide/kaplan-turbine-component-working/2904/ Son Erişm Tarihi: 26.05.2024

17. Ünver, Ü., Bilgin, H., & Güven, A. (2015). Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler. *Dergi Park Akademi.* 56(663), 57-64.

18. Güney, G. (2024). *Denizsuyu pompalamalı hidroelektrik santraller: Hatay bölgesinde örnek çalışma.* Yüksek Lisans Tezi, Bilecik Şeyh Edebali Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Bilecik.

19. TESAB. (2022). Enerji depolama teknolojileri: Pompalı depolamalı HES projeleri. ISBN: 978-605-63465-7-6.

20. İnternet: Australian National University. (t.y.). Global 100% Yenilenebilir Enerji. URL: https://re100.eng.anu.edu.au/global/ Son Erişm Tarihi: 11.12.2023

21. İnternet: Vattenfall. (n.d.). Markersbach. URL: https://powerplants.vattenfall.com/markersbach/ Son Erişm Tarihi: 03.04.2024

22. İnternet: MB Renewables. (n.d.). Pilot project. URL: https://www.mbrenewables.com/en/pilot-project/ Son Erişm Tarihi: 20.02.2024

23. İnternet: Axpo. (n.d.). Limmern pumped storage power plant. URL: https://www.axpo.com/ch/en/energy/generation-and-distribution/hydropower/limmern-pumped-storage-power-plant.html/ Son Erişm Tarihi: 19.12.2023

24. İnternet: Nant de Drance. (n.d.). Discover. URL: https://www.nant-de-drance.ch/en/discover/ Son Erişm Tarihi: 09.11.2023

25. İnternet: NS Energy. (n.d.). Cortes-La Muela power complex. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/cortes-la-muela-power-complex/ Son Erişm Tarihi: 14.09.2023

26. İnternet: Wikipedia. (n.d.). Entracque Power Plant. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Entracque_Power_Plant/ Son Erişm Tarihi: 28.02.2024

27. İnternet: Wikipedia. (n.d.). Roncovalgrande Hydroelectric Plant. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Roncovalgrande_Hydroelectric_Plant/ Son Erişm Tarihi: 22.07.2023

28. İnternet: Enel Green Power. (n.d.). Presenzano Hydroelectric Power Plant. URL: https://www.enelgreenpower.com/our-projects/operating/presenzano-hydroelectric-power-plant/ Son Erişm Tarihi: 15.10.2023

29. İnternet: Enel Green Power. (n.d.). Edolo Hydroelectric Plant. URL: https://www.enelgreenpower.com/our-projects/operating/edolo-hydroelectric-plant/ Son Erişm Tarihi: 29.01.2024

30. İnternet: NS Energy. (n.d.). Dinorwig Power Station. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/dinorwig-power-station/ Son Erişm Tarihi: 19.12.2023

31. İnternet: NS Energy. (n.d.). La Coche Power Plant Expansion. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/la-coche-power-plant-expansion/ Son Erişm Tarihi: 11.03.2024

32. İnternet: Wikipedia. (n.d.). Revin Pumped Storage Power Plant. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Revin_Pumped_Storage_Power_Plant/ Son Erişm Tarihi:

33. İnternet: NS Energy. (n.d.). Dniester Pumped Storage Hydroelectric Power Project. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/dniester-pumped-storage-hydroelectric-power-project/ Son Erişm Tarihi: 20.04.2024

34. İnternet: DonanımHaber. (n.d.). Dünyanın en büyük pompaj depolamalı HES'i. URL: https://www.donanimhaber.com/dunyanin-en-buyuk-pompaj-depolamali-hes-i--143898/ Son Erişm Tarihi: 30.01.2024

35. İnternet: NS Energy. (n.d.). Largest pumped storage plants. URL: https://www.nsenergybusiness.com/features/largest-pumped-storage-plants/ Son Erişm Tarihi: 08.03.2024

36. İnternet: Wikipedia. (n.d.). Imaichi Pumped Storage Power Station. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Imaichi_Pumped_Storage_Power_Station/ Son Erişm Tarihi: 16.02.2024

37. İnternet: Wikipedia. (n.d.). Okutataragi Pumped Storage Power Station. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Okutataragi_Pumped_Storage_Power_Station#/media/File:Tataragi_Dam01n4272.jpg/ Son Erişm Tarihi:

38. İnternet: Wikipedia. (n.d.). Bath County Pumped Storage Station. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Bath_County_Pumped_Storage_Station#/media/File:Bath_County_Pumped_Storage_Station.jpg/ Son Erişm Tarihi: 28.01.2024

39. İnternet: Wikipedia. (n.d.). Sardar Sarovar Dam. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Sardar_Sarovar_Dam#/media/File:Sardar_Sarovar_Dam_3.jpg/ Son Erişm Tarihi: 21.12.2023

40. İnternet: Wikipedia. (n.d.). Tumut Hydroelectric Power Station. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Tumut_Hydroelectric_Power_Station#/media/File:Tumut3GeneratingStation.jpg/ Son Erişm Tarihi: 06.02.2024

41. İnternet: ESRU. (n.d.). Seawater pumped hydro. URL: https://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/17-18/cumbrae/Seawater%20pumped%20hydro.html/ Son Erişm Tarihi: 10.11.2023

42. Sertkaya, A. A., Saraç, M., Omar, M. A. (2015). Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerinin Türkiye için önemi. *Gazi Mühendislik Bilimler Dergisi*, 1(3), 369-382

43. T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı. (2019). 11. Kalkınma Planı

44. Mülga Enerji İşleri İdaresi (EİE). (2009). Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin Türkiye'de uygulanabilirliği için hazırlanan fizibilite raporu. (Kamu erişimine kapalı).

45. Güzel, M. (2022). *Keban Baraj Gölünde seviye değişikliği ve antropojen etkileri*. Yüksek Lisans Tezi, Osmaniye Korkut Ata Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Osmaniye.

46. İnternet: Enerji Atlası. (n.d.). Keban Barajı. URL: https://www.enerjiatlasi.com/hidroelektrik/keban-baraji.html/ Son Erişm Tarihi: 25.12.2023

47. İnternet: Elazığ Belediyesi. (n.d.). Keban Barajı. URL: https://www.elazig.bel.tr/kent-rehberi/keban-baraji/241/ Son Erişm Tarihi: 20.01.2024

48. İnternet: AFAD. (n.d.). Türkiye Deprem Tehlike Haritası. URL: https://www.afad.gov.tr/turkiye-deprem-tehlike-haritasi/ Son Erişm Tarihi:

49. İnternet: Mongird, K., et al. (2020). 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment. URL: https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf/ Son Erişm Tarihi: 16.11.2023

50. Cimbalak, J. M., Çengel, Y. A. (2008). *Akışkanlar Mekaniği: Temelleri ve Uygulamaları*. İzmir: Güven Kitabevi.



Gazili olmak ayrıcalıktır